

## Modelo hidrodinámico para el desplazamiento de un elemento de limpieza interna en un oleoducto con acumulación de agua

*Berenice Anell Martínez Cabañas*  
*T. Iván Guerrero Sarabia*  
*GIIMAF-Facultad de Ingeniería-UNAM*

Artículo recibido en agosto-evaluado-aceptado y corregido en septiembre 2023

### Resumen

En este trabajo, se presenta un modelo para simular el desplazamiento de un elemento de limpieza interna (ELI o “diablo”) en oleoductos con acumulación de agua. Para tal efecto, se desarrolló un conjunto de ecuaciones que capturan los principales aspectos hidrodinámicos del flujo transitorio agua-aceite en tuberías, así como la dinámica del bache generado durante este tipo de operaciones. Para diferenciar si las fases se encuentran estratificadas o dispersas, se utilizó un criterio mecanicista.

El modelo se verificó satisfactoriamente con resultados de simulaciones reportadas en la literatura para flujo transitorio líquido-líquido, así como con balances de materia para dos fases inmiscibles e incompresibles.

Finalmente, se realizó un estudio paramétrico en el que se analizaron los efectos del colgamiento de agua en el cuerpo del bache, la viscosidad del aceite y el diámetro de la tubería en las características del bache generado durante la corrida de un ELI.

**Palabras clave:** Corrida de diablos, flujo agua-aceite, flujo en oleoductos, aseguramiento de flujo, acumulación de agua en oleoductos.

## Hydrodynamic model to simulate pigging operations in oil pipelines with water accumulation

### Abstract

In this work, we present a model to simulate pigging operations in oil pipelines with free water accumulation. For this purpose, a set of equations was developed to describe the main hydrodynamic characteristics of transient water-oil flow in pipes, as well as the dynamics of the slug generated during this type of operations. A mechanistic criterion was used to identify whether the phases are stratified or dispersed.

The model was satisfactorily verified with simulation results available in the literature for liquid-liquid transient flow, as well as with material balances for two immiscible and incompressible phases.

Finally, based on a parametric study, we analyzed the effects of water holdup in the slug, oil viscosity, and pipe diameter on the characteristics of the slug generated during a pigging operation.

**Keywords:** pigging, oil-water flow, oil pipeline flow, flow assurance, free water accumulation in oil pipelines.

## Introducción

La acumulación de agua libre es una problemática de aseguramiento de flujo que puede presentarse en ductos que transportan petróleo y/o gas. Ocasiona la presurización del sistema y, en consecuencia, la reducción de los gastos de los fluidos producidos. Adicionalmente, puede derivar en la formación de incrustaciones minerales que obstruyen aún más el paso de fluidos y que son difíciles de remover. También puede causar afectaciones importantes en la integridad mecánica de las tuberías por corrosión localizada. En cualquier caso, las repercusiones económicas pueden ser considerables, particularmente en los sistemas costa afuera, (Martínez, 2019).

Una práctica común para desalojar el agua acumulada de los ductos es a través del desplazamiento de elementos de limpieza interna (ELI), referidos comúnmente en la práctica petrolera como “diablos”. Debido a la naturaleza del flujo multifásico transitorio asociado con este tipo de operaciones, el diseño y análisis de las corridas de diablos demandan el uso de simulación dinámica. Para tal efecto, existen diversas herramientas comerciales; sin embargo, éstas constituyen cajas negras para el usuario, ya que no proporcionan información detallada de los modelos que utilizan.

Por otra parte, existen pocos modelos publicados en la literatura que describan los principales aspectos hidrodinámicos del proceso; cabe agregar que la mayoría de ellos fueron desarrollados para flujo gas-líquido. En los primeros trabajos, el desplazamiento de los diablos se aproximó como una secuencia de estados estacionarios, donde el colgamiento de líquido y la caída de presión se calculaba en cada paso de tiempo con correlaciones empíricas desarrolladas originalmente para flujo en régimen permanente; en este rubro, puede mencionarse el modelo de McDonald y Baker (1964).

En 1988, Kohda, Suzukawa y Furukawa propusieron unos de los primeros modelos euleriano-lagrangianos de flujo multifásico transitorio para simular el desplazamiento de un ELI. Para resolver las ecuaciones en derivadas parciales que lo conforman, utilizaron el método de diferencias finitas. Para calcular el colgamiento y la caída de presión, incorporaron correlaciones que no dependen del patrón

de flujo. El modelo se validó satisfactoriamente con base en resultados experimentales que obtuvieron en un circuito de prueba de 1.436 km y 4”, con aire y agua como fluidos de trabajo.

Minami y Shoham (1995) publicaron un estudio teórico y experimental con relación a la hidrodinámica del flujo durante la corrida de un ELI. Para tal efecto, realizaron pruebas experimentales en una tubería horizontal de 420 m y 3”; utilizaron un sistema de adquisición de datos con cuatro puntos de medición para registrar la longitud del bache, los gastos instantáneos a la descarga de los tapones y la velocidad del ELI, así como la distribución del colgamiento y la presión. Por otra parte, también presentaron un modelo euleriano de flujo multifásico transitorio acoplado a uno lagrangiano que describe la dinámica del bache formado por el movimiento del ELI.

En años posteriores, diversos autores continuaron desarrollando modelos de flujo transitorio para simular el desplazamiento de los ELI en ductos que transportan una fase gaseosa y una fase líquida (petróleo, condensado o agua). Pueden mencionarse los trabajos de Yeung y Lima (2002), Xu y Gong (2005); Esmaeilzadeh, Mowla y Asemani (2009); Xu et al. (2011); Deng et al. (2014); y Jamshidi y Sarkari (2016). Información adicional al respecto, puede consultarse en Martínez (2019).

Con base en la revisión de la literatura que se realizó, no se identificaron modelos específicos para la corrida de un ELI en sistemas líquido-líquido, como es el caso de los oleoductos con entrada de agua. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo hidrodinámico para simular el desplazamiento de un elemento de limpieza interna en oleoductos con acumulación de agua.

## Modelo de desplazamiento de un ELI en sistemas agua-aceite

El modelo propuesto en este trabajo para simular el desplazamiento de un ELI en un oleoducto con acumulación de agua se basa en el enfoque de Minami y Shoham (1995). De esta manera, se identifican tres regiones de flujo en el modelo físico del sistema, **Figura 1**, (nomenclatura, al final).

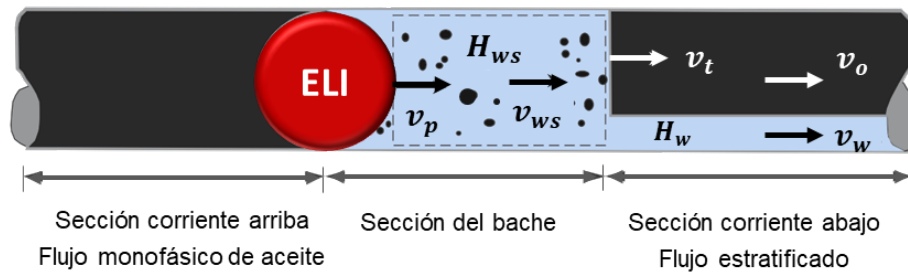


Figura 1. Modelo físico para el desplazamiento de un ELI en un oleoducto con acumulación de agua.

### Predicción del patrón de flujo agua-aceite

Durante el flujo simultáneo de agua y aceite en tuberías horizontales, las fases pueden distribuirse de diversas maneras, como describen Trallero, Sarica y Brill (1997). Para los alcances de este trabajo, como en Fairuzov (2000),

únicamente se diferencian el flujo estratificado (que incluye estratificado y estratificado con mezcla en la interfase) y el flujo disperso, (en él se consideran diferentes tipos de dispersiones y emulsiones). De esta manera, las fases estarán estratificadas si se cumple la desigualdad siguiente, (Brauner y Maron, 1992; Fairuzov, 2000):

$$\left[ \frac{\rho_w \rho_o D S_i}{\left( \frac{\rho_o}{A_o} + \frac{\rho_w}{A_w} \right) A_w A_o} \right] (v_w - v_o)^2 < (\rho_w - \rho_o) D g \cos \theta, \quad \dots(1)$$

donde los parámetros geométricos y las velocidades de las fases se obtienen de la resolución numérica del modelo de flujo estratificado de equilibrio:

$$f(h_w) = \frac{\tau_o S_o}{A_o} - \frac{\tau_w S_w}{A_w} + \tau_i S_i \left( \frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o) g \theta = 0. \quad \dots(2)$$

Los detalles para la resolución de la **Ecuación 2** en función de la altura de la capa de agua ( $h_w$ ), así como las ecuaciones constitutivas utilizadas para tal efecto, pueden consultarse en Martínez (2019). Por otra parte, resulta pertinente

destacar que el criterio presentado en la **Ecuación 1** puede utilizarse como primera aproximación para predecir el patrón de flujo en oleoductos de cualquier diámetro, ya que está basado en aspectos mecanicistas.

### Modelo de flujo transitorio agua-aceite

El modelo para simular el flujo transitorio agua-aceite en la sección corriente abajo del bache generado por el desplazamiento del ELI está conformado por ecuaciones de balance de materia para cada fase y una sola ecuación de cantidad de movimiento para el sistema bifásico. Por la naturaleza del flujo en esta región del sistema, los balances se realizan con un enfoque euleriano.

Primeramente, al considerar al aceite y al agua como líquidos inmiscibles e incompresibles, las ecuaciones de balance de materia respectivas pueden expresarse como:

$$\frac{\partial H_o}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(H_o v_o) = 0 . \quad \dots(3)$$

$$\frac{\partial H_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(H_w v_w) = 0 . \quad \dots(4)$$

En cuanto al balance de momento para las dos fases, la **Ecuación 2** puede continuar utilizándose si se asume que el flujo es cuasi-estacionario (Fairuzov, 2000). Esto resulta razonable si los transitorios en el sistema son “lentos”, como usualmente ocurre en la operación normal de los oleoductos.

Por otra parte, como condiciones iniciales del modelo, debe especificarse la distribución de los parámetros hidrodinámicos relevantes para cada fase a lo largo del ducto. Para tal efecto, se resuelven las ecuaciones de flujo estratificado o de flujo disperso, según haya resultado la predicción del patrón de flujo para las condiciones

analizadas. Cabe destacar que el flujo disperso se modela como un flujo homogéneo con propiedades físicas ponderadas a partir de los gastos volumétricos fraccionales de cada fase.

#### Modelo hidrodinámico del bache generado por el desplazamiento del ELI

Siguiendo un desarrollo similar al de Minami y Shoham (1995) para sistemas gas-líquido, al aplicar un balance de materia para la fase agua dentro del volumen de control delimitado por el cuerpo del bache, se tiene que:

$$H_{WS} \frac{d}{dt}(L_S) + (v_w - v_t) H_w = 0 , \quad \dots(5)$$

donde  $v_t$  es la velocidad del frente del bache o de traslación. Observar que en esta región de flujo se utiliza una descripción lagrangiana.

En la formulación de la **Ecuación 5**, se consideró que el colgamiento del agua en el bache ( $H_{WS}$ ) es constante. Al respecto, es importante mencionar que existen algunas correlaciones para calcularlo (Elseth, 2001; Yang et al., 2021; Brauner, 2022); sin embargo, no resultan prácticas por los

datos experimentales que requieren. De esta manera,  $H_{WS}$  se utilizará más adelante como variable de sensibilidad en un estudio paramétrico, con la recomendación de incorporar correlaciones para calcularlo en trabajos futuros, similares a la de Gregory et al, (1978) para sistemas gas-líquido.

Por otra parte, la tasa de cambio de la longitud del bache puede expresarse como:

$$\frac{d}{dt}(L_S) = v_t - v_p , \quad \dots(6)$$

donde  $v_p$  es la velocidad del ELI. Por lo tanto, de la **Ecuación 6** en **5**, se tiene que:

$$v_t = \frac{H_{WS} v_p - H_w v_w}{H_{WS} - H_w} . \quad \dots(7)$$

Aplicando un balance de cantidad de movimiento en la sección del bache, se obtiene:

$$(p_p - p_f) = \rho_s g A \text{sen}\theta + \frac{\tau_s \pi D L_s}{A} + \rho_w v_s (v_t - v_p) H_{WS} + \rho_w v_w (v_w - v_t) H_W \quad \dots(8)$$

En la **Ecuación 8**, es conveniente destacar que la velocidad del bache ( $v_s$ ) será igual a la velocidad del ELI ( $v_p$ ) bajo el supuesto de que no hay paso de fluidos detrás de éste.

### Acoplamiento de las ecuaciones de flujo

Para resolver las ecuaciones que describen el flujo en las diferentes regiones del sistema, se utilizaron diferencias finitas y un esquema explícito. De esta manera, las ecuaciones deben discretizarse y aplicarse sobre las celdas numéricas en que se particione la longitud total de la tubería, **Figura 2**. Ahora bien, para acoplarlas es necesario dar seguimiento a la posición del ELI y del frente del bache, como se indica a continuación.

En la Figura 2, la posición del ELI se identifica como  $x_p$ , en tanto que la del frente del bache es  $x_f$ . Como puede observarse, el ELI se localiza entre los nodos  $j$  y  $j+1$ , y el frente del bache entre los nodos  $M$  y  $M+1$ . En el proceso de acoplamiento, la celda donde se encuentra el ELI se subdivide en dos celdas móviles cuya longitud varía en función de  $x_p$ . De esta manera, corriente arriba, se tendrá flujo monofásico de aceite; corriente abajo, fluye el bache.

Un procedimiento similar al anterior se aplica en la celda donde se localiza el frente del bache, pero ahora con referencia a la posición  $x_f$ . En este caso, el flujo corriente arriba corresponde al movimiento del bache en formación; corriente abajo, se tiene flujo transitorio líquido-líquido.

Para cada intervalo de tiempo, la nueva coordenada del ELI es:

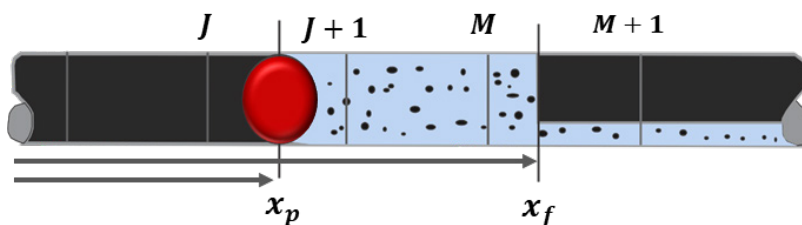
$$x_p^{k+1} = x_p^k + v_p^{k+1} \Delta t_k, \quad \dots(9)$$

donde  $v_f^{k+1}$  se asume igual a la velocidad del fluido monofásico detrás de él ( $v_{fmo}$ ), y se expresa como:

$$v_p^{k+1} = v_{fmo}. \quad \dots(10)$$

La nueva coordenada para el frente se determina a partir de la expresión siguiente:

$$x_f^{k+1} = x_f^k + v_t^{k+1} \Delta t_k. \quad \dots(11)$$



**Figura 2.** Discretización del sistema y posiciones del ELI y del frente del bache.

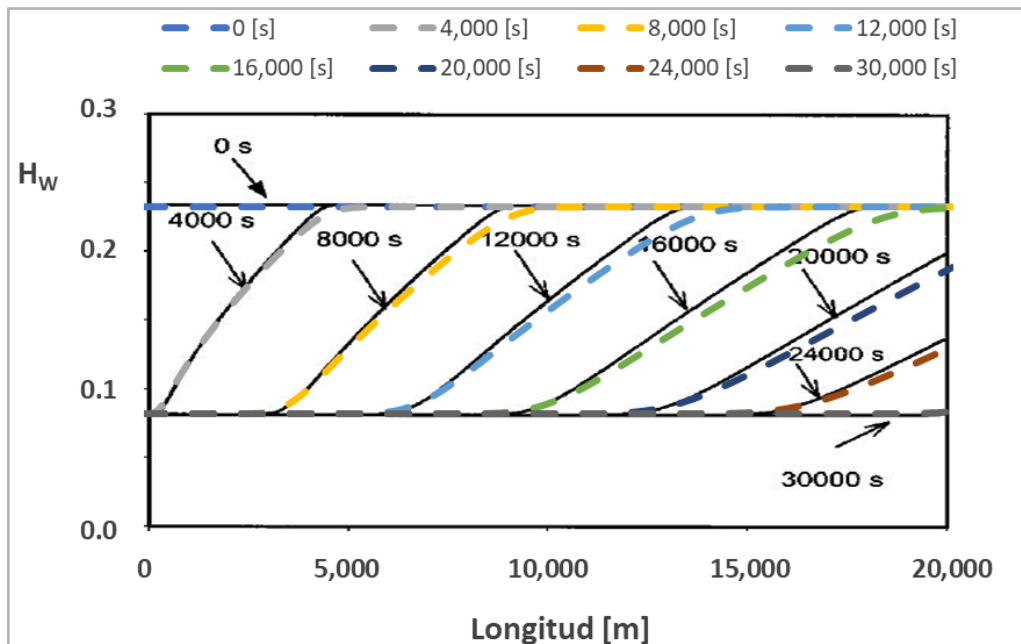
### Verificación del modelo

Primeramente, la correcta implementación del modelo de flujo transitorio agua-aceite se verificó con base en resultados de simulación presentados por Fairuzov (2000). Al respecto, el sistema analizado consiste en un ducto horizontal de 20 km y 0.3656 m de diámetro interno que transporta agua y aceite crudo (densidad: 854 kg/m<sup>3</sup>; viscosidad: 8 cp). Se simularon diferentes casos, variando el gasto de agua y con condiciones iniciales tanto en flujo disperso como en flujo estratificado.

Como ejemplo de los resultados obtenidos, en la **Figura 3** se comparan los perfiles del colgamiento del agua, calculados con el modelo a diferentes tiempos (líneas en color discontinuas) y los reportados por Fairuzov (líneas negras continuas). En este caso, se simuló una reducción lineal de la velocidad del agua, de 0.2 a 0.05 m/s en una hora, y con flujo estratificado en la tubería. Como puede

observarse, y para los efectos del presente estudio, existe un buen acuerdo de los resultados del modelo con los reportados. Cabe mencionar que las diferencias mostradas en los perfiles pueden atribuirse a aspectos numéricos o consideraciones no reportadas por el autor. Resultados similares se obtuvieron para otros casos analizados, como puede consultarse en Martínez (2019).

Posteriormente, se evaluaron los resultados del modelo completo para simular el desplazamiento de un ELI mediante balances de materia. Para tal efecto, primero se cuantificaron los volúmenes iniciales de agua y aceite en la tubería; después, se verificó que se cumplieran los balances de materia para cada fase en cada celda; finalmente, se sumaron los volúmenes desplazados de aceite y agua al terminar la corrida del ELI. En todos los casos, se verificó exitosamente que estos coincidieron con el inventario inicial de cada fase en el ducto.



**Figura 3.** Verificación de los resultados del modelo con los reportados por Fairuzov, para el caso de una reducción del gasto de agua y con condiciones de flujo estratificado en la tubería (modificado de Fairuzov, 2000).

## Discusión de resultados

En esta sección, se presentan y discuten los efectos de variables selectas del sistema sobre las características hidrodinámicas del bache generado con el desplazamiento de un ELI en un oleoducto con acumulación de agua. Para tal efecto, el modelo desarrollado se implementó en un programa computacional y se generaron diversos escenarios de simulación. Como se describe a continuación, las variables consideradas en el estudio con referencia a un caso base fueron: colgamiento del agua en el bache, viscosidad del aceite y diámetro de la tubería. Cabe destacar que el patrón de flujo inicial en todos los casos correspondió a flujo estratificado.

### Caso base

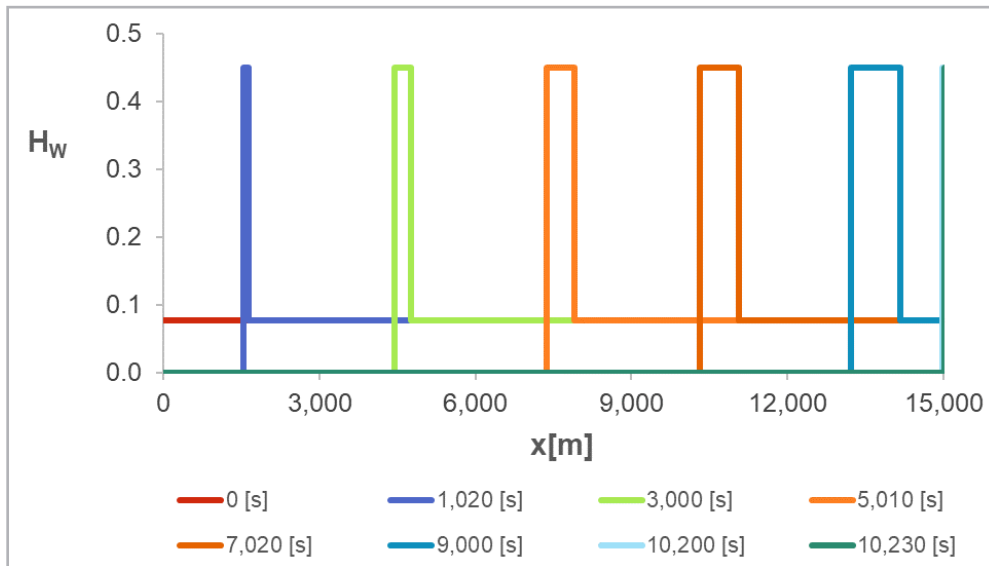
En la **Tabla 1**, se indican los datos de entrada correspondientes al caso base. Los perfiles del colgamiento

del agua calculados a diferentes tiempos durante la corrida del ELI se presentan en la **Figura 4**. Inicialmente, el colgamiento del agua fue de 0.077 (línea roja – tiempo: 0 [s]). Una vez que comienza el proceso, se distinguen tres secciones: corriente arriba del ELI, donde el flujo es monofásico de aceite ( $H_w=0$ ); la zona del bache, en la cual  $H_{ws}=45$ . Finalmente, la sección corriente abajo del bache, en que el colgamiento se mantiene en su valor inicial ( $H_w=0.077$ ) debido a que el flujo aún no se ha perturbado.

Como puede identificarse en la Figura 4, a partir de la extensión de los “pulsos” en color, se verifica que la longitud del bache se incrementa continuamente conforme arrastra la película de agua. Ahora bien, de acuerdo con los resultados obtenidos, el frente del bache llegó a la salida del ducto de 15 [km] en 2.65 [h] (9,540 [s]); en ese momento, el bache alcanzó una longitud máxima de 1,084 [m] y tardó 11.5 [min] (690 [s]) en salir por completo. De esta manera, el tiempo de residencia del ELI en el ducto fue de 2.84 [h] (10,230 [s]).

Parámetro	Valor
Gasto de agua, $Q_w$ [bpd]	1,250
Gasto de aceite, $Q_o$ [bpd]	23,750
Densidad del agua, $\rho_w$ [ $kg/m^3$ ]	1,000
Densidad del aceite, $\rho_o$ [ $kg/m^3$ ]	854
Inclinación de la tubería, $\theta$ [°]	0
Viscosidad del agua, $\mu_w$ [cp]	1
Viscosidad del aceite, $\mu_o$ [cp]	8
Diámetro de la tubería, $D$ [m]	0.2
Longitud de la tubería, $L$ [m]	15,000
Colgamiento de agua en el bache, $H_{ws}$ [-]	0.45

**Tabla 1.** Datos de entrada para la simulación del caso base.

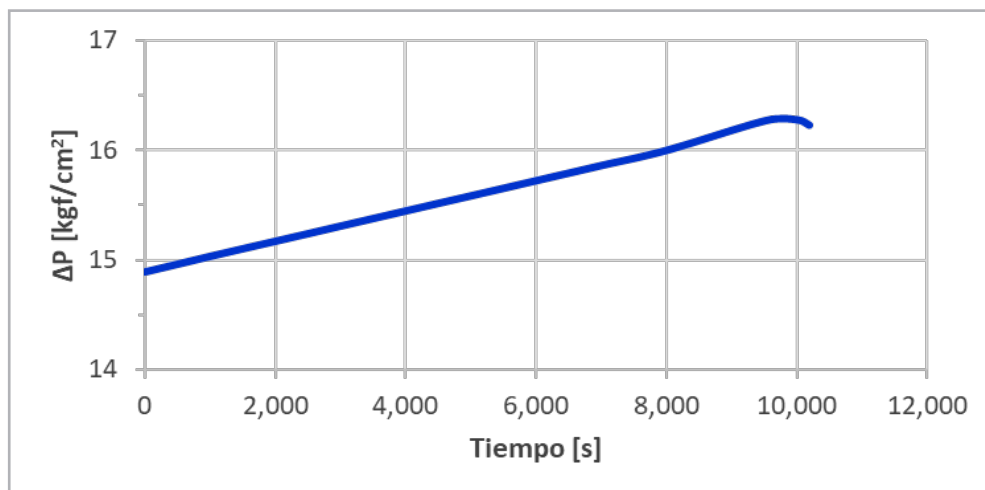


**Figura 4.** Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.

Caso base:  $H_{ws} = 0.45$ .

En la **Figura 5**, se presenta el comportamiento de la caída de presión total en el ducto durante el proceso. Como puede observarse, ésta se incrementa conforme avanza el ELI (de 14.9 a 16.3 [kgf/cm<sup>2</sup>]); esto se explica por el incremento de las caídas de presión por fricción que resultan por la entrada del aceite (más viscoso que el agua) corriente arriba del ELI y por el incremento progresivo de la longitud del bache.

De acuerdo con la Figura 5, la caída de presión presenta una disminución casi al final del proceso. Esta disminución comienza cuando el frente del bache llega a la salida (9,540 [s]), y continúa hasta que éste sale completamente del ducto (10,230 [s]), la caída de presión final corresponde únicamente al flujo de aceite.



**Figura 5.** Variación de la caída de presión en el ducto durante la corrida del ELI.

Caso base:  $H_{ws} = 0.45$ .



### Efecto del colgamiento del agua en el bache

Como se mencionó en la descripción del modelo, el colgamiento del agua en el cuerpo del bache ( $H_{ws}$ ) se tomó como dato de entrada, ya que las correlaciones existentes para estimarlo dependen de parámetros experimentales no disponibles comúnmente en la práctica. Por lo tanto, se investigó el efecto de este parámetro en la longitud del bache, el tiempo de residencia de éste en la tubería y la variación de la caída de presión.

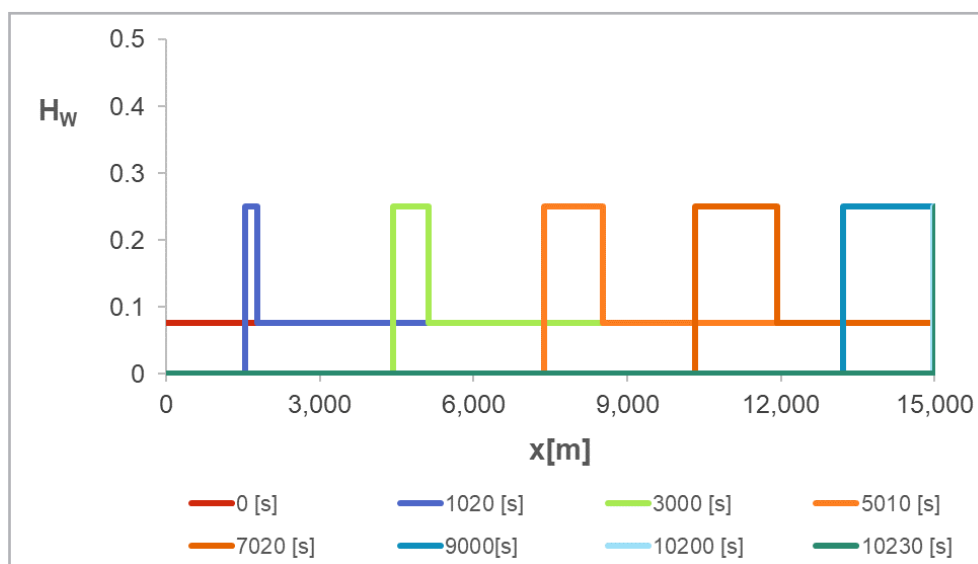
En el estudio paramétrico, se consideraron valores de  $H_{ws}$  de 0.25 y 0.75, adicionales al caso base de 0.45. Los perfiles de colgamiento correspondientes se muestran en las Figuras 6, 7 y 4, respectivamente. En todos los casos, el colgamiento inicial del agua en el ducto fue de 0.077, con condiciones de flujo estratificado.

Al comparar los perfiles del colgamiento, puede observarse que la posición del ELI a un mismo tiempo es igual en los

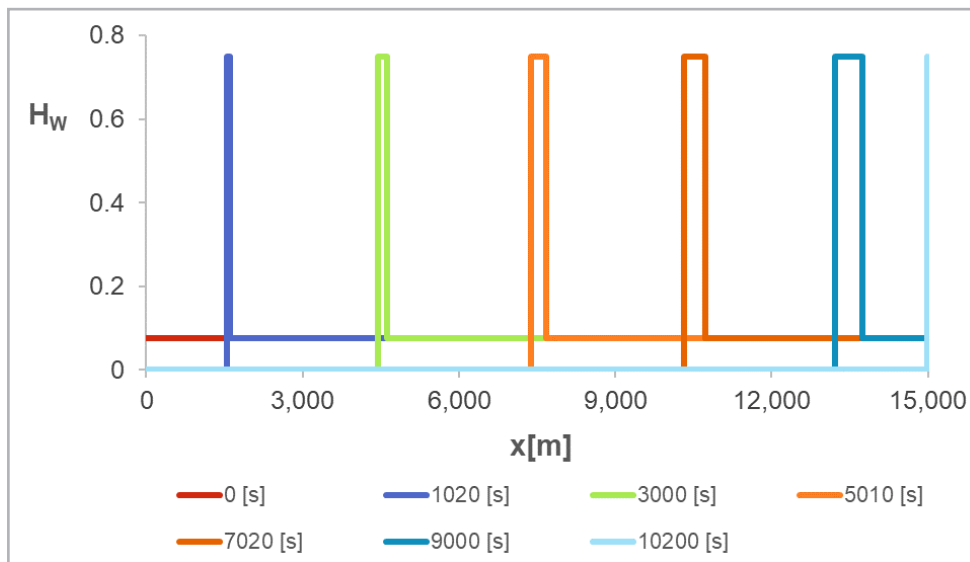
tres casos; esto se explica porque los gastos de aceite y agua se mantuvieron constantes y las fases son inmiscibles e incompresibles.

Por otra parte, las figuras muestran que la longitud de los baches se reduce conforme  $H_{ws}$  aumenta; de acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas, la longitud máxima calculada para los baches correspondientes a los valores de  $H_{ws}$  de 0.25, 0.45 y 0.75 fue de 2,230 [m], 1,084 [m] y 589 [m], respectivamente. En consecuencia, el tiempo de arribo del frente del bache a la salida del ducto aumenta (2.46 [h], 2.65 [h] y 2.73 [h]) y el tiempo requerido para la descarga del bache disminuye (23 [min], 11.5 [min] y 6.5 [min]), con el incremento de  $H_{ws}$ .

En cuanto al efecto de  $H_{ws}$  en la caída de presión en el ducto durante el proceso, no se identificaron diferencias significativas con respecto al caso base.



**Figura 6.** Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.  
Efecto del colgamiento de agua en el bache:  $H_{ws} = 0.25$ .



**Figura 7.** Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.  
Efecto del colgamiento del agua en el bache:  $H_{ws} = 0.75$ .

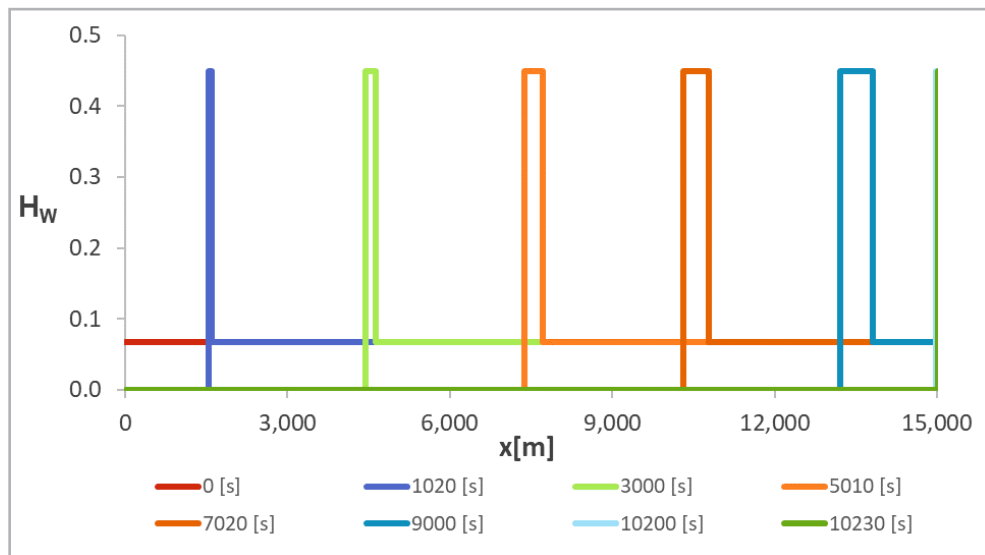
#### Efecto de la viscosidad del aceite

En las Figuras 8 y 9 se presentan los perfiles del colgamiento del agua calculados a distintos tiempos para valores de viscosidad del aceite de 100 [cp] y 200 [cp], respectivamente. Como en el caso base, el patrón de flujo fue estratificado en todas las simulaciones.

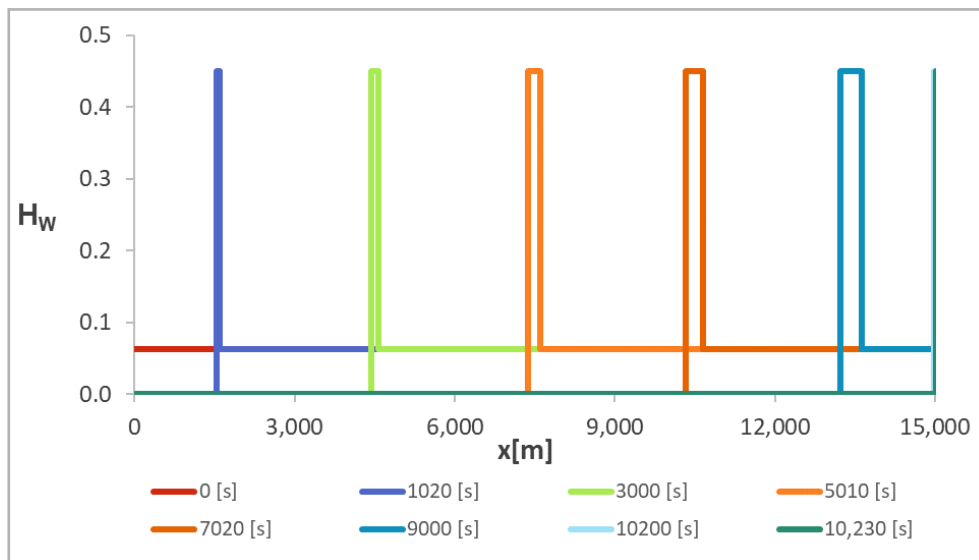
Al comparar los resultados mostrados en las Figuras 8 y 9 con los del caso base (Figura 4), se concluye que la longitud de los baches se reduce conforme la viscosidad del aceite aumenta. En consecuencia, el tiempo de arribo del frente del bache a la salida se incrementa y el periodo en que se descarga disminuye. Para los casos analizados, la longitud máxima del bache fue de 1,008 [m], 649 [m] y 451 [m],

para los valores de viscosidad del aceite de 8 [cp], 100 [cp] y 200 [cp], respectivamente. Los tiempos de descarga correspondientes fueron de 11.5 [min], 7.5 [min] y 4.5 [min].

De acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas, el efecto descrito anteriormente puede explicarse porque el colgamiento del agua en la zona de la película disminuye con el incremento de la viscosidad del aceite. Como resultado, la velocidad de la capa de agua se incrementa y la del aceite disminuye. Ahora bien, debido a que el flujo es incompresible y la velocidad del ELI no cambió en las simulaciones, entonces el bache en formación arrastra un menor volumen de agua de la capa corriente abajo por unidad de tiempo. De esta manera, la longitud del bache disminuye conforme el aceite es más viscoso.

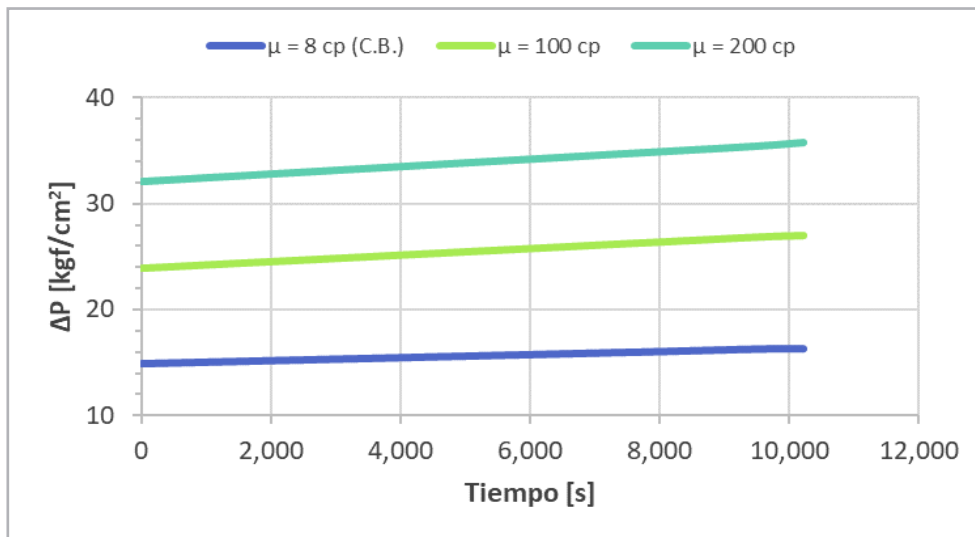


**Figura 8.** Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.  
Efecto de la viscosidad del aceite:  $\mu_o = 100$  [cp].



**Figura 9.** Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.  
Efecto de la viscosidad del aceite:  $\mu_o = 200$  [cp].

Como puede constatarse en la **Figura 10**, la caída de presión en el ducto se incrementa cuando el aceite es más viscoso debido a que existe una mayor resistencia al flujo.



**Figura 10.** Efecto de la viscosidad del aceite en la variación temporal de la caída de presión total en el ducto durante la corrida de un ELI.

### Efecto del diámetro

Los perfiles del colgamiento del agua calculados a diferentes tiempos considerando que el diámetro del oleoducto se incrementó a 0.3 [m] se presentan en la **Figura 11**. Al comparar estos resultados con los del caso base, (Figura 4), primeramente, se observa que el ELI avanza más despacio con el incremento del diámetro. Por ejemplo, luego de 9,000 [s], se localiza a 13,200 [m] en el ducto de 0.2 [m] (Figura 4) y a sólo 5,880 [m] en el de 0.3 [m], (Figura 11). Al considerar que los gastos volumétricos de las fases se mantuvieron constantes en las simulaciones, este retardo en el avance del ELI se justifica porque la velocidad de la mezcla disminuyó con el incremento del área transversal al flujo.

Por otra parte, la longitud del bache crece más lento si el diámetro aumenta, como puede observarse al comparar las posiciones del ELI y el frente del bache a un mismo

tiempo en las Figuras 4 y 11. Ahora bien, cabe mencionar que la longitud máxima que alcanzan los respectivos baches cuando su frente llega a la salida del ducto es la misma en ambos casos debido a que los gastos volumétricos y el colgamiento en el cuerpo del bache fueron iguales en las simulaciones.

Adicionalmente, los resultados obtenidos indican que el frente del bache en el ducto de 0.3 [m] tarda aproximadamente 4 [h] más en llegar a la salida en comparación con el de 0.2 [m]. Asimismo, que el periodo para descargarlo totalmente se incrementó a 20 [min].

Finalmente, en la **Figura 12** se comparan las variaciones de la caída de presión para los oleoductos de 0.2 [m] y 0.3 [m]. En estas figuras se verifica que la caída de presión disminuye considerablemente si el diámetro se incrementa a 0.3 [m], lo cual se atribuye fundamentalmente a que los esfuerzos cortantes con las paredes de la tubería disminuyen.

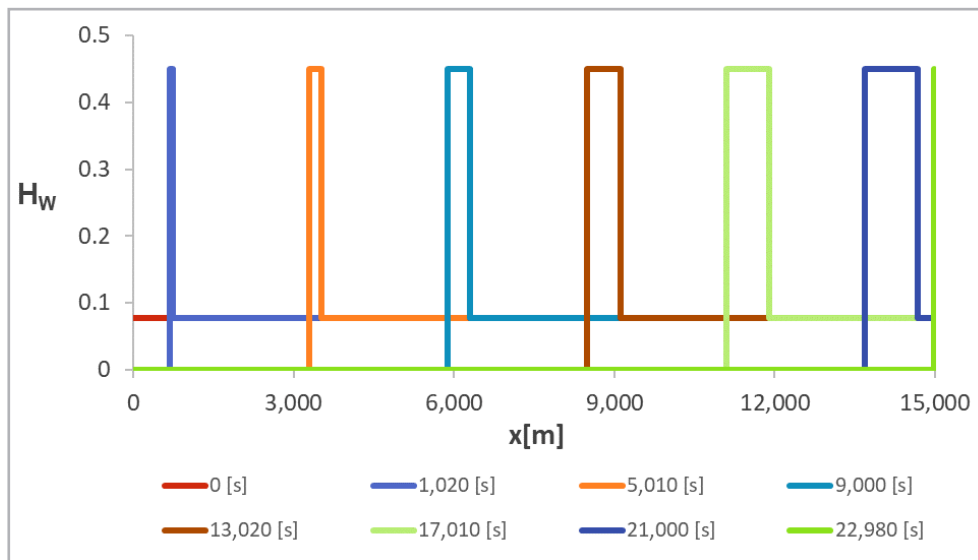


Figura 11. Perfiles del colgamiento del agua a diferentes tiempos.  
Efecto del diámetro del ducto:  $D = 0.3$  [m].

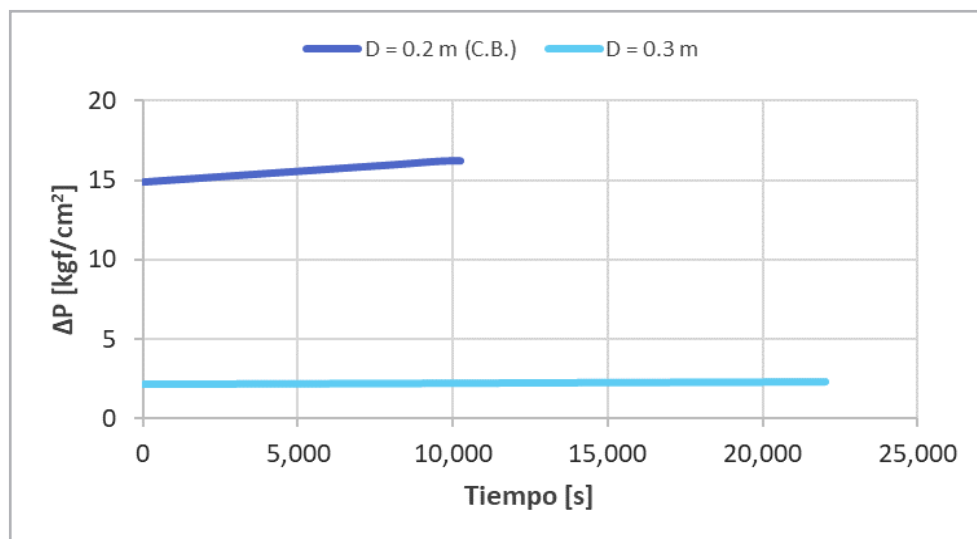


Figura 12. Efecto del diámetro del ducto en la variación de la caída de presión total durante la corrida del ELI.

## Conclusiones

Se desarrolló un modelo para simular el desplazamiento de elementos de limpieza interna (ELI) en oleoductos con acumulación de agua libre. El modelo está basado en principios físicos y fue verificado satisfactoriamente con resultados de simulación publicados para flujo transitorio líquido-líquido y con balances de materia.

Se realizó un estudio paramétrico con variables selectas del sistema con los resultados siguientes para las condiciones analizadas:

- Si el colgamiento del agua en el cuerpo del bache aumenta, la longitud del bache que se forma por el desplazamiento del ELI se reduce y tarda más en llegar a la salida del ducto. La variación de este parámetro no genera cambios significativos en la caída de presión total en el sistema.
- Con el incremento de la viscosidad del aceite, la longitud total del bache disminuye y la caída de presión puede aumentar de manera significativa.
- Al aumentar el diámetro del ducto, la caída de presión total en el sistema durante el proceso puede disminuir sustancialmente; por otra parte, el bache generado crece más lento y su frente tarda más en llegar a la descarga; ahora bien, su longitud máxima no depende del diámetro si el resto de los parámetros de entrada no cambian.

Para trabajos futuros, se recomienda continuar investigando o desarrollar correlaciones para calcular el colgamiento del agua en el cuerpo del bache que dependan de variables comunes de operación y diseño de oleoductos.

## Nomenclatura

$A$ :	Área [m <sup>2</sup> ]
$D$ :	Diámetro [m]
$g$ :	Constante de aceleración gravitacional [m/s <sup>2</sup> ]
$H$ :	Colgamiento [-]
$h$ :	Altura [m]
$L$ :	Longitud [m]
$p$ :	Presión [Pa], [kgf/cm <sup>2</sup> ]
$Q$ :	Gasto volumétrico [m <sup>3</sup> /s], [bpd]

$S$ :	Perímetro mojado [m]
$t$ :	Tiempo [s]
$v$ :	Velocidad [m/s]
$x$ :	Posición [m]

## Letras griegas

$\theta$ :	Ángulo de inclinación con respecto a la horizontal [rad]
$\mu$ :	Viscosidad [Pa s], [cp]
$\rho$ :	Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]
$\tau$ :	Esfuerzo cortante [N/m <sup>2</sup> ]

## Subíndices

$fmo$ :	Flujo monofásico de aceite
$i$ :	Interfase
$o$ :	Aceite
$p$ :	Elemento de limpieza interna (ELI)
$s$ :	Bache (slug)
$t$ :	Traslación (frente del bache)
$w$ :	Agua

## Referencias

- Brauner, N. y Maron, D. 1992. Stability Analysis of Stratified Liquid-Liquid Flow. *International Journal Multiphase Flow* **18** (1): 103-121. [https://doi.org/10.1016/0301-9322\(92\)90009-6](https://doi.org/10.1016/0301-9322(92)90009-6).
- Brauner, N. 2002. Modelling and Control of Two-Phase Phenomena: Liquid-Liquid Two-Phase Flow Systems. CISM Center, Udine, Italy. <http://www.eng.tau.ac.il/~brauner/brauner.pdf>.
- Deng, T., Gong, J., Zhou, J. et al. 2014. Numerical Simulation of the Effects of Vaporization on the Motion of PIG During Pigging Process. *Asia Pacific Journal of Chemical Engineering* **9** (6): 854-865. <https://doi.org/10.1002/apj.1833>.
- Elseth, G. 2001. *An Experimental Study of Oil/Water Flow in Horizontal Pipes*. Tesis doctoral, Norwegian University of Science and Technology, Porsgrunn, Noruega.
- Esmaeilzadeh, F., Mowla, D. y Asemani, M. 2009. Mathematical Modeling and Simulation of Pigging Operation in Gas and Liquid Pipelines. *Journal of*

*Petroleum Science and Engineering* **69** (1-2): 100-106.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.08.006>.

Fairuzov, Y. V. 2000. Numerical Simulation of Transient Flow of Two Immiscible Liquids in Pipelines. *AIChE Journal* **46** (7): 1332-1339. <https://doi.org/10.1002/aic.690460707>.

Gregory, G. A., Nicholson, M. K. y Aziz, K. 1978. Correlation of the Liquid Volume Fraction in the Slug for Horizontal Gas-Liquid Slug Flow. *International Journal Multiphase Flow* **4** (1): 33-39. [https://doi.org/10.1016/0301-9322\(78\)90023-X](https://doi.org/10.1016/0301-9322(78)90023-X).

Ismail, A. S. I., Ismail, I., Zoveidavianpoor, M. et al. 2015. Review of Oil-Water through Pipes. *Flow Measurement and Instrumentation* **45**: 357-374. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2015.07.015>.

Jamshidi B. y Sarkari, M. 2016. Simulation of Pigging Dynamics in Gas-Liquid Two-Phase Flow Pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **32**: 407-414. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.018>.

Kohda, K., Suzukawa, Y. y Furukwa, H. 1988. A New Method for Analyzing Transient Flow after Pigging Scores Well. *Oil & Gas Journal* **86** (19): 40-47.

Martínez Cabañas, B. A. 2019. *Modelo Hidrodinámico para Simular la Operación de un Dispositivo de Limpieza en un Oleoducto con Acumulación de Agua*. Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, IEERN-Producción, Ciudad Universitaria, CDMX.

McDonald, E. y Baker, O. 1964. A Method of Calculating Multiphase Flow in Pipelines Using Rubber Spheres to Control Liquid Holdup. *Drilling and Production Practice*. API-64-056.

Minami, K. y Shoham, O. 1995. Pigging Dynamics in Two-Phase Flow Pipelines: Experiment and Modeling. *SPE Production & Facilities* **10** (4): 225-231. SPE- 26568-PA. <https://doi.org/10.2118/26568-PA>.

Trallero, J. L. 1995. Oil-Water Patterns in Horizontal Pipes. Tesis doctoral, The University of Tulsa.

Trallero, J. L., Sarica, C. y Brill, J. 1997. A Study of Oil/Water Flow Patterns in Horizontal Pipes. *SPE Production & Facilities* **12** (03): 165-172. SPE-36609-PA. <https://doi.org/10.2118/36609-PA>.

Xu, X. X. y Gong, J. 2005. Pigging Simulation for Horizontal Gas-Condensate Pipelines with Low-Liquid Loading. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **48** (3-4): 272-280. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.06.005>.

Xu, J., Li, C., Liu, B. y Liu, J. 2011. Numerical Simulation of Pigging Operation in Gas-Liquid Two Phase Flow Pipelines. International Conference on Pipelines and Trenchless Technology (ICPTT), Beijing, China, octubre 26-29. [https://doi.org/10.1061/41202\(423\)54](https://doi.org/10.1061/41202(423)54).

Yang, J., Li, P., Zhang, X. et al. 2021. Experimental Investigation of Oil-Water Flow in the Horizontal and Vertical Sections of a Continuous Transportation Pipe. *Scientific Reports* **11** (1): 20092. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-99660-8>.

Yeung, H. C. y Lima, P. C. 2002. Modeling of Pig Assisted Production Methods. *Journal of Energy Resources and Technology* **124** (1): 8-13. <https://doi.org/10.1115/1.1446474>.

## Semblanza del autor

### **Berenice Anell Martínez Cabañas**

Ingeniera Petrolera con Maestría en el campo de producción de pozos petroleros por la Facultad de Ingeniería, UNAM. En esta Facultad, se ha desempeñado como académica en las asignaturas: Introducción a la Ingeniería Petrolera, Propiedades de los Fluidos, Flujo Multifásico de Tuberías y Temas Selectos de Ingeniería Petrolera; asimismo, desde el 2021 funge como Coordinadora de Carrera de Ingeniería Petrolera. Desde el 2016 ha sido miembro del Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, (GIIMAF).

### **T. Iván Guerrero Sarabia**

Ingeniero petrolero con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera (Producción), y Doctorado en Ingeniería Mecánica (Termofluidos), por la Facultad de Ingeniería, UNAM. Tiene una trayectoria de más de 15 años como consultor-ingeniero en proyectos relacionados al flujo multifásico y la transferencia de calor en sistemas de producción de petróleo y gas. Desde 2013, se desempeña como Profesor de Carrera de tiempo completo de la Facultad de Ingeniería. En 2016, conformó el Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, GIIMAF. Ha sido autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados con la ingeniería de producción de pozos petroleros.