

Edgar Serna M. (Editor)

DESARROLLO E INNOVACIÓN EN INGENIERÍA

Vol. I, Edición 6



Medellín – Antioquia
2021

Edgar Serna M. (Editor)

Desarrollo e Innovación en Ingeniería

Vol. I, Edición 6

ISBN: 978-958-53278-5-6

Desarrollo e innovación en ingeniería. [recurso electrónico] / Edgar Serna M., ed. -- 6a ed. -- Medellín:
Instituto Antioqueño de Investigación, 2021.
2 v. Archivo en formato digital (pdf) – (Ingeniería y ciencia)

Incluye referencias bibliográficas al final de cada capítulo.

ISBN 978-958-53278-5-6 (vol. I) 978-958-53278-6-3 (vol. II)

1. Ingeniería - Innovaciones tecnológicas - Investigaciones 2. Investigación industrial I. Serna M.,
Edgar, ed.

CDD: 620 ed. 23

CO-BoBN- a1080788

Investigación Científica

ISBN: 978-958-53278-5-6

DOI:

Hecho el Depósito Legal Digital

Desarrollo e Innovación en Ingeniería Vol. I

Serie: Ingeniería y Ciencia

Editorial Instituto Antioqueño de Investigación

Edición 6: septiembre 2021

Publicación electrónica gratuita

©2021 Instituto Antioqueño de Investigación IAI™. Salvo que se indique lo contrario, el contenido de esta publicación está autorizado bajo Creative Commons Licence CC BY-NC-SA 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>)

Editorial Instituto Antioqueño de Investigación es Marca Registrada del *Instituto Antioqueño de Investigación*. El resto de marcas mencionadas en el texto pertenecen a sus respectivos propietarios.

La información, hallazgos, puntos de vista y opiniones contenidos en esta publicación son responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista del Instituto Antioqueño de Investigación IAI; no se garantiza la exactitud de la información proporcionada en este texto.

Ni los autores, ni la Editorial, ni el IAI serán responsables de los daños causados, o presuntamente causados, directa o indirectamente por el contenido en este libro.

Maquetación: Instituto Antioqueño de Investigación IAI

Diseño, edición y publicación: Editorial Instituto Antioqueño de Investigación

Compilador: Alexei Serna A.

Financiador de la publicación: Instituto Antioqueño de Investigación

Instituto Antioqueño de Investigación IAI

<http://fundacioniai.org>

contacto@fundacioniai.org

Editorial Instituto Antioqueño de Investigación

<http://fundacioniai.org/index.php/editorial.html>

editorial@fundacioniai.org

Medellín, Antioquia



<i>Uso de lodos aceitosos en la estabilización de suelos</i>	434
José Rodrigo Alarcón Dallos, Richard Andrés Benítez Galindo y Manuel Antonio Jiménez Caro	
<i>Estudio del comportamiento a flexión de la guadua angustifolia kunth utilizando el método de elementos finitos</i>	446
Germán Camilo Leguizamó Guzmán, Juan Camilo Morales Castañeda y Miguel Fernando Montoya Vallejo	
<i>Evolución del modelo airport-city. Caso de estudio Bogotá, Colombia</i>	462
Oscar Díaz Olariaga	
<i>Tecnologías y enfoques para el aprovechamiento de la energía regenerativa en el transporte ferroviario: Una revisión sistemática</i>	475
Jesús Arauz Sarmiento, Félix Henríquez, Juan de Dios Sanz Bobi y Aránzazu Berbey-Álvarez	
<i>Determinación de la resistencia al fuego de pórticos de concreto reforzado considerando daños previos por sismo en el contexto normativo colombiano</i>	501
Lina Marcela Guzmán Flórez y Carlos Alberto Riveros Jerez	
<i>Análisis comparativo de requisitos y procesos de diseño para apoyos elastómeros reforzados de puentes</i>	514
Carolina Castaño Agudelo y Carlos Alberto Riveros Jerez	
<i>Fundamentos conceptuales y métodos para determinar la conformación de cuadrillas de trabajo en procesos constructivos</i>	528
Ray Andrés Ardila Cubillos y Guillermo Mejía Aguilar	
<i>Hidrochars derivados de papa residual como subproducto del proceso de carbonización hidrotermal: Caracterización y aplicación en el tratamiento de aguas residuales de minería</i>	545
Yeimy Fernanda Hernández L., Juliana Maritza Zarate J., Luis Fernando Lozano G. y María Del Pilar Triviño R.	
<i>Modelo cíclico para la simulación del comportamiento histerético de las mallas electrosoldadas</i>	561
Michael Miranda Giraldo, Camilo A. González Olier, Habib Zambrano Rodríguez y Carlos A. Arteta Torrens	
<i>Estudio y modelado matemático de la interacción entre la forma del fondo y el líquido en reservorios para almacenamiento de agua</i>	569
Yasmani Teófilo Vitulas Quille	
<i>Comparación de las características de respuesta ante un sismo entre un sistema de concreto armado y uno de estructuras metálicas</i>	584
Daniel Jesús Mitac Rivera, José Darío Gonzáles Zarpán y Carlos Jordy Pérez Garavito	
<i>Análisis comparativo de agregados buscando mejorar la resistencia y durabilidad del concreto</i>	590
Verónica Hillary Figueroa C., Jean Carlos Meza P., Raúl Andrés Terrazas R. y Alba Cristina Vides B.	
<i>Desarrollo de una herramienta computacional para la estimación de caudales máximos mediante modelación lluvia esorrentia, en escenarios de riesgo por eventos extremos de precipitación en cuencas de alta montaña</i>	600
Yeison Mosquera Valencia, Deison Cárdenas Espinal y Adolfo Enrique Arévalo Henao	
<i>Estudio de las propiedades estructurales, morfológicas y magnéticas de la hematita α-Fe₂O₃</i>	618
Luisa Fernanda Vargas Restrepo, Harrison Osfrey Salazar Tamayo y César Augusto Barrero Meneses	
<i>Caracterización de cargas vehiculares en un puente con monitoreo estructural</i>	627
Mauricio Marín, Diana Millán Yusti, Sebastián Castellanos T., Johannio Marulanda C. y Peter Thomson	
<i>Modelo predictivo del potencial energético del gas de síntesis producido de la gasificación de biomasa</i>	641
Andrés Fabián Solano-Pérez y Yesid Rueda-Ordóñez	
<i>Comparación cualitativa de estimaciones de la fracción volumétrica de aceite en flujo anular aceite-agua Core-Flow</i>	654
Adriana Bonilla Riaño, Hugo Fernando Velasco e Iván Darío Ruiz	

Comparación cualitativa de estimaciones de la fracción volumétrica de aceite en flujo anular aceite-agua *Core-Flow*

Adriana Bonilla Riaño¹
Hugo Fernando Velasco²

Iván Darío Ruiz³

^{1,2} *Universidad de La Salle*

³ *Universidad del Valle*
Colombia

En este trabajo se presenta la aplicación de una simulación utilizando dinámica computacional de fluidos CFD para investigar el comportamiento de flujo anular, el cual es importante en procesos como la extracción de petróleo. Se llevaron a cabo simulaciones de flujo para diferentes condiciones de velocidades y tres diferentes diámetros, con el fin de comparar los resultados con mediciones experimentales reportadas en la literatura. Se utilizó un dominio 3D con un modelo de turbulencia $k-\omega$ SST en conjunto con la técnica VOF en estado de transición. Se compararon los patrones de flujo encontrando una buena concordancia entre los resultados experimentales y los patrones de flujo encontrados utilizando CFD. También se comparó la fracción volumétrica de fase encontrando variaciones respecto a las ecuaciones empíricas de alrededor del 12%.

¹ Ingeniera Electrónica, Magíster en Ingeniería Electrónica y Doctora en Ciencias e Ingeniería de Petróleo.
Contacto: abonillar@gmail.com

² Ingeniero Electrónico, Magíster en Automatización Industrial y Doctor en Ingeniería Mecánica. Director del Programa en Ingeniería Eléctrica y de la Especialización en Gestión Energética y Ambiental.
Contacto: hvelasco@lasalle.edu.co

³ Ingeniero Mecánico y Magíster en Ingeniería, Doctor(c) en Ingeniería Mecánica.
Contacto: ivan.ruiz@correounivalle.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

El flujo líquido-líquido en tubos, conocido como *Core-Flow*, se presenta en casos donde los dos fluidos (líquidos) son inmiscibles y tienen viscosidades muy diferentes entre sí. Este patrón de flujo ha sido ampliamente estudiado por su relevancia en la producción de petróleo pesado, ya que ha demostrado ser un método eficiente y de bajo costo para la producción de este tipo de petróleo [2–5]. Se debe tener en cuenta que la extracción y transporte de petróleo pesado, debido a sus características, es difícil y costoso de extraer ya que requiere de disolventes, calentamiento o una combinación de estos, para poder hacerlo circular [6].

En el método *Core Flow* se inyectan pequeñas cantidades de agua al aceite (petróleo), de tal forma que el aceite fluya en el centro del tubo y este circundado por un anillo de agua obteniendo un flujo anular, logrando una lubricación del aceite y por lo tanto una disminución significativa de las pérdidas de carga asociadas a la fricción. Debido a que el aceite no entra en contacto con la pared del tubo, la fuerza de cizalla en la pared disminuye acercándose más a la fuerza que tendría un flujo de solo agua [6, 7]. Lo que reduce la potencia de bombeo necesaria para la extracción y su costo [5].

A medida que el petróleo ligero, con viscosidades medias y bajas, va disminuyendo, la importancia del pesado aumenta y se hace necesario continuar desarrollando tecnologías que permitan su recuperación de forma más eficiente, económica y segura [6]. Sin duda hay muchos desafíos aún por enfrentar. Solo refiriéndose a la viscosidad, los petróleos convencionales tienen una viscosidad de entre 1 cP (0.001 Pa.s) y 10 cP (0.01 Pa.s), mientras la viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre 20 cP (0.02 Pa.s) y más de 1,000,000 cP (1000 Pa.s) y está directamente relacionada con la temperatura [8].

La mayoría de los estudios experimentales de *Core-Flow* fueron realizados en tubos horizontales, habiendo pocos datos de este patrón en tuberías verticales. Dentro de los parámetros medidos en estos trabajos se encuentran: los diferentes patrones de flujo (mapas de flujo), el gradiente o la caída de presión, y la fracción volumétrica de los fluidos o *Holdup*. Estos parámetros son claves o se deben tener en cuenta para el diseño de las tuberías que llevarán flujos multifásicos, los equipos de separación, las bombas, entre otros equipos de extracción y transporte.

Algunos de estos estudios tienen como objetivo proponer modelos mecánicos generalizados que permitan predecir estas variables para diferentes condiciones de operación como: velocidades de los fluidos, diámetros de las tuberías, viscosidades del aceite, entre otros [6]. A continuación, se presentan algunos de estos trabajos en tubos verticales.

Brauner [9] presentó un modelo para predecir la pérdida de carga y la fracción volumétrica para flujo *Core-Flow*. El autor llegó a la conclusión de que si los dos fluidos, fluyen laminarmente, es decir con un número de Reynolds menor a 2300, la pérdida de carga es independiente de las densidades de los fluidos y para el caso en el que ambos fluyen turbulentamente, entre mayor sea la diferencia entre las densidades de los fluidos, son mayores los factores de reducción.

Bai et al. [10] presentaron un estudio experimental en tubería vertical, ascendente y descendente, para las variables patrón de flujo, fracción volumétrica y gradiente de presión. Un resultado interesante de este trabajo fue la identificación de nuevos patrones conocidos como *Bamboo waves* y *Disturbed bamboo waves*. Por otro lado, reportaron que la caída de presión en el flujo de solo aceite fue 200 veces mayor que cuando se presentaba el flujo *Core-Flow*, con la misma velocidad superficial del aceite.

Bannwart [3] propuso modelos fenomenológicos para la fracción volumétrica y caída de presión en flujos *Core-Flow* en tubos horizontales y verticales, que comparadas con datos experimentales de diferentes bases de datos, tienen tuvieron buena concordancia. El autor concluyó que la tensión interfacial juega un papel clave en la formación del patrón anular, en tubos con diámetros menores a 5cm.

Prada y Bannwart [11] desarrollaron un modelo para la caída de presión en flujo *Core-Flow* vertical ascendente. Dentro de sus resultados experimentales encontraron una disminución de la pérdida de carga

de hasta mil veces cuando se comparaba Core-Flow con un flujo monofásico de aceite. Y que la caída de presión total era 45 veces menor que el flujo de aceite. Bannwart et al. [12] realizaron un estudio experimental en tubo vertical y horizontal de flujo de aceite pesado y agua. Visualmente pudieron establecer el mapa de flujo e identificar los patrones que se presentan en el rango de velocidades estudiadas.

En la Figura 1 se muestra los patrones identificados en tubo vertical. En este trabajo, los autores propusieron una relación determinar la condición límite para que el flujo anular ocurra.

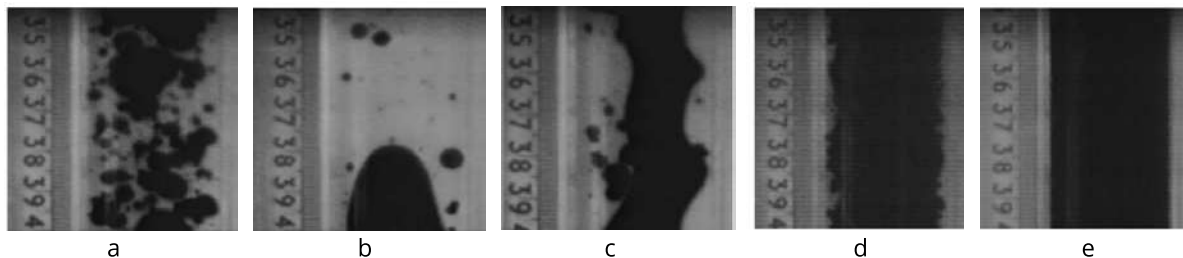


Figura 1. Patrones de flujo observados en un tubo vertical [12]: a) Flujo burbujas dispersas, b) Flujo intermitente con burbujas dispersas, c) Flujo anular perturbado con burbujas dispersas, d) Flujo anular con ondas bambú, y e) Flujo anular perfecto

Rodríguez y Bannwart [1] midieron fracción volumétrica de aceite, velocidad, longitud y amplitud de las ondas que se forman en la interface agua-aceite en flujo *Core-Flow* vertical ascendente y propusieron un modelo para el cálculo de la fracción de aceite. Concluyeron que en flujo vertical ascendente la velocidad del aceite era ligeramente mayor que la del agua.

Vuong et al. [13] realizaron experimentos de flujo Core-Flow en tubos vertical y horizontal enfocados en relacionar la viscosidad del aceite con el patrón de flujo, el gradiente de presión y la fracción volumétrica del agua. Concluyeron que el patrón de flujo y la fracción volumétrica, para las velocidades usadas, cambian muy poco con la viscosidad. Mientras que el gradiente de presión aumenta directamente proporcionalmente con el aumento de la viscosidad.

Cavicchio et al. [14] realizaron un estudio experimental sobre la influencia de la viscosidad en los parámetros de flujo en *Core-Flow* en tubo vertical. Dentro de estos parámetros se encuentran: La relación de deslizamiento entre fases, la fracción volumétrica del aceite y el gradiente de presión friccional. Dentro de los hallazgos a resaltar los autores mencionan que, para las velocidades estudiadas, la disminución de la viscosidad no conlleva a un cambio significativo en la caída de presión por fracción ni en el gradiente de presión total. El gradiente de presión por fricción presentó la misma magnitud que el de un flujo monofásico de agua con el mismo caudal de la mezcla.

Coelho et al. [6] presentan los patrones de flujo que se forman en tres secciones diferentes de un tubo y su relación con el gasto de energía en cada situación. Los autores afirman que usando la técnica de *Core-Flow* se requiere la mitad de energía para transportar una cantidad determinada de petróleo que si se transportara sin agua.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1 Fracción volumétrica de fase o Holdup

Es la fracción del volumen del tubo ocupado por la fase líquida en el caso de flujos bifásicos [15]. Específicamente, en el caso de flujo agua-aceite, el *holdup* es la fracción volumétrica del aceite. La fracción de fase h_o puede considerarse como una cantidad local y definirse por la ecuación (1).

$$h_o = \frac{A_o}{A} \quad (1)$$

Donde A es el área de la sección transversal del tubo y A_o es la sección transversal del tubo ocupada por el aceite. Sin embargo, frecuentemente las medidas de fracción de fase se realizan en volúmenes y no en áreas transversales, entonces la fracción volumétrica de aceite está definida como se muestra en la ecuación (2).

$$\tilde{h}_o = \frac{V_o}{V} \quad (2)$$

Donde V_o y V son el volumen del aceite y el volumen total, respectivamente. En el caso específico de una geometría cilíndrica, caso de los tubos, la ecuación (2) se puede reacomodar para obtener la ecuación (3).

$$\tilde{h}_o = \frac{\int_0^L A_o(x) dx}{\pi R^2 L} \quad (3)$$

Donde L es el largo del tubo, x es la dirección axial y R es el radio del tubo.

Experimentalmente se han usado muchas técnicas para determinar el *holdup* como por ejemplo: técnicas basadas en radiación como rayos gamma, rayos x y neutrones [16]; válvulas de cierre rápido [17], sensores de conductancia y capacitancia [18], entre otros. Las más ampliamente usadas son las válvulas de cierre rápido que son sencillas de implementar, pero no pueden medir comportamiento transientes o locales. Las técnicas basadas en radiación tienen algunas ventajas como la alta resolución temporal y la medición local, pero normalmente son caras y requieren de condiciones de seguridad especiales. Los sensores eléctricos, de conductancia y capacitancia, son baratos y fáciles de construir, y sus desventajas están relacionadas con la baja sensibilidad y la dependencia de procesos de calibración y reconstrucción.

A partir de los datos experimentales se han desarrollado correlaciones empíricas para calcular el *holdup*, en la Tabla 1 se presentan ejemplos de correlaciones encontradas en la literatura, que han sido validadas con una gran cantidad de datos tal y como se puede observar desde la ecuación (4) a la ecuación (13).

Tabla 1. Correlaciones empíricas para fracción volumétrica de fase (h_w de agua y h_o de aceite) en flujo Core-Flow de aceite y agua.

Autor	Correlación	
Oliemans et al. [19]	$h_w = c_w[1 + 0.2(1 - c_w)^5]$	(4)
Bai et al. [10]	Para flujo vertical ascendente: $\frac{h_w}{L} = \frac{1}{(1+0.72\frac{V_{so}}{V_{sw}})}$	(5)
	$V_{so}(1 - h_o) - s_o V_{sw} h_o = 0$ Para flujo horizontal	(6)
	$V_{so}(1 - h_o) - s_o V_{sw} h_o - V_{ref} F(h_o) = 0$ Para flujo vertical	(7)
Bannwart [20]	donde $s_o = 2$, $V_{ref} = \frac{(\rho_o - \rho_w)gD^2}{16\mu_o} y$	(8)
	$F(h_o) = -h_o^2[2(1 - h_o) + (1 + h_o) \ln(h_o)]$	(9)
	$V_{so}(1 - h_o) - s_o V_{sw} h_o - c V_{ref} h_o^q (1 - h_o)^m = 0$ donde V_{so} es la velocidad superficial del aceite, V_{sw} es la velocidad superficial del agua y V_{ref} es:	(10)
Rodríguez y Bannwart [1]	$V_{ref} = a_i^{\frac{1}{n_i-2}} \sqrt{gD} \left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2} \right)^{\frac{1}{2-n_i}} \left(\frac{\rho_2 \sqrt{gDD}}{\mu_2} \right)^{\frac{n_i}{2-n_i}}$	(11)
	$q = \frac{7 - 3n_i}{4 - 2n_i}$ donde, $s_o = 1.17$, $c = 0.0122$, $m = 0$, g es la constante gravitacional, D es el diametro del tubo, ρ es la densidad, μ es la viscosidad, y los subindices 1 y 2 se refieren al aceite y al agua, respectivamente. Las constantes a_i y n_i son 0.079 y 0.25, para flujo turbulento en el anillo de agua o $a_i = 16$ and $n_i = 1$ para flujo laminar en el anillo de agua.	(12)
Rodríguez et al. [21]	El holdup puede ser obtenido solucionando la ecuación: $V_{so}(1 - h_o) - 1.17 V_{sw} h_o - 0.02 h_o^{1.79} = 0$	(13)

2.2 Dinámica de fluidos computacional de flujo Core-Flow en tuberías

Los flujos multifásicos al interior de tuberías han sido estudiados haciendo uso de la mecánica computacional de fluidos CFD. Ya que debido a la complejidad de los fenómenos presentes en dichos flujos no es posible tener una solución analítica completa. Es decir, una solución que tome en cuenta todas o la mayoría de las variables que actúan en esos casos. Y adicionalmente, porque las ecuaciones que modelan los flujos, en la mayoría de los casos, son ecuaciones diferenciales parciales no lineales.

Los métodos numéricos implementados en software de mecánica de fluidos computacional CFD permiten predecir y estudiar los comportamientos de dichos flujos y han ganado gran interés en años recientes. Por

ejemplo, para el caso de flujos bifásicos se encuentran trabajos como los de Mazdak et al. [22], Fadhl et al. [23] y Shine et al. [24]. Estos trabajos se enfocan en simular y predecir comportamiento determinados, como la evaporación o la mezcla entre los fluidos.

En el caso de flujo *Core-Flow* se han realizado estudios computacionales con el objetivo de comparar los datos experimentales y verificar que las aproximaciones numéricas tienen gran concordancia a lo observado en los experimentos. Encontrando que la dinámica de fluidos computacional tiene la capacidad de capturar comportamientos reales de los flujos, como ondas en la interface, espesor del anillo de agua, dependencia de la viscosidad, por ejemplo.

El trabajo de Ghosh et al. [25] presenta los resultados de varios experimentos en flujo vertical descendente partiendo de datos experimentales encontrados en la literatura. Los autores compararon la pérdida de carga y el espesor del núcleo de aceite. Utilizaron el método *Volume of Fluid* VOF y el modelo de turbulencia k-ε. Y concluyeron que con los parámetros seleccionados la interface aceite-agua no tenía la ondulación esperada. También concluyeron que el gradiente de presión aumenta con la velocidad superficial de los fluidos.

Silva et al. [26] realizaron simulaciones de Core-Flow ascendente en tubo vertical usando el método VOF consiguiendo reproducir el comportamiento ondulado de la interface aceite-agua. Las ondas tienen diferentes comportamientos, como alargamientos o acortamientos, dependiendo de las velocidades superficiales de los fluidos, como en los experimentos físicos. Los resultados fueron comparados con las fotos obtenidas por Rodríguez y Bannwart [1]. Los autores proponen como trabajo futuro extender el estudio a simulaciones en espacio tridimensional.

Dado que hay muy pocos trabajos de simulación usando CFD de flujos *Core-Flow* en tubos verticales y los existentes usan espacios 2D, este trabajo presenta un estudio de la fracción volumétrica del aceite en este tipo de flujo en el espacio 3D, usando el método VOF y el modelo de turbulencia k-ω SST y los resultados son comparados con datos experimentales y algunas correlaciones encontradas en la literatura.

3. MÉTODO

3.1 Puntos de trabajo

El desempeño del modelo VOF fue validado con algunos datos presentados por diferentes autores, Rodríguez y Bannwart [1], Vuong et al. [13] y Bonilla et al. [27]. Las condiciones de operación se resumen en la Tabla 2. Y en la Figura 2 se puede ver el mapa de flujo de los puntos experimentales usados en este trabajo.

Tabla 2. Condiciones experimentales

Experimento	Diámetro del tubo (m)	Viscosidad del aceite (Pa.s)	Densidad del aceite (kg/m³)	Tensión superficial (N/m)	Autor
Experimento 1	0,0284	0,5	930	0,029	Rodríguez y Bannwart [1]
Experimento 2	0,0508	1,07	884,4	0,0304	Vuong et al. [13]
Experimento 3	0,062	2	950	0,02	Bonilla et al. [27]

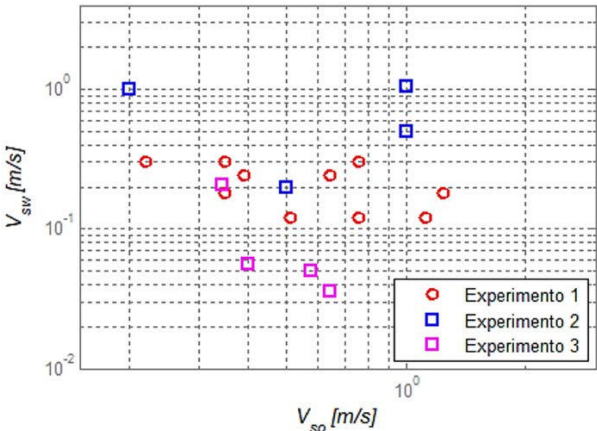


Figura 2. Mapa de flujo experimental

3.2 Modelo CFD

En este trabajo fue usado el modelo de volumen de fluido (*Volume of Fluid*, VOF). Este modelo ofrece una solución numérica a las ecuaciones de Navier-Stokes para la conservación de la masa y la conservación del movimiento, junto con una variable que se llama fracción de volumen.

El modelo VOF permite modelar fluidos inmiscibles, como es el caso el agua y el aceite, resolviendo un conjunto de ecuaciones de movimiento y rastreando la fracción de volumen de cada uno de los fluidos en todo el dominio computacional.

Este modelo fue creado especialmente para flujos donde hay interfaces acentuadas, continuas y bien definidas. Las ecuaciones solucionadas por el modelo en cada nodo se presentan a continuación. La ecuación (14) muestra la conservación de masa.

$$\frac{\partial(\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (14)$$

Donde ρ , $\mathbf{u}$, t son la densidad, velocidad y tiempo, respectivamente. La ecuación (15) define la conservación del movimiento.

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{u})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} \cdot \mathbf{u}) = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + \rho \mathbf{g} + \mathbf{F} \quad (15)$$

Donde p es la presión estática, $\mathbf{g}$ es la gravedad y $\mathbf{F}$ es la fuerza de tensión interfacial. La ecuación (16) define la fracción volumétrica.

$$\frac{\partial(\rho_o \alpha_o)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_o \alpha_o \mathbf{u}) = 0 \quad (16)$$

Donde ρ_o es la densidad del aceite, α_o es la fracción de aceite. Y de acuerdo con la ecuación de continuidad, la suma de las fracciones de agua y de aceite son iguales a 1, tal y como muestra la ecuación (17).

$$\alpha_o + \alpha_w = 1 \quad (17)$$

Además del modelo de flujo multifásico VOF se usó el modelo de turbulencia k - ω para modelar la turbulencia. Las ecuaciones gobernantes de este modelo son, la energía cinética turbulenta, descrita en la ecuación (18), y la tasa de disipación específica de la ecuación (19).

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho k \mathbf{u}) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + G_k - Y_k \quad (18)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \omega \mathbf{u}) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \right) \nabla \omega \right) + G_\omega - Y_\omega + D_\omega \quad (19)$$

Donde G_k es la generación de energía cinética turbulenta debido a gradientes de velocidad media, G_ω es la tasa específica de disipación de ω , Y_k y Y_ω representan la dispersión de k y ω debido a la turbulencia, μ_t es la viscosidad turbulenta y D_ω es la difusión térmica cruzada.

3.3 Parámetros de simulación

Para las simulaciones computacionales, se hizo uso de un dominio 3D en estado de transición. La simulación fue llevada a cabo con 6000 pasos de simulación utilizando 1 milisegundo como *time step*. A continuación, se describe las consideraciones que se tuvieron en cuenta.

- *Dominio computacional y condiciones de borde.* La Figura 3 muestra el dominio computacional que se desarrolló para la simulación de los 3 experimentos. Las dimensiones son $L = 1m$ y $D_{oil} = 0.8D$, donde D depende del experimento mostrado en la Tabla 2.

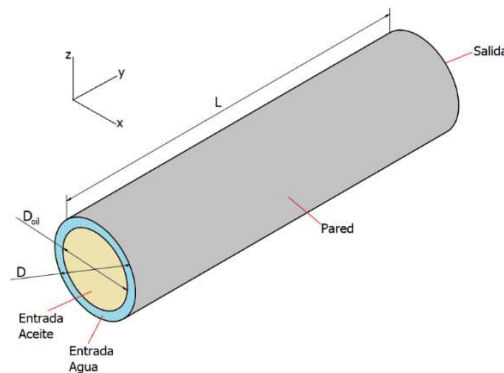


Figura 3. Dominio computacional

De esta manera, las condiciones de borde implementadas fueron las siguientes:

- Velocidad de entrada constante del agua y del aceite positiva a lo largo del eje y como se muestra.
 - A la salida se configuró una condición de *outflow* tratando de darle continuidad al flujo.
 - La pared cilíndrica fue configurada con una condición de no-deslizamiento.
 - Cambios de temperatura, así como cambios de densidad no fueron tenidos en cuenta.
 - La gravedad fue configurada en dirección contraria al flujo (dirección $-y$).
- *Proceso de enmallado.* Debido a la naturaleza del estudio, y con el objetivo de obtener una independencia de los elementos, se utilizaron, para cada experimento, los elementos mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Elementos utilizados en las simulaciones

Experimento	Elementos
Experimento 1	78882
Experimento 2	84825
Experimento 3	272436

Se hizo uso principalmente hexaedros de primer orden. En las paredes se utilizó una condición de *inflation* con 17 capas, con una tasa de crecimiento de 1.1. La malla resultante se muestra en la Figura 4.

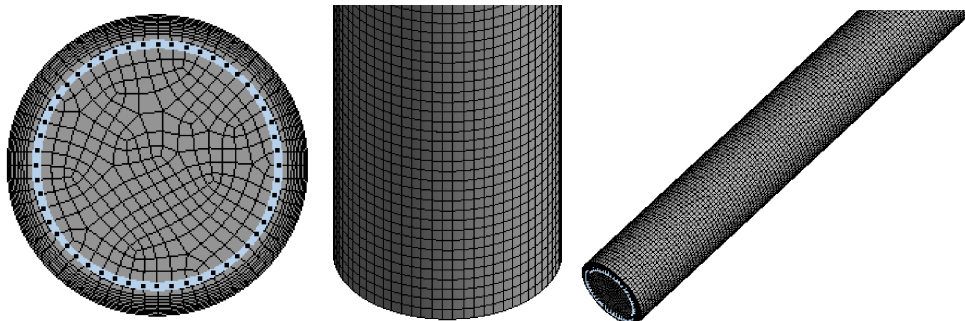


Figura 4. Enmallado utilizado

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se realizaron un total de 19 experimentos usando CFD. Las condiciones de contorno de velocidad superficial del aceite y velocidad superficial del agua fueron cambiadas para cada experimento. La fracción volumétrica del aceite fue calculada y fue comparada con dos correlaciones de la literatura y la aproximación del modelo homogéneo.

4.1 Patrones de flujo

En las Figuras 5, 6 y 7 se puede observar las formas interfaciales de las simulaciones en CFD y los resultados experimentales, en estas figuras (ítem a) el color rojo indica aceite y el color azul representa al agua. Se pudieron reproducir patrones de flujo reportados en la literatura, es decir se comprobó que las simulaciones

computacionales capturan la forma de la interface entre los fluidos. Los flujos identificados, fueron *Core-Flow* perfecto, *Core-Flow* con ondas bambú y *Core-Flow* con interfase ondulada.

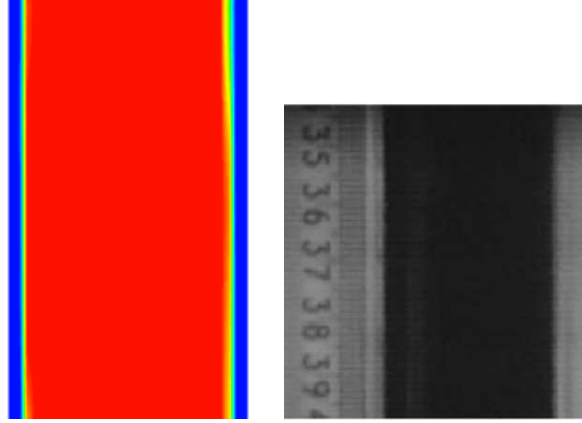


Figura 5. *Core-Flow* perfecto: a) Experimento 1, $V_{so}=0,51\text{m/s}$ y $V_{sw}=0,12\text{m/s}$, y b) Fotografía de *Core-Flow* perfecto [12]

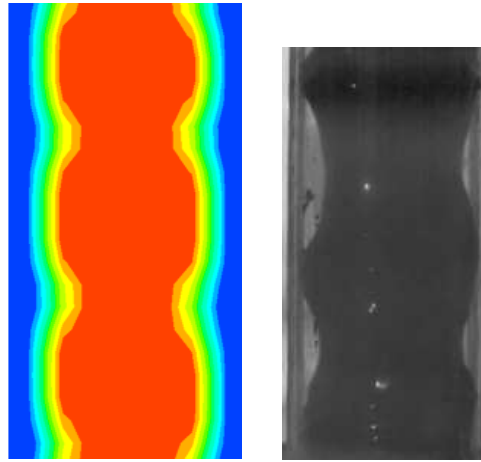


Figura 6. *Core-Flow* con ondas bambú: a) Experimento 3, $V_{so}=0,35\text{m/s}$ y $V_{sw}=0,3\text{m/s}$, y b) Fotografía de *Core-Flow* con ondas bambú

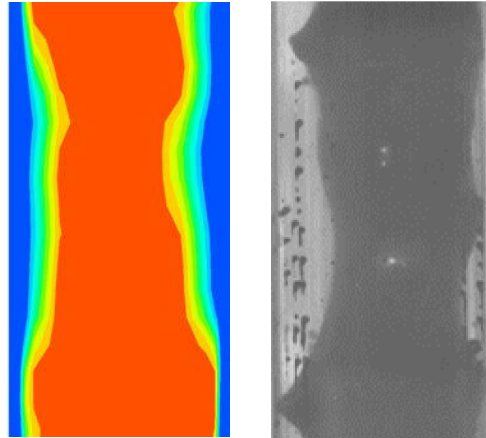


Figura 7. *Core-Flow* con interfase ondulada: a) Experimento 3, $V_{so}=0,398\text{m/s}$ y $V_{sw}=0,056\text{m/s}$, y b) Fotografía de *Core-Flow* con interfase ondulada

4.2 Comparación con datos experimentales y con correlaciones

Para comparar los datos obtenidos con las simulaciones y las correlaciones se usa el error relativo promedio, que está definido por la ecuación (20). Donde N es el número de experimentos y el subíndice i indica un experimento determinado.

$$Error = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{Abs(x_{CFD_i} - x_{Experimental_i})}{x_{Experimental_i}} \times 100\% \quad (20)$$

En la Tabla 4 se muestran los errores relativos de cada uno de los experimentos. Es importante mencionar que cada autor realizó un procedimiento de medición o una medida diferente, en los experimentos 1 y 3 el *holdup* fue estimado a través de tratamiento de imágenes del flujo, mientras que en el experimento 2 fueron usadas válvulas de cierre rápido.

Tabla 4. Error relativo promedio

Experimento	Error relativo promedio CFD comparado con datos experimentales [%]
Experimento 1	12,6
Experimento 2	3,91
Experimento 3	5,13

En el caso del experimento 1 se usó un filtrado clásico y en el del experimento 3 se evaluaron diferentes filtros para encontrar la mejor opción, lo que significaría un refinamiento en los resultados y por lo cual podría haber la diferencia de 7% en el error de uno y el otro.

En la Tabla 5 se encuentran los errores relativos promedio de cada uno de ellos. Según el modelo homogéneo el *holdup* se calcula de acuerdo a la ecuación (21). Donde V_{so} es la velocidad superficial del aceite, V_{sw} es la velocidad superficial del agua.

$$h_o = \frac{V_{so}}{V_{so} + V_{sw}} \quad (21)$$

Tabla 5. Error relativo promedio modelo homogéneo y correlaciones empíricas

Experimento	Modelo homogéneo [%]	Correlación Rodriguez y Bannwart [%]	Correlación Bai et al. [10] [%]
Experimento 1	18,78	11,22	7,76
Experimento 2	7,93	15,07	22,3
Experimento 3	19,81	13,52	13,3

El experimento 1 tuvo una mejor concordancia con la correlación de Bai et al. [10] con un error de 7,76%, los resultados del experimento 2 fueron mejor estimados con el modelo homogéneo, y por último el *holdup* del experimento 3 fue estimado de forma muy similar por la correlación de Rodriguez y Bannwart y por la de Bai et al. [10].

Esto corrobora el hecho de que cada correlación y modelo describe bien los flujos bajo ciertos parámetros y características y no pueden ser tomados como modelos generalizados.

Por otro lado, se puede concluir que el modelo CFD usado se ajusta mejor a los datos experimentales que las correlaciones. Teniendo la ventaja de que se ajusta a cada una de las características de los flujos.

En las Figuras 8 a 10 se presenta los resultados de dos correlaciones encontradas en la literatura y el modelo homogéneo, los resultados de las simulaciones y los datos experimentales para cada experimento.

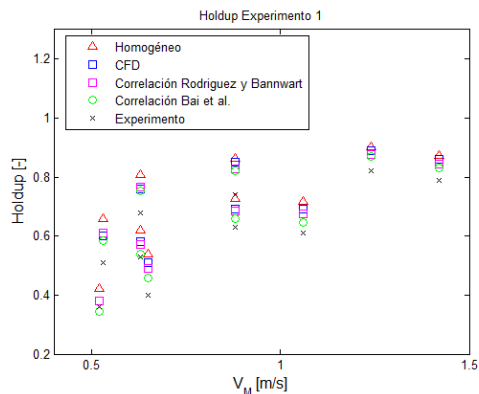


Figura 8. Comparación de *Holdup* usando correlaciones, modelo homogéneo, CFD y datos experimentales para el experimento 1

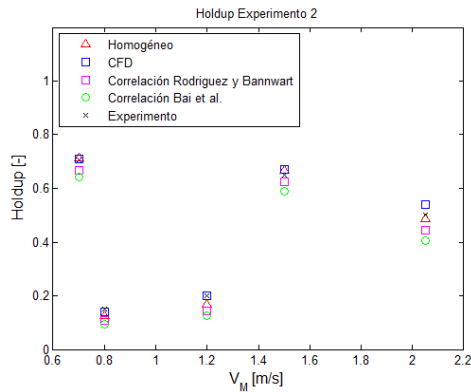


Figura 9. Comparación de *Holdup* usando correlaciones, modelo homogéneo, CFD y datos experimentales para el experimento 2

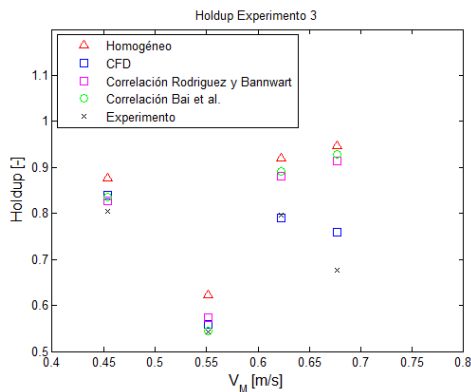


Figura 10. Comparación de *Holdup* usando correlaciones, modelo homogéneo, CFD y datos experimentales para el experimento 3

5. CONCLUSIONES

Se realizaron simulaciones computacionales utilizando CFD para analizar la interacción agua-aceite de un flujo anular utilizando el modelo VOF para la interacción entre los fluidos y el modelo k- ω SST para el modelado de la turbulencia. Para tal fin, se hizo uso de un dominio tridimensional.

Como se puede ver en la Figura 5 a 7, los patrones de flujo encontrados tienen un comportamiento similar a los patrones observados de forma experimental. También, los resultados cuantitativos de la fracción volumétrica, mostraron una buena concordancia con los datos experimentales, con un error máximo en el Experimento 1 de alrededor del 12%, mientras que los otros experimentos mostraron porcentajes de error menores al 6% (ver Tabla 4). Esto muestra que las simulaciones computacionales son una forma efectiva de estimar tanto el patrón de flujo como la fracción volumétrica.

Es interesante verificar como aparecen variaciones del flujo anular inclusive con cambios pequeños en las velocidades superficiales, y que CFD es capaz de detectar esas variaciones.

Por último, una extensión directa de este trabajo sería estudiar el gradiente de presión y verificar su dependencia del tipo de patrón y la dimensión o espesor del anillo de agua.

REFERENCIAS

- [1] O. M. H. Rodriguez and A. C. Bannwart, "Experimental study on interfacial waves in vertical core flow," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 54, no. 3–4, pp. 140–148, 2006.
- [2] A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, C. H. M. de Carvalho, I. S. Wang, and R. M. O. Vara, "Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow," *J. Energy Resour. Technol.*, vol. 126, no. 3, p. 184, 2004.
- [3] A. C. Bannwart, "Modeling aspects of oil – water core – annular flows," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 32, pp. 127–143, 2001.
- [4] A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, J. L. Biazussi, F. N. Martins, M. F. Selli, and C. H. M. De Carvalho, "Water-assisted flow of heavy oil in a vertical pipe: Pilot-scale experiments," *Int. J. Chem. React. Eng.*, vol. 10, p. A32, 2011.

- [5] S. Ghosh, T. K. Mandal, G. Das, and P. K. Das, "Review of oil water core annular flow," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1957–1965, Oct. 2009.
- [6] N. M. de A. Coelho *et al.*, "Energy savings on heavy oil transportation through core annular flow pattern: An experimental approach," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 122, p. 103127, 2020.
- [7] A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, J. L. Biazussi, F. N. Martins, M. F. Selli, and C. H. M. De Carvalho, "Water-assisted flow of heavy oil in a vertical pipe: Pilot-scale experiments," *Int. J. Chem. React. Eng.*, vol. 10, no. 1, 2012.
- [8] K. Guo, H. Li, and Z. Yu, "In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review," *Fuel*, vol. 185, pp. 886–902, 2016.
- [9] N. Brauner, "Two-phase liquid-liquid annular flow," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 17, no. 1, pp. 59–76, 1991.
- [10] R. Bai, K. Chen, and D. D. Joseph, "Lubricated Pipelining: Stability of Core-Annular Flow V: Experiments and comparison with theory," *J. fluid mech.*, pp. 97–132, 1992.
- [11] J. W. V. Prada and A. C. Bannwart, "Modeling of Vertical Core-Annular Flows and Application to Heavy Oil Production," *J. Energy Resour. Technol.*, vol. 123, no. 3, pp. 194–199, Sep. 2001.
- [12] A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, C. H. M. de Carvalho, I. S. Wang, and R. M. O. Vara, "Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow," *J. Energy Resour. Technol.*, vol. 126, no. 3, p. 184, 2004.
- [13] D. H. Vuong, H. Q. Zhang, C. Sarica, and M. Li, "Experimental study on high viscosity oil/water flow in horizontal and vertical pipes," *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 4, no. October, pp. 2454–2463, 2009.
- [14] C. A. M. Cavicchio, J. L. Biazussi, M. S. de Castro, A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, and C. H. M. de Carvalho, "Experimental study of viscosity effects on heavy crude oil-water core-annular flow pattern," *Exp. Therm. Fluid Sci.*, vol. 92, no. November 2017, pp. 270–285, 2018.
- [15] G. A. Payne, C. M. Palmer, J. P. Brill, and H. D. Beggs, "Evaluation of Inclined-Pipe, Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlation Using Experimental Data," *J. Pet. Technol.*, vol. 31, no. 9, pp. 1198–1208, 1979.
- [16] S. Aslina, S. Mazlina, M. J. W. Hassan, and S. D. Ehsan, "In-situ phase fractions for oil and water occupied in pipe," *Int. J. Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 248–256, 2006.
- [17] G. Oddie, H. Shi, L. J. Durlofsky, K. Aziz, B. Pfeffer, and J. a. Holmes, "Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipes," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 29, no. 4, pp. 527–558, Apr. 2003.
- [18] D. Strazza, M. Demori, V. Ferrari, and P. Poesio, "Capacitance sensor for hold-up measurement in high-viscous-oil/conductive-water core-annular flows," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 22, no. 5, pp. 360–369, Oct. 2011.
- [19] R. V. A. Oliemans, G. Ooms, H. L. Wu, and A. Duijvestijn, "Core-Annular Oil/Water flow: Turbulent -Lubricating-Film Model and Measurement in a 5cm Pipe Loop," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 13, no. 1, pp. 23–31, 1987.
- [20] A. C. Bannwart, "Wavespeed and volumetric fraction in core annular flow," *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 24, pp. 961–974, 1998.
- [21] O. M. H. Rodriguez, a. C. Bannwart, and C. H. M. de Carvalho, "Pressure loss in core-annular flow: Modeling, experimental investigation and full-scale experiments," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 65, no. 1–2, pp. 67–75, Mar. 2009.
- [22] P. Mazdak *et al.*, "Assessment of a hybrid CFD model for simulation of complex vertical upward gas-liquid churn flow," *Chem. Eng. Res. Des.*, vol. 105, pp. 71–84, 2016.
- [23] B. Fadhl, L. C. Wrobel, and H. Jouhara, "CFD modelling of a two-phase closed thermosyphon charged with R134a and R404a," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 78, pp. 482–490, 2015.
- [24] S. R. Shine, S. Sunil Kumar, and B. N. Suresh, "Numerical study of wave disturbance in liquid cooling film," *Propuls. Power Res.*, vol. 2, no. 2, pp. 107–118, 2013.
- [25] S. Ghosh, G. Das, and P. K. Das, "Simulation of core annular downflow through CFD-A comprehensive study," *Chem. Eng. Process. Process Intensif.*, vol. 49, no. 11, pp. 1222–1228, 2010.
- [26] R. Gupta, C. K. Turangan, and R. Manica, "Oil-water core-annular flow in vertical pipes: A CFD study," *Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 94, no. 5, pp. 980–987, 2016.
- [27] A. Bonilla Riano, A. C. Bannwart, and O. M. H. Rodriguez, "Holdup estimation in core flow using image processing," in *2013 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, 2013, pp. 334–338.