

Estimation of the local loss coefficient in gradual conical expansions for oil using CFD

Diego Simoes¹ ; Simon Vera² 

^{1,2} Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela, diego.simoes@correo.unimet.edu.ve; yvera@unimet.edu.ve

Abstract– In long-distance fluid transport, the use of expansion fittings is crucial for increasing efficiency, which is affected by geometry and phase interaction. With the increase in oil and oil sands extraction, projected to account for 18% of global production by 2030 according to OPEC data, the continuous improvement of these processes is of great importance for enhancing energy efficiency and reducing their environmental impact. This aligns with the Sustainable Development Goals, particularly goals 8 (decent work and economic growth) and 9 (industry, innovation, and infrastructure). To address this challenge, a numerical analysis of fluid behavior through the fitting was performed, varying parameters such as the diameter ratio (1.5, 2.0, 3.0), the expansion angle (7, 15, 30), the fluid velocity (1.5, 2.0, 2.5, 3.0), and the fluid itself (water, API 30 oil). All of this was done using computational fluid dynamics (CFD) simulations in ANSYS Fluent®. These simulations aim to evaluate the loss coefficient (K) of this fitting commonly used in heavy crude oil transport, in order to reduce pressure losses in pipelines and erosion in flows containing sand or sediment.

Keywords--Conical expansions; Loss coefficient (K); CFD (Computational fluid dynamics); Crude oil transport; Pressure losses

Estimación del coeficiente de pérdida local en expansiones cónicas graduales para petróleo usando CFD

Diego Simoes¹ ; Simon Vera² 

^{1,3,2}Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela, diego.simoes@correo.unimet.edu.ve; yvera@unimet.edu.ve

Resumen– El transporte eficiente de crudos pesados representa un desafío crítico para la industria energética global, por lo que esta investigación analiza, mediante Dinámica de Fluidos Computacional (CFD), el comportamiento hidrodinámico en expansiones cónicas graduales bajo condiciones operativas reales. Se evaluaron relaciones de diámetro de 1,5 a 3,0, ángulos de expansión de 7°, 15° y 30°, y velocidades de entrada entre 1,5 y 3,0 m/s, comparando el desempeño del agua frente al crudo API 30,7 mediante el modelo de turbulencia *k-epsilon* estándar. Los resultados revelan que el ángulo de expansión es el parámetro más influyente en la eficiencia, donde un incremento de 7° a 30° elevó las pérdidas de presión en más de un 400% para una relación de diámetros de 1,5. Asimismo, se confirmó que el uso de petróleo API 30,7 genera pérdidas de energía sistemáticamente superiores a las del agua, brecha que se acentúa significativamente en configuraciones de ángulos amplios debido a la naturaleza del fluido. El estudio concluye que el modelado DFC es una herramienta precisa para predecir el coeficiente de pérdida local (*K*), validando su utilidad para optimizar la selección geométrica en sistemas de transporte de hidrocarburos y superando la predictibilidad de los modelos teóricos tradicionales en condiciones de alta expansión.

Palabras clave–Expansiones cónicas; Coeficiente de pérdidas; DFC; ODS; Pérdidas de presión

I. INTRODUCCIÓN

El transporte de fluidos a través de tuberías es un pilar fundamental en la industria energética, donde la eficiencia del sistema depende en gran medida de la gestión de las pérdidas de presión. Como señala el Departamento de Energía de los Estados Unidos [1]. En este contexto, las expansiones graduales cónicas representan un componente crítico, ya que permiten adaptar el flujo a diferentes medidas de tuberías, reduciendo así las pérdidas energéticas asociadas a cambios de diámetro en la sección. Sin embargo, su diseño óptimo sigue siendo un desafío, especialmente ante la creciente demanda en transporte de petróleos y arenas bituminosas. Esta tendencia se aprecia en las proyecciones de la OPEP (2024), la cual prevé que el suministro global de dichos fluidos aumente significativamente de 5,4 mb/d en 2022 a alrededor de 10,6 mb/d en 2045 [2], lo que implica un aumento en el transporte de recursos. Esta tendencia exige mejoras en la eficiencia de

los sistemas de transporte, no sólo para garantizar un rendimiento energético adecuado, sino también para minimizar el impacto ambiental, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente el ODS 12 producción y consumo responsable y el ODS 9 industria, innovación e infraestructura [3].

Esta investigación aborda el análisis de expansiones graduales cónicas, donde la interacción entre la geometría, el fluido y las condiciones de flujo influye significativamente en el coeficiente de pérdidas local (*K*). Para ello, se emplean simulaciones de dinámica de fluidos computacional (DFC) en ANSYS Fluent®, con el fin de cuantificar las pérdidas con el propósito de poder estimar el impacto asociado al accesorio.

Comentando sobre las geometrías que abarca el estudio, las relaciones de diámetros (1,5; 2,0; 3,0) y ángulos de expansión (7°; 15°; 30°) fueron seleccionadas por su relevancia en aplicaciones industriales. Estudios como el de Idelchik [4] han demostrado que estos rangos representan un equilibrio crítico entre eficiencia hidrodinámica y viabilidad práctica; en particular, White [5] sostiene que ángulos cercanos a 7° optimizan la recuperación de presión al evitar el desprendimiento severo del flujo observado en aperturas más abruptas. Además, como señala la OPEP [2], el transporte de crudos hacia 2045 demandará soluciones que optimicen estos componentes, haciendo indispensable el estudio de estas geometrías

El estudio de las pérdidas de carga en accesorios ha tenido como referencia fundamental el trabajo de Idelchik [4], quien determinó los *K* mediante experimentación extensiva utilizando agua como fluido de trabajo. Si bien sus estimaciones son el estándar en la ingeniería hidráulica, la naturaleza de sus ensayos deja abierta una brecha respecto al comportamiento de fluidos con propiedades reológicas distintas al agua. Esta limitación sustenta la pertinencia de la presente investigación, la cual busca comparar la vigencia de los resultados de Idelchik frente a simulaciones DFC orientadas específicamente al transporte de crudo. Al contrastar estos valores, se pretende determinar el grado de desviación de los modelos clásicos cuando son aplicados en el contexto de la industria petrolera, donde la viscosidad y la

densidad del fluido juegan un papel determinante en la disipación de energía

En este contexto la implementación de la DFC para esta investigación se fundamenta en su capacidad para ofrecer una resolución detallada de los fenómenos hidrodinámicos complejos que son difíciles de capturar mediante métodos analíticos o experimentales convencionales [6]. A través de las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds (RANS).

Fuentes, M. (2025) [7] trabajaron en la estimación del coeficiente de pérdida local (K) para flujos de petróleo en codos de 90°, demostrando que dicho valor no es una constante universal, sino que presenta variaciones significativas según las propiedades reológicas del fluido. Este hallazgo evidencia la insuficiencia de los coeficientes estandarizados tradicionales cuando se aplican a crudos de distinta viscosidad. Ante esta premisa, surge la necesidad de evaluar dicho comportamiento en expansiones cónicas, donde la transición geométrica introduce una complejidad adicional al transporte de hidrocarburos.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

Esta investigación tiene como objetivo principal analizar la pérdida de presión en el flujo a través de expansiones graduales, evaluando diversas configuraciones angulares y relaciones de diámetro. El estudio se fundamenta en un análisis comparativo donde, inicialmente, los resultados obtenidos mediante el software ANSYS Fluent® se contrastan con los valores analíticos para agua establecidos por Idelchik [4].

A. Dominio de la simulación

La geometría de las expansiones graduales concéntricas se modeló bajo las especificaciones de la norma ASME B16.9 para accesorios de acero forjado, asegurando la concordancia con los estándares industriales de longitud y diámetro [8]. Se evaluaron nueve configuraciones geométricas, detalladas en la Tabla I, donde la Fig. 1 y 2 exponen las dimensiones representativas empleadas para analizar el impacto de la inclinación del cono y la tasa de expansión sobre el perfil del flujo. Para cada escenario, los resultados de la simulación se contrastaron inicialmente con los valores analíticos para agua reportados en la literatura, estableciendo una base de validación previa al análisis con crudo.

Con el objetivo de garantizar un perfil de velocidad completamente desarrollado y condiciones de flujo estables, se incorporaron longitudes de entrada y salida equivalentes a 10 diámetros de sus respectivos tramos, siguiendo las recomendaciones de estabilidad hidrodinámica de la norma ISO 5167 [9]. Para el modelado, se seleccionó acero al carbono ASTM A106, asegurando la compatibilidad con los estándares de rugosidad y resistencia de los sistemas industriales de transporte de hidrocarburos.

TABLA I
CASOS DE ESTUDIO

Caso	Relación D2/D1	Ángulo θ
1	1,5	7°
2		15°
3		30°
4	2,0	7°
5		15°
6		30°
7	3,0	7°
8		15°
9		30°

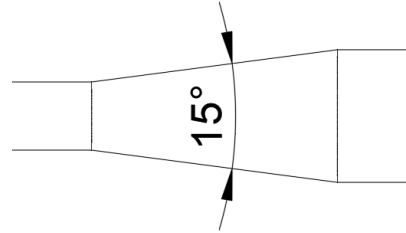


Fig. 1 Medida Representativa del Ángulo

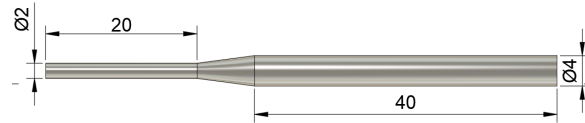


Fig. 2 Medida Representativa de la relación de diámetros y cotas en pulgadas

B. Propiedades

Las propiedades termofísicas del agua y del crudo API 30,7 se detallan en las Tablas II y III, representando el contraste entre un fluido estándar y un hidrocarburo de relevancia industrial. La caracterización del crudo se basa en la investigación de Farfán [10], cuyos datos experimentales permiten una parametrización precisa de la densidad y viscosidad

TABLA II
PROPIEDADES DEL AGUA

Densidad	998,2 kg/m ³
Viscosidad	0,01003 POISE
Cp (calor específico)	4182 J/kg.K

TABLA III
PROPIEDADES DEL CRUDO

Densidad	871,33 kg/m ³
Viscosidad	0,278 POISE
API	30,7

C. Mallado

El dominio computacional se discretiza mediante un esquema híbrido de elementos finitos/volúmenes finitos en

ANSYS Fluent®. Para asegurar la convergencia numérica y la precisión de los resultados, se llevó a cabo un estudio de independencia de malla mediante refinamientos progresivos. Este proceso consistió en aumentar sistemáticamente el número de elementos en la malla hasta que la variación de los resultados de la caída de presión entre dos simulaciones sucesivas fuera inferior al 3%, tal como se ve reflejado en la Fig. 3. Continuando, la Tabla IV muestra el resumen de las mallas seleccionadas en función de su cantidad de elementos, luego de desarrollar el análisis descrito para cada geometría a considerar. Este criterio garantiza que la solución obtenida sea independiente de la densidad del mallado [11][7].

El mallado se generó mediante elementos tetraédricos, incorporando capas de inflado (*inflation*) en las paredes para modelar con precisión los efectos de la viscosidad y el roce, tal como se puede observar en la Fig. 4 y 5. Bajo el marco procedimental observado en [11], se utilizó agua como fluido de referencia para las pruebas de convergencia y validación; este procedimiento permite contrastar los resultados numéricos con la teoría clásica antes de extender el estudio al crudo. Finalmente, todas las simulaciones se estandarizaron con una velocidad de entrada de 2 m/s, condición operativa representativa en sistemas de transporte de hidrocarburos

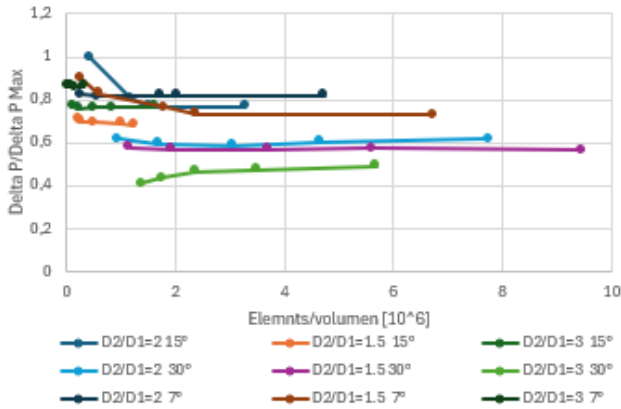


Fig. 3 Independencia de mallado

TABLA IV
PROPIEDADES DEL CRUDO

D2/D1	Angulo	N° de elementos	% Error respecto al estudio previo
1,5	7°	3189446	0,06
	15°	1134251	0,01
	30°	436182	0,02
2,0	7°	3350780	2,52
	15°	1732659	0,82
	30°	561464	0,08
3,0	7°	3935351	0,01
	15°	2659712	0,02
	30°	894739	0,07

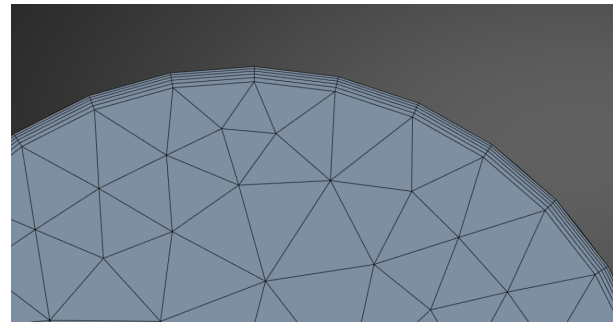


Fig. 4 Imagen referencial del inflation



Fig. 5 Referencia Del Tamaño de Elemento

D. Fundamentos Matemáticos

El marco computacional del estudio se sustenta en la formulación de las ecuaciones de Navier-Stokes con promediado de Reynolds (RANS), las cuales descomponen las variables de flujo en componentes medios y fluctuantes para modelar la turbulencia de manera estadística. Este enfoque permite caracterizar el comportamiento temporal del fluido sin resolver las escalas de vórtice más finas, ofreciendo una alternativa eficiente frente a métodos computacionalmente intensivos como la Simulación Numérica Directa (DNS) [12].

La selección del modelo RANS se justifica por su capacidad para equilibrar precisión y coste computacional en aplicaciones de ingeniería con geometrías complejas, donde la resolución de turbulencia completa resulta inviable. Integrado con modelos de cierre de turbulencia, el sistema de ecuaciones permite predecir el comportamiento del flujo y variables críticas como pérdidas de presión y esfuerzos cortantes [13].

Para la determinación cuantitativa del coeficiente de pérdida local (K), se empleó el principio de conservación de la energía entre las secciones de entrada y salida del accesorio. Dado que en una expansión gradual el fluido se desacelera induciendo una recuperación de presión estática, la caída de presión atribuible exclusivamente a las pérdidas de energía ($\Delta P_{\text{pérdidas}}$) se calculó balanceando la variación de presión dinámica con el diferencial de presión estática arrojado por el modelo computacional, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\Delta P_{\text{pérdida}} = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) + (P_1 - P_2) \quad (1)$$

Donde:

- v_1 y v_2 : son las velocidades medias del fluido en las secciones de entrada y salida, respectivamente.

- P1 y P2: representan la variación de la presión asociada a la implementación del accesorio.
- ρ : es la densidad del fluido de trabajo (agua o petróleo API 30,7).

Sabiendo que el cálculo del coeficiente de pérdidas K, presente en la teoría [1]:

$$\Delta P = \frac{K v^2}{2 g} \quad (2)$$

Donde:

- g: es la gravedad (9.81 m/s^2)

Se contrastan las ecuaciones (1) y (2), para garantizar que el cálculo del coeficiente K contemple únicamente las pérdidas de presión.

$$K = \frac{\Delta P_{\text{pérdida}}}{\frac{1}{2} \rho v_1^2} \quad (3)$$

Donde este término K reportado en la bibliografía [1] para agua como fluido de trabajo. Dicho término se utilizó como base de validación para corroborar los resultados de las simulaciones con dicho fluido.

E. Parámetros de simulación y condiciones de contorno

En el ámbito de este estudio, se analizaron nueve casos para evaluar el comportamiento del flujo seleccionado, en geometrías de expansiones graduales cónicas para diferentes ángulos, diferentes relaciones de diámetro y velocidades. Observar las Tablas V y VI donde se aprecian los casos, fluidos a utilizar y condiciones de borde.

TABLA V
CONDICIONES DE BORDE

Caso	Relación D2/D1	Angulo θ	Velocidades de entrada (m/s)
1	1,5	7°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
2		15°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
3		30°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
4	2,0	7°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
5		15°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
6		30°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
7	3,0	7°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
8		15°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0
9		30°	1,5; 2,0; 2,5; 3,0

TABLA VI
PARÁMETROS RELEVANTES PRESENTE EN TODAS LAS SIMULACIONES

Tubería	Horizontal
Presión a la salida	Atmosférica (101325 Pa)
Intensidad de turbulencia	5%
Fluidos	Agua y crudo API 30

E. Selección de los modelos de fluido

Para la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds (RANS), se seleccionó el modelo de turbulencia k- ϵ estándar [14]. Para contextualizar el régimen de operación, se calcularon los números de Reynolds (Re) a la entrada de la expansión. Para el agua, los valores variaron desde 76.200 hasta 152.400, garantizando un flujo turbulento completamente desarrollado. Sin embargo, para el crudo API 30,7, la alta viscosidad redujo drásticamente el Re, ubicándolo en un rango de 2389 (para la velocidad mínima de 1,5m/s) hasta 4748 (para la velocidad máxima de 3,0m/s). Esto indica que el petróleo opera en un régimen de transición o turbulencia incipiente. Si bien las formulaciones empíricas clásicas asumen regímenes de alta turbulencia, el uso del modelo k- ϵ con funciones de pared resulta pertinente en este estudio para capturar de manera macroscópica las disipaciones energéticas de esta transición viscosa y estimar el coeficiente global de pérdida de energía (K) [12].

Para complementar este enfoque, se empleó el modelo k- ϵ estándar en conjunto con funciones de pared (*wall functions*), permitiendo evaluar el flujo en la región cercana a la pared sin incurrir en un costo computacional excesivo. Esta configuración es ampliamente reconocida por su robustez y precisión en la determinación de caídas de presión en conductos cerrados [15].

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis de los perfiles de velocidad y presión permitió caracterizar la hidrodinámica del flujo en cada una de las configuraciones evaluadas. Mediante el monitoreo de planos en la entrada y salida de la expansión, se obtuvieron promedios de presión por área para determinar el gradiente exacto y su relación directa con la magnitud del coeficiente de pérdida local. Esta comparativa contrasta los resultados obtenidos mediante DFC para agua y crudo frente al coeficiente K teórico de referencia [1]. Es necesario precisar que la K teórica de referencia es para agua y no está documentada para el crudo. Los resultados obtenidos ofrecen criterios que podrían servir de apoyo en la selección de geometrías más eficientes, buscando optimizar la estabilidad del flujo y minimizar las pérdidas de presión bajo las condiciones evaluadas en este estudio.

A. Resultados Caso 1: D2/D1=1,5 y $\theta=7^\circ$

Los resultados para la configuración con relación de diámetros 1,5 y ángulo de expansión 7° muestran que el coeficiente de pérdida de carga se mantiene en valores entre 0,03 y 0,2 para crudo API 30,7 en el rango completo de velocidades evaluado (1.5-3.0 m/s), mostrando que para la velocidad de 1,5 m/s, toma un máximo valor de k de 0,18 lo que significa una discrepancia de 199% , y a medidas que la velocidad aumenta, los K disminuyen en gran proporción, para la velocidad de 2,5 m/s la discrepancia cae a 14% hasta llegar

a valores por debajo de los teóricos con agua $K=0,036$, para velocidades cercanas a 1 m/s. Tal como se puede ver en la Fig. 6 donde la curva DFC representa los resultados de la simulación, mientras que la curva teórica [4] representa el valor teórico.

Físicamente, esta discrepancia del 199% a la velocidad más baja (1,5 m/s) se explica por el predominio de los efectos viscosos sobre los inerciales. A esta velocidad, el crudo API 30,7 presenta un número de Reynolds de apenas 2389, ubicando al flujo en el límite de salida del régimen laminar. Al tener una viscosidad dinámica significativamente superior a la del agua, el esfuerzo cortante en la capa límite cercana a la pared absorbe una mayor cantidad de energía cinética. La formulación de Idelchik, derivada de ensayos con agua en regímenes de alta turbulencia, asume un flujo donde las pérdidas por fricción viscosa son marginales.

La Fig. 7 muestra cómo se superponen la curva DFC para agua con la curva teórica [4], dando a entender la afinidad entre ambos valores y la veracidad de los resultados. Por otro lado, se observa como la curva DFC para petróleo presenta mayores pérdidas lo que genera menor aumento de presión.

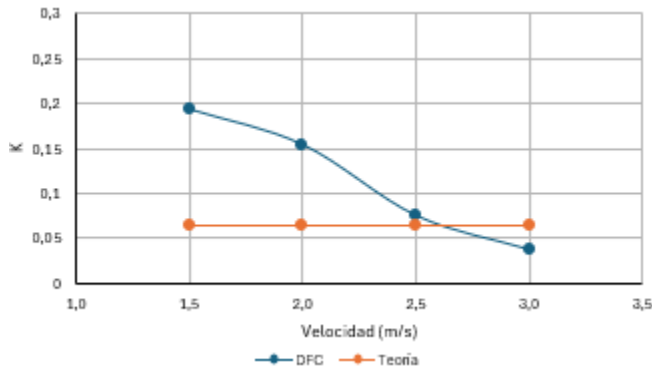


Fig. 6 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=7^\circ$)

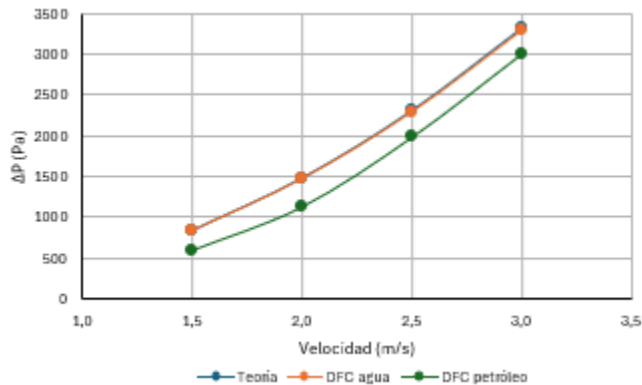


Fig. 7 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=7^\circ$)

B. Resultados Caso 2: $D2/D1=2,0$; $\Theta=7^\circ$

Como se observa en la Fig. 8 el coeficiente de pérdidas se sitúa entre valores 0,14 y 0,17 lo que muestra una desviación tope con respecto a los valores con agua como fluido de 73% que al igual que en el caso anterior disminuye a medida que

aumenta la velocidad, hasta llegar a una discrepancia de 55% al llegar a la velocidad de 1,5 m/s, aunque para esta configuración no disminuye en igual proporción a medida que aumenta la velocidad. Estos resultados muestran un incremento significativo en las pérdidas de presión en comparación con la configuración anterior.

Observando la Fig. 9 se vuelve a superponer la curva de DFC agua y la teórica [4], presentando una ligera discrepancia de 2,8% en el punto de velocidad 3 m/s. Comparando la curvatura DFC petróleo con la teórica [4] se observa, a diferencia del caso anterior que el punto de mayor discrepancia de presión se encuentra en la velocidad 1,5 m/s y es de 25%.

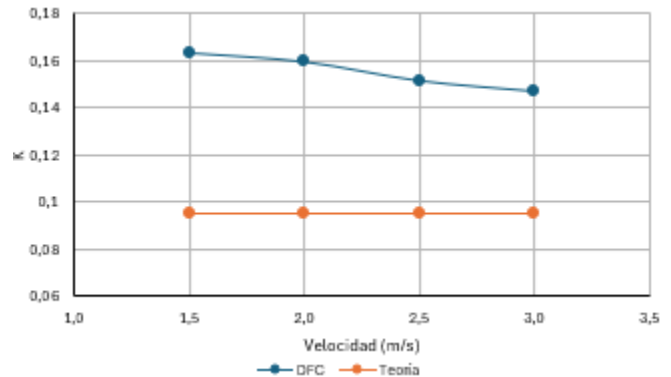


Fig. 8 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=7^\circ$)

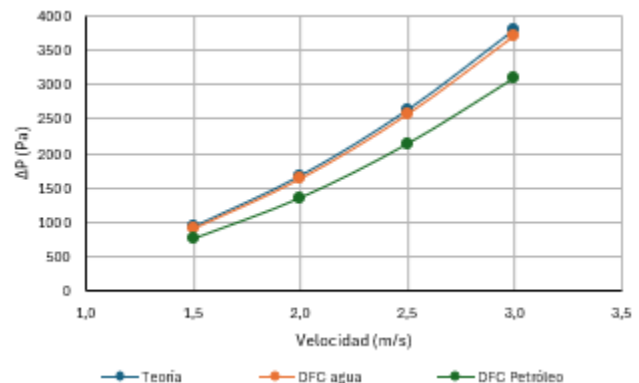


Fig. 9 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=7^\circ$)

C. Resultados Caso 3: $D2/D1=3,0$; $\Theta=7^\circ$

La configuración con relación de diámetros 3,0 y ángulo de expansión 7° presenta los mayores coeficientes de pérdida entre las geometrías de 7° evaluadas; observando la Fig. 10 dicho coeficiente alcanza valores entre 0,18 y 0,21 en el rango de velocidades de 1,5 a 3,0 m/s, mostrando un incremento aproximadamente del 30% respecto a la configuración $D2/D1=2,0$ bajo las mismas condiciones.

En la Fig 11 se identifica una marcada discrepancia entre la curva DFC petróleo y las predicciones teóricas del agua [4], particularmente notable en el rango de velocidades altas (2,5 m/s y 3,0 m/s), donde las simulaciones superan los valores teóricos en un 23% aproximadamente. Esta desviación

sistemática por parte del modelo teórico da a conocer la discrepancia entre tomar el mismo valor de coeficiente de pérdidas tanto para crudo como para agua al predecir el comportamiento en expansiones de alta relación de diámetros.

Estos resultados confirman que la relación $D2/D1 = 3,0$ representa el caso más desfavorable en términos de pérdidas de presión entre las configuraciones con ángulo de 7° , destacando la sensibilidad del desempeño hidrodinámico al incremento en la relación de expansión.

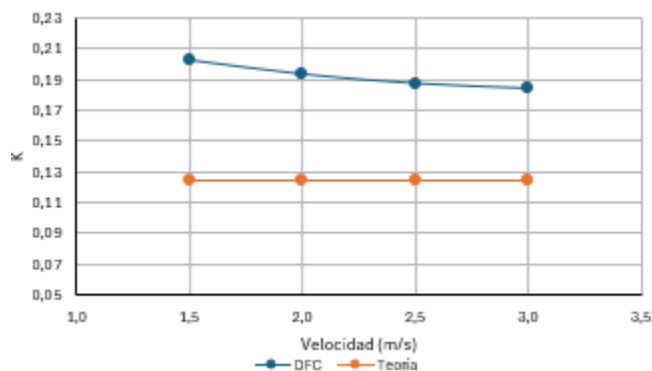


Fig. 10 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=7^\circ$)

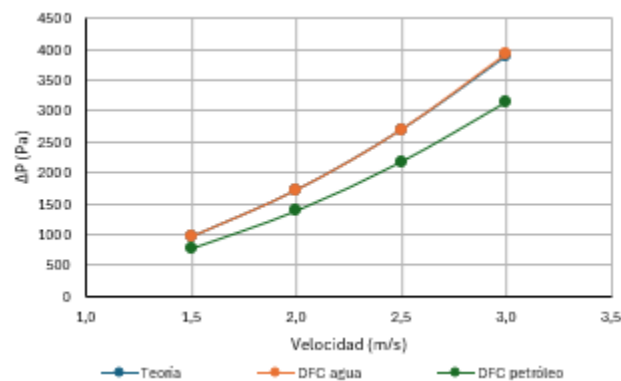


Fig. 11 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=7^\circ$)

D. Resultados Caso 4: $D2/D1=1,5$; $\Theta=15^\circ$

La configuración con relación de diámetros 1,5 y ángulo de expansión 15° presenta un comportamiento significativamente diferente a su contraparte de 7° tal como se puede ver en la Fig. 12 el coeficiente de pérdida de carga muestra valores sustancialmente mayores, entre 0,29 y 0,35 en el rango de velocidades de 1,5 a 3,0 m/s, representando un incremento promedio del 105% respecto a la configuración de 7° con igual relación de diámetros.

Existe una desviación significativa entre los datos obtenidos mediante DFC para el crudo y los valores derivados de las ecuaciones para el agua [4]. Esta diferencia es más crítica en el rango de bajas velocidades (1,5 m/s y 2,0 m/s), donde el modelo numérico reporta valores que exceden en un 219% a las estimaciones con agua como fluido.

El origen físico de esta discrepancia extrema radica en la interacción entre la alta viscosidad del crudo y el gradiente de presión adverso introducido por el ángulo de 15° . En esta configuración, el flujo experimenta un desprendimiento prematuro de la capa límite. A diferencia del agua, la mayor viscosidad del petróleo genera zonas de recirculación periféricas más densas y estables. Los vórtices formados en esta región de estela disipan energía mecánica en forma de calor por fricción interna a una tasa mucho mayor. El modelo clásico subestima severamente esta disipación turbulenta-viscosa, lo que explica por qué el K computado para el crudo duplica las estimaciones tradicionales.

En la Fig. 13 se observa nuevamente (igual que en el caso 2 y 3) que el punto de mayor separación se encuentra en la velocidad 3,0 m/s con 55% de discrepancia respecto al agua (aproximadamente 20 veces más discrepancia que en el caso 2)

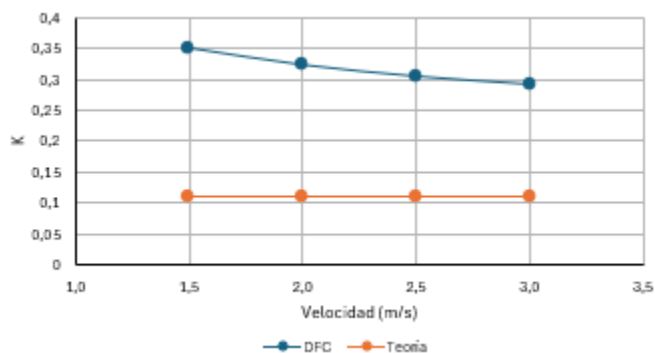


Figura 12. Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=15^\circ$)

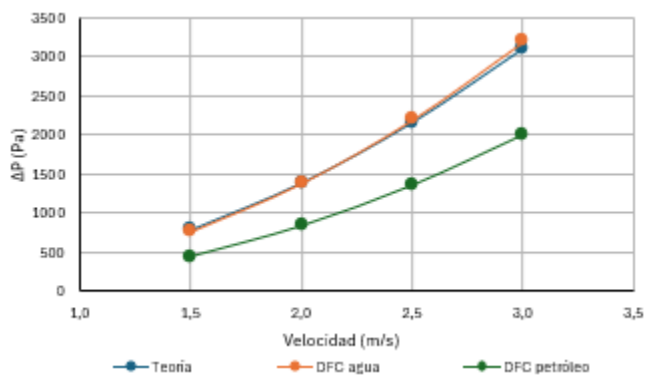


Figura 13. Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=15^\circ$)

E. Resultados Caso 5: $D2/D1=2,0$; $\Theta=15^\circ$

Como se puede ver en la Fig. 14 el comportamiento es estable ante diferentes velocidades, presentando una discrepancia máxima entre sí de 5%. Destaca particularmente que el valor en 2,5 m/s es inferior ligeramente al registrado a 3,0 m/s, una tendencia atípica no observada en configuraciones anteriores. La comparación con el modelo teórico para el agua revela una pequeña discrepancia, con los

valores DFC del petróleo, manteniéndose consistentemente por encima de las predicciones de la bibliografía [4] en aproximadamente un 24% a lo largo de todo el rango de velocidades. Esta desviación es el doble que en la configuración de igual relación de diámetros pero menor ángulo (7°).

Observando la Fig. 15 se aprecia la superposición de las curvas DFC agua con la teórica [4]. Al pasar a comparar la curva de la teoría [4] con la curva DFC con petróleo las desviaciones rondan entre el 20% al 21% a lo largo del rango de velocidades del estudio, este valor siendo menor al observado en el caso 2, el cual tiene la misma relación de diámetros pero diferente ángulo.

El análisis comparativo con la configuración 2 muestra que el mayor ángulo genera una diferencia importante en el coeficiente de pérdida de carga, apoyando la expectativa convencional que asocia ángulos más abiertos con mayores pérdidas energéticas. Siendo para esta comparación un aumento de 20% aproximadamente.

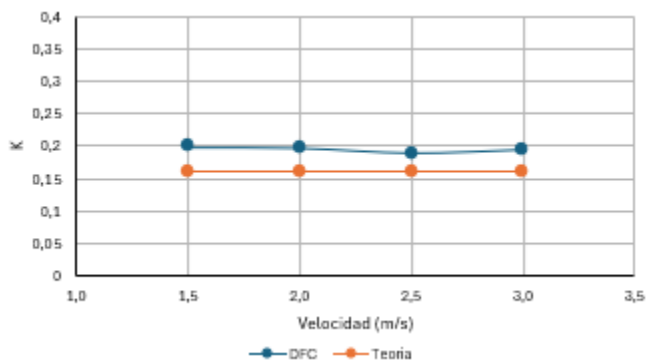


Figura 14. Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=15^\circ$)

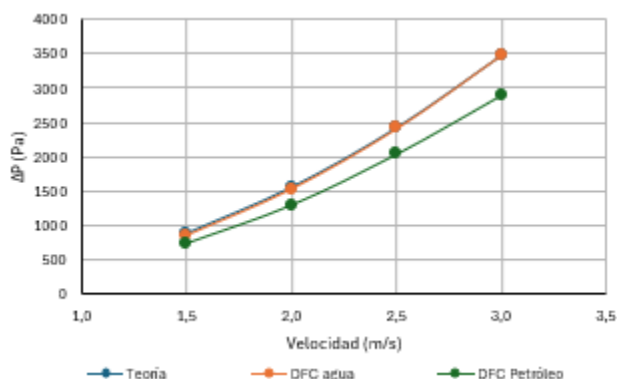


Figura 15. Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=15^\circ$)

F. Resultados Caso 6: $D2/D1=3,0$; $\Theta=15^\circ$

La configuración con relación de diámetros 3,0 y ángulo de expansión 15° muestra una notable convergencia entre los resultados DFC petróleo y los valores teóricos de referencia del agua [4], tal como se puede ver en la Fig. 16, la cual, presenta la mejor correspondencia entre todas las

configuraciones evaluadas. El K se mantiene en el rango de 0,20 a 0,21 (menos de 4% de desviación entre sí) en velocidades de 1,5 a 3,0 m/s, con una desviación promedio de 4-6% respecto a las predicciones teóricas.

Realizando la comparación con el caso de estudio de igual relación de diámetros pero ángulo 7° , se observa un incremento de 11%, lo que reafirma lo observado en la teoría, que a mayor ángulo, mayor coeficiente de pérdidas asociado al accesorio.

Observando la Fig. 17 se aprecia la superposición de las curvas DFC agua con la teórica [4]. Al pasar a comparar la curva de la teoría [4] con la curva DFC con petróleo las desviaciones rondan entre el 19% al 12% a lo largo del rango de velocidades del estudio.

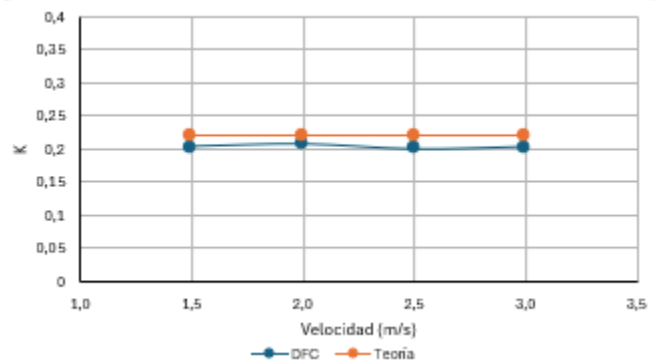


Fig. 16 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=15^\circ$)

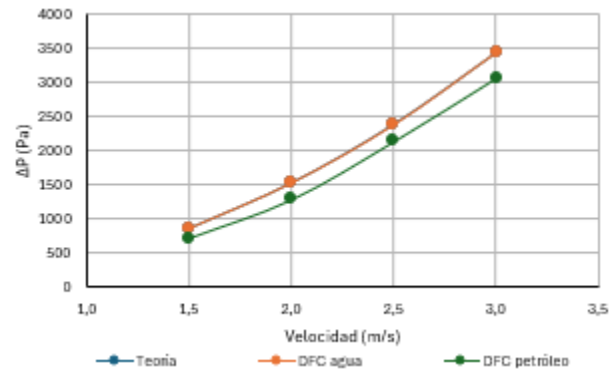


Fig. 17 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=15^\circ$)

G. Resultados Caso 7: $D2/D1=1,5$; $\Theta=30^\circ$

La configuración con relación de diámetros 1,5 y ángulo de expansión 30° presenta las mayores pérdidas de presión entre todas las geometrías evaluadas para esta relación de diámetros. Como se aprecia en la Fig. 18, el coeficiente de pérdida de presión alcanza valores entre 0,5 y 0,7 en el rango de velocidades de 1,5 a 3,0 m/s, representando un incremento del 83% respecto a la configuración de 15° y del 278% respecto a la de 7° .

Se observa una marcada divergencia entre los resultados DFC para petróleo y las predicciones teóricas con agua como

fluido de trabajo [4], con los valores numéricos superando consistentemente las estimaciones teóricas en un 135-195% en todo el rango de velocidades. Esta discrepancia sugiere que los modelos teóricos convencionales subestiman significativamente las pérdidas energéticas en la relación de diámetros 1,5 ante el cambio de fluido (ya que se observa lo mismo para los otros ángulos).

Desde una perspectiva hidrodinámica, un ángulo de expansión de 30° induce un fenómeno de separación de flujo abrupta y masiva (desprendimiento macroscópico). En esta condición de expansión severa, la estela turbulenta ocupa una porción significativa del conducto. Para el petróleo API 30,7, sostener y disipar estos grandes vórtices de recirculación requiere un consumo de energía mucho mayor que para un fluido de baja viscosidad como el agua. Debido a que las ecuaciones clásicas no contabilizan el arrastre de forma amplificado por las interacciones reológicas de fluidos pesados en vórtices a gran escala, la desviación numérica se mantiene en niveles críticamente altos a lo largo de todo el rango de velocidades operativas.

En la Fig. 19 se observa la distancia entre las curvas DFC agua y teórica (superpuestas), y la curvatura DFC con petróleo, la cual se encuentra entre 75% y 56% de distancia.

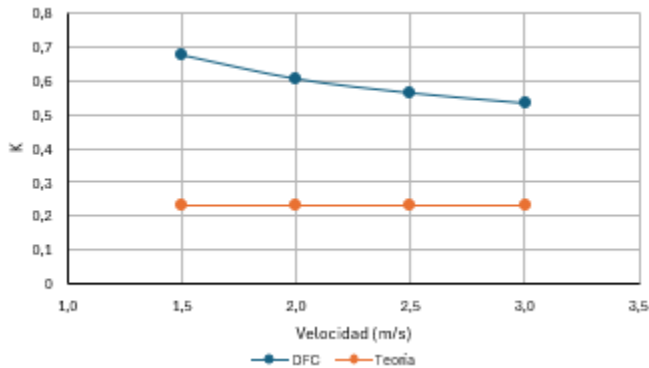


Fig. 18 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=30^\circ$)

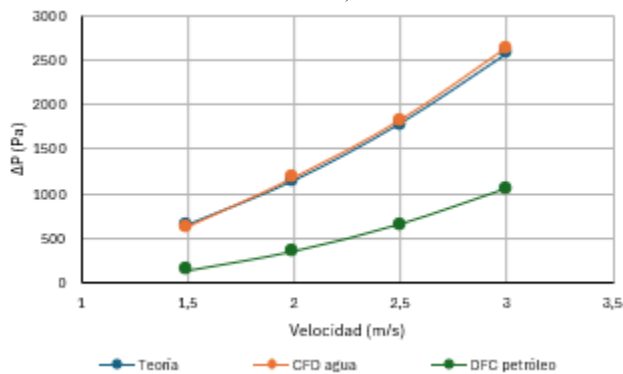


Fig. 19 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=1,5$; $\Theta=30^\circ$)

H. Resultados Caso 8: Resultados $D2/D1=2,0$; $\Theta=30^\circ$

La configuración con relación de diámetros 2,0 y ángulo de expansión 30° muestra pérdidas de presión mayores a la de

los ángulos de 7° y 15° , como se puede ver en la Fig. 20 con el K variando entre 0,40 y 0,47 en el rango de velocidades de 1,5 a 3,0 m/s. Comparado con los ángulos menores para esta misma relación de diámetros, se observa un incremento del 180% respecto a la configuración de 7° y del 132% respecto a la de 15° .

La divergencia entre los resultados DFC con petróleo y las predicciones teóricas con agua como fluido [4] es notable, con los valores numéricos superando consistentemente las estimaciones teóricas en un 32-16% a través de todo el espectro de velocidades. Si bien no es tan alta como en la relación de diámetros 1,5 (donde ronda el 150%), tampoco es comparable con los modelos de relación de diámetro 3 los cuales rondan discrepancias de 5%.

En la Fig. 21 se observa la distancia entre la curva teórica para agua y la curvatura DFC con petróleo se encuentra entre 27% y 41% de distancia, valores idénticos a los presente en el caso 5 que presenta la misma relación de diámetro pero ángulo 15° .

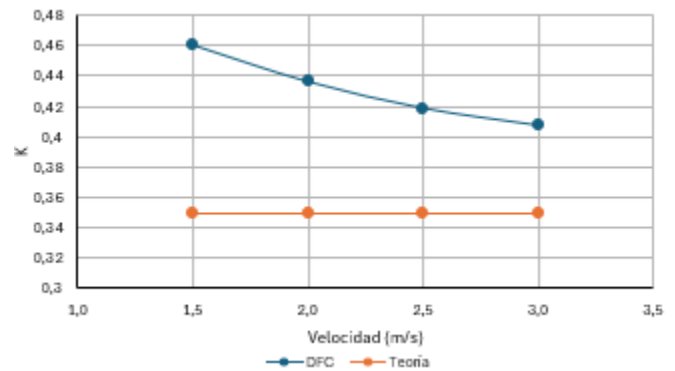


Fig. 20 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=30^\circ$)

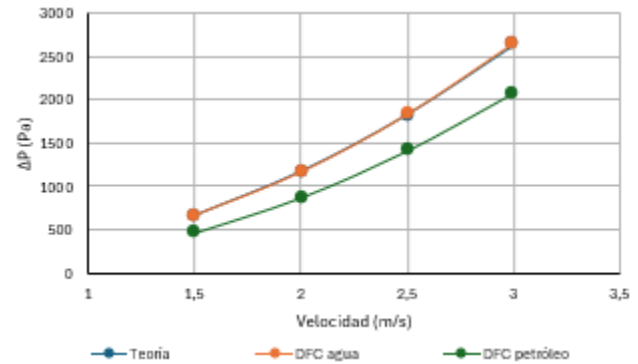


Fig. 21 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=2,0$; $\Theta=30^\circ$)

I. Resultados Caso 9: Resultados $D2/D1=3,0$; $\Theta=30^\circ$

La configuración con relación de diámetros 3,0 y ángulo de expansión 30° presenta un comportamiento hidrodinámico excepcionalmente estable (continuando la tendencia de la relación de diámetros 3), como se observa en la Fig. 22 con el coeficiente de pérdida de carga manteniéndose en un rango estrecho de 0,55 a 0,61 en todo el espectro de velocidades

evaluado. Esta configuración muestra una variación de K respecto a la velocidad de 8,9%.

La concordancia entre los resultados DFC para petróleo y los valores teóricos del agua [4] es notable, con una desviación promedio 8-17% a lo largo de todo el rango de velocidades. Esta correspondencia contrasta marcadamente con las otras configuraciones de la misma reacción de diámetro.

De igual forma sucede para la Fig 23, donde se muestra una desviación entre 41-27% en todo el rango de velocidades, entre la curvas DFC para petróleo y Teórica [4], valores muy similares al caso 8, el cual presenta el mismo ángulo pero distinta relación de diámetro

Comparado con los ángulos menores para $D2/D1 = 3,0$; se observa que la configuración de 30° genera pérdidas abruptamente mayores, ya que genera un aumento aproximado de 176% con respecto a la misma relación de diámetros de ángulo 15° y 205% para el ángulo 7° .

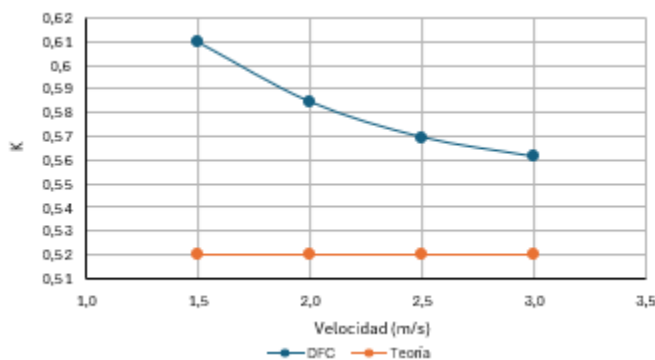


Fig. 22 Comparación de resultados con API 30,7 vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=30^\circ$)

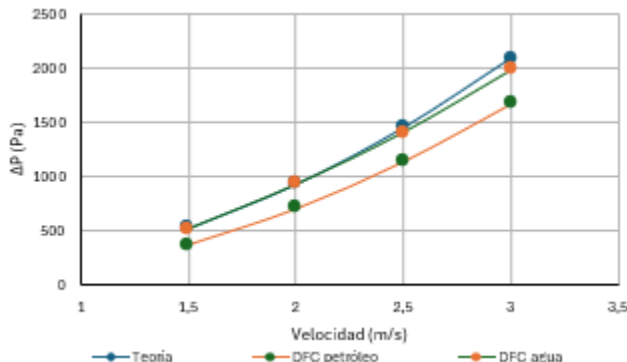


Fig. 23 Comparación de los ΔP vs la teoría ($D2/D1=3,0$; $\Theta=30^\circ$)

IV. CONCLUSIONES

El estudio revela que al comparar los coeficientes de pérdidas entre la teoría [4] y las simulaciones DFC para crudo API 30,7; se obtiene:

- El ángulo de 7° es el diseño que presenta las menores caídas de presión, mientras que el ángulo de 30° resultó ser el más crítico, elevando las pérdidas en alrededor de un 200%.

- La relación $D2/D1=1,5$ presentó las menores pérdidas locales, en contraste con la relación 3,0; la cual maximiza la disipación de energía debido al mayor volumen de expansión.
- Los resultados obtenidos con petróleo para el ángulo de 30° son los que presentan mayor concordancia con las predicciones teóricas del agua; por el contrario, el ángulo de 7° es el que más se aleja de la literatura clásica, registrando una discrepancia que ronda el 79%.
- Las simulaciones para petróleo con una relación de diámetros de $D2/D1=3$ mostraron la mayor proximidad a los modelos analíticos con agua, mientras que la relación 1,5 evidenció una mayor desviación alrededor de 190%, confirmando que la teoría gana precisión a medida que aumenta la magnitud de la expansión.

Estos hallazgos validan la utilidad del modelado DFC para optimizar la selección geométrica de expansiones en sistemas de transporte de hidrocarburos, priorizando configuraciones que minimicen las pérdidas energéticas.

Esta investigación establece un precedente metodológico para futuras líneas de estudio enfocadas en la optimización hidrodinámica de fluidos viscosos. Al evidenciar las desviaciones de los modelos teóricos clásicos, el estudio sienta las bases para el desarrollo de nuevas correlaciones empíricas específicas para la industria petrolera. Asimismo, la metodología aquí validada proporciona una herramienta clave para ser extrapolada en futuras investigaciones que analicen flujos newtonianos, contribuyendo directamente al diseño de infraestructuras más eficientes y sostenibles.

Finalmente, se confirma que el uso de petróleo API 30,7 genera pérdidas superiores a las del agua, destacando la necesidad de incorporar propiedades reológicas específicas en el diseño.

REFERENCIAS

- [1] U.S. Department of Energy (DOE). (2021). Improving Pumping System Performance: A Sourcebook for Industry. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [2] OPEC, World Oil Outlook 2050, Vienna, 2024.
- [3] Naciones Unidas (2015). Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Asamblea General de las Naciones Unidas
- [4] Idelchik, I. E., Handbook of Hydraulic Resistance, 3rd ed., CRC Press, 1994.
- [5] White, F. M. (2021). Fluid Mechanics. McGraw-Hill.
- [6] Anderson, J. D. (1995). Computational Fluid Dynamics: The Basics with Applications. McGraw-Hill
- [7] Fuentes, M., Suarez, M., Del Valle, J., Vera, S., and Asuaje, M., 2025, "Hydraulic Analysis of Petroleum Flow in 90-Degree Elbows: Loss Coefficient Estimation," Proceedings of the ASME 2025 Fluids Engineering Division Summer Meeting (FEDSM2025), FEDSM2025-158597, Philadelphia, PA.
- [8] ASME B16.9 (2018). Factory-Made Wrought Butt Welding Fittings. American Society of Mechanical Engineers
- [9] ISO 5167-1 (2022). Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. International Organization for Standardization
- [10] Farfán Pérez, A. M. (2016). Estudio del comportamiento del flujo bifásico líquido-líquido en codos de tuberías mediante técnicas de

- mecánica de fluidos computacional (Tesis de Maestría). Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- [11] Del Valle, J., Vera, S., Tovar, J., Asuaje. "Estimation of Localized Energy Loss Coefficients in a 90° Elbow for Crude Oil and Water Two-Phase Flow Using CFD". Proceedings of the ASME 2025 Fluids Engineering Division Summer Meeting (FEDSM2025), FEDSM2025-158597, Philadelphia, PA.
 - [12] Versteeg, H. K., & Malalasekera, W. (2007). An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. Pearson Education
 - [13] Pope, S. B. (2000). Turbulent Flows. Cambridge University Press
 - [14] Launder, B. E., & Spalding, D. B. (1974). The numerical computation of turbulent flows. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering
 - [15] Chung, T. J. (2010). Computational Fluid Dynamics. Cambridge University Press
 - [16] ANSYS Fluent User Guide, Release 2025, ANSYS Inc.