

Well performance analysis of a vertical oil well using Computational Fluid Dynamics

Abstract– Flow behavior in oil wells is a complex phenomenon defined by the interaction between the wellbore and the reservoir, as well as the technical and environmental risks associated with hydrocarbon extraction. In a global context that demands responsible production and consumption, the implementation of technological solutions to understand fluid behavior and reduce inefficiencies is increasingly necessary. Accordingly, this work presents a performance analysis of a vertical well using Computational Fluid Dynamics (CFD) under single-phase, steady-state, and natural flow conditions. Based on the literature, a geometric model of the well was developed governed by the Navier-Stokes equations, using Darcy's law for validation. A sensitivity analysis was conducted to evaluate the influence of flow rate, reservoir permeability, well diameter, and crude oil type on the wellbore-reservoir interaction. The results were compared with well performance curves and other indicators, showing a deviation of less than 1% between the theoretical pressure drop and the simulation data across all cases. These findings demonstrate that the implemented model is capable of accurately simulating and predicting the behavior of the selected well system.

Keywords: Computational Fluid Dynamics, Vertical Well, Oil Extraction, SDG.

Variables:

p : Pressure [psi]
 p_{wf} : Flowing bottomhole pressure [psi]
 p_e : Reservoir pressure [psi]
 q_o : Oil flow rate [BBD]
 B_o : Formation volume factor [-]
 h : Reservoir thickness [ft]
 H : Well height [ft]
 k : Absolute reservoir permeability [md]
 μ : Fluid viscosity [cp]
 r : Radius [ft]
 r_w : Wellbore radius [ft]
 J : Productivity index [BPD/psi]
 D_w : Wellbore diameter [in]
 D_t : Production tubing diameter [in]
 ϵ : Absolute roughness [in]
 Φ : Porosity [-]
 ρ : Density [lbm/ft³]
 γ : Specific weight [lbf/ft³]

Nomenclature:

CFD: Computational Fluid Dynamics
IPR: Inflow Performance Relationship
SDG: Sustainable Development Goals
API: American Petroleum Institute

Análisis del desempeño de producción de hidrocarburos de un pozo vertical usando la Dinámica de Fluidos Computacional

Resumen– El flujo en pozos petroleros constituye un fenómeno complejo definido por la interacción que existe entre el pozo y el yacimiento, así como por los riesgos técnicos y ambientales que acarrearán las operaciones de extracción de hidrocarburos. Aunado a esto, ante un panorama mundial que invita a la producción y consumo responsables, se vuelve cada vez más necesario la implementación de soluciones tecnológicas que no solo permitan comprender el comportamiento de los fluidos, sino también reducir ineficiencias que derivan en un mayor impacto ambiental. En ese sentido, este trabajo presenta el análisis de desempeño de un pozo vertical usando herramientas de Dinámica de Fluidos Computacional (DFC), bajo condiciones de flujo monofásico, estacionario y natural. Con base en la literatura, se desarrolló un modelo geométrico del pozo. El mismo se encuentra regido por las ecuaciones de Navier-Stokes, donde la ley de Darcy fue utilizada para validar el modelo. Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad que consideró la influencia que tiene la variación de caudal, permeabilidad, diámetro del pozo y tipo de crudo en la interacción pozo-yacimiento. Los resultados obtenidos se compararon con curvas de desempeño de pozos y demás indicadores, mostrando una desviación menor al 1% entre la caída de presión teórica y la extraída de las simulaciones para todos los casos, demostrando que el modelo implementado es capaz de simular y determinar el comportamiento del pozo seleccionado.

Palabras clave– Dinámica de Fluidos Computacional, Pozo Vertical, Producción de Petróleo, ODS.

Variables:

p : Presión [psi]
 p_{wf} : Presión de fondo fluyente [psi]
 p_e : Presión del yacimiento [psi]
 q_o : Caudal [BBD]
 Bo : Factor de volumen de formación [-]
 h : Espesor del yacimiento [ft]
 H : Altura del pozo [ft]
 k : Permeabilidad absoluta del yacimiento [md]
 μ : Viscosidad del fluido [cp]
 r : Radio [ft]
 r_w : Radio del pozo [ft]
 J : Índice de productividad [BBD/psi]
 D_w : Diámetro del pozo [in]
 D_t : Diámetro de la tubería de producción [in]
 ε : Rugosidad absoluta [in]
 Φ : Porosidad [-]
 ρ : Densidad [lbm/ft³]
 γ : Peso específico [lbf/ft³]

Nomenclatura:

DFC: Dinámica de Fluidos Computacional
IPR: Inflow Performance Relationship
ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

API: American Petroleum Institute

I. INTRODUCCIÓN

A pesar de que los combustibles fósiles abastecieron cerca del 80% de la demanda energética mundial en el 2024, su hegemonía conlleva un costo ambiental crítico, siendo responsables de gran parte de las emisiones globales de gases de efecto invernadero para ese año [1]. Dentro de este grupo, la extracción de petróleo mantiene una posición fundamental que exige constante innovación, en pro de adoptar estrategias que mitiguen su esencia nociva. A ello se suma que, por su naturaleza, los sistemas de extracción de hidrocarburos presentan una complejidad física que los modelos analíticos tradicionales no logran capturar en su totalidad, limitando la predicción de su desempeño [2]. Ante este panorama, donde las ineficiencias operativas impactan tanto en la rentabilidad como en el entorno, elevar la precisión en el análisis de las variables de flujo permite una gestión más responsable de los recursos. Esta perspectiva se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 (Energía Asequible y No Contaminante) y 12 (Producción y Consumo Responsables) [3], al promover procesos de extracción eficientes y un aprovechamiento consciente de la energía natural del yacimiento. En ese sentido, resulta indispensable integrar soluciones que mejoren la forma en que se examinan estos sistemas.

Con esto en mente, la Dinámica de Fluidos Computacional (DFC) se ha consolidado como una herramienta fundamental en la industria de hidrocarburos, donde su integración en el sector ha crecido considerablemente desde los años 90 [4]. A diferencia de los métodos analíticos tradicionales, limitados en muchas ocasiones a soluciones en casos ideales, y de los inconvenientes asociados a ensayos experimentales, las simulaciones numéricas permiten un análisis detallado y controlado del comportamiento de fluidos en geometrías complejas, que pueden ofrecer información completa en todo el dominio de flujo [5].

Bajo esta perspectiva, las capacidades que presentan estas herramientas han fomentado una creciente línea de investigación enfocada en el estudio de fenómenos propios de la industria del petróleo y el gas. Dentro de este marco, destaca el trabajo de Azadi *et. al* [6], acerca del efecto que tiene la geometría de un pozo extractor de gas en las propiedades físicas del fluido. Particularmente, se estudió como el diámetro y longitud del pozo afecta la presión del gas en el sistema. Por su parte, Molina & Tyagi [7] analizaron el comportamiento de un pozo vertical ante dos configuraciones

de terminación diferentes, demostrando que la DFC permite cuantificar las pérdidas de energía por efectos inerciales y de turbulencia cerca del pozo. Huang *et. al* [8] desarrollaron un modelo para el análisis de transferencia de calor en un pozo vertical, mientras que Pinilla *et. al* [9] enfocaron su estudio en la simulación de un pozo horizontal a escala porosa, donde se logró predecir los efectos que tiene el agua en la producción de crudo pesado. Finalmente, Ahammad *et. al* [10] y Ahammad *et. al* [11] implementaron un modelo DFC pozo-yacimiento capaz de evaluar la zona cercana al *wellbore* y el efecto que tiene el daño de formación en la producción de petróleo.

Ahora bien, a pesar de que los avances son significativos, persiste la necesidad de indagar con más detalle en este campo de estudio. Bajo esta premisa, el presente estudio se enfocó en analizar el desempeño de producción de un pozo vertical a través de un modelo DFC que integra una formulación de medio poroso para representar el yacimiento a partir de la Ley de Darcy, bajo condiciones de estado estacionario y flujo monofásico. El objetivo fue evaluar cómo la variación de parámetros geométricos y propiedades físicas del sistema condicionan directamente la presión de fondo fluyente (p_{wf}) y el índice de productividad (J) del pozo. La investigación se planteó mediante un esquema de contraste entre la simulación numérica y el comportamiento teórico esperado, integrando la validación analítica como componente vital del estudio, enfoque que buscó ratificar la fiabilidad del modelo para la caracterización de escenarios productivos.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

La investigación consideró un estudio integrado que fuera capaz de capturar de forma adecuada la interacción pozo-yacimiento. Esto implica que el modelo propuesto pudiera describir el comportamiento del fluido en el medio poroso, así como la transición a flujo libre que ocurre cuando el mismo abandona esta zona. Para fundamentar el análisis, se adoptó un marco matemático que acopla las leyes clásicas de flujo en yacimientos con las ecuaciones de conservación de la energía.

A. Ecuaciones Gobernantes

1. *Fundamentos de Flujo en Yacimiento*: el movimiento de fluidos del yacimiento al pozo es causado por gradientes de presión en la trayectoria del flujo (*drawdown*). Esta caída de presión resulta de la disipación de energía y pérdida de momento que sufre el fluido mientras transita por el medio poroso, el cual se estudia a través de la adición de un término de caída de momento a las ecuaciones de Navier-Stokes [6] [11].

Este término contribuyente representa una combinación de las fuerzas de resistencia a las que se expone el fluido cuando transita el yacimiento, descritas por las leyes de Darcy y Forchheimer. Esta última se suele omitir de las ecuaciones

en flujo de líquidos, pues su contribución es despreciable y solo suele considerarse para flujos de gas [12].

La ley de Darcy describe el comportamiento de fluidos dentro de un medio poroso. La misma indica que la velocidad dentro de este tipo de zonas para un fluido homogéneo es inversamente proporcional a la viscosidad del mismo y directamente proporcional al gradiente de presión. Para un sistema radial horizontal, la ecuación de Darcy se puede definir según lo expuesto en (1).

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (1)$$

Por su parte, la producción de hidrocarburos en estado estacionario implica que los parámetros involucrados, en especial presiones y caudal, no varían con el tiempo [13]. Es decir, la presión del yacimiento (p_e), así como la presión de fondo fluyente (p_{wf}), se mantienen constantes. Para modelar este escenario se debe adaptar la ecuación antes mencionada. Considerando un pozo ideal que drena una formación circular de espesor constante (h) y permeabilidad uniforme (k), el flujo ocurre mayoritariamente en dirección radial. Así, al aplicar la Ley de Darcy a un elemento cilíndrico, a una distancia r del pozo, la expresión resulta en (2) [14].

$$v = \frac{qB}{2\pi rh} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (2)$$

La solución de la ecuación anterior, despejada en términos de la presión y adaptada a unidades de yacimiento, es presentada por [14], y se muestra en (3). Por su parte, La Fig. 1 presenta un esquema de flujo radial en un pozo, ilustrando lo expuesto hasta el momento.

$$p = p_{wf} + \frac{141.2 q_o u_o B_o}{kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (3)$$

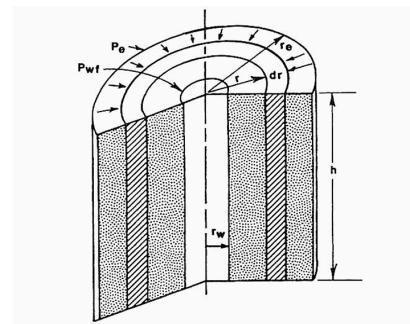


Fig. 1 Modelo de Flujo Radial. Fuente: [14]

2. *Índice de Productividad: El Inflow Performance Relationship (IPR)* define la relación entre la tasa de producción (q_o) y la presión de fondo fluyente. Para un yacimiento de petróleo no saturado en estado estacionario, la curva del IPR tiene forma de línea recta y resulta de despejar (3) en función de q_o .

$$q_o = \frac{kh(pe-pwf)}{141.2 u_o Bo \ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (4)$$

El término que acompaña a la diferencia de presiones $pe-pwf$ se denomina índice de productividad (J), y reúne los parámetros físicos y propiedades fundamentales que regulan el desempeño del pozo. La ecuación (5) se usa para el cálculo de J.

$$J = \frac{kh}{141.2 u_o Bo \ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (5)$$

B. Definición del Dominio

Teniendo presente el marco teórico y los antecedentes presentados previamente se procedió a desarrollar el modelo que se implementó en el desarrollo de la investigación.

1. *Consideraciones del Modelo:* Para asegurar que los resultados obtenidos fueran consistentes con las ecuaciones teóricas, se tomaron las siguientes consideraciones.

- Flujo monofásico dentro de un yacimiento de petróleo no saturado.
- El fluido se considera newtoniano.
- Flujo natural.
- Las propiedades de los fluidos involucrados se mantienen constantes a lo largo de todo el dominio.
- El yacimiento se considera homogéneo.
- Estado estacionario.
- El daño a la formación es despreciable.
- Las fuerzas inerciales descritas por la Ley de Forchheimer no se tomaron en cuenta.

2. *Geometría y Condiciones del Estudio:* Para el estudio fue considerado un pozo vertical desarrollado académicamente tomando como referencia condiciones de operación disponibles en la literatura [13] [14] [15]. La Fig. 2 presenta el esquema geométrico utilizado, mientras que las Tablas I y II muestran los datos relacionados a los valores geométricos y propiedades del fluido.

Con respecto a la condiciones de operación, se utilizó la presión del yacimiento como condición de entrada, valor que se mantuvo constante en 2500 psi para todo el estudio. Al mismo tiempo, la entrada del fluido se consideró radial y a través de toda la frontera exterior del dominio. Se ubicó la salida en el cabezal de la tubería, donde se seleccionó el caudal como condición de borde. Por su parte, la zona del yacimiento está comprendida entre la frontera exterior de la geometría (entrada) y la línea punteada en la Fig.2a. Esta línea representa la interfaz entre el reservorio y el pozo. Finalmente, la Fig. 2b presenta una vista superior de la geometría, donde en el detalle A se aprecia con más claridad la configuración del mismo, señalando el diámetro del pozo (Dw) y de la tubería de producción o *tubing* (Dt).

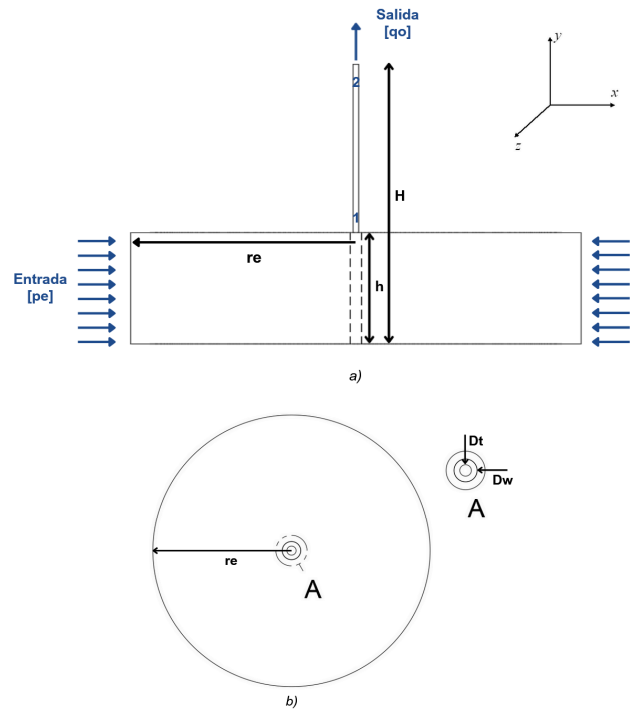


Fig. 2 Dominio Geométrico
a) Vista Lateral, b) Vista Superior

TABLA I
Dimensiones y Propiedades Físicas del sistema

Yacimiento, Pozo, Terminación			
h [ft]	40	Dt [in]	3 1/2
H [ft]	150	ε [in]	0,0006
re [ft]	350	k [md]	150
pe [psi]	2500	Φ	0,2
Dw [in]	5 1/2	g [ft/s²]	32,2
rw [ft]	0,22917	Terminación	Hoyo Abierto

TABLA II
Dimensiones y Propiedades Físicas del sistema

°API	32,2
μo [cp]	8
ρ [lbm/ft³]	54,5
γ [lb/ft³]	54,5
Bo	1
q [BBD]	200

El análisis del modelo se estructuró a partir de la definición de diversos escenarios de simulación, diseñados para ilustrar la sensibilidad del sistema ante variaciones operativas, siguiendo el enfoque metodológico de Pinilla *et al.* [9]. En consecuencia, la Tabla III presenta el conjunto de experimentos numéricos considerados para este estudio, los cuales incluyen variaciones en el caudal, la permeabilidad del yacimiento, la geometría del pozo y el °API del crudo.

Durante la ejecución de estos casos, las propiedades geométricas y físicas detalladas en las Tablas I y II se mantuvieron constantes para garantizar la uniformidad de la comparación, alterando únicamente la variable sujeta a análisis en cada iteración. Por su parte, las propiedades de los crudos utilizados fueron extraídas de [16] y se exponen en la Tabla IV.

TABLA III
Casos contemplados para el análisis de sensibilidad

Parámetro	Datos Base	Valores				
Caudal [BBD]	200	100	400	800	1200	1600
Permeabilidad [md]	150	100	200	300	400	500
Dw [in]	5 1/2	4/2	6 5/8	7 5/8	8 5/8	9 5/8
°API	32,2	33,5	27,3	24,2	21,9	21,1

TABLA IV
Propiedades adicionales

Parámetro	Valores					
°API	33,5	32,2	27,3	24,2	21,9	21,1
Viscosidad [cp]	4,3	8,0	16,9	19,6	22,1	46,1
Densidad [lbm/ft³]	54,1	54,5	56,2	57,3	58,1	58,4
T [°F]	122					

Todas las simulaciones fueron ejecutadas en *ANSYS® Fluent 2025 R1*. De cada escenario se extrajo la *pwf*, *drawdown*, se construyeron las curvas IPR y los perfiles de presión en el yacimiento. A partir de esto se logró hacer una comparación entre los resultados obtenidos con DFC y las predicciones derivadas de las ecuaciones teóricas antes mencionadas.

C. Mallado

El dominio fue discretizado mediante una malla estructurada de elementos hexaédricos y prismáticos, generada en *ANSYS® Meshing*. El tamaño de los elementos era variable, con los nodos más pequeños ubicados en las zonas del yacimiento más cercanas al pozo, donde se presentan gran parte de los fenómenos de interés. Para asegurar que los resultados fueran independientes del tamaño de los elementos se realizó un estudio de independencia de mallado. El mismo utilizó los datos geométricos de la Tabla I, sin embargo se utilizó agua como fluido de trabajo, cuyas propiedades se exponen en la Tabla V [17].

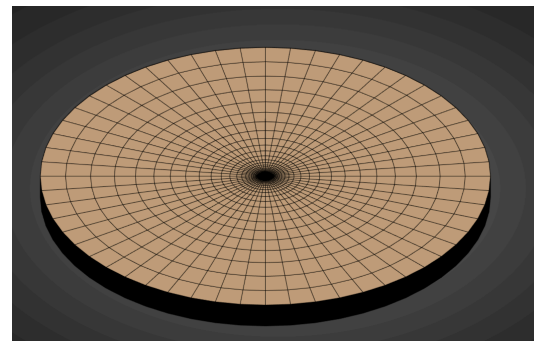


Fig. 3 Representación de la malla

TABLA V
Propiedades del Agua

μ [cp]	1
ρ [lbm/ft³]	62,4
γ [lbf/ft³]	62,4
Bo	1
q [BBD]	200

Se consideraron 5 mallas distintas para cada geometría utilizada en el estudio, cuyo tamaño se encontraba en un rango entre 4×10^5 y $2,5 \times 10^6$ elementos. La variable que se consideró para determinar la independencia fue el *drawdown*, es decir la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluente (*pe-pwf*). El error para todos los casos considerados fue menor al 0,1%, un valor lo suficientemente bajo como para concluir que los resultados obtenidos son independientes del tamaño de malla utilizado [18]. La Figura 4 expone los resultados obtenidos para los 6 valores de *Dw* considerados en el trabajo.

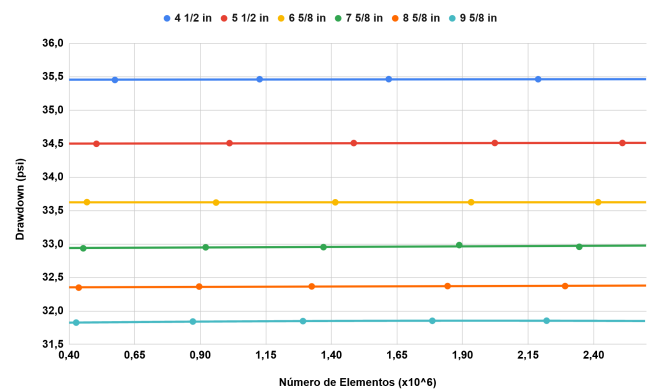


Fig. 4 Independencia de mallado

D. Modelos Matemáticos

Se hizo uso del método de discretización espacial de segundo orden para resolver la ecuación de presión y diferencias progresivas (*upwind*) de segundo orden para la ecuación de momento. El acoplamiento presión-velocidad se realizó con el algoritmo SIMPLEC (*Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations-Consistent*). Finalmente, el

algoritmo Rhie-Chow fue utilizado para evitar el desacoplamiento de la presión y velocidad. En los casos donde fuera necesario, se adoptó el modelo k- ω SST (*Shear Stress Transport*) para la modelación de los efectos de turbulencia en el pozo, siguiendo la metodología aplicada por Molina & Tyagi [7]. La Tabla VI presenta un resumen de la configuración del modelo.

TABLA VI
Configuración General del Modelo DFC

Parámetro	Modelo/Método
Solver	Basado en Presión
Método de Acoplamiento	SIMPLEC
Formulación	Estacionario, Incompresible
Turbulencia	k- ω SST
Discretización de Presión	Segundo Orden
Discretización de Momento	Segundo Orden (<i>upwind</i>)

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tras el establecimiento del modelo y la configuración de los escenarios de simulación, se procedió a la ejecución de las pruebas para evaluar el desempeño del sistema seleccionado. En esta sección, se presentan los resultados obtenidos del análisis llevado a cabo.

A. Validación del modelo

La validez del modelo implementado en el *software* DFC constituye la base para la interpretación de los resultados. Al contrastar los datos obtenidos mediante simulación con la solución teórica de la curva IPR, se obtuvo una correlación significativa, evidenciada en la Tabla VII y la Fig. 5. El hecho de que los errores porcentuales para la *pwf* se sitúen por debajo del 0,1% demuestra la capacidad del modelo para replicar con precisión la dinámica que caracteriza al sistema pozo-yacimiento evaluado.

TABLA VII
Validación del modelo DFC: Comparación de la *pwf* obtenida por simulación frente a la solución teórica para diferentes caudales.

q [BBD]	pwf [psi]		
	DFC	Teórico	%Error
100	2361,769	2361,977	0,01%
200	2223,626	2223,954	0,01%
400	1947,114	1947,909	0,04%
800	1395,886	1395,818	0,00%
1200	843,871	843,727	0,02%
1600	291,615	291,635	0,01%

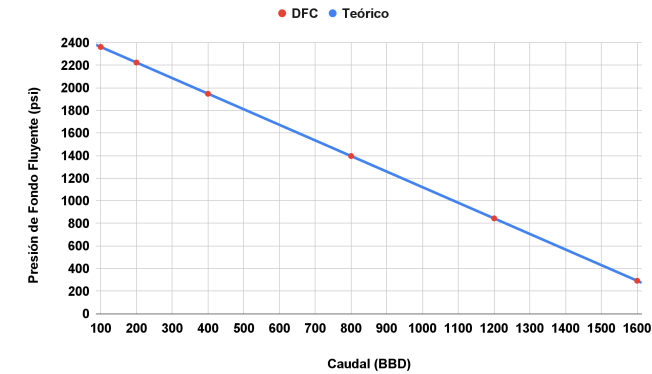


Fig. 5 Curva IPR. Validación del modelo DFC frente a las predicciones teóricas

Por su parte, el análisis de los campos de flujo refuerza la consistencia del modelo. En la Fig. 6, se aprecia el gradiente de presión característico del crudo fluyendo hacia el pozo, comportamiento que se cuantifica en los perfiles de la Fig. 7. En estos, se observa una caída de presión no lineal conforme el fluido se aproxima al *wellbore*, mostrando una tendencia consistente con la dependencia logarítmica entre la presión y el radio ($p \propto \ln(r/r_w)$), propia de la solución analítica para flujo radial en estado estacionario, como se aprecia en (3).

Asimismo, los perfiles de la Fig. 7 evidencian el incremento del *drawdown* en respuesta al aumento de la tasa de producción, validando la proporcionalidad entre el gradiente de presión y la velocidad de flujo, establecida por la Ley de Darcy. Complementariamente, la Fig. 8 ofrece una vista superior que confirma la convergencia radial del crudo y captura la transición del flujo desde el medio poroso hacia el pozo. Este comportamiento es consistente con las observaciones documentadas por Molina & Tyagi [7] y Ahammad et al. [11], quienes reportan conductas similares en sus modelos de estudio.

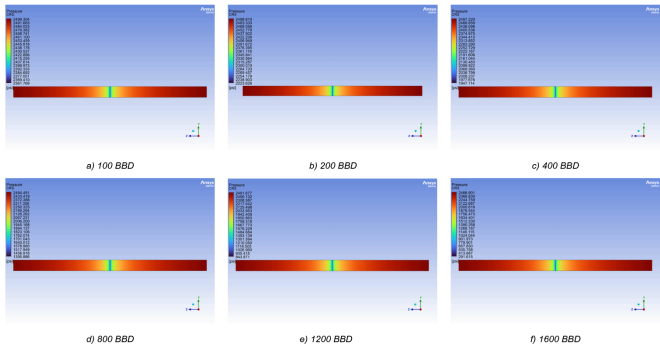


Fig. 6 Contornos de presión en el yacimiento para diferentes caudales

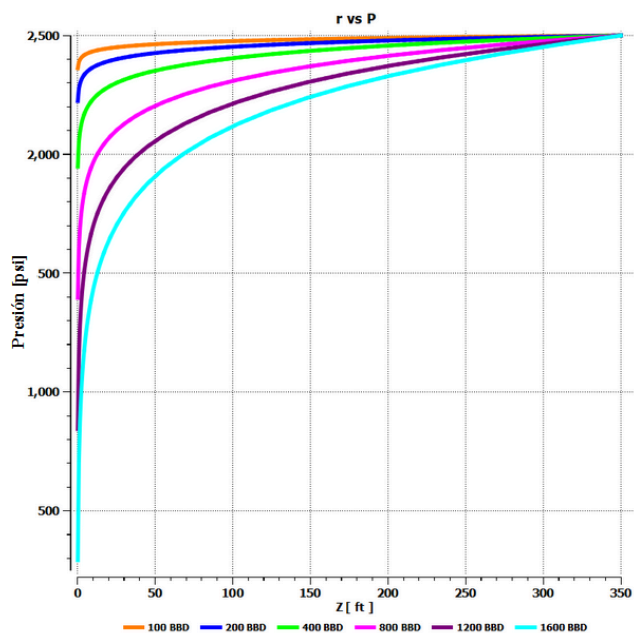


Fig. 7 Perfil de presión en el yacimiento para diferentes tasas de flujo

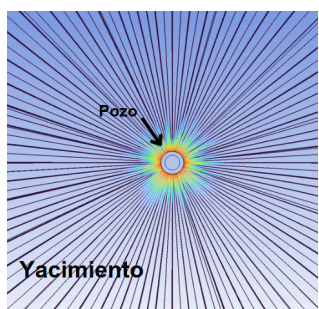


Fig. 8 Líneas de Flujo

Además de la respuesta en el yacimiento, el modelo logró capturar el comportamiento del fluido dentro de la terminación y la tubería de producción. La Fig. 9 presenta el perfil de velocidad en la entrada de la tubería, y se logra observar la transición del flujo desde el diámetro mayor del pozo hasta la sección más estrecha del *tubing*, evidenciando cómo se desarrolla el crudo cuando entra a esta zona del dominio. Por su parte, el perfil en la salida se muestra completamente desarrollado y simétrico.

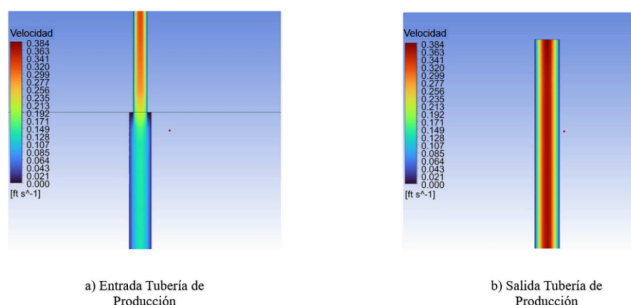


Fig. 9 Contornos de velocidad en la tubería de producción

En cuanto a la presión, la Fig. 10 muestra cómo la misma disminuye conforme el crudo asciende por el sistema. Este comportamiento es coherente con lo expuesto en la literatura [15], donde se remarca que el término hidrostático representa más del 80% de la caída de presión del fluido a lo largo de toda la terminación.

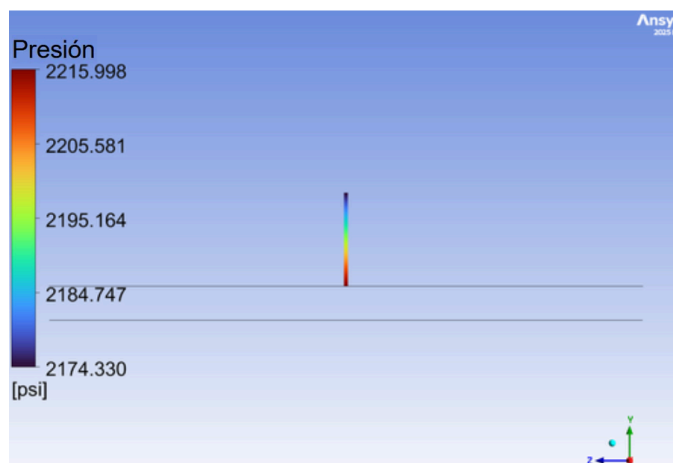


Fig. 10 Contornos de presión en la tubería de producción

B. Influencia de la Permeabilidad del Yacimiento

Esta sección analiza el impacto de la k en el desempeño productivo del pozo. En primer lugar, los resultados expuestos en la Fig. 11 evidencian una relación inversa y no lineal entre este parámetro y el *drawdown* requerido para mantener una tasa de producción constante de 200 BBD. Se observa cómo al incrementar la misma de 100 a 150 md, el ΔP necesario para lograr esta condición pasa de 414 a 276 psi, una reducción del 40%, mientras que entre 400 md y 500 md el *drawdown* pasa de 103 a 82 psi, un cambio de 23%. Este comportamiento es consecuencia directa del flujo Darciano, donde una roca de mayor permeabilidad ofrece una menor resistencia al flujo que un medio poco permeable [9], permitiendo alcanzar la misma tasa de producción con una caída de presión mucho menor. Esta sensibilidad permite identificar que intervenciones de estimulación como limpiezas o fracturamientos, pueden llegar a tener un impacto máximo en yacimientos de baja permeabilidad. En este rango, pequeñas mejoras en la capacidad de flujo de la roca reducen drásticamente el *drawdown* necesario para mantener una misma tasa de producción, lo que se traduce en un aprovechamiento más eficiente de la energía natural del yacimiento.

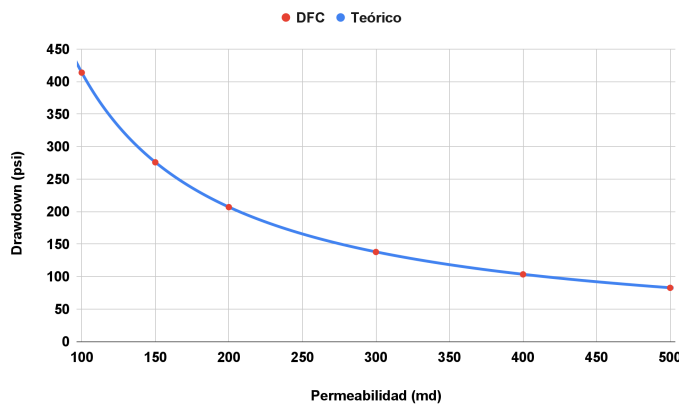


Fig. 11 Drawdown vs Permeabilidad

Los perfiles de presión (Figura 12) ratifican esta tendencia: a medida que k aumenta, el gradiente de presión se suaviza, indicando una distribución de energía más eficiente en el área de drenaje en comparación con escenarios de baja permeabilidad, donde el perfil es significativamente más pronunciado. Este comportamiento es característico del flujo radial en medios porosos, donde, debido a la naturaleza logarítmica de la distribución de presión, la mayor parte del drawdown ocurre en la región cercana al pozo [12].

Finalmente, las curvas IPR de la Figura 13 consolidan este análisis. La disminución en la pendiente de las rectas al aumentar k confirma que J es directamente proporcional a la permeabilidad, conforme a la relación teórica que se muestra en (5).

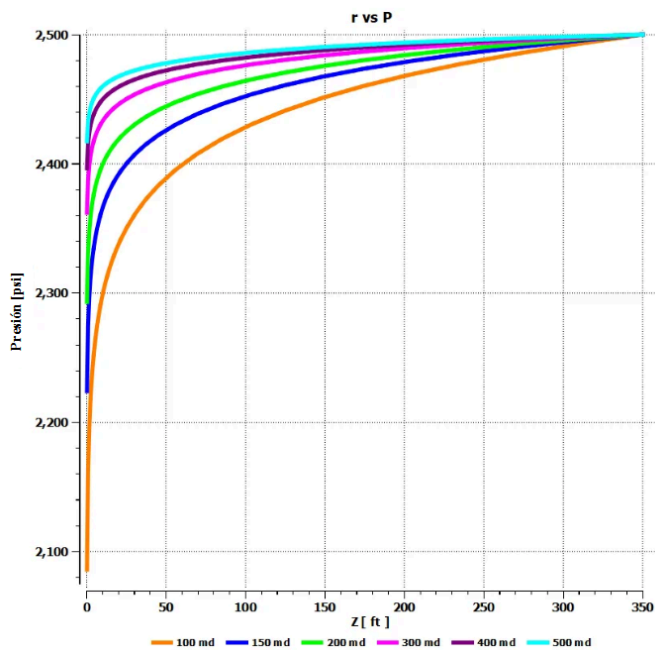


Fig. 12 Perfil de presión en el yacimiento para diferentes valores de permeabilidad

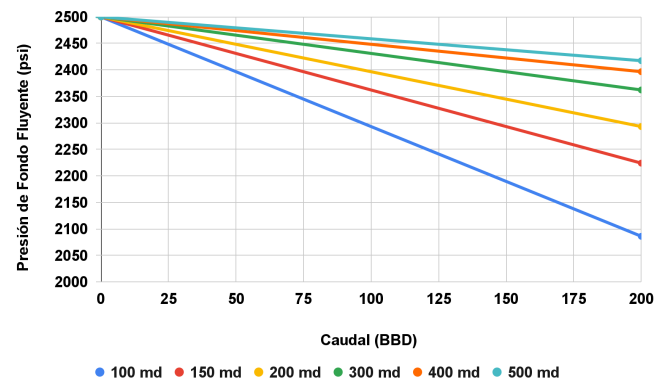


Fig. 13 Curvas IPR para distintos valores de permeabilidad del yacimiento

C. Influencia de la Geometría del Pozo

La geometría del pozo es un parámetro crítico en el diseño de terminaciones que puede llegar a condicionar la eficiencia de la producción [15]. Los resultados de las simulaciones confirman lo anterior e indican que la relación entre el drawdown y el diámetro es inversa y no lineal, como se aprecia en la Figura 14. Esta tendencia se alinea con lo esperado teóricamente: el gradiente de presión muestra una dependencia logarítmica con el radio del pozo (r_w), como se aprecia en la ecuación 3.

Sin embargo, el modelo muestra una sensibilidad significativamente menor ante cambios geométricos en comparación con las variaciones de permeabilidad. Al incrementar el diámetro de 4 1/2" a 5 1/2", el ΔP requerido para producir 200 BBD se reduce apenas un 2,7% (de 283,5 a 275,9 psi), mientras que el salto de 8 5/8" a 9 5/8" representa una disminución de solo el 1,7%. Aunque el impacto del diámetro es marginal según la teoría de Dake [12], el modelo DFC captura la transición de flujo de medio poroso a flujo libre en la pared del pozo. Los resultados sugieren que, en condiciones de flujo natural, sobredimensionar el diámetro del pozo no ofrece ventajas competitivas en productividad, permitiendo priorizar diámetros menores que reduzcan los costos de perforación, mejorando la huella operativa del proyecto.

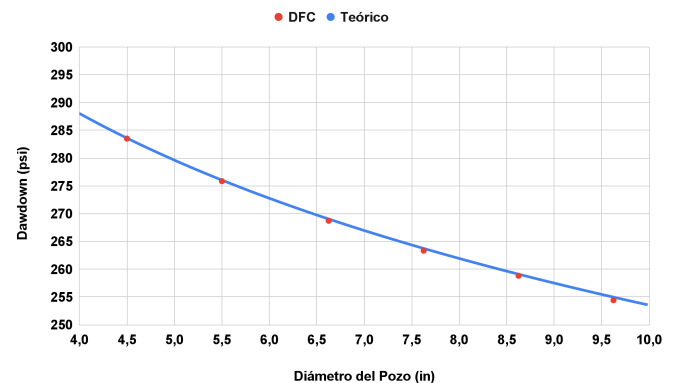


Fig. 14 Drawdown vs Diámetro del Pozo

Por otro lado, al observar la Figura 15 se aprecia cómo conforme aumenta el diámetro, las pendientes de las curvas IPR se vuelven menos pronunciadas, confirmando que pozos de mayor diámetro tienen un índice de productividad más alto, incluso cuando este aumento no es significativo. Este hallazgo concuerda con lo reportado por Azadi *et al.* [6], quienes mediante simulaciones DFC determinaron que el aumento del radio del pozo disminuye la resistencia al flujo, aumentando la productividad del sistema.

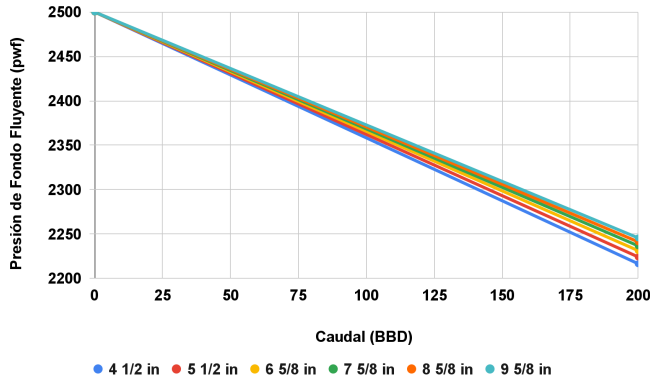


Fig. 15 Curvas IPR para distintos valores de diámetro del pozo

D. Influencia del Tipo de Crudo

Al estudiar los efectos que tiene el tipo de crudo en la producción del pozo se observa como el gradiente de presión requerido para producir a un mismo caudal es mayor conforme disminuye el °API del petróleo (Figura 16). Sin embargo, la relación entre estas variables no sigue un patrón en el rango estudiado. Aunque los resultados obtenidos mediante DFC muestran una alta concordancia con la solución analítica, con desviaciones inferiores al 0,15%, también refleja que la gravedad API es, por definición, un indicador de densidad a condiciones estándar [14], mientras que el parámetro que gobierna directamente el flujo a través del medio poroso es la viscosidad (μ), la cual aparece explícitamente en la formulación de la Ley de Darcy (1).

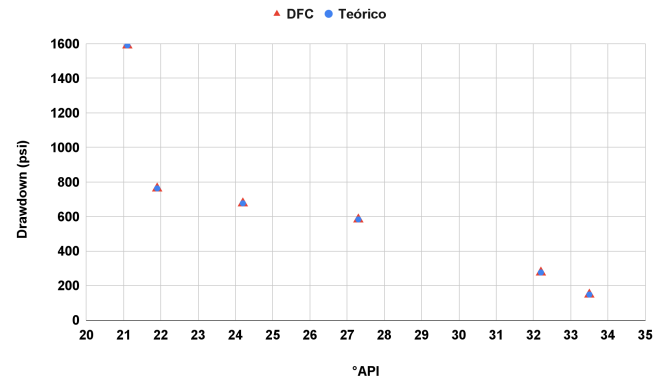


Fig. 16 Drawdown vs °API

Así, al replantear el análisis utilizando la viscosidad como variable independiente, se obtiene una correlación más precisa. Como se muestra en la Figura 17, la relación entre el *drawdown* y la viscosidad es lineal, con un ajuste que coincide con la predicción analítica. Los datos numéricos subrayan el impacto de esta propiedad: para producir 200 BBD, un crudo liviano de 4,3 cp (33,5 °API) requiere un *drawdown* de 148 psi, mientras que un crudo más viscoso de 22,1 cp (21,9 °API) exige 762 psi. Esta diferencia implica que se necesita cinco veces más energía para extraer el mismo volumen de un fluido más pesado.

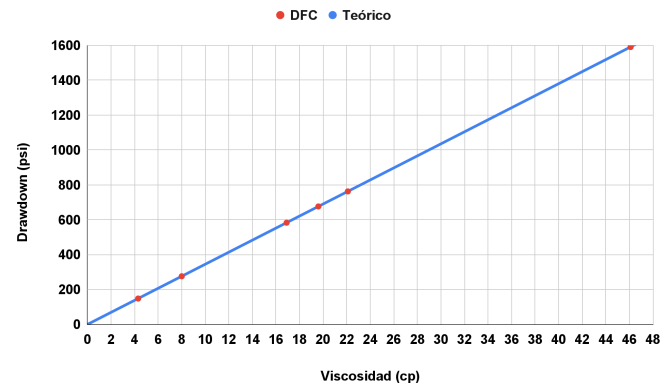


Fig. 17 Drawdown vs Viscosidad del Crudo

Este efecto se traslada a la productividad del pozo en las curvas IPR de la Figura 18. Allí se confirma que, a mayor viscosidad, la pendiente de la curva IPR se incrementa drásticamente, reflejando un índice de productividad menor, confirmando lo expuesto en la ecuación 5 ($J \propto 1/\mu$). Este comportamiento puede tener implicaciones directas en la estrategia de producción de campos con crudos de diferentes gravedades API. Los resultados proporcionan una línea base cuantitativa que permite dimensionar, para un yacimiento y fluido dados, el caudal máximo alcanzable bajo flujo natural. Dicha información puede constituir un punto de partida para estudios posteriores de evaluación económica y selección de estrategias de producción.

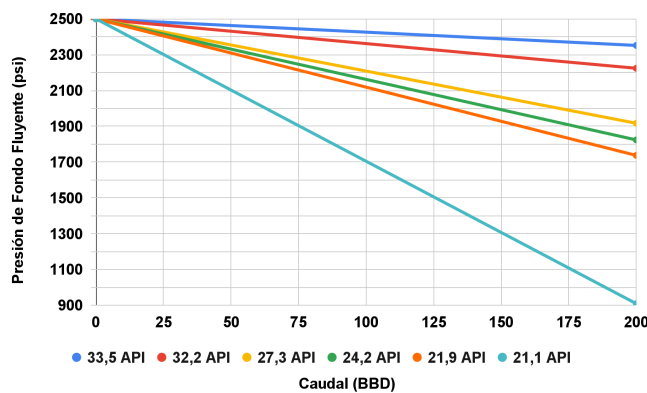


Fig. 18 Curvas IPR para distintos tipos de crudo

IV. CONCLUSIÓN

Este trabajo valida la capacidad de las herramientas DFC para analizar la interacción pozo-yacimiento en pozos verticales, obteniendo resultados consistentes con la teoría y desviaciones inferiores al 1% frente a las soluciones teóricas. La investigación posiciona la simulación numérica como un complemento de alto valor frente a los métodos analíticos tradicionales, permitiendo concluir lo siguiente:

- La integración de las ecuaciones de Navier-Stokes con modelos de medio poroso en *ANSYS® Fluent* reproducen con exactitud el flujo radial en estado estacionario dentro de un yacimiento de petróleo.
- La permeabilidad del yacimiento y la viscosidad del crudo son factores críticos en la productividad del sistema, mientras que las variaciones en el diámetro del pozo presentan un impacto marginal.
- El uso de la DFC proporciona una base técnica para los ODS 7 y 12 al permitir un análisis detallado de la pérdida de presión en el sistema. Al identificar las variables que más afectan la energía natural del yacimiento, se facilita el diseño de estrategias de extracción más eficientes, alineadas con un aprovechamiento responsable de los recursos del subsuelo.
- El modelo desarrollado constituye una base sólida para futuros estudios que incorporen regímenes de flujo multifásico o geometrías más complejas.

REFERENCIAS

- [1] Agencia Internacional de Energía (IEA). (2025). World Energy Outlook 2025. París, Francia. Recuperado de: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>
- [2] Cao J, Wu S. Deep learning: chance and challenge for deep gas reservoir identification. In: International Geophysical Conference, Qingdao, China, 17–20 April 2017. Society of Exploration Geophysicists and Chinese Petroleum Society; 2017:711–712.
- [3] Naciones Unidas. (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Naciones Unidas. Recuperado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- [4] Raynal, L., Augier, F., Bazer-Bachi, F., Haroun, Y., & Pereira da Fonte, C. (2016). CFD Applied to Process Development in the Oil and Gas Industry – A Review. Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles, *71*, 42. <https://doi.org/10.2516/ogst/2015019>
- [5] Jafari, A., Hasani, M., Hosseini, M., & Gharibshahi, R. (2019). Application of CFD Technique to Simulate Enhanced Oil Recovery Processes: Current Status and Future Opportunities. Petroleum Science, 17(2), 434–456. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00363-7>
- [6] Azadi, M., Aminossadati, S. M., & Chen, Z. (2016). Large-Scale Study of the Effect of Wellbore Geometry on Integrated Reservoir-Wellbore Flow. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 35, 320–330. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.032>
- [7] Molina, O. M., & Tyagi, M. (2018). Analysis of Well-Completion Performance and Production Optimization of a Gas Well Using Computational Fluid Dynamics. SPE Production & Operations, 33(3), 564–579. <https://doi.org/10.2118/184497-PA>
- [8] Huang, X., Zhu, J., & Li, J. (2015). Analysis of Wellbore Heat Transfer in Enhanced Geothermal System using CFD Modeling. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia.
- [9] Pinilla, A., Asuaje, M., Pantoja, C., Ramirez, L., Gomez, J., & Ratkovich, N. (2021). CFD Study of the Water Production in Mature Heavy Oil Fields with Horizontal Wells. PLOS ONE, *16*(10), e0258870. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0258870>
- [10] Ahammad, J. M., Rahman, M. A., Butt, S. D., & Alam, J. M. (2019). A Computational Fluid Dynamics Investigation of the Flow Behavior Near a Wellbore Using Three-Dimensional Navier-Stokes Equations. Advances in Mechanical Engineering, 11(6), 1–12. <https://doi.org/10.1177/1687814019873250>
- [11] Ahammad, J. M., Rahman, M. A., Butt, S. D., & Alam, J. M. (2024). Integrated Wellbore-Reservoir Modeling Based on 3D Navier-Stokes Equations with a Coupled CFD Solver. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 14(2), 2539–2554. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01833-4>
- [12] Dake, L. P. (1978). Fundamentals of reservoir engineering. (1era Edición). Elsevier Science.
- [13] Economides, M. J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C., & Zhu, D. (2013). Petroleum production systems (Segunda Edición). Pearson Education.
- [14] Golan, M., & Whitson, C. H. (1991). Well Performance (Segunda Edición). Prentice Hall.
- [15] Bellarby, J. (2009). Well completion design. (1era Edición). Elsevier.
- [16] Campbell, J. M. (2015). Effect of chemical additives on pressure drop in crude oil pipelines. J.M. Campbell & Company. Recuperado de <https://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2015/06/effect-of-chemical-additive-on-crude-oil-pipeline-pressure-drop/>
- [17] Çengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2018). Fluid Mechanics: Fundamentals and Applications (4th ed.). McGraw-Hill Education.
- [18] L. E. Schwer, "Is Your Mesh Refined Enough? Estimating Discretization Error Using GCI," DynaMore GmbH, 2008. Recuperado de: <https://www.dynamore.de/de/download/papers/forum08/dokumente/I-1-03.pdf>