

**COMPARACIÓN DE MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL DINAGRAMA
DE FONDO****COMPARISON OF THE CALCULATION MODELS FOR THE DOWNHOLE
DYNAMOMETER CARD**

 MSc. Jorge Enrique Meneses*,  Ing. Andrea Ximena Carreño Pérez*,
 Ing. Sebastián Pinto López*

* **Universidad Industrial de Santander (UIS)**, Grupo de investigación CPS.

Bucaramanga, Santander, Colombia.

Tel.: (+577) 634 4000 Ext. 2483/2829.

E-mail: jmeneses@uis.edu.co, {andrea.carreno.perez, sebastian.pinto0821}@gmail.com

Cómo citar: Meneses Florez, J. E., Carreño Pérez, A. X., & Pinto López, S. (2023). COMPARACIÓN DE MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL DINAGRAMA DE FONDO. REVISTA COLOMBIANA DE TECNOLOGÍAS DE AVANZADA (RCTA), 1(41), 58–65. Recuperado a partir de <https://ojs.unipamplona.edu.co/index.php/rcta/article/view/2418>

Esta obra está bajo una licencia internacional
Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0.



Resumen: Resumen: La industria petrolera ha desarrollado el concepto de "pozo inteligente" para optimizar la producción y reducir el riesgo operacional a través de la automatización. En los sistemas de bombeo mecánico, es posible obtener en tiempo real el "dinagrama de fondo" para diagnosticar el sistema. Esto se logra utilizando los valores instantáneos de fuerza y posición medidos en la superficie y procesándolos mediante un modelo matemático llamado "ecuación de onda", que representa el comportamiento de la sarta de varillas que conecta el fondo con la superficie. La precisión del dinagrama de fondo obtenido y, por lo tanto, la certeza de los diagnósticos realizados a partir de él, dependen del modelo de ecuación de onda utilizado. En este artículo, se compara la efectividad de tres modelos matemáticos (Gibbs, Barreto Filho y Everitt) para la ecuación de onda y mediante su solución obtener el dinagrama de fondo en condiciones reales. El estudio se llevó a cabo utilizando Python en una plataforma PC, evaluando los resultados en términos de rendimiento computacional y precisión en la detección de fallas operacionales comunes.

Palabras claves: dinagrama, ecuación de onda, bombeo mecánico, pozo inteligente

Abstract: The oil industry has developed the "smart well" concept to optimize production and reduce operational risk through automation. In mechanical pumping systems, it is possible to obtain in real time the "downhole dynagraph" to diagnose the system. This is achieved by using the instantaneous force and position values measured at the surface and processing them through a mathematical model called "wave equation", which represents the behavior of the rod string connecting the bottom to the surface. The accuracy of the downhole dynagraph obtained and, therefore, the certainty of the diagnoses made from it, depend on the wave equation model used. In this article, we compare the effectiveness of three mathematical models (Gibbs, Barreto Filho and Everitt) for the wave equation and by means of their solution obtain the downhole dynagraph in real conditions. The study was carried out using Python on a PC platform, evaluating the results in terms of computational

performance and accuracy in detecting common operational faults.

Keywords: dynagraph, wave equation, mechanical pumping, smart well

1. INTRODUCCIÓN

Cuando un pozo de petróleo no tiene suficiente energía para traer el crudo a la superficie por sí mismo, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial. A nivel mundial, la bomba mecánica (Gabor, 2003; Gibbs, 2012) es el método de levantamiento artificial más utilizado, consistiendo en una bomba de desplazamiento positivo ubicada en el fondo del pozo, que recibe energía de un motor eléctrico o de combustión interna mediante el movimiento recíprocante de una serie de varillas conectadas (cadena). En los últimos años, la industria petrolera ha mostrado un creciente interés en el desarrollo de pozos y campos inteligentes, ya que su implementación resulta en una operación autónoma, eficiente y continua, contribuyendo a obtener la máxima producción con los mínimos costos operativos, ya que permite una reacción rápida y oportuna ante eventos inesperados, reduciendo la intervención humana y extendiendo la vida útil del equipo.

El concepto de pozo inteligente se basa en el uso de tecnologías de automatización, fundamentadas en tres pilares esenciales (Fig. 1): primero, sensores y actuadores que pueden interactuar con el sistema; segundo, un componente de hardware y software para capturar y procesar estas variables; y tercero, un software de análisis que puede generar automáticamente acciones de control sobre el pozo



Fig. 1. Components of a smart well.

In the case of mechanical pumping, "the pump is the core of the system, and its performance has a direct impact on the economic benefit of the well and the

oil field" (Sánchez et al., 2007). In the development of a smart well equipped with this type of artificial lifting, the permanent monitoring of the force (Meneses et al., 2015) and the position (Meneses et al., 2017) that act on the pump is fundamental, since it is the main tool for control and diagnosis of the operating conditions of the system. Due to the fact that the pump is at the bottom of the well, it is difficult to perform direct measurements on it; for this reason, to monitor the performance of the system, a surface dynamometer is used, which records, with the movement of the rod string, the numerical value of the forces that act on it, delivering as a result a closed curve of Force-Position called surface dynamometer.

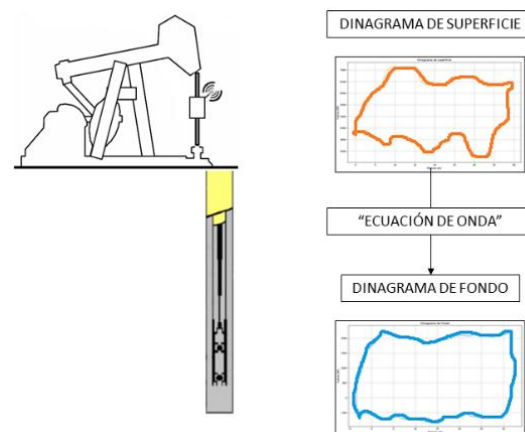


Fig. 2. Bombeo mecánico y dinagramos.

El gráfico de superficie muestra solo la carga aplicada a la bomba de fondo una vez que ha sido propagada a través de la columna de varillas y ha experimentado diversas modificaciones en la fuerza debido a factores como las vibraciones del sistema y el contacto con el crudo. Por lo tanto, los datos de fuerza y posición medidos en la superficie no reflejan el comportamiento real de la bomba de fondo. Para obtener el diagrama de fondo, es necesario modelar matemáticamente el comportamiento de la columna de varillas que conecta la superficie con el fondo del pozo, lo cual se representa mediante una ecuación diferencial de segundo orden en derivadas parciales, conocida como "Ecuación de Onda", cuya solución se obtiene

aplicando una serie de procesos matemáticos y sus correspondientes condiciones de contorno a partir del diagrama de superficie (Fig. 2).

Diversas multinacionales ofrecen tecnologías de vanguardia, cerradas y de alto costo, que proporcionan a las compañías petroleras la capacidad de obtener el diagrama de fondo, lo que les permite diagnosticar fallas durante el proceso operativo, extender la vida útil del equipo, reducir los costos de mantenimiento e incrementar la producción del pozo. Colombia es un país que, al igual que muchos otros, tiene pozos petroleros en operación desde hace más de 30 años y de los cuales se ha extraído más del 50% de sus reservas; por lo tanto, el costo asociado con la adquisición de este tipo de alta tecnología hace que su uso sea poco atractivo, dado que el nivel de producción en ocasiones no permite un margen de beneficio que justifique su compra.

En respuesta a esta necesidad, la Universidad Industrial de Santander (UIS) llevó a cabo el proyecto de investigación "8556 Prototipo de un pozo inteligente para CEC", financiado por la Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la UIS, donde se presentó una arquitectura innovadora y de bajo costo para un pozo inteligente (Fig. 3) que consiste en dos sistemas: uno para la medición de variables y otro para el procesamiento de estos datos (Meneses y Meneses, 2020).

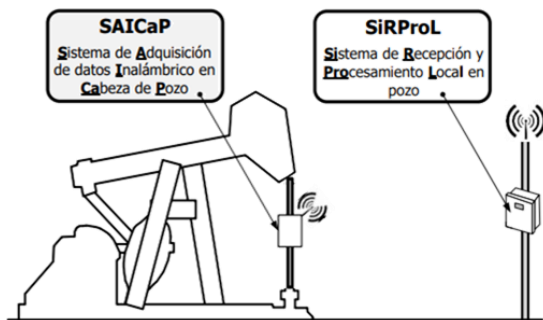


Fig. 3. Proyecto Prototipo de Pozo Inteligente 8556

El SAICaP (Sistema de Adquisición de Datos Inalámbricos en Cabezal de Pozo) es un sensor inteligente embebido que obtiene instantáneamente datos de aceleración y carga del vástago pulido. Una vez que estas señales son obtenidas y procesadas, se transmiten de forma inalámbrica al SiRProL (Sistema Local de Recepción y Procesamiento en pozo), que es un sistema embebido basado en una placa base comercial. Este sistema permite obtener, en primera instancia, el dinamograma superficial y, mediante procesamiento computacional, obtener el

dinamograma de fondo, para luego realizar un diagnóstico automático mediante una herramienta de software desarrollada (Fig. 4), basada en inteligencia artificial, utilizando algoritmos NEURO Fuzzy (Meneses et al., 2021).



Fig. 4. Sistema de procesamiento local

Por lo tanto, en busca de una mejora a esta arquitectura y partiendo de un sistema de adquisición de datos en la superficie, esta investigación se centra en comparar diferentes modelos de la ecuación de onda que permiten obtener el dinamograma de fondo en pozos de petróleo con diferentes características. De esta manera, se realiza una comparación en función de su rendimiento computacional, lo cual será una variable importante a la hora de tomar decisiones sobre qué modelo debería implementarse en un sistema embebido como SiRProL, que permite la detección de fallos basada en el dinamograma de fondo en tiempo real.

2. MATHEMATICAL MODELS FOR THE WAVE EQUATION

La ecuación de onda es una ecuación diferencial de segundo orden, que se deriva de la aplicación de la segunda ley de Newton y la suma de fuerzas sobre un elemento diferencial de la cadena de varillas, que modela el movimiento alternante de la cadena de varillas. A lo largo de la historia, diferentes autores han propuesto diferentes formas para esta ecuación, siendo la principal diferencia entre un modelo y otro la forma en que el autor busca representar las fuerzas generadas por la interacción entre la cadena de varillas, el fluido y la tubería.

2.1 Gibbs

El modelo de Gibbs (Gibbs and Nelly, 1966) es uno de los modelos más utilizados para el cálculo del dinamograma de fondo. Este modelo utiliza una fuerza de amortiguamiento viscosa pura (proporcional a la velocidad), lo cual no es completamente preciso, ya que en realidad la fricción es una mezcla entre la fricción generada por el contacto de la barra con el tubo (Coulomb) y la fricción resultante de la interacción de la barra con el fluido, siendo esta última dependiente de la velocidad relativa entre la barra y el fluido, mientras que la fricción de Coulomb no se considera

dependiente de la velocidad relativa. A pesar de esto, este coeficiente de disipación, que se estima mediante correlaciones empíricas basadas en la experiencia previa en el análisis de gráficos dinamométricos, busca eliminar la misma cantidad de energía que se pierde a través de la fricción.

$$\frac{\partial^2 y(x,t)}{\partial t^2} = v^2 \frac{\partial^2 y(x,t)}{\partial x^2} - c \frac{\partial y(x,t)}{\partial t} + g \quad (1)$$

Gibbs propone para la ecuación (1) una solución analítica aplicando las condiciones de frontera en la superficie modelada mediante una aproximación de serie de Fourier truncada

2.2 Barreto Filho

Barreto (Barreto, 1993) presenta un modelo con una formulación más realista de la fricción en el sistema, basado en las interacciones dinámicas del fluido en las varillas y la tubería, aplicando un modelo para el movimiento relativo de un fluido viscoso entre dos cilindros coaxiales. Además, no utiliza la ley de Hooke para el comportamiento del material, sino que emplea el modelo de Kelvin-Voigt para viscoelasticidad, logrando así un modelo aplicable a pozos con varilla de fibra de vidrio.

$$\begin{aligned} \frac{1}{\rho} \left(E \frac{\partial^2 y}{\partial x^2}(x,t) + \eta \frac{\partial^3 y}{\partial x^2 \partial t}(x,t) \right) + g \\ = \frac{\partial^2 y}{\partial t^2}(x,t) + \beta \frac{1}{L} \int_0^L \frac{\partial y}{\partial t}(x,t) dx \\ + \gamma Q(t) \quad (2) \end{aligned}$$

La ecuación diferencial (2) se resuelve utilizando series de Fourier truncadas, como en el caso de Gibbs, pero en este caso, dado que la función de flujo $Q(t)$ depende de los valores de la posición del pistón, es necesario realizar un proceso iterativo hasta que los valores estimados inicialmente del flujo converjan con los calculados en el fondo.

2.3 Everitt

Everitt (Everitt and Jennings, 1992) parte del modelo de Gibbs para darle una solución mediante la técnica de diferencias finitas, pero con la diferencia de que el coeficiente de amortiguamiento se basa en la fundamentación teórica del estudio de la dinámica de fluidos alrededor de la cadena de varilla. Este coeficiente se determina de manera iterativa en función de la convergencia entre los valores del diagrama dinamométrico en el fondo y la potencia hidráulica desarrollada por la bomba, logrando así un modelo más flexible que adapta este coeficiente a las condiciones del pozo.

$$\begin{aligned} y_{i+1,j} = y_{i,j+1} \left(\frac{\Delta x^2}{v^2 \Delta t^2} + \frac{c \Delta x^2}{v^2 \Delta t} \right) \\ + y_{i,j} \left(2 - \frac{2 \Delta x^2}{v^2 \Delta t^2} - \frac{c \Delta x^2}{v^2 \Delta t} \right) \\ + y_{i,j-1} \left(\frac{\Delta x^2}{v^2 \Delta t^2} \right) - y_{i-1,j} \\ - \frac{g \Delta x^2}{v^2} \quad (3) \end{aligned}$$

3. RESULTADOS

3.1 Herramienta computacional

La solución de los modelos matemáticos mencionados anteriormente requiere el uso de grandes matrices de datos, como las condiciones de frontera dadas por el diagrama superficial, los coeficientes de la serie de Fourier y los valores de la malla en la solución proporcionada por las diferencias finitas. Debido a esto, se necesita un lenguaje de programación con bibliotecas para el tratamiento de vectores y matrices. Además, deben existir bibliotecas para la generación de gráficos que permitan observar el diagrama de fondo y facilitar el análisis de los resultados. Con esto en mente, se eligió utilizar el lenguaje de programación Python, que además de cumplir con los requisitos, es gratuito y ampliamente utilizado, lo que permite implementar estos algoritmos sin costos adicionales.

3.2 Desempeño según el número de secciones

El rendimiento del software y los diferentes modelos fue evaluado para su implementación en pozos con bombeo mecánico y varilla combinada. Para ello, se evaluaron los diferentes modelos con tres pozos distintos, cada uno con un número diferente de secciones, y luego se compararon según su tiempo de cálculo, que se midió utilizando el módulo Timeit, el cual forma parte de la biblioteca estándar de Python. Cada programa se ejecutó diez veces y el tiempo de ejecución se promedió. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Primero, se ejecutó el software con los datos del pozo 1, que tiene solo una sección. Los resultados obtenidos (Fig. 5) muestran un diagrama de fondo muy similar entre los tres modelos, con tiempos de ejecución alrededor de 1 segundo. El modelo que calculó más rápido el diagrama de fondo fue el de Gibbs, con un tiempo de 0.091418 segundos. Los tiempos se presentan en la Tabla 1.

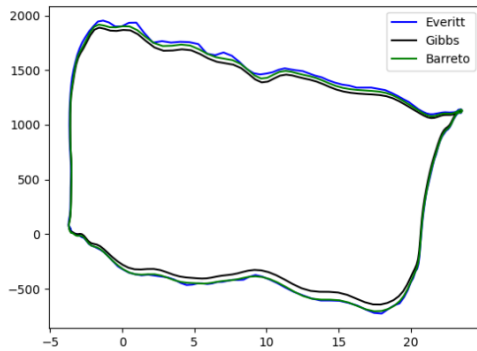


Fig. 5. diagrama de fondo de una sola varilla

Posteriormente, se calculó el diagrama de fondo para el pozo 2 (Fig. 6), que consistía en una varilla combinada de dos secciones. En este caso, los tiempos de ejecución de los modelos de Gibbs y Everitt aumentaron en un 23% con respecto al tiempo de cálculo para una sola sección, mientras que el de Barreto aumentó aproximadamente un 78%. Gibbs también fue el modelo con el menor tiempo de ejecución, siendo solo de 0.113 segundos.

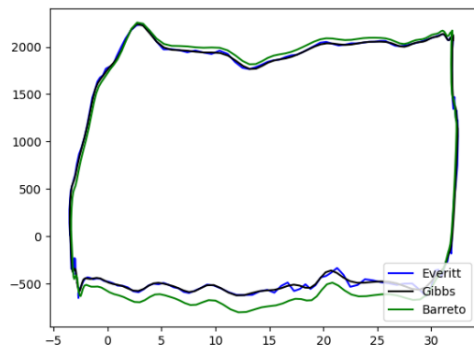


Fig. 6. diagrama de fondo con dos varillas.

Finalmente, los programas se probaron con los datos del pozo 3, que tenía una sarta de varillas combinadas de tres secciones. En este caso, el tiempo de cálculo aumentó aproximadamente un 10% en los modelos de Everitt y Barreto con respecto al cálculo realizado para dos secciones, mientras que el modelo de Gibbs aumentó considerablemente en alrededor de un 57%. El diagrama de fondo obtenido para los tres modelos se muestra en la (Fig. 7).

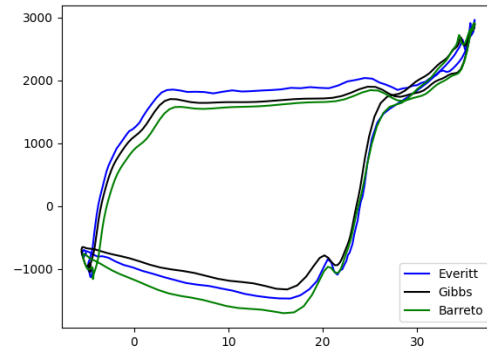


Fig. 7. diagrama de fondo con tres varillas

Los resultados obtenidos se ilustran mejor en la (Fig. 8), donde se puede ver cómo aumenta el tiempo para todos los modelos a medida que aumenta el número de secciones a calcular. De igual manera, es evidente que, independientemente del número de secciones, el modelo de Gibbs es el de ejecución más rápida, siendo en promedio 2.7 veces más rápido que el modelo de Barreto e incluso hasta 7 veces más rápido que el modelo de Everitt, el cual, aunque resuelve la misma ecuación diferencial, emplea un método numérico para su solución. Este resultado es bastante lógico, principalmente porque el modelo de Gibbs no requiere cálculos iterativos y, por lo tanto, solo necesita realizar una ejecución, mientras que los otros dos modelos deben realizar múltiples ejecuciones hasta que los valores asumidos al principio coincidan o presenten un error mínimo con aquellos obtenidos al final del cálculo.

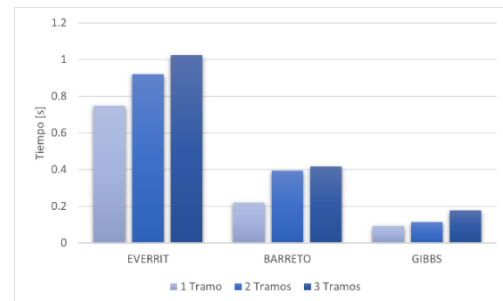


Fig. 8. Gráfico Tiempo vs número de varillas

Tabla 1: Tiempo de ejecución según el número de secciones.

Tramos	1	2	3
Everitt	0,747535	0,9194824	1,022015
Barreto	0,221069	0,39416178	0,416192
Gibbs	0,091418	0,11290145	0,177935

3.3 Rendimiento del software de detección de fallas operativas.

La efectividad de los diferentes modelos para detectar fallas operativas según la forma del diagrama de fondo se corroboró comparándolos con las formas típicas presentadas en la literatura.

3.3.1 Gas compression

Al calcular el diagrama de fondo con los datos del pozo 4 y obtener el gráfico mostrado (Fig. 9), es evidente que el recorrido neto del pistón (parte superior del gráfico) es mucho mayor que el recorrido efectivo del pistón (parte inferior del gráfico), lo que indica que hay compresión de gas, ya que una parte del recorrido se pierde produciendo gas en lugar de producir fluido, lo que afecta considerablemente la eficiencia de la bombeo, coincidiendo con lo que se describe en la literatura sobre la forma típica de este problema.

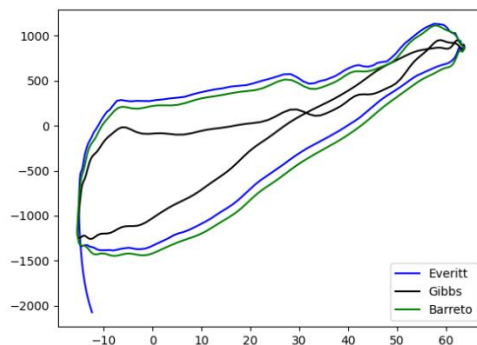


Fig. 9. Diagrama de fondo con compresión de gas.

Como se puede observar, tanto los modelos de Everitt como de Barreto presentan un comportamiento muy similar, mientras que el modelo de Gibbs muestra un gráfico con un área más pequeña, es decir, menos energía. Por lo tanto, se puede afirmar que el modelo de Gibbs podría estar sobrestimando la fricción, ya que el coeficiente de fricción es constante. En consecuencia, sería necesario realizar un estudio para determinar cuál sería el coeficiente más preciso para las condiciones del pozo.

3.3.2 Choque de fluido

Para este diagrama de fondo (Fig. 10), es evidente la diferencia entre el recorrido neto y el recorrido efectivo del pistón, así como un cambio abrupto en la fuerza, lo que indica un fuerte golpe de fluido, coincidiendo con la forma típica mostrada en la literatura. Además, es evidente cómo el diagrama de fuerza está inclinado hacia la derecha, lo que puede deberse a la combinación de otro problema, posiblemente una tubería no anclada.

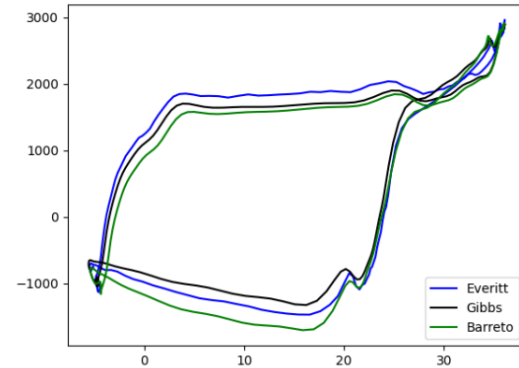


Fig. 10. Diagrama de fondo para el golpe de fluido.

Es notable cómo, en el gráfico anterior, los modelos de Gibbs y Everitt presentan el mismo comportamiento y áreas, mientras que el modelo de Barreto, a pesar de presentar la misma forma, tiene un área ligeramente mayor, lo que implica una menor pérdida de energía, inferiendo así un menor efecto de fricción.

3.3.3 Válvula fija con fugas

El diagrama de fondo obtenido para el pozo 5 (Fig. 11) muestra un redondeo en la parte inferior, lo que según la literatura representa que hay fugas en la válvula fija, ya que parte del fluido que está atrapado en la bomba se filtra de vuelta al pozo.

Todos los modelos muestran efectivamente el mismo comportamiento; sin embargo, es evidente que el modelo de Gibbs presenta un área más pequeña (sobrestima la fricción), mientras que, por otro lado, el modelo de Barreto presenta el área más grande, lo que indica que asume un efecto de fricción mucho más pequeño que el que realmente está actuando.

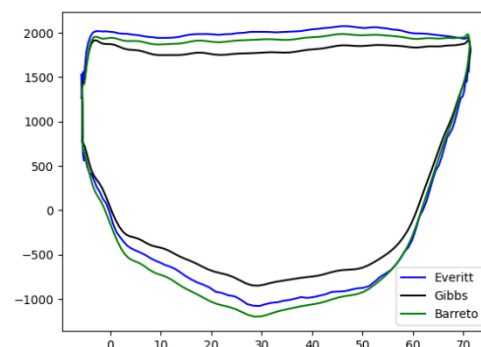


Fig. 11. Diagrama de fondo del pozo con fuga en la válvula fija.

3.3.4 Fuga en la válvula de desplazamiento.

El diagrama de fondo del pozo 6 (Fig. 12), a diferencia del diagrama anterior, presenta un redondeo en la parte superior del gráfico. Esta característica sugiere una fuga en la válvula de desplazamiento y ocurre porque la válvula o el pistón no pueden asumir completamente la carga del fluido. Además, también se observa una ligera inclinación hacia la derecha, lo que indica que la tubería no está bien anclada.

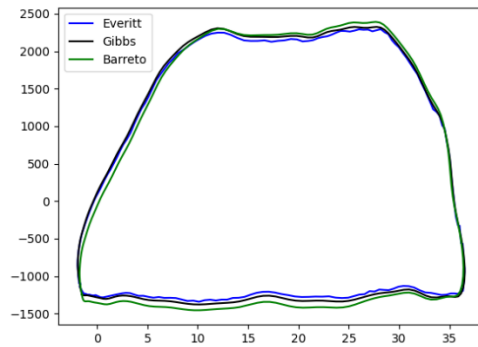


Fig. 12. Diagrama de fondo de pozo de fuga en la válvula de desplazamiento.

En este caso, se puede ver cómo los tres modelos tienen casi perfectamente el mismo diagrama de fondo de pozo.

3.3.5 Tubería de producción no anclada

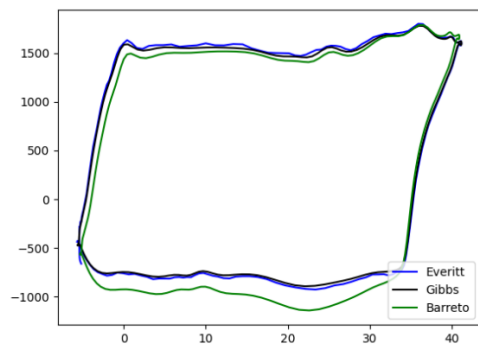


Fig. 13. Diagrama de fondo de pozo de tubería no anclada.

Como último estudio de caso, se muestra el diagrama de fondo de pozo del pozo 1 (Fig. 13), el cual presenta claramente una inclinación hacia la derecha, lo que indica una forma típica de diagrama de fondo de pozo para una tubería de producción no anclada.

Nuevamente, es evidente que tanto los modelos de Everitt como de Gibbs presentan el mismo comportamiento, mientras que el modelo de Barreto

aún muestra un diagrama de fondo con un área ligeramente mayor.

Además de la evaluación del rendimiento del software para la detección de fallas, procedimos a medir el tiempo de ejecución para cada uno de los casos y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 2 a continuación.

Tabla 2: Resultados de rendimiento en la detección de fallas.

	Compresión de Gas	Golpe de Fluido	Válvula Fija	Válvula Viajera	Tubería no Anclada
Everitt	1,3695	1,4434	0,8589	0,9042	0,8972
Barreto	0,4687	0,5710	0,3886	0,3787	0,3437
Gibbs	0,2021	0,2537	0,1475	0,1407	0,1522

Al igual que en el análisis de rendimiento según el número de secciones, se encontró que el modelo de Gibbs presenta un tiempo de ejecución más corto en relación con los otros dos modelos, y también se evidenció que, aunque en la mayoría de los casos el modelo fue preciso, en otros no logró adaptarse, principalmente debido al uso de un coeficiente de fricción constante.

3.4 Comparación de la solución analítica con una solución aproximada.

Durante este proyecto, también desarrollamos un programa que proporcionaba una solución a la ecuación de onda de Gibbs mediante el método de diferencias finitas, y de esta manera, pudimos comparar las diferencias en el diagrama de fondo cuando se obtenían mediante un método analítico y un método aproximado, así como evaluar su rendimiento.

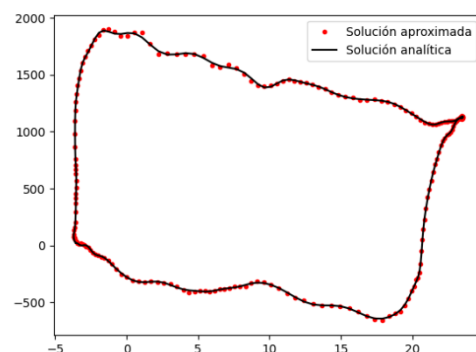


Fig. 14. Solución analítica vs. solución aproximada

De la (Fig. 14), es evidente cómo las dos soluciones obtienen resultados bastante similares y precisos al

momento de obtener el diagrama de fondo, por lo que la principal diferencia entre estos modelos radica en el tiempo de ejecución para obtener la solución. La solución analítica toma aproximadamente 0.1170 s, ya que para este tipo solo es necesario calcular las constantes de cada caso, mientras que por métodos numéricos toma 0.2652 s, debido a que es necesario realizar toda una serie de cálculos, por lo que una solución por métodos numéricos requerirá más poder de cómputo.

4. CONCLUSIONES

Bajo la comparación de los diferentes modelos para obtener el diagrama de fondo, se pudo concluir que los tres modelos estudiados, Gibbs, Everitt y Barreto, permiten obtener adecuadamente el diagrama de fondo, cuyo tiempo de cálculo aumenta según el número de secciones, siendo Gibbs el que tiene el tiempo de cálculo más corto y Everitt el que tarda más en obtener la solución. Además, se evidenció cómo una solución por el método de diferencias finitas se aproxima muy bien a su respectiva solución analítica, sin embargo, requiriendo un tiempo de cálculo más largo (Carreño y Pinto, 2021).

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue parte del proyecto de investigación 8556 "Desarrollo de un prototipo de pozo inteligente para el Campo Escuela Colorado", financiado por la Oficina de la Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la UIS (Universidad Industrial de Santander).

REFERENCIAS

- Barreto, M. (1993). *Geração de carta dinamométrica de fundo para diagnostico do bombeio mecânico em poços de petróleo*. Universidad Estadual de Campinas. Facultad de Ingeniería Mecánica. Masters thesis.
- Carreño, A. y Pinto, S. (2021). *Desarrollo de una herramienta software sobre plataforma embebida para la obtención del dinagrama de fondo en pozos con bombeo mecánico*, Universidad industrial de Santander (UIS), Bucaramanga (Colombia). Undergraduate thesis.
- Everitt, T.A y Jennings, J. (1992). *An Improved Finite-Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker-Rod Pumps*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. United States: Society of Petroleum Engineers, SPE 18189.
- Gabor T. (2003). *Sucker-Rod Pumping Manual*, Editor PennWell Books, ISBN 0-87814-899-2 PennWell Books, USA.
- Garavito F. y Meneses E. (2014). *Sistema Neuro-fuzzy: prospectiva de aplicación en la detección de fallas en equipos de subsuelo de unidades de levantamiento mecánico*, Universidad Industrial de Santander (UIS), Bucaramanga (Colombia). Undergraduate thesis.
- Gibbs, S. y Nelly, A. (1966). *Computer diagnosis of down hole conditions in sucker rod pumping wells*, Journal of Petroleum Technology, Vol. 18, No.1, SPE1165PA.
- Gibbs, S. (2012). *Rod Pumping Modern Methods of Design, Diagnosis and Surveillance*. United States. ISBN 9780984966103.
- Gómez A. E., Archila J.F., y Meneses, J.E. (2013). *Adquisición y tratamiento de señales de un acelerómetro triaxial MEMS, para la medición del desplazamiento de una extremidad inferior*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada Vol. 1, No. 21, pp. 113-118.
- Meneses J.E., García J.D. y Ferreira D.A. (2015). *Acelerómetros MEMS en el desarrollo de pozos y campos petroleros inteligentes*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada Vol. 2, No. 26, pp. 128-135.
- Meneses J.E., Niño J.D., y García F.A. (2017). *KINE-UIS: modelamiento de video para la adquisición de la velocidad y aceleración angular instantánea de un sólido rígido*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada Vol. 2, No. 30.
- Meneses J.E., y Meneses D.P. (2020). *Arquitectura Hardware/Software para un prototipo de pozo inteligente en un campo petrolero maduro*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada Vol. 2, No. 36.
- Meneses J.E., Garavito F.A. y Meneses E. (2021). *Identificación de fallas en sistemas de bombeo mecánico de petróleo utilizando neurofuzzy*, Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada Vol. 1, No. 37.
- Sanchez J. P., Festini D. y Bel O. (2007). *Beam Pumping System Optimization Through Automation*, Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires (Argentina), SPE 108112.