

Best Practices for Real-Time Hydraulics and Pressure Drop Prediction while Drilling

Gregory L. G. Zuñiga Arenas, Student¹, Jose Mauricio, Student¹, Joseph Sinchitullo, M.Sc.¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Peru, gregory.zuniga.a@uni.pe, jose.mauricio.d@uni.pe, jsinchitullog@uni.pe

Abstract—This paper focuses on the development of an open source simulator for real-time prediction of hydraulic parameters during oil well drilling. In the oil industry, the drilling operation is inherently complex and requires accurate monitoring of drilling fluids to ensure drilling efficiency and safety. The simulator, developed in Python, integrates the Herschel-Bulkley rheological model, as well as the effects of rotation, drill pipe buckling and eccentricity in all annular sections, facilitating the calculation of critical hydraulic parameters.




In the oil well drilling industry, updating and monitoring hydraulic parameters are essential to improve operational efficiency and reduce costs. However, current methods often lack accuracy and do not allow real-time adjustments, which can result in unplanned downtime and increased operational risks. This work aims to develop an open source simulator that allows real-time prediction of hydraulic parameters while drilling, thus improving decision making and operational efficiency.

The project has demonstrated that by simulating and calculating hydraulic parameters and pressure loss, it is possible to identify and predict problems during drilling, thus improving the efficiency and safety of operations.

To improve the accuracy and usefulness of the simulator, it is recommended that data from several wells be collected and analyzed to validate real-time predictions. In addition, the integration of more advanced rheological and hydraulic models should be explored. It is also crucial to allow customized modifications to the simulator based on user experience and specific design criteria, thus providing a flexible and adaptable tool for various drilling conditions.

Keywords—Rheological Model, Open Source Simulator, Hydraulic Parameters, Operating Efficiency, Drilling Fluids

Mejores Prácticas Para la Predicción de la Hidráulica y Caída de Presión en Tiempo Real durante la Perforación

Gregory L. G. Zuñiga Arenas, Estudiante¹, Jose Mauricio, Estudiante¹, Joseph Sinchitullo, M.Sc.¹
¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, gregory.zuniga.a@uni.pe, jose.mauricio.d@uni.pe, jsinchitullo@uni.pe

Resumen—El presente trabajo se centra en el desarrollo de un simulador de código abierto para la predicción en tiempo real de parámetros hidráulicos durante la perforación de pozos petroleros. En la industria petrolera, la operación de perforación es intrínsecamente compleja y requiere un monitoreo preciso de los fluidos de perforación para garantizar la eficiencia y la seguridad de esta. El simulador, desarrollado en Python, integra el modelo reológico de Herschel-Bulkley, así como los efectos de rotación, pandeo de la tubería de perforación y excentricidad en todas las secciones anulares, facilitando el cálculo de parámetros hidráulicos críticos. En la industria de perforación de pozos petroleros, la actualización y el seguimiento de los parámetros hidráulicos son esenciales para mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos. Sin embargo, los métodos actuales a menudo carecen de precisión y no permiten ajustes en tiempo real, lo que puede resultar en tiempos de inactividad no planificados y mayores riesgos operativos. Este trabajo tiene como objetivo desarrollar un simulador de código abierto que permita la predicción en tiempo real de los parámetros hidráulicos durante la perforación, mejorando así la toma de decisiones y la eficiencia operativa. El proyecto ha demostrado que, al simular y calcular parámetros hidráulicos y caídas de presión, es posible identificar y predecir problemas durante la perforación, mejorando así la eficiencia y seguridad de las operaciones. Para mejorar la precisión y utilidad del simulador, se recomienda recopilar y analizar datos de varios pozos para validar las predicciones en tiempo real. Además, se debe explorar la integración de modelos reológicos e hidráulicos más avanzados. También es crucial permitir modificaciones personalizadas en el simulador basadas en la experiencia del usuario y en criterios de diseño específicos, proporcionando así una herramienta flexible y adaptable a diversas condiciones de perforación.

Palabras Clave—modelo reológico, simulador de código abierto, parámetros hidráulicos, eficiencia operativa, fluidos de perforación

I. INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros es una operación compleja que requiere el monitoreo y control preciso de diversos parámetros hidráulicos para garantizar su eficiencia y seguridad. En este contexto, los simuladores de código abierto para la predicción en tiempo real de estos parámetros se han vuelto esenciales. Estos simuladores permiten a los ingenieros optimizar las operaciones de perforación, proporcionando predicciones precisas y actualizadas sobre el comportamiento de los fluidos de perforación [1]. Estimar en tiempo real los valores de las propiedades reológicas de este tipo de lodo ayudará a asegurar las operaciones de perforación y a minimizar los problemas de perforación. Las propiedades reológicas del lodo se consideran los principales datos de

entrada para los modelos de Bingham y de la Ley de Potencia que se utilizan para describir el comportamiento del flujo del fluido de perforación. (Gomaa y otros, 2020). Un flujo adecuado de fluidos es vital para la remoción de recortes, la estabilización del pozo y la prevención de problemas como el "kick" entrada inesperada de fluidos de formación [2]. Los modelos reológicos se utilizan con frecuencia para predecir el comportamiento de los fluidos de perforación [3].

El monitoreo constante de las propiedades reológicas del lodo de perforación es crucial para completar cualquier operación de perforación con mayor eficacia y eficiencia, minimizando los problemas. Las propiedades reológicas del lodo son fundamentales para la efectividad del fluido de perforación en el levantamiento de los recortes del pozo. Sin embargo, estas propiedades no se miden de manera continua durante el proceso de perforación, sino solo una o dos veces al día. Por lo tanto, es valioso establecer una relación que conecte las propiedades reológicas del lodo con estos parámetros [4].

Las simulaciones de perforación en tiempo real contribuyen activamente a la predicción o detección temprana de problemas específicos de perforación, reduciendo así el riesgo relacionado con la perforación, el tiempo no productivo (NPT) y el tiempo perdido invisible (ILT) [5].

El uso de simuladores de código abierto ofrece múltiples beneficios. Proporcionan una solución en tiempo real que anticipa los eventos de perforación y previene retrasos causados por problemas como una limpieza inadecuada del pozo, un mayor par de torsión y arrastre, suciedad y oleaje, tuberías atascadas, pérdidas de circulación, daños en la formación e inestabilidad del pozo [6].

El software de simulación es una plataforma importante para encontrar los resultados que cabe esperar de una configuración práctica de hardware [7]. Simular los procesos de perforación requiere la integración perfecta de modelos físicos, numéricos y económicos que estén estrechamente interconectados. Los operadores buscan programas avanzados de simulación de perforaciones que no solo reflejen la realidad de manera precisa, sino que también sean prácticos para su uso en las operaciones diarias [8].

El desarrollo de estos simuladores incluye diversos componentes técnicos y metodológicos. El modelado matemático es

esencial, ya que emplea principios de mecánica de fluidos y termodinámica para representar el comportamiento de los fluidos de perforación bajo diferentes condiciones [9]. La incorporación de sensores y datos en tiempo real es esencial para obtener información precisa de los sensores en el equipo de perforación, permitiendo la actualización constante de los modelos. Además, es fundamental desarrollar interfaces de usuario intuitivas que permitan a los operadores supervisar parámetros clave y realizar ajustes rápidos en respuesta a las condiciones cambiantes del pozo.

Los simuladores de código abierto han demostrado ser efectivos en varias aplicaciones prácticas. En el ámbito de la formación y la educación, ofrecen un entorno seguro para que los ingenieros de perforación aprendan y experimenten sin riesgos. En la optimización de operaciones, ayudan a las empresas a reducir los tiempos de perforación y a mejorar la eficiencia general. En investigación y desarrollo, son herramientas valiosas para explorar nuevas técnicas y mejorar las prácticas actuales en la perforación de pozos.

II. FORMULACIÓN FÍSICA

A. Modelos Reológicos

Los fluidos son clasificados como newtonianos y no newtonianos. En los fluidos newtonianos existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante (τ) y la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$):

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (1)$$

En cambio, para los fluidos no newtonianos no hay una relación lineal y se emplean otros modelos reológicos. Entre ellos, los más usados por los ingenieros de perforación son el modelo plástico de Bingham, la ley de potencia o modelo de Ostwald-de Waele, y el modelo de Herschel-Bulkley [10]. Otros modelos más avanzados incluyen a los fluidos de Casson y los de Robertson-Stiff, los cuales son también ampliamente usados en campo.

Sin embargo, de acuerdo con la práctica recomendada API 13B [11], el modelo de Herschel and Bulkley [12] es el recomendado para los fluidos de perforación al ser no newtonianos. En este modelo, el esfuerzo cortante y la velocidad de corte se encuentran relacionados por la siguiente expresión:

$$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n, \quad (2)$$

donde, τ_0 es el esfuerzo de fluencia, K es el factor de consistencia y n es el índice de flujo. Además, ya que estos tres parámetros describen el comportamiento de los fluidos no newtonianos, estos se emplean para clasificar los fluidos en diferentes tipos, como sigue:

- Pseudoplástico, $\tau_0 = 0, n < 1$;
- Newtoniano, $\tau_0 = 0, n = 1$;
- Dilatante, $\tau_0 = 0, n > 1$;
- Pseudoplástico con esfuerzo de fluencia, $\tau_0 > 0, n < 1$;

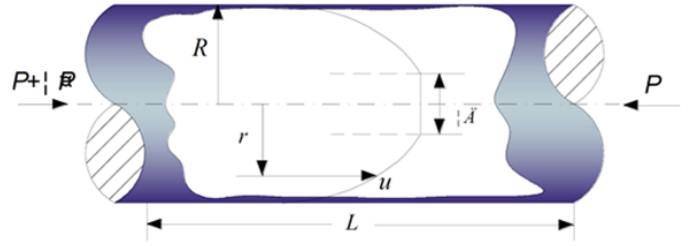


Figura 1. Fluid flow in pipes [13].

- Plástico de Bingham, $\tau_0 > 0, n = 1$.

B. Flujo de Fluidos en Tuberías

La geometría del flujo de un fluido en una tubería se muestra en la Figura 1, donde R es el radio de la tubería. De esta geometría, se puede obtener la ecuación general de flujo para cualquier fluido cuya viscosidad es independiente del tiempo. Esta ecuación relaciona el caudal de flujo (Q) con el esfuerzo cortante en la pared (τ_w):

$$Q = \frac{\pi R^3}{\tau_w^3} \int_0^{\tau_w} \tau^2 \dot{\gamma} d\tau. \quad (3)$$

Por ello, la caída de presión en la tubería se puede relacionar con el esfuerzo cortante en la pared en una tubería circular:

$$\tau_w = \frac{R}{2} \frac{dp}{dl}. \quad (4)$$

Al asumir un flujo estable, se pueden obtener las expresiones del caudal de flujo para los diferentes modelos reológicos, realizando aproximaciones y métodos recurrentes para el cálculo del esfuerzo cortante en la pared. Fan et al. (2014) desarrollaron expresiones completas correspondientes a varios modelos no newtonianos empleados en la industria de los fluidos de perforación.

1) *Caída de Presión por Fricción en Tuberías*: Various methods for computation of pressure losses are recommended according to API RP 13D [11]. Every method employs well known empirical formulas to define transition between flow regimes and calculate friction factors to predict pressure losses. A limitation when using these formulas arises when drilling fluids do not follow traditional rheology models or if complex phenomena occurs in the wellbore. Common fluids that behave according to these rheological models are water and oil based fluids, and synthetic based or foams.

2) *Modelamiento de la Caída de Presión Generalizado en Tuberías*: Siguiendo la teoría de Rabinowitsch [14], Mooney [15] y Metzner and Reed [16]; Fan et al. [17] desarrollaron un modelo de cálculos hidráulicos simple y generalizado. La ecuación de flujo generalizada para los fluidos no Newtonianos que tienen un punto de cedencia se vuelve:

$$\dot{\gamma}_w = \frac{3}{4} \left(\frac{8v}{D} \right) + \frac{1}{4} \frac{d \ln (8v/D)}{d \ln \tau_w} \left(\frac{8v}{D} \right). \quad (5)$$

Esta relación define una relación entre la velocidad media v , el esfuerzo de corte en la pared τ_w , el diámetro de la tubería D y la velocidad de corte $\dot{\gamma}$. Además, se define el índice de flujo generalizado para los fluidos pseudoplásticos con cedencia:

$$n' = \frac{d \ln \tau_w}{d \ln (8v/D)} \quad (6)$$

La Tabla I muestra los modelos hidráulicos más avanzados para fluidos de Herschel-Bulkley que requieren cálculos sencillos, y pocos pasos de aproximaciones numéricas.

C. Flujo de Fluidos en Secciones Anulares

La geometría del flujo en secciones anulares puede ser aproximado como un flujo en ranuras, como se presenta en la Figura 2. En esta geometría existe un núcleo central que se mueve como un tapón rígido si los niveles del esfuerzo cortante son menores al punto de cedencia. El espesor de este punto central es δ y la ecuación general de flujo es:

$$Q = \frac{\pi (R_o^2 - R_i^2) (R_o + R_i)}{2\tau_w^2} \int_{\tau_0}^{\tau_w} \tau \dot{\gamma} d\tau. \quad (7)$$

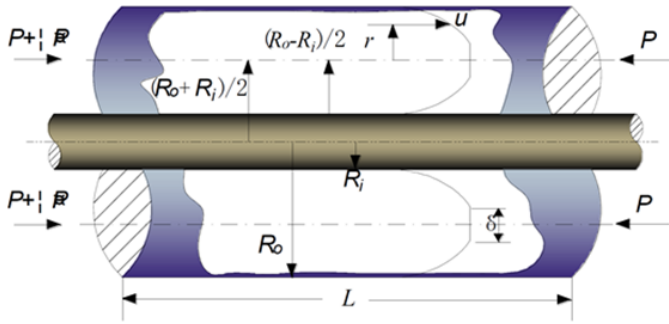


Figura 2. Flujo de fluidos en una tubería anular [13].

Para el flujo de fluidos en una sección anular, la aproximación es adecuada siempre y cuando se cumpla que $R_i/R_o > 0.3$, y teniendo un diámetro hidráulico $D_{hy} = D_o - D_i$, la relación entre la caída de presión y el esfuerzo cortante en la pared es:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{4\tau_w}{D_{hy}}. \quad (8)$$

1) *Caída de Presión por Fricción en la Sección Anular:* Como en la sección anterior, varios modelos son recomendados para la aplicación de la predicción de la caída de presión. Sin embargo, la mayoría de las variables requeridas para esta aproximación dependen de la definición de la geometría a través de los diámetros, sean efectivos o hidráulicos, a conveniencia del uso recurrente con el que se emplean. Además, el desarrollo de los métodos mencionados se basó en el análisis dimensional, y los factores fueron agrupados para que los datos empíricos puedan ser expresados en términos adimensionales y se pueda trabajar con un mayor número de modelos de manera generalizada [21].

2) *Modelamiento de la Caída de Presión Generalizado en la Sección Anular:* Para el cálculo de la caída de presión, se sigue la formulación dada por Kelessidis et al. [21] y Fan et al. [13] para la formulación de la ecuación general de flujo en el anular:

$$\dot{\gamma}_w = \frac{2}{3} \left(\frac{8v}{\frac{2}{3}D_{hy}} \right) + \frac{1}{3} \frac{d \left(8v/\frac{2}{3}D_{hy} \right)}{d\tau_w} \tau_w. \quad (9)$$

Por lo que, de la misma forma que el caso circular, se puede definir un índice de flujo generalizado para los fluidos pseudoplásticos en una sección anular:

$$n' = \frac{d \ln \tau_w}{d \ln \left(8v/\frac{2}{3}D_{hy} \right)}. \quad (10)$$

La Tabla II muestra el desarrollo de los modelos de predicción, según la aproximación de flujo en ranuras. La caída de presión también toma en cuenta los efectos de la rugosidad de las secciones y se puede adaptar a distintos sistemas de fluidos de perforación.

D. Excentricidad en las Secciones Anulares

El patrón de flujo en una sección anular excéntrica puede diferir mucho del de una concéntrica, y esta diferencia afecta tanto a la caída de presión como al caudal al que se produce la transición laminar-turbulenta. Cuando el régimen de flujo es el mismo (laminar o turbulento) en ambas geometrías, la caída de presión es menor en el anillo excéntrico. Por ello, se incorpora las correlaciones de Haciislamoglu and Langlinais [22] para el cálculo de la caída de presión basado en la calculada asumiendo una geometría concéntrica. Para flujo laminar:

$$\frac{dp}{dl}_{EA} = \left(1 - 0.072\kappa^{0.8454} \frac{e}{n'} - 1.5e^2\kappa^{0.1852}\sqrt{n'} + 0.96e^3\kappa^{0.2527}\sqrt{n'} \right) \frac{dp}{dl}_{CA}, \quad (11)$$

y, para flujo turbulento:

$$\frac{dp}{dl}_{EA} = \left(1 - 0.048\kappa^{0.8454} \frac{e}{n'} - 0.67e^2\kappa^{0.1852}\sqrt{n'} + 0.28e^3\kappa^{0.2527}\sqrt{n'} \right) \frac{dp}{dl}_{CA}. \quad (12)$$

E. Caída de Presión en la Bomba

La caída de presión en la bomba se puede obtener aplicando el principio de Bernoulli e incorporando el coeficiente de descarga de las boquillas de la broca (C_d):

$$\Delta P_{bit} = \frac{\rho q^2}{2C_d^2 A_t^2}, \quad (13)$$

donde, A_t es el área total de flujo calculado de las dimensiones de las boquillas de la broca.

TABLA I
CÁLCULOS DE HIDRÁULICA BASADOS EN EL MODELO HERSCHEL-BULKLEY EN LA SECCIÓN CIRCULAR [13], [18]–[20]

Variable	Unidad	Modelo Generalizado
$\frac{8v}{D}$	s^{-1}	$\frac{4n}{3n+1} \left(\frac{\tau_w}{K}\right)^{\frac{1}{n}} \left(1 - \frac{\tau_0}{\tau_w}\right)^{\frac{n+1}{n}} \left[1 + \frac{2n}{2n+1} \left(\frac{\tau_0}{\tau_w}\right) + \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} \left(\frac{\tau_0}{\tau_w}\right)^2\right]$
$\frac{1}{n'}$	—	$\frac{(n+1)(2n+1)\tau_w^3 + 3n(n+1)\tau_w^2\tau_0 + 2n(2n^2+1)\tau_w\tau_0^2 + 6n^2\tau_0^3}{n(\tau_w - \tau_0)\left[(n+1)(2n+1)\tau_w^2 + 2n(n+1)\tau_w\tau_0 + 2n\tau_0^2\right]}$
D_{eff}	in	$\frac{4n'}{3n'+1} D$
$\dot{\gamma}_w$	s^{-1}	$\frac{8v}{D_{\text{eff}}}$
μ_w	cP	$\frac{\tau_w}{\dot{\gamma}_w}$
Re	—	$\frac{\rho D_{\text{eff}} v}{\mu_w}$
Re_c	—	$3470 - 1370n'$
Re_t	—	$4270 - 1370n'$
Flujo laminar		$Re < Re_c$
f	—	$\frac{16}{Re}$
Flujo transicional		$Re_c < Re < Re_t$
f	—	$f_l + \frac{f_t - f_l}{Re_t - Re_c} (Re - Re_c)$
Flujo turbulento		$Re > Re_t$
$\frac{1}{\sqrt{f}}$	—	$-\frac{0.4}{n'^{1.2}} c - 4.0 \log \left\{ \frac{0.27\varepsilon}{D_{\text{eff}}} + \frac{1.26n'^{-1.2}}{[Re f^{(1-0.5n')}]^{n'^{-0.75}}} \right\}$
$\frac{dp}{dl}$	psi/ft	$2f \frac{\rho v^2}{D}$

TABLA II
CÁLCULOS DE HIDRÁULICA BASADOS EN EL MODELO HERSCHEL-BULKLEY EN LA SECCIÓN ANULAR [13], [18]–[20]

Variable	Unidad	Modelo Generalizado
$\frac{8v}{\frac{2}{3}D_{\text{hy}}}$	s^{-1}	$\frac{3n}{2n+1} \left(\frac{\tau_w}{K}\right)^{\frac{1}{n}} \left(1 - \frac{\tau_0}{\tau_w}\right)^{\frac{n+1}{n}} \left[1 + \frac{n}{n+1} \left(\frac{\tau_0}{\tau_w}\right)\right]$
$\frac{1}{n'}$	—	$\frac{(n+1)\tau_w}{n\tau_w - n\tau_0} + \frac{(n+1)\tau_w}{(n+1)\tau_w + n\tau_0} - 2$
D_{eff}	in	$\frac{2n'}{2n'+1} D_{\text{hy}}$
$\dot{\gamma}_w$	s^{-1}	$\frac{8v}{D_{\text{eff}}}$
μ_w	cP	$\frac{\tau_w}{\dot{\gamma}_w}$
Re	—	$\frac{\rho D_{\text{eff}} v}{\mu_w}$
Re_c	—	$3470 - 1370n'$
Re_t	—	$4270 - 1370n'$
Flujo laminar		$Re < Re_c$
f	—	$\frac{16}{Re}$
Flujo transicional		$Re_c < Re < Re_t$
f	—	$f_l + \frac{f_t - f_l}{Re_t - Re_c} (Re - Re_c)$
Flujo turbulento		$Re > Re_t$
$\frac{1}{\sqrt{f}}$	—	$-\frac{0.4}{n'^{1.2}} c - 4.0 \log \left\{ \frac{0.27\varepsilon}{D_{\text{eff}}} + \frac{1.26n'^{-1.2}}{[Re f^{(1-0.5n')}]^{n'^{-0.75}}} \right\}$
$\frac{dp}{dl}$	psi/ft	$2f \frac{\rho v^2}{D_{\text{hy}}}$

F. Efecto de las Juntas de Tubería

La presencia de una unión de herramientas cambia la geometría del espacio anular entre la tubería de perforación y el revestimiento/agujero, lo que provoca una fuerte turbulencia y aceleración del fluido que genera una disipación viscosa adicional y pérdidas de presión. Un conjunto de juntas de herramientas puede simplificarse y ampliarse como una geometría de contracción y ampliación repentinas. La pérdida de energía mecánica entre dos espacios anulares sucesivos dife-

rentes puede expresarse comparando la ecuación de Bernoulli en dos puntos.

III. IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA

La Programación Orientada a Objetos se trata de un paradigma de programación; este “paradigma” de programación nos permite organizar el código de una manera que se asemeja bastante a como pensamos en la vida real, utilizando clases que nos permitan agrupar un conjunto de variables y funciones. En general, los objetos se pueden considerar tipos de datos

que tienen características propias y a su vez pueden tener funciones propias. Para desarrollar el programa en el trabajo de investigación se utilizó lenguaje de programación Python, para la primera parte del programa se implementó distintas clases para cada una de las herramientas utilizadas en el diseño del pozo, así como a su vez cada una de las clases contiene datos específicos de las herramientas utilizadas, a través de ellos podemos obtener los datos necesarios para realizar el modelo hidráulico que se realiza en la segunda parte del programa en donde se con los datos obtenidos en la primera parte se analiza y defina parámetros hidráulicos para el pozo en donde se aplicara durante la perforación para obtener los datos hidráulicos en tiempo real.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Para realizar los cálculos hidráulicos, es necesario introducir un conjunto de datos cuya información se clasifica en cuatro elementos: tubería de revestimiento, sarta de perforación, jets y propiedades del lodo.

A. Caso de Estudio

Para el pozo de estudio se utilizaron 5 brocas en total para cada una de ella está especificado en la Tabla III, para la última sección se utilizaron 3 brocas del mismo diámetro, pero que bajaron hasta cierta profundidad esto se debe a que cada una de las 3 últimas brocas tenían distintas configuraciones de jets, este cambio de brocas se analizó para una perforación más eficiente.

TABLA III
INFORMACIÓN DE LA BROCA EMPLEADA EN EL POZO

# Broca	Hoyo (in)	Modelo	Jets	Profundidad Final (ft)
1	17 1/2	PDC	7x12	269
2	12 1/4	PDC	2x14, 4x13, 2x12	4457
3	8 1/2	PDC	3x11/3x12	6689
4	8 1/2	PDC	6x12	8347
5	8 1/2	PDC	8x11	8990

Para cada sección perforada se bajó Casing, en total se utilizaron 3 Casing las cuales cada una de ellas esta especificada en la Tabla IV.

TABLA IV
CASING EN EL DISEÑO DE POZO

Tipo de Casing	OD (in)	Grado	Profundidad (ft)
Superficie	13 3/8	H-40	264
Intermedio	9 5/8	J-55/P-100	4447
Producción	5 1/2	N-80	8969.41

La estructura de la sarta de perforación tanto del Drill Pipe como del Bottom Hole Assembly están especificadas en la Tabla 7. Los datos de esta tabla nos muestran los componentes de la sarta de perforación que se utilizó para la última sección perforada hasta los 8990 ft.

Para construir la estructura del pozo, primero se perforó la primera sección con una broca de 17 1/2" hasta la profundidad de 264 ft, después de ello se retira la sarta de perforación y

se baja el Casing de Superficie de 13 3/8" y se cementa hasta superficie; para la segunda sección se perforó con una broca de 12 1/4" desde la profundidad de 264 ft hasta la profundidad de 4457 ft, después de ello se retira la sarta de perforación y se bajó el Casing Intermedio de 9 5/8" hasta una profundidad de 4447 ft y se cementó desde el fondo hasta los 1238 ft; para la tercera sección se perforó con tres brocas PDC mostradas en la Tabla 5 de diámetro de 8 1/2" donde la primera broca de la sección 3 perforo desde 4457 ft hasta 6689 ft la segunda broca perforo desde 6689 ft hasta 8347 ft y la tercera broca perforo desde 8347 ft hasta 8990 ft, después de haber perforado hasta esta última profundidad se baja el último Casing el cual es de Producción de 5 1/2" hasta la profundidad de 8968.41 ft tal y como se muestra en la Figura 3.

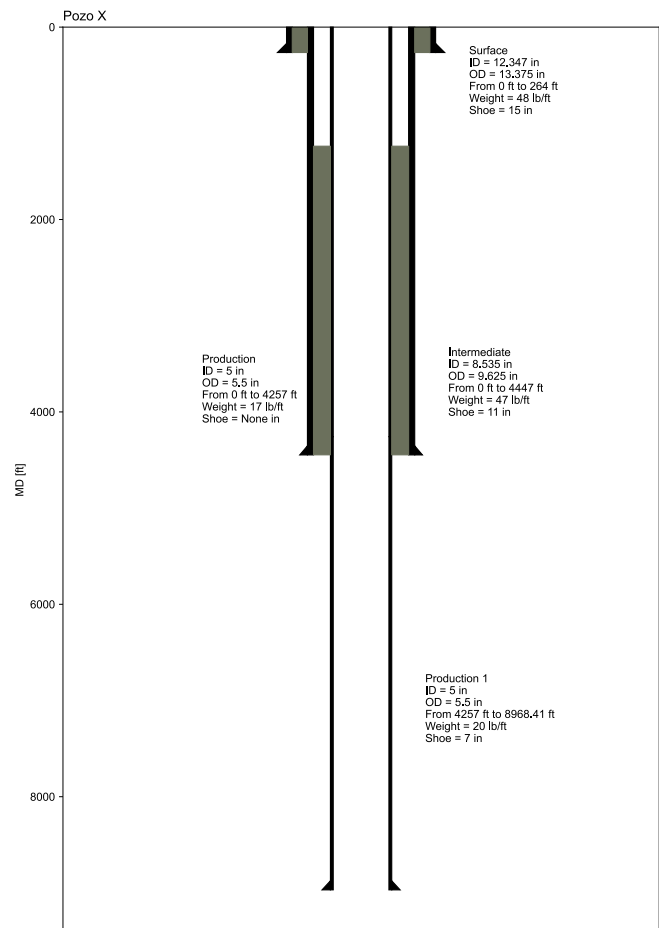


Figura 3. Estructura del pozo en el caso de estudio.

Los elementos de la sarta de perforación se encuentran en la Tabla V. La estructura de la sarta de perforación como se muestra en la Figura 4 se realizó para la última sección perforada, los elementos más importantes para la estructura de la sarta son un conjunto de Drill Pipe de 4" que llegan hasta los 8030 ft y un Bottom Hole Assembly de 960 ft el cual está conformado principalmente por 2 Heavy Weight Drill Pipe y

TABLA V
SARTA DE PERFORACIÓN EMPLEADA EN LA PERFORACIÓN

Tipo de Sarta	Longitud (ft)	Información	OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)
Drill Pipe	8030	—	4	3.340	14
Bottom Hole Assembly	960	HWDP	5	3	
		HWDP	5	3	
		Spiral DC	6.5	2.813	53.2
		NMDC	6.750	2.875	
Other tools		—	—		

2 Drill Collar; y por último la broca la cual es de 8 1/2” y con estos datos se construyó la sarta utilizada en la última sección.

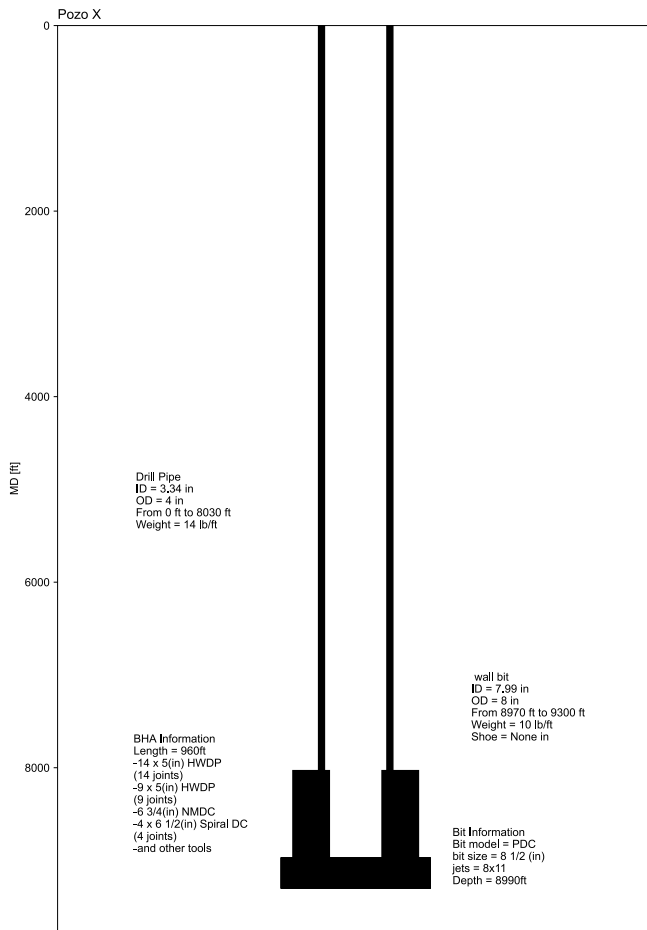


Figura 4. Diseño de la sarta de perforación en la última sección del caso de estudio.

B. Propiedades de los Fluidos de Perforación

El fluido de perforación empujado en todas las secciones es base agua con inhibidores y tratamiento químico. Este contiene bentonita, NH₄PAM, KPAM, XC Polymer, Soda Caustica, CaCO₃, entre otros. La Figura 5 muestra las propiedades del fluido de perforación reportadas en todas las secciones del pozo.

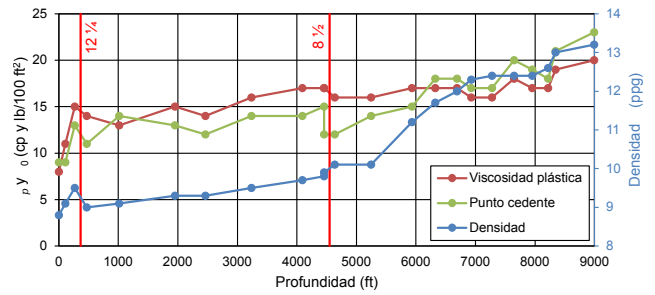


Figura 5. Propiedades físicas y reológicas del fluido de perforación. El sistema de fluido está basado en polímeros KPAN y HPAN.

1) *Reología del Fluido de Perforación:* La Figura 6 muestra el ajuste de variables del modelo Herschel-Bulkley mediante el ajuste no lineal de parámetros.

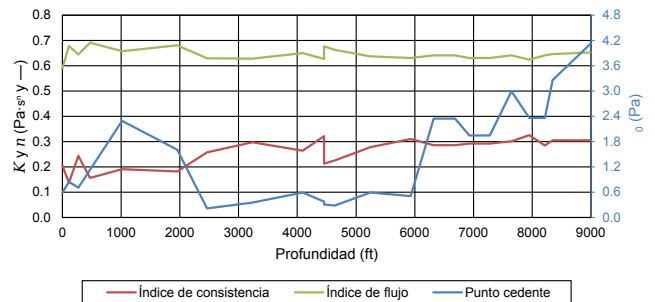


Figura 6. Ajuste de parámetros reológicos al modelo de Herschel-Bulkley. El ajuste de curvas fue realizado empleando las dos lecturas de la curva constitutiva (τ vs. $\dot{\gamma}$) obtenidas a partir de la viscosidad plástica y el punto cedente reportados.

Se observa que K y n se mantienen prácticamente constantes, mientras que τ_0 incrementa y disminuye a medida que se realiza la circulación de material de control de pérdida de fluido en las instancias indicadas en los reportes del fluido de perforación.

C. Predicción de la Presión en Superficie

En las operaciones involucradas con el monitoreo de los parámetros en tiempo real se debe actualizar el estado mecánico del pozo constantemente. Esto implica que existe un cambio

dinámico del tamaño de la sarta de perforación y la sección de hueco abierto. Por ello, en cada instancia de cálculo, se segmentó cada sección de acuerdo con la velocidad de penetración y el estado hidráulico del equipo de perforación.

1) *Sección de Hueco Abierto de 12 ¼*: La Figura 7 muestra la predicción de la presión en la superficie ajustada con las pérdidas de presión del sistema hidráulico del fluido de perforación.

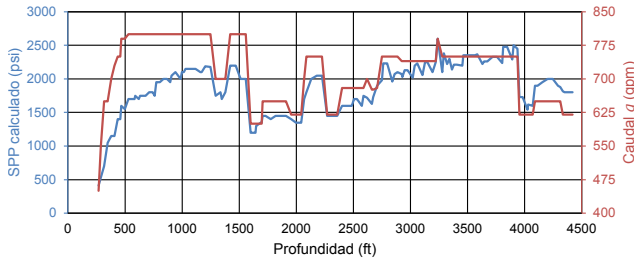


Figura 7. Caída de presión calculada en la sección 12 ¼ con la broca #2. La caída de presión de la broca fue calculada asumiendo $C_d = 0.95$.

2) *Sección de Hueco Abierto de 8 ½*: La Figura 8 muestra la predicción de la presión en superficie con la primera sarta de perforación empleada entre los intervalos 4457–6689 ft.

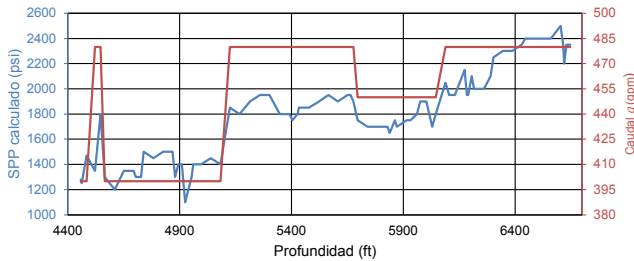


Figura 8. Caída de presión calculada en la sección 8 ½ con la Broca #3. La caída de presión de la broca fue calculada asumiendo $C_d = 0.95$.

La Figura 9 muestra la presión en superficie calculada al cambio de la segunda sarta de perforación empleada entre los intervalos 6689–8347 ft.

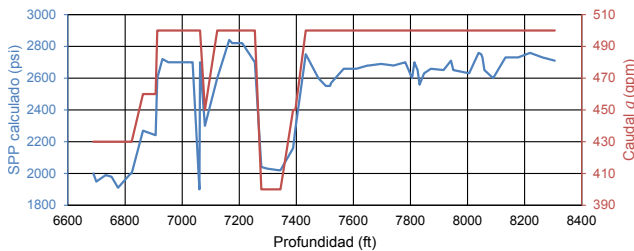


Figura 9. Caída de presión calculada en la sección 8 ½ con la Broca #4. La caída de presión de la broca fue calculada asumiendo $C_d = 0.95$.

La Figura 10 muestra la predicción de la presión en superficie durante la perforación de la última sección comprendida entre 8347–8890 ft en la sección de la perforación direccional, con una inclinación comprendida entre 9.56° – 15.87° .

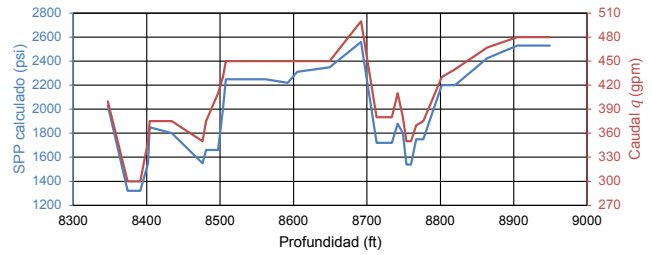


Figura 10. Caída de presión calculada en la sección 8 ½ con la Broca #5. La caída de presión de la broca fue calculada asumiendo $C_d = 0.95$.

D. Discusión

El pozo fue seleccionado debido a los problemas de pérdida de fluido presentes durante toda la perforación, ya que se presentaron más de 10 instancias de detección de la pérdida del fluido de perforación, y distintas circulaciones de material de control de pérdidas (LCM). Como se pudo observar en las predicciones de la presión mediante el modelo hidráulico propuesto con el modelo de Herschel-Bulkley, se obtuvo una sensibilidad consistente frente a las instancias en las que se presentaron problemas durante la perforación.

Sin embargo, debido a la falta de datos de las lecturas completas de la reología del fluido de perforación en cada reporte, el ajuste de curvas presenta una deficiencia. Por ello, para completar un sistema de predicción en tiempo real, se requieren la mayoría de los parámetros relevantes para obtener una mayor precisión, y detectar y analizar problemas no reportados durante las operaciones de perforación.

Por último, el software propuesto, incorpora un módulo para el cálculo de la densidad equivalente de circulación que puede incorporar un modelo de limpieza de pozo. La Figura 11 muestra la densidad equivalente de circulación (ECD) calculado sin incorporar los efectos causados por la concentración de sólidos. Se debe notar que la herramienta puede ser empleada en operaciones en las que se requiera controlar constantemente la presión en el fondo del pozo. Por ejemplo, en las operaciones Managed Pressure Drilling (MPD), en donde las ventanas del lodo son muy estrictas y con intervalos reducidos.

V. CONCLUSIONES

El código desarrollado se realizó en entornos y librerías de programación Python, en el que se facilitó el cálculo de parámetros hidráulicos en la perforación de pozos. El código es sencillo e intuitivo, integra seis modelos de Reología y la inclusión de efectos de rotación, pandeo de la tubería de perforación y excentricidad en todas las secciones anulares; se ha empleado una forma efectiva para mostrar los procesos

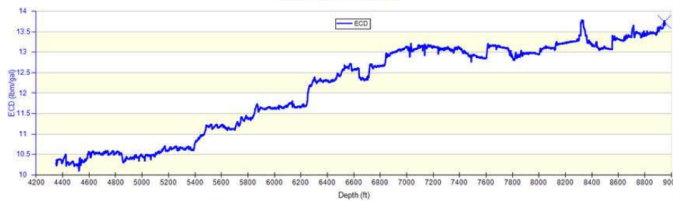


Figura 11. Perfil de la densidad equivalente de circulación. Para el cálculo de la densidad equivalente de circulación no modelaron los efectos causados por la concentración de sólidos.

hidráulicos y generalizar los cálculos de variables adimensionales para cualquier tipo de fluidos pseudoplásticos. La esquematización del estado mecánico considera las relaciones a escala de las dimensiones de la tubería de revestimiento y la sarta de perforación, y el conocimiento del estado mecánico es esencial para la consideración, el análisis y la interpretación de los métodos hidráulicos. Es importante implementar la conexión en tiempo real de los datos de reología y perforación para tener una predicción acertada del estado hidráulico del pozo.

El código empleado sirvió para graficar tanto la sarta de perforación como la estructura del pozo final, con ellos y los modelos reológicos empleados se llevó a cabo los cálculos de caída de presión lo que nos ayudó a ver cuál fue el comportamiento de los parámetros hidráulicos para cada sección perforada y ver el comportamiento de la caída de presión tanto en el Bit como en el SPP.

Se simuló y calculó los parámetros hidráulicos, las caídas de presión, presión en superficie y ECD en cada instancia de tiempo determinada con la velocidad de penetración y en cada sección circular y anular del sistema. Con estos resultados, se identificaron y corroboraron las instancias de problemas durante la perforación debido a la alteración de la caída de presión producida por un cambio en la reología del fluido. En específico, en el caso de la perforación de Pozo X, todas las instancias de problemas fueron debido a la pérdida de circulación debido a los problemas de inhibición de areniscas y una presión diferencial elevada.

De esta forma, el modelo propuesto pudo identificar las instancias en las que la presión de superficie cambia drásticamente debido a un menor volumen de fluido. Por otro lado, la densidad de circulación estimada fue empleada para monitorear la presión diferencial en la ventana del lodo.

REFERENCIAS

- [1] A. T. M. K. K. C. M. E. . Y. J. F. S. Bourgoyne Jr, *Applied drilling engineering*. Richardson, Texas, US: Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [2] API, "Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids," American Petroleum Institute, Tech. Rep. ISO 10414-1:2008, API RP 13B-1, 2009.
- [3] S. Khataniar, G. A. Chukwu, and H. Xu, "Evaluation of rheological models and application to flow regime determination," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 11, pp. 155–164, 1994.

- [4] K. Al-Azani, S. Elkatatny, A. Abdulraheem, M. Mahmoud, and D. Al-Shehri, "Real Time Prediction of the Rheological Properties of Oil-Based Drilling Fluids Using Artificial Neural Networks," in *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [5] P. J. Arévalo, O. Hummes, and F. Matthew, "Integrated Real-Time Simulation in an Earth Model – Automating Drilling and Driving Efficiency," *SPE/IADC*, 2021.
- [6] A. Barhate, P. Piyush, and A. Egil, "Real-time drilling optimisation – driving drilling excellence," *The APPEA Journal*, vol. 59, pp. 196–210, 2019.
- [7] M. Humayun Kabir, S. Islam, M. J. Hossain, and S. Hossain, "Detail Comparison of Network Simulators," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 5, pp. 203–218, 2014.
- [8] E. Zarate Losoya, E. Gildin, S. F. Noynaert, Z. Medina-Zetina, T. Crain, S. Stewart, and J. Hicks, "An Open-Source Enabled Drilling Simulation Consortium for Academic and Commercial Applications," Society of Petroleum Engineers, 2020.
- [9] L. G. Zhang, W. R. Yun Tao Wang, and Q. Chai, "Analysis of Perforation Parameters under Fluid-Solid Coupling Theory," *Advanced Materials Research*, vol. 524–527, pp. 1344–1349, 6 2012.
- [10] R. F. Mitchell and S. Z. Miska, *Fundamentals of Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers, 2011, vol. 12.
- [11] API, "Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids," American Petroleum Institute, Tech. Rep. API RP 13D, 2009.
- [12] W. H. Herschel and R. Bulkley, "Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollösungen," *Kolloid-Zeitschrift*, vol. 39, pp. 291–300, 1926.
- [13] H. Fan, H. Zhou, G. Wang, Q. Peng, and Y. Wang, "Utility Hydraulic Calculation Model of Herschel-Bulkley Rheological Model for MPD Hydraulics." Adelaide, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [14] B. Rabinowitsch, "Über die Viskosität und Elastizität von Solen," *Zeitschrift für Physikalische Chemie*, vol. 145A, pp. 1–26, 1929.
- [15] M. Mooney, "Explicit formulas for slip and fluidity," *Journal of rheology*, vol. 2, pp. 210–222, 1931.
- [16] A. B. Metzner and J. C. Reed, "Flow of non-newtonian fluids—correlation of the laminar, transition, and turbulent-flow regions," *AIChE Journal*, vol. 1, pp. 434–440, 1955.
- [17] H. H. Fan, H. B. Zhou, Q. Peng, and Y. H. Zhai, "A Generalized Hydraulic Calculation Model For Non-newtonian Fluid Pipe Flow And Its Application Evaluation," *SOCAR Proceedings*, pp. 23–31, 2014.
- [18] R. Ahmed and S. Miska, "Wellbore Hydraulics," in *Advanced Drilling and Well Technology*, B. S. Aadnoy, I. Cooper, S. Z. Miska, R. F. Mitchell, and M. L. Payne, Eds. Society of Petroleum Engineers, 2009, ch. 4.1, pp. 191–220.
- [19] D. W. Dodge and A. B. Metzner, "Turbulent flow of non-newtonian systems," *AIChE Journal*, vol. 5, pp. 189–204, 1959.
- [20] T. D. Reed and A. A. Pilehvari, "A New Model for Laminar, Transitional, and Turbulent Flow of Drilling Muds." Oklahoma City, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers, 1993, pp. 469–482.
- [21] V. C. Kelessidis, P. Dalamarinis, and R. Maglione, "Experimental study and predictions of pressure losses of fluids modeled as Herschel-Bulkley in concentric and eccentric annuli in laminar, transitional and turbulent flows," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 77, pp. 305–311, 2011.
- [22] M. Hacıislamoglu and J. Langlinais, "Non-Newtonian flow in eccentric annuli," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 112, pp. 163–169, 1990.