

Estimación de pérdidas de lodo a través de fracturas mediante modelamiento matemático y su validación mediante un modelo físico

Diego Vargas-Silva^{1*} ; Lorena Uribe-Joya¹ ; Zuly Calderón-Carrillo¹ ; Rocío Bernal-Olaya² 

¹Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP), Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. (*) diego.vargas4@correo.uis.edu.co; lorenauribejoya@gmail.com; calderon@uis.edu.co

²Grupo de Investigación en Geofísica y Geología Aplicada (IGGA), Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. rbernal@uis.edu.co

Resumen

Las pérdidas de fluido pueden ocurrir a través de formaciones fracturadas o en zonas permeables, especialmente cuando hay bajas presiones. Este evento incrementa los tiempos no productivos en operaciones de perforación, lo que aumenta los costos. Lo anterior genera la necesidad de entender la interacción entre el fluido de perforación y las fracturas presentes en la formación. Para ello, se propone una metodología que tiene dos enfoques, uno numérico basado en modelos reológicos y balance de la ecuación de movimiento, y uno físico basado en la teoría de escalado. Para el modelo numérico se plantean las ecuaciones que permiten calcular el perfil de velocidad en función de las propiedades del fluido y geometría de fractura. Para el modelo físico se toman muestras de roca reales, se construye la fractura con un ancho y geometría controlada, a través del cual se hace circular un lodo, cuyas propiedades fueron escaladas y determinadas en laboratorio. Los resultados del modelo físico y numérico fueron comparados para diferentes reologías y anchos de fractura, concluyendo que el modelo matemático sí representa el fenómeno de pérdidas especialmente para bajas viscosidades. Para altas viscosidades es necesario corregir por rugosidad, aun así, el resultado muestra una tendencia similar, confirmando que reproduce el fenómeno.

Palabras clave: Reología; Laboratorio; Flujo en fracturas; Modelo numérico.

Estimation of mud losses through fractures through mathematical modeling and its validation using a physical model

Abstract

Fluid loss can occur through fractured formations or in permeable zones, especially when low pressures are present. This event increases non-productive times in drilling operations, which increases costs. This generates the need to understand the interaction between the drilling fluid and the fractures present in the formation. For that purpose, a methodology is proposed that has two approaches, a numerical one based on rheological models and balance of the equation of movement, and a physical one based on the theory of scaling. For the numerical model, the equations that allow calculating the velocity profile as a function of the fluid properties and fracture geometry are proposed. For the physical model real rock samples are taken, the fracture is built with a controlled width and geometry, through which a mud is circulated, whose properties were scaled and determined in the laboratory.

Forma de citar: Vargas-Silva, D.; Uribe-Joya, L.; Calderón-Carrillo, Z.; Bernal-Olaya, R. (2024). Estimación de pérdidas de lodo a través de fracturas mediante modelamiento matemático y su validación mediante un modelo físico. *Boletín de Geología*, 46(1), 103-114. <https://doi.org/10.18273/revbol.v46n1-2024006>

The results of the physical and numerical model were compared for different rheologies and fracture widths, concluding that the mathematical model does represent the loss phenomenon, especially for low viscosities. The results of the physical and numerical model were compared for different rheologies and fracture widths, concluding that the mathematical model does represent the loss phenomenon, especially for low viscosities. For high viscosities it is necessary to correct for roughness, but still, the result shows a similar trend, confirming that it reproduces the phenomenon.

Keywords: Rheology; Laboratory; Fracture flow; Numerical model.

Introducción

Evaluar y perforar formaciones complejas con presencia de fracturas y continuar desarrollando campos maduros con zonas de baja presión, favorece las pérdidas de fluido, lo que incrementa los Tiempos No Productivos (NPT). Siendo esta, la causa principal de problemas durante la perforación (Moazzeni *et al.*, 2011; Avila-Parra y Ramirez-Boada, 2019). Se han propuesto métodos para estudiar el fenómeno de pérdidas de fluido a través de formaciones fracturadas, analizando la interacción entre el fluido de perforación y la cara de pozo (Xia *et al.*, 2015a; 2015b).

Las fracturas naturales pueden tener efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluidos. Por ejemplo, puede ser positivo para el flujo de aceite, pero negativo por el efecto de conificación del agua. Todos los yacimientos de hidrocarburos, son afectados de alguna manera por las fracturas naturales (Bratton *et al.*, 2006). Los factores que influyen en estas fracturas y determinan su aporte durante la producción de hidrocarburos, y productividad son principalmente la densidad, ancho y diferencial de presión, estas dos últimas serán analizadas en esta investigación.

Debido al alto impacto que generan las pérdidas por circulación en términos de costos y estabilidad del pozo, algunos autores proponen modelos numéricos para caracterizar las fracturas conectadas por la broca, modelando el fenómeno de acuerdo con los datos de pérdidas de circulación registrados en campo. Sanfillippo *et al.* (1997) analizan el ancho de fractura y la permeabilidad respecto de un fluido newtoniano. Lietard *et al.* (1996) estudiaron el fenómeno de pérdidas usando reología de plástico de Bingham. Posteriormente, Lavrov y Tronvoll (2004) desarrollaron un modelo matemático para estudiar la presión del fluido de formación, la extensión y el ancho de la fractura, considerando factores operativos

como el peso del lodo, la reología y el diámetro del pozo; este modelo se basa en la ecuación del momento y el comportamiento de la ley de potencia. Lavrov y Tronvoll (2005), analizaron nuevamente el fenómeno, utilizando un modelo analítico, estudiando dos tipos de reologías: newtoniana y no newtoniana. Finalmente, Vargas *et al.* (2019) modela el fenómeno de pérdidas incluyendo el efecto de la zona permeable, lo que aumenta la precisión del resultado.

Para entender el fenómeno, se propone una metodología que tiene dos componentes. Primero, la elaboración de un modelo físico a nivel de laboratorio. Segundo, la implementación de un modelo matemático que parte del balance de ecuación de movimiento y reología de la ley de potencia, que permite determinar el perfil de velocidad y la velocidad promedio de flujo a través de fracturas. Combinando estos dos ítems (modelo físico y modelo matemático) se logra comprender la interacción entre fluido de perforación y fracturas, estableciendo que el principal factor que afecta las pérdidas de fluido está asociado a la geometría de la fractura y a las propiedades reológicas.

Conceptos

Teoría de escalado

Las propiedades físicas de los materiales no se comportan proporcionalmente ante un cambio en sus dimensiones, por lo tanto, cuando se da un aumento en el tamaño de un cuerpo estas propiedades aumentan de manera diferencial; el área aumenta al cuadrado, el volumen, la masa y el peso aumentan al cubo y la presión se mantiene lineal, por su parte la gravedad y la densidad del lodo de perforación se mantienen constantes. A través de la teoría de similaridad, se escala el modelo análogo de manera correcta, relacionando parámetros entre el modelo análogo y el prototipo natural (Hubbert, 1937).

$$\frac{1\text{lb}}{1\text{bbl}} * \frac{453,6\text{ gr}}{1\text{lb}} * \frac{1\text{bbl}}{42\text{ galones}} * \frac{1\text{ galon}}{3785\text{ ml o cc}} = \frac{1\text{ gr}}{350\text{ cc}} \quad (1)$$

En el modelo físico las variables constantes serán la presión, gravedad y densidad del lodo de perforación. Para el caso de la densidad al preparar el lodo en el laboratorio, se determina las libras por barril equivalente para poder escalar de campo a laboratorio (Ecuación 1).

Concluyendo que una libra por barril en campo equivale a 1 gramo por centímetro cúbico en laboratorio. Luego de las pruebas de laboratorio los resultados de densidad se pasan a kg/m³ multiplicando por 1000, ya que los cálculos se realizan en el sistema internacional.

Modelos Reológicos y perfil de velocidad

Para analizar las pérdidas de fluido a través de zonas fracturadas, es necesario conocer con que velocidad se puede mover el fluido, en medio de dos placas que simulan la pared de la fractura. Para calcular esta velocidad, hay que recurrir a los modelos reológicos, los cuales consisten en el estudio de los principios físicos, que regulan el movimiento y la deformación de la materia, cuando es sometida a esfuerzos externos.

Los modelos varían según la relación entre el esfuerzo y velocidad de corte como se detalla en las ecuaciones 6, 7 y 8 explicadas en la [Tabla 1](#).

Para estimar el perfil de velocidad de fluido a través de la fractura, se inicia con el balance de la ecuación de movimiento (Ecuación 2) y el esfuerzo de corte se iguala al modelo reológico que satisface el comportamiento del fluido de perforación. Para el caso de estudio corresponde a la ley de potencia (Ecuación 3) En la [Figura 1](#) se observan un comportamiento típico de un perfil de velocidad.

$$\tau_{zl} = -\frac{\partial p}{\partial l} Z \quad (2)$$

$$\tau_{lz} = -k * \frac{\partial l^n}{\partial z} \quad (3)$$

Luego de igualar las ecuaciones 2 y 3, integrar y despejar se obtiene velocidad en la ecuación 4 y la velocidad promedio ecuación 5

$$v_l = -\left(\frac{\partial p}{\partial l}\right)^{1/n} \frac{n}{k^{1/n(n+1)}} \left(\left(\frac{w}{2}\right)^{\frac{1}{n}+1} - Z^{\frac{1}{n}+1}\right) \quad (4)$$

$$v_l(\text{promedio}) = \left(\frac{\partial p}{\partial l}\right)^{1/n} \frac{nw^{(n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n} * k^{1/n}} \quad (5)$$

El procedimiento de la ecuación 2 a la 5 se aplica a los demás modelos reológicos con el fin de determinar las ecuaciones de velocidad, los cuales se resumen en la [Tabla 1](#).

Donde w es el ancho de fractura en metros (m), n es el índice de comportamiento de fluido (adimensional), z es la variación del espesor de fractura en metros (m), τ_0 es el esfuerzo de corte inicial en pascales (Pas) y v_l es la velocidad en metros por segundo (m/s).

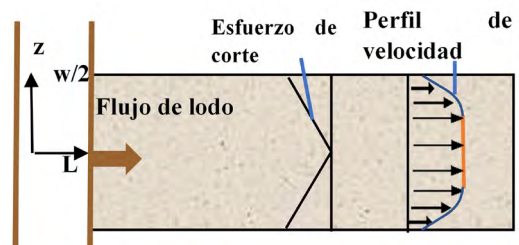


Figura 1. Comportamiento del perfil de velocidad típico y esfuerzo de corte.

Tabla1. Modelos reológicos principales.

Modelo	Descripción	Modelo Reológico	Perfil de velocidad
Plástico de Bingham	Describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita, para iniciar el flujo (punto cedente) y luego, presenta una viscosidad constante.	$\tau = \tau_y + \mu p \cdot \gamma$ (6)	$v_r = -\frac{\partial p}{\partial r} \frac{1}{2\mu} \left(\left(\frac{w}{2} \right)^2 - \frac{\Delta r * \tau_o^2}{\Delta P} \right) + \frac{\tau_o}{\mu} \left(\frac{\Delta r * \tau_o}{\Delta P} - \frac{w}{2} \right) \text{ if } r < \frac{2L\tau_o}{\Delta P}$ (9)
			$v_r = -\frac{\partial p}{\partial r} \frac{1}{2\mu} \left(\left(\frac{w}{2} \right)^2 - Z^2 \right) + \frac{\tau_o}{\mu} \left(Z - \frac{w}{2} \right) \text{ if } r > \frac{2L\tau_o}{\Delta P}$ (10)
Ley de potencia	Es un modelo de dos parámetros, para el cual, la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta.	$\tau = K\gamma^n$ (7)	$v_r = -\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^{1/n} \frac{n}{k^{1/n}(n+1)} \left(\left(\frac{w}{2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - Z^{\frac{1}{n}+1} \right)$ (11)
Herschel-Bulkley	Es el resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos, de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia.	$\tau = \tau_y + K\gamma^n$ (8)	$v_r = \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \frac{1}{\left(\frac{1}{n} + 1 \right) k^{1/n}} \left((Z - Z_p)^{\frac{1}{n}+1} - \left(\frac{w}{2} - Z_p \right)^{\frac{1}{n}+1} \right)$ (12)
			$v_r = -\frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \frac{1}{\left(\frac{1}{n} + 1 \right) k^{1/n}} \left(\frac{w}{2} - Z_p \right)^{\frac{1}{n}+1}$ (13)

Luego de generar los modelos, el siguiente paso es la validación, para ello se toman los datos publicados de la [Tabla 2](#).

En la [Figura 2](#) se resalta la precisión y confiabilidad del modelo implementado ya que presenta un error cercano a cero. Con el perfil de velocidad y el tiempo de exposición se calcula el volumen acumulado de fluido que pasa a través de la fractura y se compara con los resultados del modelo físico.

Metodología

Fase de diseño

Basado en el trabajo de maestría desarrollado por [Uribe-Joya y Vargas-Silva \(2023\)](#), quienes toman una muestra de la Formación Los Santos, de la zona norte

de la Mesa de Los Santos. La muestra pertenece al Miembro Inferior de la formación que comúnmente se describe como de grano fino a muy grueso, tiene un alto contenido de matriz arcillo-arenosa que reduce significativamente la permeabilidad por tanto no hay pérdidas por filtrado durante el experimento. Tiene 5% de porosidad intergranular primaria asociada a microporosidad de la matriz y porosidad secundaria inferior al 10% asociado a microfracturas. A continuación, se detalla el procedimiento experimental.

Preparación de la muestra: la muestra fue impermeabilizada sin afectar la zona de contacto con el fluido, utilizando una resina química que al mezclarse con un catalizador se endurece al secarse y deja una superficie completamente lisa en las paredes externas de la muestra ([Figura 3](#)).

Tabla 2. Datos para validar el modelo numérico.

Reología	K pas*s ⁿ	n	τ ₀ (Pas*s)	W (m)	ΔP	Referencia
Herschel-Bulkley	0,2231	0,7	2,5	0,001	40-60-80-100 kPas/m	Sun y Huang (2015)
Ley de potencia	0,005	0,3	N. A	0,001	1-5-75 Pas/m	Lavrov (2015)

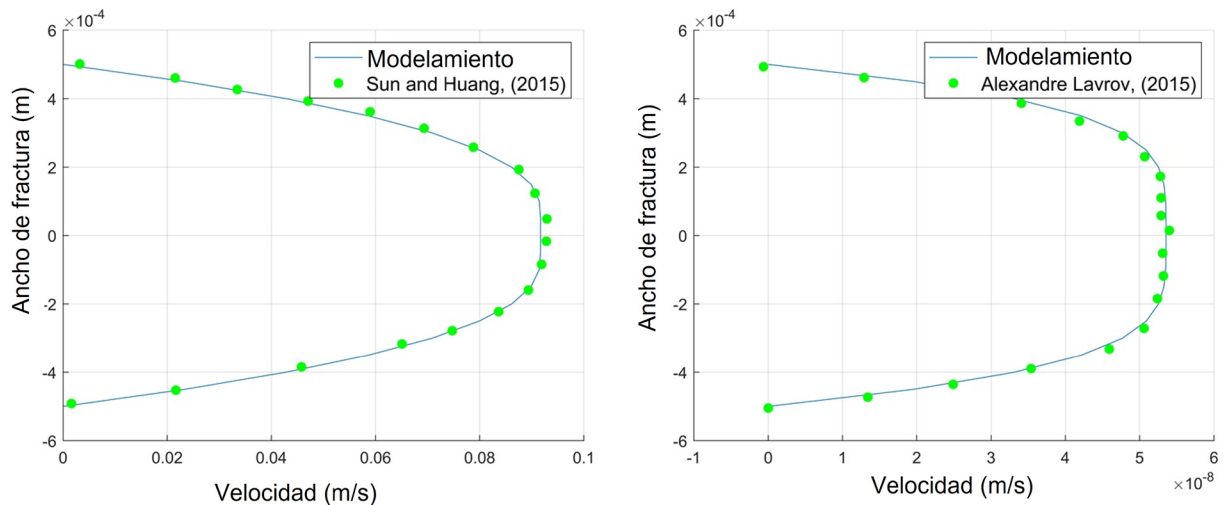


Figura 2. Perfil de velocidad para ley de potencia y ley de potencia modificada.



Figura 3. Muestra de la Formación Los Santos, Miembro Inferior.

Diseño de fractura: se diseñó la fractura, con continuidad vertical, ancho de fractura de 1,7 mm y 2,2 mm y una longitud de 60 mm como se observa en la Figura 4.



Figura 4. Fractura tipo planar diseñada en laboratorio para la muestra de la Formación Los Santos.

Diseño de lodos: se diseñaron dos lodos, el primero con mayor contenido de bentonita, esto con el fin de incrementar el valor de la viscosidad, medida en el viscosímetro de Fann.

Reología del lodo: se tomaron lecturas de esfuerzo de corte a $\Theta 300$ y $\Theta 600$ para cada lodo. Luego se calculó la viscosidad aparente (VA) a través de la ecuación 14

$$VA(cP) = \theta_{600}/2 = \frac{(41)}{2} = 20,5 \quad (14)$$

Posteriormente, se realizó el cálculo de la viscosidad plástica (VP) ecuación 15.

$$VP(cP) = \theta_{600} - \theta_{300} = 41 - 27 = 14 \quad (15)$$

La viscosidad plástica también depende de la viscosidad de la fase fluida, cuando la viscosidad del agua disminuye a medida que aumenta la temperatura, la viscosidad plástica disminuye proporcionalmente. Lo anterior es importante mencionarlo ya que en yacimientos geotérmicos se caracterizan por tener presencia de fracturas. El cálculo del punto de cedencia o Yield Point (YP) se realizó de acuerdo a la ecuación 16 descrita como:

$$YP \left(\frac{lb}{pies^2} \right) = \theta_{300} - VP = 27 - 14 = 13 \quad (16)$$

La Tabla 3 muestra los valores de reología calculados y con los valores del viscosímetro de lodo a $\Theta 300$ y $\Theta 600$.

Tabla 3. Propiedades reológicas de lodos de perforación diseñados en laboratorio.

Propiedades reológicas	Lodo 1	Lodo 2
Cantidad de Bentonita (g)	95	80
Lectura Viscosímetro de lodo Θ 600 (lb/ft ²)	41	26
Viscosímetro de lodo Θ 300 (lb/ft ²)	27	15
Viscosidad aparente	20,5	13
Velocidad de rotación RPM (ω)	600	600
Velocidad de corte γ (1/seg)	1021,8	1021,8
Esfuerzo cortante (τ) en (lb/100 ft ²)	43,7798	27,7628
Viscosidad plástica PV (Cp)	14	11
Yield Point (YP) (lb /100 ft ²)	13	4

Fase de aplicación

Se realizaron tres ensayos por cada lodo de perforación, cada ensayo consistió en:

Paso 1: Verter lodo sobre la fractura, asegurando que siempre estuviera cubierta de lodo, simulando el hecho de que la cara de pozo siempre está expuesta al lodo, hasta colocar revestimiento.

Paso 2: El flujo será generado por efecto de la gravedad a presión atmosférica. El volumen ingresado fue de 1,0 L

Paso 3: Se divide el lodo en recipientes de 0,25 L, 0,5 L, 0,75 L y 1,0 L.

Paso 4: Con la ayuda de un cronómetro, se toma el tiempo que se demora en pasar cada uno de los volúmenes, realizando la toma 3 veces y promediando los resultados

Paso 5: El lodo es recolectado cada vez que pasa a través de la fractura y medido para confirmar que no se hayan generado pérdidas.

La [Figura 5](#) muestra la entrada y salida del fluido de perforación a través de la fractura.

Resultados

Los resultados de los ensayos se presentan en las [Tablas 4](#) a la [7](#) (los resultados se reportan en litros por facilidad de comprensión. Un litro equivale a 0,001 m³). Estos valores muestran que el lodo 1, es decir, el que tiene valores de viscosidad más altos en comparación con el lodo 2, tarda mayor tiempo en circular por la fractura. Es importante resaltar que después de cada ensayo se cuantificó el lodo para medir la pérdida de fluido a través de la matriz, pero en todos los casos el fluido circuló únicamente por la fractura manteniendo la misma cantidad de volumen inicial.



Figura 5. Entrada y salida de lodo a través de la fractura planar presente en la muestra.

Tabla 4. Resultados del lodo 1 en la fractura de 1,7 mm.

Lodo 1							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)
1	1012	1	781	1	876	1	889,7
0,75	657	0,75	669	0,75	760	0,75	695,3
0,5	468	0,5	396	0,5	481	0,5	448,3
0,25	189	0,25	206	0,25	199	0,25	198,0

Tabla 5. Resultados del lodo 2 en la fractura de 1,7 mm.

Lodo 2							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)
1	361	1	293	1	280	1	311,3
0,75	272	0,75	205	0,75	202	0,75	226,3
0,5	179	0,5	125	0,5	63	0,5	122,3
0,25	74	0,25	82	0,25	59	0,25	71,7

Tabla 6. Resultados del lodo 1 en la fractura de 2,3 mm.

Lodo 1							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)
1	133	1	113	1	128	1	124,7
0,75	92	0,75	82	0,75	79	0,75	84,3
0,5	55,12	0,5	53	0,5	58	0,5	55,4
0,25	31,1	0,25	28	0,25	31	0,25	30,0

Tabla 7. Resultados del lodo 2 en la fractura de 2,3 mm.

Lodo 2							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)
1	81	1	87	1	76	1	81,3
0,75	64	0,75	67	0,75	61	0,75	64,0
0,5	48	0,5	39,3	0,5	32,3	0,5	39,9
0,25	15,5	0,25	18,13	0,25	15,6	0,25	16,4

Así como se implementa el modelo físico, también se utiliza la ecuación 5 y se calcula el perfil de velocidad promedio para cada lodo y fractura como se detalla en la [Tabla 8](#):

Para la aplicación de la ecuación 5, se sigue el siguiente procedimiento.

- Calcular los valores de k y n a partir de las lecturas reológicas registradas en la [Tabla 3](#).
- El diferencial de presión solo estará dado por la presión atmosférica y el producto de la densidad por la gravedad.
- El ancho de fractura se toma el indicado en la fase de diseño mencionada en el ítem Diseño de fractura.
- Con la velocidad promedio, el área de entrada de fluido que es el producto del ancho de fractura por la longitud de la fractura ($w*L$) y diferentes tiempos, se calcula el caudal de flujo a través de la misma.

Tabla 8. Resultados de implementar la ecuación 5.

Lodo 1 ancho 1,7 mm		Lodo 1 ancho 2,3 mm		Lodo 2 ancho 1,7 mm		Lodo 2 ancho 2,3 mm	
Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)	Volumen (L)	Tiempo (s)
0	0	0	0	0	0	0	0
0,04	50	0,05	10	0,16	50	0,11	10
0,08	100	0,09	20	0,31	100	0,22	20
0,12	150	0,14	30	0,47	150	0,33	30
0,16	200	0,18	40	0,63	200	0,44	40
0,2	250	0,23	50	0,78	250	0,55	50
0,25	300	0,27	60	0,94	300	0,65	60
0,29	350	0,32	70	1,1	350	0,76	70
0,33	400	0,37	80	1,25	400	0,87	80
0,37	450	0,41	90			0,98	90
0,41	500	0,46	100				
0,45	550	0,5	110				
0,49	600	0,55	120				
0,53	650	0,59	130				
0,57	700						
0,61	750						
0,65	800						
0,69	850						
0,74	900						

Discusión de resultados

Tomando los resultados experimentales de las Tablas 4 – 7 y los resultados teóricos de la ecuación 5 definida para ley de potencia, documentados en la Tabla 8.

Se realizan las comparaciones comprobando que el modelo numérico sí representa el modelo físico (Figura 6-9).

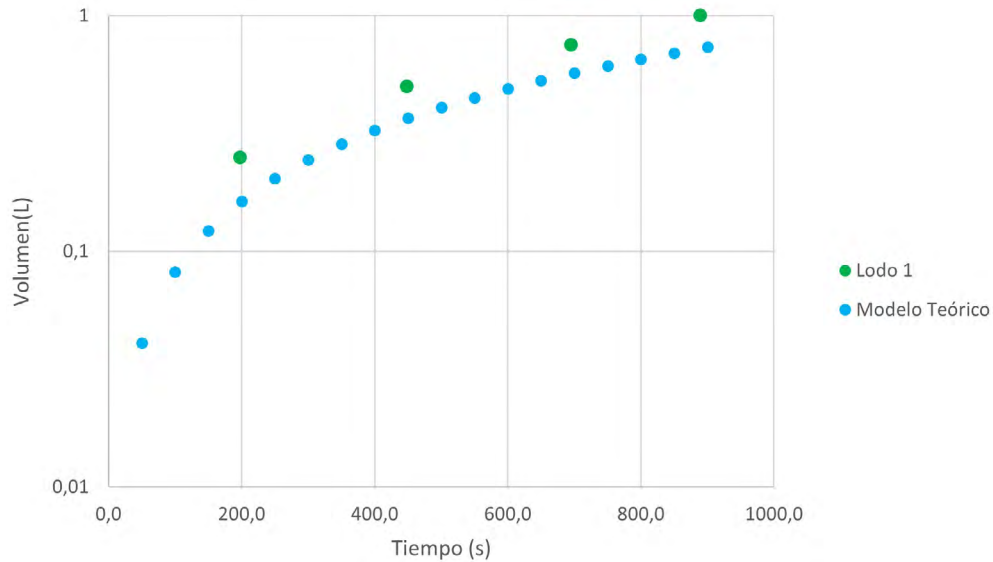


Figura 6. Valores teóricos y experimentales para fractura de 1,7 mm y lodo tipo 1.

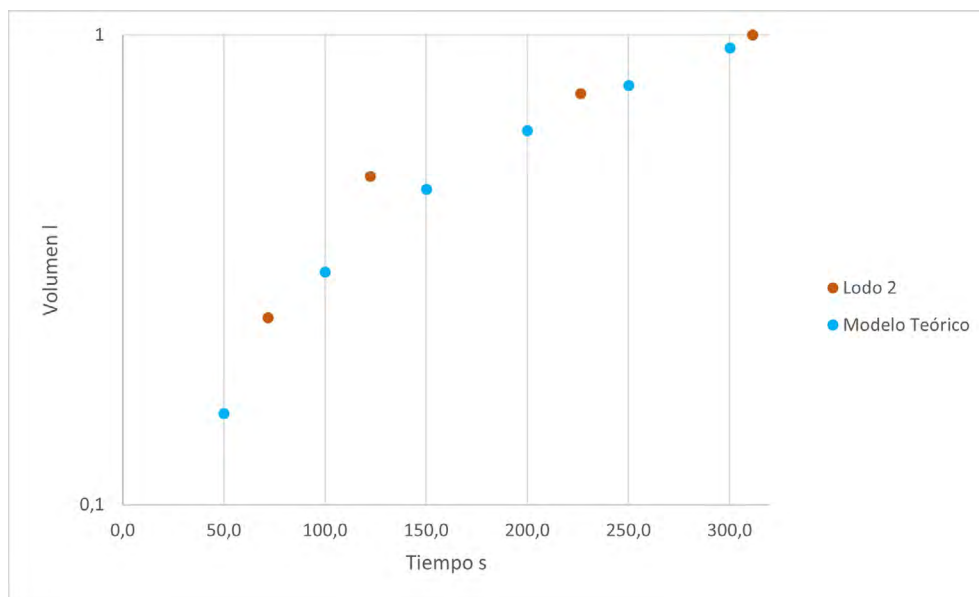


Figura 7. Valores teóricos y experimentales para fractura de 1,7 mm y lodo tipo 2.

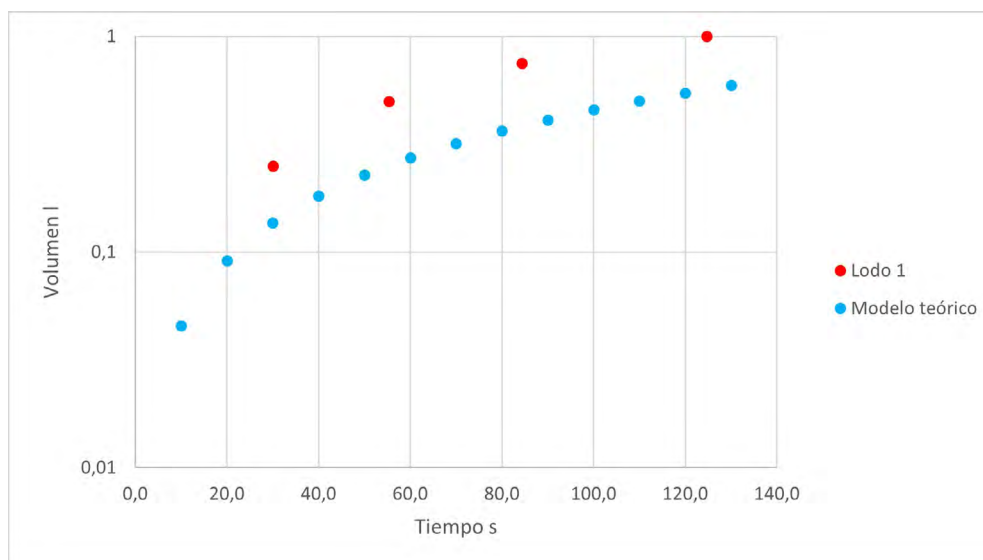


Figura 8. Valores teóricos y experimentales para fractura de 2,3 mm y lodo tipo 1.

Para las Figuras 6 y 7 que corresponden a la fractura de 1,7 mm, se observa un excelente ajuste en el volumen acumulado que pasa a través de la fractura, especialmente para el lodo 2 de menor viscosidad con un error del 3%. Para el caso de la fractura de 2,3 mm, lodo 2, también se presenta un buen ajuste con un error del 9%. Para el lodo 1 hay una diferencia en el ajuste cercana al 35%, aunque la tendencia se mantiene. Lo anterior se puede deber al efecto de la rugosidad de las paredes de fractura. Ozdemirtas *et al.* (2007) con ayuda de la teoría de lubricación de Reynolds, analizan la rugosidad superficial y el ancho

de la fractura, apoyados en datos de laboratorio de muestras de areniscas de Berea, limestone de Indiana y granito, concluyendo que la rugosidad disminuye las pérdidas de fluido. Así mismo, Lavrov (2013) en su investigación concluye que, en una fractura de paredes rugosas, la apertura hidráulica equivalente disminuye. Lo anterior soporta que el valor teórico de la Figura 6 y 8 para lodo más viscoso, es inferior al dato experimental, ya que faltaría incluir corrección en el modelo por rugosidad. Esto es más evidente para lodos viscosos que se dificulta más su movimiento.

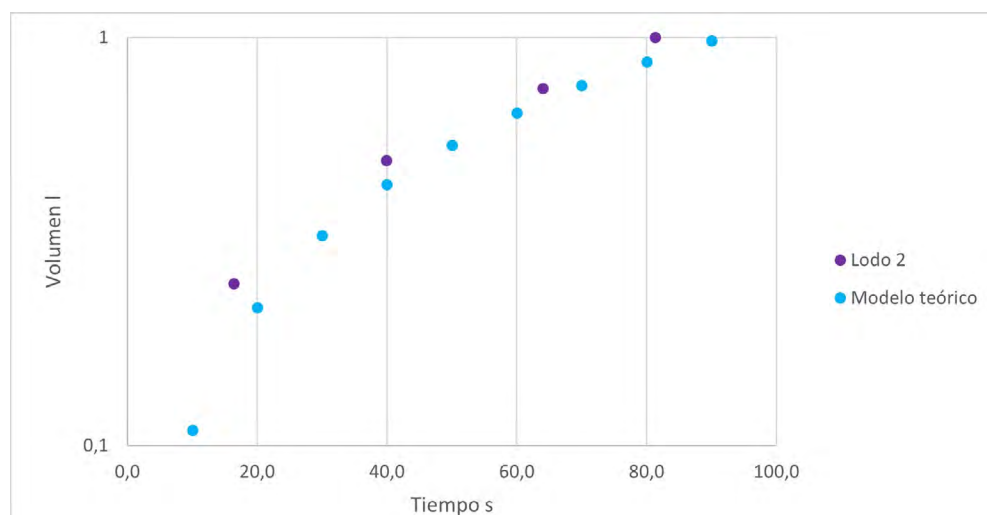


Figura 9. Valores teóricos y experimentales para fractura de 2,3 mm y lodo tipo 2.

Para lodos de baja viscosidad o newtonianos el efecto es inferior como se observa en las Figuras 7 y 9, aun así, se recomienda también realizar corrección por rugosidad. En conclusión, se puede confirmar que el modelo reproduce el fenómeno real. Por lo anterior, este modelo puede ser utilizado para reproducir escenarios de pérdidas de lodo en campo, en función de estudios de caracterización de fracturas y fallas como es el caso reportado por Mejía *et al.* (2012) quienes describen las fallas presentes en una zona con potencial de energía geotérmica.

Conclusiones

El modelo físico realizado, mostró el flujo de lodo a través de una fractura en una muestra de roca, evitando así el escalado del material. La presión y la gravedad son variables que en el modelo y en la realidad tienen una relación uno a uno, lo que facilita su análisis. La densidad de lodo fue escalada en laboratorio.

La metodología que combina el modelo matemático con el modelo físico mostró una buena correlación entre los resultados, confirmando que es válida para analizar diferentes tipos de fluido.

El experimento y su correlación con el modelo numérico permite proponer una metodología, para una vez convertidos los datos a coordenadas radiales, analizar escenarios reales de pérdidas de lodo a través de fracturas en campo.

La rugosidad puede afectar la estimación teórica de las pérdidas de lodo a través de fracturas, por tanto,

se recomienda hacer la corrección cuando se realicen escalados a campo.

Agradecimientos

Agradecimientos al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo de la Universidad Industrial de Santander por las asesorías brindadas y la confianza para desarrollar este proyecto.

Referencias

- Avila-Parra, J.S; Ramirez-Boada, C.A. (2019). Análisis de tiempos totales de perforación, identificación de mejores prácticas y selección de tiempos de referencia para aplicar a las campañas de perforación de un campo de ECOPETROL. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Bratton, T.; Canh, D.V.; Van Que, N.; Duc, N.V.; Gillespie, P.; Hunt, D.; Li, B.; Marcinew, R.; Ray, S.; Montaron, B.; Nelson, R.; Schoderbek, D.; Sonneland, L. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), 4-23.
- Hubbert, M.K. (1937). Theory of scale models as applied to the study of geological structures. *GSA Bulletin*, 48(10), 1459-1520. <https://doi.org/10.1130/GSAB-48-1459>
- Lietard, O.; Unwin, T.; Guillot, D.; Hodder, M. (1996). Fracture width LWD and drilling mud/LCM selection guidelines in naturally fractured

- reservoirs. *European Petroleum Conference*, Milan, Italy. <https://doi.org/10.2118/36832-MS>
- Lavrov, A.; Tronvoll, J. (2004). Modeling Mud Loss in Fractured Formations. *Abu Dhabi International Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, United Arab Emirates. <https://doi.org/10.2118/88700-MS>
- Lavrov, A.; Tronvoll, J. (2005). Mechanics of Borehole Ballooning in Naturally-Fractured Formations. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Kingdom of Bahrain. <https://doi.org/10.2118/93747-MS>
- Lavrov, A. (2013). Numerical modeling of steady-state flow of a non-Newtonian power-law fluid in a rough-walled fracture. *Computers and Geotechnics*, 50(0266), 101-109. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2013.01.004>
- Lavrov, A. (2015). Flow of truncated power-law fluid between parallel walls for hydraulic fracturing applications. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 223, 141-146. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2015.06.005>
- Mejía, E.L.; Velandia, F.; Zuluaga, C.A.; López, J.A.; Cramer, T. (2012). Análisis estructural al noreste del volcán Nevado del Ruíz, Colombia - Aporte a la exploración geotérmica. *Boletín de Geología*, 34(1), 27-41.
- Moazzeni, A.R.; Nabaei, M.; Ghadami, S. (2011). Non-productive Time Reduction Through a Deep Rig Time Analysis: Case Study. *SPE Digital Energy Conference and Exhibition*. The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/142799-MS>
- Ozdemirtas, M.; Babadagli, T.; Kuru, E. (2009). Experimental and numerical investigations of borehole ballooning in rough fractures. *SPE Drilling Completion*, 24(02), 256-265. <https://doi.org/10.2118/110121-PA>
- Sanfillippo, F.; Brignoli, M.; Santarelli, F.J.; Bezzola, C. (1997). Characterization of conductive fractures while drilling. *SPE European Formation Damage Conference*, The Hague, Netherlands. <https://doi.org/10.2118/38177-MS>
- Sun, Y.; Huang, H. (2015). Effect of rheology on drilling mud loss in a natural fracture. *49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, San Francisco, California.
- Vargas, D.A.; Calderon, Z.H.; Mateus, D.C. (2019). Assessment of the drilling fluid losses phenomenon in naturally-fractured reservoir by numerical modeling that couples fracture plane and permeable zone. *ISRM 8th International Symposium Geomechanics*, Bucaramanga, Colombia.
- Uribe-Joya, L.; Vargas-Silva; D.A. (2023). Physical model to simulate drilling fluid losses in low pressure zones. *10º Simposio Internacional de Geomecánica*, Bucaramanga, Colombia.
- Xia, Y.; Jin, Y.; Chen, M. (2015a). Comprehensive methodology for detecting fracture aperture in naturally fractured formations using mud loss data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 515-530. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.017>
- Xia, Y.; Jin, Y.; Chen, M.; Chen, K.P.; Lin, B.T.; Hou, B. (2015b). Hydrodynamic modeling of mud loss controlled by the coupling of discrete fracture and matrix. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 129, 254-267. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.026>

Fecha de recibido: 08 de noviembre de 2023

Fecha de aceptado: 23 de enero de 2024
