

ANÁLISIS REOLÓGICO PARA PREDECIR Y MEJORAR EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO

Camilo Andrés Cárdenas Medina¹, John Jairo Sánchez Martínez²,
Emiliano Ariza León³, Werney Machuca Boada⁴

RESUMEN

La predicción de las pérdidas de presión en un pozo y la presión del Stand pipe (valor real de las pérdidas de presión del sistema) son valores que difieren en la perforación de un pozo. La metodología elaborada en este estudio busca disminuir dicha diferencia por medio de un análisis comparativo de los modelos reológicos existentes con el fin de encontrar el modelo que mejor se ajusta al comportamiento hidráulico del pozo y con esto optimizar el valor encontrado en la simulación. Dicha metodología fue aplicada al pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, en cada una de las secciones del pozo y sus resultados podrán ser utilizados en proyectos del área.

Palabras claves: Hidráulica, Reología, Modelos reológicos, Presión del standpipe, Pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

RHEOLOGICAL ANALYSIS TO PREDICT AND IMPROVE THE HYDRAULIC BEHAVIOR IN WELL DRILLING

ABSTRACT

The prediction of the well pressure loss and the standpipe pressure (real value of the system pressure loss) are values that differ in the well drilling operation. The methodology that was elaborated in this study has the goal to decrease that difference using a comparative analysis of rheological models finding the best model to describe the hydraulic behavior and with this, achieve the optimization of simulated value. The methodology was implemented in each section of the well ANH-PATIA-1-ST-P, and the results could be applied in projects of the same area.

Key words: Hydraulics, Rheology, Rheological models, Standpipe pressure, Well ANH-PATIA-1-ST-P.

INTRODUCCIÓN

La hidráulica es fundamental dentro del diseño y perforación de un pozo, debido a que desarrolla funciones tales como la limpieza del hueco y el mantenimiento de la presión estable del sistema. Por tanto, el estudio de la hidráulica de perforación ha constituido uno de los frentes de investigación más importantes en la actualidad dentro de la industria de los hidrocarburos con el objetivo de mejorar la operación de perforación del pozo y disminución de costos operacionales [1].

Las pérdidas de presión en el sistema de circulación se deben a la fricción del fluido y son determinadas en el manómetro de la tubería parada (stand pipe); es importante conocer con exactitud su valor para seleccionar apropiadamente las boquillas de la broca, determinar el caudal óptimo para una buena limpieza del hueco y seleccionar el pistón adecuado de la bomba de lodo, además ayuda a identificar problemas que ocurren en fondo de pozo [2].

1. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

2. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

3. Candidato a PhD en Ingeniería Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: earizal@uis.edu.co

4. Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

La predicción del comportamiento hidráulico de un pozo es una de las etapas de la planeación de un proyecto de perforación donde se calculan las pérdidas de presión del sistema, que pueden diferir del comportamiento real. Por tal razón, es importante aumentar la exactitud de los resultados, para garantizar el éxito de las decisiones que se tomen a partir de estos [3].

La metodología de optimización de la hidráulica de perforación por comportamiento reológico que se desarrolló en este proyecto consistió en realizar un análisis comparativo de las pérdidas de presión simuladas con cada uno de los modelos reológicos empleando el software WELLPLAN 5000.1 de Landmark, Halliburton licencia académica con las pérdidas de presión reales (leídas en el stand pipe durante la perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, el cual fue perforado en el año 2012 por la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS para la Agencia Nacional de Hidrocarburos; este proceso se realizó con el objetivo de encontrar el modelo reológico que más se ajustara al comportamiento real.

Este trabajo inició con la selección y recopilación de la información necesaria para realizar la simulación de las pérdidas de presión en el sistema, al mismo tiempo se registraron las presiones del stand pipe del pozo. Posteriormente, se desarrollaron los cálculos de las pérdidas de presión con cada uno de los modelos reológicos existentes empleando el software, y se realizó un análisis comparativo entre las pérdidas de presión simuladas en el sistema y la presión en el stand pipe, encontrando el modelo reológico que más representó al comportamiento del pozo. A partir de los resultados se planteó una metodología que puede implementarse en otros proyectos de perforación con el objetivo de monitorear periódicamente las presiones en el stand pipe respecto las presiones simuladas con el modelo reológico más exacto, permitiendo detectar posibles problemas operacionales.

MODELOS REOLÓGICOS

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, que describe el comportamiento del fluido de perforación en el sistema de circulación del taladro [4].

2.1 MODELO DE NEWTON

El modelo de Newton (ecuación 1) es aquel que representa el comportamiento de los fluidos en flujo laminar en los que existe una relación lineal entre el

esfuerzo de corte (τ) y la velocidad de corte (γ), en donde la constante de proporcionalidad es la viscosidad (μ), la cual permanece constante siempre y cuando las condiciones de presión y temperatura no varíen.

$$\tau = (\mu * \gamma) \quad (1)$$

2.2 MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM

El modelo plástico de Bingham (ecuación 2) es usado ampliamente en el campo para aproximar el comportamiento pseudoplástico (bajas viscosidades a altas velocidades de corte y viceversa) de los fluidos de perforación cuando presentan flujo laminar. Este modelo supone un comportamiento lineal de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, en donde la constante de proporcionalidad será la viscosidad plástica (P_v), pero en lugar de la línea recta cruzar el origen como sucede con los fluidos Newtonianos, esta corta el eje Y en el valor mínimo de esfuerzo de corte, conocido como “yield point” o punto cedente (Y_p), que se debe aplicar para que empiece a fluir el fluido.

$$\tau = (P_v * \gamma) + Y_p \quad (2)$$

2.3 LEY DE LA POTENCIA

El modelo de ley de la potencia (ecuación 3) es usado para aproximar el comportamiento pseudoplástico de los fluidos de perforación, pero a diferencia del modelo de Bingham, este no supone una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte [5].

$$\tau = k * \gamma^n \quad (3)$$

En donde K representa el índice de consistencia, que se define como un análogo de la viscosidad aparente del fluido, por lo tanto, altos valores del índice de consistencia significan que el fluido será espeso o viscoso. El término n es el índice de comportamiento de flujo, el cual indica el grado la desviación respecto al comportamiento del fluido Newtoniano; si n es igual a 1 entonces el fluido se comporta como un fluido newtoniano, si es <1, representa un fluido pseudoplástico, mientras que si es >1, se comporta como un fluido dilatante (la viscosidad aumenta a medida que aumenta la velocidad de corte).

A diferencia del modelo plástico de Bingham, el modelo de la ley de la potencia describe de manera más exacta el comportamiento hidráulico a bajas velocidades de corte, pero excluye el esfuerzo de corte mínimo inicial.

2.4 MODELO DE HERSCHEL - BULKLEY

El modelo de Herschel – Bulkley o también llamado “Ley de la Potencia Modificada” [6]. (ecuación 4) describe el comportamiento de la mayoría de los fluidos de perforación, ya que es el mismo modelo de la ley de la potencia, pero con el término del esfuerzo de corte mínimo inicial (τ_0).

$$\tau = (k * \gamma^n) + \tau_0 \quad (4)$$

La Figura 1 presenta la comparación de los reogramas de los modelos reológicos de Newton: plástico de Bingham, ley de la potencia y Herschel – Bulkley

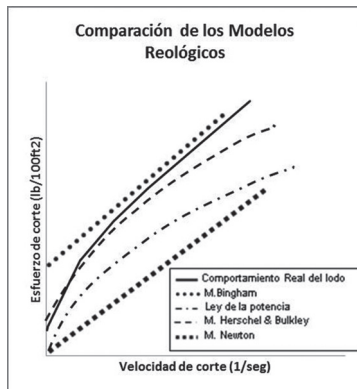


Figura 1. Gráfica comparativa de los modelos reológicos.

3. SELECCIÓN DE DATOS Y PREDICCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN.

El pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico con profundidad final de 12.100 ft. Está ubicado en jurisdicción del municipio Mercaderes, Departamento del Cauca, en la Cuenca Cauca–Patía. Para la predicción de la hidráulica de perforación se seleccionaron datos operacionales, geometría del pozo y de cada uno de los equipos utilizados y datos reológicos.

Una vez realizada la selección y recopilación de la información, se continuó con el procesamiento de ésta, en el software WELLPLAN. Se realizó una predicción para cada una de las secciones del pozo como se observa, junto con el estado mecánico del pozo, en la Figura 2.

La predicción de las pérdidas de presión se desarrollaron implementado cada uno de los modelos reológicos existentes (modelo plástico de Bingham, Ley de la Potencia y el modelo de Herschel - Bulkley), utilizando tanto datos de viscosidad plástica (PV) y punto cedente (YP) como las lecturas del viscosímetro para el modelo Plástico de Bingham, razón por la cual se tienen dos

simulaciones para éste modelo, mientras que para la Ley de la Potencia y el modelo de Herschel – Bulkley sólo se contaba con las lecturas del viscosímetro (no se conocían los valores de n y k), motivo por el cual se obtuvo tan sólo una simulación por cada modelo. La opción de simular las pérdidas de presión ingresando datos de PV y YP o con las lecturas del viscosímetro es una alternativa que el software deja a disposición del usuario.

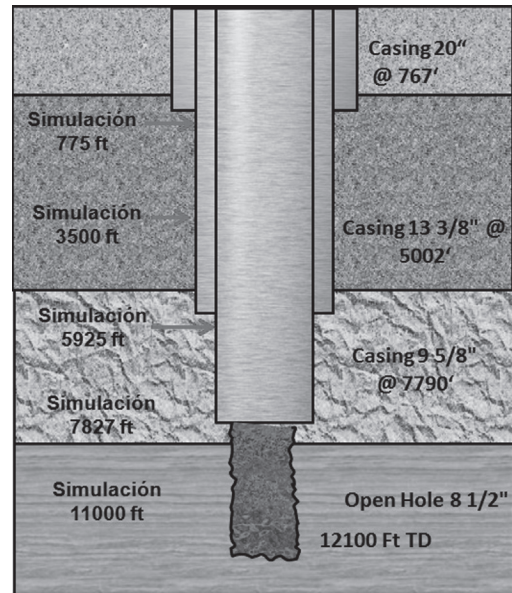


Figura 2. Estado mecánico para la simulación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS COMPARATIVO

El análisis comparativo entre la predicción de las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P y la presión en el stand pipe (leído en campo directamente), se desarrolló para cada una de las cuatro secciones, evaluando los modelos reológicos (modelo plástico de Bingham, Ley de la Potencia y el modelo de Herschel - Bulkley). Los resultados de las predicciones junto con las presiones en el stand pipe a las respectivas profundidades se encuentran en la Tabla 1.

En el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P y el valor de las lecturas de presión del stand pipe para cada una de las cinco profundidades, se evaluó el modelo reológico que mejor describe las pérdidas de presión en el sistema. En la Tabla 2 se presentan los resultados del modelo reológico que mejor describe las pérdidas de presión en el sistema con los resultados del análisis comparativo entre la simulación de las pérdidas de presión para cada una de las profundidades analizadas.

Según los resultados presentados en la Tabla 2, los modelos reológicos de Bingham y Herschel – Bulkley son aquellos que representan mejor las pérdidas de presión en el sistema del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P con

un error porcentual mínimo de 0,7% y un máximo de 6,7%, disminuyéndose de tal forma la diferencia entre la predicción de la hidráulica y el comportamiento real (optimización de la hidráulica).

Tabla 1. Resultados de las predicciones de las pérdidas de presión y la presión en el Stand Pipe.

Profundidad (ft)	Presión en el stand pipe (psi) *	Predicción de las pérdidas de presión (psi)			
		Bingham – PV y YP	Bingham – Lecturas del Viscosímetro	Ley de la Potencia	Ley de la potencia modificada
775	2737	2868,79	2994,12	2267,81	2617,86
3500	2789	2550,65	2601,23	2189,32	2288,02
5925	1894	1880,46	1956,39	1310,42	1472,15
7827	2301	2489,63	2507,3	2067,54	2155,11
11000	3279	3097,37	3155,03	2651,69	2798,51

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Tabla 2. Modelo reológico representativo para cada sección.

Sección (ft)	Modelo reológico representativo	Profundidad de la simulación [ft]	Presión en el stand pipe [psi]*	Pérdida de presión simulada [psi]	Error porcentual
No. 1 [0 – 775]	Herschel & Bulkley	775	2737	2617,86	4,4
No. 2 [775 – 5010]	Bingham	3500	2789	2601,23	6,7
No. 3 [5010 – 7801]	Bingham	5925	1894	1880,46	0,7
No. 4 [7081 – 12100]	Herschel & Bulkley	7827	2301	2155,11	6,3
	Bingham	11000	3279	3155,03	3,8

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

Tabla 3. Modelo reológico general para todas las secciones.

Sección (ft)	Modelo Reológico Representativo	Profundidad de la simulación [ft]	Presión en el Stand Pipe [psi]*	Pérdida de Presión simulada [psi]	Error Porcentual
No. 1 [0 – 775]	Modelo de Bingham	775	2737	2868,79	4,8
No. 2 [775 – 5010]		3500	2789	2601,23	6,7
No. 3 [5010 – 7801]		5925	1894	1880,46	0,7
No. 4 [7081 – 12100]		7827	2301	2489,63	8,2
		11000	3279	3155,03	3,8

*Presión que representa el valor real de las pérdidas de presión en el sistema.

A la profundidad de 11.000 ft se encontró que el modelo de Herschel – Bulkley es el que mejor describe el comportamiento del fluido de perforación como se puede observar en el reograma de la Figura 3.

La buena tendencia de los resultados de campo comparados con el modelo, se logró debido a que se tuvieron en cuenta parámetros como la inclinación del pozo, las pérdidas de presión en los tool joint y el efecto de la temperatura.

Una vez lograda la aproximación al modelo, se buscó encontrar una mínima diferencia entre la presión del stand pipe y las simulaciones de las pérdidas de presión para cada una de las secciones del pozo, se analizó la implementación del modelo reológico más representativo para la predicción de las pérdidas de presión en todas las secciones, con el fin de que se pueda utilizar en futuros proyectos de perforación de pozos aledaños en la cuenca Cauca - Patía, si se perforará con un fluido similar. El modelo reológico

que representa mejor el comportamiento en todas las secciones del pozo es el de Bingham; los resultados se muestran en la Tabla 3.

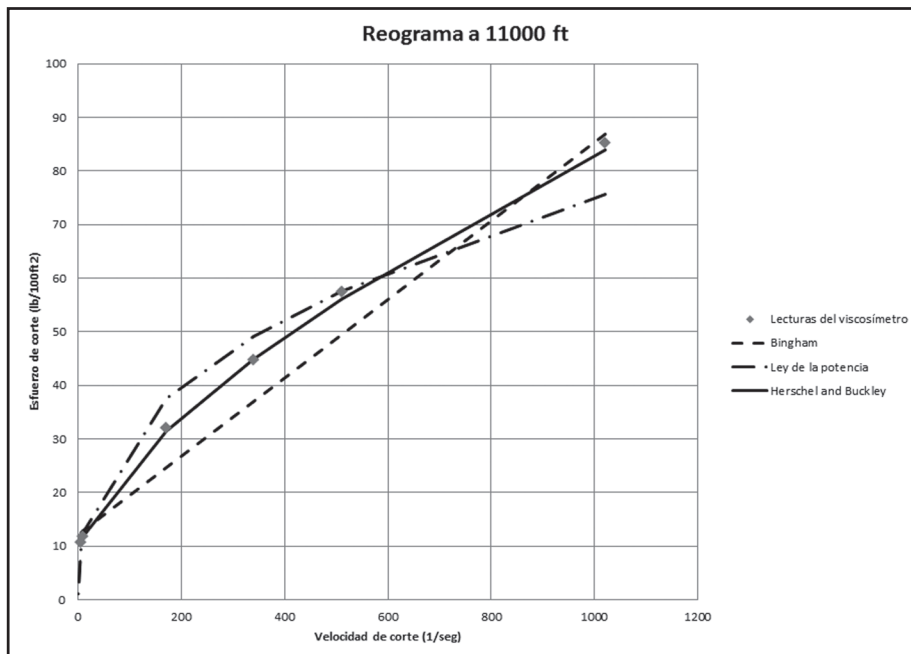


Figura 3. Reograma a 11000 ft.

5. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN POR COMPORTAMIENTO REOLÓGICO

Como resultado de la experiencia alcanzada durante este proyecto, se planteó una metodología para que sea aplicada durante la perforación de un pozo, a fin de evaluar la hidráulica de perforación para tomar los correctivos necesarios que permitan el éxito de la operación.

Una forma de contribuir a conocer la hidráulica de perforación y posteriormente su optimización, consiste en encontrar el modelo reológico que simule las pérdidas de presión con la mayor exactitud comparadas con las reales (valor real de las pérdidas de presión del sistema de circulación del pozo leídas en el stand pipe). Esto se realiza con el fin de tener valores más confiables para la toma de decisiones y poder detectar posibles problemas que se estén presentando durante la perforación, tales como los descritos por Argüello en su trabajo “Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos” [7].

La metodología incluye dos actividades que se requieren realizar simultáneamente, como son: la recolección de datos para la posterior simulación y la medición de presiones en el stand pipe. En la Figura 4 se muestra un diagrama de la metodología a seguir para optimizar la hidráulica de perforación de un pozo.

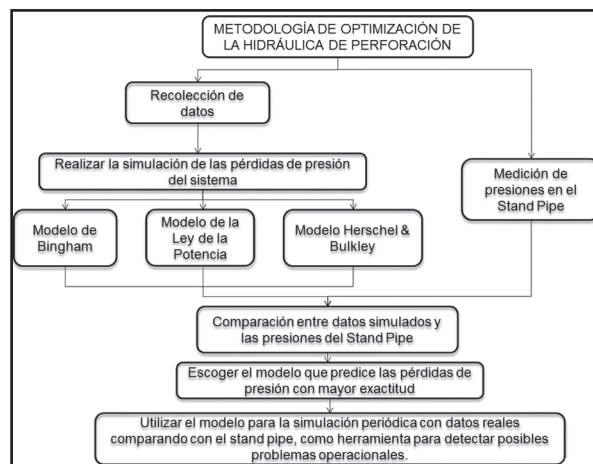


Figura 4. Metodología para la optimización de la hidráulica de perforación por comportamiento reológico.

CONCLUSIONES

- La implementación de la metodología en el proyecto de perforación del pozo ANH-PATÍA-1-ST-P

obtuvo como resultado que el modelo reológico de Bingham, con un error porcentual entre 0,7 – 8,2 %, permitió optimizar la hidráulica de perforación disminuyendo las diferencias entre las presiones del stand pipe y las pérdidas de presión simuladas. Resultados que se pueden aplicar en pozo aledaños si se perforará con condiciones similares.

- El desarrollo de este estudio aplicado al pozo ANH-PATÍA-1-ST-P, permitió confirmar al modelo reológico de Herschel & Bulkley (ley de la potencia modificada) como el que mejor describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación dentro un pozo para lo cual se debe contar con datos de parámetros tales como como la inclinación del pozo, las pérdidas de presión en los tool joint y la temperatura.
- Las simulaciones desarrolladas en éste proyecto permitieron observar que los parámetros tenidos en cuenta para calcular las pérdidas de presión del sistema (inclinación del pozo, efectos de la temperatura y pérdidas de presión en los tool joints) son claves para aumentar la exactitud de los resultados. Así mismo, es importante resaltar que entre mayor sea la cantidad de variables tenidas en cuenta, mayor será la exactitud de las simulaciones.
- El monitoreo de la presión del stand pipe con respecto al resultado de las pérdidas de presión de la simulación, es una actividad importante que se debe implementar en pozo para determinar posibles problemas operacionales, pues la diferencia que puede existir entre ellos no siempre es debida a errores en la simulación o a la calidad de los datos de entrada.
- La metodología de mejoramiento de la hidráulica de perforación por comportamiento reológico desarrollada en esta investigación, es una herramienta útil en las operaciones, que permite disminuir la diferencia que existe entre las presiones del stand pipe (valor real) y sus respectivas simulaciones por medio del modelo reológico que mejor las describe, consiguiéndose de tal forma información más precisa para la planeación de la perforación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial

de Santander y a la ANH, por la valiosa colaboración con la información para el desarrollo del proyecto.

REFERENCIAS

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. “API 13D Recommended Practice, Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids”, 2009. Capítulo 7.
2. CHOWDHURY, Dipankar; SKALLE, Pal; MAHBUBUR, Rahman Mohammed. “Prediction of Stand Pipe Pressure Using Conventional Approach”, *Chemical Engineering Research Bulletin* [en línea]. 2009, vol 13, p. 7-11. Available online at: <http://www.banglajol.info/index.php/CERB>
3. DEVERUX Steve. *Practical Well Planning and Drilling, Manual*. U.S.A: Pennwell 1998. ISBN: 978-0-87814-696-3.
4. *Drilling fluids Engineering Manual*, MI SWACO. Version 2.2, U.S.A 2009.
5. BAKERHUGHES Company. *Drilling Reference Manual*, 2006. Capítulo 9.
6. KELESSIDIS, V.C.; MAGLIONE, R. “Optimal determination of rheological parameters for Herschel–Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006, vol 53, p. 203-224.
7. ARGÜELLO REY, Fabio Enrique; PRADA PALOMO, Katherine. “Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos”. Tesis de Pregrado. Director: Emiliano Ariza León. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011.

Tabla de equivalencias.

Unidad de medida	Sistema inglés	Sistema Internacional
Presión	1 Psi	6894,76 Pa
longitud	1 ft	0,3048 m
	1 in (pulg)	2,54 cm
Esfuerzo	Lb/100 ft2	0,0487 Kg/m2

Recepción: 27 de Mayo de 2013

Aceptación: 14 de Junio de 2013