

MODELO SEMI-EMPÍRICO PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD APARENTE DE UNA ESPUMA QUE FLUYE A TRAVÉS DE UNA FRACTURA

SEMI-EMPIRICAL MODEL TO DETERMINE THE APPARENT VISCOSITY OF A FOAM FLOWING THROUGH A FRACTURE

Víctor Matías-Pérez^{1,*}, Josué Pérez-Esparza², Simón López-Ramírez³, Carlos G. Aguilar-Madera¹ y Jorge A. Briones-Carrillo¹

(1) Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias de la Tierra, Carretera a Cerro Prieto km 8, Ejido Ex Hacienda de Guadalupe, 67700, Linares, N.L. - México

(2) Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, Coyoacán, 04510, Ciudad de México - México

(3) Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química, Ciudad Universitaria, Coyoacán, 04510, Ciudad de México - México

(correo de contacto: victor.matiaspr@uanl.edu.mx)

Recibido: 12/08/2022 - Evaluado: 22/08/2022 - Aceptado: 14/09/2022

RESUMEN

En este trabajo se propone un modelo semi-empírico para determinar la viscosidad aparente de una espuma que fluye a través de una fractura, en función de la calidad de la espuma y del ancho de la fractura. Con base en experimentos de laboratorio, se encontró que el esfuerzo cortante que presenta la espuma es proporcional a la velocidad de corte para un amplio intervalo de velocidades de corte (0-225 Pa.s). Se observó que la viscosidad aparente se incrementa si la calidad aumenta, y también se incrementa con el ancho de la fractura. La viscosidad aparente de acuerdo con el modelo depende de la calidad de la espuma de forma exponencial mientras que ésta depende con el ancho de fractura siguiendo una ley de potencias. La metodología experimental y el modelo propuesto permiten determinar el diferencial de presión necesario para que una espuma se coloque al interior de una fractura con aplicabilidad en el diseño del sistema de inyección.

ABSTRACT

This work proposes a semi-empirical model to determine the apparent viscosity of a foam flowing through a fracture, as a function of the foam quality and fracture width. Based on laboratory experiments, it was found that the shear stress presented by the foam is proportional to the shear rate for a wide range of shear rates (0-225 Pa.s). It was observed that the apparent viscosity increases with increasing foam quality and fracture width. The apparent viscosity according to the model depends exponentially on the foam quality, while it follows a potential law with the fracture width. The experimental methodology and the proposed model allow for determining the pressure differential that is needed for a foam to be placed inside a fracture with applicability in the design of the injection system.

Palabras clave: viscosidad aparente, fractura, espuma, recuperación mejorada hidrocarburos

Keywords: foam apparent viscosity, foam-based fracturing model, enhanced oil recovery

INTRODUCCIÓN

Bikerman (1973), define espuma como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido estabilizada por surfactantes llamada lamela. La espuma ha sido ampliamente usada como método de recuperación mejorada de hidrocarburo (Hirasaki *et al.*, 2011), ya que es una tecnología eficiente que reduce la canalización de gas y promueve el desplazamiento de aceite en zonas no barridas dentro del yacimiento. De acuerdo con Turta y Singhal (1998), el uso de espuma para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburo involucra los procesos de: control en la movilidad del gas (Gauglitz *et al.*, 2002; Kovsky *et al.*, 1997; Hirasaki, 1989), obstrucción de zonas de alta conductividad como zonas estratificadas de alta permeabilidad (Li *et al.*, 2010), o con presencia de fallas o fracturas (Haugen *et al.*, 2010) y la diversificación de flujo al interior del yacimiento (Mas-Hernandez *et al.*, 2015; Simjoo *et al.*, 2013; Andrianov *et al.*, 2012; Blaker *et al.*, 2002; Llave *et al.*, 1990). En todos los casos, es fundamental comprender el comportamiento de la espuma conforme se coloca en el yacimiento mediante la evaluación de su viscosidad aparente tanto en el medio poroso o matriz o en medios de alta conductividad como las fracturas.

Con la finalidad de utilizar esta tecnología de forma eficaz en el yacimiento, es conveniente evaluar y correlacionar la viscosidad aparente de la espuma en términos de parámetros operacionales, tales como: calidad, velocidad de corte, y distribución del tamaño de burbuja. La calidad se define como la fracción volumétrica del gas contenido en el volumen de la espuma y se ha observado que conforme aumenta, también se incrementa la viscosidad aparente (Yan *et al.*, 2006). La velocidad de corte ha sido especialmente útil para inferir la viscosidad a través del esfuerzo presente en las zonas por donde fluye la espuma mediante un modelo reológico de tipo potencial y es usual que a medida que aumenta la velocidad de corte el esfuerzo disminuya y por tanto la espuma presente características de fluido pseudoplástico (Ahmed *et al.*, 2018; Ahmed *et al.*, 2017). En cuanto a la distribución de tamaño de burbuja se ha observado que mientras menor es el diámetro de la burbuja, mayor es la viscosidad aparente (Ettinger & Radke, 1992), y que los cambios en la textura de la espuma se ven afectados por la coalescencia (Ireland, 2009).

El estudio del comportamiento de la viscosidad de la espuma en un medio poroso ha sido ampliamente documentado recientemente por Saeibehrouzi *et al.* (2020), en donde la espuma se comporta como un fluido cuya movilidad depende de la saturación y de las permeabilidades relativas gas-líquido. Sin embargo, en un medio de alta conductividad, tal y como una fractura, ha sido complejo hallar correlaciones simples que describan el comportamiento de la viscosidad en términos de unos pocos parámetros (Nazari *et al.*, 2022; Ferno *et al.*, 2016; Caps & Vandewalle, 2006; Yan *et al.*, 2006). Por ejemplo, Nazari *et al.* (2022) desarrollaron un método para hallar la viscosidad aparente de la espuma a partir de la solución de una función general que considera como variables la presión, saturación del líquido, densidad de burbuja, viscosidad del gas y viscosidad del líquido. Este modelo predice adecuadamente los datos experimentales reportados en micro-modelos de fracturas, pero tiende a sobreestimar la viscosidad aparente en situaciones donde la espuma posee una calidad alta porque considera que la densidad de burbujas se mantiene constante y sin mostrar coalescencia, situación que no es apropiada si la fractura tiene una longitud considerable. Lo mismo sucede al modelo propuesto por Pancharoen *et al.* (2012), en donde utilizaron una ecuación de continuidad modificada que originalmente se desarrolló para medios porosos propuesta por Kovsky *et al.* (1997).

En este trabajo, y a través de los datos obtenidos en laboratorio, se ha dado seguimiento a la viscosidad aparente de la espuma en una fractura en términos de la calidad y del ancho de fractura. Al igual que los trabajos reportados por Osei-Bonsu *et al.* (2016), Tong *et al.* (2011) y Caps y Vandewalle, (2006) se utilizaron celdas Hele-Shaw como prototipos bidimensionales sencillos para simular distintos espesores de fracturas por las cuales se hizo fluir espuma con diferentes calidades. Con base a los datos experimentales, se propuso un modelo semi-empírico sencillo pero preciso que describe la viscosidad aparente en términos de estas propiedades y de unos pocos parámetros asociados.

MATERIALES Y MÉTODOS

La solución acuosa para generar la espuma se preparó con agua bidestilada y tensoactivo anfotérico al 0.1 % peso. Se utilizaron 3 celdas Hele-Shaw con un espesor de fractura de 0.15, 0.55 y 0.75 mm. Las dimensiones de las 3 celdas fueron de 0.10 m de ancho por 0.30 m de largo. Las celdas Hele-Shaw se construyeron con placas de un material transparente (vidrio) colocadas en paralelo y separadas por el espesor conocido por donde la espuma circulaba. La Figura 1 muestra el esquema experimental que se utilizó para medir la viscosidad aparente de la espuma a través de cada una de las celdas Hele-Shaw. Este consistió en los siguientes elementos: una bomba de desplazamiento positivo (Eldex, modelo 2SMP), un contenedor de fluidos con émbolo interno, un reóstato (Vevor, modelo 2000VA) calibrado para controlar el gasto de inyección de una bomba de aire (Elite, modelo Optima), un medio poroso metálico (Hengko, 100 μm) como generador de espuma, un sensor de presión (Validyne, modelo DP15), un sistema de adquisición de datos de diseño propio, una celda Hele-Shaw y un depósito de espuma.

Para generar la espuma con una determinada calidad, se inyectó simultáneamente aire y la solución acuosa al medio poroso metálico mediante el control del gasto de inyección para cada fluido. En estas condiciones, la calidad, x , se determinó mediante la relación $x = Q_G / (Q_L + Q_G)$, donde Q_G es el gasto volumétrico del gas y Q_L es el gasto volumétrico del líquido. Una vez generada la espuma se desplazó al interior de la celda Hele-Shaw donde se midió la caída de presión (ΔP) entre la entrada y salida de la celda para diferentes gastos totales, $Q_T = Q_G + Q_L$, pero conservando la misma calidad. Los datos de caída de presión obtenidos con diferentes gastos totales se utilizaron para obtener el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Este procedimiento se realizó al menos 10 veces para garantizar repetibilidad en los datos experimentales en cada ancho de fractura (0.15, 0.55 y 0.75 mm) y para cada una de las calidades probadas (40%, 70% y 90%).

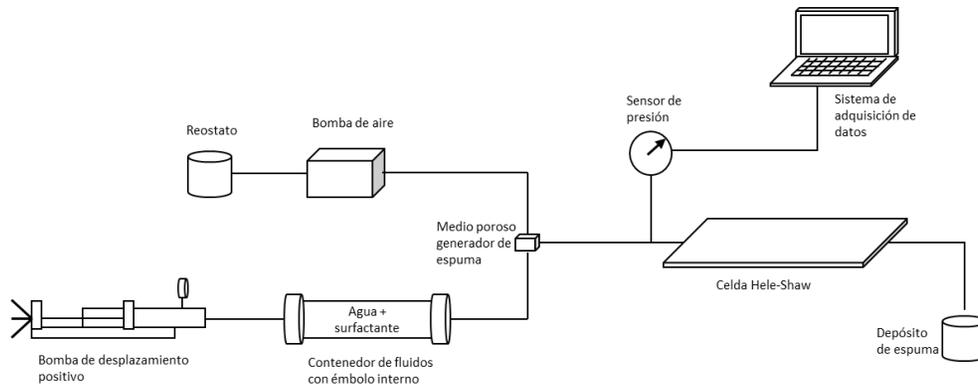


Fig. 1: Esquema de la configuración experimental.

La velocidad de corte y el esfuerzo se determinaron mediante las ecuaciones 1 y 2 propuestas por Cornish (1928), respectivamente:

$$\dot{\gamma} = \frac{6Q_T}{WH^2} \quad (1)$$

$$\tau = \frac{H\Delta P}{2\Delta L} \quad (2)$$

donde H es el espesor de la fractura, W es el ancho de fractura, Q_T es el caudal volumétrico total ($Q_T = Q_L + Q_G$), y ΔL es la longitud de la celda Hele-Shaw. Finalmente, la viscosidad aparente se determinó con la siguiente ecuación:

$$\mu_{ap} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{H^3 W \Delta P}{12 Q_T \Delta L} \quad (3)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Figura 2 muestra el esfuerzo contra velocidad de corte para diferentes calidades de espuma y distintos anchos de fractura. Se observa que el esfuerzo que se requiere para fluir al interior de la fractura es proporcional a la velocidad de corte. Este comportamiento es típico en un fluido newtoniano, por lo tanto, la espuma se comportaría como un fluido newtoniano en un amplio intervalo de velocidad de corte (0-225 Pa.s), siempre y cuando se mantenga la calidad constante. Nótese que la viscosidad aparente promedio y calculada con la Ecuación 3 que se muestra para cada calidad en la Figura 2 depende también de la amplitud de la fractura por donde la espuma está fluyendo. De acuerdo con Khatib *et al.* (1998), a medida que se reduce el espacio por el cual fluye la espuma, la presión capilar se incrementa hasta llegar a un valor límite. En este punto, la curvatura de la interfaz gas-líquido es independiente de la calidad y la viscosidad aparente tiende a un valor constante. Es esta la razón por la cual las viscosidades aparentes de las diferentes calidades mostrados en la Figura 2a son similares y menores en magnitud en comparación con las viscosidades mostradas en las Figuras 2b y 2c en donde la presión capilar es menos intensa porque el espesor de las fracturas es más grande.

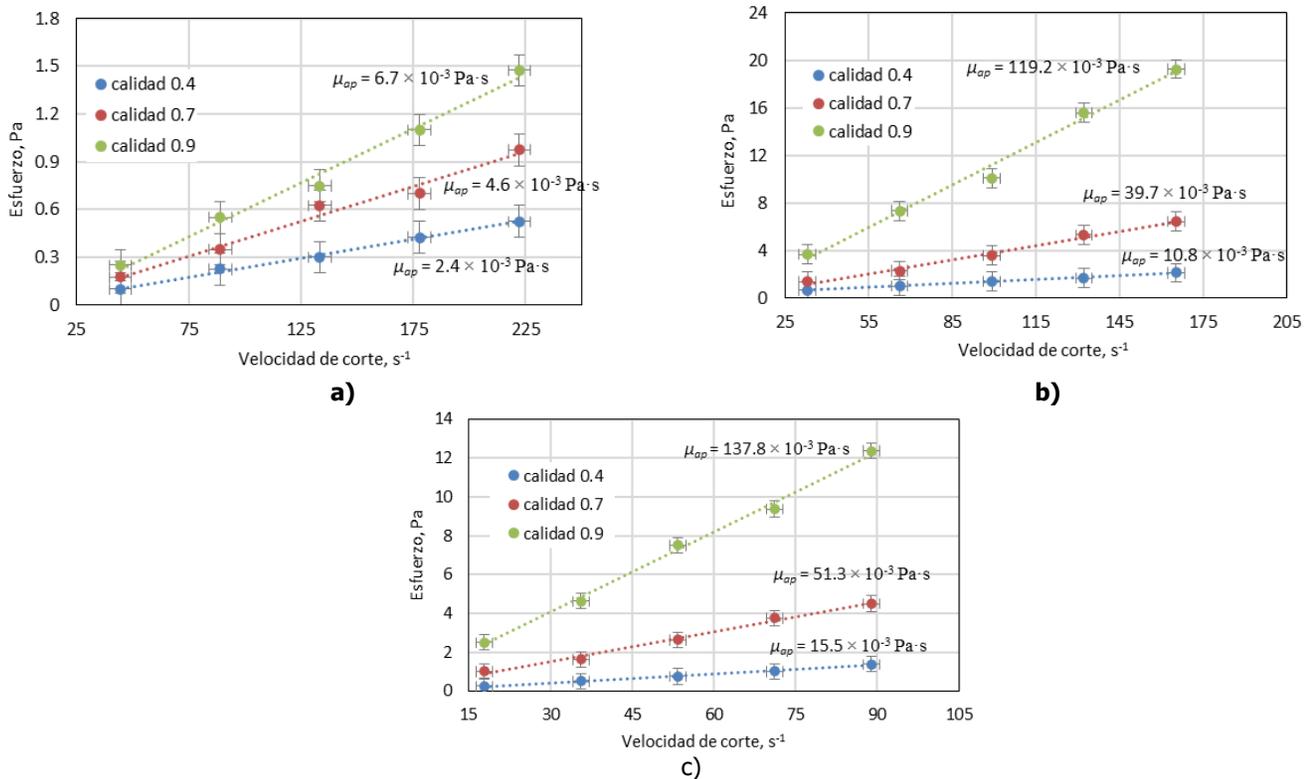


Fig. 2: Esfuerzo contra velocidad de corte para diferentes calidades de espuma en una fractura de a) 0.15 mm, b) 0.55 mm y c) 0.75 mm.

La Figura 3 muestra la viscosidad aparente en función de la calidad de la espuma para cada uno de los anchos de fractura. Si se considera que la viscosidad es igual a $1.0 \times 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ (viscosidad del agua) cuando la calidad es cero, se observa que existe una correlación de tipo exponencial de la viscosidad aparente en función de la calidad de la espuma, es decir:

$$\mu_{ap} = Ae^{Bx} \tag{4}$$

donde x es la calidad de la espuma (fracción adimensional) y A y B son parámetros empíricos obtenidos de la optimización con la técnica de mínimos cuadrados para predecir los datos experimentales. Los datos experimentales contrastan con los que muestran Yan *et al.* (2006), en donde el modelo propuesto para la viscosidad aparente se incrementa conforme a la raíz cuadrada de la calidad de la espuma. En este trabajo, al igual que en Pancharoen *et al.* (2012) o en Osei-Bonsu *et al.* (2016), la viscosidad aparente se incrementa de manera significativa conforme aumenta la calidad y el ancho de la fractura. Se observó que a medida que la espuma ingresaba a la celda Hele-Shaw, esta tenía una textura menos homogénea cuando el ancho de la fractura era menor debido al fenómeno de coalescencia. Este comportamiento fue también reportado por Harris (1989), e impacta de forma significativa la movilidad de la espuma puesto que reduce la viscosidad aparente en espacios capilares cuyas dimensiones son menores a las del diámetro promedio de burbuja.

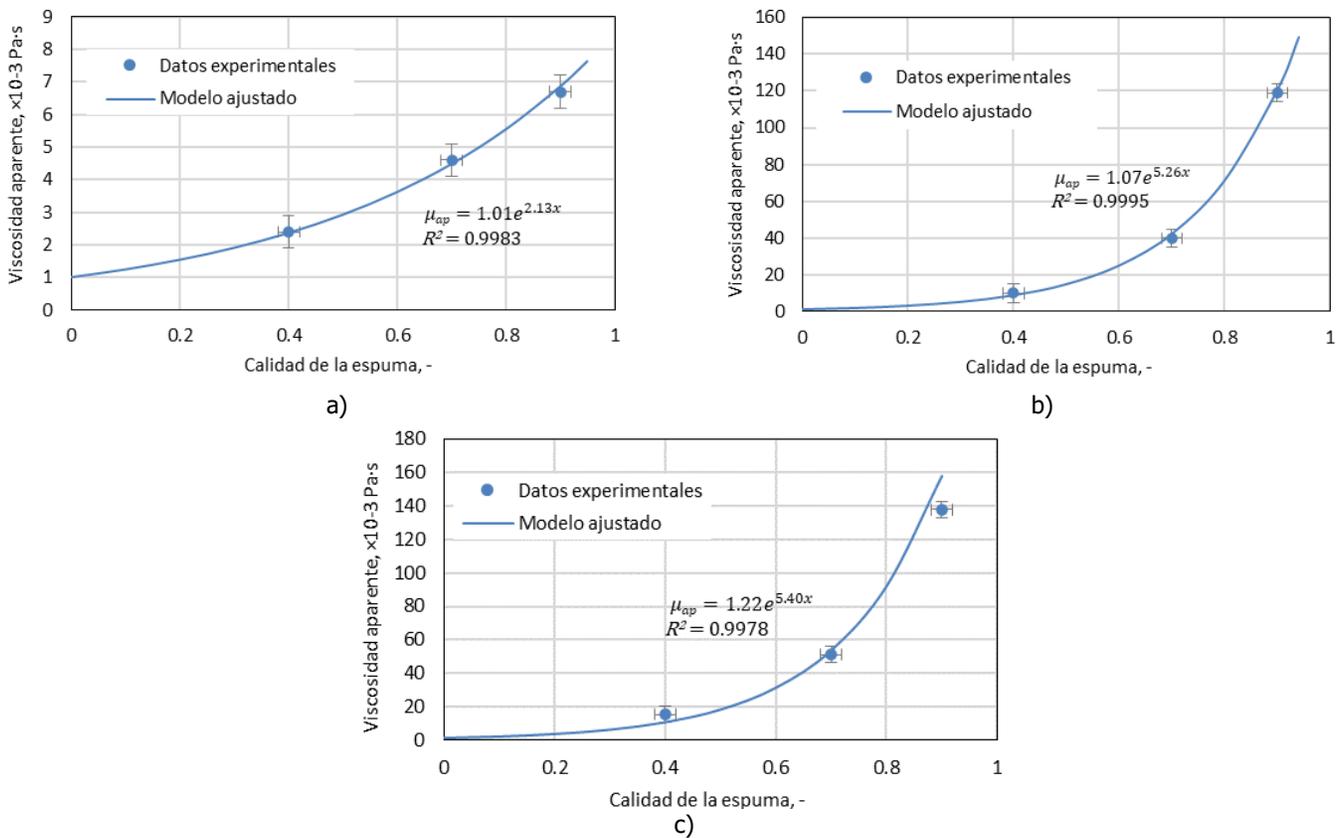


Fig. 3: Modelo exponencial para la viscosidad experimental aparente. Apertura de fractura: a) 0.15 mm, b) 0.55 mm y c) 0.75 mm.

A partir del modelo ajustado tipo exponencial que se muestra en la Figura 4, se infiere una dependencia del parámetro B con el ancho de la fractura. En este caso, se propone la siguiente correlación del tipo logarítmico:

$$B = C \ln(H) + D \tag{5}$$

donde C y D son parámetros de ajuste y H es el ancho de la fractura considerada.

Si se combinan los modelos propuestos para viscosidad aparente y el ancho de fractura (Ecs. 4 y 5) se tiene el siguiente modelo empírico que considera también la dependencia con la calidad:

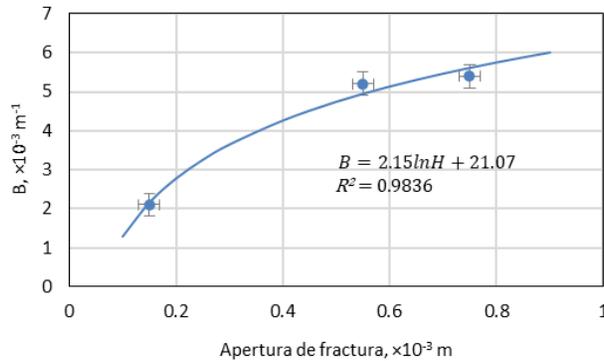


Fig. 4: Modelo propuesto para el parámetro B en función de la apertura H .

$$\mu_{ap} = \bar{A}(H^{Cx} e^{Dx}) \tag{6}$$

donde $\bar{A} = 1.1 \times 10^{-3}$ Pa·s es el promedio del parámetro A para cada viscosidad, $C = 2.15$ y $D = 21.07$. La ecuación 6 satisface que conforme la calidad $x \rightarrow 0$, entonces $\mu_{ap} \rightarrow \bar{A} \approx 1.0 \times 10^{-3}$ Pa·s, que corresponde a la viscosidad del agua con el surfactante.

Finalmente, y como validación, la Figura 5 muestra el ajuste del modelo propuesto (ecuación 6) a los datos experimentales de Osei-Bonsu *et al.* (2016). La dependencia de la viscosidad aparente en función de la calidad es de tipo exponencial, mientras que es de tipo potencial si se considera el ancho de fractura, tal y como se establece en la ecuación 6.

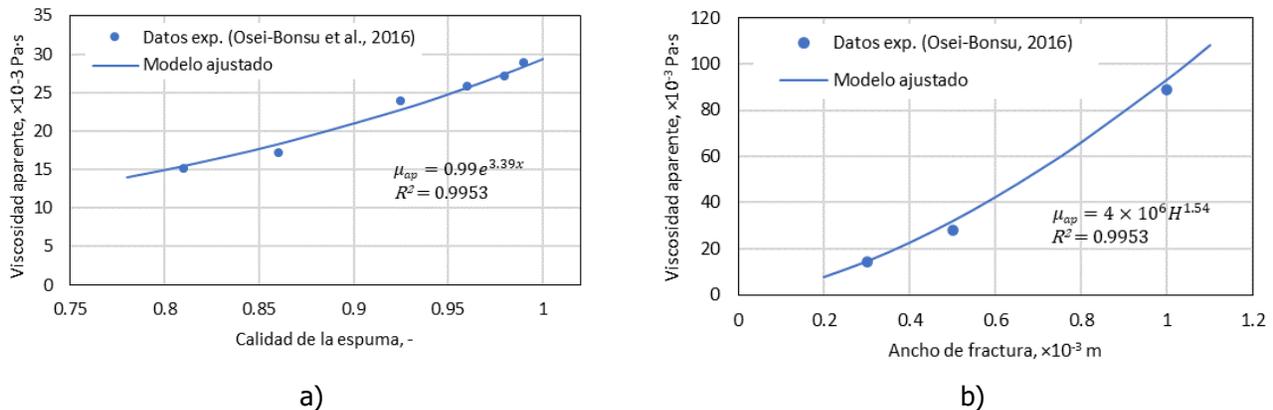


Fig. 5: Ajuste del modelo propuesto para los datos exp. de Osei-Bonsu *et al.* (2016) de espuma generada con tamaño de poro: a) fino y b) grueso. Comportamiento exponencial de la viscosidad aparente con la calidad.

La metodología experimental y el modelo semi-empírico (ecuación 6), aquí propuestos, pueden usarse para determinar la viscosidad aparente de la espuma en una amplia variedad de calidades y anchos de fractura, reduciendo la cantidad de experimentos necesarios para tal efecto. Este modelo contribuye por tanto en el diseño del sistema de inyección que se emplea para colocar la espuma en zonas de alta conductividad, tales como los que ocurren en yacimientos naturalmente fracturados. Por ejemplo, de acuerdo con De la Torre *et al.* (2017) la colocación de cualquier fluido desde la superficie hasta una fractura dentro del yacimiento pasando por el agujero del pozo requiere la estimación de la potencia hidráulica (HHP) en el sistema de inyección, es decir:

$$HHP = 0.0245P_s Q_T \quad (7)$$

donde 0.0245 es una constante de conversión de unidades y P_s es la presión superficial requerida. La presión superficial requerida considera la caída de presión a lo largo del aparejo del pozo y al interior de la fractura cercana al pozo, esto es:

$$P_s = \Delta P_a + \Delta P_f \quad (8)$$

donde ΔP_a es la caída de presión en el aparejo del pozo y ΔP_f es la caída de presión a lo largo de la fractura. Por un lado, en el caso de la espuma, la estimación de ΔP_a depende de la presión hidrostática que ejerce la espuma desde la superficie hasta el fondo del pozo, donde se encuentra la fractura. Por otra parte, la caída de presión en la fractura necesaria para que se movilice la espuma se puede calcular combinando la ecuación 3 y ecuación 6 del modelo aquí propuesto, obteniendo la siguiente ecuación:

$$\Delta P_f = \frac{12H^{C_x} e^{D_x} Q_T \Delta L}{H^3 W} \quad (9)$$

De esta forma, se tiene una relación explícita del diferencial de presión necesario para el cálculo de la potencia hidráulica del sistema de inyección (ecuación 7) en términos de parámetros operativos propios de la espuma como la calidad y características del yacimiento como las dimensiones de la fractura que se estarían afectando.

CONCLUSIONES

La espuma se comporta como un fluido newtoniano para un amplio intervalo de velocidades de corte de 0 a 250 s⁻¹ siempre y cuando no cambie la calidad ni el ancho de fractura. Con base en los resultados experimentales obtenidos, se propuso un modelo semi-empírico simple pero efectivo de la viscosidad aparente como función de la calidad y con el ancho de fractura. Este modelo considera que la viscosidad aparente se incrementa de forma exponencial con la calidad, mientras que se tiene una ley de potencias con el ancho de fractura. El modelo aquí propuesto puede emplearse en el diseño del sistema de inyección para colocar la espuma en zonas de alta conductividad, tales como fracturas en un yacimiento petrolero.

REFERENCIAS

- Ahmed, S., Elraies, K.A., Hashmet, M.R. & Alnarabiji, M.S. (2018). Empirical Modeling of the Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide Foam Fracturing Fluid under Different Downhole Conditions, *Energies*, 11, 782.
- Ahmed, S., Elraies, K.A., Hashmet, M.R. & Hanamertani, A.S. (2017) Viscosity Models for Polymer Free CO2 Foam Fracturing Fluid with the Effect of Surfactant Concentration, Salinity and Shear Rate. *Energies*, 10, 1970.
- Andrianov, A., Farajzadeh, R., Mahmoodi Nick, M., Talanana, M. & Zitha, P. L. J. (2012). Immiscible foam for enhancing oil recovery: bulk and porous media experiments, *Ind. Eng. Chem. Res.*, 51, 2214-2226.
- Bikerman, J.J. (1973). *Foams*, Berlín/New York, Springer-Verlag.
- Blaker, T., Aarra, M.G., Skauge, A., Rasmussen, L., Celius, H.K., Martinsen, H.A. *et al.* (2002). Foam for gas mobility control in the snorre field: the FAWAG project. *SPE Res. Eval. & Eng.*, 5(04), 317-323.
- Caps, H. & Vandewalle, N. (2006). Foaming dynamics in Hele-Shaw cells. *Phys. Rev. E.*, 73, 065301.
- Cornish, R.J. (1928). Flow in a pipe of rectangular cross-section. *Proc. R. Soc. Lond. A*, 120691-700

- De la Torre-Ramos, E., Ramos-Rodríguez, H. & Jiménez y Galván, J.M. (2017). *Terminación y reparación de pozos petrolíferos*, Ed. Trillas.
- Ettinger, R.A. & Radke, C.J. (1992). Influence of Texture on Steady Foam Flow in Berea Sandstone. *SPE Res. Eng.*, 7 (01), 83–90.
- Ferno, M.A., Gauteplass, J., Pancharoen, M., Haugen, A., Graue, A., Kavscek, A.R. et al. (2016). Experimental study of foam generation, sweep efficiency, and flow in fracture network. *SPE J.*, 21 (04), 1140-1150.
- Gauglitz, P.A., Friedmann, F., Kam, S.I. & Rossen, W.R. (2002). Foam generation in homogeneous porous media, *Chem. Eng. Sci.*, 57, 4037-4052.
- Harris, P.C. (1989). Effects of Texture on Rheology of Foam Fracturing Fluids. *SPE Prod. & Oper.*, 4 (03), 249–257.
- Haugen, A., Ferno, M.A., Graua, A. & Bertin, H.J. (2010). Experimental Study of Foam Flow in Fractured Oil-wet Limestone for Enhanced Oil Recovery, *SPE Res Eval & Eng*, 15 (02), 218–228.
- Hirasaki, G.J. (1989). The steam-foam process, *J. Pet. Technol.*, 41 (05), 449-456.
- Hirasaki, G.J.; Miller, C.A. & Puerto, M. (2011). Recent advances in surfactant EOR, *SPE J.*, 15 (04), 928–942.
- Ireland, P.M. (2009). Coalescence in a steady-state rising foam. *Chem. Eng. Sci.*, 64 (23), 4866-4874.
- Khatib, Z.I., Hirasaki, G.J. & Falls, A.H. (1988). Effects of Capillary Pressure on Coalescence and Phase Mobilities in Foams Flowing Through Porous Media. *SPE Res. Eng.*, 3 (03), 919–926.
- Kavscek, A.R., Patzek, T.W. & Radke, C.J. (1997). Mechanistic foam flow simulation in heterogeneous and multidimensional porous media, *Soc. Petrol. Eng J.*, 2, 511-526.
- Li, R.F., Yan, W., Liu, S., Hisaki, G.J. & Miller, C.A. (2010). Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery, *SPE J.*, 15 (04), 928-942.
- Llave, F., Chung, F.H., Louvier, R. & Hudgins, D. (1990). Foams as mobility control agents for oil recovery by gas displacement, *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, SPE 20245-MS.
- Mas-Hernandez, E., Grassia, P. & Shokri, N. (2015). Foam improved oil recovery: foam front displacement in the presence of slumping, *Colloid Surface A: Physicochem. Eng. Aspects.*, 473, 123-132.
- Nazari, N., Almajid, M.M. & Kavscek, A.R. (2022). Mechanistic modeling and measurement of foamed gas flow resistance in fractures, *Adv. Water Resour.*, 162, 104154.
- Osei-Bonsu, K., Shokri, N. & Grassia, P. (2016), fundamental investigation of foam flow in a liquid-filled Hele-Shaw cell. *J. Colloid Interface Sci.*, 462, 288-296.
- Pancharoen, M., Ferno, M.A. & Kavscek, A.R. (2012). Modeling foam displacement in fractures. *J. Pet. Sci. Eng.*, 100, 50-58.
- Saeibehrouzi, A., Khosravi, M. & Rostami, B. (2020). Steps and challenges in empirical foam modeling for enhanced oil recovery. *Nat. Resour. Res.*, 29, 3363–3384.

Simjoo, M., Dong, Y., Andrianov, A., Talanana, M. & Zitha, P.L.J. (2013). CT scan study of immiscible foam flow in porous media for enhancing oil recovery, *Ind. Eng. Chem. Res.*, 52, 6221-6233.

Tong, M., Cole, K., & Neethling, S.J. (2011). Drainage and stability of 2D foams: Foam behaviour in vertical Hele-Shaw cells. *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.*, 382(1), 42-49.

Turta, A.T. & Singhal, A.K. (1998). Reservoir engineering aspects of oil recovery from low permeability reservoirs by air injection, *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE 48841.

Yan, W., Miller, C.A. & Hirasaki, G.J. (2006). Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery, *Colloid Surface A: Physicochem. Eng. Aspects.*, 282-283, 348-359.

