

Estudio del DBSNa como surfactante durante el proceso de recuperación mejorada de un aceite crudo pesado

Singh Sidhu Parampal¹, Sánchez Minero José Felipe^{2*}, Avalos-Bravo Armando Tonatihu²,
Silva Oliver Guadalupe²

¹Chandigarh University, Department of Petroleum, Chandigarh-Ludhiana Highway, Greater Mohali, Punjab, India

²Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, Departamento de Ingeniería Química Petrolera. Av. Instituto Politécnico Nacional s/n Unidad Profesional "Adolfo López Mateos", Colonia Zacatenco, Gustavo A. Madero, Ciudad de México. C.P. 07738.

*Autor para correspondencia: jfsmpipen@hotmail.com

Recibido:

28/junio/2017

Aceptado:

2/agosto/2017

Palabras clave

Surfactante, Crudo
Pesado, Recuperación,
DBSNa

Keywords

Surfactant, Heavy Oil,
Recovery, DBSNa

RESUMEN

El presente trabajo muestra la capacidad que tiene el dodecilsulfonato de sodio (DBSNa) como surfactante en la recuperación de aceites crudos pesados. El trabajo se realizó con un tapón de roca de tipo arenisca, la cual se saturó con un aceite crudo de 18.9°API, posteriormente el tapón se colocó en una celda de Amott para realizar la recuperación de aceite. El sistema fue tratado con una salmuera artificial y posteriormente con una disolución salmuera+DBSNa. Primero, se dejó trabajar la celda a condiciones normales de presión y temperatura durante 24 horas, se inyectó salmuera y se alcanzó un 15.5% volumen de aceite recuperado. Posteriormente, se evaluó el sistema anterior, pero ahora se agregó 1.0% en peso de DBSNa a la salmuera, los resultados muestran una recuperación de aceite del orden del 26.0% volumen.

ABSTRACT

The present work shows the ability of sodium dodecyl benzene sulfonate (DBSNa) as a surfactant in the recovery of heavy crude oil. The work was first carried out with a sandstone rock plug, which was saturated with 18.9°API in an Amott cell. The system was treated with an artificial brine and with a solution brine-surfactant. First, the cell worked under normal conditions of pressure and temperature for 24 hours. Then, the brine was injected and the recovery of crude oil was in the order of 15.5 vol. %. Finally, a solution with brine and 1.0% wt. of DBSNa was injected and the recovery of crude oil was in the order of 26.0 vol. %.

Introducción

Alrededor del 40% del aceite crudo almacenado en nuestro planeta se encuentra en yacimientos de tipo areniscas. En México, la mayoría de estos yacimientos cuentan con diferentes tipos de aceites, desde ligeros hasta extra-pesados, haciendo difícil su recuperación. Por esta razón es necesario explorar y probar nuevas opciones tecnológicas que permitan un mayor grado de recuperación de hidrocarburos (Hyne, Norman J. 2010; Davian Augusto, 2016).

Una alternativa para recuperar estos aceites es mediante el uso de agentes químicos. A este proceso se le conoce como recuperación terciaria ya que logra modificar ciertas propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluidos (Jean-Louis Salager, 2005; Edgar René Rangel, 2015).

En particular, el uso de surfactantes promueve el desplazamiento microscópico y macroscópico, el primero derivado de la formación de emulsiones en la interface aceite/salmuera, dicha emulsión trabaja en la reducción de la tensión interfacial, así como en la mejora de la eficiencia de desplazamiento a causa de la reducción de fuerzas capilares y la movilización de la fase aceite (Ahmad, 2011). Mientras tanto el desplazamiento macroscópico se favorece directamente con el cambio en la mojabilidad de la roca almacenadora (Burkley, 2001), permitiendo así la movilización y migración del aceite hacia los poros más grandes de la roca y finalmente hacia la superficie del yacimiento (Qian, Mingzhe, Koorosh, Yun, 2007)

Estudios previos revelan que el dodecil-benzensulfonato de sodio (DBSNa) puede ser utilizado como surfactante debido a que su estructura química presenta una estructura polar (*grupo sinfónico ionizado*) y otra no polar (*parte lipófilica compuesta por grupos alquilo*), lo cual permite la recuperación del aceite y su posterior transporte sobre una fase líquida polar, la cual es afín al agua (Rosen MJ and Kunjappu JT, 2012).

A partir de lo anterior, en este trabajo se estudió el efecto del DBSNa como surfactante en la recuperación mejorada de un aceite crudo pesado, el cual se evaluó utilizando una celda de Amott.

Metodología

Aceite Crudo

Para este estudio se utilizó un aceite crudo pesado de origen Mexicano, el cual fue obtenido de un yacimiento en el noreste del territorio nacional.

Salmuera

La fase acuosa utilizada en este trabajo corresponde a una salmuera artificial con propiedades similares a las del agua de mar, en la tabla 1 se muestra el tipo de sales que contiene este tipo de agua y la concentración utilizada para su preparación.

Tabla 1. Composición de la salmuera.

Compuesto	Concentración en g/L
NaCl	24.53
MgCl ₂	5.20
Na ₂ SO ₄	4.09
CaCl ₂	1.16

Preparación del Surfactante

Se agregaron 23 mL de dodecilbenceno en un vaso de precipitado y se sumergieron en un baño maría a una temperatura de 30°C. Posteriormente, se añadieron 14 mL de ácido sulfúrico (H₂SO₄) de forma gradual con agitación constante durante 15 minutos.

El ácido dodecilbencensulfónico resultante fue saturado con 10 mL de agua desionizada a 60°C. La mezcla resultante se llevó a un embudo, en donde se dejó reposar durante 15 minutos y posteriormente se separaron las fases formadas.

La fase superior fue neutralizada con hidróxido de sodio (NaOH) para obtener el DBSNa. Para ello, se adicionó a la fase resultante una solución de NaOH al 30% en volumen hasta alcanzar un pH de 7.5.

Sistema aceite-salmuera+ DBSNa

Se elaboraron mezclas con 5 mL de aceite crudo pesado y 5 mL de salmuera+ DBSNa a diferentes concentraciones de surfactante (0, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0 y 1.2 en %peso), con el propósito de evaluar la interfase en cada experimento y seleccionar la concentración óptima de DBSNa que favorece la reducción de la tensión interfacial en el sistema.

Sistema Roca-Aceite

Para este estudio se utilizó una roca de tipo arenisca, la cual fue saturada con el aceite crudo pesado en un vaso de precipitado durante 24 horas.

Sistema roca-aceite-salmuera

La primera evaluación se llevo a cabo solo con la salmuera. El sistema roca-aceite presente en la celda de Amott se saturó completamente con salmuera, se dejó en reposo durante 48 horas y posteriormente se colectó el aceite desplazado (figura 1a).

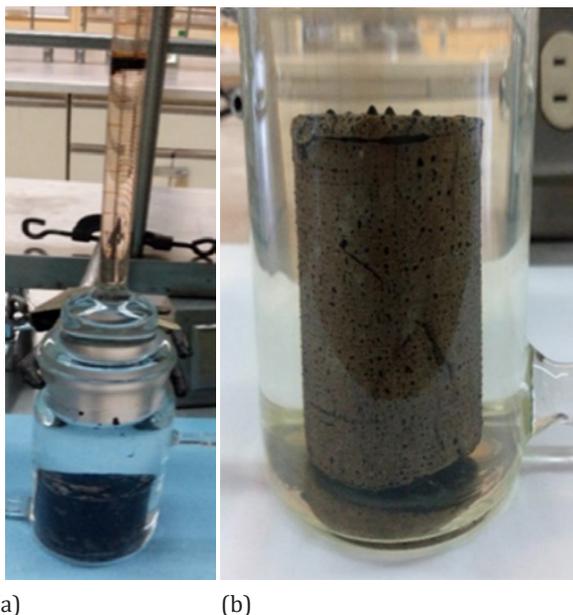


Figura 1. Celda de Amott utilizada para la recuperación de aceite crudo pesado (a). Sistema roca-aceite-salmuera+ DBSNa después de 48 horas (b).

La segunda evaluación se llevo a cabo de manera similar, solo se adicionó 1.0% en peso de DBSNa a la salmuera, la cual se volvió a saturar en la celda de Amott y se dejó reposar durante 48 horas, posteriormente se colectó el aceite desplazado (figura 1b).

Resultados y discusión

En la Tabla 2 se muestran las propiedades físicas y químicas más importantes del aceite utilizado en este trabajo. Primeramente, se observa que los valores corresponden a una baja gravedad API (18.9°), la cual permite establecer que se trata de un aceite crudo pesado, siendo este un factor a tomar en cuenta durante el desplazamiento químico debido a que conforme el aceite es más pesado se vuelve más difícil su extracción del medio rocoso y posterior desplazamiento.

Lo anterior puede ser confirmado al analizar su contenido de carbón residual, el cual es superior al 10% en peso, lo que demuestra que este aceite contiene una gran concentración de compuestos con puntos de ebullición superiores a los 540°C.

Tabla 2. Propiedades físicas y químicas del aceite crudo.

Propiedad	Resultado
Gravedad API	18.9
Viscosidad a 15.56°C (mm ² /s)	1730.0
Masa molecular (u.m.a.)	302.1
TAN (mg KOH/ g)	0.16
Residuo de carbón (% en peso)	11.0
Análisis SARA (% en peso)	
Saturados	11.7
Aromáticos	22.1
Resinas	43.0
Asfáltenos	23.2

En cuanto a las propiedades químicas, se determinó la composición SARA del aceite con el propósito de establecer un mapeo de las principales fracciones que lo integran. Los resultados muestran una alta concentración de asfáltenos y resinas, por lo que se establece que la interacción roca-aceite es de mayor grado, debido a la polaridad que presentan tanto los asfáltenos como las resinas. En cuanto a la acidez del aceite, los resultados muestran un valor medio, indicando que el dicho aceite puede ser transportable a través de la red de oleoductos.

En la Figura 2 se muestran los resultados del porcentaje de volumen recuperado de aceite crudo pesado cuando se utiliza solo la salmuera. El valor del porcentaje recuperado es de 16 %, mientras que cuando se utiliza el sistema salmuera+DBSNa al 1.0% en peso, el porcentaje de recuperado alcanzó un valor de 26%. Este resultado representa un incremento en el grado de recuperación del orden del 62%.

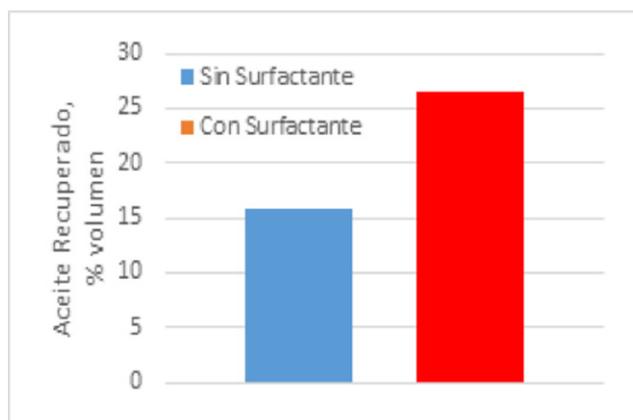


Figura 2. Porcentaje de aceite crudo recuperado.

A partir de lo anterior, se puede establecer que la presencia del agente surfactante permite un mayor desalojo de aceite almacenado en la roca. Esto debido a la modificación de propiedades tanto físicas como químicas del sistema roca-aceite-salmuera, ya que el DBSNa se pone en contacto con los componentes ácidos del aceite, formando así un surfactante, el cual reduce la tensión interfacial que presentan el aceite y la roca, dando lugar al desalojo del aceite en un mayor grado respecto del observado cuando solo se utilizó la salmuera.

Conclusiones

La presencia de DBSNa favorece la recuperación mejorada de aceite crudo pesado debido a que este compuesto reduce la tensión interfacial del sistema roca-aceite, como consecuencia se espera una reducción directa de la presión capilar debido, lo cual permite el desalojo de una mayor cantidad de aceite almacenado en la roca. En este estudio se confirmó que el DBSNa elevó en un 62% el porcentaje de recuperación de aceite pesado localizado en una roca de tipo arenisca.

Referencias

Ahmad Al Adasani, Baojun Bai (2011) Analysis of EOR Projects and Update Screening Criteria. *Petrol. Sci. Eng.*; 79:10-24.

ASTM D7042, 2012. Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity).

ASTM D664, 2011. Standard Test Method for acid number of petroleum products by potentiometric titration.

ASTM D4055, 2013. Standard Test Method for Pentane Insolubles by Membrane Filtration.

ASTM D2007, 2011, Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method.

ASTM D524, 2010. Standard Test Method for Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products.

ASTM D1141 (2013) Standard practice for the preparation of Substitute Ocean Water.

Burkley J.S. (2001) Effective Wettability of minerals exposed to crude oil. *Colloid interface science.* 6:191-196.

Davian Augusto Moncada Delgado (2016), Yacimientos de Petróleo Pesado en Colombia.

Edgar René Rangel Germán (2015) IOR-EOR: Una Oportunidad para México

Jean- Louis Salager, (2005) Universidad de los Andes Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Lab. De formulación, Interfases, Reología y Procesos, Merida-Venezuela.

Hyne, Norman J. (2010), *Geology of Petroleum Exploration, Drilling and Production*, Denver, CO, USA, first edition

Qian Liu., Mingzhe Dong., Koorosh Asghari. Yun Tu. (2007) Wettability alteration by magnesium ion bending in heavy oil/brine/chemical /sand system – analysis of electrostatic force. *Petrol. Sci. Eng.* 59:147-156.

Rosen MJ and Kunjappu JT (2012). *Surfactants and interfacial phenomena* (4th edición). Hoboken, New Jersey.