

Espumante para el control de movilidad de gases en pozos de aceite con alta salinidad y alta temperatura

Alejandro Ortega Rodríguez

aortegar@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Norma Araceli García Muñoz

ngarcia@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Cecilia de los Ángeles Duran Valencia

cduran68@gmail.com

Facultad de Química-UNAM

Simón López Ramírez

simon.lopez.ramirez@gmail.com

Facultad de Química-UNAM

Agustín Durán Álvarez

agustin.duran.mx@gmail.com

Instituto Mexicano del Petróleo

Sonia Ángeles Martínez Reyes

smreyes@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Marco Antonio Vélez Domínguez

mvelez@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Maribel Amador Ramírez

maramirez@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Ana Patricia Medina Montiel

apmedina@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Nansy Mónica Sánchez Casas

nansysanchezcasas@gmail.com

Instituto Mexicano del Petróleo

Elizabeth Cervantes Flores

ecervantes@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

José Manuel Martínez Magadán

mmartine@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Raúl Oviedo Roa

oviedor@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en enero de 2018 y aceptado en mayo de 2018

Resumen

El trabajo presente muestra los resultados de la investigación para el desarrollo de un agente espumante estable a condiciones de alta temperatura y salinidad, a fin de controlar el avance de gas indeseable en pozos productores de aceite. Las características moleculares sinérgicas entre los componentes químicos del agente espumante le proporcionan una gran estabilidad térmica, un alto poder de regeneración, una alteración de la mojabilidad de roca y un bloqueo eficiente al avance de gas. Los resultados experimentales describen la selección de tensoactivos estables a condiciones de alta salinidad; posteriormente se evalúa su estabilidad en función del tiempo y finalmente, se caracteriza su comportamiento reológico y su capacidad de bloqueo al gas, mediante la determinación del factor de resistencia en una muestra de roca a condiciones de yacimiento.

Palabras clave: Espumante, control de movilidad, pozos de aceite, alta salinidad, alta temperatura.

Foam for the control of mobility of gases in oil wells with high salinity and high temperatura

Abstract

The present work shows the results of the research for the development of a stable foaming agent at high temperature and salinity conditions, in order to control the advance of undesirable gas in oil producing wells. The synergistic molecular characteristics between the chemical components of the foaming agent provide a great thermal stability, a high power of regeneration, an alteration of the rock wettability and an efficient blockade to the advance of gas. The experimental results describe the selection of stable surfactants at high salinity conditions; subsequently, its stability is evaluated as a function of time and, finally, its rheological behavior and gas blocking capacity are characterized by determining the resistance factor in a rock sample at reservoir conditions.

Keywords: Foaming, mobility control, oil wells, high salinity, high temperature.

Introducción

Desde la década de los 80's, las investigaciones y desarrollos experimentales para controlar la movilidad de gases mediante espumas, han crecido en su importancia (Lawson 1980), (Hirasaki 1989). Especialmente con el uso de espuma de CO₂ para control de movilidad y procesos de inyección de surfactantes y álcali, los resultados en campos de China y EU resultaron satisfactorios (Blaker, y otros 2002), (HirasaKi, y otros 1997), (Yunxiang 2000), (Wang 2001). Por otro lado, la inyección de gases en yacimientos tiene diferentes aplicaciones como el desplazamiento miscible o inmisible, el control del

contacto agua-aceite o el mantenimiento de presión entre otros. Sin embargo, derivado de la heterogeneidad de los yacimientos fracturados, los gases pueden fluir preferencialmente por las zonas de baja resistencia como las fracturas, incluso en la zona aledaña al pozo, pudiendo con esto existir la irrupción temprana de los gases en la producción de aceite, **Figura 1**. La producción elevada de gas indeseable en pozos maduros de aceite ha originado el decremento de la producción de hidrocarburos líquidos, ya que la canalización natural del gas del yacimiento provoca una reducción del barrido eficiente de aceite, dejando de producirse volúmenes importantes de hidrocarburos remanentes en el yacimiento, **Figura 2**.

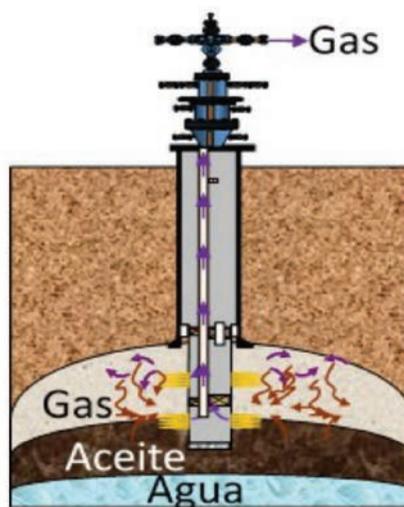


Figura 1. Disminución de la producción de aceite en pozos por canalización de gas.

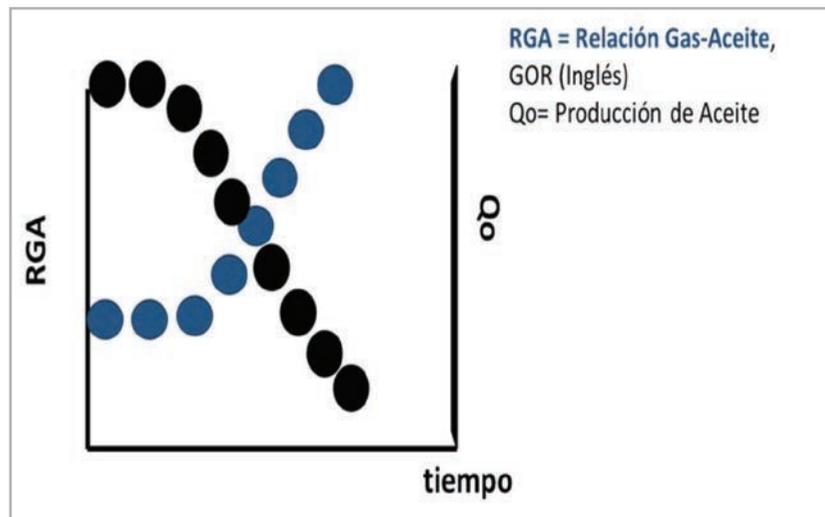


Figura 2. Aumento de la relación gas-aceite en pozos con irrupción temprana de gas indeseable.

Estos incrementos de producción de gas indeseable han provocado el cierre de pozos productores y un incremento de la concentración de gases como el porcentaje en mol de gas nitrógeno para su manejo y disposición en las terminales de almacenamiento (Rodríguez, y otros 2001), (Sánchez, y otros 2005). Esto último ha originado desviaciones de las especificaciones máximas permitidas de presencia de gas nitrógeno al siguiente proceso de transformación del petróleo, en su cadena de valor. Como una alternativa, se puede reducir la movilidad del gas en las fracturas, aumentando su viscosidad cuando se inyecta como un fluido espumado. Esta reducción de la movilidad del gas se debe a la dispersión de la fase gaseosa en burbujas, las cuales, en tamaño son cercanas al diámetro de los canales de poro. El aumento del factor de recuperación de aceite entre el fluido desplazante con el aceite remanente y la matriz, se origina gracias a la afinidad del producto químico tensoactivo que genera la fase espumante con los fluidos presentes en el pozo y la roca de formación. Esta afinidad está supeditada al diseño a nivel laboratorio de las interacciones fluido-fluido y roca-fluido, del tensoactivo o mezclas de tensoactivos

de mejor desempeño a las condiciones de salinidad y temperatura.

En el Instituto Mexicano del Petróleo, se han desarrollado productos espumantes para controlar la movilidad de fases indeseables y también modificar la mojabilidad de la roca de yacimiento, para incrementar los factores de recuperación de hidrocarburo en yacimientos fracturados con condiciones de alta salinidad hasta 120 mil ppm de sólidos totales disueltos y alta temperatura hasta 120°C. Estas formulaciones espumantes se han denominado IMP-ESAT-1000 e IMP-ESAT-2000, los cuales se han evaluado en pruebas piloto en la zona marina de México (Zamudio Rivera., y otros 2010). Su caracterización fisicoquímica y reológica se adecuó a las condiciones de temperatura y salinidad antes mencionadas a nivel laboratorio. Una vez evaluado su desempeño de los espumantes y tener una factibilidad técnica y económica para su aplicación, se diseñó la logística de una prueba tecnológica en tres pozos de la región marina de México, **Figura 3**, (Villavicencio, y otros, 2012).

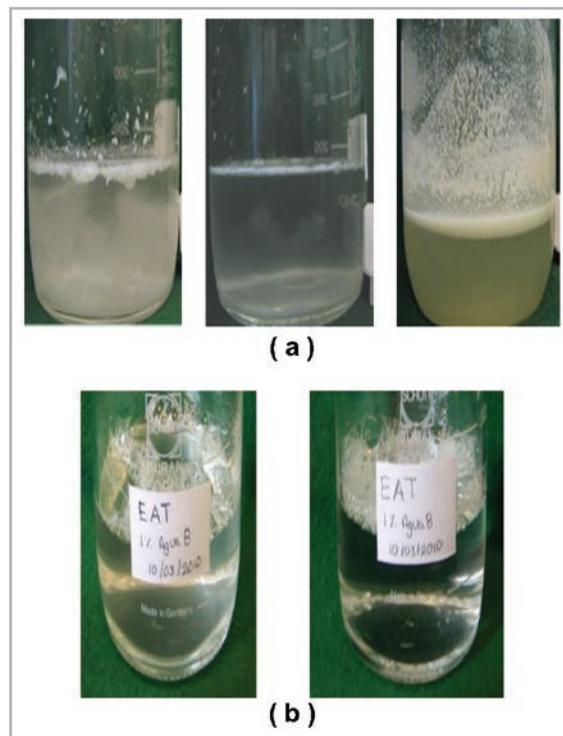


Figura 4. Compatibilidad e incompatibilidad de productos químicos en agua de formación de 400 mil ppm de sólidos totales disueltos, 130 mil ppm de dureza como CaCO_3 a temperatura ambiente.

Solubilidad de productos químicos mediante modelación y simulación molecular

Una vez preseleccionados los productos compatibles con el ambiente salino, se calcularon propiedades como la densidad de energía de cohesión y los parámetros de solubilidad de los productos químicos estables de la etapa anterior, para validar desde el punto de vista teórico, la capacidad para generar de formulación espumante

estable. De acuerdo a esta discusión, se diseñaron celdas de simulación molecular con dos de los ocho productos químicos preseleccionados en el paso anterior, **Figura 5**. Partiendo del peso molecular, la densidad y concentraciones de los componentes de la formulación de la sustancia activa, y tomando en cuenta las dimensiones iniciales deseadas (alrededor de 25 Å por lado) de las celdas de simulación molecular, se calculó el número de moléculas necesarias de los dos productos químicos.

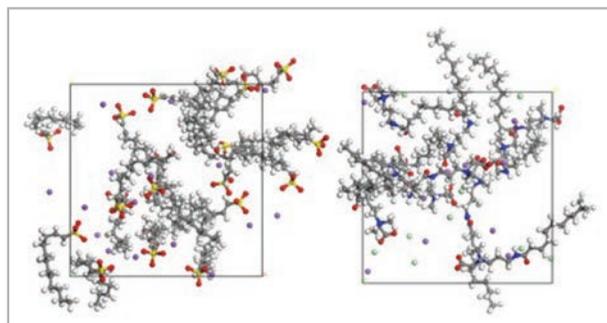


Figura 5. Celdas de simulación molecular. Izquierda: tensoactivo anfotérico (26.53 Å por lado); derecha: Tensoactivo aniónico (26.81 Å por lado). Para mayor claridad se ha omitido la visualización de las moléculas del agua. Los colores de los átomos representan a: hidrógeno, (blanco), carbono (gris), nitrógeno, (azul), oxígeno (rojo), cloro, (verde) y sodio, (morado).

Se realizaron simulaciones de dinámica molecular sobre las celdas, (Figura 5), permitiendo que las dimensiones de éstas se ajustaran a la presión y temperatura ambiente aplicadas. Una vez alcanzado el equilibrio termodinámico, el cual se revela cuando el volumen de cada celda de

simulación varía alrededor de un valor promedio, se calculan la densidad de energía de cohesión (ρ) y el parámetro de solubilidad (δ) de las formulaciones, **Tabla 1**, de acuerdo a las siguientes definiciones:

$$\rho = (\langle E_{intra} \rangle - \langle E_{total} \rangle) / V$$

$$\delta = \sqrt{\rho}$$

donde E_{intra} es la energía intramolecular de todas las moléculas (sin interacción entre ellas), y E_{total} es la energía de todas las moléculas que interaccionan entre sí dentro de una celda de volumen V . El símbolo $\langle \dots \rangle$ denota al promedio sobre un ensamble de configuraciones tomadas de las simulaciones de dinámica molecular. La densidad de energía de cohesión representa la energía necesaria para separar todas las moléculas unas de otras hasta una distancia infinita, por unidad de volumen. El parámetro

de solubilidad tiene un papel importante en la teoría de mezclas, ya que dos sustancias serán miscibles si sus parámetros de solubilidad son similares. Las densidades de masa de las formulaciones se calculan usando la masa total contenida en las celdas y el volumen promedio en cada una de éstas. Los términos energéticos E_{intra} y E_{total} se evaluaron durante las simulaciones de dinámica molecular mediante el uso del campo de fuerza COMPASS, disponible en el software de modelación molecular Materials Studio.

Formulación		Peso molecular (g/mol)	Densidad (g/cm ³)	Número de moléculas
Sustancia activa	Proporción en masa			
Tensoactivo anfotérico	30.73%	342.52	0.9783*	10
NaCl	5.14%	58.44	2.1638	10
Agua	64.13%	18.02	1.0000	397
Tensoactivo aniónico	46.00%	270.36	1.0916*	20
Agua	54.00%	18.02	1.0000	352

Tabla 1. Composición de los productos químicos y número de moléculas en las celdas de simulación.

De la **Tabla 2**, se observa que la formulación basada en el tensoactivo aniónico tiene el mayor parámetro de solubilidad, lo que implica que sus espumas deben ser más estables que las del producto químico que contiene un tensoactivo anfotérico, debido a la mayor atracción entre moléculas que conforman a las lamelas. Cabe señalar

que generalmente las formulaciones espumantes tienen parámetros de solubilidad de muy bajos valores (menores a 1 (J/cm³)^{1/2}). Esta metodología teórica de modelación y simulación molecular para determinar estabildades relativas de espumas puede emplearse en general para cualquier tensoactivo, como ya se mencionó líneas arriba.

Código	Densidad de masa (g/cm ³)	Densidad de energía de cohesión (10 ⁹ J/m ³)	Parámetros de solubilidad (J/cm ³) ^{1/2}
Tensoactivo anfotérico	1.00	2.38	48.82
Tensoactivo aniónico	1.02	2.87	53.60

Tabla 2. Densidad de energía de cohesión y parámetros de solubilidad de los productos químicos.

Finalmente, mediante química teórica cuántica, se calcularon las energías de formación ΔE_{pares} de pares de moléculas de tensoactivos anfotéricos, aniónicos y catiónicos, definidas como:

$$\Delta E_{\text{pares}} = E_{\text{par}} - (E_{\text{molécula A}} + E_{\text{molécula B}})$$

donde E_{par} es la energía de un par de moléculas A y B interaccionando entre sí, y $E_{\text{molécula A}}$ y $E_{\text{molécula B}}$ son las energías de las mismas moléculas aisladas. Asimismo, se calcularon los orbitales moleculares de frontera HOMO

(orbital molecular ocupado de mayor energía) y LUMO (orbital de menor energía desocupado), los cuales se pueden observar, respectivamente, en las **Figuras 6 y 7**, para un par aniónico-anfotérico.

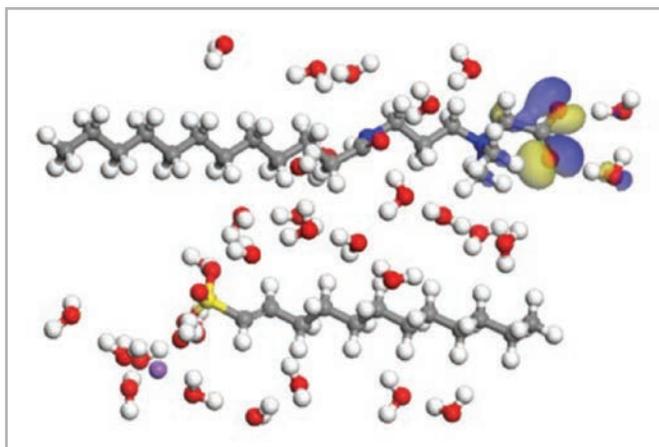


Figura 6. HOMO del par aniónico-anfotérico en un ambiente acuoso.

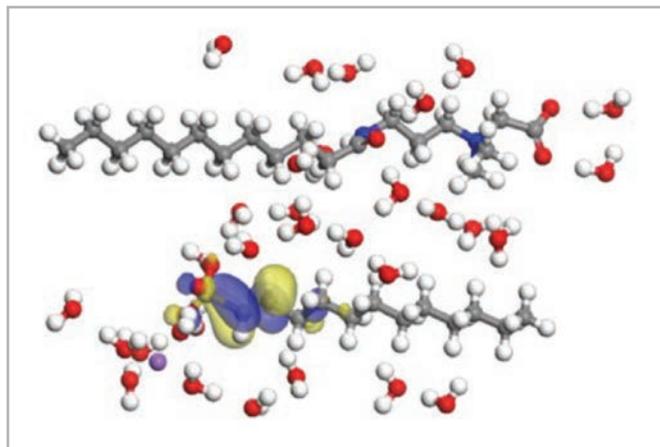


Figura 7. LUMO del par aniónico-anfotérico en un ambiente acuoso.

De acuerdo a la **Tabla 3**, que contiene las energías E_{pares} de la interacción entre moléculas de la solución aniónico-anfotérico, como ejemplo de una mezcla de dos tensoactivos para favorecer la estabilización de la lamela de la espuma, se observa que la mayor energía de estabilización es para el

par de moléculas aniónico-anfotérico, mientras que aquella del par aniónico-aniónico es mucho menor y la del par anfotérico-anfotérico es muy pequeña. Es decir, el efecto sinérgico de la mezcla de estos dos tensoactivos diferentes resulta muy benéfico.

PAR	Energía de formación ΔE_{pares} kcal/mol
Anfotérico – anfotérico	-1.7444778
Aniónico - aniónico	-16.20293571
Aniónico-anfotérico	-626.18281635

Tabla 3. Energías de las conformaciones estables.

Estos análisis también se llevaron a cabo en el caso de mezclas con tensoactivos catiónicos y el resultado indica que la mayor energía de estabilización se predice para el par de moléculas anfotérico–anfotérico, mientras que el catiónico-catiónico es menor y el anfotérico–catiónico son más pequeñas. Los resultados se muestran en la **Tabla 4**. El efecto sinérgico de la mezcla de estos dos tensoactivos no

resulta benéfico como en el caso anterior. Debido a que la formación del par anfotérico–catiónico es desfavorable, el tensoactivo catiónico actuará preferentemente, no como estabilizador de la espuma, sino como modificador de la mojabilidad de la roca, lo cual favorecerá la recuperación de aceite, adicional al efecto físico de la retención del avance del gas por la presencia de la espuma.

PAR	Energía de formación ΔE_{pares} kcal/mol
Anfotérico-anfotérico	-201.11758251
Catiónico-catiónico	-182.17305561
Anfotérico-catiónico	-180.66828663

Tabla 4. Energías de las conformaciones estables.

En resumen, de acuerdo a los cálculos de modelación y simulación molecular, el efecto sinérgico de la mezcla de varios tensoactivos o surfactantes en una formulación, permite la mejora en su desempeño, como fue demostrado experimentalmente para el desarrollo de esta formulación espumante, la cual contiene una mezcla sinérgica de tensoactivos de diferente naturaleza iónica, que le ofrecen una alta estabilidad a condiciones extremas de salinidad y temperatura. De esta manera, en las siguientes etapas se mostrará el beneficio de haber mezclado en una formulación espumante, un tensoactivo aniónico, un tensoactivo catiónico, un tensoactivo anfotérico o zwitteriónico, y finalmente un estabilizante térmico.

Segunda etapa. - Evaluación de la estabilidad

Se realizaron evaluaciones de la estabilidad de formulaciones espumantes, al mezclar diferentes tensoactivos o surfactantes tanto aniónicos, catiónicos y anfotéricos o zwitteriónicos, analizando su estabilidad como la altura de la espuma en función del tiempo en un equipo de vidrio boro silicato a una temperatura de 70°C y 4 psi de presión. En la **Figura 8** se muestra el arreglo experimental del equipo de vidrio. El diseño y las características técnicas de este equipo están referenciadas en la solicitud de patente MX/a/2016/016086, (Ortega Rodríguez, A., García, y otros 2016).



Figura 8. Equipo experimental de vidrio borosilicato para la evaluación de la estabilidad de espumas.

En la **Figura 9**, se puede observar el comportamiento de seis formulaciones, las cuales contienen diferentes concentraciones y familias químicas de tensoactivos o surfactantes aniónicos, catiónicos y anfotéricos o zwitteriónicos. La nomenclatura identifica para la serie EAT a mezclas de tensoactivos aniónicos y anfotéricos o zwitteriónicos. Mientras que la serie ETERM incluye las

mezclas de la serie EAT y un tensoactivo o surfactante catiónico. En la Figura 9 se muestra que la mezcla con los tres tipos de tensoactivos, proporciona el mejor desempeño en tiempo de estabilidad de espuma, a la temperatura de 70°C. Sin embargo, cuando se evaluó esta formulación de mejor desempeño a una temperatura de 150°C, el resultado no fue satisfactorio, como se observa en la **Figura 10**.

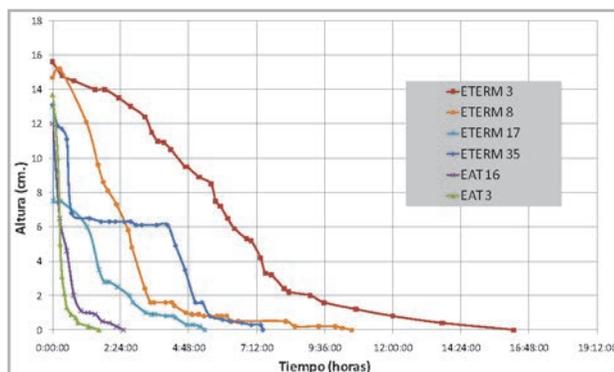


Figura 9. Estabilidad de las formulaciones espumantes a 70°C y 4 psi de presión, con gas N₂.

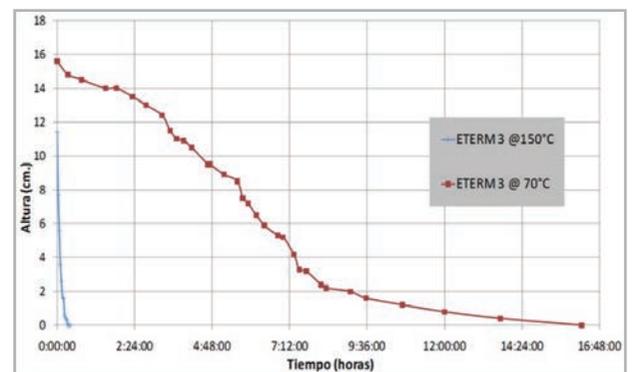


Figura 10. Estabilidad de la mejor formulación espumante a 70°C con 4 psi de presión y 150°C con 200 psi de presión con gas N₂.

De tal forma, se le agregó a esta formulación espumante un aditivo que evitara su alteración por efecto de la temperatura. El resultado se muestra en la **Figura 11**, en donde, como puede observarse, se mejoró el desempeño de la formulación espumante al agregarle un aditivo estabilizante para la temperatura. La serie ESPUMMEX incluye a la serie ETERM

como se indica en la Figura 9, con la inclusión de aditivo estabilizante de temperatura.

Finalmente, para evaluar el comportamiento de las formulaciones espumantes nuevas a condiciones de presión y temperatura elevadas, se tienen los siguientes resultados.

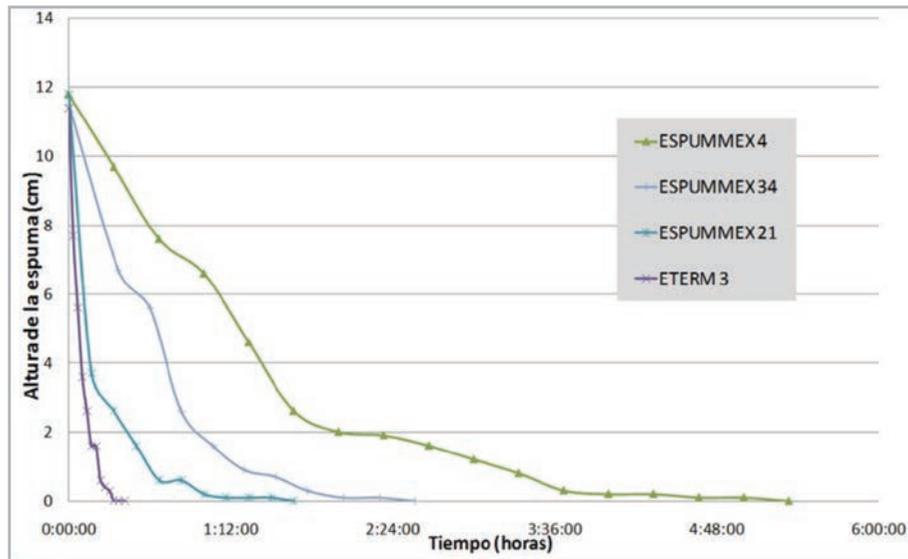


Figura 11. Estabilidad de la formulación espumante con un aditivo estabilizante de temperatura a 150°C y 200 psi con gas N₂.

En la **Figura 12**, puede observarse de la familia de las formulaciones espumantes de las series ESPUMMEX, la formulación ESPUMMEX 4 dio los mejores tiempos de estabilidad a condiciones de alta presión y temperatura. La diferencia entre las formulaciones de la serie ESPUMMEX,

se refiere a concentraciones del aditivo estabilizante de temperatura. Para realizar estas evaluaciones a condiciones de alta presión y temperatura se empleó el siguiente equipo experimental.

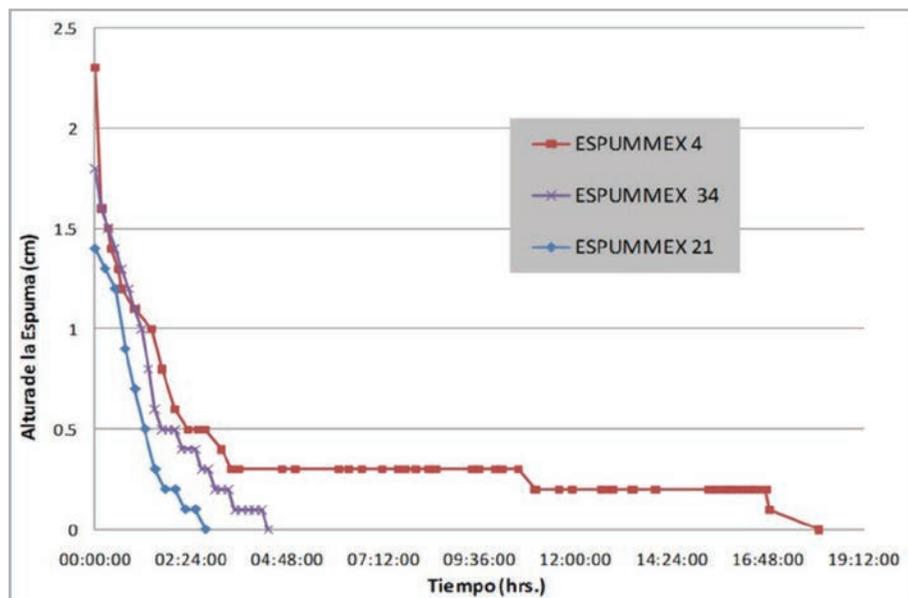


Figura 12. Estabilidad de formulaciones espumantes, con aditivos estabilizantes de temperatura, a una presión de 3500 psi y 150°C en agua de formación de salinidad aproximada de 400 mil ppm de sólidos totales disueltos y 130 mil ppm de dureza como CaCO₃ con gas N₂.

En la **Figura 13** se muestra el equipo experimental, el cual consiste en un cilindro hueco, cuyo cuerpo de acero inoxidable permite soportar presiones hasta de 5000 psia y temperaturas hasta de 200°C. Mediante unas mirillas de cuarzo, se puede observar al interior del cuerpo del cilindro de acero. Mediante un arreglo de válvulas, contenedores de acero y conexiones de alta presión, se suministra el líquido de la formulación a espumar en la base del cilindro, previa evacuación del aire y herméticamente cerrado. Cuando la temperatura a la cual se desea llevar a cabo el experimento llega a un valor estable, cuyo tiempo de termalización en el cilindro de acero dura aproximadamente un par de

horas, se inyecta en el seno del líquido y a una mayor presión que la de confinamiento, que es la presión del experimento; una corriente de gas, la cual originará una columna de espuma. Una vez alcanzada la máxima altura de la columna de la celda visual, se detiene el flujo de gas y se inicia la evaluación del tiempo de permanencia de la columna de espuma.

De acuerdo al resultado experimental de la mejor formulación de la serie ESPUMMEX, la formulación ESPUMMEX 4 se nombra como IMP-ESAT-3000.

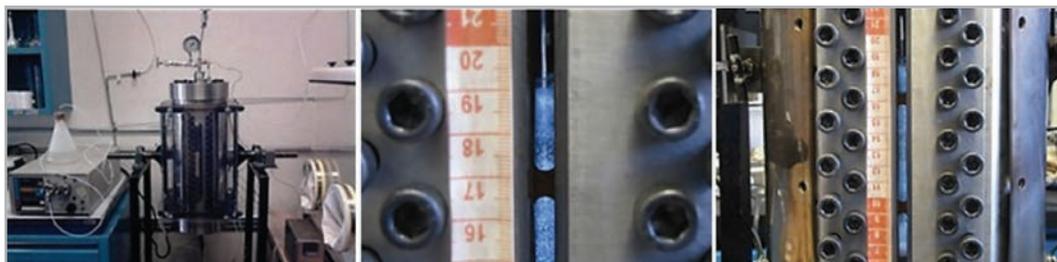


Figura 13. Equipo experimental de acero inoxidable con mirillas de cuarzo para evaluar la estabilidad de espumas a alta presión y temperatura.

Tercera etapa. Evaluación reológica IMP-ESAT-3000

Se determinó el comportamiento reológico de la formulación espumante a alta presión y temperatura, mediante el uso de un reómetro capilar, como se muestra su esquema en la **Figura 14**.

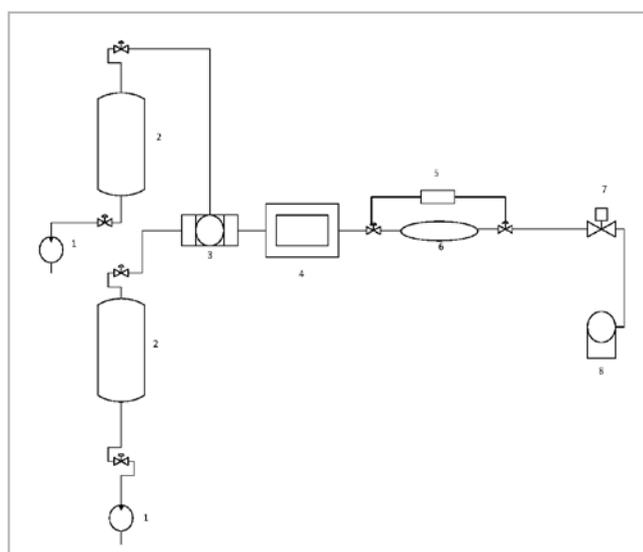


Figura 14. Esquema experimental del reómetro capilar para determinar la viscosidad a alta presión y temperatura de la formulación espumante.

En la **Tabla 5**, se indican los identificadores del esquema del equipo experimental reómetro capilar de la Figura 14.

No.	Descripción
1	Bombas de jeringa de alta presión, (hasta 10,000 psi)
2	Recipientes de acero inoxidable porta muestras
3	Generador de espuma
4	Celda visual capilar
5	Transductor de presión diferencial
6	Reómetro capilar
7	Válvula reguladora de contrapresión, BPR
8	Recipiente de almacenamiento de la espuma

Tabla 5. Identificadores del equipo experimental reómetro capilar en la Figura 14.

Una vez calibrado el reómetro capilar para un fluido conocido como el agua, se procedió a evaluar el comportamiento de la viscosidad en función de la velocidad de corte a una temperatura de 150°C y una presión de 3500 psi. Los puntos experimentales y su ajuste se muestran en la **Figura 15**. Para el ajuste y predicción del comportamiento viscoelástico, se

empleó un modelo de ley de potencia para la viscosidad en función de la velocidad de corte, en que el parámetro k (índice de consistencia), tiene un valor de 581.7262 y n (índice de comportamiento) muestra un valor de -0.518 que sugiere un comportamiento de fluido pseudoplástico.

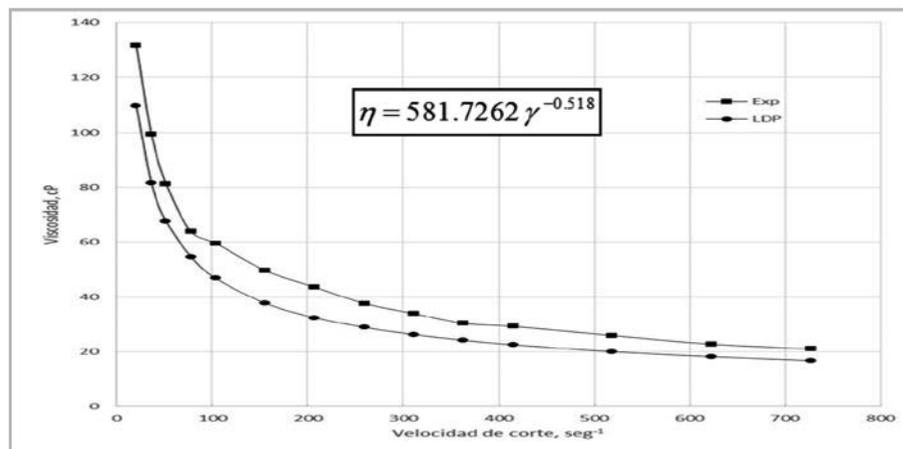


Figura 15. Determinación experimental del comportamiento reológico de la formulación espumante a una temperatura de 150°C y una presión de 3,500 psi, con una salinidad de 400 mil ppm de sólidos totales disueltos, generada con gas nitrógeno.

Cuarta etapa.- Evaluación del desempeño de la formulación IMP-ESAT-3000

Medición del desempeño de la formulación espumante para controlar la canalización de gas en una roca de yacimiento a condiciones de alta presión y temperatura

En esta etapa se presentan los resultados obtenidos al evaluar el factor de resistencia de la espuma en una roca de yacimiento. El diseño del equipo experimental se puede consultar a detalle en la solicitud de patente MX/a/2016/016451 (Ortega Rodriguez, A., García, y otros, 2016). El material rocoso utilizado para esta prueba fue

una roca de dolomía de 4 pulgadas de diámetro, con una porosidad de 1.7% y una permeabilidad de $3E-04$ md. Para poder emular las condiciones de una fractura natural, se realizó una fractura artificial axial a la muestra de roca, de tal manera que su porosidad total después de la fractura fue de 2% y su permeabilidad de 29.5 D, tomando en cuenta el área efectiva del flujo, **Figura 16**. El experimento consistió en inyectar a diferentes gastos la formulación espumante y determinar el factor de resistencia, como el cociente de la diferencia de presión a un gasto constante, dividida por la diferencial de presión inyectando solo gas nitrógeno a la fractura de la muestra de roca. Los resultados se presentan en la **Figura 17**.

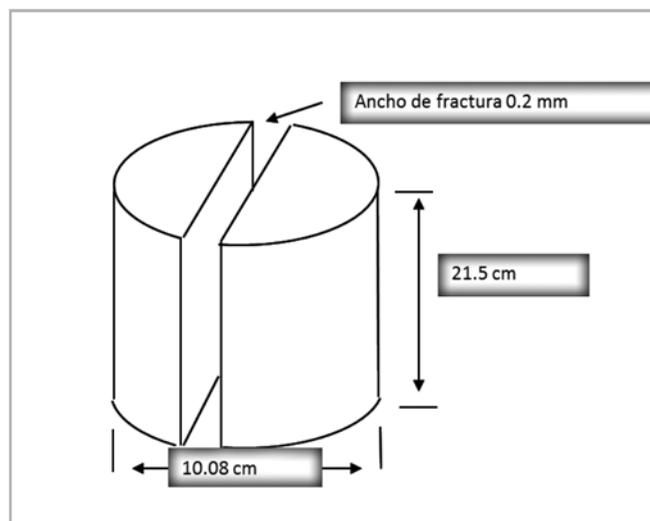


Figura 16. Esquema de la fractura artificial a una muestra de roca representativa de un yacimiento de la zona sur de México.

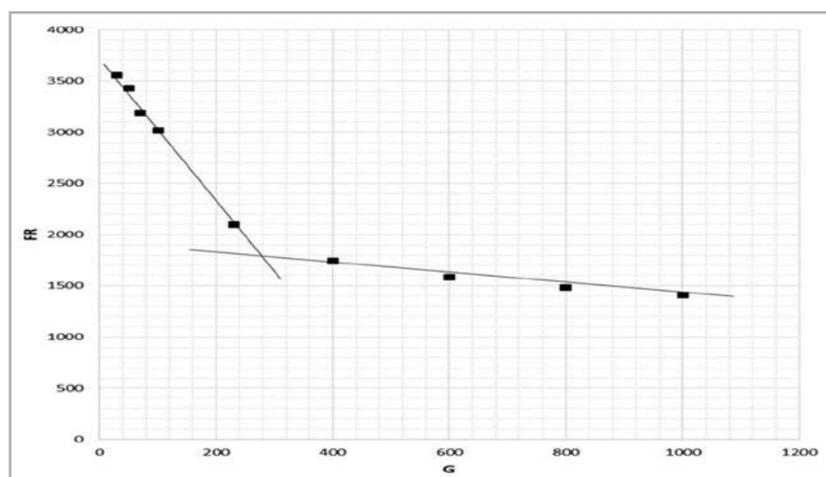


Figura 17. Factor de resistencia de espuma a diferentes gastos (G) en cm^3/hr del fluido espumante a 150°C y 3,500 psi con gas nitrógeno en medio salino de 400 mil ppm de sólidos totales disueltos.

Como puede observarse en la Figura 17, la formulación espumante tiene un buen efecto bloqueante en un margen hasta de 300 cm³/hr de avance del gas; posteriormente a esto, existe una declinación de su resistencia en 500 unidades hasta llegar a 1000 cm³/hr. A pesar de esta declinación el comportamiento de este agente bloqueante de gas es muy aceptable.

Conclusiones

Se desarrolló una formulación espumante basada en el beneficio sinérgico de mezclas de tensoactivos o surfactantes empleando el modelamiento molecular, que aseveró esta suposición. Una vez seleccionada la formulación óptima, se procedió a evaluar su desempeño a condiciones de alta temperatura, salinidad y presión, condiciones típicas de los campos de petróleo con alta producción de gas en la zona sur de México; así mismo se procedió a modelar reológicamente el comportamiento de la espuma y a determinar su eficiencia como agente bloqueante en fracturas. Los resultados fueron satisfactorios en todas las evaluaciones, por lo que esta formulación está lista para su aplicación eventual como control de movilidad de gases indeseables en pozos con alta temperatura y salinidad.

Agradecimientos

Los autores agradecen al IMP las facilidades para el desarrollo de este trabajo, y el soporte del proyecto de investigación D.32519 para la realización de este trabajo.

Nomenclatura

Å	Angstrom
CaCO ₃	Carbonato de calcio
CO ₂	Dióxido de carbono
COMPASS	Campo de fuerza, disponible en el software Materials Studio
E_{intra}	Energía intramolecular de todas las moléculas (sin interacción entre ellas)
E_{total}	Energía de todas las moléculas que interaccionan entre sí.
E_{par}	Energía de un par de moléculas A y B interaccionando entre sí (kcal/mol)
$E_{molécula A}$	Energía de las mismas moléculas aisladas (kcal/mol)

$E_{molécula B}$	Energía de las mismas moléculas aisladas (kcal/mol)
ΔE_{pares}	Energía de formación (kcal/mol)
G	Gasto (cm ³ /hr)
GOR	Relación gas aceite (siglas en inglés)
°C	Grados centígrados
HOMO	Orbital molecular ocupado de mayor energía
LUMO	Orbital de menor energía desocupado
k	Índice de consistencia
n	Índice de comportamiento
N ₂	Nitrógeno
Qo	Producción de aceite
ppm	Parte por millón
RGA	Relación gas aceite
STD	Condiciones estándar
ρ	Densidad de energía de cohesión (J/m ³)
δ	Parámetro de solubilidad. (J/cm ³) ^½
V	Volumen
<...>	Promedio sobre un ensamble de configuraciones
cm	Centímetro
psi	Libras sobre pulgada cuadrada
mD	Milidarcys
D	Darcys
g/mol	Gramo sobre mol
g/cm ³	Gramo sobre centímetro cúbico

Referencias

- Blaker, T., Aarra, M. G., Skauge, A. et al. 2002. Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project. *SPE Res Eval & Eng* 5 (4): 317-323. SPE-78824-PA. <https://doi.org/10.2118/78824-PA>.
- Hirasaki, G. J. 1989. The Steam-Foam-Process-Review of Steam-Foam Process Mechanisms. Society of Petroleum Engineers. SPE-19518-MS.
- Hirasaki, G. J., Miller, C. A., Szafranski, R. et al. 1997. Field Demonstration of the Surfactant/Foam Process for Aquifer Remediation. Artículo presentado en SPE Annual Technical

Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 5-8. SPE-39292-MS. <https://doi.org/10.2118/39292-MS>.

Lawson, J. y Reisberg, J. 1980. Alternate Slugs of Gas and Dilute Surfactant for Mobility Control During Chemical Flooding. Artículo presentado en SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 20-23. SPE-8839-MS. <https://doi.org/10.2118/8839-MS>.

Ortega Rodríguez, A., García Muñoz, N., Martínez Magadan, J. M. et al. 2016. Composición de un Aditivo Espumante Orgánico para Alta Temperatura y Salinidad. Patente Solicitud MX/a/2013/016673 (diciembre).

Ortega Rodríguez, A., García Muñoz, N., Vélez Domínguez, M. et al. 2016. Dispositivo Experimental de Vidrio para Determinar la Estabilidad de Espumas. Patente Solicitud MX/a/2016/016086.

Ortega Rodríguez, A., García, Muñoz N., Amador Ramírez, M. et al. 2016. Dispositivo Experimental para Determinar el Factor de Resistencia de Espumas. Patente Solicitud MX/a/2016/016451.

Rodríguez, F., Ortega, G., Sánchez, J. L. et al. 2001. Reservoir Management Issues in the Cantarell Nitrogen Injection Project. Artículo publicado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, abril 30-mayo 3. OTC-13178-MS. <https://doi.org/10.4043/13178-MS>.

Sánchez Bujanos, J. L., Astudillo Abundes, A. V., Rodríguez de la Garza, F. et al. 2005. Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results After Four Years of Operation. Artículo presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Río de Janeiro, junio 20-23. SPE-97385-MS. <https://doi.org/10.2118/97385-MS>.

Villavicencio, A. Torres, M., Cortés, O. et al. 2012. Control de Movilidad del Gas en el Casquete en Pozos del Campo Akal Perteneciente al Complejo Cantarell. *Ingeniería Petrolera* **52** (1): 13-33.

Wang, D., Cheng J., Qun, L. et al. 2001. First Ultra-Low Interfacial Tension Foam Flood Field Test is Successful. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, septiembre 30-octubre 3. SPE-71491-MS. <https://doi.org/10.2118/71491-MS>.

Zamudio Rivera., L. S., López Ramírez, S., Hernández Altamirano, R. et al. 2008. Foaming Composition for High Temperature and Salinity. México, EU Patente MX 2008015989A; WO 2010068082.

Zhang, Y., Yue, X., Dong, J. et al. 2000. New and Effective Foam Flooding to Recover Oil in Heterogeneous Reservoir. Artículo presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 3-5. SPE-59367-MS. <https://doi.org/10.2118/59367-MS>.

Semblanza de los autores

Alejandro Ortega Rodríguez. Doctor en Ingeniería. UNAM. Jefe del proyecto D.32519 y especialista en el desarrollo de productos químicos.

Norma Araceli García Muñoz. Maestría en Ingeniería Petrolera, UNAM. Especialista líder en el diseño de formulaciones químicas y evaluación roca-producto químico.

Cecilia de los Ángeles Durán Valencia. Doctora en Procesos. Escuela de Minas de París. Investigadora en Fac. de Química UNAM y especialista en evaluaciones con tensoactivos modificadores de mojabilidad. SNI nivel 1.

Simón López Ramírez. Doctor en Procesos. IPN. Profesor-investigador en Fac. de Química UNAM y especialista en evaluaciones de tensoactivos a alta presión y temperatura. SNI nivel 1.

Agustín Durán Álvarez. Maestría en Ingeniería. IMP. Especialista en evaluaciones experimentales de mezclas de tensoactivos.

Sonia Martínez Reyes. Ingeniera Química IPN. Especialista en pruebas experimentales de tensión superficial y ángulo de contacto de tensoactivos.

Marco Antonio Vélez Domínguez. Ingeniero Químico, IPN. Especialista en evaluaciones experimentales de mezclas de tensoactivos en espumómetros de vidrio.

Elizabeth Cervantes Flores. Maestría en Ingeniería Petrolera, UNAM. Especialista en la determinación de propiedades reológicas de formulaciones químicas a condiciones de alta presión y temperatura.

Nansy Mónica Sánchez Casas. Maestría en Ecología. Especialista en evaluaciones experimentales de compatibilidad agua de formación e inyección con formulaciones químicas.

Maribel Amador Ramírez. Ingeniera Química, UAM-A. Especialista en evaluaciones experimentales en compatibilidad salina y dureza con formulaciones químicas.

Ana Patricia Medina Montiel. Ingeniería Química, UAM-A. Especialista en evaluaciones experimentales de estabilidad de espumas en función de gases de formación.

José Manuel Martínez Magadan. Doctor en Físicoquímica, UNAM. Especialista en modelación molecular ab initio y clásica. SNI nivel 3.

Raúl Oviedo Roa. Doctor en Física, UNAM. Especialista en modelación y simulación molecular ab initio, semi empírico y clásica. SNI nivel 2.