

SELECCIÓN DE MEZCLAS ÓPTIMAS DE SURFACTANTES PARA MEJORAR
LA INUNDACIÓN CON AGUA

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5

Esta solicitud reivindica el beneficio de una fecha de presentación anterior de la solicitud provisional de los EE. UU. con núm. de serie 62/644.807 presentada el 19 de marzo de 2019, cuya descripción
10 completa se incorpora en la presente descripción como referencia.

ANTECEDENTES

15

La producción del crudo puede incluir varias etapas. Durante la etapa de recuperación primaria, la presión natural del reservorio impulsa el petróleo hacia el pozo y hasta la superficie. Cuando la etapa de recuperación primaria alcanza su límite, puede inyectarse
20 agua, gas o diversas sustancias químicas para desplazar el petróleo y dirigirlo hacia un pozo de producción durante la recuperación secundaria o terciaria. Durante cualquier etapa de producción del reservorio, pueden usarse técnicas de recuperación mejorada de petróleo
25 (EOR) para aumentar la cantidad de crudo que puede extraerse del reservorio. Hay varias técnicas para la

EOR; la inundación con agua mejorada con surfactantes (SEW) es una de ellas. En un método SEW, la recuperación mejorada de petróleo se logra al inyectar una pequeña cantidad de surfactante adecuado con agua o salmuera de inyección. Un surfactante adecuado puede reducir la tensión interfacial que impide que las gotitas de aceite se muevan a través de un reservorio. La inundación con agua mejorada con surfactantes requiere la optimización de los surfactantes para lograr el máximo efecto. En consecuencia, existe la necesidad en la técnica de métodos que sean eficaces en la identificación de surfactantes óptimos para mejorar la inundación con agua.

BREVE DESCRIPCIÓN

15

Un método para proporcionar una mezcla óptima de surfactantes para mejorar la eficacia de la inundación con agua comprende seleccionar mezclas de surfactantes candidatos según uno o más de los siguientes: una condición del reservorio; información de un crudo; información de un fluido de inyección; o información de un fluido de formación, cada combinación de surfactantes candidatos comprende al menos dos surfactantes, un surfactante que tiene una mayor afinidad relativa por el crudo que por el fluido de inyección y al menos un surfactante que tiene una mayor afinidad por el fluido de

inyección que por el crudo; evaluar el comportamiento de fase de las mezclas de surfactantes candidatos para seleccionar mezclas de surfactantes que formen un sistema Winsor III con el crudo y el fluido de inyección a una temperatura del reservorio; y evaluar las mezclas de surfactantes en medios porosos para seleccionar una mezcla óptima de surfactantes que logre al menos un 10 % adicional de recuperación del crudo después de la inundación con agua.

Un método para mejorar la eficacia de la inundación con agua en la recuperación de petróleo comprende proporcionar una mezcla óptima de surfactantes de acuerdo con un método como se describió anteriormente en la presente descripción, combinar la mezcla óptima de surfactantes con el fluido de inyección para formar un fluido de inyección que contiene surfactantes; e inyectar el fluido de inyección que contiene surfactantes en el reservorio para mejorar la eficacia de la inundación con agua en la recuperación de petróleo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Se proporciona una descripción de las figuras, que se suponen ilustrativas y no limitantes, en las que:

FIGURA 1 muestra la tensión interfacial entre crudo y agua para el Surfactante 1, Surfactante 2 y una

mezcla de estos (Formulación de surfactantes 1), medida a 63 °C;

FIGURA 2 muestra la tensión interfacial entre crudo y agua para el Surfactante 3, Surfactante 4, 5 Surfactante 5, y una mezcla de estos (Formulación de surfactantes 2), medida a 63 °C;

FIGURA 3 muestra la tensión interfacial entre crudo y agua para la Formulación de surfactantes 2, medida antes de envejecer y después de envejecer en 10 salmuera a 63 °C durante ocho semanas;

FIGURA 4 muestra los efectos de la salinidad en el comportamiento de fases de los sistemas Formulación de surfactantes 2/salmuera/crudo;

FIGURA 5 muestra los efectos de la 15 concentración de la Formulación de surfactantes 1 en la tensión interfacial entre agua y crudo; y

FIGURA 6 muestra los efectos de la concentración de la Formulación de surfactantes 2 en la tensión interfacial entre agua y crudo.

20

DESCRIPCIÓN DETALLADA

La movilización del petróleo residual atrapado en un reservorio está dictada por la correlación de número capilar (Ca). El número capilar se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, y puede calcularse según la Ecuación 1:

$$Ca = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}} = \frac{v * \mu}{\gamma * \cos \theta} \quad (\text{Ecuación 1})$$

10

En la Ecuación 1, γ es la tensión interfacial entre el crudo y el fluido de inyección usado para desplazar el crudo; θ es el ángulo de contacto entre la roca y el fluido de inyección; μ es la viscosidad del fluido de inyección; y v es la velocidad del fluido de inyección. El número capilar (Ca) puede aumentarse mediante el uso de una mezcla de surfactantes adecuada para disminuir la tensión interfacial (γ) en varios órdenes de magnitud. Las mezclas de surfactantes que forman un sistema Winsor III en el comportamiento de fase aceite-agua-surfactante producen una reducción de varios órdenes de magnitud en la tensión interfacial crudo/agua. Se obtiene un sistema Winsor III cuando los surfactantes seleccionados forman una fase intermedia en equilibrio con exceso de agua y exceso de aceite a una temperatura específica.

25

La inundación con surfactantes es un proceso donde se añade un surfactante a un fluido de inyección, típicamente un fluido acuoso tal como agua o salmuera, para mejorar la recuperación de petróleo al reducir la
5 tensión superficial entre el crudo y el fluido de inyección y/o al alterar la humectabilidad de las rocas porosas.

En la presente descripción se describen métodos para seleccionar mezclas óptimas de surfactantes para la
10 inundación con surfactantes. Los métodos tienen en cuenta la información del receptáculo, el crudo, el fluido de formación y el fluido de inyección. Las mezclas óptimas de surfactantes contienen al menos dos surfactantes: un surfactante muy hidrófilo (primer surfactante) junto con un
15 surfactante menos hidrófilo o lipófilo (segundo surfactante) con respecto a la afinidad hidrófilo-lipófilo óptima de cada crudo específico. Una selección correcta de la mezcla de surfactantes incluye una relación adecuada entre el surfactante más hidrófilo y el menos hidrófilo a
20 fin de proporcionar la diferencia de afinidad de surfactantes requerida para obtener la máxima solubilización del aceite o energía libre casi nula en el sistema crudo-surfactante-agua. Cuando se alcanza una energía libre casi nula, se eliminan los efectos capilares
25 y las fuerzas de atrapamiento responsables de retener grandes cantidades de petróleo en sitio original en el

reservorio, por lo tanto, aumenta el factor de recuperación del crudo.

Usando las mezclas óptimas de surfactantes puede mejorarse la eficacia de la inundación con agua. En una
5 modalidad, las mezclas óptimas de surfactantes pueden lograr al menos un 10 % adicional, al menos un 20 % adicional, al menos un 30 % adicional, o al menos un 10 % a 30 % adicional de recuperación del crudo para un reservorio que se ha sometido a inundación con agua.
10 Inicialmente, los surfactantes candidatos individuales y/o las mezclas de surfactantes candidatos se preseleccionan según las condiciones del reservorio, información del crudo, información del fluido de inyección y/o información del fluido de formación.

15 La información del fluido de inyección y la información del fluido de producción incluyen independientemente uno o más de los siguientes: dureza, salinidad, pH, una composición de los aniones en el fluido, o una composición de los cationes en el fluido. El fluido
20 de formación y el fluido de inyección pueden caracterizarse mediante métodos conocidos para una persona experta en la técnica.

La información del crudo incluye un índice de acidez, una viscosidad, una densidad, un número de
25 carbono del alcano equivalente, una composición del crudo, o lo similar. Puede medirse el número de alcano

equivalente (EACN) del crudo. Los métodos para determinar el EACN se describen, por ejemplo, en el Journal of Surfactants and Detergents, 20:3-19 (2017). Toda la otra información del crudo también puede ser determinada por una persona experta en la técnica mediante métodos conocidos.

La información del reservorio incluye temperaturas del reservorio, presiones del reservorio, propiedades de la roca, y lo similar.

Dependiendo de las condiciones del reservorio y la información sobre el crudo, el fluido de inyección y el fluido de formación, pueden seleccionarse las mezclas de surfactantes candidatos. En una modalidad, la selección de las mezclas de surfactantes candidatos se basa en una temperatura del reservorio; un número de carbono del alcano equivalente del crudo; o una salinidad del fluido de inyección; o lo similar.

Las mezclas de surfactantes candidatos incluyen un surfactante hidrófilo (primer surfactante) y un surfactante menos hidrófilo o lipófilo (segundo surfactante) con respecto a la afinidad hidrófilo-lipófilo óptima del crudo para un reservorio específico. Las mezclas de surfactantes candidatos también pueden incluir tres o más surfactantes.

Una manera de identificar la afinidad del surfactante lipófilo y el surfactante hidrófilo es mezclar

un surfactante con el crudo y el fluido de inyección para formar un sistema que tiene una fase acuosa, una fase oleosa y una capa media de interfase entre la fase acuosa y la fase oleosa, en donde la capa de interfase comprende una parte mayoritaria del surfactante. Como se usa en la presente descripción, “una parte mayoritaria” significa que en la capa de interfase entre la fase acuosa y la fase oleosa está presente más de aproximadamente 50 % en peso, más de aproximadamente 60 % en peso, más de aproximadamente 70 % en peso, o más de 80 % en peso del surfactante. Un surfactante hidrófilo tiene mayor afinidad hacia el líquido de inyección que el crudo. Por lo tanto, una concentración del surfactante hidrófilo en la capa de interfase disminuye desde una primera porción próxima a la fase acuosa hacia una segunda porción alejada de la fase acuosa. Por otra parte, un surfactante lipófilo tiene mayor afinidad hacia el crudo que el líquido de inyección. Por lo tanto, una concentración del surfactante lipófilo en la capa de interfase aumenta desde una primera porción próxima a la fase acuosa hacia una segunda porción alejada de la fase acuosa.

Los surfactantes adecuados que pueden usarse no están particularmente limitados y pueden ser surfactantes aniónicos, surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, y surfactantes zwitteriónicos.

Los surfactantes no iónicos ilustrativos incluyen alquilpoliglicósidos, ésteres de sorbitán, ésteres de poliglicol, ésteres de metil glucósido o etoxilatos de alcohol. Los etoxilatos de alcohol también se denominan etoxilatos de alquilo, que son productos de condensación de alcoholes alifáticos con de aproximadamente 0 a aproximadamente 25 moles de óxido de etileno. La cadena alquílica del alcohol alifático puede ser recta o ramificada, primaria o secundaria, y contiene generalmente de aproximadamente 6 a aproximadamente 22 átomos de carbono.

Los surfactantes aniónicos ilustrativos incluyen alquil sulfatos de metal alcalino, alquil o alquilaril sulfonatos, alquiléter sulfatos y sulfonatos lineales o ramificados, alcohol sulfatos polipropoxilados y/o polietoxilados, alcohol carboxilatos polipropoxilados y/o polietoxilados, alquil o alquilaril disulfonatos, alquil disulfatos, sulfobetainas, alquil sulfosuccinatos, alquil éter sulfatos, éter sulfatos lineales y ramificados, o combinaciones que comprenden al menos uno de los anteriores.

En modalidades específicas, los surfactantes de sulfonato y sulfato aniónicos y los carboxilados tienen una cadena hidrófoba de aproximadamente 4 a aproximadamente 40 átomos de carbono, aproximadamente 15 a aproximadamente 30 átomos de carbono, o aproximadamente

20 a 25 átomos de carbono. Los surfactantes de sulfonato aniónico pueden comprender una olefina interna o alcohol alcoxí sulfato. “Una olefina interna” significa que la molécula comprende una mezcla en equilibrio de isómeros con enlaces dobles. Los surfactantes de sulfonato y sulfato aniónicos y los carboxilados ilustrativos incluyen, pero no se limitan necesariamente a, sulfonatos de olefina interna, alcohol alcoxí sulfatos, sulfatos de alcohol etoxilado, sulfatos de alcohol propoxilado-etoxilado, alcanosulfonatos, sulfonatos de alcohol propoxilado-etoxilado, carboxilatos de alcohol polipropoxilado-etoxilado, carboxilatos de alcohol etoxilado, y sulfonados de alcohol etoxilado.

Los surfactantes catiónicos ilustrativos incluyen compuestos de amonio cuaternario (p. ej., poliglicol éter-cloruro de metilamonio), ésteres metílicos de arginina, alcanolaminas y alquilendiaminas.

Los surfactantes candidatos también pueden incluir los llamados surfactantes extendidos que contienen una extensión central de brazo espaciador no iónico y un grupo polar iónico o no iónico. En modalidades no limitantes, la extensión central de brazo espaciador puede ser el resultado de la polipropoxilación, polietoxilación, o una mezcla de las dos.

Las mezclas de surfactantes candidatos también pueden incluir, además, un solvente mutuo, un cosolvente, un conector, una sustancia química álcali, un polímero, o una mezcla que comprende al menos uno de los anteriores.

5 Como se usa en la presente descripción, el término “solvente mutuo” se refiere a un solvente que tiene solubilidad en aceite y agua. En algunas modalidades, un solvente mutuo puede ser sustancialmente completamente soluble tanto en aceite como en agua, mientras que en otras
10 modalidades puede ser aceptable un grado menor de solubilización. Los solventes mutuos para las mezclas de surfactantes pueden incluir terpenos, líquidos iónicos, solventes sintéticos tales como solventes de éster metílico y solventes producidos mediante la tecnología de
15 catalizadores de metátesis.

Los cosolventes para las mezclas de surfactantes incluyen glicol éteres, que pueden incluir etilenglicol monobutil éter, dipropilenglicol monometil éter, propilenglicol éteres, metil 2-pirrolidona, así como otros
20 cosolventes tales como metanol, alcohol isopropílico, butanol, pentanol, hexanol, alcohol isooctílico y sus isómeros, mezclas de alcoholes C₁₋₈, y lo similar, y combinaciones de estos.

Un “conector” es un aditivo que “se adhiere” o “se
25 asocia con” el surfactante y lo une a las moléculas de la fase en masa, por lo que aumenta el “alcance” de las

moléculas del surfactante que se adsorben en la interfase y, por lo tanto, mejora su rendimiento. Un conector lipófilo (el más importante en la práctica) prolonga la cola del surfactante. El resultado es similar a dar al surfactante una cola más larga, por lo que se logra una mejor interacción con el aceite y una mayor solubilización. El conector puede ser cualquier ácido. Los conectores ilustrativos incluyen ácido cítrico, ácidos grasos insaturados y saturados tales como ácido oleico, ácido linoleico, ácido palmitoleico; ácido palmítico, ácido esteárico; ácidos orgánicos tales como ácido fórmico, ácido acético, ácido oxálico; ácidos inorgánicos tales como ácido clorhídrico, ácido fosfórico; sal ácida inorgánica, o sal ácida orgánica.

“Polímeros” se refiere a los polímeros que se usan en la inundación con polímeros y son usualmente solubles en agua y pueden aumentar la movilidad del crudo. Los polímeros ilustrativos incluyen almidones y versiones modificadas de estos, polisacáridos solubles en agua y versiones modificadas de estos, celulosas solubles en agua y versiones modificadas de estas, y poliacrilamidas solubles en agua y copolímeros de estas. Tales polímeros son conocidos. Los polímeros comúnmente usados incluyen poliacrilamida hidrolizada y xantana.

“Una sustancia química alcalina” se refiere a materiales usados en inundaciones alcalinas. Las sustancias

químicas alcalinas pueden reaccionar con ciertos tipos de aceites para formar surfactantes dentro del reservorio. Las sustancias químicas ilustrativas incluyen hidróxido de sodio, ortosilicato de sodio, carbonato de sodio, 5 alcanolamina o una mezcla que comprende al menos uno de los anteriores.

Después de seleccionar las mezclas de surfactantes candidatos, se evalúa el comportamiento de fase de diversos sistemas agua/aceite/surfactante. Cada uno 10 de los sistemas incluye una mezcla de surfactante candidato, un crudo y un fluido de inyección. Diferentes sistemas pueden comprender el mismo par de surfactantes con diferentes relaciones en peso relativo. Alternativamente, diferentes sistemas pueden comprender diferentes 15 surfactantes con las mismas relaciones en peso relativo. En una modalidad, se prepara una serie de sistemas agua/aceite/surfactante donde se cambia progresivamente solo una variable. Tales variables incluyen una relación de surfactantes hidrófilos e hidrófobos, concentración de 20 surfactantes, salinidad, y lo similar.

El sistema agua/aceite/surfactante puede formar un sistema Winsor I, Winsor II o Winsor III. En un sistema Winsor tipo I, el surfactante forma una microemulsión aceite en agua en la fase acuosa. En un sistema Winsor tipo 25 II, el surfactante forma una emulsión agua en aceite en la fase oleosa. En un sistema Winsor tipo III, también

denominado sistema de tres fases, el surfactante forma una microemulsión en una fase separada entre las fases oleosa y acuosa. La fase entre las fases oleosa y acuosa es una capa continua que contiene surfactante, agua e hidrocarburos disueltos.

Se seleccionan las mezclas de surfactantes que son capaces de formar un sistema Winsor III con fluido de inyección y crudo. Opcionalmente las mezclas de surfactantes seleccionadas se siguen evaluando para determinar la tensión interfacial. La tensión interfacial puede calcularse según una relación teórica entre la relación de solubilización y la tensión interfacial derivada por Huh (Huh, 1979). La relación de solubilización se refiere al volumen de aceite o agua solubilizado dividido por el volumen de surfactante sobre una base de 100 % de activo. La relación de solubilización puede ser medida por una persona experta en la técnica con métodos conocidos. La tensión interfacial también puede medirse con un tensiómetro. Las mezclas de surfactantes que tienen una tensión interfacial calculada o medida menor que aproximadamente 10^{-3} mN/m se seleccionan para seguir evaluándose. Las mezclas de surfactantes seleccionadas también pueden tener alta solubilización del aceite y tiempos breves de coalescencia.

Las mezclas de surfactantes seleccionadas se siguen evaluando para identificar la mejor formulación en

términos de alta recuperación de petróleo y baja retención del surfactante. La recuperación de petróleo puede evaluarse en un medio poroso tal como una celda de paquete de arena, una unidad de inundación de núcleo, o un canal microfluídico, o lo similar. La adsorción o retención de las mezclas de surfactantes a las rocas pueden evaluarse en condiciones estáticas y dinámicas. La evaluación de la adsorción estática puede realizarse mediante agua de inyección o salmuera de inyección con mezclas de surfactantes seleccionadas que previamente se ponen en contacto con rocas trituradas. La evaluación de la adsorción dinámica puede realizarse mediante la medición del surfactante residual en un efluente de inundación de núcleo o un efluente de celda de paquete de arena, por ejemplo, para rastrear la concentración de surfactante durante las pruebas de inundación de núcleo o paquete de arena del surfactante. Las mezclas óptimas de surfactantes pueden lograr al menos un 10 % adicional, al menos un 20 % adicional, al menos un 30 % adicional, o al menos un 10 % a 30 % adicional de la recuperación del crudo después de la inundación con agua cuando se evalúa en una prueba de inundación de núcleo o paquete de arena. Además, las mezclas óptimas de surfactantes pueden tener una retención menor que aproximadamente 1 miligramo o menor que aproximadamente 0,5 miligramo por gramo de la roca en el reservorio evaluado.

Para seleccionar la mezcla de surfactantes óptima se realiza una simulación. La simulación permite estimar factores de recuperación adicionales para el reservorio, el perfil de producción y la economía del proyecto. Una simulación de flujo puede determinar el factor de recuperación para diversos tamaños de tapones y concentraciones de surfactante. La simulación involucra evaluar la línea base de la inundación con agua y la simulación de la inundación con agua con surfactante. Las variables involucradas en una simulación incluyen: volumen de poro o tamaño del tapón, concentración de surfactante, salinidad del agua y temperatura. Los patrones de inyección también pueden variarse para evaluar los efectos de la concentración del componente activo y el tiempo de inyección (tiempo de contacto) en la recuperación de petróleo.

Una vez que se identifica una mezcla óptima de surfactantes, esta puede usarse para mejorar la eficacia de la inundación con agua. Un método para mejorar la eficacia de la inundación con agua comprende combinar la mezcla óptima de surfactantes con un fluido de inyección tal como agua de inyección o salmuera de inyección para formar un fluido de inundación; e inyectar el fluido de inundación en el reservorio para mejorar la recuperación de petróleo. La mezcla de surfactantes está presente en una cantidad de aproximadamente 0,1 % en peso a 3 % en

peso, aproximadamente 0,1 % en peso a aproximadamente 2 % en peso, o aproximadamente 0,1 % en peso a aproximadamente 1 % en peso, cada uno basado en el peso total del fluido de inundación. El fluido de inundación puede inyectarse durante una etapa de recuperación secundaria, una etapa de recuperación terciaria, o una combinación de estas. El método es particularmente útil para receptáculos que ya están sometidos a inundación con agua.

En una modalidad, los receptáculos tienen crudo medio y liviano (viscosidad menor que 100 cP, menor que 20 cP o menor que 5 cP a la temperatura del reservorio). El método puede ser eficaz para movilizar el petróleo residual atrapado en gargantas de poros después de una extensa inundación con agua.

Ejemplos

En la Tabla 1 se muestran composiciones de diversas formulaciones de surfactantes usadas en los ejemplos.

Tabla 1.

Composición de formulaciones de surfactantes	
Formulación de surfactantes 1	Surfactante 1/Surfactante 2: 40/60 en volumen
Surfactante 1	Etoxilato de alquilo
Surfactante 2	Sulfonato de olefina interna
Formulación de surfactantes 2	Surfactante 3/Surfactante 4/Surfactante 5:

	38/42/20 en volumen
Surfactante 3	Alcohol alcoxi sulfato
Surfactante 4	Alcanosulfonato
Surfactante 5	Etoxilato de alcohol

La tensión interfacial entre crudo y salmuera se evaluó con cada uno de los surfactantes individuales y con las formulaciones de surfactantes mezclados. El crudo usado para estas pruebas tiene 37 grados API y una viscosidad de 2,4 cP a 126 °F. La salmuera usada tiene 4,1 % de salinidad y se preparó mediante la mezcla de cloruro de sodio más 1200 mg/L de cationes divalentes (calcio y magnesio). La IFT entre muestras de crudo de baja viscosidad y agua de inyección o salmuera se midió con un tensiómetro de gota giratoria. El instrumento se configuró para alcanzar la temperatura específica del reservorio dentro de la cámara para cada uno de los sistemas crudo/salmuera evaluados. La solución de surfactantes se colocó en un tubo capilar de cuarzo y con una microjeringa se introdujo una gotita de crudo de ~2 µL. Cada experimento se efectuó hasta que alcanzara el equilibrio o la ruptura del crudo se solubilizara completamente. Cada prueba se efectuó con una concentración de 1500 ppm de surfactante a la temperatura del reservorio (63 °C).

FIGURA 1 muestra la tensión interfacial de la Formulación de surfactantes 1 medida a 145 °F. Esta formulación de surfactantes está compuesta por una

proporción 40/60 de surfactante 1/surfactante 2. El surfactante 2 es un surfactante con alta afinidad por la fase acuosa (predominantemente en el lado acuoso de la interfase aceite/agua) para el sistema crudo/salmuera particular evaluado. El surfactante 1 es un surfactante con más afinidad por la fase oleosa que por la fase acuosa para el sistema crudo/salmuera particular evaluado. La combinación de estos dos surfactantes da lugar a una formulación sinérgica de surfactantes (fórmula de surfactantes 1) que produce una tensión interfacial mucho menor que los surfactantes individuales.

FIGURA 5 muestra los efectos de la concentración de surfactantes sobre la IFT para la Formulación de surfactantes 1. Como se muestra en la Figura 5, la tensión interfacial puede ser tan solo $1,3 \times 10^{-3}$ mN/m cuando la Formulación de surfactantes 1 se usa a una concentración de 1,5 % en peso.

Un segundo ejemplo es una mezcla de surfactantes con tres surfactantes. La tensión interfacial de los surfactantes individuales y de la Formulación 2 se muestra en la Figura 2.

La formulación 2 está compuesta por dos surfactantes (surfactantes 3 y 4) que tienen una IFT en el orden de 0,1 mN/m o más, y un tercer surfactante (surfactante 5), que muestra una gran reducción de la IFT

en los primeros minutos de la prueba debido a la alta solubilización. Los surfactantes 4 y 5 tienen alta afinidad por la fase acuosa (predominantemente en el lado acuoso de la interfase aceite/agua) por el sistema crudo/salmuera particular evaluado. El surfactante 3 tiene menos afinidad por el agua que los surfactantes 4 y 5, y tiene más afinidad por la fase oleosa que la fase acuosa usada. La mezcla de surfactantes formulada con una combinación de los surfactantes 3, 4 y 5 muestra una IFT muy baja en el contacto inicial del crudo con el agua de inyección simulada, y alcanzó aproximadamente 0,002 mN/m dentro de los 10 minutos. Como referencia, la IFT entre el agua de inyección y el crudo fue 11,1 mN/m.

El método usado para formular las mezclas de surfactantes produce formulaciones muy estables, como lo demuestra la evaluación de la IFT como función del tiempo. FIGURA 3 muestra las mediciones de la IFT para la Formulación de surfactantes 2 entre el crudo y la salmuera de inyección, antes de envejecer y después de dos meses de envejecimiento a 63 °C. El cambio mínimo de la IFT indica que la formulación es muy robusta y no se produjo degradación debido a la exposición prolongada a salmuera y calor.

FIGURA 4 muestra los resultados del efecto de la salinidad en el comportamiento de fase de la Formulación de surfactantes 2 con salmuera y crudo. El comportamiento

de fase óptimo se observa en el rango entre 4 % y 5 % de NaCl. El comportamiento de fase óptimo corresponde a un sistema aceite/agua/surfactante donde la fase media tiene el volumen máximo de agua y aceite solubilizado. En esa
5 condición de solubilización máxima se obtiene la menor tensión interfacial.

FIGURA 6 muestra los efectos de la concentración de surfactantes en la IFT para la Formulación de surfactantes 2. El dato a 0 ppm
10 corresponde a la IFT entre crudo y salmuera de inyección sin surfactantes. La adición de la formulación de surfactantes tiene un impacto significativo en la IFT, disminuyéndola en varios órdenes de magnitud a concentraciones de tan solo 250 ppm. Estos resultados
15 indican que puede obtenerse un buen rendimiento, incluso si parte del surfactante inyectado se perdiera por adsorción sobre la roca.

Se exponen diversas modalidades de la descripción.

20 Modalidad 1. Un método para proporcionar una mezcla óptima de surfactantes para mejorar la eficacia de la inundación con agua, el método comprende: seleccionar mezclas de surfactantes candidatos según uno o más de los siguientes: una condición del reservorio; información de
25 un crudo; información de un fluido de inyección; o información de un fluido de formación, cada combinación de

surfactantes candidatos comprende al menos un primer surfactante que tiene una mayor afinidad relativa por el crudo que por el fluido de inyección y al menos un segundo surfactante que tiene una mayor afinidad relativa por el fluido de inyección que por el crudo; evaluar el comportamiento de fase de las mezclas de surfactantes candidatos para seleccionar mezclas de surfactantes que formen un sistema Winsor III con el crudo y el fluido de inyección a una temperatura del reservorio; y evaluar las mezclas de surfactantes en medios porosos para seleccionar una mezcla óptima de surfactantes que logre al menos un 10 % adicional de recuperación del crudo después de la inundación con agua.

Modalidad 2. El método como en cualquier modalidad anterior, que comprende además simular la inundación del reservorio con agua con la mezcla óptima de surfactantes.

Modalidad 3. El método como en cualquier modalidad anterior, que comprende además identificar el primer surfactante y el segundo surfactante al mezclar un surfactante con el crudo y el fluido de inyección para formar un sistema que tiene una fase acuosa, una fase oleosa y una capa de interfase entre la fase acuosa y la fase oleosa, en donde la capa de interfase comprende el surfactante.

Modalidad 4. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde una concentración del primer surfactante en la capa de interfase disminuye desde una primera porción próxima a la fase acuosa hacia una
5 segunda porción alejada de la fase acuosa.

Modalidad 5. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde una concentración del segundo surfactante en la capa de interfase aumenta desde una primera porción próxima a la fase acuosa hacia una
10 segunda porción alejada de la fase acuosa.

Modalidad 6. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde la condición del reservorio comprende una o más de las siguientes: una temperatura del reservorio; una presión del reservorio; o una propiedad de
15 la roca.

Modalidad 7. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde la información del fluido de inyección y la información del fluido de formación comprenden independientemente uno o más de los siguientes:
20 dureza; pH; una composición de aniones; o una composición de cationes.

Modalidad 8. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde la información del crudo comprende uno o más de los siguientes: un índice de
25 acidez; una viscosidad; una densidad; un número de

carbono del alcano equivalente, o una composición del crudo.

Modalidad 9. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde la selección de mezclas de surfactantes candidatos se basa en uno o más de los siguientes: una temperatura del reservorio; un número de carbono del alcano equivalente del crudo; o una salinidad del fluido de inyección.

Modalidad 10. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde las mezclas de surfactantes candidatos además comprenden uno o más de los siguientes: un solvente mutuo; un cosolvente; un conector; una sustancia química álcali; o un polímero.

Modalidad 11. El método como en cualquier modalidad anterior, en donde los medios porosos comprenden una celda de paquete de arena, una unidad de inundación de núcleo, o un canal microfluídico.

Modalidad 12. El método como en cualquier modalidad anterior que comprende además evaluar la adsorción de las mezclas de surfactantes seleccionadas.

Modalidad 13. Un método para mejorar la eficacia de la inundación con agua, el método comprende: proporcionar una mezcla óptima de surfactantes como en cualquier modalidad anterior; combinar la mezcla óptima de surfactantes con el fluido de inyección para formar un fluido de inyección que contiene surfactantes; e inyectar

el fluido de inyección que contiene surfactantes en el reservorio para mejorar la eficacia de la inundación con agua en la recuperación de petróleo.

Modalidad 14. El método como en cualquier
5 modalidad anterior, en donde la mezcla óptima de surfactantes además comprende uno o más de los siguientes: un solvente mutuo; un cosolvente; un conector; una sustancia química álcali; o un polímero.

Modalidad 15. El método como en cualquier
10 modalidad anterior, en donde la mezcla óptima de surfactantes está presente en una cantidad de aproximadamente 0,1 % en peso a 3 % en peso según el peso total del fluido de inyección que contiene surfactantes.

Modalidad 16. El método como en cualquier
15 modalidad anterior, en donde el fluido de inyección que contiene surfactantes se inyecta durante una etapa de recuperación secundaria, una etapa de recuperación terciaria, o una mezcla de estas.

Modalidad 17. El método como en cualquier
20 modalidad anterior, que comprende además inyectar agua o una salmuera en el reservorio antes de inyectar el fluido de inyección que contiene surfactantes.

Modalidad 18. El método como en cualquier
modalidad anterior, en donde el crudo tiene una viscosidad
25 menor que 100 cP o menor que 20 cP a la temperatura del reservorio.

Todos los rangos descritos en la presente descripción incluyen los puntos extremos, y los puntos extremos pueden combinarse independientemente entre sí. Como se usa en la presente descripción, “combinación”
5 incluye mezclas, aleaciones, productos de reacción, y lo similar. Todas las referencias se incorporan en la presente descripción como referencia.

El uso de los términos “un” y “una” y “el/la” y referentes similares en el contexto de describir la
10 invención (especialmente en el contexto de las siguientes reivindicaciones) debe interpretarse como inclusivo del singular y el plural, a menos que en la presente descripción se indique de cualquier otra manera o quede claramente contradicho por el contexto. “O” significa
15 “y/o”. El modificador “aproximadamente” usado en conexión con una cantidad es inclusivo del valor indicado y tiene el significado dado por el contexto (p. ej., incluye el grado de error asociado con la medición de la cantidad particular). Como se usa en la presente descripción,
20 inundación con agua incluye inundación con salmuera.