



No. 13-299835- -00004-0000

Fecha: 2014-12-17 17:12:03 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 48

Señor Director
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Trámite : 011
Evento : 378
Actuación : 523

Referencia : Expediente No. **13.299.835**
Asunto : Solicitud de patente: "**COMPOSICIÓN Y MÉTODO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS**"
Solicitante : SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.
Fecha de solicitud : 24 de Diciembre de 2013

1. Yo, Luz Clemencia DE PÁEZ, en mi condición de apoderada de la sociedad solicitante de la patente de la referencia, me refiero al oficio No. **9684** notificado por fijación en lista el 12 de Agosto de 2014.

2. Mediante memorial del 16 de Octubre de 2014 se solicitó oportunamente plazo para responder la acción oficial No. **9684**.

3. Mediante oficio No. **9684** se puso en conocimiento del solicitante el informe que contiene las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente. Las observaciones realizadas en el oficio se refieren a la claridad del pliego reivindicatorio, a la claridad del capítulo descriptivo, a la novedad de las reivindicaciones 1 a 6 y 8 en vista del documento **D1**: US4029608, y al nivel inventivo de la reivindicación 7 en vista de los documentos **D1**: US4029608 y **D2**: WO2004081342.

"EXCELENCIA LEGAL EN UN MUNDO SIN FRONTERAS"

BOGOTÁ - Edificio Siski - Carrera 4 No. 72 - 35 - Tel. (57-1) 347 3611 - Fax (57-1) 211 8650 - Fax in U.S.A: (1-305) 675 7743 - COLOMBIA
MEDELLÍN - San Fernando Plaza - Carrera 43 A No. 1 - 50 - Torre Protección Oficina 852 - Tel: (57-4) 520 4760 / (57-4) 326 0789 / (57) 317 365 8663 / (57) 318 532 2365- COLOMBIA

www.cavelier.com
cavelier@cavelier.com

4. Respuesta a las objeciones

De este modo y con el objeto de atender las objeciones arriba mencionadas, se desea presentar las siguientes modificaciones, aclaraciones y argumentos:

4.1. Modificación de una solicitud en trámite

De acuerdo con el artículo 34 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, donde se establece que la modificación de una solicitud es posible en cualquier momento del trámite mientras no implique una ampliación de la solicitud inicial, me permito presentar un nuevo pliego reivindicatorio conformado por 6 reivindicaciones.

Se han introducido las siguientes modificaciones al capítulo reivindicatorio:

- Se ha redactado nuevamente la reivindicación 1 de tal forma que ahora se define de forma clara y precisa las características técnicas esenciales de la materia reclamada. En este caso, se limitó el surfactante aniónico y el agente alcalino, y se especificó el peso molecular y la estructura del polímero. Así, es claro el alcance de la materia objeto de protección y por lo tanto, la objeción formulada a este respecto se debe tener por superada.
- Se eliminaron las reivindicaciones originales 2 y 5. Lo anterior no puede ser considerado como un desistimiento de la materia allí revelada y mi representada se reserva el derecho de volver sobre la misma durante el trámite de la presente solicitud de patente.

Respetuosamente manifestamos nuestro desacuerdo con la objeción realizada por el señor Examinador en cuanto al término "composición de recuperación de hidrocarburos", puesto que las reivindicaciones están caracterizadas por sus características estructurales y el término se encuentra en el preámbulo. Así mismo, mi representada desea poner de presente que dicho término se encuentra definido de forma clara y precisa en la descripción (Párrafo 3, Página 4) de la presente solicitud y por lo tanto, el alcance del pliego reivindicatorio también se encuentra claramente definido. Lo mismo sucede con el

término “artículo moldeado”, que se encuentra debidamente especificado en el capítulo descriptivo (Párrafo 5, Página 18).

Lo anterior, si se tiene en cuenta que de conformidad con lo señalado en el artículo 51 de la Decisión 486 la descripción de una solicitud sirve para interpretar las reivindicaciones: *“El alcance de la protección conferida por la patente estará determinado por el tenor de las reivindicaciones. La descripción y los dibujos, o en su caso, el material biológico depositado, servirán para interpretarlas”*. De modo que, la objeción formulada a este respecto se debe tener por superada.

Además, se debe tener de presente que el término “recuperación de hidrocarburos” es ampliamente conocido dentro del campo de la recuperación química mejorada de petróleo y simplemente implica que un surfactante debe estar presente para la interacción con hidrocarburos, por ejemplo, el aceite, en una mezcla de hidrocarburos y agua.

Con respecto a la objeción hecha a las reivindicación 7 por incluir una falsa dependencia, se desea resaltar que la “GUÍA PARA EXAMEN DE SOLICITUDES DE PATENTE DE INVENCION Y MODELO DE UTILIDAD” de su Despacho define las falsas dependencias en el punto **2.6.4.3**:

“La relación que existe entre reivindicaciones no es siempre de dependencia. Si una reivindicación se refiere a otra, pero no depende de ella, se considera que hay una “falsa dependencia””

De lo anterior, puede notarse que dicho instructivo de hecho avala la presencia de falsas dependencias en las reivindicaciones, que corresponden simplemente a una definición de la relación entre reivindicaciones que no implica necesariamente una dependencia, sino una mención de las características definidas en una reivindicación previa. De hecho, los ejemplos provistos en el mismo numeral muestran claramente dos casos en los que la falsa dependencia es la forma correcta de relacionar dos o más reivindicaciones independientes sin necesidad de repetir todas las características técnicas previamente definidas.

Puede notarse además que las falsas dependencias ayudan considerablemente a que las reivindicaciones sean concisas, al evitar la repetición de características técnicas previamente definidas, y denotan claramente los grupos de características que pueden definir la unidad de invención entre reivindicaciones.

Con respecto a lo anterior, las **“DIRECTRICES DE EXAMEN DE SOLICITUDES DE PATENTE”** del DEPARTAMENTO DE PATENTES E INFORMACIÓN TECNOLÓGICA de la OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS definen, con respecto a la misma materia que:

“en ocasiones, una reivindicación de una determinada categoría hace mención a otra reivindicación de otra categoría. Esta situación constituye una falsa dependencia, ya que se trata únicamente de una referencia o relación con otra reivindicación que, además, puede ser necesaria a fin de observar el requisito de unidad de invención”¹

Aunque las directrices de la Oficina Española de patentes no tienen fuerza vinculante en Colombia, sí confirman el alcance del concepto definido en la **“GUÍA PARA EXAMEN DE SOLICITUDES DE PATENTE DE INVENCION Y MODELO DE UTILIDAD”** de la SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO de Colombia.

Por lo tanto, a pesar de denominarse “falsa dependencia”, la misma no sólo no se encuentra prohibida sino que no es susceptible de objeción o rechazo, pues está acorde con la práctica en la materia tendiente a facilitar la concisión de la solicitud de patente. De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se debe tener por superada la objeción a la reivindicación 7 por incluir una falsa dependencia.

Por lo anterior, las objeciones formuladas por el Examinador en cuanto a la claridad y concisión del pliego reivindicatorio se ven superadas. En consecuencia, se

¹

http://www.oepm.es/export/sites/oepm/comun/documentos_relacionados/PDF/DirectricesExamenPatentes.pdf

solicita atentamente tener en cuenta este nuevo pliego reivindicatorio para el nuevo análisis de patentabilidad.

4.2. Argumentos con respecto a la falta de claridad del Capítulo Descriptivo

Siguiendo las sugerencias realizadas por el señor Examinador, se modificó el capítulo descriptivo, incluyendo la palabra “potenciador” en el mismo. Se deben dar por superadas las objeciones al mismo.

Así, se considera que la descripción de la presente solicitud cumple con los requerimientos establecidos en el Artículo 28 de la Decisión 486 y que la objeción formulada por el Examinador se ve superada.

4.3. Argumentos con respecto a la falta de Novedad

De acuerdo al artículo 16 de la Decisión 486, se determina:

“Artículo 16: Una invención se considerará nueva cuando no esté comprendida en el estado de la técnica.

El estado de la técnica comprenderá todo lo que haya sido accesible al público por una descripción escrita u oral, utilización, comercialización o cualquier otro medio antes de la fecha de presentación de la solicitud de patente, o en su caso, de la prioridad reconocida”.

La novedad de una invención se evalúa a través de la comparación uno a uno de sus características esenciales. De este modo, una invención puede ser objetada por novedad cuando sus características esenciales son exactamente iguales a las de un antecedente que represente el estado de la técnica conocido al momento de presentar la solicitud. Por lo tanto en caso que llegue a existir al menos una diferencia en dicha comparación, se afirma que la invención SI cumple con el requisito de novedad.

Con base en lo anterior, respetuosamente manifestamos nuestro desacuerdo con el análisis llevado a cabo por el Examinador y con las conclusiones del mismo y solicitamos atentamente la reconsideración de las razones por las cuales se objeta la novedad, con base en la siguiente información:

Las reivindicaciones modificadas 1, 4 y 6, correspondientes a la composición sólida, un artículo moldeado que comprende la composición sólida y un proceso para preparar la composición sólida, respectivamente, son novedosas sobre el documento D1, teniendo en cuenta las siguientes limitaciones:

- De acuerdo con la nueva reivindicación 1, el peso molecular del polímero es, al menos, 1 megadalton. Esta característica esencial no es revelada en el documento D1. Por ejemplo, el peso molecular del polietilenglicol usado en el Ejemplo 3 de D1 es de sólo 6000.
- El polímero está hecho de un monómero etilénicamente insaturado que tiene una fórmula, como se define en la descripción. Dicho polímero es completamente diferente del polietilenglicol usado en el Ejemplo 3 de D1, como se mencionó previamente.

Ambas características técnicas no son anticipadas por el documento D1 y en consecuencia, y la materia acá reivindicada se debe tener como novedosa porque únicamente invenciones con todas las características técnicas identificadas en el mismo documento de la anterioridad pueden afectar la novedad de invenciones reivindicadas en una solicitud presentada posteriormente y por lo tanto, la objeción formulada a este respecto se debe tener por superada.

4.4. Argumentos con respecto a la falta de Nivel Inventivo

El artículo 18 de la Decisión 486 señala lo siguiente:

“Artículo 18.- Se considerará que una invención tiene nivel inventivo, si para una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica correspondiente, esa

invención no hubiese resultado obvia ni se hubiese derivado de manera evidente del estado de la técnica”.

Una invención se considerará inventiva si la misma no hubiese resultado obvia a partir del arte previo para una persona del oficio normalmente versada en la materia. Esto a su vez implica que el Examinador a cargo de esta evaluación debe colocarse en el momento exacto en el que el inventor buscaba resolver el problema técnico contemplado en la solicitud y para el cual poseía la literatura y el conocimiento disponibles en dicho momento.

Siguiendo entonces los lineamientos de la Jurisprudencia aplicable al análisis del nivel inventivo de una solicitud de patente, se considera que una anterioridad o una combinación de dos anterioridades puede afectar dicho requerimiento de patentabilidad, si una persona medianamente versada en la materia encuentra enseñanzas o sugerencias claras que, a partir de un conocimiento medio en dicho campo, le permitan llegar de manera obvia a la invención reivindicada. Adicionalmente se considera que una mejora sustancial, un efecto inesperado o una ventaja con respecto al arte previo es un indicio de nivel inventivo, por cuanto aporta un salto tecnológico en la regla técnica.

A este respecto, respetuosamente solicitamos atentamente la reconsideración de las razones por las cuales se objeta el nivel inventivo, con base en la siguiente información:

Como se mencionó previamente, las diferencias existentes entre D1 y la presente invención, residen en las propiedades del polímero que deben estar presentes en la composición sólida, es decir:

1. El peso molecular del polímero es, al menos, 1 megadalton.
2. El polímero está hecho del monómero etilénicamente insaturado que tiene una fórmula específica.

En D1, no se sugiere usar un polímero de peso molecular que sea por lo menos de 1 megadalton. Por el contrario, el peso molecular del polietilenglicol usado en el Ejemplo 3 del documento D1 es de 6000. Sin embargo, en la presente aplicación se reconoce que el surfactante que cuando una composición que contiene surfactantes se va a utilizar en la recuperación mejorada del petróleo, el polímero debe ir incrementando la viscosidad.

En particular, se reconoce que en la presente solicitud, el polímero debe incrementar la viscosidad del agua para un fluido acuoso en el que la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, comprende un surfactante aniónico y un polímero, ha sido disuelto, lo que hace que el fluido acuoso pueda ser inyectado en una formación que contiene hidrocarburos.

Además, se menciona que el polietilenglicol usado en el Ejemplo 3 de D1, con una peso molecular de 6000, no es suficiente para realizar dicha función de incrementar la viscosidad. El peso molecular del polímero debe ser lo suficientemente alto para incrementar la viscosidad. Por consiguiente, el peso molecular del polímero es al menos un megadalton. Tampoco se sugiere en D1 el uso del polímero que se realiza de un monómero etilénicamente insaturado que tiene la fórmula descrita.

En conclusión, D1 no revela o sugiere una composición sólida que comprende los siguientes componentes:

1. Surfactante aniónico.
2. Agente alcalino.
3. Polímero con las propiedades descritas en relación con el peso molecular y de su monómero.

Además de las diferencias mencionadas en términos de la composición, existe una diferencia más entre D1 y la presente invención, que reside en que la nueva composición o el artículo moldeado es utilizado en la recuperación mejorada de hidrocarburos, es decir, en un proceso para tratar un hidrocarburo que contiene la

formación a fin de recuperar los hidrocarburos de los mismos, que comprende los siguientes pasos:

- a) transportar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos o el artículo moldeado al lugar de la formación que contiene hidrocarburos;
- b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos o el artículo moldeado en agua, formando así un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos;
- c) suministrar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a por lo menos una porción de la formación que contiene hidrocarburos; y
- d) permitir que la composición de recuperación de hidrocarburos interactúe con los hidrocarburos en la formación que contiene hidrocarburos.

Adicionalmente de la ventaja de incrementar la densidad, hay un problema técnico adicional en relación con dicho uso en la recuperación química mejorada de hidrocarburos, solucionado por la composición sólida reivindicada por la presente aplicación que comprende los 3 elementos mencionados previamente, entre otros, de acuerdo a la disolución mencionada en el etapa b. Además, un pequeño tiempo de disolución para disolver la composición sólida o el artículo moldeado en dicha etapa, es importante.

Así mismo, fue sorprendente encontrar que la relación de disolución para hacer del fluido acuoso que sea adecuado para la inyección dentro del hidrocarburo que contiene la formación en el lugar de recuperación del hidrocarburo, ha sido mejorada por el uso de un sólido que comprende un surfactante, un agente alcalino y un polímero. Se encontró, entonces, que disolver el sólido que comprende el surfactante, un agente alcalino y un polímero toma menos tiempo que disolver dicho polímero por separado.

Adicionalmente, al incluir el polímero en el sólido que comprende el surfactante, no hay necesidad de realizar un paso adicional de mezclado del polímero contenido en

la solución con el surfactante contenido en la solución en el lugar de recuperación del hidrocarburo antes de la inyección en el hidrocarburo contenido en la formación.

De otro lado, con respecto al documento D2 vale la pena resaltar que dicho documento se refiere a la recuperación mejorada del hidrocarburo a diferencia de la presente solicitud, la cual busca solucionar el problema técnico relacionado con la necesidad de disminuir los costos de almacenamiento y transporte de los tensioactivos empleados en la recuperación mejorada de hidrocarburos y que dichos tensioactivos aún se puedan suministrar a una formación que contenga hidrocarburos como parte de una solución en una sola fase. Así, es claro que dicha solicitud soluciona un problema técnico distinto al acá planteado y por lo tanto, una persona versada en la materia no se vería motivada a emplear las enseñanzas de dicho documento de la forma como lo hace la presente solicitud de patente.

Finalmente, es claro que ni D1 ni D2 o su combinación, podría llevar de manera obvia a la materia aquí reivindicada para una persona versada en la materia. Además, se debe tener en cuenta que D1 (Detergentes) y D2 (Recuperación mejorada del hidrocarburo) pertenecen a campos técnicos diferentes, por lo que no sería obvio para una persona versada en la materia. Por consiguiente, la presente solicitud posee la altura inventiva necesaria para que se le conceda el privilegio solicitado.

4.5 Conclusión

Por todo lo anterior, los documentos D1 y D2 no resultan anterioridades válidas capaces de afectar la novedad de la invención de la presente solicitud. De la misma manera, el documento D1, el documento D2, o su combinación, no resultan anterioridades válidas capaces de afectar el nivel inventivo de la invención de la presente solicitud.

Por lo tanto, consideramos que el Examinador está pasando por alto que una sola diferencia con respecto al estado de la técnica, permite concluir que el objeto reivindicado es nuevo. Además, está excluyendo el hecho de que el inventor en el momento de solucionar el problema técnico de la solicitud tuvo que emplear habilidad

inventiva, pues la presente invención no resulta de la mera extrapolación de las enseñanzas del arte previo, como se afirma. Se está desconociendo el mérito investigativo empleado y que está aportando una ventaja al arte previo.

5. Puesto que se ha dado respuesta a todas las objeciones formuladas por el Examinador, se solicita atentamente proceder al otorgamiento de la solicitud de patente. En este sentido, respetuosamente recordamos al Examinador que la patente no podrá ser negada con base en objeciones diferentes a las expuestas en la acción oficial No. 9684, toda vez que al no haber sido trasladadas a mi representada, dicha decisión violaría tanto el tenor literal del artículo 45 de la Decisión 486 como el derecho constitucional al debido proceso. En este evento, y con base en el inciso 2 del artículo 45, respetuosamente solicitamos al Examinador expedir una nueva acción oficial que permita a mi representada contra argumentar las mismas o modificar la solicitud con el fin de cumplir los requisitos de patentabilidad.

6. Anexos

- Nuevo pliego reivindicatorio conformado por 6 reivindicaciones.
- Nuevo capítulo descriptivo.

Señor Director,


LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ

C.C. 35.456.344 de Usaquén

T.P.A. No. 23.555

mom COLO-06448-0841-011-5
CPT\CPT\ID-275992\WPCL6448
No. M-2014-275992\CPT

REIVINDICACIONES MODIFICADAS

1. Una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, en donde la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en estado sólido y el tensioactivo aniónico es un sulfonato de olefina interna (IOS), y en donde la composición de recuperación de hidrocarburos, adicionalmente comprende un agente alcalino y un polímero, donde el agente alcalino es seleccionado del grupo que consiste en sales de carbonato de metal alcalino, sales de bicarbonato de metal alcalino y sales de hidróxido de metal alcalino, el peso molecular del polímero es, por lo menos, 1 megadaltón y se encuentra hecho de un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en donde por lo menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene una fracción seleccionada del grupo que consiste en $C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$, en donde R es un grupo alquilo C_6-C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$, y el o los sustituyentes restantes, en su caso, son seleccionados del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo.
2. La composición de recuperación de hidrocarburos de acuerdo a la reivindicación 1 o la reivindicación 1, en donde la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en forma de un polvo.
3. La composición de recuperación de hidrocarburos de acuerdo a cualquiera de las anteriores reivindicaciones, que adicionalmente comprende un agente alcalino, que es carbonato de sodio.
4. Un artículo moldeado que comprende la composición de recuperación de hidrocarburos de cualquiera de las reivindicaciones 1-3.
5. Un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos que incluye los pasos de
 - a) transportar la composición de recuperación de hidrocarburos de cualquiera de las reivindicaciones 1-3 o el artículo moldeado de la reivindicación 4 al lugar de la formación que contiene hidrocarburos;
 - b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos o el artículo moldeado en agua, formando así un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos;
 - c) suministrar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a por lo menos una porción de la formación que contiene hidrocarburos; y
 - d) permitir que la composición de recuperación de hidrocarburos interactúe con los hidrocarburos en la formación que contiene hidrocarburos.
6. Un proceso para preparar una composición de recuperación de hidrocarburos, que incluye suministrar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónic, un agente alcalino y un polímero, donde el agente alcalino es seleccionado del grupo que consiste en sales de carbonato de metal alcalino, sales de bicarbonato de metal alcalino y sales de hidróxido de metal alcalino, el

13

peso molecular del polímero es, por lo menos, 1 megadaltón y se encuentra hecho de un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en donde por lo menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene una fracción seleccionada del grupo que consiste en $C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$, en donde R es un grupo alquilo C_6 - C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$, y el o los sustituyentes restantes, en su caso, son seleccionados del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo; retirar el agua de la mezcla acuosa; y recuperar un sólido que comprende el tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero.

CPT\CPT\ID-275991\WPCL6448

COMPOSICIÓN Y MÉTODO PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS

La presente invención hace referencia a una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico y a un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos usando dicha composición de recuperación de hidrocarburos.

Los hidrocarburos, como el petróleo, pueden ser recuperados de formaciones (o depósitos) que contienen hidrocarburo penetrando la formación con uno o más pozos, que permiten que los hidrocarburos fluyan a la superficie. Una formación que contiene hidrocarburos puede tener una fuente de energía natural (por ejemplo gas, agua) para ayudar a movilizar los hidrocarburos hacia la superficie de los pozos. Por ejemplo, agua o gas pueden estar presentes en la formación en niveles suficientes como para ejercer presión sobre los hidrocarburos para movilizarlos hacia la superficie de los pozos de producción. Sin embargo, las condiciones del yacimiento (por ejemplo permeabilidad, concentración de hidrocarburos, porosidad, temperatura, presión) pueden afectar significativamente la viabilidad económica de la producción de hidrocarburos de cualquier formación particular que contenga hidrocarburos. Adicionalmente, todas las fuentes de energía naturales existentes pueden agotarse con el tiempo, a menudo mucho antes de que la mayoría de los hidrocarburos hayan sido extraídos del yacimiento. Por consiguiente, pueden resultar necesarios procesos de recuperación suplementarios y utilizados para continuar la recuperación de hidrocarburos de la formación que contiene hidrocarburos. Algunos ejemplos de procesos suplementarios conocidos incluyen la inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de gas, inyección de álcali, procesos térmicos, inyección de solución o combinaciones de los mismos.

En los últimos años ha habido un aumento en la actividad de desarrollo de métodos nuevos y mejorados de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de sistemas químicos (cEOR, por sus siglas en inglés) para maximizar la producción de hidrocarburos de un yacimiento subterráneo. En cEOR con tensioactivo la movilización de la saturación de petróleo residual se logra a través de agentes tensioactivos que generan una tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) de crudo/agua lo suficientemente (ultra) baja para dar un número de capilaridad lo suficientemente grande como para superar las fuerzas capilares y permitir que fluya el petróleo (Chatzis & Morrows, "Correlation of capillary number relationship for sandstone", Revista SPE, volumen 29, páginas 555-562, 1989). Sin embargo, distintos yacimientos pueden tener características muy diferentes (por ejemplo, el tipo de petróleo crudo, la temperatura, la composición del agua - la salinidad, dureza, etc.) y, por lo tanto, es deseable que las estructuras y propiedades del o los tensioactivos añadidos correspondan a las condiciones particulares de un yacimiento para lograr la IFT baja requerida. Adicionalmente, se deben cumplir otros criterios importantes, tales como la baja retención o absorción de la roca, compatibilidad con el polímero, estabilidad térmica e hidrolítica y costos aceptables (incluyendo facilidad de fabricación a escala comercial).

Las composiciones y métodos para cEOR se describen en US3943160, US3946812, US4077471, US4216079, US5318709, US5723423, US6022834, US6269881, "Low Surfactant Concentration Enhanced Waterflooding", Wellington et al., Sociedad de Ingenieros de Petróleo, 1995, y "Identification y Evaluation of High Performance EOR Surfactants", Levitt et al., SPE 100089, 2006, páginas 1-11.

Las composiciones y métodos para cEOR que utilizan un sulfonato de olefina interna (IOS) como tensioactivo se describen en US4597879, US4979564, US5068043 y "Field Test of Cosurfactant-enhanced Alkaline Flooding", Falls et al., Ingeniería de Yacimientos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, 1994.

Adicionalmente a un tensioactivo, cuya función principal es reducir la IFT, una composición de recuperación de hidrocarburos puede comprender un agente alcalino y/o un polímero. La función principal del agente alcalino es reducir la retención o absorción de la roca. La función principal del polímero es aumentar la viscosidad. En términos generales, en el lugar de recuperación de hidrocarburos se utilizan instalaciones de almacenamiento separadas para almacenar el agente tensioactivo, el agente alcalino y el polímero, y se utilizan instalaciones de fabricación separadas para fabricar una solución que contiene el agente tensioactivo, una solución que contiene el agente alcalino y una solución que contiene el polímero, luego de lo cual se deben mezclar todas antes de suministrarlas a la formación que contiene hidrocarburos. Es posible ahorrar si una composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra de forma tal que pueda ser fácilmente transportada al lugar de la recuperación de hidrocarburos y luego fácilmente almacenada en dicha ubicación (por ejemplo, la capacidad de almacenamiento en una plataforma marítima es relativamente pequeña) y, adicionalmente, en el lugar de recuperación de hidrocarburos se necesita un equipo limitado para producir el fluido que se suministra a la formación que contiene hidrocarburos.

Usualmente los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos se suministran a la formación que contiene hidrocarburos mediante su mezcla con agua y/o salmuera, que puede originarse de la formación de donde se van a recuperar los hidrocarburos, formando así un fluido que puede ser inyectado a la formación que contiene hidrocarburo. La cantidad de tensioactivo en dicha agua inyectable que contiene fluido generalmente se encuentra en el intervalo de 0,1 a 1% en peso. Ver por ejemplo "Favorable Attributes of Alkaline- Tensioactivo-Polímero Flooding", Liu et al., Revista SPE, Marzo 2008, páginas 5-16.

Los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos normalmente se sintetizan en un lugar muy distante del lugar donde se van a recuperar los hidrocarburos de una formación que contiene hidrocarburos. Esto significa que los tensioactivos deben ser transportados a dicho lugar de recuperación de hidrocarburos. Dicho transporte implica altos costos. Es deseable encontrar una manera que reduzca sustancialmente estos costos aparte de sintetizar los tensioactivos en el mismo lugar de recuperación de hidrocarburos. Esta última opción no es rentable porque en dicho caso aun habría que transportar a los tensioactivos que se van a suministrar a otros lugares de recuperación de hidrocarburos. EP2261298A revela la formación de una composición de recuperación de hidrocarburos en el lugar de recuperación de hidrocarburos.

Normalmente, los tensioactivos para recuperación mejorada de hidrocarburos se transportan a un lugar de recuperación de hidrocarburos y se almacenan en ese lugar bajo la forma de una solución acuosa que contiene por ejemplo 30 a 35% en peso del tensioactivo. Luego, en el lugar de recuperación de hidrocarburos, dicha solución se diluiría a una solución de 0,1-1% en peso, tal y como se menciona arriba, antes de ser inyectada a una formación que contiene hidrocarburos. En la práctica, no es preferible transportar y almacenar un tensioactivo más concentrado (por ejemplo 60-80% en peso en vez de dicho 30-35% en peso) que contiene mezclas acuosas debido a que tales mezclas generalmente son altamente viscosas y por lo tanto difíciles de manejar en dicho transporte, almacenamiento y dilución.

Por lo tanto, tener que transportar dichas soluciones acuosas que contienen 30-35% en peso de tensioactivo todavía implica el transporte de grandes volúmenes de agua a lugares de recuperación de hidrocarburos que pueden estar muy lejos del lugar en donde se sintetizan los tensioactivos y/o en donde los lugares de recuperación de hidrocarburos no sean de fácil acceso. Igualmente, la capacidad de almacenamiento en esos lugares de recuperación de hidrocarburos debe ser lo suficientemente grande para dar cabida a este tipo de grandes volúmenes de agua. Adicionalmente, es importante que

los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos sea inyectada a una formación que contiene hidrocarburos como parte de una solución de fase única, porque la formación de precipitado, cristal líquido o una segunda fase líquida puede conducir a una distribución no uniforme del material inyectado y un transporte no uniforme debido al atrapamiento de fase o diferentes movibilidades de las fases coexistentes. Esto significa que se debería obtener una solución homogénea que contiene un tensioactivo libre de sólidos.

Por consiguiente, es deseable encontrar una manera que reduzca sustancialmente los costos de transporte y almacenamiento de tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos, y que al mismo tiempo dichos tensioactivos todavía se puedan suministrar a una formación que contiene hidrocarburos como parte de una solución de fase única.

Sorprendentemente, se encontró que los tensioactivos para cEOR no tienen que ser transportados a lugares de recuperación de hidrocarburos y almacenados en dichos lugares en forma de soluciones acuosas, sino que pueden ser transportados hasta allá y almacenados como sólidos. Debido a que el transporte y almacenamiento de sólidos que contienen tensioactivos implica volúmenes significativamente más pequeños de material, a comparación del transporte y almacenamiento de soluciones acuosas que contienen tensioactivos, se logra una enorme reducción de costos con la presente invención.

Adicionalmente, se encontró, sorprendentemente, que dichos sólidos que contienen tensioactivos aún se pueden convertir, al mezclarlos con agua, en soluciones de fase única que sean adecuados para inyección en una formación que contiene hidrocarburos en el lugar de recuperación de hidrocarburos.

Aún más, se encontró, sorprendentemente, que la velocidad de disolución para la fabricación de un fluido acuoso que sea adecuado para inyección en una formación que contiene hidrocarburos en el lugar de recuperación de hidrocarburos, se mejora mediante el uso de un sólido que comprende un tensioactivo y, adicionalmente, un agente alcalino y/o un polímero. Se encontró que disolver un sólido que comprende un tensioactivo, un agente alcalino y un polímero tomó menos tiempo que disolver dicho polímero por separado. Adicionalmente, al incluir el polímero en el sólido que comprende el tensioactivo, no se necesita el paso adicional de mezclar una solución que contiene el polímero con la solución que contiene el tensioactivo en el lugar de recuperación de hidrocarburos antes de inyectarla en la formación que contiene hidrocarburos.

Por otro lado, al incluir el polímero en el sólido que comprende el tensioactivo, es posible evitar, completa y ventajosamente, el denominado fenómeno de los "ojos de pescado" que puede ocurrir al disolver el polímero en agua. Generalmente se sabe que diluir un polímero en agua es un proceso engorroso, y que se necesitan medios especiales para evitar las fases viscosas intermedias, como los dichos "ojos de pescado". Por ejemplo, en "Viscosity Study of Salt Tolerant Polymers", Rashidi et al., Revista de Ciencias Aplicadas de Polímeros, volumen 117, páginas 1551-1557, 2010, se revela que en la fabricación de polímero que contiene soluciones acuosas de NaCl a escala de laboratorio, el polvo de polímero debe introducirse lentamente en el lado del vórtice (vórtice relativamente fuerte de 720 rpm) para evitar la formación de dichos "ojos de pescado" que se pueden formar si no se humedece uniformemente el polvo. A escala industrial, las medidas que se deben tomar para evitar la formación de dichos "ojos de pescado" son aún más radicales. Con el fin de obtener un polímero en polvo finamente dividido en la solución y por lo tanto evitar la formación de dichos "ojos de pescado", es una práctica industrial común usar equipo adicional, como las denominadas "unidades rebanadoras" que son usadas con el único propósito de obtener primero dicho polvo de polímero finamente dividido. Las Unidades Rebanadoras de Polímeros pueden ser obtenidas de SNF Floerger y han sido usadas para disolver el polímero en polvo en

cantidades enormes (por ejemplo 300 quilogramos por hora), ahorrando así tiempo mediante la reducción de la próxima etapa de disolución antes de la inyección del polímero a una formación que contiene hidrocarburos.

Por consiguiente, la presente invención hace referencia a una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, en donde la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en estado sólido.

En esta memoria descriptiva, el término "composición de recuperación de hidrocarburos" implica que la composición es adecuada para la recuperación de hidrocarburos. La composición es adecuada para la recuperación de hidrocarburos porque comprende un tensioactivo, más particularmente, un tensioactivo aniónico. Es decir, la presente invención hace referencia a una composición que comprende un tensioactivo aniónico, en donde la composición se encuentra en estado sólido. Y esta composición es adecuada para la recuperación de hidrocarburos. Por consiguiente, se le conoce como "composición de recuperación de hidrocarburos".

En la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos debe estar en estado sólido. Con "estado sólido" se hace referencia al estado de la composición de recuperación de hidrocarburos bajo condiciones de una temperatura de 20 °C y presión atmosférica.

Adecuadamente, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos, o no contiene nada de agua, o contiene solo una cantidad limitada de agua, adecuadamente una cantidad de agua de máximo 10% en peso, aún más adecuadamente de máximo 8% en peso, aún más adecuadamente de máximo 6% en peso, aún más adecuadamente de máximo 5% en peso, aún más adecuadamente de máximo 4% en peso, aún más adecuadamente de máximo 3,5% en peso, aún más adecuadamente de máximo 3% en peso, aún más adecuadamente de máximo 2,5% en peso, aún más adecuadamente de máximo 2% en peso, aún más adecuadamente de máximo 1,5% en peso, y de la manera más adecuada, de máximo 1% en peso. Dicha agua comprende cualquier tipo de agua, incluyendo agua libre, agua adsorbida y agua de cristalización.

Así, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos es un sólido que comprende un tensioactivo aniónico. En EP0482687A1 se da a conocer una composición vertible de líquido concentrado que comprende un tensioactivo de sulfonato de olefina interna (IOS) y agua. La composición de EP0482687A1 se describe como fácil de almacenar, manipular y transportar. Adicionalmente, se describe que puede ser de fácil secado por pulverización o convertida en una composición menos concentrada. EP0482687A1 no menciona ninguna aplicación para cEOR.

EP377261A2 también revela composiciones que comprenden un IOS como tensioactivo aniónico. La composición puede ser un detergente granular para la ropa o un detergente líquido para la ropa. Adicionalmente, puede contener un potenciador, tal como carbonato de sodio. Los ejemplos 1-7 de EP377261A2 revelan composiciones granulares en donde la proporción de agua sería de 31% en peso. Por otro lado, en EP377261A2 se mencionan agentes anti agrisado, que pueden ser polímeros polianiónicos solubles en agua, tales como polímeros y copolímeros de ácido acrílico y ácido maleico, y derivados de celulosa. En EP377261A2 tampoco se hace ninguna referencia a una aplicación para cEOR.

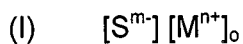
Tensioactivo

En la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos comprende uno o más tensioactivos aniónicos. Adicionalmente al tensioactivo aniónico, la

composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención también puede incluir un tensioactivo no iónico.

"Tensioactivo" es la forma abreviada de "agente de superficie activa", que comprende un químico que estabiliza mezclas de aceite y agua mediante la reducción de la tensión interfacial en la interfaz entre las moléculas de aceite y agua. Dado que el agua y el aceite difícilmente se disuelven el uno en el otro, se puede añadir un agente tensioactivo a la mezcla para evitar que se divida en capas. Todo tensioactivo comprende una parte hidrófila y una parte hidrófoba. Cuando la parte hidrófila de un tensioactivo comprende un grupo con carga negativa como un sulfonato, sulfato o carboxilato, el tensioactivo se llama aniónico. Adicionalmente, un tensioactivo aniónico comprende un contra catión para compensar esta carga negativa.

Es decir, por lo general, un tensioactivo aniónico tiene la siguiente fórmula(I)



en donde S es la porción con carga negativa del tensioactivo aniónico, M es un contra catión y el producto de n y o (n*o) es igual a m. Dicha porción con carga negativa S, por lo tanto, comprende (i) la parte hidrófila, que comprende un grupo con carga negativa, y (ii) la parte hidrófoba del tensioactivo aniónico.

En la presente memoria descriptiva, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede ser caracterizado por su número de carbonos, número de ramas y/o peso molecular. Caso se haga referencia a un número promedio de carbonos, un número promedio de ramas y/o un peso molecular promedio, esto significa que el tensioactivo aniónico en cuestión es una mezcla de moléculas de tensioactivo que difieren entre sí en términos de número de carbonos, el número de ramas y/o peso molecular.

En la presente memoria descriptiva, dicho número promedio de carbonos es determinado al multiplicar el número de átomos de carbono de cada molécula de tensioactivo o grupo dentro de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula o grupo y luego añadiendo los productos, lo que resulta en un número de carbonos promedio en peso. El número promedio de carbonos puede ser determinado mediante análisis de RMN.

En la presente memoria descriptiva, dicho número promedio de ramas es determinado al multiplicar el número de ramas de cada molécula de tensioactivo o grupo dentro de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula o grupo y luego añadiendo los productos, lo que resulta en un número de ramas promedio en peso. El número promedio de ramas puede ser determinado mediante análisis de RMN.

Dicho número promedio de ramas también tiene en cuenta a moléculas o grupos no ramificados, además de moléculas o grupos ramificados.

Adicionalmente, en la presente memoria descriptiva, si una mezcla de moléculas o grupos de tensioactivos dentro de las moléculas de tensioactivo es ramificada, esto significa que la mayoría, es decir, más del 50% en peso, tiene al menos una rama. En otras palabras, en tal caso, la relación en peso de lineal a ramificada para dicha mezcla es inferior a 1:1.

En la presente memoria descriptiva, dicho peso molecular promedio es determinado mediante la multiplicación del peso molecular de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula y luego añadiendo los productos, dando como resultado el peso molecular promedio en peso.

El tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede ser cualquiera de los tensioactivos aniónicos, o una mezcla de dichos tensioactivos conocidos para efectuar la recuperación de hidrocarburos a partir de formaciones que contienen hidrocarburos. Los tensioactivos aniónicos adecuados para la recuperación de hidrocarburos se describen en las referencias de patentes y referencias de literatura no de patente de la manera enumerada en la parte introductoria de esta memoria descriptiva, describiendo las composiciones y métodos para una recuperación mejorada de hidrocarburos. Las descripciones de todas las referencias se incorporan a la presente por referencia.

Preferiblemente, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención se selecciona de entre un grupo que consiste en:

- a) un sulfonato de olefina interna (IOS);
- b) un tensioactivo aniónico basado en un alcohol alcoxilado o no alcoxilado que tiene un grupo alifático;
- c) un sulfonato de alfa-olefina (AOS);
- d) un sulfonato de alquilbenceno lineal (LABS);
- e) un sulfonato de alquilbenceno ramificado (BABS); y
- f) cualquier mezcla de los tensioactivos aniónicos anteriores.

Preferiblemente, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención es seleccionado de entre un grupo que consiste en un tensioactivo tal y como se menciona en a) arriba, un tensioactivo tal y como se menciona en b) arriba, un tensioactivo tal y como se menciona en c) arriba o cualquier mezcla de dichos tensioactivos.

Incluso más preferiblemente, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención es seleccionado de entre un grupo que consiste en un tensioactivo tal y como se menciona en a) arriba, un tensioactivo tal y como se menciona en b) arriba o cualquier mezcla de dichos tensioactivos.

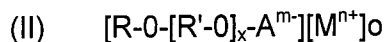
En una modalidad particularmente preferible de la presente invención, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos es un sulfonato de olefina interna (IOS), tal y como se menciona en a) arriba y como se describe adicionalmente a continuación.

Un ejemplo de un sulfonato de alquilbenceno lineal (LABS) adecuado, tal y como se menciona en d) arriba, es el sulfonato de dodecilbenceno de sodio. En un LABS, un grupo alquilo predominantemente lineal (por ejemplo C_{10} - C_{13}) está unido, ya sea a través de su átomo de carbono terminal o un átomo de carbono interno, a una molécula de benceno que también se sustituye con un grupo sulfonato en otra posición, preferiblemente en la posición para, y que también pueden ser sustituidas adicionalmente en las posiciones restantes, por ejemplo, con los grupos alquilo, tales como un grupo metilo. Ejemplos de LABS adecuados que pueden ser usados como tensioactivo aniónico en la presente invención se dan a conocer en US20090163669. US20090163669 describe sulfonatos de alquilbenceno trisustituido, tales como los sulfonatos del producto de alquilación del ortoxileno con una mezcla de alfa-olefinas lineales de C_{12} - C_{30}^+ .

En la presente invención, el tensioactivo aniónico mencionado arriba en b), puede ser un tensioactivo aniónico basado en un alcohol alcoxilado o no alcoxilado, preferiblemente alcoxilado, que tiene un grupo alifático, grupo que tiene un número de

carbonos promedio de 8 a 26 y un número promedio de ramificaciones de entre 0,5 y 2,5, y que tiene un promedio de al menos 0,5 mol de grupos de óxido de alquileo por mol de alcohol si el alcohol es alcoxilado. Dicho alcohol puede ser primario o secundario, preferiblemente primario.

Dicho tensioactivo aniónico puede ser de la siguiente fórmula (II)



En donde R es el grupo alifático que se origina a partir del alcohol, R'-O es un grupo de óxido de alquileo procedente del óxido de alquileo, x es 0 o al menos 0,5, preferiblemente al menos 0,5, A es un grupo con carga negativa, M es un contra catión, y el producto de n y o (n*o) es igual a m. En la fórmula a título de ejemplo anterior (II), m y n son números enteros. m puede ser 1, 2 o 3. Adicionalmente, o puede ser cualquier número que asegure que el tensioactivo aniónico es eléctricamente neutro. Es decir, el producto de n y o (n*o) debe ser igual a m. o puede ser un número en el intervalo de 0,5 a 3.

El contra catión, indicado como Mⁿ⁺ en la fórmula a título de ejemplo anterior (II), puede ser un catión orgánico, como por ejemplo un catión que contiene nitrógeno, por ejemplo, un catión de amonio, que puede estar no sustituido o sustituido. Adicionalmente, el contra catión puede ser un catión de metal, tal como un catión de metal alcalino o un catión de metal alcalino-térreo. Preferiblemente, dicho catión de metal alcalino es un catión de litio, catión de sodio o catión de potasio. Adicionalmente, preferiblemente, dicho catión de metal alcalino-térreo es un catión de magnesio o catión de calcio.

Los grupos de óxido de alquileo en la fórmula a título de ejemplo anterior (II) pueden comprender cualquier grupo de óxido de alquileo. Por ejemplo, dichos grupos de óxido de alquileo pueden comprender grupos de óxido de etileno, grupos de óxido de propileno y grupos de óxido de butileno o una mezcla de los mismos, tales como una mezcla de los grupos de óxido de etileno y óxido de propileno. En el caso de una mezcla de los grupos de óxido de etileno y óxido de propileno, la mezcla puede ser al azar o por bloques.

El grupo con carga negativa, indicado como A^{m-} en la fórmula a título de ejemplo anterior (II), puede ser cualquier grupo de carga negativa. Dicho grupo con carga negativa es, preferiblemente, un grupo que contiene la fracción -SO₃⁻ (ya sea sulfato o sulfonato). Adicionalmente, dicho grupo con carga negativa puede ser un grupo que comprende la fracción -C(=O)O⁻ (carboxilato).

Tal y como se menciona arriba, el tensioactivo aniónico en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención es, preferiblemente, un sulfonato de olefina interna (IOS). Un IOS comprende una mezcla de moléculas de IOS. Es decir, en la presente memoria descriptiva, "IOS" o "sulfonato de olefina interna" como tal se refiere a una mezcla de moléculas de IOS, mientras que por "molécula de IOS" o "molécula de sulfonato de olefina interna" se hace referencia a uno de los componentes de dicho IOS.

En la presente invención, el número promedio de carbonos para el IOS no es esencial y puede variar en amplios intervalos, tales como de 5 a 40, adecuadamente de 10 a 35, más adecuadamente de 15 a 30.

Adicionalmente, en la presente invención, el número promedio de ramas para el IOS tampoco es esencial y también puede variar en amplios intervalos. Adecuadamente, dicho número promedio de ramas es de al menos 0,6, más adecuadamente de 0,6 a 3,0, más adecuadamente de 0,6 a 2,8, y de la manera más adecuada, de 0,7 a 2,6.

Las olefinas usadas en la fabricación de dichos IOS pueden por lo tanto ser ramificados y/o no ramificados. Por consiguiente, el IOS resultante puede ser ramificado. El IOS puede ser parcial o completamente ramificado o puede ser parcial o completamente no ramificado (es decir, lineal, sin ramas). Adecuadamente, en la presente invención, el IOS es altamente ramificado o altamente no ramificado. Por ejemplo, por lo menos 70% en peso, o al menos 75% en peso, o al menos 80% en peso, o al menos 85% en peso de las moléculas de IOS del IOS es no ramificado.

Por otro lado, en la presente invención, el peso molecular promedio para el IOS tampoco es esencial y también puede variar en amplios intervalos, tales como de 100 a 500, adecuadamente de 150 a 450, más adecuadamente de 200 a 400 g/mol.

Los IOS adecuados para uso en la presente invención incluyen los de la serie ENORDET™ O de tensioactivos comercialmente disponibles de Shell Chemicals Company. Los IOS adecuados para uso en la presente invención incluyen uno o más IOS seleccionados de un grupo que consiste en C₁₅₋₁₈ IOS, C₁₉₋₂₃ IOS, C₂₀₋₂₄ IOS y C₂₄₋₂₈ IOS, como se describe adicionalmente más adelante.

"C₁₅₋₁₈ sulfonato de olefina interna" (C₁₅₋₁₈ IOS) de la manera usada en la presente significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna, en donde la mezcla tiene un número promedio de carbonos de 16 a 17 y por lo menos 50% en peso, preferiblemente por lo menos 65% en peso, más preferiblemente por lo menos 75% en peso, y de la manera más preferible, por lo menos 90% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contiene de 15 a 18 átomos de carbono.

"C₁₉₋₂₃ sulfonato de olefina interna" (C₁₉₋₂₃ IOS) de la manera usada en la presente significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en donde la mezcla tiene un número promedio de carbonos de 21 a 23 y por lo menos 50% en peso, preferiblemente por lo menos 60% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contiene de 19 a 23 átomos de carbono.

"C₂₀₋₂₄ sulfonato de olefina interna" (C₂₀₋₂₄ IOS) de la manera usada en la presente significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en donde la mezcla tiene un número promedio de carbonos de 20 a 23 y por lo menos 50% en peso, preferiblemente por lo menos 65% en peso, más preferiblemente por lo menos 75% en peso, y de la manera más preferible, por lo menos 90% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contiene de 20 a 24 átomos de carbono.

"C₂₄₋₂₈ sulfonato de olefina interna" (C₂₄₋₂₈ IOS) de la manera usada en la presente significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en donde la mezcla tiene un número promedio de carbonos de 24,5 a 27 y por lo menos 40% en peso, preferiblemente por lo menos 45% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contiene de 24 a 28 átomos de carbono.

La fabricación de IOS comprende (a) sulfonación y (b) neutralización e hidrólisis (Adami, "Production of linear alkylbenzene sulphonate y alpha-olefin sulphonates", Surfactant Science Series, volumen 142, Capítulo 5, página 83). La Figura 1A ilustra las reacciones de una olefina interna con trióxido de azufre durante el proceso de sulfonación. La Figura 1B ilustra los procesos de neutralización e hidrólisis subsiguientes para formar un sulfonato de olefina interna.

Un IOS comprende un rango de moléculas diferentes, que pueden diferir entre sí en términos de número de carbonos, número de ramas y número y distribución de grupos funcionales tales como grupos sulfonato e hidroxilo. Un IOS comprende tanto moléculas de hidroxialcano sulfonato y moléculas sulfonato de alqueno y posiblemente también moléculas de di-sulfonato. Las moléculas de hidroxialcano sulfonato y las moléculas de sulfonato de alqueno se muestran en la Figura 1B. Las moléculas de di-sulfonato (no

ilustradas en la Figura 1B) se originan a partir de una sulfonación adicional de por ejemplo un ácido sulfónico alqueno, tal y como se muestra en la Figura 1A.

Si el IOS se encuentra presente en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, este puede comprender por lo menos 30% de moléculas de hidroxialcano sulfonato, hasta 70% de moléculas de sulfonato de alqueno y hasta 10% de moléculas de di-sulfonato. Adecuadamente, el IOS comprende de 30% a 90% de moléculas de hidroxialcano sulfonato de 10% a 70% moléculas de sulfonato de alqueno y de 0% a 10% moléculas de di-sulfonato. Ventajosamente, el IOS comprende de 40% a 85% de moléculas de hidroxialcano sulfonato, de 15% a 60% de moléculas de sulfonato de alqueno y de menos de 1% a 5% de moléculas de di-sulfonato. La composición del IOS puede medirse usando una técnica de cromatografía líquida-espectrometría de masas (LC-MS).

Una molécula de IOS se hace a partir de una molécula de olefina interna cuyo enlace doble se encuentra en cualquier lugar a lo largo de la cadena de carbono, excepto en un átomo de carbono terminal. Las moléculas de olefina interna se pueden realizar por isomerización del enlace doble de las moléculas de alfa-olefina, cuyo enlace doble está situado en una posición terminal. En términos generales, dicha isomerización resulta en una mezcla de moléculas de olefinas internas cuyos enlaces dobles se encuentran en diferentes posiciones internas. La mezcla que resulta de dicha preparación también puede comprender una cantidad menor de alfa-olefinas, por ejemplo hasta 5%, adecuadamente hasta el 3%.

Los procedimientos adecuados para la fabricación de olefinas internas incluyen los descritos en US5510306, US5633422, US5648584, US5648585, US5849960, EP0830315B1 y "Anionic Surfactants: Organic Chemistry", Surfactant Science Series, volumen 56, Capítulo 7, Marcel Dekker, Inc., New York, 1996, ed. H.W. Stacke, cuyas divulgaciones se incorporan aquí por referencia.

En la sulfonación, se hace reaccionar un agente de sulfonación con olefinas internas que conducen a la formación de productos intermedios cíclicos conocidos como beta-sultonas, que pueden experimentar isomerización de ácidos sulfónicos insaturados y las gamma- y delta-sultonas más estables. La relación molar entre agente de sulfonación y olefina interna puede ser de 1:1 a 1.6:1. El agente de sulfonación puede ser trióxido de azufre, ácido sulfúrico, o ácido sulfúrico fumante.

El trióxido de azufre se diluye preferiblemente con una corriente de nitrógeno, aire o cualquier otro gas inerte en el reactor. La concentración de trióxido de azufre generalmente es entre 2 y 5 por ciento en volumen con base en el volumen del gas portador. La reacción de sulfonación con SO_3 se lleva a cabo preferiblemente en un reactor de película, por ejemplo un "reactor de película descendente", en donde se alimenta continuamente olefina a las superficies interiores de un tubo y se introduce SO_3 gaseoso en el tubo para que reaccione con la película de olefina (descendiente) de una manera controlada. Se enfría el reactor con un medio de refrigeración, preferiblemente agua, con una temperatura preferiblemente no mayor a 90 °C, especialmente una temperatura en el intervalo de 20 a 50 °C, por ejemplo haciendo fluir el medio de refrigeración en las paredes exteriores del reactor.

El proceso de sulfonación se puede llevar a cabo de forma discontinua, semi-continua o continua. Preferiblemente, el producto de reacción obtenido es directamente, sin necesidad de extraer la olefina interna sin reaccionar, sometido a neutralización e hidrólisis, usando un agente de neutralización. Dicho agente de neutralización puede ser una base soluble en agua, preferiblemente seleccionada del grupo que consiste de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos de un ión de metal alcalino (térreo), como por ejemplo sodio o potasio, o de ión amonio y compuestos de amina. Algunos ejemplos

adecuados son el hidróxido de sodio y carbonato de sodio. Generalmente la neutralización se lleva a cabo con exceso de base, calculada sobre el componente ácido.

Dependiendo de las circunstancias, parte de las beta-sultonas se puede convertir primero en gamma-sultonas que a su vez se pueden convertir en delta-sultonas. Luego de la neutralización e hidrólisis, las beta-sultonas dan beta- hidroxialcano sulfonatos, mientras que dichas gamma- y delta-sultonas dan gama-hidroxialcano sulfonatos y delta-hidroxialcano sulfonatos, respectivamente. Parte de dichos hidroxialcano sulfonatos pueden deshidratarse en sulfonatos de alqueno.

La mezcla de reacción de sulfonación puede ser alimentada a una unidad de neutralización y luego a una unidad de hidrólisis separada. Generalmente, la neutralización en la unidad de neutralización se lleva a cabo a una temperatura en el intervalo de 0 a 80 °C. La hidrólisis en la unidad de hidrólisis se lleva a cabo a una temperatura elevada en el rango de 100 a 250 °C, preferiblemente 130 a 200 °C. Por lo general, el tiempo de hidrólisis puede ser de entre 5 minutos a 4 horas.

Durante la neutralización e hidrólisis, se puede agregar un tensioactivo no iónico para ayudar al proceso.

US4183867, US4248793 y EP0351928B1, cuyas revelaciones se incorporan a la presente por referencia, dan a conocer procesos que pueden ser incorporados a la presente para hacer los sulfonatos de olefina interna que pueden ser usados en la presente invención como el tensioactivo aniónico. Adicionalmente, los sulfonatos de olefina interna pueden ser sintetizados de una manera descrita por Van Os et al. en "Anionic Surfactants: Organic Chemistry", Surfactant Science Series 56, ed. Stacke H.W., 1996, Capítulo 7: Olefin sulfonates, página 363, cuya divulgación se incorpora aquí por referencia.

Polvo

En la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos es un sólido. Preferiblemente, la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en forma de polvo. La presente invención también hace referencia a una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, tal y como se describe arriba, en donde la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en la forma de polvo.

Preferiblemente, dentro de la presente memoria descriptiva, con "polvo" se hace referencia a material compuesto de partículas sólidas no cementadas juntas. Preferiblemente, las partículas (sólidas) de un polvo son de flujo libre.

Adecuadamente, en la presente invención, cuando la composición de recuperación de hidrocarburos está en la forma de un polvo, o no contiene agua, o contiene únicamente una cantidad limitada de agua, adecuadamente una cantidad de agua que es a lo sumo 10% en peso, más adecuadamente a lo sumo 8% en peso, más adecuadamente a lo sumo 6% en peso, más adecuadamente a lo sumo 5% en peso, más adecuadamente a lo sumo 4% en peso, más adecuadamente a lo sumo 3,5% en peso, más adecuadamente a lo sumo 3% en peso, más adecuadamente a lo sumo 2,5% en peso, más adecuadamente a lo sumo 2% en peso, más adecuadamente a lo sumo 1,5% en peso, más adecuadamente a lo sumo 1% en peso. Dicha agua comprende cualquier tipo de agua, incluyendo agua libre, agua adsorbida y agua de cristalización.

En un caso donde la presente composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en forma de polvo, el tamaño promedio de las partículas sólidas que componen a dicho polvo puede variar en amplios intervalos. Los polvos se pueden preparar, por ejemplo, a través de técnicas de secado por pulverización o a través de las llamadas

"rutas nontower" para la fabricación de polvos compactados, como se discute más adelante. En la presente memoria descriptiva, un "polvo" también cubre el "polvo aglomerado", que se hace mediante la aglomeración de un polvo, por ejemplo mediante la aplicación de la "ruta nontower" antes mencionada, como se discute más adelante. El tamaño promedio de las partículas de un polvo aglomerado es mayor a la del polvo a partir del cual se hizo. Así, dependiendo del método de preparación del polvo, el tamaño promedio de partícula del polvo preparado puede variar en gran medida.

Convencionalmente, el tamaño promedio de las partículas de los polvos puede variar de 25 a 5000 micrones. Además, en la presente invención, cuando la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en forma de polvo, puede tener un tamaño promedio de partícula de 25 a 5000 micrones, por ejemplo 200 a 1600 micrones. Adecuadamente, dicho polvo tiene un tamaño de partícula promedio de por lo menos 1 micrón, más adecuadamente de por lo menos 25 micrones, más adecuadamente de por lo menos 50 micrones, más adecuadamente de por lo menos 100 micrones, de la manera más adecuada, de por lo menos 200 micrones, y de máximo 10000 micrones, más adecuadamente de máximo 5000 micrones, más adecuadamente de máximo 3000 micrones, más adecuadamente de máximo 2000 micrones, más adecuadamente de máximo 1600 micrones.

En términos generales, los polvos pueden caracterizarse adicionalmente por la tasa de flujo y por la densidad aparente, que son propiedades relevantes en términos de almacenamiento y manipulación. Por ejemplo, en general, cuanto mayor es la densidad aparente del polvo, más bajos son los costos de transporte y almacenamiento del mismo.

Convencionalmente, la densidad aparente de los polvos puede variar de 100 a 1500 gramos/litro (g/l). Además, en la presente invención, cuando la composición de recuperación de hidrocarburos se encuentra en forma de polvo, puede tener una densidad aparente de 100 a 1,500 g/l, por ejemplo de 500 a 900 g/l. Adecuadamente, dicho polvo tiene una densidad aparente que es de por lo menos 50 g/l, más adecuadamente de por lo menos 100 g/l, más adecuadamente de por lo menos 300 g/l, más adecuadamente por lo menos de 400 g/l, de la manera más adecuada, de por lo menos 500 g/l, y de máximo 2000 g/l, más adecuadamente a lo sumo 1500 g/l, más adecuadamente a lo sumo 1200 g/l, más adecuadamente a lo sumo 1000 g/l, de la manera más adecuada a lo sumo 900 g/l.

Agente alcalino

Es preferible que, adicionalmente al tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprenda un agente alcalino. Tal y como se menciona arriba, la principal función de un agente alcalino en una composición de recuperación de hidrocarburos es reducir la retención o absorción de la roca.

En la presente memoria descriptiva, un "agente alcalino" hace referencia a una sal iónica básica de un metal alcalino o un metal alcalinotérreo, preferiblemente un metal alcalino, sal que es una base que se disuelve en agua dando una solución con un pH superior a 7. Los agentes alcalinos también son conocidos comúnmente como álcalis o agentes alcalinos.

En la modalidad preferida de la presente invención en donde se usa un agente alcalino además del tensioactivo aniónico, se puede usar cualquier agente alcalino conocido por el experto.

Un agente alcalino preferido que puede ser usado en la presente invención es un agente alcalino seleccionado de un grupo que consiste en sales de carbonato de metal alcalino, sales de bicarbonato de metal alcalino, sales de hidróxido de metal alcalino,

sales de silicato de metal alcalino y sales de fosfato de metal alcalino. El contra catión de metal alcalino en dichas sales pueden ser sodio, potasio, litio o cesio. Más preferiblemente, dicho contra catión es sodio o potasio, y más preferiblemente sodio.

En la presente memoria descriptiva, "silicato" cubre ortosilicatos, pirosilicatos, polisilicatos y metasilicatos. Preferiblemente, el silicato es un ortosilicato, tal como silicato de sodio, o un metasilicato, tal como metasilicato de sodio.

En la presente memoria descriptiva, "fosfato" cubre ortofosfatos, pirofosfatos, polifosfatos y metafosfatos. Preferiblemente, el fosfato es un polifosfato. Ejemplos adecuados de polifosfatos son los trifosfatos y fosfatos superiores, tales como el trifosfato pentasódico.

Más preferiblemente, el agente alcalino es un agente alcalino seleccionado de un grupo que consiste en sales de carbonato de metal alcalino, sales de bicarbonato de metal alcalino y sales de hidróxido de metal alcalino. Ejemplos adecuados de sales de hidróxido de metal alcalino son hidróxido de sodio e hidróxido de potasio. Aún más preferiblemente, el agente alcalino es una sal de carbonato de metal alcalino o una sal de bicarbonato de metal alcalino. Ejemplos adecuados de sales de bicarbonato de metal alcalino son el bicarbonato de sodio y bicarbonato de potasio. Más preferiblemente, el agente alcalino es una sal de carbonato de metal alcalino, adecuadamente carbonato de sodio o carbonato de potasio.

Sal inorgánica

Es preferible que, adicionalmente al tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprenda una sal inorgánica. La sal inorgánica puede disminuir la tensión interfacial entre los hidrocarburos a ser recuperados y el agua, tal y como se discute más adelante.

Adecuadamente, las sales inorgánicas que pueden ser usadas en la presente invención son seleccionadas del grupo que consiste en cloruros de metal alcalino, sulfatos de metal alcalino y carbonatos de metal alcalino, en donde el metal alcalino puede ser sodio o potasio. Se seleccionan sales inorgánicas preferidas específicas del grupo que consiste en cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de amonio, sulfato de sodio y carbonato de sodio.

Polímero

Es preferible que, además del tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprenda un polímero.

Tal y como se menciona arriba, la función principal del polímero es aumentar la viscosidad. Es decir, el polímero debe ser un polímero que aumente la viscosidad. En particular, en la presente invención, el polímero debe aumentar la viscosidad del agua para un fluido acuoso en el que la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, que comprende un tensioactivo aniónico y el polímero, haya sido disuelta, fluido acuoso que puede luego ser inyectado a una formación que contiene hidrocarburos. Para producción a partir de una formación que contiene hidrocarburos, puede ser mejorada tratando la formación que contiene hidrocarburos con un polímero que puede movilizar los hidrocarburos a uno o más pozos de producción. El polímero puede reducir la movilidad de la fase de agua, debido a la mayor viscosidad, en los poros de la formación que contiene hidrocarburos. La reducción de la movilidad del agua puede facilitar la movilización de los hidrocarburos por la formación que contiene hidrocarburos.

Los polímeros adecuados que realizan la antes mencionada función de aumentar la viscosidad en la recuperación mejorada de petróleo, para uso en la presente invención,

y las preparaciones de los mismos, son descritos en US6427268, US6439308, US5654261, US5284206, US5199490 y US5103909, así como en "Viscosity Study of Salt Tolerant Polímeros", Rashidi et al., Revista de Ciencias Aplicadas de Polímeros, volumen 117, páginas 1551-1557, 2010, cuyas descripciones se incorporan aquí por referencia.

Los polímeros adecuados comercialmente disponibles para cEOR incluyen polímeros Flopaam®, fabricado por SNF Floerger, CIBA® ALCOFLOOD® fabricado por Ciba Specialty Additives (Tarrytown, New York), Tramfloc® fabricado por Tramfloc Inc. (Tempe, Arizona) y HE® fabricados por Chevron Phillips Chemical Co. (The Woodlands, Texas). Un polímero adecuado específico comercialmente disponible en SNF Floerger es Flopaam® 3630, que es una poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

La naturaleza del polímero no es relevante en la presente invención, siempre y cuando el polímero pueda aumentar la viscosidad. Es decir, el peso molecular del polímero debe ser lo suficientemente alto como para aumentar la viscosidad. Adecuadamente, el peso molecular del polímero es de por lo menos 1 millón de Daltons, más adecuadamente de por lo menos 2 millones de Daltons, de la manera más adecuada de por lo menos 4 millones de Daltons. El peso molecular máximo del polímero no es esencial. Adecuadamente, el peso molecular del polímero es de máximo 30 millones de Daltons, más adecuadamente de máximo 25 millones de Daltons.

Adicionalmente, el polímero puede ser un homopolímero, un copolímero o un terpolímero. Por otro lado, el polímero puede ser un polímero sintético o un biopolímero o un derivado de un biopolímero. Ejemplos de biopolímeros o derivados de biopolímeros adecuados incluyen goma de xantano, goma guar y carboximetilcelulosa.

Un monómero adecuado para el polímero, de manera adecuada un polímero sintético, es un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en donde por lo menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene una fracción seleccionada del grupo que consiste en $C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$, en donde R es un grupo alquilo C_6-C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$ (ácido sulfónico), y el o los sustituyentes restantes, en su caso, son seleccionados del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo, preferiblemente alquilo C_1-C_4 , más preferiblemente metilo. Más preferiblemente, dicho(s) sustituyente(s) restante(s), en su caso, es (son) hidrógeno. Adecuadamente, se utiliza un polímero que se hace de dicho monómero etilénicamente insaturado.

Ejemplos adecuados del monómero etilénicamente insaturado tal y como se define arriba, son acrilamida, ácido acrílico, acrilato de laurilo, alcohol vinílico, vinilpirrolidona, y ácido estirenosulfónico y ácido sulfónico 2-acrilamido-2-metilpropano. Ejemplos adecuados de homopolímeros etilénicos que están hechos de tales monómeros etilénicamente insaturados son poliacrilamida, poliacrilato, acrilato de polilauril, alcohol polivinílico, polivinilpirrolidona, y sulfonato de poliestireno y poli(sulfonato de 2-acrilamido-2-metilpropano). Para estos polímeros, el contra catión para la fracción $-C(=O)O^-$ (en el caso del poliacrilato) y para la fracción de sulfonato puede ser un catión de metal alcalino, como un ion de sodio, o un ion de amonio.

Tal y como se menciona arriba, también se pueden usar los copolímeros o terpolímeros. Ejemplos de copolímeros etilénicos adecuados incluyen copolímeros de ácido acrílico y acrilamida, ácido acrílico y acrilato de laurilo y lauril acrilato y acrilamida.

Preferiblemente, el polímero que puede ser usado en la presente invención es una poliacrilamida, más preferiblemente una poliacrilamida parcialmente hidrolizada. Una poliacrilamida parcialmente hidrolizada contiene unidades de repetición de tanto $-[CH_2-CHC(=O)NH_2]-$ y $-[CH_2-CHC(=O)O^+M^-]-$ en donde M^+ puede ser un catión de metal alcalino, tal como un ion de sodio, o un ion de amonio. La extensión de la hidrólisis no es

esencial y puede variar dentro de amplios intervalos. Por ejemplo, 1 a 99 moles%, o 5 a 95 moles%, o 10 a 90 moles%, adecuadamente 15 a 40 moles%, más adecuadamente 20 a 35 moles%, de la poliacrilamida puede ser hidrolizado.

Combinaciones de tensioactivo aniónico, agente alcalino y/o polímero.

Tal y como se describe anteriormente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención debe comprender un tensioactivo aniónico. Adicionalmente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede comprender un agente alcalino, tal y como se describe arriba. Por otro lado, puede comprender un polímero, tal y como se describe arriba. También puede comprender una sal inorgánica, tal y como se describe arriba.

En la presente invención está prevista cualquier combinación del tensioactivo aniónico con los compuestos arriba mencionados. La composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede, entonces, comprender: el tensioactivo aniónico y un agente alcalino, o el tensioactivo aniónico y un polímero, o el tensioactivo aniónico y una sal inorgánica, o el tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero, o el tensioactivo aniónico, un agente alcalino y una sal inorgánica, o el tensioactivo aniónico, un polímero y una sal inorgánica, o el tensioactivo aniónico, un agente alcalino, un polímero y una sal inorgánica. Preferiblemente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprende el tensioactivo aniónico y un agente alcalino. Más preferiblemente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprende el tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero.

En la presente invención, en caso de usarse un agente alcalino, la relación en peso entre el agente alcalino y el tensioactivo aniónico es preferiblemente de 1:1 a 10:1, más preferiblemente 2:1 a 8:1, más preferiblemente 2:1 a 5:1, lo más preferible 3:1 a 4:1.

Adicionalmente, en la presente invención, en caso de usarse un polímero, la relación en peso entre el tensioactivo aniónico y el polímero es preferiblemente de 0.5:1 a 15:1, más preferiblemente 0.5:1 a 10:1, más preferiblemente 0.5:1 a 8:1, más preferiblemente 0.5:1 a 6:1, más preferiblemente 1:1 a 4:1, lo más preferible 1:1 a 3:1.

Por otro lado, en la presente invención, en caso de usarse un agente alcalino y un polímero, la relación en peso entre el agente alcalino y el polímero es preferiblemente de 1:1 a 40:1, más preferiblemente 1:1 a 35:1, más preferiblemente 1:1 a 30:1, más preferiblemente 1:1 a 25:1, más preferiblemente 2:1 a 20:1, lo más preferible 3:1 a 18:1.

Por lo general, las relaciones en peso antes mencionadas pueden ser afinadas en función de las condiciones específicas de una formación específica que contiene hidrocarburos. De manera más específica la cantidad de polímeros en relación a la cantidad de tensioactivo aniónico o a la cantidad de agente alcalino (de haberla) puede variar dentro de amplios intervalos.

Preparación de la composición de recuperación de hidrocarburos

La presente invención también hace referencia a cualquiera de los procesos descritos a continuación para preparar la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención.

La composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede ser preparada por cualquier método conocido por el experto. Dicha composición sólida puede ser preparada a partir de una composición que contenga agua y el tensioactivo aniónico retirando el agua. Es decir, la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede ser preparada mediante un proceso que incluye proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; retirar

el agua de la mezcla acuosa; y recuperar el sólido que comprende el tensioactivo aniónico. En la presente memoria descriptiva, el término "mezcla" cubre tanto las soluciones y las suspensiones (es decir, las dispersiones).

En dicho proceso, la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico puede ser suministrada como la mezcla de productos que resulta de la preparación del tensioactivo aniónico después de la neutralización e hidrólisis, tal y como se describió anteriormente. Adicionalmente, en dicho proceso, la eliminación del agua puede efectuarse mediante calentamiento de la mezcla acuosa bajo condiciones de temperatura y de presión en donde se evapora el agua, después de lo cual el sólido que comprende el tensioactivo aniónico, puede ser recuperado. Un evaporador que puede ser utilizado adecuadamente es un evaporador de película barrida.

En caso de que la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención también comprenda un agente alcalino y/o un polímero como se describe arriba, entonces en dicho proceso también se puede proporcionar una mezcla acuosa que comprende el agente alcalino y/o una mezcla acuosa que comprende el polímero, en donde la(s) última(s) mezcla(s) se mezcla(n) a continuación con la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico. Como alternativa, se puede añadir dicho agente alcalino y/o polímero a la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico, sin ser parte de una(s) mezcla(s) acuosa(s) separada(s).

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y también un agente alcalino y/o un polímero tal y como se describe arriba, tal polvo se puede hacer por cualquier método conocido por el experto en la materia, incluyendo métodos conocidos para la fabricación de detergentes en polvo. Métodos adecuados se describen en "Powdered Detergents", Surfactant Science Series, volumen 71, editado por M.S. Showell, 1998, Marcel Dekker Inc., en particular en el Capítulo 2 del mismo, titulado "Compact Powdered Detergent Process Technologies", páginas 21-42, cuya descripción se incorpora en la presente por referencia. Los polvos detergentes solían hacerse mediante técnicas de secado por aspersión, pero hoy en días se prefiere el uso de dispositivos de mezcla especializados para preparar polvos detergentes compactos. Por ejemplo, en la presente invención, puede usarse el "Ballestra Kettemixer" para hacer la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en un caso en donde está en forma de un polvo, tal y como se demuestra en los siguientes Ejemplos. Dicho "Ballestra Kettemixer" se usa normalmente como mezclador en la llamada "ruta nontower" para la fabricación de detergentes en polvo compactos. También se hace referencia a dicha referencia bibliográfica, en particular la página 36 referente a la aglomeración de tensioactivos.

Un método adecuado adicional para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención cuando se encuentra en la forma de dicho polvo, se describe en US5108646, cuya descripción se incorpora a la presente por referencia. En particular, el método revelado en el pasaje de la columna 9, línea 65 a la columna 10, línea 35 de US5108646, para fabricar un polvo aglomerado a partir de un potenciador y un aglutinante, es un método adecuado para preparar dicha composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención.

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y un agente alcalino tal y como se describe arriba, dicho polvo se puede preparar mediante un proceso que comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende un agente alcalino; retirar el agua de la mezcla acuosa

resultante que comprende el tensioactivo aniónico y agente alcalino; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y agente alcalino.

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y un polímero tal y como se describe arriba, dicho polvo se puede preparar mediante un proceso que comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende un polímero; retirar el agua de la mezcla acuosa resultante que comprende el tensioactivo aniónico y polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y polímero.

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, un agente alcalino tal y como se describe arriba y un polímero tal y como se describe arriba, dicho polvo se puede preparar mediante un proceso que comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende un agente alcalino y con un polvo que comprende un polímero; retirar agua de la mezcla acuosa resultante que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero.

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, un agente alcalino tal y como se describe arriba y un polímero tal y como se describe arriba, dicho polvo preferiblemente no es preparado mezclando los tres componentes simultáneamente, como en el proceso mencionado arriba, pero consecutivamente, tal y como se discute más adelante.

Preferiblemente, dicho polvo es preparado mediante un proceso que comprende mezclar un polvo que comprende un agente alcalino con un polvo que comprende un polímero; recuperar un polvo que comprende el agente alcalino y polímero; proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; mezclar el polvo que comprende el agente alcalino y polímero con la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico; retirar el agua de la mezcla acuosa resultante que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero.

Más preferiblemente, dicho polvo es preparado mediante un proceso que comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende un agente alcalino; retirar el agua de la mezcla acuosa resultante que comprende el tensioactivo aniónico y el agente alcalino; recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y agente alcalino; mezclar el polvo que comprende el tensioactivo aniónico y agente alcalino con un polvo que comprende un polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero.

Sorprendentemente, en los siguientes Ejemplos se muestra que el tiempo de disolución (en agua) para un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero es significativamente más corto cuando se ha preparado en un proceso en donde primero se prepara un polvo que comprende un tensioactivo aniónico y agente alcalino y solo entonces se agrega polímero a dicho polvo, tal y como se describe arriba, comparado con un caso en el que el polvo se ha preparado en un proceso en donde primero se prepara un polvo que comprende agente alcalino y polímero, después de lo cual se agrega tensioactivo aniónico a ese polvo, como también se describe arriba.

En un caso donde la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y una sal inorgánica tal y como se describe arriba, y posiblemente un agente alcalino tal y como se describe arriba y/o un polímero tal y como se describe arriba, se pueden aplicar métodos de preparación para obtener dichos polvos, que son similares a los procesos arriba descritos. Por ejemplo, un polvo que comprende una sal inorgánica puede ser mezclado con una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico. O, en caso que la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención también comprenda un agente alcalino y/o un polímero, un polvo que comprende una sal inorgánica puede ser mezclado con un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y un agente alcalino y/o un polímero en donde este último polvo puede haber sido preparado aplicando uno de los procesos descritos anteriormente. O, dicha composición puede haber sido preparada mediante la mezcla de un polvo que comprende una sal inorgánica con una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico, simultáneamente con o seguido de la mezcla con un polvo que comprende un agente alcalino y/o un polvo que comprende un polímero.

En el caso que en los antes mencionados procesos para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en forma de un polvo se use un polvo que comprende un agente alcalino y/o un polvo que comprende un polímero y/o un polvo que comprende una sal inorgánica, dicho polvo de agente alcalino, polvo de polímero y polvo de sal inorgánica pueden tener un promedio de tamaño de partícula y densidad aparente dentro de los mismos rangos descritos anteriormente en relación a la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención cuando está en forma de polvo.

En los procesos antes mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y también un agente alcalino y/o un polímero y/o una sal inorgánica, la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico se puede proporcionar como la mezcla de productos resultante de la preparación del tensioactivo aniónico después de la neutralización e hidrólisis en donde ha tenido lugar la eliminación parcial del agua. Preferiblemente, la mezcla acuosa que se va a proporcionar comprende el tensioactivo aniónico en una cantidad de 50 a 90% en peso, más preferiblemente de 55 a 85% en peso, lo más preferible de 60 a 80% en peso, y agua en una cantidad de 2 a 20% en peso, más preferiblemente de 5 a 15% en peso, y lo más preferible de 8 a 12% en peso.

En el caso en que, en los procesos antes mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en forma de un polvo, se use un polvo que comprende un agente alcalino, dicho polvo de agente alcalino puede ser un polvo de un agente alcalino anhidro o un polvo de un hidrato de un agente alcalino. Preferiblemente, el polvo de agente alcalino es un polvo de un agente alcalino anhidro. Una sal anhidra no contiene agua de cristalización, mientras que un hidrato de una sal sí contiene agua de cristalización. Por ejemplo, un polvo de agente alcalino (anhidro) libre de agua de cristalización adecuado es un polvo de carbonato de sodio ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 0\text{aq}$) anhidro.

Sorprendentemente, se encontró que los polvos de agente alcalino como los polvos de agente alcalino antes descritos, especialmente cuando dichos polvos son anhidros, también son útiles para hacer la presente composición sólida de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico cuando esta última composición está en forma de polvo. Es decir, dicho polvo de agente alcalino es útil, sorprendentemente, tanto para hacer un polvo que contiene un tensioactivo aniónico de la presente invención y luego, como agente alcalino disuelto, para reducir la retención o

absorción de la roca cuando este último polvo es utilizado en la recuperación de hidrocarburos al disolver ese polvo en el fluido que finalmente se inyecta en una formación que contiene hidrocarburos.

Adicionalmente, en los antes mencionados procesos para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y también un agente alcalino y/o un polímero y/o una sal inorgánica, el retiro del agua puede llevarse a cabo adecuadamente mediante el uso de un secador de lecho fluido, por ejemplo un secador de lecho fluido vibrante. No necesariamente toda el agua originalmente presente en la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico debe ser retirada. Parte del agua puede quedarse en el polvo en forma de agua de cristalización y/o agua adsorbida.

Además de los antes mencionados procesos para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y también un agente alcalino y/o un polímero y/o una sal inorgánica, la presente invención también hace referencia a la composición sólida de recuperación de hidrocarburos que se pueden obtener aplicando dichos procesos.

Artículo moldeado

Adicionalmente, la presente invención hace referencia a un artículo moldeado que comprende la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención tal y como se describe arriba. Tal y como se describe arriba, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención comprende un tensioactivo aniónico y se encuentra en estado sólido. Por ejemplo, la manera en que la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención ha sido preparada puede ser tal que se genere un polvo, en cuyo caso dicha composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de polvo, como también se describe arriba.

En la presente memoria descriptiva, "artículo formado que comprende la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención" significa el artículo que es el producto obtenido mediante la formación de la composición sólida de la recuperación de hidrocarburos de la presente invención, composición que puede ser un polvo tal y como se describe arriba. En este contexto "moldear" significa realizar cualquier acción sobre dicha composición sólida, que puede ser un polvo, que resulta en una forma diferente de la composición sólida. Un método de moldeo común es compactar un producto sólido, como un polvo, en artículos con formas específicas, como comprimidos, pastillas y gránulos. Se pueden agregar auxiliares, tales como aglutinantes, antes o durante el moldeo para mejorar el proceso de moldeo.

Por otro lado, la presente invención hace referencia a un proceso para preparar un artículo moldeado que comprende una composición de recuperación de hidrocarburos, dicho proceso que comprende preparar una composición de recuperación de hidrocarburos conforme a cualquiera de los procesos tal y como se describe arriba; y hacer de la composición un artículo moldeado.

Recuperación de petróleo: tratamiento de una formación que contiene hidrocarburos con la composición de recuperación de hidrocarburos

Adicionalmente, la presente invención hace referencia a un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos que comprende los pasos de

a) transportar la composición de recuperación de hidrocarburos o el artículo moldeado tal y como se describe arriba al lugar de la formación que contiene hidrocarburos;

b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos o el artículo moldeado en agua, formando así un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos;

c) suministrar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a por lo menos una porción de la formación que contiene hidrocarburos; y

d) permitir que la composición de recuperación de hidrocarburos interactúe con los hidrocarburos en la formación que contiene hidrocarburos.

En el paso b) del proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos de la presente invención, se lleva a cabo la disolución en agua, formando de ese modo un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos, fluido que puede ser inyectado en la formación que contiene hidrocarburos, es decir, un fluido inyectable. El agua utilizada se origina adecuadamente a partir de la formación de la cual se van a recuperar los hidrocarburos. Preferiblemente, dicha agua es de salmuera, que es una sal (por ejemplo NaCl) que contiene solución acuosa.

La cantidad del tensioactivo aniónico en dicho fluido inyectable puede ser de 0,05 a 2% en peso, preferiblemente de 0,1 a 1,5% en peso, más preferiblemente de 0,1 a 1,0% en peso, y lo más preferible de 0,2 a 0,5% en peso. La cantidad de agente alcalino (de haberlo), tal y como se describe arriba en dicho fluido inyectable puede ser de 0,15 a 6% en peso, preferiblemente de 0,3 a 4,5% en peso, más preferiblemente de 0,3 a 3,0% en peso, y lo más preferible de 0,6 a 1,5% en peso. La cantidad de polímero (de haberlo) tal y como se describe arriba en dicho fluido inyectable puede ser de 0,05 a 2% en peso, preferiblemente de 0,1 a 1,5% en peso, más preferiblemente de 0,1 a 1,0% en peso, y lo más preferible de 0,2 a 0,5% en peso.

En la presente invención, la temperatura dentro de la formación que contiene hidrocarburos puede ser entre 10 °C y 150 °C, opcionalmente entre 30 °C y 90 °C. Adicionalmente, en la presente invención, la salinidad del agua procedente de la formación que contiene hidrocarburos puede ser entre 0,5% y 20% o entre 0,5% y 10% o entre 1% y 6%.

Los hidrocarburos pueden ser producidos a partir de formaciones que contienen hidrocarburos a través de pozos que penetran en tales formaciones. Los "hidrocarburos" se definen generalmente como moléculas formadas principalmente de átomos de carbono e hidrógeno como el gas natural y el petróleo. Los hidrocarburos también pueden incluir otros elementos, tales como halógenos, elementos metálicos, nitrógeno, oxígeno y/o azufre. Los hidrocarburos derivados de una formación que contiene hidrocarburos pueden incluir kerógeno, betún, pirobetún, asfaltenos, aceites o combinaciones de los mismos. Los hidrocarburos pueden estar ubicados dentro de o adyacentes a las matrices minerales dentro de la tierra. Las matrices pueden incluir roca sedimentaria, arenas, silicilitos, carbonatos, diatomitas y otros medios porosos.

Una "formación que contiene hidrocarburos" puede incluir una o más capas que contienen hidrocarburos, una o más capas que no contienen hidrocarburos, un estrato de sobrecarga y/o estrato de carga subyacente. Un estrato de sobrecarga y/o estrato de carga subyacente incluye uno o más tipos diferentes de materiales impermeables. Por ejemplo, un estrato de sobrecarga y/o estrato de carga subyacente puede incluir roca, pizarra, lutita, o carbonato impermeable (es decir, un carbonato impermeable sin hidrocarburos). Por ejemplo, un estrato de carga subyacente puede contener pizarra o lutita. En algunos casos, el estrato de sobrecarga y/o estrato de carga subyacente puede ser algo permeable. Por ejemplo, un estrato de carga subyacente puede estar compuesto de un mineral permeable tales como piedra arenisca o piedra caliza. Por lo menos una

porción de una formación que contiene hidrocarburos puede existir a menos de o más de 1000 pies (305 metros) bajo la superficie de la tierra.

Las propiedades de una formación que contiene hidrocarburos puede afectar la manera en que fluyen los hidrocarburos por un estrato de sobrecarga y/o estrato de carga subyacente hacia uno o más pozos de producción. Las propiedades incluyen porosidad, permeabilidad, distribución de tamaño de poro, área de superficie, salinidad o temperatura de la formación. Las propiedades de los estratos de sobrecarga y/o estratos de carga subyacente en combinación con las propiedades de los hidrocarburos, características (estáticas) de presión capilar y características de permeabilidad relativa (flujo) pueden afectar la movilización de hidrocarburos a través de la formación que contiene hidrocarburos.

Pueden existir fluidos (por ejemplo gas, agua, hidrocarburos o combinaciones de los mismos) de diferentes densidades en una formación que contiene hidrocarburos. Una mezcla de fluidos en la formación que contiene hidrocarburos puede formar capas entre un estrato de carga subyacente y un estrato de sobrecarga de acuerdo con la densidad del fluido. El gas puede formar una capa superior, los hidrocarburos pueden formar una capa intermedia y el agua puede formar una capa inferior en la formación que contiene hidrocarburos. Los fluidos pueden estar presentes en la formación que contiene hidrocarburos en diversas cantidades. Las interacciones entre los fluidos en la formación pueden crear interfaces o fronteras entre los fluidos. Las interfaces o límites entre los fluidos y la formación se pueden crear a través de interacciones entre los fluidos y la formación. Normalmente, los gases no forman límites con otros fluidos en una formación que contiene hidrocarburos. Un primer límite se puede formar entre una capa de agua y un estrato de carga subyacente. Un segundo límite se puede formar entre una capa de agua y una capa de hidrocarburo. Un tercer límite se puede formar entre hidrocarburos de diferentes densidades en una formación que contiene hidrocarburos.

La producción de fluidos puede perturbar la interacción entre fluidos y entre fluidos y los estratos de sobrecarga/estratos de carga subyacente. A medida que los fluidos son retirados de la formación que contiene hidrocarburos, las diferentes capas de fluido se pueden mezclar y formar capas de fluido mixtas. Los fluidos mezclados pueden tener diferentes interacciones en los límites de fluido. Dependiendo de las interacciones en los límites de los fluidos mezclados, la producción de hidrocarburos puede resultar difícil.

La cuantificación de la energía necesaria para las interacciones (por ejemplo la mezcla) entre los fluidos dentro de una formación en una interfaz puede ser difícil de medir. La cuantificación de los niveles de energía en una interfaz entre los fluidos puede ser determinada por técnicas generalmente conocidas (por ejemplo tensiómetro de gota giratoria). Los requisitos de energía de interacción en una interfaz pueden denominarse tensión interfacial. La "tensión interfacial", de la manera usada aquí, hace referencia a una energía libre superficial que existe entre dos o más fluidos que exhiben un límite. Un valor de tensión interfacial alto (por ejemplo superior a 10 dinas/cm) puede indicar la incapacidad de un fluido de mezclarse con un segundo fluido para formar una emulsión fluida. Tal y como se usa aquí, una "emulsión" hace referencia a una dispersión de un fluido inmiscible en un segundo fluido mediante la adición de un compuesto que reduce la tensión interfacial entre los fluidos para lograr estabilidad. La incapacidad de los fluidos de mezclarse puede ser debido a una alta energía de interacción superficial entre los dos fluidos. Un valor de tensión interfacial bajo (por ejemplo inferior a 1 dina/cm) puede indicar una menor interacción superficial entre los dos fluidos inmiscibles. Una energía de interacción de superficie inferior entre dos fluidos inmiscibles puede resultar en la mezcla de los dos fluidos para formar una emulsión. Los fluidos con valores bajos de tensión interfacial pueden ser movilizados hacia una perforación de pozo debido a la reducción de

las fuerzas capilares y posteriormente producidos a partir de una formación que contiene hidrocarburos.

El agua en una formación que contiene hidrocarburos puede contener minerales (por ejemplo minerales que contienen bario, calcio o magnesio) y sales minerales (por ejemplo cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de magnesio). La salinidad del agua y/o la dureza del agua en una formación puede afectar la recuperación de hidrocarburos en una formación que contiene hidrocarburos. La "salinidad", tal y como se usa aquí, hace referencia a una cantidad de sólidos disueltos en agua. La "dureza del agua", tal y como se usa aquí, hace referencia a una concentración de iones multivalentes (por ejemplo calcio, magnesio) en el agua. La salinidad y dureza del agua pueden ser determinadas por medio de métodos generalmente conocidos (por ejemplo la conductividad, valoración). El "agua de alta salinidad", tal y como se usa aquí, hace referencia a agua que tiene más de 30000 ppm de sólidos disueltos totales a base de cloruro de sodio. A medida que aumenta la salinidad del agua en una formación que contiene hidrocarburos, pueden aumentar las tensiones interfaciales entre los hidrocarburos y el agua y los fluidos pueden volverse más difíciles de producir.

El agua de baja salinidad en una formación que contiene hidrocarburos puede mejorar la producción de hidrocarburos de una formación que contiene hidrocarburos. Los hidrocarburos y el agua de baja salinidad pueden formar una emulsión bien dispersada debido a la baja tensión interfacial entre el agua de baja salinidad y los hidrocarburos. La producción de una emulsión fluible (por ejemplo una mezcla entre hidrocarburos/agua) a partir de una formación que contiene hidrocarburos puede ser económicamente más viable para un productor. El "agua de baja salinidad", tal y como se usa aquí, hace referencia a la salinidad del agua en una formación que contiene hidrocarburos que es inferior a 20000 ppm de sólidos disueltos totales a base de cloruro de sodio. Las formaciones que contienen hidrocarburos pueden incluir agua con una salinidad inferior a 13000 ppm.

Inicialmente, la presión y temperatura de formación natural en una formación que contiene hidrocarburos puede ser suficiente para hacer que los hidrocarburos fluyan dentro de los pozos y hacia la superficie. A medida que se producen los hidrocarburos a partir de una formación que contiene hidrocarburos, pueden disminuir las presiones y/o temperaturas dentro de la formación. Se pueden emplear varias formas de extracción artificial (por ejemplo bombas, inyección de gas) y/o calentamiento para continuar con la producción de hidrocarburos de la formación que contiene hidrocarburos.

La movilización de hidrocarburos residuales retenidos en una formación que contiene hidrocarburos puede ser difícil debido a la viscosidad de los hidrocarburos y los efectos capilares de los fluidos en los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Las "fuerzas capilares", tal y como se usan aquí, hacen referencia a las fuerzas de atracción entre los fluidos y por lo menos una porción de la formación que contiene hidrocarburos. Las fuerzas capilares se pueden superar aumentando las presiones dentro de una formación que contiene hidrocarburos. Las fuerzas capilares también se pueden superar reduciendo la tensión interfacial entre fluidos en una formación que contiene hidrocarburos. La capacidad de reducir las fuerzas capilares en una formación que contiene hidrocarburos puede depender de un número de factores, incluyendo la temperatura de la formación que contiene hidrocarburos, la salinidad del agua en la formación que contiene hidrocarburos, y la composición de los hidrocarburos en la formación que contiene hidrocarburos.

A medida que disminuyen las tasas de producción, se pueden emplear métodos adicionales para hacer más económicamente viable a una formación que contiene hidrocarburos. Los métodos pueden incluir la adición de fuentes de agua (por ejemplo salmuera, vapor), gases, polímeros, monómeros o cualquier combinación de los mismos a

la formación que contiene hidrocarburos para aumentar la movilización de los hidrocarburos.

Una formación que contiene hidrocarburos, por tanto, también puede ser tratada con la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, que comprende un tensioactivo aniónico, tal y como se describe arriba. La interacción de dicha composición de recuperación de hidrocarburos con los hidrocarburos puede reducir la tensión interfacial de los hidrocarburos con uno o más fluidos en la formación que contiene hidrocarburos. Se puede reducir la tensión interfacial entre los hidrocarburos y un estrato de sobrecarga/estrato de carga subyacente de una formación que contiene hidrocarburos. La reducción de la tensión interfacial puede permitir que por lo menos una porción de los hidrocarburos se movilice por la formación que contiene hidrocarburos.

La capacidad de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, que comprende un tensioactivo aniónico, de reducir la tensión interfacial de una mezcla de hidrocarburos y fluidos se puede evaluar usando técnicas conocidas. El valor de tensión interfacial para una mezcla de hidrocarburos y agua puede ser determinado usando un tensiómetro de gota giratoria. Se puede añadir una cantidad de la solución acuosa que comprende la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención a la mezcla de hidrocarburos/agua y se puede determinar el valor de tensión interfacial para el fluido resultante.

Se puede proporcionar un fluido acuoso que comprende la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente invención (por ejemplo por inyección) en la formación que contiene hidrocarburos 100 a través de un pozo de inyección 110, tal y como se ilustra en la Figura 2. La formación que contiene hidrocarburos 100 puede incluir un estrato de sobrecarga 120, una capa de hidrocarburos 130, y un estrato de carga subyacente 140. El pozo de inyección 110 puede incluir aberturas 112 que permiten que los fluidos fluyan a través de la formación que contiene hidrocarburos 100 a varios niveles de profundidad. La capa de hidrocarburos 130 puede estar a menos de 1000 pies (305 metros) por debajo de la superficie de la tierra. Puede encontrarse agua de baja salinidad en la formación que contiene hidrocarburos 100.

La composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede interactuar con por lo menos una porción de los hidrocarburos en la capa de hidrocarburos 130. La interacción de la composición de recuperación de hidrocarburos con la capa de hidrocarburos 130 puede reducir por lo menos una porción de la tensión interfacial entre diferentes hidrocarburos. La composición de recuperación de hidrocarburos también puede reducir por lo menos una porción de la tensión interfacial entre uno o más fluidos (por ejemplo agua, hidrocarburos) en la formación y el estrato de carga subyacente 140, uno o más fluidos en la formación y el estrato de sobrecarga 120 o combinaciones de los mismos.

La composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede interactuar con por lo menos una porción de hidrocarburos y por lo menos una porción de uno o más fluidos en la formación para reducir por lo menos una porción de la tensión interfacial entre los hidrocarburos y uno o más fluidos. La reducción de la tensión interfacial puede permitir que por lo menos una porción de los hidrocarburos forme una emulsión con por lo menos una porción de uno o más fluidos en la formación. El valor de tensión interfacial entre los hidrocarburos y uno o más fluidos adicionales puede ser alterado por la composición de recuperación de hidrocarburos a un valor de menos de 0,1 dina/cm o menos de 0,05 dina/cm o menos de 0,001 dina/cm.

Por lo menos una porción de la composición de recuperación de hidrocarburos/hidrocarburo/mezcla de fluidos puede ser movilizada hacia el pozo de producción 150. Los productos obtenidos del pozo de producción 150 pueden incluir

componentes de la composición de recuperación de hidrocarburos, metano, monóxido de carbono, agua, hidrocarburos, amoníaco, asfaltenos o combinaciones de los mismos. La producción de hidrocarburos a partir de la formación que contiene hidrocarburos 100 se puede aumentar en más del 50% después de añadir la presente composición de recuperación de hidrocarburos a la formación que contiene hidrocarburos.

Un fluido acuoso, en donde se disuelve la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, también puede ser inyectado en la formación que contiene hidrocarburos 100 por un pozo de inyección 110 según se ilustra en la Figura 3. La interacción de la composición de recuperación de hidrocarburos con los hidrocarburos en la formación puede reducir por lo menos una porción de la tensión interfacial entre los hidrocarburos y estrato de carga subyacente 140. La reducción de por lo menos una porción de la tensión interfacial puede movilizar por lo menos una porción de hidrocarburos a una sección seleccionada 160 en una formación que contiene hidrocarburos 100 para formar un yacimiento de hidrocarburos 170. Por lo menos una porción de los hidrocarburos se puede producir del yacimiento de hidrocarburos 170 en la sección seleccionada de la formación que contiene hidrocarburos 100.

En ciertas circunstancias puede resultar beneficioso que un fluido acuoso, en donde se disuelve la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, contenga una sal inorgánica, tales como cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de amonio, sulfato de sodio o carbonato de sodio. Dicha sal inorgánica puede ser añadida aparte de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención o, tal y como se discute arriba, puede ser incluida en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención antes de disolverse en agua. Añadir la sal inorgánica puede ayudar a la dispersión del fluido a través de una mezcla de hidrocarburos/agua. Esta dispersión mejorada puede disminuir las interacciones entre el hidrocarburo y la interfaz de agua. La interacción disminuida puede reducir la tensión interfacial de la mezcla y proporcionar un fluido con mayor movilidad. La invención se ilustra adicionalmente mediante los siguientes Ejemplos.

Ejemplos

1. Químicos utilizados en los ejemplos

En los Ejemplos, se prepararon polvos que comprendían un tensioactivo aniónico y un agente alcalino y, en algunos casos, un polímero.

1.1 Tensioactivo aniónico

En los Ejemplos, el tensioactivo aniónico utilizado era un sulfonato de olefina interna (IOS). En adelante, este tensioactivo también se abrevia como S. El IOS fue usado en forma de un IOS que contiene una mezcla acuosa. Varios IOS fueron utilizados en los Ejemplos: C15-C18 IOS, C19-C23 IOS, C20-C24 IOS y C24-C28 IOS.

El tensioactivo IOS 20-24 (o C20-C24 IOS) se originó de una mezcla de olefinas internas C20-24 que era una mezcla de olefinas solo de número par de átomos de carbono y con un número promedio de carbonos de aproximadamente 20,6. Menos de 3% del total de las olefinas internas eran C18 y olefinas internas inferiores, 70% eran C20, 22% eran C22, 4% eran C24 y menos de 1% eran C26 y superiores. 96% de las olefinas internas tenían de 20 a 24 átomos de carbono.

El tensioactivo IOS 15-18 (o C15-C18 IOS) se originó de una mezcla de olefinas internas C15-18 que era una mezcla de olefinas de número par e impar de átomos de carbono y con un número promedio de carbonos de aproximadamente 16,6. La olefina de C14 e inferior era de 1% del total, C15 era 20%, C16 era 27%, C17 era 26%, C18 era

21% y C19 y superior fue de menos del 6%. 94% de las olefinas internas tenían de 15 a 18 átomos de carbono.

El tensioactivo IOS 19-23 (o C19-C23 IOS) se originó de una mezcla de olefinas internas C19-C23 que era una mezcla de olefinas de número par e impar de átomos de carbono y con un número promedio de carbonos de aproximadamente 21,1. Menos del 13,4% de las olefinas internas eran C18 y olefinas internas inferiores, 10,5% eran C19, 15,1% eran C20, 15,4% eran C21, 13,7% eran C22, 10,5% eran C23 y menos de 21,4% eran C24 y superior. 65% de las olefinas internas tenían de 19 a 23 átomos de carbono.

El tensioactivo IOS 24-28 (o C24-C28 IOS) se originó de una mezcla de olefinas internas C24-C28 que era una mezcla de olefinas de número par e impar de átomos de carbono y con un número promedio de carbonos de aproximadamente 27,0. Menos del 14,9% de las olefinas internas eran C23 y olefinas internas inferiores, 7,6% eran C24, 9,0% eran C25, 10,2% eran C26, 10,4% eran C27, 9,8% eran C28 y menos del 38,1% eran C29 y superior. 47% de las olefinas internas tenían de 20 a 24 átomos de carbono.

Todos los cuatro tensioactivos aniónicos eran sales de sodio. En la siguiente tabla se mencionan otras propiedades.

	IOS 20-24	IOS 15-18	IOS 19-23	IOS 24-28
<i>Propiedades de las olefinas usadas en la preparación del IOS</i>				
Promedio ponderado de número de carbonos	20,6	16,6	21,1	27,0
Promedio ponderado de número de ramas	n.d.	n.d.	0,9	2,4
Proporción en peso lineal:ramificado	91:9	94:6	77:23	80:20
Promedio ponderado de peso molecular (g/mole)				
<i>Composición del IOS</i>	287	232	295	378
Hidroxialcano sulfonato (%)	77	81	65	43
Alqueno sulfonato (%)	21	18	33	56
Di-sulfonato (%)	2	<1	2	1
<i>Mezcla acuosa que contiene la composición de IOS</i>				
IOS (% en peso) ⁽¹⁾	70,7	77,5	65,8	64,4
Agua (% en peso) ⁽¹⁾	10	10	10	10
Aceite libre (% en peso) ⁽²⁾	8,1	4,9	11,1	16,9
NEODOL™ 91-8 ⁽²⁾	5	5	5	5
Na ₂ SO ₄ (% en peso) ⁽²⁾	2,4	2,8	8,1	9,8

n.d. = no determinado

- (1). Relativo a la composición total.
- (2). Relativo al IOS.

1.2 Agente alcalino

En los Ejemplos, el polvo de carbonato de sodio (anhidro) libre de agua de cristalización (Na₂CO₃.0aq) fue utilizado como un agente alcalino. En adelante, este compuesto también es abreviado como A. El polvo utilizado se encuentra disponible comercialmente como "Soda Ash Light" de Solvay Chemicals.

1.3 Polímero

En los Ejemplos, en algunos casos, un polímero fue utilizado, a saber polvo Flopaam™ 3630, que se encuentra disponible comercialmente en SNF Floerger. Este compuesto es una poliacrilamida que es parcialmente (25-30% en moles) hidrolizada y

que tiene un peso molecular aproximado de 20 millones de Daltons. En adelante, este compuesto también es abreviado como P.

2. Propiedades del polvo

Se midieron las siguientes propiedades de los polvos preparados en los Ejemplos:

"% H₂O": se refiere al contenido de agua (porcentaje en peso) en el polvo. Como método para medir dicho contenido de agua, se utilizó un método de Karl Fischer.

"Densidad aparente": se refiere al peso de un volumen conocido del polvo, y se expresa en unidades de gramos por 1 litro de polvo (g/l).

"Tasa de flujo dinámico" (DFR, por sus siglas en inglés): se refiere al comportamiento del flujo del polvo, y se expresa en términos cualitativos: "mala" (DFR relativamente baja), "moderada" o "buena" (DFR relativamente alta).

3. Ejemplos 1-31: preparación del polvo (por tandas y a escala de laboratorio)

En los Ejemplos 1-31, se utilizaron varios IOS, a saber C15-C18 IOS, C19-C23 IOS, C20-C24 IOS y C24-C28 IOS, además del agente alcalino de carbonato de sodio.

Adicionalmente, para cada uno de dichos 4 tensioactivos, se prepararon polvos AS (tensioactivo y agente alcalino, pero no polímero) y polvos ASP (tensioactivo, agente alcalino y polímero).

Adicionalmente, para cada uno de dichos polvos AS y ASP, las relaciones en peso A:S y A:S:P, respectivamente, fueron variadas.

Los polvos fueron preparados en un proceso por lotes y a escala de laboratorio (escala de 400 gramos).

En los Ejemplos 1-29, se prepararon los polvos AS cargando un mezclador a escala de laboratorio con polvo de carbonato de sodio y luego encendiendo el mezclador. Luego se agregó al mezclador la mezcla acuosa que contiene el IOS con una temperatura de aproximadamente 80 °C, mientras se mezclaba. Se siguió mezclando por aproximadamente 5 minutos, después de lo cual se transfirió la mezcla en el mezclador a un plato que luego se colocó en un horno a 105 °C durante 20 horas. Después de enfriarse el polvo obtenido a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del mismo.

Aunque en los Ejemplos 1-29 también se prepararon polvos ASP, estos fueron preparados cargando un mezclador a escala de laboratorio con el polvo AS preparado de la manera descrita arriba y luego encendiendo el mezclador. Luego se agregó el polvo de polímero al mezclador mientras se mezclaba. Se siguió mezclando por aproximadamente 5 minutos, después de lo cual se transfirió la mezcla en el mezclador a un plato que luego se colocó en un horno a 105 °C durante 20 horas. Después de enfriarse el polvo obtenido a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del mismo.

En las Tablas 1-6 se mencionan otros datos y propiedades del polvo.

Tabla 1: polvos AS en donde S = C15-C18 IOS

Ejemplo	1	2	3	4
Proporción de peso A:S	6:1	5:1	4:1	3:1
% H ₂ O	1,38	1,72	1,45	1,13
densidad aparente	707	683	713	699
tasa de flujo dinámico	buena	moderada	moderada	moderada

Tabla 2: polvos ASP en donde S = C15-C18 IOS

Ejemplo	5	6	7	8	9	10	11
Polvo AS	Ej. 3	Ej. 3	Ej. 4	Ej. 4	Ej. 2	Ej. 2	Ej. 1
Proporción de peso A:S:P	12:3:1	4:1:1	9:3:1	3:1:1	15:3:1	5:1:1	18:3:1
% H ₂ O	1,91	2,70	1,86	2,96	2,02	2,73	1,16
densidad aparente	701	672	667	576	742	665	729
tasa de flujo dinámico	moderada	moderada	moderada	moderada	moderada	moderada	buena

Tabla 3: polvos AS y ASP en donde S = C20-C24 IOS

Ejemplo	12	13	14	15	16
Polvo AS	n.a.	n.a.	Ej. 12	Ej. 13	Ej. 13
Proporción de peso A:S:P	4:1:0	3:1:0	12:3:1	9:3:1	3:1:1
% H ₂ O	3,31	3,72	3,76	4,09	4,47
densidad aparente	667	646	667	603	556
tasa de flujo dinámico	buena	buena	buena	moderada	moderada

n.a. = no aplicable

Tabla 4: polvos AS y ASP en donde S = C24-C28 IOS

Ejemplo	17	18	19	20	21
Polvo AS	n.a.	n.a.	Ej. 17	Ej. 18	Ej. 18
Proporción de peso A:S:P	4:1:0	3:1:0	12:3:1	9:3:1	3:1:1
% H ₂ O	3,07	3,26	3,57	3,99	4,47
densidad aparente	744	676	747	630	562
tasa de flujo dinámico	buena	buena	buena	moderada	moderada

n.a. = no aplicable

Tabla 5: polvos AS en donde S = C19-C23 IOS

Ejemplo	22	23	24	25
Proporción de peso A:S:P	6:1	5:1	4:1	3:1
% H ₂ O	n.d.	n.d.	n.d.	2.13
densidad aparente	n.d.	n.d.	n.d.	620
tasa de flujo dinámico	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

n.d. = no determinado

Tabla 6: polvos ASP en donde S = C19-C23 IOS

Ejemplo	26	27	28	29
Polvo AS	Ej. 24	Ej. 24	Ej. 25	Ej. 25
Proporción de peso A:S:P	12:3:1	4:1:1	9:3:1	3:1:1
% H ₂ O	2.15	2.82	2.95	3.83
densidad aparente	652	657	620	580
tasa de flujo dinámico	buena	buena	moderada	moderada

Los Ejemplos 1-29 muestran que los polvos de acuerdo a la presente invención se pueden hacer mezclando un polvo de agente alcalino, como Na₂CO₃, con una mezcla acuosa que contiene un tensioactivo aniónico, seguido de secado.

Adicionalmente, dichos Ejemplos muestran que los polvos de acuerdo a la presente invención, que también contienen un polímero además de un tensioactivo aniónico y un agente alcalino, se pueden hacer mezclando el polímero con un polvo que contiene el tensioactivo aniónico y agente alcalino, seguido de secado.

Por otro lado, los polvos preparados en cada uno de dichos Ejemplos 1-29 ventajosamente tienen propiedades aceptables en términos de densidad aparente y comportamiento de flujo.

Los siguientes Ejemplos 30-31 muestran que el orden de adición no es esencial en términos de hacer un polvo como tal. Más particularmente, demuestran que los polvos que contienen tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero también se pueden hacer mezclando una mezcla acuosa que contiene el tensioactivo aniónico con un polvo que contiene el agente alcalino y el polímero, seguido de secado.

En los Ejemplos 30 y 31, los polvos AP fueron preparados cargando un mezclador a escala de laboratorio con el polvo de carbonato de sodio y polvo de polímero y luego encendiendo el mezclador. Luego se siguió mezclando por aproximadamente 5 minutos, después de lo cual la mezcla acuosa que contiene el IOS con una temperatura de 80 °C se agregó a la mezcla, a la vez que se mezclaba. Luego se siguió mezclando por aproximadamente 5 minutos, después de lo cual se transfirió la mezcla en el mezclador a un plato que luego se colocó en un horno a 105 °C durante 20 horas. Después de

enfriarse el polvo obtenido a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del mismo.

Tabla 7: polvos ASP en donde S = C19-C23 IOS

Ejemplo	30	31
Proporción de peso A:S:P	9:3:1	3:1:1
densidad aparente	597	620
tasa de flujo dinámico	moderada	moderada

4. Ejemplos 32-43: preparación de polvo (escala semi-continua y planta piloto)

En los Ejemplos 32-43, los polvos fueron preparados en un proceso y a escala planta piloto. Se usó un mezclador de funcionamiento continuo para fabricar los polvos, a diferencia de los Ejemplos 1-31 en donde los polvos se hicieron en un proceso que era completamente un proceso por lotes. Dicho mezclador de funcionamiento continuo era el "Reactor Desmet Ballestra Kettemix para Aglomeración de Detergentes", disponible comercialmente en Desmet Ballestra, conocido en adelante como el "mezclador Kettemix". El mezclador Kettemix cae en la categoría de tecnología de producción "Detergente Sin Torre" y originalmente fue desarrollado como una alternativa al "Secado por Pulverización (con Torre)".

El IOS usado en los Ejemplos 32-43 era C19-C23 IOS.

Adicionalmente, se prepararon los polvos AS (tensioactivo y agente alcalino, pero no polímero) y los polvos ASP (tensioactivo, agente alcalino y polímero).

Adicionalmente, para cada uno de dichos polvos AS y ASP, las proporciones en peso A:S y A:S:P, respectivamente, fueron variadas.

Más específicamente, la planta de producción de polvo que se utilizó para hacer los polvos comprendió, en todos los casos:

- a) instalaciones de dosificación para adición de materiales de partida sólidos o líquidos;
- b) el antes mencionado mezclador Kettemix; y
- c) un secador de lecho fluido vibrante.

El líquido suministrado al mezclador Kettemix fue la mezcla acuosa que contiene el IOS con una temperatura de 67 °C.

En el mezclador Kettemix, se combinaron un sólido y dicho líquido. Debido al diseño específico de dicho mezclador, se produjo la aglomeración de partículas finas a

partículas más grandes. El producto que sale del mezclador Kettemix fue suministrado al secador de lecho fluido vibrante. En dicho secador, el producto se secó por contacto con aire caliente. El producto en polvo que sale de dicho secador tenía una temperatura de aproximadamente 70 °C y se recogió como tal en una bandeja abierta, en donde se dejó para que se enfriara a temperatura ambiente. A continuación se tamizó el polvo enfriado (tamaño de tamiz: 5 mm) para obtener un polvo tamizado del cual se habían eliminado las partículas más grandes.

Se realizaron tres tandas (Tanda 1, 2 y 3): antes de cada tanda, se limpió el mezclador Kettemix y el secador de lecho fluido vibrante.

En la Tanda 1 (Ejemplos 32-37), se alimentó continuamente polvo de carbonato de sodio al mezclador Kettemix a una tasa de flujo de 150 kg/hora. Simultáneamente, se alimentó continuamente el líquido que contenía el IOS al mezclador Kettemix a una tasa de flujo determinada. La intensidad de mezcla en el mezclador Kettemix era de 1000 rpm. Inicialmente, la proporción en peso A:S se fijó en 4:1, y, posteriormente, a 3:01. Luego, el polvo AS secado y tamizado fue utilizado para hacer polvos ASP, mezclándolo con polvo de polímero en diferentes proporciones en peso, en un proceso por lotes usando un mezclador tipo Ploughshare™, disponible comercialmente en Lödige, en adelante conocido como “mezclador Ploughshare”. En la Tabla 8 se mencionan datos y propiedades del polvo adicionales para la Tanda 1.

Tabla 8: polvos AS y ASP en donde S = C19-C23 IOS (Tanda 1)

Ejemplo	32	33	34	35	36	37
Proporción de peso A:S:P	4:1:0	4:1:1	12:3:1	3:1:0	3:1:1	9:3:1
densidad aparente	665	686	698	593	621	625
tasa de flujo dinámico	moderada	moderada	moderada	buena	buena	buena

n.d. = no determinado

En la Tanda 2 (Ejemplos 38-40), primero se mezcló polvo de carbonato de sodio y polvo de polímero en una proporción en peso de 3:1, en un proceso por lotes usando el antes mencionado mezclador Ploughshare. El polvo AP obtenido de esta manera se alimentó continuamente al mezclador Kettemix a una tasa de flujo de 150 kg/hora. Simultáneamente, se alimentó continuamente el líquido que contenía el IOS al mezclador Kettemix a una tasa de flujo determinada. La intensidad de mezcla en el mezclador Kettemix era de 1000 rpm. En la Tabla 9 se mencionan datos y propiedades del polvo adicionales para la Tanda 2.

Tabla 9: polvos ASP en donde S = C19-C23 IOS (Tanda 2)

Ejemplo	38	39	40
Proporción de peso A:S:P	3:0.75:1	3:0.85:1	3:1:1
densidad aparente	570	590	n.d.
tasa de flujo dinámico	Buena	Buena	n.d

n.d. = no determinado

En la Tanda 3 (Ejemplos 41-43), se repitió el procedimiento de la Tanda 2, excepto que la proporción en peso A:P era de 9:1 en vez de 3:1.

Tabla 10: polvos ASP en donde S = C19-C23 IOS (Tanda 3)

Ejemplo	41	42	43
Proporción de peso A:S:P	9:2.25:1	9:2.60:1	9:3:1
densidad aparente	610	625	n.d.
tasa de flujo dinámico	Buena	Buena	n.d

n.d. = no determinado

5. Ejemplos 44-55: disolución del polvo

En los Ejemplos 44-55, se valora si los polvos preparados en los Ejemplos 32-43, que comprenden un tensioactivo aniónico y un agente alcalino y, en algunos casos, un polímero, se pueden disolver en agua para poder suministrar, por ejemplo en el lugar de la formación que contiene hidrocarburos, una solución acuosa de fase única que contiene el tensioactivo, solución que luego podría ser inyectada en dicha formación que contiene hidrocarburos. Esto significa que el tensioactivo debería disolverse completamente, obteniendo así una solución de fase única.

En los Ejemplos 44-55, se midió el tiempo necesario para que el polvo preparado en cualquiera de los Ejemplos 32-43 se disolviese en una solución acuosa que contenía 1% en peso de NaCl. La cantidad de polvo agregado a dicha solución era de 1% en peso (con base en el peso de la solución). El tiempo de disolución se determinó cuando la solución se volvió transparente y la última porción del polvo sin disolver desapareció. Estas pruebas de solubilidad se realizaron a temperaturas de 40 °C, 30 °C y 25 °C, a una velocidad de agitación de 400 rpm usando una barra agitadora magnética en un frasco de vidrio tapado.

La Tabla 11 enumera la proporción en peso de los componentes de los diversos polvos probados, así como los tiempos de disolución (en minutos) en las temperaturas de prueba especificados arriba.

Tabla 11: Tiempos de disolución

Ejemplo	Polvo preparado en	Proporción de peso A:S:P	Tiempo (min.) a 25 °C	Tiempo (min.) a 30 °C	Tiempo (min.) a 40 °C
44	Ej. 32	4:1:0	68	25	15
45	Ej. 35	3:1:0	50	36	8
46	Ej. 38	3:0.75:1	40	25	9
47	Ej. 39	3:0.85:1	47	33	12
48	Ej. 40	3:1:1	95	68	46
49	Ej. 41	9:2.25:1	32	23	9
50	Ej. 42	9:2.6:1	50	40	18
51	Ej. 43	9:3:1	110	78	47
52	Ej. 33	4:1:1	47	26	14
53	Ej. 36	3:1:1	44	31	11
54	Ej. 34	12:3:1	54	37	23
55	Ej. 37	9:3:1	37	21	24

Los resultados de la Tabla 11 muestran que los polvos que contienen un tensioactivo aniónico de acuerdo a la presente invención pueden disolverse completamente en agua, que puede contener una sal, tal como cloruro de sodio, obteniendo de este modo una solución de fase única, que podría entonces ser inyectada en una formación que contiene hidrocarburos. El tiempo de disolución es corto y está dentro de los límites prácticos de la operación comercial. El tiempo de disolución para los polvos ASP conforme a la presente invención se considera especialmente corto (ver los resultados para los Ejemplos 46-55 en la Tabla 11) si se compara a cuando un polímero se disuelve como un componente único (ver resultado para el Ejemplo de Comparación 1 a continuación).

Adicionalmente, los resultados en la Tabla 11 revelan que en casos en donde los polvos que contienen un tensioactivo aniónico (S) de acuerdo a la presente invención también contienen un agente alcalino (A) y un polímero (P), la forma de la preparación de dicho polvo ASP tiene una influencia sobre el tiempo de disolución en agua. Por ejemplo, los polvos preparados en los Ejemplos 40 y 43 fueron preparados primero preparando un polvo AP y luego agregando S al mismo. Por otro lado, los polvos preparados en los Ejemplos 36 y 37 fueron preparados primero fabricando un polvo AS y luego agregando P al mismo. Luego de comparar los resultados de la disolución en la Tabla 11 para los polvos ASP preparados en los Ejemplos 40 y 36 (proporción en peso A:S:P de 3:1:1) y para los polvos ASP preparados en los Ejemplos 43 y 37 (proporción en peso A:S:P de 9:1:1), parece que el tiempo de disolución es sustancialmente más corto para el caso en donde primero se prepara un polvo AS que para el caso en donde primero se prepara un polvo AP.

6. Ejemplos 56-60 y Ejemplos de Comparación 1-3: disolución del polvo

En los Ejemplos 56-60, los experimentos de disolución de polvo se realizaron de manera similar a los de los Ejemplos 44-55. Es decir, en los Ejemplos 56-60, se midió el tiempo necesario para que el polvo en cuestión se disolviera en una solución acuosa que contenía 1% en peso de NaCl (en adelante conocido también como la "salmuera"). La cantidad de polvo añadido a dicha solución, sin embargo, fue variada. El tiempo de disolución se determinó cuando la solución se volvió transparente y la última porción del polvo sin disolver desapareció. Estas pruebas de solubilidad se realizaron únicamente a temperatura ambiente (25 °C), a una velocidad de agitación de 400 rpm usando una barra agitadora magnética en un frasco de vidrio tapado.

En el Ejemplo de Comparación 1, se realizó un experimento de disolución similar tal y como se describe arriba, con la salvedad de que solo se disolvió el polvo de polímero, es decir, un polvo que contiene el polímero pero que no contiene un agente alcalino ni un tensioactivo aniónico.

En el Ejemplo de Comparación 2, primero se disolvió 0,90% en peso de polvo de carbonato de sodio (agente alcalino) y 0,23% en peso de C19-C23 IOS (tensioactivo aniónico) en dicha salmuera. Es decir, la proporción en peso A:S fue de aproximadamente 4:1. Luego de dicha disolución, se agregó el polvo de polímero y el tiempo de disolución del polímero se determinó de la misma manera en la que se describe arriba.

El Ejemplo de Comparación 3 se realizó de la misma manera que el Ejemplo de Comparación 2, con la salvedad de que se disolvió 2,74% en peso de polvo de carbonato de sodio y 0,47% en peso de C19-C23 IOS. Es decir, la proporción en peso A:S fue de aproximadamente 6:1.

En la Tabla 12 se muestran datos adicionales, así como los tiempos de disolución para los Ejemplos 56-60 y los Ejemplos de Comparación 1-3.

Tabla 12: Tiempos de disolución

Ejemplo	Polvo A:S preparado en	Proporción en peso A:S:P	Cantidad de polvo A:S:P (% en peso) (1)	Cantidad de polímero(% en peso) (1)	Tiempo a 25 °C
56	Ej. 35	3:1:0	4.00	0	58 min.
57	Ej. 38	3:0.75:1	5.72	1.2	111 min.
58	Ej. 41	9:2.25:1	15.00	1.2	132 min.
59	Ej. 38	3:0.75:1	1.43	0.3	45 min.
60	Ej. 41	9:2.25:1	3.75	0.3	42 min.
Comp. 1	nada	n.a.	nada	0.3	9 h.
Comp. 2	nada	n.a.	nada	0.3	23 h. 57 min.
Comp. 3	nada	n.a.	nada	0.3	38 h. 36 m.

(1) El porcentaje en peso está basado en el peso de la solución.

n.a. = no aplicable

Al igual que los resultados de la Tabla 11 para los Ejemplos 44-55, los resultados para los Ejemplos 56-60 en la Tabla 12 muestran que los polvos que contienen un tensioactivo aniónico de acuerdo a la presente invención pueden disolverse completamente en agua, que puede contener una sal, como por ejemplo cloruro de sodio, obteniendo de este modo una solución de fase única, que podría luego ser inyectada en una formación que contiene hidrocarburos. Por otro lado, el tiempo de disolución es corto y se encuentra dentro de los límites prácticos de la operación comercial.

Adicionalmente, por sorpresa, al comparar los resultados para los Ejemplos 59 y 60 con los resultados para el Ejemplo de Comparación 1, en cuyos casos se utilizó 0,3% en peso de polímero, parece que la disolución fue mucho más rápida cuando se incluyó el polímero antes de la disolución al polvo que contenía un tensioactivo aniónico de acuerdo a la presente invención, produciendo un tiempo de disolución de sólo 45 minutos y 42 minutos, respectivamente. Sin embargo, en el Ejemplo de Comparación 1 la disolución del polvo de polímero tomó 9 horas.

Aun cuando se aumentó la cantidad de polímero a 1,2% en peso, como en los Ejemplos 57 y 58, los tiempos de disolución en dichos Ejemplos de igual manera fueron mucho más cortos que el tiempo de disolución en el Ejemplo de Comparación 1, a saber, 111 y 132 minutos, respectivamente.

Estos cortos tiempos de disolución son aún más sorprendentes si notamos que la cantidad total de material, incluyendo el agente alcalino, tensioactivo aniónico y polímero,

que se van a disolver en todos los Ejemplos 57-60 fue mayor a la del Ejemplo de Comparación 1.

Por otro lado, sorprendentemente, parece que mientras que la salmuera donde se va a disolver el polvo de polímero ya contiene agente alcalino disuelto y tensioactivo aniónico disuelto, como en los Ejemplos de Comparación 2 y 3, el tiempo de disolución de polímero se extendió aún más, hasta 24 horas y aproximadamente 39 horas, respectivamente, comparado con los Ejemplos 57-60. Una ventaja adicional asociada con dichos Ejemplos 57-60 es que, en estos últimos ejemplos, solo había una etapa de disolución, mientras que en los Ejemplos de Comparación 2 y 3 había dos etapas de disolución.