

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 692 518**

51 Int. Cl.:

C09K 8/584 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.05.2012 PCT/EP2012/059891**

87 Fecha y número de publicación internacional: **06.12.2012 WO12163852**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.05.2012 E 12725355 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.09.2018 EP 2714838**

54 Título: **Composición y método para la recuperación mejorada de hidrocarburos**

30 Prioridad:

27.05.2011 EP 11167867

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

04.12.2018

73 Titular/es:

**SHELL INTERNATIONALE RESEARCH
MAATSCHAPPIJ B.V. (100.0%)**

**Carel van Bylandtlaan 30
2596 HR The Hague, NL**

72 Inventor/es:

**RANEY, KIRK, HERBERT;
NAVARRETE, REINALDO, CONRADO;
DIRKZWAGER, HENDRIK;
BARNES, JULIAN, RICHARD y
MOENE, ROBERT**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 692 518 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Composición y método para la recuperación mejorada de hidrocarburos

La presente invención se refiere a un proceso para preparar una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero, y a un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos mediante el uso de dicha composición de recuperación de hidrocarburos.

Los hidrocarburos, tales como el petróleo, se pueden recuperar de formaciones (o depósitos) que contienen hidrocarburos penetrando la formación con uno o más pozos, que pueden permitir que los hidrocarburos fluyan hacia la superficie. Una formación que contiene hidrocarburos puede tener una fuente de energía natural (por ejemplo gas, agua) que ayude a movilizar los hidrocarburos hacia la superficie de los pozos. Por ejemplo, el agua o gas puede estar presente en la formación a niveles suficientes para ejercer presión sobre los hidrocarburos para movilizarlos hacia la superficie de los pozos de producción. Sin embargo, las condiciones del depósito (por ejemplo la permeabilidad, concentración de hidrocarburos, porosidad, temperatura, presión) pueden afectar significativamente a la viabilidad económica de la producción de hidrocarburos de cualquier formación particular que contenga hidrocarburos. Además, cualquier fuente de energía natural que exista se puede agotar a lo largo del tiempo, a menudo mucho antes de que se haya extraído la mayoría de hidrocarburos del depósito. Por lo tanto, se pueden necesitar procesos de recuperación suplementarios y usarlos para continuar la recuperación de hidrocarburos de la formación que contiene hidrocarburos. Los ejemplos de procesos suplementarios conocidos incluyen la inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de gas, inyección de álcalis, procesos térmicos, inyección de disoluciones o combinaciones de los mismos.

En los últimos años ha habido una actividad incrementada en el desarrollo de métodos nuevos y mejorados de recuperación química mejorada de petróleo (cEOR) para maximizar el rendimiento de hidrocarburos de un depósito subterráneo. En cEOR con tensioactivos, la movilización de saturación del petróleo residual se consigue por medio de tensioactivos que generan una tensión interfacial (IFT) petróleo crudo / agua lo suficientemente (ultra) baja para proporcionar un número capilar lo suficientemente grande para superar las fuerzas capilares y permitir que el petróleo fluya (Chatzis y Morrow, "Correlation of capillary number relationship for sandstone", SPE Journal, volumen 29, páginas 555-562, 1989). Sin embargo, los diferentes depósitos pueden tener características muy diferentes (por ejemplo, el tipo de petróleo crudo, la temperatura, la composición de agua - salinidad, la dureza, etc.), y, por lo tanto, es deseable que las estructuras y propiedades de el/los tensioactivo(s) añadido(s) se hagan coincidir con las condiciones particulares de un depósito para alcanzar la IFT baja necesaria. Además, se deben cumplir otros criterios importantes, tales como una baja retención o adsorción en rocas, compatibilidad con el polímero, estabilidad térmica e hidrolítica y coste aceptable (lo que incluye la facilidad de fabricación a escala comercial).

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

Las composiciones y métodos para cEOR mediante la utilización de un sulfonato de olefina interna (IOS) como tensioactivo se describen en los documentos US4597879, US4979564, US5068043 y "Field Test of Cosurfactant-enhanced Alkaline Flooding", Falls et al., Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering, 1994.

Además de 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 adsorción en rocas. La función principal del polímero es incrementar la viscosidad. En general, en la localización de recuperación de hidrocarburos, se usan diferentes instalaciones de almacenamiento para almacenar el tensioactivo, el agente alcalino y el polímero, y se usan diferentes instalaciones de preparación para producir una disolución que contiene el tensioactivo, una disolución que contiene el agente alcalino y una disolución que contiene el polímero, tras lo cual estas se deben mezclar antes de suministrarlas a la formación que contiene hidrocarburos. Se puede conseguir un ahorro si una composición de recuperación de hidrocarburos está en una forma tal que se pueda transportar fácilmente a la localización de recuperación de hidrocarburos y después se almacene fácilmente en esa localización (por ejemplo, en una plataforma en alta mar la capacidad de almacenamiento es relativamente pequeña), y además si en la localización de recuperación de hidrocarburos es necesario un equipamiento limitado para producir el fluido que se suministra a la formación que contiene hidrocarburos.

Los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos se suministran normalmente a la formación que contiene hidrocarburos mezclándolos con agua y/o salmuera que se pueden originar de la formación de la que se van a recuperar los hidrocarburos, y de ese modo se forma un fluido que se puede inyectar en la formación que contiene hidrocarburos. La cantidad de tensioactivo en tal fluido inyectable que contiene agua está en general en el intervalo del 0,1 al 1 %p. Véase, por ejemplo, "Favorable Attributes of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding", Liu et al., SPE Journal, marzo de 2008, páginas 5-16.

Los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos se sintetizan normalmente en una localización que

está lejos de la localización en la que se van a recuperar los hidrocarburos de una formación que contiene hidrocarburos. Esto significa que se tienen que transportar los tensioactivos a esa localización de recuperación de hidrocarburos. Dicho transporte implica costes elevados. Es deseable hallar una manera que reduzca sustancialmente estos costes, que no sea sintetizar los tensioactivos en la localización de recuperación de hidrocarburos propiamente dicha. Esta última opción no es eficaz económicamente, ya que en tal caso todavía sería necesario transportar los tensioactivos para suministrarlos a otras localizaciones de recuperación de hidrocarburos. El documento EP2261298A describe la formación de una composición de recuperación de hidrocarburos en la localización de recuperación de hidrocarburos.

Normalmente, los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos se transportan a una localización de recuperación de hidrocarburos y se almacenan en esa localización en forma de una disolución acuosa que contiene, por ejemplo, del 30 al 35 %p del tensioactivo. En la localización de recuperación de hidrocarburos, tal disolución se diluiría adicionalmente después hasta una disolución del 0,1-1 %p como se mencionó anteriormente, antes de inyectarla en una formación que contiene hidrocarburos. En la práctica, no se prefiere transportar y almacenar mezclas acuosas que contienen tensioactivos más concentrados (por ejemplo del 60-80 %p en vez de dicho 30-35 %p), porque tales mezclas generalmente son muy viscosas y por lo tanto difíciles de manejar en dicho transporte, almacenamiento y dilución.

La necesidad de transportar tales disoluciones acuosas que contienen tensioactivos al 30-35 %p, por tanto, todavía implica el transporte de volúmenes sustanciales de agua a las localizaciones de recuperación de hidrocarburos que pueden estar muy lejos de la localización en la que se sintetizaron los tensioactivos, y/o dichas localizaciones de recuperación de hidrocarburos pueden no ser fácilmente accesibles. De forma similar, la capacidad de almacenamiento en esas localizaciones de recuperación de hidrocarburos debería ser lo suficientemente grande para dar cabida a tales volúmenes sustanciales de agua. Además, es importante que los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos se inyecten en una formación que contiene hidrocarburos como parte de una disolución de una única fase, porque la formación de precipitado, cristal líquido o una segunda fase líquida puede conducir a una distribución heterogénea del material inyectado y un transporte heterogéneo debido a la retención de la fase o a las diferentes movilidades de las fases coexistentes. Esto significa que se debería obtener una disolución que contiene tensioactivo homogénea, exenta de sólidos.

Por lo tanto, se desea hallar una manera que reduzca sustancialmente los costes de transportar y almacenar los tensioactivos para la recuperación mejorada de hidrocarburos, mientras al mismo tiempo todavía se puedan suministrar tales tensioactivos a una formación que contiene hidrocarburos como parte de una disolución de una única fase.

Sorprendentemente, se descubrió que los tensioactivos para cEOR no se tienen que transportar a las localizaciones de recuperación de hidrocarburos y almacenar en esas localizaciones en forma de disoluciones acuosas, sino que se pueden transportar y almacenar en forma de un sólido. Debido a que el transporte y el almacenamiento de sólidos que contienen los tensioactivos implica volúmenes significativamente más pequeños en comparación con el transporte y el almacenamiento de disoluciones acuosas que contienen tensioactivos, se consigue una reducción enorme de costes mediante la presente invención.

Además, se descubrió sorprendentemente que tales sólidos que contienen tensioactivos todavía se pueden convertir, tras mezclarlos con agua, en disoluciones de una única fase que son adecuadas para la inyección en una formación que contiene hidrocarburos en la localización de recuperación de hidrocarburos.

Además, se descubrió sorprendentemente que la velocidad de disolución para producir un fluido acuoso que es adecuado para la inyección en una formación que contiene hidrocarburos en la localización de recuperación de hidrocarburos, se mejora mediante el uso de un sólido que comprende tensioactivos y además el agente alcalino y/o polímero. Se descubrió que disolver un sólido que comprende tensioactivos, el agente alcalino y el polímero llevó menos tiempo que disolver dicho polímero por separado. Además, al incluir el polímero en el sólido que comprende el tensioactivo no hay necesidad de una etapa adicional para mezclar una disolución que contiene el polímero con la disolución que contiene el tensioactivo en la localización de recuperación de hidrocarburos antes de la inyección en la formación que contiene hidrocarburos.

Además, al incluir el polímero en el sólido que comprende el tensioactivo, de manera ventajosa se impide completamente el fenómeno denominado "ojos de pescado" que se puede dar al disolver un polímero en agua. En general se sabe que disolver un polímero en agua es un proceso engorroso, y que se necesitan medios especiales para evitar las fases viscosas intermedias, tales como dichos "ojos de pescado". Por ejemplo, en "Viscosity Study of Salt Tolerant Polymers", Rashidi et al., Journal of Applied Polymer Science, volumen 117, páginas 1551-1557, 2010, se describe que al producir disoluciones acuosas de NaCl que contienen polímeros a escala de laboratorio, se debería introducir lentamente el polvo de polímero en el lateral del agitador vórtex (agitador vórtex relativamente intenso de 720 rpm) para evitar la formación de dichos "ojos de pescado" que se pueden formar si el polvo no se humedece de manera uniforme. A escala industrial, las medidas que se tienen que tomar para evitar la formación de dichos "ojos de pescado" son aún más radicales. Para obtener un polvo de polímero finamente dividido en la disolución y, de ese modo, para prevenir la formación de dichos "ojos de pescado", es una práctica industrial habitual usar un equipo adicional, tal como las denominadas "unidades de fragmentación" que se usan con el único propósito

de obtener primero dicho polvo de polímero finamente dividido. Las unidades de fragmentación de polímeros se pueden obtener de SNF Floerger, y se tienen que usar para disolver el polvo de polímero en gran cantidad (por ejemplo 300 kilogramos por hora), y de ese modo se ahorra tiempo mediante la reducción de la siguiente etapa de disolución antes de la inyección del polímero en una formación que contiene hidrocarburos.

- 5 También se hace referencia a la siguiente técnica anterior: documento US4822501; documento US5114599; y "Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 1: Structure - Performance Relationships for Selection at Different Reservoir Conditions", Julian Barnes et al., SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 de abril de 2010, Tulsa, Oklahoma, EE.UU., 24 de abril de 2010.

10 Por lo tanto, la presente invención se refiere a un proceso para preparar una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero, en el que el tensioactivo aniónico es un sulfonato de olefina interna (IOS), el agente alcalino se selecciona del grupo que consiste en sales de carbonato de metales alcalinos, sales de bicarbonato de metales alcalinos, y sales de hidróxido de metales alcalinos, el peso molecular del polímero es de al menos 1 millón de Daltons, y el polímero está constituido por un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en la que al menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene un resto seleccionado del grupo que consiste en $-C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$ en el que R es un grupo alquilo C_6-C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$, y el/los sustituyente(s) restante(s), si los hay, se selecciona(n) del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo; y en el que el proceso comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende el agente alcalino; eliminar 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 el agente alcalino; mezclar el polvo que comprende el tensioactivo aniónico y el agente alcalino con un polvo que comprende el polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, el agente alcalino y el polímero.

25 Además, la presente invención se refiere a un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos que comprende las etapas de a) transportar la composición de recuperación de hidrocarburos preparada según el proceso anteriormente descrito a la localización de la formación que contiene hidrocarburos; b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos en agua, por lo que se forma un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos; c) proporcionar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a al menos una parte 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.

30 En la presente memoria descriptiva, la expresión "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 en particular un tensioactivo aniónico. Es decir, en la presente invención se prepara y se usa una composición que comprende un tensioactivo aniónico, en la que la composición está en estado sólido. Y esta composición es adecuada para la recuperación de hidrocarburos. Por lo tanto, se denomina "composición de recuperación de hidrocarburos".

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

40 De manera adecuada, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos no contiene agua o contiene solamente una cantidad limitada de agua, de manera adecuada una cantidad de agua que es como máximo del 10 %p, de manera más adecuada como máximo del 8 %p, de manera más adecuada como máximo del 6 %p, de manera más adecuada como máximo del 5 %p, de manera más adecuada como máximo del 4 %p, de manera más adecuada como máximo del 3,5 %p, de manera más adecuada como máximo del 3 %p, de manera más adecuada como máximo del 2,5 %p, de manera más adecuada como máximo del 2 %p, de manera más adecuada como máximo del 1,5 %p, de la manera más adecuada como máximo del 1 %p. Dicha agua comprende cualquier tipo de agua, que incluye agua libre, agua adsorbida y agua de cristalización.

45 Así, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos es un sólido que comprende un tensioactivo aniónico. En el documento EP0482687A1, se describe una composición líquida concentrada, vertible, que comprende un tensioactivo de sulfonato de olefina interna (IOS) y agua. La composición del documento EP0482687A1 se describe como fácilmente almacenable, manejable y transportable. Además, se describe que se puede secar por pulverización fácilmente o convertirla en una composición menos concentrada. El documento EP0482687A1 no menciona ninguna aplicación para cEOR.

50 El documento EP377261A2 también describe composiciones que comprenden un IOS como tensioactivo aniónico. La composición puede ser un detergente de lavandería granular o un detergente de lavandería líquido. Además, puede contener un potenciador, tal como carbonato sódico. Los Ejemplos 1-7 del documento EP377261A2 describen composiciones granulares en las que la proporción de agua sería del 31 %p. Además, en el documento EP377261A2 se mencionan agentes para evitar la aparición de colores grises, que pueden ser polímeros

polianiónicos hidrosolubles tales como polímeros y copolímeros de ácido acrílico y maleico, y derivados de celulosa. En el documento EP377261A2 no hay ninguna referencia a una aplicación para cEOR.

Tensioactivo

5 En la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos comprende uno o más tensioactivos aniónicos. Además del tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención puede comprender además un tensioactivo no iónico.

10 "Tensioactivo" es el término abreviado para "agente activo de superficie", que comprende un producto químico que estabiliza mezclas de petróleo y agua reduciendo la tensión interfacial en la interfase entre el petróleo y las moléculas de agua. Debido a que el agua y el petróleo apenas se disuelven entre sí, se puede añadir un tensioactivo a la mezcla para evitar que se separe en capas. Cualquier tensioactivo comprende una parte hidrófila y una parte hidrófoba. Cuando la parte hidrófila de un tensioactivo comprende un grupo cargado negativamente como un sulfonato, sulfato o carboxilato, el tensioactivo se denomina aniónico. Además, un tensioactivo aniónico comprende un contraión catiónico para compensar esta carga negativa.

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



en la que S es la porción cargada negativamente del tensioactivo aniónico, M es un contraión catiónico y el producto de n y o ($n \cdot o$) es igual a m. Dicha porción S cargada negativamente comprende así (i) la parte hidrófila, que comprende un grupo cargado negativamente, y (ii) la parte hidrófoba del tensioactivo aniónico.

20 En la presente memoria descriptiva, el tensioactivo aniónico de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención se puede caracterizar por su número de carbonos, número de ramificaciones y/o peso molecular. En caso de hacer referencia a un número medio de carbonos, número medio de ramificaciones y/o peso molecular medio, esto significa que el tensioactivo aniónico en cuestión es una mezcla de moléculas de tensioactivo que difieren entre sí con respecto al número de carbonos, número de ramificaciones y/o peso molecular.

25 En la presente memoria descriptiva, dicho número medio de carbonos se determina multiplicando el número de átomos de carbono de cada molécula de tensioactivo o grupo de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula o grupo, y después sumando los productos, lo que da como resultado un número medio en peso de carbonos. El número medio de carbonos se puede determinar mediante análisis de RMN.

30 En la presente memoria descriptiva, dicho número medio de ramificaciones se determina multiplicando el número de ramificaciones de cada molécula de tensioactivo o grupo de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula o grupo, y después sumando los productos, lo que da como resultado un número medio en peso de ramificaciones. El número medio de ramificaciones se puede determinar mediante análisis de RMN. Dicho número medio de ramificaciones también tiene en cuenta las moléculas o grupos sin ramificar además de las moléculas o grupos ramificados.

35 Además, en la presente memoria descriptiva, si una mezcla de moléculas de tensioactivo o grupos de las moléculas de tensioactivo están ramificados, esto significa que la mayoría, es decir, más del 50 %p, tiene al menos una ramificación. Es decir, en tal caso, la proporción en peso de lineal respecto de ramificado para dicha mezcla es más pequeña que 1:1.

40 En la presente memoria descriptiva, dicho peso molecular medio se determina multiplicando el peso molecular de cada molécula de tensioactivo por la fracción en peso de esa molécula, y después sumando los productos, lo que da como resultado un peso molecular medio en peso.

45 El tensioactivo aniónico de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción puede ser cualquiera de los tensioactivos aniónicos, o una mezcla de tales tensioactivos, que se sabe que consiguen la recuperación de hidrocarburos de formaciones que contienen hidrocarburos. Los tensioactivos aniónicos adecuados para la recuperación de hidrocarburos se describen en las referencias de patentes y las referencias bibliográficas que no son de patentes, como se enumera en la parte introductoria de esta memoria descriptiva, que describe composiciones y métodos para la recuperación mejorada de hidrocarburos. El tensioactivo aniónico de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción es un sulfonato de olefina interna (IOS). Como se mencionó anteriormente, el tensioactivo aniónico de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción es 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 "molécula de IOS" o "molécula de sulfonato de olefina interna" se refiere a uno de los componentes de tal IOS.

50 En la presente invención, el número medio de carbonos para el IOS no es esencial, y puede variar en un intervalo amplio, tal como de 5 a 40, de manera adecuada 10 a 35, de manera más adecuada 15 a 30.

Además, en la presente invención, el número medio de ramificaciones para el IOS no es esencial, y también puede variar en intervalos amplios. De manera adecuada, dicho número medio de ramificaciones es al menos 0,6, de manera más adecuada de 0,6 a 3,0, de manera más adecuada de 0,6 a 2,8, de la manera más adecuada de 0,7 a 2,6.

5 Las olefinas usadas en la producción de dicho IOS, por tanto, pueden estar ramificadas y/o sin ramificar. Por lo tanto, el IOS resultante puede estar ramificado. El IOS puede estar parcialmente o completamente ramificado, o el IOS puede estar parcialmente o completamente sin ramificar (es decir, lineal, sin ramificaciones). De manera adecuada, en la presente invención, el IOS está muy ramificado o sin ramificar. Por ejemplo, al menos un 70 %p, o al menos 75 %p, o al menos 80 %p, o al menos 85 %p de las moléculas de IOS del IOS están sin ramificar.

10 Además, en la presente invención, el peso molecular medio para el IOS no es esencial, y también puede variar en intervalos amplios, tal como de 100 a 500, de manera adecuada 150 a 450, de manera más adecuada 200 a 400 g/mol.

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

"Sulfonato de olefina interna C₁₅₋₁₈" (IOS C₁₅₋₁₈), tal como se usa en la presente memoria, significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en la que la mezcla tiene un número medio de carbonos de 16 a 17 y al menos un 50% en peso, preferiblemente al menos un 65% en peso, más preferiblemente al menos un 75% en peso, lo más preferiblemente al menos un 90% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contienen de 15 a 18 átomos de carbono.

"Sulfonato de olefina interna C₁₉₋₂₃" (IOS C₁₉₋₂₃), tal como se usa en la presente memoria, significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en la que la mezcla tiene un número medio de carbonos de 21 a 23 y al menos un 50% en peso, preferiblemente al menos un 60% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contienen de 19 a 23 átomos de carbono.

"Sulfonato de olefina interna C₂₀₋₂₄" (IOS C₂₀₋₂₄), tal como se usa en la presente memoria, significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en la que la mezcla tiene un número medio de carbonos de 20 a 23 y al menos un 50% en peso, preferiblemente al menos un 65% en peso, más preferiblemente al menos un 75% en peso, lo más preferiblemente al menos un 90% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contienen de 20 a 24 átomos de carbono.

"Sulfonato de olefina interna C₂₄₋₂₈" (IOS C₂₄₋₂₈), tal como se usa en la presente memoria, significa una mezcla de moléculas de sulfonato de olefina interna en la que la mezcla tiene un número medio de carbonos de 24,5 a 27 y al menos un 40% en peso, preferiblemente al menos 45% en peso, de las moléculas de sulfonato de olefina interna en la mezcla contienen de 24 a 28 átomos de carbono.

35 La fabricación de IOS comprende (a) la sulfonación y (b) la neutralización e hidrólisis (Adami, "Production of linear alkylbenzene sulphonate and 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 el proceso de neutralización e hidrólisis posterior para formar un sulfonato de olefina interna.

40 Un IOS comprende una diversidad de moléculas diferentes, que pueden diferir entre sí con respecto al número de carbonos, número de ramificaciones y número y distribución de grupos funcionales, tales como grupos sulfonato e hidroxilo. Un IOS comprende tanto moléculas de sulfonato de hidroxialcano como moléculas de sulfonato de alqueno, y posiblemente también moléculas de disulfonato. Se muestran moléculas de sulfonato de hidroxialcano y moléculas de sulfonato de alqueno en la Figura 1B. Las moléculas de disulfonato (no mostradas en la Figura 1B) se originan de una sulfonación adicional, por ejemplo, de un ácido alqueno sulfónico como se muestra en la Figura 1A.

45 El IOS, si está presente en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción, puede comprender al menos un 30% de moléculas de sulfonato de hidroxialcano, hasta un 70% de moléculas de sulfonato de alqueno y hasta un 10% de moléculas de disulfonato. De manera adecuada, el IOS comprende del 30% al 90% de moléculas de sulfonato de hidroxialcano, del 10% al 70% de moléculas de sulfonato de alqueno y del 0% al 10% de moléculas de disulfonato. De manera beneficiosa, el IOS comprende del 40% al 85% de moléculas de sulfonato de hidroxialcano, del 15% al 60% de moléculas de sulfonato de alqueno y de menos del 1% al 5% de moléculas de disulfonato. La composición del IOS se puede determinar mediante el uso de una técnica de cromatografía líquida / espectrometría de masas (LC-MS).

55 Una molécula de IOS está constituida por una molécula de olefina interna cuyo doble enlace está localizado 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 producir mediante isomerización del doble enlace de moléculas de alfa-olefina cuyo doble enlace está localizado en una posición terminal. En general, tal isomerización da como resultado una mezcla de

moléculas de olefinas internas cuyos dobles enlaces están localizados en diferentes posiciones internas. La mezcla que resulta de tal preparación puede comprender además una cantidad menor de alfa-olefinas, por ejemplo hasta un 5%, de manera adecuada hasta un 3%.

5 Los procesos adecuados para producir olefinas internas incluyen los descritos en los documentos US5510306, US5633422, US5648584, US5648585, US5849960, EP0830315B1 y "Anionic Surfactants: Organic Chemistry", Surfactant Science Series, volumen 56, Capítulo 7, Marcel Dekker, Inc., Nueva York, 1996, ed. H.W. Stacke.

10 En la sulfonación, se hace reaccionar un agente sulfonante con olefinas internas, lo que conduce a la formación de intermedios cíclicos conocidos como beta-sultonas, que pueden experimentar isomerización hasta ácidos sulfónicos insaturados y las gamma- y delta-sultonas más estables. La proporción molar del agente sulfonante respecto de la olefina interna puede ser 1:1 a 1,6:1. El agente sulfonante puede ser trióxido de azufre, ácido sulfúrico, o ácido sulfúrico fumante.

15 El trióxido de azufre se diluye preferiblemente con una corriente de nitrógeno, aire o cualquier otro gas inerte hacia el reactor. La concentración de trióxido de azufre es en general de entre un 2 y 5 por ciento en volumen, basándose en el volumen del gas portador. La reacción de sulfonación con SO₃ se lleva a cabo preferiblemente en un reactor de película, por ejemplo un "reactor de película descendente", en el que la olefina se alimenta continuamente sobre las superficies internas de un tubo y el SO₃ gaseoso se alimenta en el tubo para reaccionar con la película de olefina (descendente) de una manera controlada. El reactor se refrigera con un medio de refrigeración, que es preferiblemente agua, que tiene una temperatura que preferiblemente no supera 90°C, especialmente una temperatura en el intervalo de 20 a 50°C, por ejemplo haciendo fluir el medio de refrigeración por las paredes exteriores del reactor.

20 El proceso de sulfonación se puede llevar a cabo por cargas, de manera semicontinua o continua. Preferiblemente, el producto de reacción obtenido se somete directamente, sin extraer la olefina interna sin reaccionar, a neutralización e hidrólisis mediante el uso de un agente de neutralización. Dicho agente de neutralización puede ser una base hidrosoluble, que se selecciona preferiblemente del grupo que consiste en hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos de un ión de metal alcalino(térreo), tal como sodio o potasio, o de ión amonio, y compuestos amina. Los ejemplos adecuados son hidróxido sódico y carbonato sódico. La neutralización se lleva a cabo en general con base en exceso, calculada respecto del componente ácido.

25 Dependiendo de las circunstancias, parte de las beta-sultonas se pueden convertir primero en gamma-sultonas, que a su vez se pueden convertir en delta-sultonas. Tras la neutralización e hidrólisis, las beta-sultonas proporcionan sulfonatos de beta-hidroxicano, mientras dichas gamma- y delta-sultonas proporcionan sulfonatos de gamma-hidroxicano y sulfonatos de delta-hidroxicano, respectivamente. Parte de dichos sulfonatos de hidroxicanos se pueden deshidratar hasta sulfonatos de alqueno.

30 La mezcla de reacción de sulfonación se puede alimentar a una unidad de neutralización y después a una unidad de hidrólisis diferente. En general, 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 puede llevar a cabo a una temperatura elevada en el intervalo de 100 a 250°C, preferiblemente 130 a 200°C. El tiempo de hidrólisis puede ser en general de 5 minutos a 4 horas.

Durante la neutralización e hidrólisis, se puede añadir un tensioactivo no iónico como agente auxiliar del proceso.

35 Los documentos US4183867, US4248793 y EP0351928B1 describen procesos que se pueden usar para producir los sulfonatos de olefina interna que se pueden usar en la presente invención como tensioactivo aniónico. Además, se pueden sintetizar sulfonatos de olefina interna como se describió en Van Os et al. en "Anionic Surfactants: Organic Chemistry", Surfactant Science Series 56, ed. Stacke H.W., 1996, Capítulo 7: Sulfonatos de olefinas, página 363.

Polvo

45 En la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos es un sólido. Preferiblemente, la composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de un polvo. La presente descripción se refiere además a una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, como se describió anteriormente, en la que la composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de un polvo.

50 Preferiblemente, en la presente memoria descriptiva, un "polvo" se refiere a un material que está compuesto de partículas sólidas que no están unidas entre sí. Preferiblemente, las partículas (sólidas) de un polvo fluyen libremente.

55 De manera adecuada, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de un polvo, no contiene agua o contiene solamente una cantidad limitada de agua, de manera adecuada una cantidad de agua que es como máximo del 10 %p, de manera más adecuada como máximo del 8 %p, de manera más adecuada como máximo del 6 %p, de manera más adecuada como máximo del 5 %p, de manera más adecuada como máximo del 4 %p, de manera más adecuada como máximo del 3,5 %p, de manera más adecuada como

máximo del 3 %p, de manera más adecuada como máximo del 2,5 %p, de manera más adecuada como máximo del 2 %p, de manera más adecuada como máximo del 1,5 %p, de la manera más adecuada como máximo del 1 %p. Dicha agua comprende cualquier tipo de agua, que incluye agua libre, agua adsorbida y agua de cristalización.

5 En un caso en el que la presente composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de polvo, el tamaño medio en número de las partículas sólidas que constituyen tal polvo puede variar en intervalos amplios. Los polvos se pueden producir, por ejemplo, por medio de técnicas de secado por pulverización o por medio de los denominados "procesos sin torre" para producir polvos compactados, como se discute adicionalmente más adelante. En la presente memoria descriptiva, un "polvo" cubre además un "polvo aglomerado" que se produce aglomerando un polvo, por ejemplo aplicando el "proceso sin torre" anteriormente mencionado, como se discute adicionalmente
10 más adelante. El tamaño medio en número de las partículas de un polvo aglomerado es mayor que el del polvo a partir del que se produjo. Así, dependiendo del método de preparación del polvo, el tamaño medio en número de las partículas del polvo preparado puede variar en gran medida.

15 De manera convencional, el tamaño medio en número de las partículas de los polvos puede variar de 25 a 5.000 micras. Además, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos, cuando está en forma de polvo, puede tener un tamaño medio en número de partículas de 25 a 5.000 micras, por ejemplo 200 a 1.600 micras. De manera adecuada, tal polvo tiene un tamaño medio en número de partículas que es al menos 1 micra, de manera más adecuada al menos 25 micras, de manera más adecuada al menos 50 micras, de manera más adecuada al menos 100 micras, de la manera más adecuada al menos 200 micras, y como máximo 10.000 micras, de manera más adecuada como máximo 5.000 micras, de manera más adecuada como máximo 3.000 micras, de
20 manera más adecuada como máximo 2.000 micras, de la manera más adecuada como máximo 1.600 micras.

En general, los polvos se pueden caracterizar además por el caudal y por la densidad aparente, que son propiedades relevantes con respecto al almacenamiento y la manipulación. Por ejemplo, en general, cuanto mayor es la densidad aparente de un polvo, menores son los costes del transporte y almacenamiento del polvo.

25 De manera convencional, la densidad aparente de los polvos puede variar de 100 a 1.500 gramos/litro (g/l). Además, en la presente invención, la composición de recuperación de hidrocarburos, cuando está en forma de polvo, puede tener una densidad aparente de 100 a 1.500 g/l, por ejemplo 500 a 900 g/l. De manera adecuada, tal polvo tiene una densidad aparente que es al menos 50 g/l, de manera más adecuada al menos 100 g/l, de manera más adecuada al menos 300 g/l, de manera más adecuada al menos 400 g/l, de la manera más adecuada al menos 500 g/l, y como máximo 2.000 g/l, de manera más adecuada como máximo 1.500 g/l, de manera más adecuada como máximo 1.200
30 g/l, de manera más adecuada como máximo 1.000 g/l, de la manera más adecuada como máximo 900 g/l.

Agente alcalino

Se prefiere que, además del tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción comprenda un agente alcalino. Como se mencionó anteriormente, la función principal de un agente alcalino en una composición de recuperación de hidrocarburos es reducir la retención o adsorción en rocas.

35 En la presente memoria descriptiva, un "agente alcalino" se refiere a una sal iónica básica de un metal alcalino o metal alcalinotérreo, preferiblemente un metal alcalino, cuya sal es una base que se disuelve en agua para producir una disolución que tiene un pH mayor de 7. Los agentes alcalinos también se denominan habitualmente álcalis. El agente alcalino que se usa en la presente invención es un agente alcalino que se selecciona del grupo que consiste en sales de carbonato de metales alcalinos, sales de bicarbonato de metales alcalinos y sales de hidróxido de metales alcalinos. Los ejemplos adecuados de sales de hidróxido de metales alcalinos son hidróxido sódico e hidróxido potásico. Aún más preferiblemente, el agente alcalino es una sal de carbonato de metal alcalino o una sal de bicarbonato de metal alcalino. Los ejemplos adecuados de sales de bicarbonato de metales alcalinos son bicarbonato sódico y bicarbonato potásico. Lo más preferiblemente, el agente alcalino es una sal de carbonato de metal alcalino, de manera adecuada carbonato sódico o carbonato potásico, de manera más adecuada carbonato
40 sódico.

Sal inorgánica

Se prefiere que, además del tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción comprenda una sal inorgánica. La sal inorgánica puede reducir la tensión interfacial entre los hidrocarburos a recuperar y el agua, como se discute adicionalmente más adelante.

50 De manera adecuada, las sales inorgánicas que se pueden usar en la presente invención se seleccionan del grupo que consiste en cloruros de metales alcalinos, sulfatos de metales alcalinos y carbonatos de metales alcalinos, en los que el metal alcalino puede ser sodio o potasio. Las sales inorgánicas preferidas específicas se seleccionan del grupo que consiste en cloruro sódico, cloruro potásico, cloruro amónico, sulfato sódico y carbonato sódico.

Polímero

55 Además del tensioactivo aniónico, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción comprende un polímero.

Como se mencionó anteriormente, la función principal del polímero es incrementar la viscosidad. Es decir, el polímero debería ser un polímero que incremente la viscosidad. Más en particular, en la presente invención, el polímero debería incrementar la viscosidad del agua para un fluido acuoso en el que se ha disuelto la composición de recuperación de hidrocarburos sólida que comprende un tensioactivo aniónico y el polímero, cuyo fluido acuoso se puede inyectar después en una formación que contiene hidrocarburos. La producción de una formación que contiene hidrocarburos se puede mejorar tratando la formación que contiene hidrocarburos con un polímero que puede movilizar los hidrocarburos en uno o más pozos de producción. El polímero puede reducir la movilidad de la fase acuosa, debido a la viscosidad incrementada, en los poros de la formación que contiene hidrocarburos. La reducción de la movilidad del agua puede permitir que los hidrocarburos se movilen más fácilmente a través de la formación que contiene hidrocarburos.

Los polímeros adecuados que llevan a cabo la función anteriormente mencionada de incrementar la viscosidad en la recuperación mejorada de petróleo, para el uso en la presente invención, y las preparaciones de los mismos, se describen en los documentos US6427268, US6439308, US5654261, US5284206, US5199490 y US5103909, y también en "Viscosity Study of Salt Tolerant Polymers", Rashidi et al., Journal of Applied Polymer Science, volumen 117, páginas 1551-1557, 2010.

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

La naturaleza del polímero no es relevante en la presente invención, con tal de que el polímero pueda incrementar la viscosidad. Es decir, el peso molecular del polímero debería ser lo suficientemente elevado para incrementar la viscosidad. De manera adecuada, el peso molecular del polímero es de al menos 1 millón de Daltons, de manera más adecuada al menos 2 millones de Daltons, de la manera más adecuada al menos 4 millones de Daltons. El máximo para el peso molecular del polímero no es esencial. De manera adecuada, el peso molecular del polímero es como máximo 30 millones de Daltons, de manera más adecuada como máximo 25 millones de Daltons.

Además, el polímero puede ser un homopolímero, un copolímero o un terpolímero. El polímero se hace de un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en la que al menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene un resto seleccionado del grupo que consiste en $-C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$ en el que R es un grupo alquilo C_6-C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$ (ácido sulfónico), y el/los sustituyente(s) restante(s), si los hay, se selecciona(n) del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo, preferiblemente alquilo C_1-C_4 , más preferiblemente metilo. Lo más preferiblemente, dicho(s) sustituyente(s) restante(s), si los hay, es/son hidrógeno. De manera adecuada, se usa un polímero que se produce de tal monómero etilénicamente insaturado.

Los ejemplos adecuados del monómero etilénicamente insaturado, como se definió anteriormente, son acrilamida, ácido acrílico, acrilato de laurilo, alcohol vinílico, vinilpirrolidona, y ácido estireno sulfónico y ácido 2-acrilamido-2-metilpropano sulfónico. Los ejemplos adecuados de homopolímeros etilénicos que se producen a partir de tales monómeros etilénicamente insaturados son poliácridamida, poliácridato, poli(acrilato de laurilo), poli(alcohol vinílico), polivinilpirrolidona, y poli(sulfonato de estireno) y poli(sulfonato de 2-acrilamido-2-metilpropano). Para estos polímeros, el contraión catiónico para el resto $-C(=O)O^-$ (en el caso de poliácridato) y para el resto de sulfonato puede ser un catión de metal alcalino, tal como un ión de sodio, o un ión de amonio.

Como se mencionó anteriormente, también se pueden usar copolímeros o terpolímeros. Los ejemplos de copolímeros etilénicos adecuados incluyen los copolímeros de ácido acrílico y acrilamida, ácido acrílico y acrilato de laurilo, y acrilato de laurilo y acrilamida.

Preferiblemente, el polímero que se puede usar en la presente invención es una poliácridamida, más preferiblemente una poliácridamida parcialmente hidrolizada. Una poliácridamida parcialmente hidrolizada contiene unidades repetitivas de $-[CH_2-CHC(=O)NH_2]^-$ y $-[CH_2-CHC(=O)O^+M^+]^-$, en la que M^+ puede ser un catión de metal alcalino, tal como un ión de sodio, o un ión de amonio. El grado de hidrólisis no es esencial, y puede variar dentro de intervalos amplios. Por ejemplo, del 1 al 99 %mol, o 5 al 95 %mol, o 10 al 90 %mol, de manera adecuada 15 al 40 %mol, de manera más adecuada 20 al 35 %mol, de la poliácridamida puede estar hidrolizada.

Combinaciones de tensioactivo aniónico, agente alcalino y polímero

Como se describió anteriormente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción comprende un tensioactivo aniónico, un agente alcalino como se describió anteriormente y un polímero como se describió anteriormente. Y además puede comprender una sal inorgánica como se describió anteriormente.

En la presente invención, la proporción en peso del agente alcalino respecto del 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 preferiblemente 3:1 a 4:1.

Además, en la presente invención, la proporción en peso del tensioactivo aniónico respecto del 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 preferiblemente 1:1 a 3:1.

5 Además, en la presente invención, la proporción en peso del agente alcalino respecto del 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 preferiblemente 3:1 a 18:1.

10 En general, las proporciones en peso anteriormente mencionadas se pueden ajustar dependiendo de las condiciones específicas de una formación específica que contiene hidrocarburos. De manera más específica, la cantidad de polímero respecto de la cantidad de tensioactivo aniónico o respecto de la cantidad de agente alcalino (si lo hay) puede variar dentro de intervalos amplios.

Preparación de la composición de recuperación de hidrocarburos

15 La presente invención se refiere a un proceso para preparar la composición de recuperación de hidrocarburos descrita en las presentes reivindicaciones. Es decir, la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción se puede preparar mediante un proceso que comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende un tensioactivo aniónico; eliminar el agua de la mezcla acuosa; y recuperar el sólido que comprende el tensioactivo aniónico. En la presente memoria descriptiva, el término "mezcla" pretende cubrir tanto las disoluciones como las suspensiones (es decir, dispersiones).

20 En dicho proceso, la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico se puede proporcionar como la mezcla de productos que resulta de la preparación del tensioactivo aniónico tras la neutralización e hidrólisis como se describió anteriormente. Además, en dicho proceso, la eliminación del agua se puede llevar a cabo calentando la mezcla acuosa en condiciones de temperatura y presión en las que se evapora el agua, tras lo cual se puede recuperar el sólido, que comprende el tensioactivo aniónico. Un evaporador que se puede usar de manera adecuada es un evaporador de película fina. La composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, un agente alcalino como se describió anteriormente y un polímero como se describió anteriormente, y se prepara mediante el proceso según la presente invención, 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; eliminar 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 el agente alcalino; mezclar el polvo que comprende el tensioactivo aniónico y el agente alcalino con un polvo que comprende un polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, el agente alcalino y el polímero.

35 Sorprendentemente, en los siguientes Ejemplos se ha descubierto que el tiempo de disolución (en agua) para un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, el agente alcalino y el polímero es significativamente más corto cuando se prepara en un proceso en el que primero se prepara un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y el agente alcalino y solamente después se añade el polímero a ese polvo, como se describió anteriormente, en comparación con un caso en el que el polvo se prepara en un proceso en el que primero se prepara un polvo que comprende el agente alcalino y el polímero, tras lo cual se añade el tensioactivo aniónico a ese polvo, como también se describió anteriormente.

40 En un caso en el que la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción está en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y una sal inorgánica como se describió anteriormente, y un agente alcalino como se describió anteriormente y un polímero como se describió anteriormente, se pueden aplicar métodos de preparación para obtener tales polvos que son similares a los procesos anteriormente descritos. Por ejemplo, se puede mezclar un polvo que comprende una sal inorgánica con una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico. O, en caso de que la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción también comprenda un agente alcalino y/o un polímero, se puede mezclar un polvo que comprende una sal inorgánica con un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y un agente alcalino y/o un polímero, en el que este último polvo se puede haber preparado aplicando uno de los procesos anteriormente descritos. O tal composición se puede preparar mezclando un polvo que comprende una sal inorgánica con una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico, de manera simultánea o seguido de la mezcla con un polvo que comprende un agente alcalino y/o un polvo que comprende un polímero.

50 En un caso en el que en los procesos anteriormente mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción en forma de un polvo se usa 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 tamaño medio en número de partículas y una densidad aparente dentro del mismo intervalo que se describió anteriormente con respecto a la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción cuando está en forma de un polvo.

En los procesos anteriormente mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción 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 que resulta de la preparación del tensioactivo aniónico tras la neutralización e hidrólisis en la que ha tenido lugar una eliminación parcial de agua. Preferiblemente, la mezcla acuosa a proporcionar comprende el tensioactivo aniónico en una cantidad del 50 al 90 %p, más preferiblemente 55 al 85 %p, lo más preferiblemente 60 al 80 %p, y agua en una cantidad del 2 al 20 %p, más preferiblemente 5 al 15 %p, lo más preferiblemente 8 al 12 %p.

En los procesos anteriormente mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción en forma de un polvo, se usa un polvo que comprende un agente alcalino, y 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 un hidrato de una sal sí contiene agua de cristalización. Por ejemplo, un polvo de agente alcalino exento de agua de cristalización (anhidro) es polvo de carbonato sódico anhidro ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 0$ ac.).

Sorprendentemente, se descubrió que los polvos de agentes alcalinos como los polvos de agentes alcalinos anteriormente descritos, especialmente cuando tales polvos son anhidros, también son útiles para producir la presente composición sólida de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico cuando esta última composición está en forma de un polvo. Es decir, tal polvo de agente alcalino es útil, sorprendentemente, tanto para producir un polvo que contiene un tensioactivo aniónico de la presente invención y después, como agente alcalino disuelto, para reducir la retención o adsorción en rocas cuando este último polvo se usa en la recuperación de hidrocarburos tras disolver ese polvo en el fluido que se inyecta finalmente en una formación que contiene hidrocarburos.

Además, en los procesos anteriormente mencionados para preparar la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción en forma de un polvo que comprende el tensioactivo aniónico y también un agente alcalino y un polímero y/o una sal inorgánica, la eliminación de agua se puede llevar a cabo de manera adecuada mediante el uso de un secador de lecho fluidizado, por ejemplo un secador de lecho fluidizado vibratorio. No es necesario eliminar forzosamente toda el agua presente inicialmente en la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico. Parte del agua puede permanecer en el polvo en forma de agua de cristalización y/o agua adsorbida.

Artículo conformado

Además, la presente descripción se refiere a un artículo conformado que comprende la composición de recuperación de hidrocarburos como se describió anteriormente. Como se describió anteriormente, la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente memoria comprende un tensioactivo aniónico y está en estado sólido. Por ejemplo, la manera en la que se ha preparado la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción puede ser tal que se genere un polvo, en cuyo caso dicha composición de recuperación de hidrocarburos está en forma de un polvo, como también se describió anteriormente.

En la presente memoria descriptiva, "artículo conformado que comprende la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción" significa el artículo que es el producto obtenido conformando la composición sólida de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción, cuya composición puede ser un polvo como se describió anteriormente. En este contexto, "conformar" significa llevar a cabo cualquier acción sobre esa composición sólida, que puede ser un polvo, que da como resultado una forma diferente de esa composición sólida. Un método de conformación habitual es compactar un producto sólido, tal como un polvo, en artículos que tienen formas específicas, tales como comprimidos, bolas y gránulos. Antes o durante la conformación, se pueden añadir agentes auxiliares, tales como aglutinantes, para mejorar el proceso de conformación.

Además, la presente descripción se refiere a un proceso para preparar un artículo conformado que comprende una composición de recuperación de hidrocarburos, y dicho proceso comprende preparar una composición de recuperación de hidrocarburos según cualquiera de los procesos descritos anteriormente; y conformar la composición hasta el artículo conformado.

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

Además, la presente invención se refiere a un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos que comprende las etapas de

- a) transportar la composición de recuperación de hidrocarburos preparada mediante el proceso de la invención a la localización de la formación que contiene hidrocarburos;
- b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos en agua, por lo que se forma un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos;
- c) proporcionar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a al menos una parte 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 la etapa b) del proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos de la presente invención, se lleva a cabo la disolución en agua, por lo que se forma un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos, cuyo fluido se puede inyectar en la formación que contiene hidrocarburos, es decir, un fluido inyectable. El agua usada se origina de manera adecuada de la formación de la que se van a recuperar los hidrocarburos. Preferiblemente, dicha agua es salmuera, que es una disolución acuosa que contiene sal (por ejemplo NaCl).

La cantidad del tensioactivo aniónico en dicho fluido inyectable puede ser del 0,05 al 2 %p, preferiblemente 0,1 al 1,5 %p, más preferiblemente 0,1 al 1,0 %p, lo más preferiblemente 0,2 al 0,5 %p. La cantidad de agente alcalino (si lo hay) como se describió anteriormente en dicho fluido inyectable puede ser del 0,15 al 6 %p, preferiblemente 0,3 al 4,5 %p, más preferiblemente 0,3 al 3,0 %p, lo más preferiblemente 0,6 al 1,5 %p. La cantidad de polímero (si lo hay) como se describió anteriormente en dicho fluido inyectable puede ser del 0,05 al 2 %p, preferiblemente 0,1 al 1,5 %p, más preferiblemente 0,1 al 1,0 %p, lo más preferiblemente 0,2 al 0,5 %p.

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

Se pueden producir hidrocarburos de las formaciones que contienen hidrocarburos a través de pozos que penetran tales formaciones. Los "hidrocarburos" se definen en general como moléculas formadas principalmente de átomos de carbono e hidrógeno, tales como petróleo y gas natural. Los hidrocarburos también pueden incluir otros elementos, tales como halógenos, elementos metálicos, nitrógeno, oxígeno y/o azufre. Los hidrocarburos obtenidos de una formación que contiene hidrocarburos pueden incluir querógeno, bitumen, pirobitumen, asfaltenos, aceites o combinaciones de los mismos. Los hidrocarburos pueden estar localizados dentro o adyacentes a matrices minerales en la tierra. Las matrices pueden incluir roca sedimentaria, arenas, silicatos, 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, una capa suprayacente y/o una capa subyacente. Una capa suprayacente y/o una capa subyacente incluyen uno o más tipos diferentes de materiales impermeables. Por ejemplo, la capa suprayacente/subyacente pueden incluir roca, esquisto, lutolita, o carbonato impermeable a la humedad (es decir, un carbonato impermeable sin hidrocarburos). Por ejemplo, una capa subyacente puede contener esquisto o lutolita. En ciertos casos, la capa suprayacente/subyacente puede ser algo permeable. Por ejemplo, una capa subyacente puede estar compuesta de un mineral permeable tal como arenisca o caliza. Al menos una parte de una formación que contiene hidrocarburos puede existir a menos o más de 305 metros (1.000 pies) bajo la superficie de la tierra.

Las propiedades de una formación que contiene hidrocarburos pueden afectar a cómo fluyen los hidrocarburos a través de una capa suprayacente/subyacente en uno o más pozos de producción. Las propiedades incluyen la porosidad, permeabilidad, distribución de tamaños de los poros, área superficial, salinidad o temperatura de la formación. Las propiedades de la capa suprayacente/subyacente en combinación con las propiedades de los hidrocarburos, las características de la presión capilar (estática) y las características de la permeabilidad relativa (flujo) pueden afectar a la movilización de hidrocarburos a través de la formación que contiene hidrocarburos.

En una formación que contiene hidrocarburos pueden existir fluidos (por ejemplo gas, agua, hidrocarburos o combinaciones de los mismos) de diferentes densidades. Una mezcla de fluidos de la formación que contiene hidrocarburos puede formar capas entre una capa subyacente y una capa suprayacente según la densidad de los fluidos. El gas puede formar una capa superior, los hidrocarburos pueden formar una capa media 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 de la formación pueden crear interfases o límites entre los fluidos. Las interfases o límites entre los fluidos y la formación se pueden crear por medio de interacciones entre los fluidos y la formación. En general, los gases no forman límites con otros fluidos en una formación que contiene hidrocarburos. Se puede formar un primer límite entre una capa de agua y la capa subyacente. Se puede formar un segundo límite entre una capa de agua y una capa de hidrocarburos. Se puede formar un tercer límite entre hidrocarburos de densidades diferentes en una formación que contiene hidrocarburos.

La producción de fluidos puede alterar la interacción entre los fluidos, y entre los fluidos y la capa suprayacente/subyacente. A medida que se retiran los fluidos de la formación que contiene hidrocarburos, se pueden mezclar las diferentes capas de fluidos y formar capas de fluidos mezclados. Los fluidos mezclados pueden tener interacciones diferentes con los límites de los fluidos. Dependiendo de las interacciones en los límites de los fluidos mezclados, se puede dificultar la producción de hidrocarburos.

La cuantificación de la energía necesaria para las interacciones (por ejemplo, mezcla) entre los fluidos de una

formación en una interfase puede ser difícil de medir. La cuantificación de los niveles de energía en una interfase entre fluidos se puede determinar mediante técnicas generalmente conocidas (por ejemplo, tensiómetro de gota giratoria). Los requerimientos de energía de interacción en una interfase se pueden denominar tensión interfacial. "Tensión interfacial", tal como se usa en la presente memoria, se refiere a una energía libre superficial que existe entre dos o más fluidos que exhiben un límite. Un valor elevado de tensión interfacial (por ejemplo, más de 10 dinas/cm) puede indicar la incapacidad de un fluido de mezclarse con un segundo fluido para formar una emulsión de fluidos. Tal como se usa en la presente memoria, una "emulsión" se refiere 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 conseguir estabilidad. La incapacidad de los fluidos de mezclarse se puede deber a una alta energía de interacción superficial entre los dos fluidos. Los valores bajos de tensión interfacial (por ejemplo, menores de 1 dina/cm) pueden indicar menos interacción superficial entre los dos fluidos inmiscibles. Menos energía de interacción superficial entre dos fluidos inmiscibles puede dar como resultado la mezcla de los dos fluidos para formar una emulsión. Los fluidos con valores bajos de tensión interfacial se pueden movilizar hacia la perforación de un pozo debido a fuerzas capilares reducidas, y posteriormente se pueden producir a partir de la formación que contiene hidrocarburos.

El agua de una formación que contiene hidrocarburos puede contener minerales (por ejemplo, minerales que contienen bario, calcio, o magnesio) y sales minerales (por ejemplo cloruro sódico, cloruro potásico, cloruro magnésico). La salinidad del agua y/o la dureza del agua de una formación puede afectar a la recuperación de hidrocarburos de una formación que contiene hidrocarburos. Tal como se usa en la presente memoria, la "salinidad" se refiere a la cantidad de sólidos disueltos en agua. "Dureza del agua", tal como se usa en la presente memoria, se refiere a una concentración de iones multivalentes (por ejemplo calcio, magnesio) en el agua. La salinidad y la dureza del agua se pueden determinar mediante métodos generalmente conocidos (por ejemplo conductividad, valoración). Tal como se usa en la presente memoria, "agua de salinidad elevada" se refiere a un agua que tiene más de 30.000 ppm de sólidos disueltos totales, basado en cloruro sódico. A medida que se incrementa la salinidad del agua en una formación que contiene hidrocarburos, se pueden incrementar las tensiones interfaciales entre los hidrocarburos y el agua, y puede hacerse más difícil producir los fluidos.

El agua de baja salinidad en una formación que contiene hidrocarburos puede aumentar 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 una tensión interfacial baja entre el agua de baja salinidad y los hidrocarburos. La producción de una emulsión fluida (por ejemplo, mezcla de hidrocarburos/agua) de una formación que contiene hidrocarburos puede ser más viable económicamente para un productor. Tal como se usa en la presente memoria, "agua de baja salinidad" se refiere a la salinidad del agua de una formación que contiene hidrocarburos que es menor de 20.000 ppm de sólidos disueltos totales, basado en cloruro sódico. Las formaciones que contienen hidrocarburos pueden incluir agua con una salinidad menor de 13.000 ppm.

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

La movilización de los hidrocarburos residuales retenidos en una formación que contiene hidrocarburos puede ser difícil debido a la viscosidad de los hidrocarburos y a los efectos capilares de los fluidos en los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Tal como se usa en la presente memoria, "fuerzas capilares" se refiere a fuerzas atractivas entre fluidos y al menos una parte de la formación que contiene hidrocarburos. Las fuerzas capilares se pueden superar incrementando 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 varios factores, que incluyen la temperatura de la formación que contiene hidrocarburos, la salinidad del agua de la formación que contiene hidrocarburos, y la composición de los hidrocarburos de la formación que contiene hidrocarburos.

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

También se puede tratar, por tanto, una formación que contiene hidrocarburos con la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente invención, que comprende un tensioactivo aniónico, como se describió anteriormente. 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 de la formación que contiene hidrocarburos. Se puede reducir la tensión interfacial entre los hidrocarburos y una capa suprayacente/subyacente de una formación que contiene hidrocarburos. La reducción de la tensión interfacial puede permitir movilizar al menos una parte de los hidrocarburos a través de la formación que contiene hidrocarburos.

La capacidad de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción, que comprende un tensioactivo aniónico, de reducir la tensión interfacial de una mezcla de hidrocarburos y fluidos se puede determinar mediante el uso de técnicas conocidas. El valor de la tensión interfacial para una mezcla de hidrocarburos y agua se puede determinar mediante el uso de un tensiómetro de gota giratoria. Se puede añadir una cantidad de una disolución 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 la tensión interfacial para el fluido resultante.

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

La composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción puede interactuar con al menos una parte de los hidrocarburos de la capa de hidrocarburos 130. La interacción de la composición de recuperación de hidrocarburos con la capa de hidrocarburos 130 puede reducir al menos una parte de la tensión interfacial entre los diferentes hidrocarburos. La composición de recuperación de hidrocarburos también puede reducir al menos una parte de la tensión interfacial entre uno o más fluidos (por ejemplo agua, hidrocarburos) de la formación y la capa subyacente 140, uno o más fluidos de la formación y la capa suprayacente 120, o combinaciones de los mismos.

La composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción puede interactuar con al menos una parte de los hidrocarburos y al menos una parte de otro u otros fluidos de la formación para reducir al menos una parte de la tensión interfacial entre los hidrocarburos y uno o más fluidos. La reducción de la tensión interfacial puede permitir que al menos una parte de los hidrocarburos forme una emulsión con al menos una parte de uno o más fluidos de la formación. El valor de la tensión interfacial entre los hidrocarburos y otro u otros fluidos se puede alterar mediante la composición de recuperación de hidrocarburos hasta un valor menor de 0,1 dinas/cm o menor de 0,05 dinas/cm o menor de 0,001 dinas/cm.

Al menos una parte de la mezcla de composición de recuperación de hidrocarburos/hidrocarburos/fluidos se puede movilizar hacia el pozo de producción 150. Los productos obtenidos del pozo de producción 150 pueden incluir los 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 de la formación 100 que contiene hidrocarburos se puede incrementar en más del 50% después de añadir la presente composición de recuperación de hidrocarburos a una formación que contiene hidrocarburos.

También se puede inyectar un fluido acuoso, en el que está disuelta la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción, a la formación 100 que contiene hidrocarburos a través de un pozo de inyección 110 tal como se representa en la Figura 3. La interacción de la composición de recuperación de hidrocarburos con los hidrocarburos de la formación puede reducir al menos una parte de la tensión interfacial entre los hidrocarburos y la capa subyacente 140. La reducción de al menos una parte de la tensión interfacial puede movilizar al menos una parte de los hidrocarburos en una sección 160 seleccionada de la formación 100 que contiene hidrocarburos para formar una mezcla de hidrocarburos 170. Se puede producir al menos una parte de los hidrocarburos a partir de la mezcla de hidrocarburos 170 en la sección seleccionada de la formación 100 que contiene hidrocarburos.

En ciertas circunstancias puede ser beneficioso que un fluido acuoso, en el que está disuelta la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción, contenga una sal inorgánica, tal como cloruro sódico, cloruro potásico, cloruro amónico, sulfato sódico o carbonato sódico. Tal sal inorgánica se puede añadir por separado de la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción o, como se discutió anteriormente, se puede incluir en la composición de recuperación de hidrocarburos de la presente descripción antes de disolverla en agua. La adición de la sal inorgánica puede ayudar a que el fluido se disperse a través de una mezcla de hidrocarburos/agua. Esta dispersión mejorada puede disminuir las interacciones entre la interfase de hidrocarburos y agua. La interacción disminuida puede reducir la tensión interfacial de la mezcla y proporcionar un fluido que es más móvil. Esta descripción contiene los siguientes Ejemplos.

Ejemplos

1. Productos químicos usados en los Ejemplos

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

1.1 Tensioactivo aniónico

En los Ejemplos, el tensioactivo aniónico usado fue un sulfonato de olefina interna (IOS). Este tensioactivo también

se abrevia como S más adelante en la presente memoria. El IOS se usó en forma de una mezcla acuosa que contenía IOS. Se usaron diversos IOS en los Ejemplos: IOS C15-C18, IOS C19-C23, IOS C20-C24 e IOS C24-C28.

5 El tensioactivo de IOS 20-24 (o IOS C20-C24) se originó a partir de una mezcla de olefinas internas C20-24 que fue una mezcla de olefinas solamente con un número par de carbonos, y tuvo un número medio de carbonos de alrededor de 20,6. Menos del 3% de las olefinas internas totales fueron C18 y olefinas internas inferiores, el 70% fueron C20, el 22% fueron C22, el 4% fueron C24 y menos del 1% fueron C26 y mayores. El 96% de las olefinas internas tuvo de 20 a 24 átomos de carbono.

10 El tensioactivo de IOS 15-18 (o IOS C15-C18) se originó a partir de una mezcla de olefinas internas C15-18 que fue una mezcla de olefinas con un número de carbonos impar y par, y tuvo un número medio de carbonos de alrededor de 16,6. La olefina C14 e inferior fue un 1% del total, C15 fue un 20%, C16 fue un 27%, C17 fue un 26%, C18 fue un 21% y C19 y mayor fue menor del 6%. El 94% de las olefinas internas tuvo de 15 a 18 átomos de carbono.

15 El tensioactivo de IOS 19-23 (o IOS C19-C23) se originó a partir de una mezcla de olefinas internas C19-C23 que fue una mezcla de olefinas con un número de carbonos impar y par, y tuvo un número medio de carbonos de alrededor de 21,1. Menos del 13,4% de las olefinas internas totales fueron C18 y olefinas internas inferiores, 10,5% fueron C19, 15,1% fueron C20, 15,4% fueron C21, 13,7% fueron C22, 10,5% fueron C23 y menos del 21,4% fueron C24 y mayores. El 65% de las olefinas internas tuvo de 19 a 23 átomos de carbono.

20 El tensioactivo de IOS 24-28 (o IOS C24-C28) se originó a partir de una mezcla de olefinas internas C24-C28 que fue una mezcla de olefinas con un número de carbonos impar y par, y tuvo un número medio de carbonos de alrededor de 27,0. Menos del 14,9% de las olefinas internas totales fueron C23 y olefinas internas inferiores, 7,6% fueron C24, 9,0% fueron C25, 10,2% fueron C26, 10,4% fueron C27, 9,8% fueron C28 y menos del 38,1% fueron C29 y mayores. El 47% de las olefinas internas tuvo de 20 a 24 átomos de carbono.

Los cuatro tensioactivos aniónicos mencionados fueron sales de sodio. Las propiedades adicionales se mencionan en la tabla siguiente.

	IOS 20-24	IOS 15-18	IOS 19-23	IOS 24-28
<i>Propiedades de las olefinas usadas en la preparación de IOS</i>				
Número medio en peso de carbonos	20,6	16,6	21,1	27,0
Número medio en peso de ramificaciones	n.d.	n.d.	0,9	2,4
Proporción en peso lineal:ramificado	91:9	94:6	77:23	80:20
Peso molecular medio en peso (g/mol)	287	232	295	378
<i>Composición de IOS</i>				
Sulfonato de hidroxialcano (%)	77	81	65	43
Sulfonato de alqueno (%)	21	18	33	56
Disulfonato (%)	2	<1	2	1
<i>Composición de mezcla acuosa que contiene IOS</i>				
IOS (%p) ⁽¹⁾	70,7	77,5	65,8	64,4
Agua (%p) ⁽¹⁾	10	10	10	10
Aceite libre (%p) ⁽²⁾	8,1	4,9	11,1	16,9
NEODOL™ 91-8 ⁽²⁾	5	5	5	5
Na ₂ SO ₄ (%p) ⁽²⁾	2,4	2,8	8,1	9,8
n.d. = no determinado				
(1) Respecto de la composición total.				
(2) Respecto de IOS.				

1.2 Agente alcalino

En los Ejemplos, se usó polvo de carbonato sódico ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 0 \text{ ac.}$) sin agua de cristalización (anhidro) como agente alcalino. Este compuesto también se abrevia como A a continuación en la presente memoria. El polvo usado está disponible comercialmente como "Soda Ash Light" de Solvay Chemicals.

5 1.3 Polímero

En los Ejemplos, en ciertos casos, se usó un polímero, concretamente Flopaam™ 3630 en polvo, que está disponible comercialmente en SNF Floerger. Este compuesto es una poliacrilamida que está parcialmente hidrolizada (25-30 %mol) y que tiene un peso molecular aproximado de 20 millones de Daltons. Este compuesto también se abrevia como P a continuación en la presente memoria.

10 2. Propiedades de los polvos

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

"% de H_2O ": esto se refiere al contenido de agua (porcentaje en peso) en el polvo. Como método para medir dicho contenido de agua, se usó un método de Karl Fischer.

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

"Caudal dinámico" (DFR): esto se refiere al comportamiento de flujo del polvo, y se expresa en términos cualitativos: "malo" (DFR relativamente bajo), "moderado" o "bueno" (DFR relativamente elevado).

3. Ejemplos 1-31: preparación de polvos (por cargas y a escala de laboratorio)

20 En los Ejemplos 1-31, se usaron diverso IOS, concretamente IOS C15-C18, IOS C19-C23, IOS C20-C24 e IOS C24-C28, además del agente alcalino de carbonato sódico.

Además, para cada uno de los 4 tensioactivos mencionados, se prepararon polvos de AS (tensioactivo y agente alcalino, pero sin polímero) y polvos de ASP (tensioactivo, agente alcalino y polímero).

Además, para cada uno de dichos polvos de AS y ASP, se variaron las proporciones en peso A:S y A:S:P, respectivamente.

25 Los polvos se prepararon en un proceso por cargas y a escala de laboratorio (escala de 400 gramos).

30 En los Ejemplos 1-29, se prepararon los polvos de AS cargando en un mezclador a escala de laboratorio polvo de carbonato sódico y después encendiendo el mezclador. La mezcla acuosa que contenía IOS que tenía una temperatura de alrededor de 80°C se añadió después al mezclador mientras se mezclaba. Después continuó la mezcla durante alrededor de 5 minutos, tras lo cual se transfirió la mezcla del mezclador a una bandeja que se colocó en un horno a 105°C durante 20 horas. Después de enfriar el polvo obtenido a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del polvo.

35 Cuando en los Ejemplos 1-29 también se prepararon polvos de ASP, estos se prepararon cargando un mezclador a escala de laboratorio con el polvo de AS preparado de la manera anterior y después se encendió el mezclador. El polvo de polímero se añadió después al mezclador mientras se mezclaba. Después continuó la mezcla durante alrededor de 5 minutos, tras lo cual se transfirió la mezcla del mezclador a una bandeja que se colocó en un horno a 105°C durante 20 horas. Después de enfriar el polvo a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del polvo.

Se mencionan datos adicionales y las propiedades de los polvos en las Tablas 1-6.

Tabla 1: Polvos de AS en los que S = IOS C15-C18

Ejemplo	1	2	3	4
proporción en peso A:S	6:1	5:1	4:1	3:1
% de H_2O	1,38	1,72	1,45	1,13
densidad aparente	707	683	713	699
caudal dinámico	bueno	moderado	moderado	moderado

40

ES 2 692 518 T3

Tabla 2: Polvos de ASP en los que S = IOS C15-C18

Ejemplo	5	6	7	8	9	10	11
polvo de AS	Ej. 3	Ej. 3	Ej. 4	Ej. 4	Ej. 2	Ej. 2	Ej. 1
proporción en 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
% de 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
caudal dinámico	moderado	moderado	moderado	moderado	moderado	moderado	bueno

Tabla 3: Polvos de AS y ASP en los que S = IOS C20-C24

Ejemplo	12	13	14	15	16
polvo de AS	n.a.	n.a.	Ej. 12	Ej. 13	Ej. 13
proporción en peso A:S:P	4:1:0	3:1:0	12:3:1	9:3:1	3:1:1
% de H ₂ O	3,31	3,72	3,76	4,09	4,47
densidad aparente	667	646	667	603	556
caudal dinámico	bueno	bueno	bueno	moderado	moderado
n.a. = no aplicable					

5 Tabla 4: Polvos de AS y ASP en los que S = IOS C24-C28

Ejemplo	17	18	19	20	21
polvo de AS	n.a.	n.a.	Ej. 17	Ej. 18	Ej. 18
proporción en peso A:S:P	4:1:0	3:1:0	12:3:1	9:3:1	3:1:1
% de H ₂ O	3,07	3,26	3,57	3,99	4,47
densidad aparente	744	676	747	630	562
caudal dinámico	bueno	bueno	bueno	moderado	moderado
n.a. = no aplicable					

Tabla 5: Polvos de AS en los que S = IOS C19-C23

Ejemplo	22	23	24	25
proporción en peso A:S	6:1	5:1	4:1	3:1
% de H ₂ O	n.d.	n.d.	n.d.	2,13
densidad aparente	n.d.	n.d.	n.d.	620
caudal dinámico	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
n.d. = no determinado				

Tabla 6: Polvos de ASP en los que S = IOS C19-C23

Ejemplo	26	27	28	29
polvo de AS	Ej. 24	Ej. 24	Ej. 25	Ej. 25
proporción en peso A:S:P	12:3:1	4:1:1	9:3:1	3:1:1
% de H ₂ O	2,15	2,82	2,95	3,83
densidad aparente	652	657	620	580
caudal dinámico	bueno	bueno	moderado	moderado

5 Los Ejemplos 1-29 muestran que los polvos según la presente descripción se pueden producir mezclando un polvo de agente alcalino, tal como Na₂CO₃, con una mezcla acuosa que contiene un tensioactivo aniónico, seguido de secado.

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

10 Además, los polvos preparados en dichos Ejemplos 1-29 tienen de manera ventajosa propiedades aceptables con respecto a la densidad aparente y el comportamiento de flujo.

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

15 En los Ejemplos 30 y 31, se prepararon polvos de AP cargando un mezclador a escala de laboratorio con polvo de carbonato sódico y polvo de polímero, y después encendiendo el mezclador. La mezcla continuó después durante alrededor de 5 minutos, tras lo cual la mezcla acuosa que contenía el IOS que tenía una temperatura de alrededor de 80°C se añadió al mezclador mientras se mezclaba. Después continuó la mezcla durante alrededor de 5 minutos, tras lo cual se transfirió la mezcla del mezclador a una bandeja que se colocó en un horno a 105°C durante 20 horas.
20 Después de enfriar el polvo obtenido a temperatura ambiente, se determinaron las propiedades del polvo.

Tabla 7: Polvos de ASP en los que S = IOS C19-C23

Ejemplo	30	31
proporción en peso A:S:P	9:3:1	3:1:1
densidad aparente	597	620
caudal dinámico	moderado	moderado

4. Ejemplos 32-43: preparación de polvos (semicontinua y a escala de planta piloto)

25 En los Ejemplos 32-43, los polvos se prepararon en un proceso semicontinuo y a escala de planta piloto. Se usó un mezclador en funcionamiento continuo para producir los polvos, al contrario que en los Ejemplos 1-31 en los que los polvos se produjeron en un proceso que fue completamente un proceso por cargas. Dicho mezclador en funcionamiento continuo fue el "Reactor Desmet Ballestra Kettemix para Aglomeración de Detergentes", que está disponible comercialmente de Desmet Ballestra, más adelante en la presente memoria denominado "mezclador Kettemix". El mezclador Kettemix pertenece a la categoría de tecnología de producción de "detergentes sin torre", y se ha desarrollado en un principio como alternativa al "secado por pulverización (en torre)".
30

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

Además, se prepararon polvos de AS (tensioactivo y agente alcalino, pero sin polímero) y polvos de ASP (tensioactivo, agente alcalino y polímero).

35 Además, para cada uno de dichos polvos de AS y ASP, se variaron las proporciones en peso A:S y A:S:P, respectivamente.

De manera más específica, la planta de producción de polvos que se usó para producir los polvos comprendió en

todos los casos:

- a) instalaciones de dosificación para la adición de materiales de partida sólidos y líquidos;
- b) el mezclador Kettemix anteriormente mencionado; y
- c) un secador de lecho fluidizado vibratorio.

5 El líquido alimentado al mezclador Kettemix fue la mezcla acuosa que contenía IOS que tenía una temperatura de 67°C.

10 En el mezclador Kettemix, se combinó un sólido y dicho líquido. Debido al diseño específico de dicho mezclador, se dio la aglomeración de partículas finas en partículas mayores. El producto que salía del mezclador Kettemix se alimentó en el secador de lecho fluidizado vibratorio. En dicho secador, el producto se secó mediante contacto con aire caliente. El producto en polvo de dicho secador tuvo una temperatura de alrededor de 70°C y se recogió como tal en una bandeja abierta, y se dejó en ella para que se enfriara a temperatura ambiente. El polvo enfriado se tamizó después (tamaño del tamiz: 5 mm) para obtener un polvo tamizado del cual se habían eliminado las partículas más grandes.

15 Se llevaron a cabo tres rondas (Ronda 1, 2 y 3): antes de cada ronda se limpió el mezclador Kettemix y el secador de lecho fluidizado vibratorio.

20 En la Ronda 1 (Ejemplos 32-37), se alimentó polvo de carbonato sódico al mezclador Kettemix a un caudal de 150 kg/hora. De manera simultánea, el líquido que contenía el IOS se alimentó continuamente al mezclador Kettemix a cierto caudal. La intensidad de mezcla en el mezclador Kettemix fue 1.000 rpm. Inicialmente, la proporción en peso A:S se ajustó a 4:1, y después a 3:1. El polvo de AS seco y tamizado se usó después para producir polvos de ASP mezclándolo con polvo de polímero en proporciones variables en peso, en un proceso por cargas mediante el uso de un mezclador de tipo Ploughshare™, que está disponible comercialmente de Lödige, denominado más adelante en la presente memoria "mezclador Ploughshare". Se mencionan datos adicionales y propiedades del polvo para la Ronda 1 en la Tabla 8.

Tabla 8: Polvos de AS y ASP en los que S = IOS C19-C23 (Ronda 1)

Ejemplo	32	33	34	35	36	37
proporción en 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
caudal dinámico	moderado	moderado	moderado	bueno	bueno	bueno
n.d. = no determinado						

25 En la Ronda 2 (Ejemplos 38-40), primero se mezcló un polvo de carbonato sódico y un polvo de polímero en una proporción en peso 3:1, en un proceso por cargas mediante el uso del mezclador Ploughshare anteriormente mencionado. El polvo de AP así obtenido se alimentó continuamente al mezclador Kettemix a un caudal de 150 kg/hora. De manera simultánea, el líquido que contenía el IOS se alimentó continuamente al mezclador Kettemix a cierto caudal. La intensidad de mezcla en el mezclador Kettemix fue 1.000 rpm. Se mencionan datos adicionales y propiedades del polvo para la Ronda 2 en la Tabla 9.

Tabla 9: Polvos de ASP en los que S = IOS C19-C23 (Ronda 2)

Ejemplo	38	39	40
proporción en peso A:S:P	3:0,75:1	3:0,85:1	3:1:1
densidad aparente	570	590	n.d.
caudal dinámico	bueno	bueno	n.d.
n.d. = no determinado			

35 En la Ronda 3 (Ejemplos 41-43), se repitió el procedimiento de la Ronda 2, excepto porque la proporción en peso A:P fue 9:1 en vez de 3:1.

Tabla 10: Polvos de ASP en los que S = IOS C19-C23 (Ronda 3)

Ejemplo	41	42	43
proporción en peso A:S:P	9:2,25:1	9:2,60:1	9:3:1
densidad aparente	610	625	n.d.
caudal dinámico	bueno	bueno	n.d.
n.d. = no determinado			

5. Ejemplos 44-55: disolución de polvos

5 En los Ejemplos 44-55, se estudia si los polvos preparados en los Ejemplos 32-43, que comprenden un tensioactivo aniónico y un agente alcalino y, en ciertos casos, un polímero, se pueden disolver en agua para poder proporcionar, por ejemplo en la localización de una formación que contiene hidrocarburos, una disolución acuosa de una única fase que contiene el tensioactivo, cuya disolución se podría inyectar después en dicha formación que contiene hidrocarburos. Esto significa que el tensioactivo se debería disolver completamente, y obtener por tanto una disolución de una única fase.

10 En los Ejemplos 44-55, se midió la cantidad de tiempo necesaria para que el polvo preparado en cualquiera de los Ejemplos 32-43 se disuelva en una disolución acuosa que contiene un 1 %p de NaCl. La cantidad de polvo añadida a dicha disolución fue un 1 %p (basado en el peso de la disolución). Se determinó el tiempo de disolución cuando la disolución se aclaró y desapareció la última porción de polvo sin disolver. Estos ensayos de solubilidad se llevaron a cabo a temperaturas de 40°C, 30°C y 25°C, a una velocidad de agitación de 400 rpm mediante el uso de una barra de agitación magnética en un frasco de vidrio con tapa.

15 La Tabla 11 enumera la proporción en peso de los componentes de los diversos polvos ensayados, así como los tiempos de disolución (en minutos) a las temperaturas de ensayo anteriormente especificadas.

Tabla 11: Tiempos de disolución

Ejemplo	Polvo preparado en	Proporción en 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

20 Los resultados de la Tabla 11 muestran que los polvos que contienen un tensioactivo aniónico según la presente invención se pueden disolver completamente en agua, que puede contener una sal tal como cloruro sódico, y de ese modo obtener una disolución de una única fase que se podría inyectar después en una formación que contiene hidrocarburos. El tiempo de disolución es corto, y está dentro de los límites prácticos de operación comercial. El tiempo de disolución para los polvos de ASP según la presente invención se considera especialmente corto (véanse los resultados para los Ejemplos 46-55 de la Tabla 11) si se comparan con los obtenidos cuando el polímero se

disuelve como un componente individual (véase el resultado para el Ejemplo Comparativo 1 más adelante).

Además, los resultados de la Tabla 11 muestran que en los casos en los que los polvos que contienen un tensioactivo aniónico (S) según la presente invención también contienen un agente alcalino (A) y un polímero (P), la manera de preparar tal polvo de ASP tiene influencia sobre el tiempo de disolución en agua. Por ejemplo, los polvos preparados en los Ejemplos 40 y 43 se prepararon preparando primero un polvo de AP y después añadiéndole S. Por otra parte, los polvos preparados en los Ejemplos 36 y 37 se prepararon preparando primero un polvo de AS y después añadiéndole P. Tras comparar los resultados de disolución de la Tabla 11 para los polvos de ASP preparados en los Ejemplos 40 y 36 (proporción en peso A:S:P de 3:1:1) y para los polvos de 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 el que se prepara primero un polvo de AS que para el caso en el que se prepara primero un polvo de AP.

6. Ejemplos 56-60 y Ejemplos Comparativos 1-3: disolución de polvos

En los Ejemplos 56-60, se llevaron a cabo experimentos de disolución de polvos similares a los de los Ejemplos 44-55. Es decir, en los Ejemplos 56-60, se midió la cantidad de tiempo necesaria para que el polvo en cuestión se disuelva en una disolución acuosa que contiene un 1 %p de NaCl (más adelante en la presente memoria también denominada "salmuera"). Sin embargo, se varió la cantidad de polvo añadida a dicha disolución. Se determinó el tiempo de disolución cuando la disolución se aclaró y desapareció la última porción de polvo sin disolver. Estos ensayos de solubilidad se llevaron a cabo solamente a temperatura ambiente (25°C), a una velocidad de agitación de 400 rpm mediante el uso de una barra de agitación magnética en un frasco de vidrio con tapa.

En el Ejemplo Comparativo 1, se llevó a cabo un experimento de disolución similar al descrito anteriormente, con la salvedad de que solamente se disolvió el polvo de polímero, es decir, un polvo que contenía el polímero pero que no contenía un agente alcalino ni un tensioactivo aniónico.

En el Ejemplo Comparativo 2, primero se disolvió un 0,90 %p de polvo de carbonato sódico (agente alcalino) y un 0,23 %p de IOS C19-C23 (tensioactivo aniónico) en dicha salmuera. Es decir, la proporción en peso A:S fue de alrededor de 4:1. Después de dicha disolución, se añadió el polvo de polímero y se determinó el tiempo de disolución del polímero de la misma manera que se describió anteriormente.

El Ejemplo Comparativo 3 se llevó a cabo de la misma manera que el Ejemplo Comparativo 2, con la salvedad de que se disolvió un 2,74 %p de polvo de carbonato sódico y un 0,47 %p de IOS C19-C23. Es decir, la proporción en peso A:S fue de alrededor de 6:1.

Se enumeran datos adicionales, así como los tiempos de disolución, para los Ejemplos 56-60 y los Ejemplos Comparativos 1-3 en la Tabla 12.

Tabla 12: Tiempos de disolución

Ejemplo	Polvo de A:S preparado en	Proporción en peso A:S:P	Cantidad de polvo de A:S:P (%p) ⁽¹⁾	Cantidad de polímero (%p) ⁽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	ninguno	n.a.	ninguno	0,3	9 h.
Comp. 2	ninguno	n.a.	ninguno	0,3	23 h. 57 min.
Comp. 3	ninguno	n.a.	ninguno	0,3	38 h. 36 min.

(1) El porcentaje en peso se basa en el peso de la disolución.

n.a. = no aplicable

Justo como los resultados de la Tabla 11 para los Ejemplos 44-55, los resultados para los Ejemplos 56-60 de la Tabla 12 muestran que los polvos que contienen un tensioactivo aniónico según la presente invención se pueden disolver completamente en agua, que puede contener una sal tal como cloruro sódico, y de ese modo obtener una

disolución de una única fase que se podría inyectar después en una formación que contiene hidrocarburos. Además, el tiempo de disolución es corto, y está dentro de los límites prácticos de operación comercial.

5 Además, sorprendentemente, tras comparar los resultados para los Ejemplos 59 y 60 con el resultado para el Ejemplo Comparativo 1, en todos los casos en los que se usó un 0,3 %p de polímero, parece que la disolución fue mucho más rápida cuando el polímero, antes de la disolución, se incluyó primero en el polvo que contenía un tensioactivo aniónico según la presente invención, lo que produjo un tiempo de disolución de solamente 45 minutos y 42 minutos, respectivamente. En el Ejemplo Comparativo 1, sin embargo, la disolución del polvo de polímero llevó 9 horas.

10 Incluso cuando la cantidad de polímero se incrementó hasta un 1,2 %p como en los Ejemplos 57 y 58, los tiempos de disolución en dichos Ejemplos todavía fueron mucho más cortos que el tiempo de disolución en el Ejemplo Comparativo 1, concretamente 111 y 132 minutos, respectivamente.

Tales tiempos de disolución cortos son incluso más sorprendentes si se tiene en cuenta que la cantidad total de material, que incluye el agente alcalino, el tensioactivo aniónico y el polímero, a disolver en todos los Ejemplos 57-60 fue mayor que la del Ejemplo Comparativo 1.

15 Además, sorprendentemente parece que cuando la salmuera en la que se va a disolver el polvo de polímero ya contiene el agente alcalino disuelto y el tensioactivo aniónico disuelto, como en los Ejemplos Comparativos 2 y 3, el tiempo de disolución de polímero se prolongó aún más, hasta alrededor de 24 horas y alrededor de 39 horas, respectivamente, en comparación con los Ejemplos 57-60. Una ventaja adicional asociada a dichos Ejemplos 57-60 es que en estos últimos ejemplos hubo solamente una etapa de disolución, mientras en los Ejemplos Comparativos
20 2 y 3 hubo dos etapas de disolución.

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para preparar una composición de recuperación de hidrocarburos que comprende un tensioactivo aniónico, un agente alcalino y un polímero,

5 en el que el tensioactivo aniónico es un sulfonato de olefina interna (IOS), el agente alcalino se selecciona del grupo que consiste en sales de carbonato de metales alcalinos, sales de bicarbonato de metales alcalinos y sales de hidróxido de metales alcalinos, el peso molecular del polímero es de al menos 1 millón de Daltons, y el polímero está constituido por un monómero etilénicamente insaturado de fórmula $R^1R^2C=CR^3R^4$, en la que al menos uno de los sustituyentes R^1 , R^2 , R^3 y R^4 es un sustituyente que contiene un resto seleccionado del grupo que consiste en $-C(=O)NH_2$, $-C(=O)OH$, $-C(=O)OR$ en el que R es un grupo alquilo C_6-C_{18} ramificado o lineal, $-OH$, pirrolidona y $-SO_3H$, y el/los sustituyente(s) restante(s), si los hay, se selecciona(n) del grupo que consiste en hidrógeno y alquilo; y

10 en el que el proceso comprende proporcionar una mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico; mezclar la mezcla acuosa que comprende el tensioactivo aniónico con un polvo que comprende el agente alcalino; eliminar 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 el agente alcalino; mezclar el polvo que comprende el tensioactivo aniónico y el agente alcalino con un polvo que comprende el polímero; y recuperar un polvo que comprende el tensioactivo aniónico, el agente alcalino y el polímero.

2. Un proceso para tratar una formación que contiene hidrocarburos que comprende las etapas de

20 a) transportar la composición de recuperación de hidrocarburos preparada según el proceso de la reivindicación 1 a la localización de la formación que contiene hidrocarburos;

b) disolver la composición de recuperación de hidrocarburos en agua, por lo que se forma un fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos;

c) proporcionar el fluido acuoso que contiene la composición de recuperación de hidrocarburos a al menos una parte de la formación que contiene hidrocarburos; y

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

Fig.1A

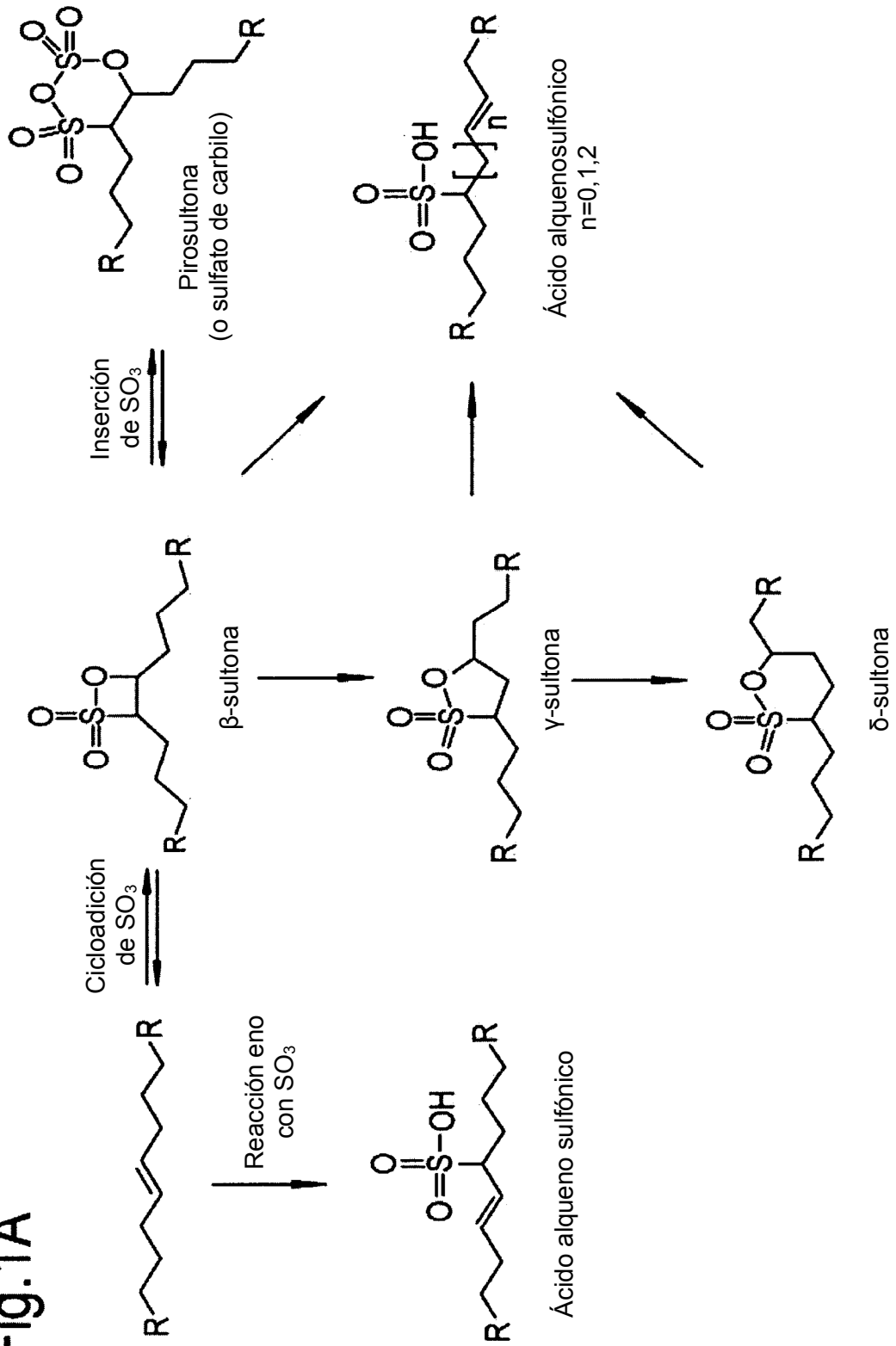


Fig.1B

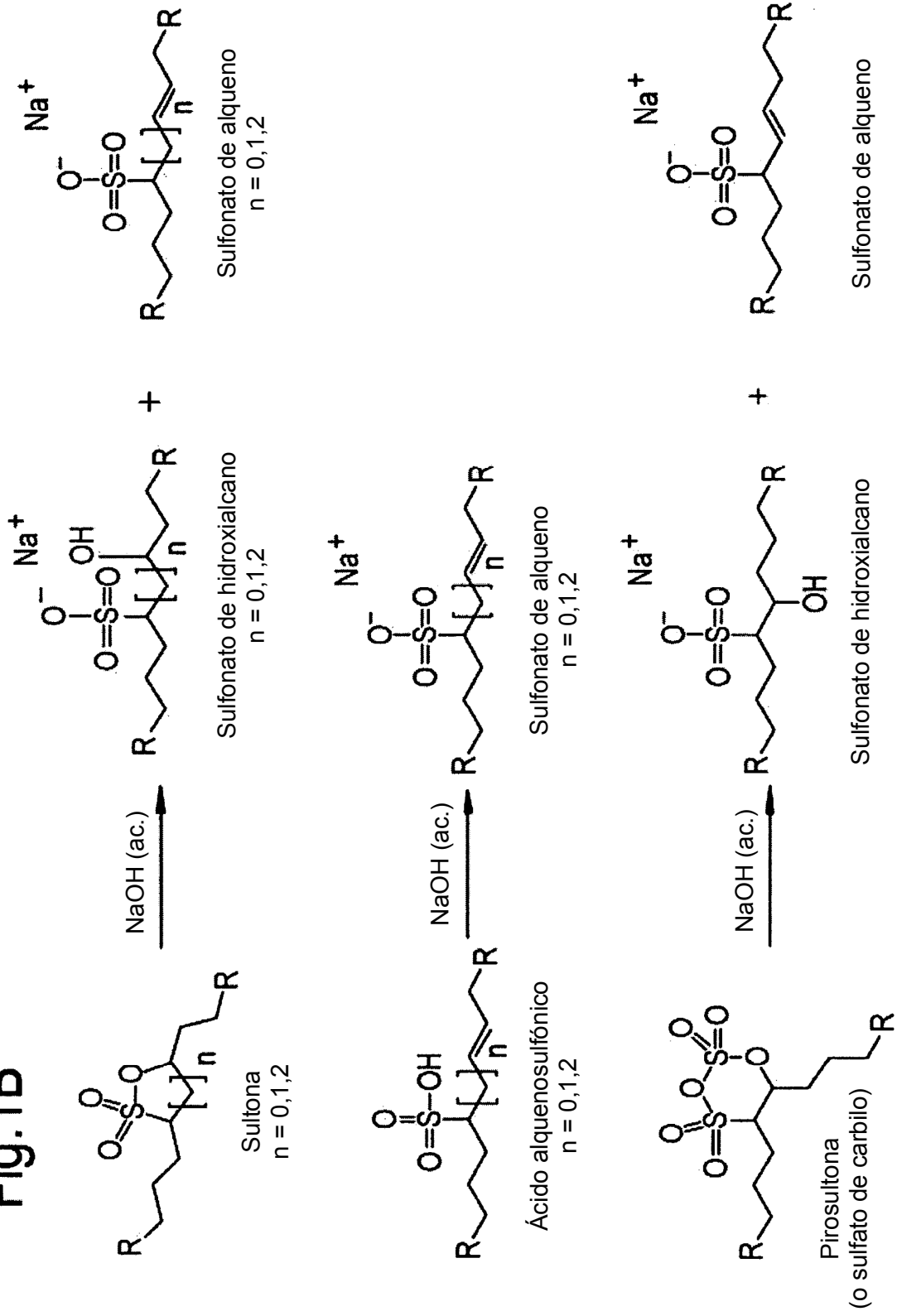


Fig.2

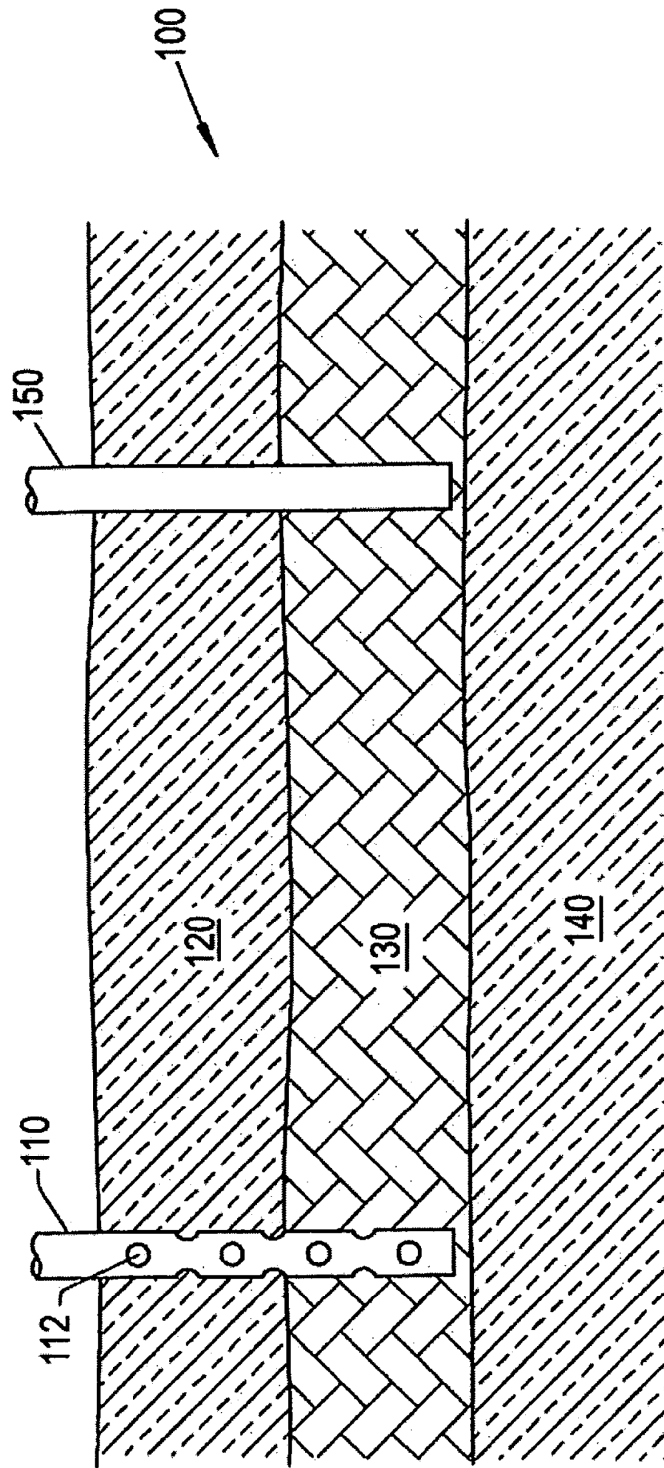


Fig.3

