

COMPOSICIONES Y MÉTODOS PARA LA DELIQUIFICACIÓN DE POZOS DE LEVANTAMIENTO POR GAS

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente divulgación se refiere en general a métodos y composiciones para el tratamiento de formaciones subterráneas. Más específicamente, la divulgación proporciona composiciones que comprenden tensioactivos y métodos de uso de las composiciones para mejorar el levantamiento por gas y aumentar la producción de hidrocarburos.

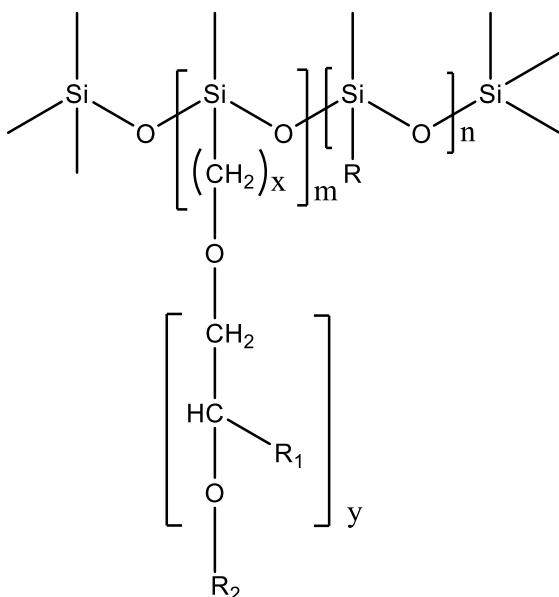
ANTECEDENTES

[0002] El uso de aditivos químicos para diversas técnicas mejoradas de recuperación de petróleo está ampliamente adaptado para mejorar la tasa o cantidad de compuestos de hidrocarburo recuperados de formaciones subterráneas que tienen hidrocarburos. Los usos convencionales de los aditivos químicos incluyen tensioactivos o polímeros combinados con un fluido, tal como una fuente de agua, para inyección subterránea. Los aditivos químicos tensioactivos se utilizan para reducir las tensiones interfaciales entre el fluido y/o el connato (fuente de agua subterránea) y el hidrocarburo. Los aditivos también aumentan la humectabilidad de la roca de formación subterránea para aumentar el rendimiento de los compuestos de hidrocarburos liberados y/o la tasa de su recuperación.

[0003] Una clase adicional de aditivos para aumentar la recuperación de hidrocarburos incluye potenciadores de flujo de levantamiento por gas. Estos aditivos químicos se usan en pozos de petróleo y gas donde la presión del yacimiento supera la presión hidrostática del pozo, y donde la modificación de la diferencia de presión puede impactar la habilidad de los fluidos para moverse hacia arriba del pozo en dirección a la superficie. A medida que la presión del yacimiento disminuye con el tiempo, se desplaza menos líquido hacia la superficie, y se puede utilizar un potenciador de flujo de levantamiento por gas para mejorar la recuperación.

BREVE COMPENDIO

[0004] La presente divulgación proporciona métodos para mejorar el levantamiento por gas y aumentar la producción de hidrocarburos. En algunas modalidades, se proporciona un método de recuperación de un fluido de una formación subterránea. El método comprende añadir una composición al fluido en la formación subterránea, espumar el fluido en la formación subterránea, y recuperar el fluido de la formación subterránea, donde la composición comprende un compuesto de Fórmula I:



donde cada R se selecciona independientemente de un grupo alquilo, alqueno, alquino, aralquilo, alcoxi o carbonilo C₁-C₂₀; donde cada R₁ se selecciona independientemente de H o un grupo alquilo, alqueno, alquino, aralquilo, alcoxi o carbonilo C₁-C₂₀; donde cada R₂ se selecciona independientemente de H o un grupo alquilo, alqueno, alquino, aralquilo, alcoxi o carbonilo C₁-C₂₀; m es un número entero comprendido entre 1 y aproximadamente 100; n es un número entero comprendido entre 1 y aproximadamente 100; x es un número entero comprendido entre 1 y aproximadamente 50; e y es un número entero comprendido entre 1 y aproximadamente 50.

[0005] La presente divulgación también proporciona composiciones para mejorar el levantamiento por gas y aumentar la producción de hidrocarburos. En algunas modalidades, una composición comprende un fluido espumado, donde el fluido espumado comprende un hidrocarburo, agua, o una combinación de estos, y un compuesto de Fórmula I.

[0006] Lo anterior ha descrito de manera bastante amplia las características y ventajas técnicas de la presente divulgación para que la descripción detallada que sigue pueda entenderse mejor. A continuación, se describirán otras características y ventajas de la descripción que constituyen el objeto de las reivindicaciones de la presente solicitud.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS VARIAS VISTAS DE LAS FIGURAS

[0007] A continuación, se describe una descripción detallada de la invención con referencia específica a las figuras en las que:

[0008] La FIG. 1 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma realizada con una composición de la presente divulgación y petróleo crudo al 40% 39 API;

[0009] La FIG. 2 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma realizada con una composición del estado de la técnica y petróleo crudo al 40% 39 API;

[0010] La FIG. 3 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma

realizada con una composición de la presente divulgación y petróleo crudo al 100% 45 API;

[0011] La FIG. 4 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma realizada con una composición de la presente divulgación y petróleo crudo al 30% 45 API;

[0012] La FIG. 5 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma realizada con una composición de la presente divulgación y petróleo crudo al 100% 23 API; y

[0013] La FIG. 6 muestra un gráfico derivado de una prueba de altura de espuma realizada con una composición de la presente divulgación y petróleo crudo al 50% 23 API.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0014] Se describen diversas modalidades a continuación. La relación y el funcionamiento de los diversos elementos de las modalidades se entenderán mejor a la luz de la siguiente descripción detallada. Sin embargo, los elementos y modalidades no se limitan estrictamente a los descritos explícitamente a continuación.

[0015] Más adelante se describen los ejemplos de métodos y materiales, aunque se pueden usar métodos y materiales similares o equivalentes a los que se describen en la presente en la práctica o la evaluación de la presente divulgación. Todas las publicaciones, solicitudes de patentes, patentes y otros materiales de referencia a los que se hace referencia en la presente se incorporan por referencia en su totalidad. Los materiales, métodos y ejemplos descritos en la presente son únicamente ilustrativos y no pretenden ser limitativos.

[0016] A menos que se defina lo contrario, todos los términos técnicos y científicos usados en la presente tienen el mismo significado que entiende comúnmente un experto en la técnica. En caso de conflicto, prevalecerá el presente documento, incluso las definiciones.

[0017] A menos que se indique lo contrario, un grupo alquilo como se describe en la presente solo o como parte de otro grupo es un sustituyente hidrocarburo monovalente saturado, lineal o ramificado, opcionalmente sustituido, que contenga, por ejemplo, desde uno hasta aproximadamente sesenta átomos de carbono, como desde uno hasta aproximadamente treinta átomos de carbono, en la cadena principal. Los ejemplos de grupos alquilo no sustituidos incluyen metilo, etilo, n-propilo, i-propilo, n-butilo, i-butilo, s-butilo, t-butilo, n-pentilo, i-pentilo, s-pentilo, t-pentilo y similares.

[0018] Los términos "arilo" o "ar", tal como se utilizan en la presente solos o como parte de otro grupo (por ejemplo, arileno), denotan grupos aromáticos homocíclicos opcionalmente sustituidos, como grupos monocíclicos o bicíclicos que contienen entre aproximadamente 6 y aproximadamente 12 carbonos en la porción de anillo, como fenilo, bifenilo, naftilo, fenilo sustituido, bifenilo sustituido o naftilo sustituido. El término "arilo" también incluye grupos funcionales heteroarilo. Se entiende que el término "arilo" se aplica a los sustituyentes cíclicos que son planares y comprenden $4n+2$ electrones, de acuerdo con la Regla de Huckel.

[0019] "Cicloalquilo" se refiere a un sustituyente alquilo cíclico que contiene, por ejemplo, de aproximadamente 3 a aproximadamente 8 átomos de carbono,

preferentemente de aproximadamente 4 a aproximadamente 7 átomos de carbono, y más preferentemente de aproximadamente 4 a aproximadamente 6 átomos de carbono. Ejemplos de tales sustituyentes incluyen ciclopropilo, ciclobutilo, ciclopentilo, ciclohexilo, cicloheptilo, ciclooctilo y similares. Los grupos alquilo cíclicos pueden estar sin sustituir o sustituidos con grupos alquilo, como grupos metilo, grupos etilo y similares.

[0020] Por "heteroarilo" se entiende un sistema de anillos monocíclicos o bicíclicos de 5 o 6 miembros, donde el grupo heteroarilo es insaturado y cumple la regla de Huckel. Los ejemplos no limitativos de grupos heteroarilo incluyen furanilo, tiofenilo, pirrolilo, pirazolilo, imidazolilo, 1,2,3-triazolilo, 1,2,4-triazolilo, isoxazolilo, oxazolilo, isotiazolilo, tiazolilo, 1,3,4-oxadiazol-2-ilo, 1,2,4-oxadiazol-2-ilo, 5-metil-1,3,4-oxadiazol, 3-metil-1,2,4-oxadiazol, piridinilo, pirimidinilo, pirazinilo, triazinilo, benzofuranilo, benzotiofenilo, indolilo, quinolinilo, isoquinolinilo, bencimidazolilo, benzoxazolinilo, benzotiazolinilo, quinazolinilo y similares.

[0021] Los compuestos de la presente divulgación se pueden sustituir con sustituyentes adecuados. El término "sustituyente adecuado", tal como se utiliza en la presente, se refiere a un grupo funcional químicamente aceptable, preferiblemente una fracción que no anule la actividad de los compuestos. Tales sustituyentes adecuados incluyen, pero no se limitan a, grupos halo, grupos perfluoroalquilo, grupos perfluoroalcoxi, grupos alquilo, grupos alquenilo, grupos alquinilo, grupos hidroxilo, grupos oxo, grupos mercapto, grupos alquiltio, grupos alcoxi, grupos arilo o heteroarilo, grupos ariloxi o heteroariloxi, grupos aralquilo o heteroaralquilo, grupos aralcoxi o heteroaralcoxi, grupos HO-(C=O)-, grupos heterocíclicos, grupos cicloalquilo, grupos amino, grupos alquil y dialquilamino, grupos carbamoilo, grupos alquilcarbonilo, grupos alcoxycarbonilo, grupos alquilaminocarbonilo, grupos dialquilaminocarbonilo, grupos arilcarbonilo, grupos ariloxycarbonilo, grupos alquilsulfonilo y grupos arilsulfonilo. En algunas modalidades, los sustituyentes adecuados pueden incluir halógeno, un grupo alquilo C₁-C₁₂ no sustituido, un grupo arilo C₄-C₆ no sustituido o un grupo alcoxi C₁-C₁₀ no sustituido. Los expertos en la técnica apreciarán que muchos sustituyentes pueden ser sustituidos por sustituyentes adicionales.

[0022] El término "sustituido", como en "alquilo sustituido", significa que en el grupo en cuestión (es decir, el grupo alquilo), al menos un átomo de hidrógeno unido a un átomo de carbono se sustituye por uno o más grupos sustituyentes, como hidroxilo (—OH), alquiltio, fosfino, amido (—CON(R_A)(R_B), donde R_A y R_B son independientemente hidrógeno, alquilo o arilo), amino (—N(R_A)(R_B), donde R_A y R_B son independientemente hidrógeno, alquilo o arilo), halo (fluoro, cloro, bromo o yodo), sililo, nitro (—NO₂), un éter (—OR_A donde R_A es alquilo o arilo), un éster (—OC(O)R_A donde R_A es alquilo o arilo), ceto (—C(O)R_A donde R_A es alquilo o arilo), heterociclo, y similares.

[0023] Cuando el término "sustituido" introduce una lista de posibles grupos sustituidos, se pretende que el término se aplique a cada miembro de ese grupo. Es decir, la frase "alquilo o arilo opcionalmente sustituido" debe interpretarse como "alquilo opcionalmente sustituido o arilo opcionalmente sustituido".

[0024] Los términos "polímero", "copolímero", "polimeriza", "copolimerizar" y similares incluyen no solo polímeros que comprenden dos residuos monoméricos y

la polimerización de dos monómeros diferentes juntos, sino que también incluyen (co)polímeros que comprenden más de dos residuos monoméricos y la polimerización de más de dos o más monómeros juntos. Por ejemplo, un polímero según se describe en la presente incluye un terpolímero, un tetrapolímero, polímeros que comprenden más de cuatro monómeros diferentes, así como polímeros que comprenden, consisten o consisten esencialmente en dos residuos de monómero diferentes. Además, un "polímero", tal como se describe en la presente, también puede incluir un homopolímero, que es un polímero que comprende un único tipo de unidad monomérica.

[0025] A menos que se especifique lo contrario, los polímeros de la presente descripción pueden ser lineales, ramificados, reticulados, estructurados, sintéticos, semisintéticos, naturales y/o modificados funcionalmente. Un polímero de la presente descripción puede presentarse en forma de solución, polvo seco, líquido o dispersión, por ejemplo.

[0026] Como se usa en la presente, la expresión "recuperación mejorada de hidrocarburos" o "recuperación mejorada de petróleo" se refiere a la inyección de una composición en una formación subterránea para aumentar la tasa o cantidad total de hidrocarburos recolectados de un pozo establecido anteriormente. Recuperación mejorada de hidrocarburos incluye "recuperación secundaria de hidrocarburos", que incluye una inyección iniciada cuando se observa una reducción en la velocidad de flujo de hidrocarburos de un pozo. Recuperación mejorada de hidrocarburos también incluye "recuperación terciaria de hidrocarburos (petróleo)", que incluye una inyección iniciada cuando se detuvo o detuvo sustancialmente la velocidad de flujo de hidrocarburos de un pozo.

[0027] La presente divulgación proporciona métodos y composiciones para recuperar un fluido de una formación subterránea. Las composiciones pueden incluir, por ejemplo, un compuesto tensioactivo no iónico a base de silicona. Opcionalmente, las composiciones pueden dispersarse en un medio acuoso. En algunas modalidades, las composiciones pueden ser solubles en petróleo. Las composiciones pueden suministrarse como concentrados, inyectados, fluidos de fracturación, etc.

[0028] Los inventores descubrieron que las composiciones y métodos divulgados en la presente pueden espumar eficazmente petróleo crudo en diversos porcentajes de corte de agua. Además, las composiciones divulgadas en la presente son capaces de tolerar agua producida que contenga un alto contenido total de sólidos disueltos.

[0029] Los tensioactivos pueden aumentar la formación de espuma y/o reducir la densidad de los fluidos tratados para mejorar el levantamiento por gas y, por tanto, el rendimiento de los hidrocarburos, como el petróleo crudo, de las formaciones subterráneas. También pueden aumentar la tasa de recuperación de hidrocarburos. En algunas modalidades, las composiciones divulgadas en la presente aumentan la producción de petróleo cuando se emplea un método de levantamiento por gas en una formación subterránea particular.

[0030] Una composición de la presente divulgación comprende un compuesto tensioactivo y opcionalmente un fluido espumado, donde el fluido espumado comprende un hidrocarburo, agua o una combinación de estos. El compuesto

[0031] Como ejemplos ilustrativos no limitantes, cada R puede seleccionarse independientemente de un grupo C₁ – C₁₈ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o carbonilo, un grupo C₁ – C₁₆ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o carbonilo, un grupo C₁ – C₁₄ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o carbonilo, un grupo C₁ – C₁₂ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ – C₁₀ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ – C₈ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ – C₆ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ – C₄ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ – C₂ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₁ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₂ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₃ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₄ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo, un grupo C₅ alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi, o grupo carbonilo, un alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo C₆, un alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo C₇, un alquilo, alquenilo, alquinilo, aralquilo, alcoxi o grupo carbonilo C₈, un alquilo, alquenilo,

[0034] Además, con respecto a la variable "m", los ejemplos ilustrativos y no

limitativos incluyen 1 a aproximadamente 80, 1 a aproximadamente 60, 1 a aproximadamente 40, 1 a aproximadamente 30, 1 a aproximadamente 25, 1 a aproximadamente 20, 1 a aproximadamente 15, 1 a aproximadamente 10, 1 a aproximadamente 9, 1 a aproximadamente 8, 1 a aproximadamente 7, 1 a aproximadamente 6, 1 a aproximadamente 5, 1 a aproximadamente 4, 1 a aproximadamente 3, o 1 a aproximadamente 2.

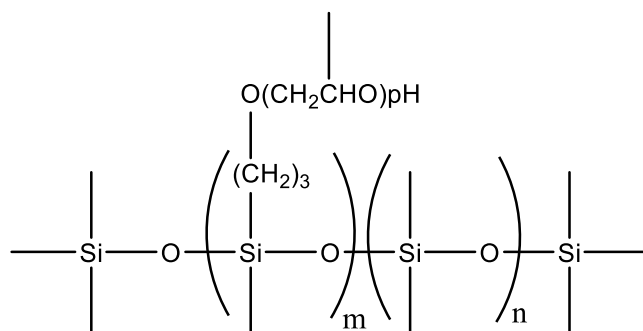
[0035] Con respecto a la variable "n", los ejemplos ilustrativos y no limitativos incluyen 1 a aproximadamente 80, 1 a aproximadamente 60, 1 a aproximadamente 40, 1 a aproximadamente 30, 1 a aproximadamente 25, 1 a aproximadamente 20, 1 a aproximadamente 15, 1 a aproximadamente 10, 1 a aproximadamente 9, 1 a aproximadamente 8, 1 a aproximadamente 7, 1 a aproximadamente 6, 1 a aproximadamente 5, 1 a aproximadamente 4, 1 a aproximadamente 3, o 1 a aproximadamente 2.

[0036] Con respecto a la variable "x", los ejemplos ilustrativos y no limitativos incluyen 1 a aproximadamente 45, 1 a aproximadamente 40, 1 a aproximadamente 35, 1 a aproximadamente 30, 1 a aproximadamente 25, 1 a aproximadamente 20, 1 a aproximadamente 15, 1 a aproximadamente 10, 1 a aproximadamente 9, 1 a aproximadamente 8, 1 a aproximadamente 7, 1 a aproximadamente 6, 1 a aproximadamente 5, 1 a aproximadamente 4, 1 a aproximadamente 3, o 1 a aproximadamente 2.

[0037] Con respecto a la variable "y", los ejemplos ilustrativos y no limitativos incluyen 1 a aproximadamente 45, 1 a aproximadamente 40, 1 a aproximadamente 35, 1 a aproximadamente 30, 1 a aproximadamente 25, 1 a aproximadamente 20, 1 a aproximadamente 15, 1 a aproximadamente 10, 1 a aproximadamente 9, 1 a aproximadamente 8, 1 a aproximadamente 7, 1 a aproximadamente 6, 1 a aproximadamente 5, 1 a aproximadamente 4, 1 a aproximadamente 3, o 1 a aproximadamente 2.

[0038] El grupo carbonilo puede ser cualquier grupo que contenga carbonilo, como un aldehído o una cetona, que comprenda de 1 a aproximadamente 20 átomos de carbono, como de aproximadamente 1 a aproximadamente 18, de aproximadamente 1 a aproximadamente 16, de aproximadamente 1 a aproximadamente 14, de aproximadamente 1 a aproximadamente 12, de aproximadamente 1 a aproximadamente 10, de aproximadamente 1 a aproximadamente 8, de aproximadamente 1 a aproximadamente 6, de aproximadamente 1 a aproximadamente 4 o de aproximadamente 1 a aproximadamente 2 átomos de carbono.

[0039] En determinadas modalidades, el compuesto tensioactivo comprende la



siguiente estructura:

Donde "p" es un número entero que se selecciona entre aproximadamente 1 y aproximadamente 50, tal como entre aproximadamente 1 y aproximadamente 40, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 30, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 20, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, o entre aproximadamente 1 y aproximadamente 5; "m" es un número entero que se selecciona entre aproximadamente 1 y aproximadamente 100, tal como entre aproximadamente 1 y aproximadamente 90, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 80, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 70, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 60, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 50, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 40, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 30, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 20, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, o entre aproximadamente 1 y aproximadamente 5; y "n" es un número entero que se selecciona entre aproximadamente 1 y aproximadamente 100, tal como entre aproximadamente 1 y aproximadamente 90, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 80, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 70, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 60, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 50, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 40, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 30, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 20, entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, o entre aproximadamente 1 y aproximadamente 5.

[0040] En determinadas modalidades, el compuesto tensioactivo comprende un polímero de (hidroxipropilenooxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (N.º CAS 68957-00-6).

[0041] Una composición divulgada en la presente puede incluir cualquier cantidad del compuesto tensioactivo. Por ejemplo, la composición puede comprender entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 100 % en peso del compuesto tensioactivo, tal como entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 95 % en peso del compuesto tensioactivo, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 90 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 85 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 80 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 75 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 70 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 65 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 60 % en peso, entre

aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 55 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 50 % en peso, entre aproximadamente 50 % en peso y aproximadamente 100 % en peso, entre aproximadamente 60 % en peso y aproximadamente 100 % en peso, entre aproximadamente 70 % en peso y aproximadamente 100 % en peso, entre aproximadamente 80 % en peso y aproximadamente 100 % en peso, o entre aproximadamente 90 % en peso y aproximadamente 100 % en peso del compuesto tensioactivo.

[0042] Cualquier composición divulgada en la presente puede comprender opcionalmente un solvente. Un disolvente puede seleccionarse, por ejemplo, entre un formiato, un alcohol, un glicol, un hidrocarburo alifático, un hidrocarburo aromático y cualquier combinación de estos.

[0043] En algunas modalidades, el solvente se selecciona del grupo que consiste en metanol, etanol, isopropanol, butoxietanol, etilenglicol, propilenglicol, éter metílico de etilenglicol, nafta, queroseno, gasóleo, tolueno, etilenbenceno, éter monobutílico de etilenglicol, éter monobutílico de dietilenglicol, éter butílico de dipropilenglicol, xileno y cualquier combinación de estos.

[0044] La cantidad de solvente en la composición no está particularmente limitada. Por ejemplo, la composición puede comprender entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 99 % en peso del solvente, tal como entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 95 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 90 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 85 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 80 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 75 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 70 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 65 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 60 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 55 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 50 % en peso, entre aproximadamente 50 % en peso y aproximadamente 99 % en peso, entre aproximadamente 60 % en peso y aproximadamente 99 % en peso, entre aproximadamente 70 % en peso y aproximadamente 99 % en peso, entre aproximadamente 80 % en peso y aproximadamente 99 % en peso, o entre aproximadamente 90 % en peso y aproximadamente 99 % en peso del solvente.

[0045] Cualquier composición divulgada en la presente también puede comprender un componente adicional. Ejemplos ilustrativos y no taxativos de componentes adicionales incluyen un inhibidor de la corrosión, un inhibidor de incrustaciones, un biocida, un inhibidor de parafina, un emulsionante, un clarificador de agua, un dispersante, un destructor de emulsiones, un eliminador de sulfuro de hidrógeno, un inhibidor de hidratos de gas, un modificador de pH, un compuesto sinérgico, un inhibidor de asfaltenos, un antioxidante, un depresor del punto de fluidez, un modificador de viscosidad, un auxiliar de reflujo, un reductor de fricción, un agente reticulante, un agente de sostén, un tensioactivo no iónico adicional, un tensioactivo catiónico, un tensioactivo aniónico, un tensioactivo anfotérico, un agente oxidante, una enzima soluble en agua, un estabilizador de arcilla, un

amortiguador, y cualquier combinación de estos.

[0046] La cantidad de componente adicional en la composición no está particularmente limitada. Por ejemplo, la composición puede comprender entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 50 % en peso del componente adicional, tal como entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 45 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 40 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 35 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 30 %, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 25 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 20 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 15 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 10 % en peso, entre aproximadamente 1 % en peso y aproximadamente 5 % en peso, entre aproximadamente 5 % en peso y aproximadamente 10 % en peso, entre aproximadamente 10 % en peso y aproximadamente 20 % en peso o entre aproximadamente 15 % en peso y aproximadamente 30 % en peso del componente adicional.

[0047] En determinadas modalidades, una composición divulgada en la presente puede comprender ventajosamente un punto de fluidez de aproximadamente -25 °C a aproximadamente -60 °C, tal como de aproximadamente -25 °C a aproximadamente -50 °C, -25 °C a aproximadamente -40 °C, -25 °C a aproximadamente -30 °C, -35 °C a aproximadamente -60 °C, -45 °C a aproximadamente -60 °C, o -55 °C a aproximadamente -60 °C.

[0048] El pH de una composición de la presente divulgación no está particularmente limitado. Por ejemplo, el pH puede ser de aproximadamente 1 a aproximadamente 14, de aproximadamente 2 a aproximadamente 13, de aproximadamente 3 a aproximadamente 12, de aproximadamente 4 a aproximadamente 11, de aproximadamente 5 a aproximadamente 10, de aproximadamente 6 a aproximadamente 9 o de aproximadamente 7 a aproximadamente 8.

[0049] Una composición de la presente divulgación puede formularse en función de la aplicación prevista. Por ejemplo, la composición puede formularse como un inyectable. Una sustancia inyectable es cualquier composición acuosa que se inyecta en una formación subterránea para provocar un levantamiento por gas, aumentar el rendimiento o la tasa de recuperación de un hidrocarburo de la formación subterránea. En algunas modalidades, la composición es un concentrado. En algunas modalidades, la composición es un fluido de fracturamiento o fluido de perforación.

[0050] Las composiciones divulgadas en la presente se pueden elaborar opcionalmente con el uso de agua producida y son adecuadas para su inyección en una formación subterránea, donde los fluidos permanecen estables y no provocan precipitación, separación o inestabilidad mientras fluyen bajo tierra. Esto, a su vez, da como resultado una mejora en la recuperación de hidrocarburos de la formación subterránea.

[0051] Las composiciones divulgadas en la presente pueden utilizarse en métodos de recuperación de un fluido de una formación subterránea. Por ejemplo, un método puede comprender la adición de una composición divulgada en la

presente al fluido de la formación subterránea, la formación de espuma en el fluido de la formación subterránea y la recuperación del fluido de la formación subterránea. También puede inyectarse gas en la formación subterránea.

[0052] El fluido puede comprender un hidrocarburo, agua o una combinación de estos. El hidrocarburo puede comprender petróleo crudo y/o gas natural. El fluido puede comprender opcionalmente de aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 10 % en peso del petróleo crudo, tal como entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 20 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 30 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 40 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 50 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 60 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 70 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 80 % en peso, entre aproximadamente 100 % en peso a aproximadamente 90 % en peso, entre aproximadamente 95 % en peso a aproximadamente 75 % en peso, o entre aproximadamente 90 % en peso a aproximadamente 70 % en peso del petróleo crudo.

[0053] El fluido puede comprender opcionalmente entre aproximadamente 0 % en peso a aproximadamente 100 % en peso de agua, tal como entre aproximadamente 10 % en peso a aproximadamente 90 % en peso, entre aproximadamente 20 % en peso a aproximadamente 80 % en peso, entre aproximadamente 30 % en peso a aproximadamente 70 % en peso, entre aproximadamente 40 % en peso a aproximadamente 60 % en peso, entre aproximadamente 50 % en peso a aproximadamente 90 % en peso, entre aproximadamente 50 % en peso a aproximadamente 75 % en peso, entre aproximadamente 5 % en peso a aproximadamente 50 % en peso, entre aproximadamente 5 % en peso a aproximadamente 25 % en peso, o entre aproximadamente 5 % en peso a aproximadamente 15 % en peso del agua.

[0054] Los métodos divulgados en la presente se pueden usar para aumentar el levantamiento por gas de hidrocarburos de una formación subterránea (yacimiento), aumentar la velocidad de recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea, aumentar el rendimiento total de hidrocarburos recuperados de una formación subterránea, o cualquier combinación de estos.

[0055] Los métodos pueden incluir la introducción de una composición divulgada en la presente en una formación subterránea. La composición puede introducirse, por ejemplo, inyectando la composición en la formación subterránea a tratar. La composición puede introducirse en la formación subterránea, por ejemplo, con un fluido de perforación, un fluido de fracturación o una sustancia inyectable.

[0056] Las composiciones de la presente divulgación pueden añadirse de forma continua o intermitente a la formación subterránea.

[0057] El punto de adición de las composiciones divulgadas en la presente no está particularmente limitado y las composiciones pueden añadirse a uno o más lugares. Por ejemplo, las composiciones pueden añadirse a una sarta de tubería capilar, a un cable umbilical, a una línea de levantamiento por gas, a una parte posterior de la formación subterránea, a un cabezal del pozo, o a cualquier

combinación de estos.

[0058] En algunas modalidades, la composición descompone los depósitos presentes en la formación subterránea, altera la humectabilidad de la formación subterránea con respecto a la humedad del agua, disminuye la densidad del fluido dentro de la formación subterránea, y/o aumenta la permeabilidad relativa de la formación subterránea a los hidrocarburos. Esto puede provocar un aumento del flujo de hidrocarburos desde la formación subterránea. En algunas modalidades, puede utilizarse una composición para reducir la densidad relativa de los fluidos con el fin de mejorar el flujo de levantamiento por gas de la formación subterránea.

[0059] En algunas modalidades, los métodos son particularmente adecuados para una formación subterránea que comprenda una formación de baja permeabilidad, tal como una formación de permeabilidad menor de 0,1 mD, o menor de 0,01 mD. En algunas modalidades, la formación de baja permeabilidad puede incluir pozos con carga que se produce cuando el agua y el condensado ingresan en el fondo del pozo.

[0060] Los métodos y las composiciones descritos en la presente también pueden usarse para aumentar la producción de hidrocarburos de una formación subterránea ya sometido a una estimulación previa de la formación subterránea, tal como fracturamiento hidráulico o estimulación de matriz. En algunas modalidades, los métodos y las composiciones pueden usarse para una estimulación mejorada de recuperación de petróleo, donde las composiciones se bombean con agua en pozos de inyección y el petróleo se recupera de pozos de producción. En algunas modalidades, las composiciones pueden usarse como aditivos de fluidos de estimulación, tales como fluidos de fracturamiento hidráulico. En algunas modalidades, las composiciones pueden inyectarse con otros fluidos de tratamiento en la formación antes de bombear los fluidos de estimulación.

[0061] La cantidad de composición y/o compuesto añadido a la formación subterránea puede ser, por ejemplo, de aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 10.000 ppm, tal como de aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 8.000 ppm, aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 6.000 ppm, aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 4.000 ppm, aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 2.000 ppm, aproximadamente 1 ppm a aproximadamente 1.000 ppm, aproximadamente 100 ppm a aproximadamente 1.000 ppm, aproximadamente 100 ppm a aproximadamente 2.000 ppm, aproximadamente 200 ppm a aproximadamente 1.000 ppm, aproximadamente 200 ppm a aproximadamente 2.000 ppm, o aproximadamente 200 ppm a aproximadamente 3.000 ppm.

[0062] La composición puede permanecer en la formación subterránea durante cualquier período de tiempo de acuerdo con los métodos descritos en la presente. En algunas modalidades, la composición permanece dentro de la formación subterránea durante aproximadamente 7 días a aproximadamente 90 días o más, donde no se separa, precipita o coagula.

[0063] En algunas modalidades, la introducción/adición (por ejemplo, la inyección) de la composición se lleva a cabo después del fracturamiento hidráulico de la formación subterránea. En algunas modalidades, la composición se inyecta en una formación subterránea donde no se realizó previamente fracturamiento

hidráulico. En otras modalidades, la inyección de la composición se lleva a cabo simultáneamente con el fracturamiento hidráulico de la formación subterránea.

[0064] Los métodos y las composiciones son útiles, por ejemplo, en la recuperación secundaria y terciaria de petróleo, denominadas colectivamente recuperación mejorada de petróleo en la presente, que es cualquier inyección llevada a cabo después de establecer la conexión de fluido de un pozo. En algunas modalidades, la composición y los métodos son particularmente útiles en la obtención de hidrocarburos de formaciones rocosas subterráneas compactas, que requiere disminuir la densidad del fluido para mejorar el flujo de levantamiento por gas o aumentar la producción en la formación subterránea.

[0065] Los métodos de mejora de la recuperación de hidrocarburos divulgados en la presente pueden alterar la densidad del fluido de hidrocarburos en la formación subterránea.

[0066] Además, los métodos divulgados en la presente pueden combinarse con altas tasas de flujo de gas para mejorar aun más la recuperación de petróleo. Sin embargo, el uso de las composiciones descritas en la presente puede no requerir ventajosamente ninguna bomba adicional o de alto rendimiento.

[0067] Los métodos y composiciones divulgados en la presente pueden utilizarse para mejorar la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas previamente agotadas.

[0068] Las composiciones y métodos divulgados en la presente son eficaces para mejorar la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas que tienen un fluido con sólidos disueltos totales de aproximadamente 100 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, tales como de aproximadamente 1.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, de aproximadamente 10.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, de aproximadamente 50.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, de aproximadamente 100.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, de aproximadamente 250.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, de aproximadamente 500.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L, o de aproximadamente 750.000 mg/L a aproximadamente 1.000.000 mg/L.

[0069] Las composiciones y los métodos divulgados en la presente son eficaces para mejorar la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas que tienen petróleo crudo que comprende un API de aproximadamente 20 a aproximadamente 60, tal como de aproximadamente 20 a aproximadamente 50, de aproximadamente 20 a aproximadamente 40, de aproximadamente 20 a aproximadamente 30, de aproximadamente 30 a aproximadamente 60, de aproximadamente 40 a aproximadamente 60, de aproximadamente 50 a aproximadamente 60, o de aproximadamente 30 a aproximadamente 50.

[0070] Lo que antecede puede entenderse mejor con referencia a los siguientes ejemplos, los cuales tienen un propósito ilustrativo y no pretenden limitar el alcance de la divulgación o su aplicación de ninguna manera.

[0071] EJEMPLOS

[0072] Una elevada altura de espuma en las pruebas de laboratorio se traduce típicamente en un aumento de la producción de petróleo en el campo cuando se utilizan composiciones y/o métodos de la presente divulgación. Como se muestra

en los ejemplos divulgados en la presente, las composiciones de la presente divulgación fueron capaces de proporcionar un rendimiento de altura de espuma superior a través de una gama de diferentes proporciones de petróleo y agua, lo que indica una amplia aplicabilidad en el campo. Las pruebas realizadas por los inventores también mostraron que las composiciones no causaban ningún problema de separación de fases ni tenían un impacto negativo en la calidad del agua.

[0073] En las pruebas de altura de la espuma, se dosificó una composición que comprendía el tensioactivo en una botella que contenía el fluido de prueba, que se preparó con petróleo crudo, agua o una mezcla de ambos. A continuación, se agitó suavemente a mano el frasco unas 10 veces y se transfirió la mezcla a una columna graduada de 1000 mL para comprobar la altura de la espuma. Se inyectó nitrógeno en la columna a una velocidad aproximada de 1 L/minuto para generar espuma. El volumen de la altura de la espuma en mL se registró cada 15 segundos durante 5 minutos. La estabilidad de la espuma o la semivida de la espuma se registraron inmediatamente después de interrumpir el chorro de gas.

[0074] En una primera prueba, el fluido acuoso contenía aproximadamente un 40 % en peso de petróleo crudo de 39 API y tenía más de aproximadamente 300.000 mg/L de sólidos disueltos totales. Se añadió al fluido un polímero (hidroxipropileno oxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (n.º CAS 68957-00-6). Como puede observarse en la FIG. 1, después de aproximadamente 2 minutos, la altura de la espuma en la muestra en blanco (sin tensioactivo) era de aproximadamente 300 mL, mientras que la altura de la espuma en las muestras tratadas con aproximadamente 30 ppm y aproximadamente 50 ppm del tensioactivo era sustancialmente mayor.

[0075] En una segunda prueba, el fluido acuoso contenía aproximadamente un 40 % en peso de petróleo crudo de 39 API y tenía más de aproximadamente 300.000 mg/L de sólidos disueltos totales. Como puede observarse en la FIG. 2, las muestras tratadas con el tensioactivo del estado de la técnica, que era un tensioactivo de alquil betaína, nunca alcanzaron una altura de espuma superior a aproximadamente 500 mL, que es sustancialmente inferior a la altura de espuma alcanzada al realizar la prueba con un fluido tratado con una composición de la presente divulgación (véase la FIG. 1).

[0076] En una tercera prueba, el fluido contenía aproximadamente un 100 % en peso de petróleo crudo de 45 API. Se añadió al fluido un polímero (hidroxipropileno oxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (n.º CAS 68957-00-6). Como puede observarse en la FIG. 3, los fluidos tratados con una composición de la presente divulgación (50 ppm, 100 ppm, 125 ppm) alcanzaron alturas de espuma sustancialmente mayores en comparación con el fluido no tratado.

[0077] En una cuarta prueba, el fluido acuoso contenía aproximadamente un 30 % en peso de petróleo crudo de 45 API. Se añadió al fluido acuoso un polímero de (hidroxipropileno oxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (n.º CAS 68957-00-6). Como puede observarse en la FIG. 4, los fluidos tratados con una composición de la presente divulgación (50 ppm, 100 ppm) alcanzaron alturas de espuma sustancialmente mayores en comparación con el fluido no tratado.

[0078] En una quinta prueba, el fluido contenía aproximadamente 100 % en peso de petróleo crudo de 23 API. Se añadió al fluido un polímero

(hidroxipropileno oxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (n.º CAS 68957-00-6). Como puede observarse en la FIG. 5, después de aproximadamente 2 minutos, el fluido tratado con una composición de la presente divulgación (50 ppm) alcanzó alturas de espuma sustancialmente mayores en comparación con el fluido no tratado.

[0079] En una sexta prueba, el fluido acuoso contenía aproximadamente 50 % en peso de petróleo crudo de 23 API. Se añadió al fluido acuoso un polímero de (hidroxipropileno oxipropil)metilsiloxano-dimetilsiloxano (n.º CAS 68957-00-6). Como puede observarse en la FIG. 6, el fluido tratado con una composición de la presente divulgación (50 ppm) alcanzó alturas de espuma sustancialmente mayores en comparación con el fluido no tratado.

[0080] Pruebas adicionales en botella también mostraron que los fluidos de la presente divulgación con varias proporciones de petróleo crudo a agua no tenían problemas de separación de fases cuando se trataban con composiciones de la presente divulgación. Toda el agua estalló a aproximadamente 5 minutos de la prueba y la calidad del agua era comparable a la de los líquidos no tratados. En realidad, las composiciones de la presente divulgación mostraban una propiedad de ruptura de la emulsión, ya que el agua se rompía a un ritmo mucho más rápido en comparación con el agua de la muestra no tratada.

[0081] Los ejemplos mostraron que las composiciones y métodos de la presente divulgación consiguen una altura de espuma inicial superior a la del estado de la técnica, una altura de espuma superior a la del estado de la técnica durante toda la duración de la prueba de altura de espuma estándar, y una espuma que es más estable.

[0082] Todas las composiciones y los métodos divulgados y reivindicados en la presente se pueden realizar y ejecutar sin experimentación excesiva a la luz de la presente divulgación. Si bien esta invención puede materializarse de muchas formas diferentes, se describen en detalle en la presente las modalidades preferidas específicas de la invención. La presente divulgación es una ejemplificación de los principios de la invención y no pretende limitar la invención a las modalidades particulares ilustradas. Adicionalmente, a menos que se exprese explícitamente lo contrario, se pretende que el uso del término "un" incluya "al menos uno" o "uno o más". Por ejemplo, "un compuesto tensioactivo" pretende incluir "al menos un compuesto tensioactivo" o "uno o más compuestos tensioactivos".

[0083] Se pretende que cualquier intervalo dado en términos absolutos o bien en términos aproximados abarque ambos casos, y se pretende que cualquier definición usada en la presente sea esclarecedora y no limitativa. A pesar de que los rangos numéricos y los parámetros que establecen el amplio alcance de la invención son aproximaciones, los valores numéricos establecidos en los ejemplos específicos se reportan con la mayor precisión posible. Cualquier valor numérico, sin embargo, contiene inherentemente determinados errores resultantes necesariamente de la desviación estándar encontrada en sus respectivas mediciones de prueba. Además, debe entenderse que todos los intervalos descritos en la presente abarcan todos y cada uno de los subintervalos (incluidos todos los valores fraccionarios y enteros) incluidos en ellos.

[0084] Cualquier composición descrita en la presente puede comprender,

consistir o consistir esencialmente en cualquier elemento, componente y/o ingrediente descrito en la presente o en cualquier combinación de dos o más de los elementos, componentes o ingredientes descritos en la presente.

[0085] Cualquier método descrito en la presente puede comprender, consistir o consistir esencialmente en cualquier etapa del método descrito en la presente o en cualquier combinación de dos o más etapas del método descritas en la presente.

[0086] La frase de transición "que comprende", que es sinónimo de "que incluye", "que contiene" o "caracterizado por", es inclusiva o abierta y no excluye elementos, componentes, ingredientes y/o etapas del método adicionales y no citados.

[0087] La frase de transición "que consiste en" excluye cualquier elemento, componente, ingrediente y/o etapa del método que no se especifique en la reivindicación.

[0088] La frase de transición "que consiste esencialmente en" limita el alcance de la reivindicación a los elementos, componentes, ingredientes y/o etapas del método especificados, así como aquellos que no afectan sustancialmente a las características básicas y novedosas de la invención reivindicada.

[0089] A menos que se especifique lo contrario, todos los pesos moleculares referidos en la presente son un peso molecular promedio en peso, y todas las viscosidades se midieron a 25 °C con polímeros puros (no diluidos).

[0090] Tal y como se utiliza en la presente, el término "aproximadamente" se refiere a que el valor citado se encuentra dentro de los errores derivados de la desviación estándar encontrada en sus respectivas mediciones de prueba, y si dichos errores no pueden determinarse, entonces "aproximadamente" puede referirse, por ejemplo, a que se encuentra dentro del 5 %, 4 %, 3 %, 2 % o 1 % del valor citado.

[0091] Además, la invención abarca todas y cada una de las posibles combinaciones de algunas o todas las diversas modalidades descritas en la presente. También debe entenderse que los expertos en la técnica podrán apreciar diversos cambios y modificaciones de las modalidades preferidas descritas en la presente. Tales cambios y modificaciones pueden realizarse sin apartarse del espíritu y alcance de la invención y sin disminuir sus ventajas previstas. Por lo tanto, se pretende que tales cambios y modificaciones estén abarcados por las reivindicaciones adjuntas.