



No. 13-259698- -00004-0000

Fecha: 2014-12-12 15:45:38
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 523 RESPUESTADep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 44 43

AC

1

Clarke, Modet & Cº

COLOMBIA

P-4023

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

E. S. D.

Re: Expediente No. 13-259.698

Solicitud de patente a nombre de **BAKER HUGHES INCORPORATED**

Yo, SILVANA MARIA LOPEZ DIAZ identificada como aparece al pie de mi firma, domiciliada en la Carrera 11 No. 86-53, piso 6, obrando como apoderada sustituta de acuerdo con la sustitución adjunta de la sociedad **BAKER HUGHES INCORPORATED**, domiciliada en Estados Unidos de América, solicitante de la patente de la referencia, en respuesta al oficio No. 9241 notificado por fijación en lista el 5 de agosto de 2014, relacionado con concepto técnico de fondo, y teniendo en cuenta el memorial presentado el 21 de octubre de 2014 mediante el cual se solicitó una prórroga de 30 días para dar respuesta al referido oficio me permito manifestar:

1. Con fundamento en la facultad que confiere el artículo 34 de la Decisión 486 al solicitante para modificar la solicitud de patente en cualquier momento del trámite, presento junto con este memorial nuevo capítulo reivindicatorio, el cual consta de 24 reivindicaciones y reemplaza completamente el capítulo presentado anteriormente.
2. Claridad
 - 2.1 Como primera medida, se modificó la antigua reivindicación 1 (nueva reivindicación 1), en donde se indican las etapas del método reclamado.
 - 2.2 Se eliminaron los términos “aproximadamente” y “por lo menos” de las antiguas reivindicaciones 5, 14, 17, 19, 20 y 25.
 - 2.3 Con respecto de la objeción de los términos generales, la Solicitante desea respetuosamente manifestar que estos términos son ampliamente conocidos por una persona versada en la materia.

Además, en el Párrafo 29 de la presente invención se define la microemulsión agua en aceite como una mezcla de solvente-tensoactivo agregado a un diluyente acuoso (Ver también Párrafo 83). El solvente de la mezcla solvente-tensoactivo es un terpeno (Solicitud, Párrafo 30). El tensoactivo se define en el Párrafo 31 como un tensoactivo que tiene un valor HLB entre 3 y 8. Define un tensoactivo por su balance hidrofílico-lipofílico (HLB) que es ampliamente conocido.

P-4023

1/44

Clarke, Modet & C^o

COLOMBIA

El alcohol opcional es referenciado en el Párrafo 32 como un agente de acoplamiento entre el solvente y el tensoactivo y puede ayudar en la estabilización de la microemulsión así como también que disminuye el punto de congelamiento de la microemulsión.

De acuerdo a lo anterior, estas expresiones son fácilmente entendibles para una persona versada en la materia. Por lo tanto, amablemente creemos que las expresiones son claras y deben ser permitidas.

- 2.4 Se modificó la reivindicación 5 con el fin de definir la fase de aceite de la microemulsión. Estas modificaciones se encuentran en el Párrafo 29 del capítulo descriptivo.
- 2.5 Se modificaron las antiguas reivindicaciones 21 y 24 (nuevas reivindicaciones 20 y 23) con el fin de superar las objeciones hechas por el señor examinador.
- 2.6 Se modificó la antigua reivindicación 25 (nueva reivindicación 24) en donde se definió el tiempo de liberación del agente de tratamiento de pozo desde la microemulsión. Esta modificación se encuentra sustentada en los Párrafos 25 y 68 del capítulo descriptivo.
- 2.7 Se eliminó la antigua reivindicación 6.
- 2.8 En cuanto al capítulo descriptivo se hicieron las correcciones necesarias de acuerdo a las sugerencias del señor examinador.

En cuanto a estas modificaciones, me permito decir que las mismas no amplían de ninguna manera la materia objeto de la presente solicitud y se realizaron con el ánimo de superar las objeciones de claridad y novedad planteadas por el examinador en su concepto técnico.

En consecuencia, nos permitimos informar que las nuevas reivindicaciones 1 a 24 se ajustan a las disposiciones del artículo 30 de la Decisión 486.

En cuanto al número de reivindicaciones, atentamente nos permitimos decir que no se adjunta tasa por reivindicaciones adicionales, toda vez que el nuevo capítulo reivindicatorio tiene menor número de cláusulas que el originalmente presentado y en esencia es el mismo objeto pero más limitado.

3. Novedad

El señor examinador establece en su concepto técnico que las antiguas reivindicaciones 1 a 14 y 18 a 25 carecen de novedad a la luz del documento US 2003/0166472 (D1) y las antiguas reivindicaciones 1 y 14 a 17 carecen de novedad a la luz del documento US 2009/0137432 (D2).

Clarke, Modet & Cº

COLOMBIA

En este sentido, me permito decir que el artículo 16 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece que la invención se considera nueva cuando no está comprendida en el estado de la técnica. Si de acuerdo con el espíritu de la norma legal indicada, la invención no se considera como nueva si está “comprendida” en el estado de la técnica, dicha norma se está refiriendo, naturalmente, a la totalidad del invento y no a alguno o a algunos de los componentes. Para que la invención pierda su calidad de novedosa, es claro que ella, **TODA ELLA**, ha de estar contenida en el “conjunto de conocimientos existentes que son aplicables al proceso industrial” como define el estado de la técnica el Tribunal de justicia del Acuerdo de Cartagena (Proceso No. 6-IP-89, sentencia de 31 de octubre de 1989, publicada en Jurisprudencia del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena, Tomo 11, BID-INTAL, Buenos Aires, 1994, página 60).

Lo anterior significa que, para que las razones que aduce ese despacho para desvirtuar la novedad fuesen ciertas, sería forzoso que se demostrara que la invención de mi mandante esté comprendida en el estado de la técnica de forma **TOTAL**, lo cual no sucede con la materia reclamada en las nuevas reivindicaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, es deseo de la solicitante presentar argumentos en contra de estas declaraciones, con el fin de demostrar que la invención reclamada en la presente solicitud posee características técnicas que no están contenidas en su totalidad en el estado de la técnica.

En este sentido, la solicitante quiere señalar que la microemulsión de D1 se forma a partir de una mezcla de solvente-tensoactivo y un fluido portador y puede ser bombeada dentro de un pozo. La microemulsión puede ser una microemulsión de agua en aceite o una microemulsión de aceite en agua, dependiendo del tipo de portador (Párrafo 0014).

Las reivindicaciones reclamadas describen la combinación de un agente de tratamiento de pozo y una microemulsión en la que el agente de tratamiento de pozo se incorpora dentro de la microemulsión. D1 no describe un agente de tratamiento de pozo o la combinación de una microemulsión y el agente de tratamiento de pozo, y mucho menos un agente de tratamiento de pozo incorporado en una microemulsión.

Ninguno de los párrafos referenciados por el señor examinador divulga un agente de tratamiento de pozo en combinación con una microemulsión. Dado que no hay ninguna referencia en D1 de un agente de tratamiento de pozo en la microemulsión, no hay razón para concluir que la velocidad de liberación de un agente de tratamiento de pozo en una formación, pozo, conducto de flujo o buque podría ser inhibida o controlada mediante la incorporación del agente de tratamiento de pozo dentro de la microemulsión. Los Párrafos 0013, 0014 y 0026 a 0029 de D1 se refieren a los componentes que constituyen la emulsión y no un agente de tratamiento de pozo el cual es incorporado dentro de la emulsión.

Clarke, Modet & C^o

COLOMBIA

Ahora bien, el Párrafo 0011 se refiere a una microemulsión formada a partir de una mezcla de solvente-tensoactivo y un fluido portador a base de aceite ó a base de agua (Ver también los Párrafos 0015 y 0017). El lactato de etilo (Párrafo 0013) y el fluido portador acidificado (Párrafo 0029) se combinan para preparar la microemulsión. El ácido y el lactato de etilo **NO** son agentes de tratamiento de pozo dentro de la microemulsión.

Dado que ninguna de las referencias citadas por el señor examinador divulgan la incorporación de un agente de tratamiento de pozo dentro de una microemulsión y ninguno de los párrafos divulga el control de la velocidad de liberación de un agente de tratamiento de pozo (ni la presencia de un agente de tratamiento de pozo en la microemulsión), no hay razón para concluir que la velocidad de liberación de un agente de tratamiento de pozo en una formación, pozo, conducto de flujo o buque podría ser inhibida o controlada por la incorporación del agente de tratamiento de pozo en una microemulsión.

Con respecto a D2, así como D1, este documento no divulga un método de uso de un agente de tratamiento de pozo que puede ser liberado continuamente por un periodo de tiempo, mucho menos que puede ser liberado continuamente durante un período de tiempo a partir de una microemulsión por la demulsificación del agente tratamiento de pozo. D2 describe una microemulsión en la que el pH es mantenido de tal manera que un agente de tratamiento de pozo es secuestrado en la emulsión hasta que el pH se cambia a un valor fuera de un rango de estabilidad predeterminado (Párrafo 0011). El agente de tratamiento de pozo es entonces *liberado rápidamente* de la emulsión (Párrafo 0008).

Por lo tanto, a diferencia de las reivindicaciones de la presente invención en el que el agente de tratamiento de pozo se libera lentamente y de forma continua de la microemulsión en un período de tiempo, D2 indica lo contrario, es decir, que el agente de tratamiento de pozo secuestrado es liberado rápidamente una vez que la emulsión se rompe. D2 describe en los párrafos 0009 a 0013 que la emulsión es estable cuando el pH de la emulsión se mantiene dentro de un rango predeterminado y cuando se cambia el pH, entonces el agente de tratamiento de pozo secuestrado se libera.

Ahora bien, los ejemplos de D2 ilustran la rápida liberación del aditivo con un cambio en un pH predeterminado. Ninguno de los párrafos en que se basa el señor examinador (Párrs. 0022, 0023 y 0040) describen la liberación continua del agente de tratamiento de pozo por un período de tiempo.

Además, como se ha indicado anteriormente, la emulsión de D2 está específicamente diseñada de tal manera que el aditivo se libera de la emulsión tras la ruptura de la emulsión en respuesta a un cambio en el pH. La nueva reivindicación 1 describe la ruptura de la emulsión reclamada para liberar continuamente el agente de tratamiento de pozo por un periodo de tiempo sostenido.

Clarke, Modet & Cº

COLOMBIA

D2 tampoco divulga una microemulsión dentro de un fluido de perforación en donde la liberación del agente de tratamiento de pozo se retrasa hasta después de que se forma una torta de filtro durante una operación de perforación (Solicitud, Reivindicación 22). La torta de filtro que limpia reactivo descrito en D2 es para su uso en el empaque de grava. La reivindicación 22 está dirigida a una torta de filtro formada durante una operación de perforación.

D2 no da a conocer el uso de una emulsión en la perforación, y mucho menos retrasar la ruptura de una torta de filtro formada a partir de una operación de perforación. De hecho, la perforación sólo está referenciada en los párrafos 0003 y 0052 de D2. Ninguno de estos párrafos describe el uso de una microemulsión durante la perforación.

Además, a diferencia de la reivindicación 23 de la presente invención, D2 no describe una microemulsión que disminuye la viscosidad del fluido de fracturación in-situ. La referencia en D2 a la fracturación es sólo para la capacidad de un fluido de tratamiento que comprende la emulsión revelada para llevar agente de sostén en una formación.

Más aún, el señor examinador referencia el Párrafo 0023 de D2, este párrafo señala “mejora de vida útil”. Las reivindicaciones de la presente invención no están dirigidas hacia la vida útil de la emulsión, más bien están enfocadas en la liberación in situ del agente de tratamiento de pozo desde la microemulsión.

D2 establece específicamente que la emulsión está diseñada para que el aditivo sea liberado con el cambio de condiciones de pH y los ejemplos ilustran la rápida liberación del aditivo con un cambio en un pH predeterminado. Esta sería una función de los componentes de la emulsión.

Mientras que el señor examinador no referencia el párrafo 0024, que describe la presencia de un tensoactivo. La reivindicación 5 de la presente invención describe la fase oleosa de la microemulsión que contiene el tensoactivo. El tensoactivo de D2 *estabiliza* la emulsión (Párrafos 0029 y 0043).

Dichos tensoactivos no están presentes en la microemulsión y no constituyen la fase oleosa de la microemulsión. El Párrafo 0024 de D2 hace referencia al tensoactivo como uno que estabiliza la propia emulsión, donde la mayoría del agente tensoactivo de estabilización está situado en la interfase entre la fase discontinua y la fase continua de la emulsión.

De acuerdo con lo anterior, ni D1 ni D2 contienen todas y cada una de las características técnicas de la presente invención. D1 no suministra ningún indicio de la incorporación de un agente de tratamiento de pozo dentro de una microemulsión que puede ser liberado lenta y continuamente durante un período de tiempo. Además, D2 no proporciona ningún indicio de la incorporación de un agente de tratamiento de pozo que puede ser liberado continuamente durante un período de tiempo en una microemulsión.

Clarke, Modet & Cº

COLOMBIA

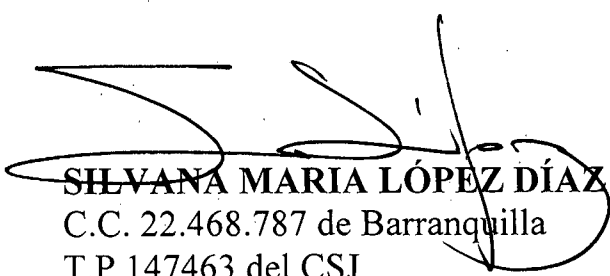
En este sentido, y siguiendo el Manual Andino de Patentes, la presente invención tal y como se encuentra definida en las nuevas reivindicaciones 1 a 24, tiene diferencias con el estado del arte e implicó un nivel inventivo durante su desarrollo, por lo cual debe ser considerada como novedosa e inventiva según las disposiciones de los artículos 16 y 18 de la Decisión 486.

4. Conclusiones

Habiendo atendido cabalmente las objeciones presentadas por ese despacho, atentamente solicitamos se conceda el privilegio de patente de invención a la solicitud en estudio o si el señor examinador considera que subsisten razones para objetar la presente invención, rogamos expedir otro examen de fondo con los debidos motivos y razones que sustenten su objeción con el fin de que nuestro mandante tenga la posibilidad de exponer sus argumentos con base en la interpretación de los artículos 45 de la Decisión 486 -el cual otorga la facultad al examinador para emitir los exámenes de fondo-, 35 y 59 del Código Contencioso Administrativo que señala que: *"habiéndose dado oportunidad a los interesados para expresar sus opiniones, y con base en las pruebas e informes disponibles, se tomará la decisión que será motivada al menos en forma sumaria si afecta a particulares"* y *"(.) deberá proferirse la decisión definitiva. Esta se motivará en sus aspectos de hecho y de derecho, y en los de conveniencia si es el caso"*, respectivamente (El subrayado es nuestro).

En consecuencia, solicitamos a ese despacho pronunciarse en relación con todos los argumentos presentados en este memorial dando estricta aplicación al principio del debido proceso consagrado en el artículo 29 de la Constitución Nacional

Señor Superintendente,



SILVANA MARIA LÓPEZ DÍAZ
C.C. 22.468.787 de Barranquilla
T.P 147463 del CSJ
notificaciones@clarkemodet.com.co

ANEXO

- Nuevo capítulo descriptivo
- Nuevo capítulo de reivindicaciones

REIVINDICACIONES

1. Un método para inhibir o controlar el índice de liberación de un agente de tratamiento de pozo en un pozo, una formación subterránea, un conducto de flujo o un buque, el método comprende:
 - (a) introducir una microemulsión dentro del pozo, formación subterránea, conducto de flujo o buque, en donde el agente de tratamiento de pozo es incorporado en la microemulsión;
 - (b) demulsificar lentamente el agente de tratamiento de pozo desde la microemulsión durante un periodo de tiempo sostenido; y
 - (c) liberar continuamente el agente de tratamiento de pozo desde la microemulsión.
2. El método de la reivindicación 1, en donde la microemulsión es microemulsión agua en aceite.
3. El método de la reivindicación 1, en donde la microemulsión es microemulsión aceite en agua.
4. El método de la reivindicación 1, en donde la microemulsión se introduce en un pozo de gas, pozo de crudo o pozo geotérmico.

5. El método de la reivindicación 2, en donde la fase de aceite de la microemulsión comprende de 15 a 54% en volumen de terpeno, de 35 a 80% en volumen de tensoactivo que tiene un valor HLB entre 3 y 8, y opcionalmente hasta 20% en volumen de un alcohol C_1-C_{20} o glicol.
6. El método de la reivindicación 5, en donde el terpeno es un monoterpeno, un diterpeno o una mezcla de los mismos.
7. El método de la reivindicación 6, en donde el monoterpeno es d-limoneno.
8. El método de la reivindicación 5, en donde el solvente es un alquilo, éster de ácido arilo o cíclico o una mezcla de los mismos.
9. El método de la reivindicación 5, en donde el tensoactivo se selecciona del grupo que consiste de monopalmitato de polioxietilenosorbitan, monoestearato de polioxietilenosorbitan, monooleato de polioxietilenosorbitan, alcoxilatos de alcohol lineal, sulfatos de alquil éter, ácido dodecilbencenosulfónico (DDBSA), nonil-fenoles lineales, dioxano, óxido de etileno, aceites de ricino etoxilados y mezclas de los mismos.

9

10. El método de la reivindicación 9, en donde el tensoactivo se selecciona del grupo que consiste de monopalmitato de polioxietilenosorbitan, aceite de ricino etoxilado, polietilenglicol y mezclas de los mismos.
11. El método de la reivindicación 5, en donde la microemulsión contiene adicionalmente un alcohol, un glicol o una mezcla de los mismos.
12. El método de la reivindicación 11, en donde el alcohol o glicol se selecciona del grupo que consiste de isopropanol, t-butanol, n-butanol, n-pentanol, n-hexanol, 2-etil-hexanol, etilenglicol, polietilenglicol, propilenglicol, trietilenglicol y mezclas de los mismos.
13. El método de la reivindicación 1, en donde el agente de tratamiento de pozo es un elemento seleccionado del grupo que consiste de inhibidores de incrustaciones, inhibidores de sal, inhibidores de parafina, agentes desemulsificantes, inhibidores de hidrato de gas, agentes de ajuste de pH, inhibidores de corrosión, inhibidores de asfaleno, inhibidores de parafina, agentes de entrecruzamiento, agentes que retrasan el entrecruzamiento, secuestrantes de oxígeno, biocidas, separadores, reguladores, ácidos y ésteres y mezclas de los mismos.

Q

P-4023
Rvs modificadas
Diciembre 11, 2014

14. El método de la reivindicación 13, en donde el agente de tratamiento de pozo es un separador de enzima o un separador oxidante.
15. El método de la reivindicación 13, en donde el agente de tratamiento de pozo es un agente de entrecruzamiento o agente de retraso de entrecruzamiento.
16. El método de la reivindicación 1, en donde el tamaño de partícula del agente de tratamiento de pozo está entre 0.001 y 100 micras.
17. El método de la reivindicación 1, en donde la fase de aceite de la microemulsión se selecciona del grupo que consiste de diesel, querosene, petróleo crudo, condensado, aceites sintéticos, un éster, olefinas α lineales, poliolefinas α , parafinas, bencenos de alquilo lineal, ésteres, acetales y mezclas de los mismos.
18. El método de la reivindicación 1, en donde la cantidad de agente de tratamiento de pozo en la microemulsión está entre 2 y 20 por ciento en peso.
19. El método de la reivindicación 1, en donde un fluido de tratamiento de pozo contiene la microemulsión y adicionalmente en donde la cantidad de microemulsión en el fluido de tratamiento de pozo está entre 15 ppm y 100,000 ppm.

11

20. El método de la reivindicación 1, que comprende además introducir la microemulsión dentro del pozo o formación con un fluido de tratamiento seleccionado del grupo que consiste de fluidos de estimulación, fluidos de perforación, fluidos en perforación, fluidos de terminación y píldoras de control de pérdida de fluidos.
21. El método de la reivindicación 20, en donde el fluido de tratamiento es un fluido de perforación y adicionalmente en donde la liberación del agente de tratamiento de pozo se retrasa hasta que después se forma una torta de filtro dentro del pozo.
22. El método de la reivindicación 20, en donde el fluido de tratamiento es un fluido de fracturación y adicionalmente en donde la presencia del agente de tratamiento de pozo reduce la viscosidad del fluido de fracturación in-situ.
23. El método de la reivindicación 20, que comprende además introducir la microemulsión dentro del pozo durante la remediación del pozo, en donde la microemulsión es introducida dentro del pozo con un fluido de tratamiento, y además en donde el agente de tratamiento de pozo incorporado dentro de la microemulsión es un inhibidor de incrustación, inhibidor de corrosión, inhibidor de parafina, inhibidor de asfalteno o una mezcla de los mismos.

P-4023
Rvs modificadas
Diciembre 11, 2014

24. El método de la reivindicación 1, en donde el agente de tratamiento de pozo es liberado continuamente desde la microemulsión por un periodo de 6 meses a 3 años.

SOLICITUD DE PATENTE

INVENTORES:

KAY E. CAWIEZEL

D. V. SATYANARAYANAGUPTA

5

TÍTULO:

MÉTODO PARA INHIBIR O CONTROLAR LA
LIBERACIÓN DEL AGENTE DE TRATAMIENTO DE
POZO

10

ESPECIFICACIÓNCampo de la Invención

[0001] La invención se relaciona con un método para inhibir o
15 controlar el índice de liberación de un agente de tratamiento de
pozo en una formación subterránea, un pozo de crudo, un pozo de
gas, un pozo geotérmico, un conducto de flujo o buque al
introducir en la formación, pozo, conducto de flujo o buque una
microemulsión que contiene el agente de tratamiento de pozo.

20

Antecedentes de la invención

[0002] En el tratamiento de crudo, gas y pozos geotérmicos y/o la
formación subterránea penetrada por los pozos, es importante que
25 el agente de tratamiento de pozos se suministre en áreas objetivo
definidas. Los fluidos de pozo son de manera general mezclas
complejas de hidrocarburos alifáticos, aromáticos, moléculas
hetero-atómicas, sales aniónicas y catiónicas, ácidos, arenas,
sedimentos, arcillas y una gran variedad de otros componentes. La

14

naturaleza de estos fluidos, combinado con condiciones severas de calor, presión, y turbulencia a la que se someten frecuentemente, son factores que contribuyen a la formación y depósito de contaminantes, tal como incrustaciones, sales, parafinas, corrosión, bacterias y asfaltenos en pozos de producción.

[0003] Un sitio común para la formación y depósito de dichos contaminantes en pozos de crudo o pozos de gas es el espacio anular entre el tubo y la carcasa de producción. El espacio anular puede ser un área estática o puede producir gas o líquido. La formación y depósito de dichos contaminantes puede reducir la productividad del pozo. Adicionalmente, la presencia de contaminantes, tal como incrustaciones, en el espacio anular puede ser difícil o imposible de retirar del tubo de servicio.

15

[0004] Adicionalmente, dichos contaminantes se forman en otro equipo y conductos de flujo utilizados en la producción de crudo, gas y otros fluidos. Los problemas agudos resultan cuando dichos contaminantes se desarrollan en el equipo y el conducto de flujo utilizado en producción de gas y crudo, refinerías y otras instalaciones de procesamiento de fluidos.

[0005] Los agentes de tratamiento de pozo se conocen en la técnica para inhibir o controlar dichos contaminantes indeseados. En algunos casos, es necesario para los agentes de tratamiento de pozo que se liberen en su área objetivo durante un periodo sostenido. Por ejemplo, se desea normalmente que los agentes de tratamiento de pozo que inhiben la formación o depósito de contaminantes tal como incrustaciones, sales, parafinas,

13
X

corrosión, bacteria y asfaltenos se libere lentamente en pozos de producción, formaciones subterráneas, equipo y conductos de flujo utilizados en producción de gas y producción de crudo. La formación y depósito de dichos contaminantes indeseados reducen la permeabilidad de la formación y reducen la productividad del pozo y pueden bloquear completamente el pozo tubular en casos severos.

[0006] La Patente Estadounidense No. 7,491,682 y la Patente Estadounidense No. 7,493,955, las cuales se incorporan aquí mediante referencia, describen el uso de compuestos para la liberación lenta de los agentes de tratamiento de pozo. La Patente Estadounidense No. 7,475,730 y la Publicación de Patente Estadounidense No. 20090114247, que también se incorporan aquí mediante referencia, describen adicionalmente un método para inhibir y/o retirar contaminantes indeseados de pozos, conductos de flujo y buques con una composición de tratamiento de espuma.

[0007] En las operaciones de mantenimiento de pozo, tal como operaciones de perforación, operaciones de fracturamiento hidráulico y operaciones de terminación, es frecuentemente importante que la actividad del agente de tratamiento de pozo se retrase durante algún tiempo después de ser introducido en el pozo y/o formación de producción subterránea. Por ejemplo, en fracturación hidráulica, la viscosidad del fluido de fracturación se reduce normalmente después de la colocación de agente sustentante en la fracturación el fin de que el fluido pueda fluir naturalmente de la formación. Aunque los separadores se incorporan normalmente en el fluido de fracturación, su actividad

10
X

se retrasa más deseablemente hasta que después se pone el agente sustentante en la fractura. Adicionalmente, es frecuentemente deseable retrasar el entrecruzamiento en un fluido de fracturación hasta después que el fluido haya viajado a una
5 distancia designada en el agujero de pozo y/o a través de la formación. En este punto, se desea la gelificación del fluido.

[0008] También se utilizan separadores para descomponer las tortas de filtro que se forman durante operaciones de pozo. Por
10 ejemplo, se incluyen frecuentemente separadores en el fluido de perforación para descomponer las tortas de filtro. Sin embargo, es deseable, que el separador no sea funcional hasta que se necesita degradación de la torta de filtro.

15 [0009] Aunque los compuestos han sido exitosos en la liberación lenta de los agentes de tratamiento de pozo en operaciones de perforación, estimulación y terminación, los métodos para mejorar la liberación lenta o retrasada de los agentes de tratamiento de pozo, especialmente los agentes de tratamiento de pozo líquido,
20 así como también se han buscado métodos mejorados para suministrar dichos agentes de tratamiento en pozos, formaciones, conductos y/o buques. En particular, se han buscado alternativas para suministrar agentes de tratamiento de pozo en áreas objetivo de tal manera que el agente de tratamiento de pozo se puede
25 liberar lentamente y se puede retrasar la actividad del agente de tratamiento.

18/17

Resumen de la invención

[00010] Una microemulsión que tiene un agente de tratamiento de pozo incorporado proporciona liberación lenta y controlada del agente de tratamiento de pozo en un pozo, formación subterránea penetrada por un pozo, conducto de flujo, o buque. La liberación del agente de tratamiento de pozo en el pozo, formación, conducto de flujo, o buque se puede retrasar hasta el momento que se necesita el efecto impartido por el agente de tratamiento de pozo.

[00011] Así en una realización, se puede agregar lentamente un agente de tratamiento de pozo y se libera continuamente en un área objetivo en un pozo de gas, pozo de crudo o pozo geotérmico durante un periodo sostenido cuando se incorpora en una emulsión.

[00012] En otra realización, el agente de tratamiento de pozo se puede liberar lentamente y continuamente en un área objetivo de una formación subterránea durante un periodo sostenido cuando se incorpora en una microemulsión.

[00013] En otra realización, el agente de tratamiento de pozo se puede liberar lentamente y continuamente en un área objetivo de un conducto de flujo o buque durante un periodo sostenido cuando se incorpora en una microemulsión.

[00014] En otra realización, la microemulsión en la que el agente de tratamiento de pozo se incorpora puede ser una mezcla de

1918

solvente-tensoactivo agregada a un diluyente acuoso. La mezcla de solvente-tensoactivo, opcionalmente, puede contener un alcohol.

[00015] Los solventes de ejemplo incluyen terpenos, los
5 tensoactivos de ejemplo incluyen aquellos que tienen un balance hidrófilo-lipófilo (HLB) entre de aproximadamente 3 a aproximadamente 8, y los diluyentes de ejemplo incluyen agua así como también mezclas de agua y trietilenglicol.

10 [00016] La fase de aceite de microemulsión puede ser diesel, querosene, petróleo crudo, una olefina α lineal, poli-olefina α , u otros aceites sintéticos.

[00017] El agente de tratamiento de pozo puede incluir
15 separadores de enzima, separadores oxidantes, catalizadores de separador, entrecruzadores, reguladores, inhibidores de parafina, inhibidores de asfaleno, inhibidores de incrustaciones, agentes de ajuste de pH, oxidantes, agentes de entrecruzamiento, agentes que retrasan el entrecruzamiento, agentes desemulsificantes,
20 ácidos, y ésteres.

Breve Descripción de los Dibujos

[00018] Con el fin de entender más completamente los dibujos
25 mencionados en la descripción detallada de la presente invención, se presenta una breve descripción de cada dibujo, en los que:

[00019] La FIGURA 1 compara la viscosidad evidente a 75°F de un gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima incorporado en una

2019

microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

[00020] La FIGURA 2 compara la viscosidad evidente a 75°F de un
5 gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima incorporado en una microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

[00021] La FIGURA 3 compara la viscosidad evidente a 125°F de un
10 gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima incorporado en una microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

[00022] La FIGURA 4 compara la viscosidad evidente a 125°F de un
15 gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima incorporado en una microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

[00023] La FIGURA 5 compara la viscosidad evidente a 150°F de un
20 gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima incorporado en una microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 6% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

[00024] La FIGURA 6 compara la viscosidad evidente a 150°F de un
25 gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima incorporado en una microemulsión agua en aceite versus un gel lineal que tiene 8% por volumen de enzima dentro de un fluido acuoso.

2/20

Descripción Detallada de las Realizaciones Preferidas

[00025] Un agente de tratamiento de pozo puede permanecer inactivo en un pozo, formación subterránea penetrada por un pozo, así como también los conductos de flujo y buques utilizados en la producción de crudo y/o gas así como también refinerías al incorporar el agente de tratamiento de pozo en una microemulsión. La liberación retrasada del agente de tratamiento de pozo de la microemulsión a un índice generalmente constante se puede extender durante un periodo, en algunos casos excede tres años. Normalmente, el agente de tratamiento de pozo se libera de la microemulsión mediante aumentos de temperatura y cambios de solubilidad del agente de tratamiento de pozo durante el tiempo.

[00026] Las microemulsiones de tratamiento de pozo son térmicamente estables y se pueden formar mediante la combinación de las mezclas de solvente-tensoactivo con un fluido con base en aceite. La fase de aceite forma la fase continua o discontinua de la microemulsión. La microemulsión se puede considerar como versiones de emulsiones a escala pequeña, es decir, dispersiones del tipo gota ya sea de aceite en agua o agua en aceite con rangos de tamaño de partícula promedio en el orden de aproximadamente 5 a aproximadamente 50 nm en radios de gotas. En emulsiones, el tamaño de gota promedio crece continuamente con el tiempo de tal manera que ocurre finalmente la separación de fase. Las gotas de la emulsión son generalmente grandes (> 0.1 micras) y exhiben frecuentemente una apariencia turbia o lechosa, a diferencia de translúcida, como se ve en las microemulsiones.

[00027] Las microemulsiones de ejemplo incluyen aquellas establecidas en la Patente Estadounidense No. 5,603,942 y la Publicación de Patente Estadounidense No. 20080287324, las cuales se incorporan aquí mediante referencia.

5

[00028] El tamaño de partícula del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión está normalmente entre de aproximadamente 0.001 micras a aproximadamente 100 micras. En algunos casos, el tamaño de partícula del tratamiento de pozo es menor que o igual a 0.05 micras.

10

[00029] La microemulsión agua en aceite puede ser una mezcla de solvente-tensoactivo agregado a un diluyente acuoso. La mezcla de solvente-tensoactivo, opcionalmente, puede contener un alcohol.

15

La mezcla de solvente-tensoactivo puede incluir de aproximadamente 35 a aproximadamente 80% por volumen de tensioactivo, de aproximadamente 14% a aproximadamente 54% por volumen de solvente y de 0 a aproximadamente 20% por volumen de alcohol. La cantidad de agua en la microemulsión agua en aceite es normalmente no mayor de 50 por ciento de volumen, preferiblemente no mayor de aproximadamente 30 por ciento de volumen. La cantidad de hidrocarburo en la microemulsión aceite en agua es normalmente no mayor de 50 por ciento de volumen, preferiblemente no mayor de aproximadamente 30 por ciento de volumen.

20

25

[00030] En una realización, el solvente se selecciona del grupo de hidrocarburos cíclicos alifáticos insaturados conocidos como terpenos, que incluyen monoterpenos y diterpenos. En una

2322

realización preferida, el solvente de monoterpeneo d-limoneno ($C_{10}H_{16}$). El solvente con base en terpeno se puede reemplazar adicionalmente parcialmente o completamente con alquilo, ésteres de ácido arilo o cíclico de alcoholes de cadena corta, tal como
5 etil lactato y hexiléster.

[00031] El tensoactivo de la mezcla de solvente-tensoactivo es aquella que es capaz de crear una microemulsión agua en aceite luego de combinación con aceite. El tensoactivo puede ser
10 catiónico, aniónico, bipolar o no iónico. Los tensoactivos preferidos son biodegradables y tiene un valor HLB de entre aproximadamente 3-8. Los tensoactivos agua en aceite de ejemplo incluyen Span® 40 (monopalmitatosorbitan), Span® 60 (monoestearato de sorbitan), Span® 80 (monooleato de sorbitan),
15 alcóxilatos de alcohol lineal, aceite de ricino etoxilado, y polietilenglicol. Una mezclado tensoactivo agua en aceite preferida incluye monopalmitato de sorbitan, aceite de ricino etoxilado y polietilenglicol.

20 [00032] El componente de alcohol de la mezcla de solvente-tensoactivo, cuando está presente, puede servir como un agente de acoplamiento entre el solvente y el tensoactivo y puede ayudar en la estabilización de la microemulsión así como también que disminuye el punto de congelamiento de la microemulsión. Aunque
25 se prefiere actualmente isopropanol, los alcoholes adecuados alternativos alcoholes de rango medio principal, secundarios y terciarios entre 1 y 20 átomos de carbono, tal como t-butanol, n-butanol, n-pentanol, n-hexanol y 2-etil-hexanol.

2423

[00033] Otros aditivos de prevención de congelamiento se pueden agregar adicionalmente o alternativamente, tal como etoxilatos de alcohol de rango de detergente, etilenglicoles (EG), polietilenglicoles (PEG), propilenglicoles (PG) y trietilenglicoles (TEG).

[00034] La mezcla de solvente-tensoactivo también puede incluir opcionalmente una sal de estabilidad y sustitución de co-solvente. Las sales adecuadas son K, Na, Mg, Zn, Br, Sr, Cs, Li, y Ca salestal como, por ejemplo, se prefieren actualmente NaCl, KCl, CaCl₂, y MgCl₂.

[00035] Se agrega adicionalmente un diluyente a la mezcla que contiene el solvente, tensoactivo y alcohol antes de la adición del aceite. Los diluyentes de ejemplo incluyen mezclas de agua y agua y trietilenglicol (TEG) tal como una que contiene aproximadamente 90% por volumen de agua y 10% por volumen de trietilenglicol. Luego de la adición del diluyente, la mezcla de solvente-tensoactivo se puede emulsificar parcialmente o completamente.

[00036] Las mezclas de solvente- tensoactivo de ejemplo son aquellas que contienen aproximadamente 56% por volumen de una mezcla de tensoactivo de monopalmitato de sorbitan, aceite de ricino etoxilado y polietilenglicol, aproximadamente 34% por volumen de d-limoneno y/o etil lactato, y aproximadamente 10% por volumen de isopropanol.

2520

[00037] La fase de aceite de la microemulsión es preferiblemente diesel, querosene, petróleo crudo, condensado, un éster, olefina α lineal, poli-olefina α , olefina interna, parafina, alquil benceno lineal, éster, acetal, o otros aceites sintéticos. En una
5 realización preferida, se utiliza diesel o condensado como un diluyente.

[00038] La microemulsión de tratamiento de pozo normalmente incluye de aproximadamente 0.5% a aproximadamente 98% de la
10 mezcla de solvente-tensoactivo.

[00039] A la base microemulsión agua en aceite, se agrega un químico de tratamiento de pozo con base en agua con mezcla mínima cuando el producto químico de tratamiento de pozo se obtiene
15 preferiblemente en la fase acuosa de la microemulsión. De forma similar, a una microemulsión con base aceite en agua, se puede agregar un producto químico de tratamiento de pozo con base en hidrocarburo con mezcla mínima, cuando el químico de tratamiento de pozo se obtiene en la fase de hidrocarburo de la
20 microemulsión.

[00040] El agente de tratamiento de pozo se agrega a la microemulsión antes de su introducción en el pozo. La cantidad del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión es
25 normalmente de aproximadamente 2 a 20 por ciento en peso, preferiblemente de aproximadamente 3 a aproximadamente 12 por ciento en peso, más preferiblemente de aproximadamente 4 a aproximadamente 8 por ciento en peso.

25
20

[00041] El agente de tratamiento de pozo puede incluir separadores de enzima (que incluyen separadores de enzima encapsulados), separadores oxidantes (que incluyen separadores oxidantes encapsulados), catalizadores de separación, agentes de
5 entrecruzamiento, agentes desemulsificantes, agentes que retrasan el entrecruzamiento, inhibidores de parafina, inhibidores de asfalteno, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de hidrato de gas, agentes de ajuste de pH, oxidantes, agentes espumantes,
10 secuestrantes de oxígeno, biocidas, emulsificantes (agua en aceite y aceite en agua), y tensoactivos así como también otros agentes en donde se desea la liberación lenta en el pozo, formación subterránea, los conductos de flujo o buque.

15 [00042] Cuando el agente de tratamiento de pozo se utiliza para inhibir o controlar la formación de depósitos indeseados o contaminantes, el agente de tratamiento de pozo es preferiblemente por lo menos un elemento seleccionado del grupo que consiste de agentes desemulsificantes (agua en aceite y aceite en
20 agua), inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de parafina, inhibidores de hidrato de gas, inhibidores de formación de sal y dispersantes de asfalteno.

[00043] Debido a que la fase acuosa que contiene el agente de
25 tratamiento de pozo se emulsifica en la fase de aceite de la microemulsión y debido a que la microemulsión es térmicamente estable, solo se libera una cantidad pequeña del agente de tratamiento de pozo en el área o superficie deseada.

26
27

[00044] El agente de tratamiento de pozo es preferiblemente un material líquido. Si el agente de tratamiento de pozo es un sólido, se puede disolver en un solvente adecuado, haciendo así un líquido.

5

[00045] Las microemulsiones se pueden introducir en el agujero de pozo, los conductos de flujo, buques o equipo de superficie como un componente de un fluido de tratamiento o portador con el fin facilitar la colocación de la microemulsión en una ubicación deseada dentro de la formación. A este respecto, se puede utilizar cualquier fluido de tratamiento de pozo adecuado para transportarla microemulsión. Normalmente la microemulsión que contiene el agente de tratamiento de pozo se introduce al fluido portador en el fondo de pozo inyectado y al vuelo.

15

[00046] Los fluidos de tratamiento de pozo que contienen la microemulsión se pueden gelificar o no gelificar. En una realización, la microemulsión se puede introducir o bombear en un pozo como partículas neutramente flotantes en, por ejemplo, un fluido de solución de cloruro de sodio saturadas o un fluido que es cualquier otra solución salina de reacondicionamiento o terminación conocida en la técnica.

[00047] El fluido de tratamiento de pozo puede ser una solución salina (tal comouna solución de cloruro de potasio saturada o solución de cloruro de sodio), agua salada, agua fresca, un hidrocarburo líquido, o un gas tal como nitrógeno o dióxido de carbono.

27
28

[00048] La cantidad de microemulsión en el fluido de tratamiento está normalmente entre de aproximadamente 15 ppm a aproximadamente 100,000 ppm.

5 [00049] La microemulsión se puede utilizar para retirar contaminantes depositados que se forman en los conductos de flujo o buques. Por ejemplo, durante la producción de crudo y gas de los pozos, no es raro que las incrustaciones, oxidación, sales, parafinas y asfaltenos se depositen en las superficies de los
10 conductos de flujo o buques. El agente de tratamiento en la microemulsión se puede utilizar para inhibir el depósito de dichos materiales y/o retirar dichos depósitos luego de su formación.

15 [00050] La microemulsión adicionalmente tiene aplicabilidad en la inhibición y/o retiro de los contaminantes de los conductos de flujo y buques utilizados en las refinerías y las instalaciones de procesamiento de fluido. Sin embargo, además de que se utiliza en el tratamiento de crudo y pozos de gas, la microemulsión
20 encuentra aplicabilidad en industrias de refinación y químicas.

[00051] La microemulsión por lo tanto tiene aplicabilidad en el tratamiento del conducto de flujo que incluyen oleoductos y líneas de flujo así como también transmisión y tuberías de
25 proceso que incluyen la tubería utilizada para conectar buques en plantas de tratamiento químico así como también refinerías.

[00052] Un fluido que contiene la microemulsión también se puede introducir en el agujero de pozo para inhibir o controlar la

28
29

formación de contaminantes indeseados en equipo de superficie tubular dentro del agujero de pozo así como también equipo en un sitio de procesamiento de químicos o refinería.

5 [00053] Las microemulsiones pueden ser efectivas en el retiro de contaminantes en superficies metálicas así como también no metálicas. En una realización preferida, las composiciones tratadas se utilizan para retirar contaminantes en superficies metálicas, tal como aceros de alta aleación, que incluyen aceros
10 de cromo, aceros dúplex, aceros inoxidable, aceros de aleación martensíticos, aceros de aleación ferríticos, aceros de acero austenítico, aceros inoxidable endurecidos por precipitación y aceros de alto contenido de níquel.

15 [00054] Adicionalmente, las microemulsiones se pueden utilizar en fluidos de tratamiento de pozos tal como fluidos de fracturación, fluidos de terminación, fluidos de acidificación, fluidos perforación, etc. Por ejemplo, cuando se utiliza para inhibir o controlar la formación de contaminantes indeseados o cuando se
20 utiliza para retardar la liberación de contaminantes en los pozos, la microemulsión se puede introducir en el agujero de pozo como un componente de un fluido de terminación.

[00055] En una realización preferida, la microemulsión agua en
25 aceite inhibe efectivamente, controla, retira o evita la formación de formaciones de incrustaciones inorgánicas que se depositan en pozos de crudo, pozos de gas, pozos de agua, pozos geotérmicos y las formaciones subterráneas penetradas por un pozo. Las microemulsiones agua en aceite son particularmente

3029

eficaces en el tratamiento de incrustaciones de sales de calcio, bario, magnesio y similares, que incluyen incrustaciones de sulfato de bario, sulfato de calcio, y carbonato de calcio. Las microemulsiones agua en aceite pueden tener adicionalmente
5 aplicabilidad en el tratamiento de otras incrustaciones inorgánicas, tal como sulfuro de zinc, sulfuro de hierro, etc.

[00056] Los inhibidores de incrustaciones adecuados son inhibidores de incrustaciones aniónicos. Los inhibidores de
10 incrustaciones preferidos incluyen materiales ácidos fuertes tal como un ácido fosfónico, un ácido fosfórico o un ácido fosforoso, ésteres de fosfato, fosfonato/ácido fosfónico, los diversos ácidos amino poli carboxílicos, agentes quelantes, y inhibidores poliméricos y sales de los mismos. Se incluyen organofosfonatos,
15 organofosfatos y ésteresfosfato así como también los ácidos y sales correspondientes de los mismos. Los inhibidores de incrustaciones del tipo fosfonato/ácido fosfónico se prefieren frecuentemente en claridad de su efectividad para controlar las incrustaciones en concentración relativamente baja. Los
20 inhibidores de incrustaciones poliméricos, tal como poliacrilamidas, sales de copolímero de acrilamido-metil propanosulfonato/ácido acrílico (AMPS/AA), copolímero maleico fosfinado (PHOS/MA) o sal de sodio de terpolímeros de ácido polimaleico/ácido acrílico/acrilamido-metil propano (PMA/AMPS),
25 también son inhibidores de incrustaciones apropiados. Se prefieren sales de sodio. Son adicionalmente útiles los agentes quelantes, que incluyen ácido dietileno triamine pentametileno fosfónico y ácido etileno diamine tetra acético.

3x30

[00057] El agente de tratamiento de pozo puede ser adicionalmente cualquiera de los fructanos o derivados fructano, tal como inulina y derivados de inulina, como se describe en la Publicación de Patente Estadounidense No. 2009/0325825, 5 incorporado aquí mediante referencia.

[00058] Los agentes desemulsificantes de ejemplo que son útiles incluyen, pero no se limitan a, polímeros de condensación de óxidos de alquileo y glicoles, tal como polímeros de 10 condensación de óxido de etileno y óxido de propileno de di-propilenglicol así como también trimetilol propano; y resinas formaldehidos de fenol sustituido de alquilo, bis-fenildiepóxidos, y ésteres y diésteres de dichos productos difuncionales. Especialmente se prefiere como desemulsificantes no 15 iónicos son resinas de formaldehido de fenoloxialquilatado, aminosoxialquilatadas y poliaminas, poliéteresoxialquilatados di-epoxidados, etc. Los desemulsificantes aceite en agua adecuados incluyen metil cloruro de politrietanolamina cuaternario, ácido melaminacoloide, poli acrilamida aminometilado etc.

20

[00059] Los inhibidores de parafina solubles en hidrocarburo pueden incluir copolímeros de etileno/vinil acetato, acrilatos (tal como ésteres de poliacrilato y ésteres de metacrilato de alcoholes grasos), y olefina/ ésteres maleicos.

25

[00060] Los inhibidores de corrosión de ejemplo incluyen imidazolin grasas, alquil piridinas, alquil piridinas cuaternarias, aminos grasas cuaternarias y sales de fosfato de imidazolin grasas.

231

[00061] Los productos químicos de tratamiento de hidrato de gas o inhibidores pueden incluir polímeros y homopolímeros y copolímeros de vinil pirrolidona, vinil caprolactama inhibidores de hidrato con base en amina tal como aquellos descritos en la Publicación de Patente Estadounidense Nos. 2006/0223713 y 2009/0325823, las cuales se incorporan aquí mediante referencia.

[00062] Los productos químicos de tratamiento de asfalto de ejemplo incluyen homopolímeros y copolímeros de éster graso (tal como ésteres grasos de polímeros y copolímeros de ácido acrílico o metacrílico) y mono oleato de sorbitan.

[00063] Los agentes espumantes adecuados incluyen sulfatos oxialquilatados o sulfatos de alcoholetoxilados, o mezclas de los mismos.

[00064] Los tensoactivos de ejemplo incluyen tensoactivos catiónicos, anfotéricos, aniónicos y no iónicos. Se incluyen como tensoactivos catiónicos aquellos que contienen una unidad estructural de amonio cuaternario (tal como una amina cuaternaria lineal, una bencil amina cuaternaria o un haluro de amonio cuaternario), una unidad estructural de amonio cuaternario o una unidad estructural de fosfoniocuaternario o mezclas de los mismos. Los tensoactivos adecuados que contienen un grupo cuaternario incluyen haluro de amonio cuaternario o amina cuaternaria, tal como cloruro de amonio cuaternario o un bromuro de amonio cuaternario. Se incluyen como tensoactivos anfotéricos glicinatos, amfoacetatos, propionatos, betainas y mezclas de los

32/27

mismos. El tensoactivo catiónico o anfotérico pueden tener una cola hidrófoba (que puede ser saturada o insaturada) tal como una longitud de cadena de carbono C_{12} - C_{18} . Adicionalmente, la cola hidrófoba puede obtener de un aceite natural de plantas tal como uno o más de aceite de coco, aceite de colza y aceite de palma.

[00065] Los tensoactivos preferidos incluyen cloruro de N,N,N-trimetil-1-octadecamonio: cloruro de N,N,N-trimetil-1-hexadecamonio; y cloruro de N,N,N-trimetil-1-soyaamonio, y mezclas de los mismos. Los tensoactivos aniónicos adecuados son sulfonatos (como xileno sulfonato de sodio y naftaleno sulfonato de sodio), fosfonatos, etoxisulfatos y mezclas de los mismos.

[00066] Los secuestrantes de oxígeno de ejemplo incluyen triazinas, maleimidas, formaldehídos, aminas, carboxamidas, alquilcarboxil-compuestos azocumina-compuestos peróxido morfolino y derivados amino morfolino y derivados piperazina, óxidos amina, alcanolaminas, poliaminas alifáticas y aromáticas.

[00067] Las microemulsiones de la invención no requieren cantidades excesivas de los agentes de tratamiento de pozo. Cuando se utilizan para retrasar o controlar la liberación durante un periodo sostenido de un agente de tratamiento de pozo útil en el retiro, inhibición o control de contaminantes indeseados, la cantidad del agente de tratamiento de pozo en las microemulsiones puede ser tan bajo como 1 ppm. De manera general, la cantidad del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión es de aproximadamente 0.05 a aproximadamente 5 (preferiblemente

3433

de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 2) por ciento en peso con base en el peso total de la microemulsión.

[00068] Cuando se pone en un pozo, el agente de tratamiento de pozo se desemulsifica lentamente de la microemulsión a un índice generalmente constante durante un periodo extendido en el agua o los hidrocarburos que están contenidos en la formación, pozo, conducto o buque. Por lo tanto la microemulsión permite un suministro continuo del agente de tratamiento de pozo en el área objetivo. De manera general, el tiempo de vida de un tratamiento único que utiliza la microemulsión tiene un agente de tratamiento de pozo incorporado para el retiro de contaminantes indeseados está entre seis y doce meses y puede estar en un exceso de 3 años.

[00069] En aplicaciones de reparación de pozo; la microemulsión de tratamiento de pozo seleccionada se inyecta preferiblemente directamente en el agujero de pozo a través de la tubería de producción o a través del uso del tubo embobinado o mecanismos de suministro similares. Una vez pozo abajo, la microemulsión de tratamiento de pozorepara el daño de perforación, daño defluido de fracturación, bloqueo de agua y retiro de partículas finas, asfaltenos y parafinas de la formación y pozo. La microemulsión de tratamiento de pozo también sirve para hidrocarburos pesados delgados, aliviar bloques de agua y disminuir la presión de poro en la formación.

[00070] La cantidad adicionalde fluido que contiene el agente de tratamiento de pozo se puede introducir en el agujero de pozo o

9536

formación en cualquier momento después de la carga inicial del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión por lo menos se ha agotado parcialmente. Normalmente, el agente de tratamiento de pozo adicional se introduce cuando el agente de tratamiento de pozo se ha agotado sustancialmente y el nivel de desempeño del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión se ha vuelto inaceptable.

[00071] La microemulsión también se puede utilizar en fluidos de estimulación que incluyen fluidos de acidificación, fluidos de fracturación y fluidos utilizados en el control de arena. Por ejemplo, el agente de tratamiento de pozo de la microemulsión puede ser un agente de entrecruzamiento, agente de retraso de entrecruzamiento o aditivo de control de pH que se puede liberar cuando su actividad de pozo abajo se desea. Por ejemplo, debido a que algunos fluidos de estimulación son altamente viscosos, es algunas veces deseable retrasar el entrecruzamiento hasta que el fluido de tratamiento alcanza un destino objetivo. En aquellos casos, es deseable incluir el agente de entrecruzamiento (o el agente de retraso de entrecruzamiento) como un componente de la microemulsión agua en aceite.

[00072] Los agentes de entrecruzamiento adecuados incluyen un compuesto de liberación de iones de borato, un ion de metal complejoado orgánico u organometálico que comprende por lo menos un metal de transición o ión de metal alcalinotérreo así como también mezclas de los mismos. Los agentes de entrecruzamiento específicos incluyen compuestos de liberación de iones de borato, por ejemplo, ácido bórico, boratos de metal alcalino tal como

35
15

diborato de sodio, tetraborato de potasio, tetraborato de sodio (borax), pentaboratos y similares y boratos de metalalcalino y zinc, compuestos de metal complejo orgánicos y organometálicos, tal como aquellos que contienen iones de zirconio IV tal como, por ejemplo, lactato de zirconio, trietanolamina de lactato de zirconio, carbonato de zirconio, acetilacetato de zirconio y diisopropilamina lactato de zirconio; iones de titanio IV tal como, por ejemplo, lactato de titanio de titanio, trietanolamina de titanio, y acetilacetato de titanio.

10

[00073] Los agentes de retraso de entrecruzamiento adecuados pueden incluir polioles orgánicos, tal como gluconato de sodio; gluco heptonato de sodio, sorbitol, manitol, fosfonatos, sal de bicarbonato, sales, diversos ácidos orgánicos débiles e inorgánicos que incluyen ácidos aminocarboxílicos y sus sales (EDTA, DTP A, etc.) y ácido cítrico y mezclas de los mismos.

[00074] En una realización particularmente preferida, el agente de tratamiento de pozo es un separador que es capaz de reducir la viscosidad de un fluido gelificado. Por ejemplo, después que se forma un fluido de fracturación y se bombea en una formación subterránea, es de manera general deseable para convertir el gel altamente viscoso a un fluido de baja viscosidad. Esto permite que el fluido se retire fácilmente y efectivamente de la formación y permite el material deseado, tal como crudo o gas, para fluir en el agujero de pozo. Una microemulsión agua en aceite que contiene un separador como el agente de tratamiento de pozo es útil para la liberación lenta del separador luego de la terminación de la estimulación. De forma similar, una

37-36

microemulsión aceite en agua que contiene un separador con base en hidrocarburo como el agente de tratamiento de pozo es útil para la liberación lenta del separador para el fluido con base en tensoactivo viscoelástico luego de la terminación de la
5 estimulación. El tiempo de la liberación del agente de tratamiento de pozo es importante debido a si se libera muy rápidamente la actividad química del separador, el fluido viscoso se degradará y no formará la función necesaria. Si se libera la actividad química muy lentamente o no totalmente el fluido serán
10 muy viscoso y el flujo de crudo o gas se reducirá de la formación.

[00075] Normalmente, el separador es un separador oxidante o separador enzimático que incluyen separadores oxidativos
15 encapsulados y separadores enzimáticos encapsulados.

[00076] Ejemplos de separadores oxidativos incluyen persulfatos (tal como metal alcalinotérreo y persulfatos de amonio), percarbonatos (tal como percarbonatos de metal alcalinotérreo),
20 perboratos (tal como perboratos de metal alcalinotérreo), peróxidos (tal como peróxidos de metal alcalinotérreo y sales de zinc de peróxidos), perfosfatos, permanganatos, etc. En materiales de adición, tal como ésteres, que son capaces de ayudar al separador en degradar el fluido viscoso, se pueden
25 utilizar en la microemulsión. Los ésteres adecuados incluyen fenilésteres, alquilfenilésteres, alquilésteres C_1-C_{11} , alquilésteres C_1-C_{11} sustituidos, fenilésteres sustituido se incluyen adicionalmente diésteres, triésteres, etc.

2537

[00077] Ejemplos de separadores enzimáticos adecuados son enzimas específicas guar, alfa y beta amilasa, amiloglucosidasa, oligoglucosidasa, invertasa, maltasa, celulasa, y hemi-celulasa como también enzimas mannano hidrolasa que incluyen aquellas
5 descritas en la Patente Estadounidense Nos. 5,806,597 y 5,067,566, incorporadas aquí mediante referencia.

[00078] Cuando se utiliza en la estimulación, las microemulsiones pueden estar presentes en el fluido que contiene el agente
10 viscosificante, agente sustentante, agua, solución salina, y agua con baja densidad de fluido, espuma, y gas líquido como también cualquier otro aditivo convencionalmente empleado en fluidos de estimulación.

[00079] Cuando se incorporan en las microemulsiones para uso con fluidos de estimulación, la cantidad del agente de tratamiento de pozo en las microemulsiones está normalmente entre de
15 aproximadamente 0.05 a aproximadamente 5 (preferiblemente de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 2) por ciento en peso con
20 base en el peso total de la microemulsión.

[00080] Las microemulsiones se pueden utilizar adicionalmente para degradación de las tortas de filtro depositadas mediante fluido de perforación, fluido de perforación, píldora de control
25 de pérdida de fluido, etc. Por ejemplo, cuando se utiliza degradación aparte de la torta de filtro formada de las operaciones de perforación, la microemulsión que contiene el agente de tratamiento de pozo se puede inyectar en el agujero de pozo a través de la sarta de perforación. Normalmente, la

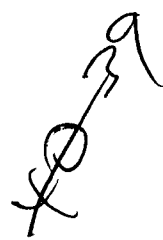
2330

microemulsión es un componente del fluido de perforación; la actividad del agente de tratamiento de pozo se retrasa hasta que es deseable degradar la torta de filtro.

5 [00081] Adicionalmente, la microemulsión puede ser útil en controlar la liberación de los agentes de tratamiento de pozo que presentan problemas de compatibilidad con los fluidos que se introducen en el agujero de pozo y/o la formación subterránea. Por ejemplo, cuando el agente de tratamiento de pozo puede
10 afectar adversamente la actividad impartida mediante un componente de fluido que se necesita para una operación antes que la actividad ofrecida por el agente de tratamiento de pozo, puede ser beneficiosa para incluir el agente de tratamiento de pozo en la microemulsión. Por ejemplo, en algunos casos, tal como con una
15 píldora de pérdida de fluido, es beneficioso para la viscosidad del fluido para aumentar antes de la degradación del fluido. Para evitar la acción prematura del separador, puede ser beneficioso incluir el separador en la microemulsión para reducir la posibilidad de efectos adversos impartidos por el separador y
20 para maximizar el efecto del separador cuando el separador necesita. La microemulsión evita adicionalmente la desestabilización u otros cambios para el fluido de tratamiento hasta que ocurre el efecto deseado impartido por el agente de tratamiento de pozo.

25

[00082] Los siguientes ejemplos son ilustrativos para algunas de las realizaciones de la presente invención. Todos los porcentajes están en porcentaje de volumen a menos que se indique otra cosa. Otras realizaciones dentro del alcance de las reivindicaciones



aquí serán evidentes para un experto en la técnica a partir de la consideración de la descripción establecida aquí. Se pretende que la especificación, junto con los ejemplos, se considere solo de ejemplo, con el alcance y espíritu de la invención que se indica por las reivindicaciones que siguen.

[00083] Ejemplo 1. El índice de liberación de las microemulsiones agua en aceite que contiene una enzima beta-mannanasa, comercialmente disponible como GBW-12CD de Baker Hughes Incorporated; Enzima G, un separador para fluidos con base en guar, comercialmente disponible de Baker Hughes Incorporated y una hemicelulasa, comercialmente disponible como Enzima GBW-15C de Baker Hughes Incorporated se comparan con fluidos acuosos que contienen las mismas enzimas. Las pruebas se conducen utilizando las mismas concentraciones a las mismas temperaturas con el fin de demostrar el efecto del agente de tratamiento de pozo en la microemulsión agua en aceite comparado con el agente de tratamiento de pozo en un fluido acuoso. La fase de aceite de la microemulsión consiste de aproximadamente 56% por volumen de una mezcla de tensoactivo de monopalmitato de polioxietileno sorbitan y aceite de ricino etoxilado y aproximadamente 34% por volumen de d-limoneno. Las microemulsiones contienen 6% de Enzima G, 8% de Enzima GBW-15C. También se preparan las soluciones acuosas que contiene 6% de Enzima G y 8% de Enzima GBW-15C.

25

[00084] Se prepara el gel lineal de la suspensión acuosa que contiene 4 lbs de polímero guar, arcilla oleofílica y un tensoactivo. Se hidrata un litro de la suspensión durante 30 minutos utilizando un mezclador Servodyne estándar con una paleta

de alta eficienciaaa 1500 rpm para presentar un gel lineal de 40 lb. Se mide la viscosidad del gel base en un OFI TEM900, disponible de OFI Testing Equipment, Inc., utilizando una configuración rotor-bob R1B1@ 511 s-1. En la prueba OFI TEM900, 5 el fluido se corta inicialmente a 60 seg^{-1} seguido por un barrido de índice de corte de 60, 100, y 300 s^{-1} para calcular los índices de ley de potencia n' y K' . El fluido se corta a 60 s^{-1} entrebarridos de velocidad de corte, y el barrido de velocidad de corte se repite cada 5 minutos durante 3 horas. Se utiliza una 10 configuración rotor-bob R1B1.

[00085] Los resultados de la prueba de reología OFITE para el gel lineal GLFC-5D de 40 lb. con fluido de microemulsión/Enzima G y fluido de agua/Enzima G a 75°F se muestran en la FIGURA 1. (Los 15 valores iniciales en las figuras representan el fluido sin el separador de enzima). Todos los geles lineales que contienen las enzimas muestran una reducción en la viscosidad durante el tiempo. El fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de microemulsión/6% de Enzima G muestra un índice más pequeño de 20 reducción en la viscosidad que con el fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de agua/6% de Enzima G. Esto indica que el producto de microemulsión retrasa la liberación de la enzima.

[00086] Los resultados de la prueba de reología OFITE para el gel 25 lineal GLFC-5D de 40 lb con fluido de microemulsión/8% de Enzima GBW-15C y fluido de agua/8% de Enzima GBW-15C a 75°F se muestran en la FIGURA 2.

41
XZ

[00087] Los resultados de la prueba de reología OFITE para el gel lineal GLFC-5D de 40 lb con fluido de microemulsión/8% de Enzima GBW-15C y fluido de agua/8% de Enzima GBW-15C a 125°F se muestran en la FIGURA 3. Los resultados de la prueba de reología OFITE para el gel lineal GLFC- 5D de 40 lb con fluido de microemulsión/8% de Enzima GBW-15C y fluido de agua/8% de Enzima GBW-15C a 125°F se muestran en la FIGURA 4. En ambos casos el fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de microemulsión/Enzima muestran un índice más pequeño de reducción en la viscosidad que con el fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de agua/Enzima. Esto indica que el producto de microemulsión retrasa la liberación de la enzima.

[00088] Las FIGURAS 5 y 6 muestran los resultados de prueba a 150°F. De nuevo el fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de microemulsión/Enzima muestra un índice más pequeño de reducción en la viscosidad que con el fluido que contiene el 1.0 gpt de fluido de agua/Enzima. Esto indica que el producto de microemulsión retrasa la liberación de la enzima.

20

[00089] Con referencia a las Figuras 1-6, los datos muestran el retraso de la actividad en dos enzimas diferentes al incorporar la enzima o enzima diluida en agua en la fase interna de la microemulsión. Los resultados muestran que en 75°F, 125°F y 150°F la microemulsión de enzima tiene liberación más lenta que la misma concentración de enzima en una solución acuosa.

[00090] Los Ejemplos ilustran que la incorporación de la enzima/enzima diluida en una microemulsión agua en aceite retrasa

42
43

la liberación de la enzima en un fluido de fracturación. En particular, los datos demuestran que a 75°F, 125°F y 150°F el fluido que contiene 1.0 gpt de fluido de microemulsión/6% de Enzima G muestra un índice más pequeño de reducción en la viscosidad que aquel con el fluido que contiene el 1.0 gpt de fluido de agua/6% de Enzima G. Esto indica que el producto de microemulsión retrasa la liberación de enzima y que el fluido que contiene 1.0 gpt del fluido de microemulsión/8% de Enzima GBW-15C muestra un índice más pequeño de reducción en la viscosidad que con el fluido que contiene el 1.0 gpt del fluido de agua/8 % de Enzima GBW-15C. Esto indica que el producto de microemulsión retrasa la liberación de la enzima.

[00091] A partir de lo anterior, se observará que se pueden efectuar numerosas variaciones y modificaciones sin apartarse el espíritu y alcance verdadero de los conceptos novedosos de la invención.

43
44