



No. 12-187282- -00014-0000

Fecha: 2016-03-15 16:11:45 Dep. 2020 DIR NUEVASCR
Tra 2 PATENTES Eve 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios 43

As. 122.669

Señor

**DIRECTOR DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

E.

S.

D.

REF: Expediente No. **12 187.282**– solicitud de patente de invención a favor de **INTEVEP, S.A.** Título: **MÉTODO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS QUE SE USAN PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS O EXTRA PESADOS CON ALTO CONTENIDO DE ASFALTENOS.**

RESPUESTA A EXAMEN DE FONDO

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO, portador de la tarjeta profesional No. 57.492 del C.S.J., obrando como apoderado de la sociedad solicitante me permito dar respuesta al Oficio No. 13106 relacionado con la patentabilidad de la presente invención y notificado por fijación en lista el 10 de Noviembre de 2015.

De manera atenta nos permitimos remitir a su Despacho una nueva versión del pliego reivindicatorio que consta de veinticinco (25) reivindicaciones, las cuales se mantienen plenamente sustentadas en el capítulo descriptivo y no exceden de ninguna manera el alcance de la invención previamente reclamada.

Con respecto a dicho nuevo pliego reivindicatorio, solicitamos sean tenidas en cuenta las siguientes modificaciones llevadas a cabo con la intención de solucionar todas y cada una de las objeciones manifestadas por el señor Examinador en su contra:

- El alcance de la nueva reivindicación 1 fue restringido mediante la inclusión de la materia descrita en las antiguas reivindicaciones 5, 6 y 7, definiendo con más detalle cada uno de los componentes de la mezcla necesaria para la ejecución de la presente invención.
- De la mano con lo anterior, se incluyeron nuevas reivindicaciones 5 a 10 dirigidas a modalidades puntuales de la presente invención, determinadas por la selección de los tensoactivos, co-tensoactivos y fluidos portadores mencionados en los párrafos [0025] a [0028] del capítulo descriptivo de la presente solicitud.
- La expresión “*tiempo suficiente*” fue reemplazada por la frase “***un periodo de tiempo suficiente de al menos dos horas***”, indicando de este modo un valor puntual al tiempo en que debe mantenerse la mezcla en la tubería de acuerdo con lo presentado en la descripción (párrafo [0030]).
- La expresión “*sustancialmente*” fue excluida por completo de esta nueva divulgación.

Teniendo en cuenta lo anterior, afirmamos que el sentido y alcance de las expresiones “*tensoactivo*”, “*co-tensoactivo*”, “*fluido portador*”, “*tiempo suficiente*”, “*tensoactivos aniónicos*”, “*tensoactivos catiónicos*”, “*tensoactivos no-iónicos*”, “*tensoactivos anfotéricos*”, “*solventes orgánicos*”, “*hidrocarburos ligeros*”, “*diluyentes*”, “*petróleo crudo ligero*” y “*crudo pesado y extrapesado*” ha sido pertinentemente aclarado y que por tanto no hay lugar a atribuirle falta de claridad a las mismas.

Adicionalmente, es nuestra intención aclarar que contrario a las apreciaciones del señor Examinador, la expresión “*iguales cantidades*” incluida en la frase “*en donde la mezcla contiene iguales cantidades por volumen de tensoactivo y co-tensoactivo*” transmite claramente el concepto técnico inventivo indicando que los contenidos volumétricos de tensoactivo y co-tensoactivo deben ser **equivalentes**.

De este modo, afirmamos que dicha expresión “*iguales cantidades*” no perjudica de ninguna manera la comprensión del objeto y alcance de la presente invención, y con base en esto solicitamos de manera atenta sea retirada la respectiva objeción.

Similar es el caso de la expresión “*caída de presión predeterminada*”, la cual hace alusión a un **cambio de presiones** ocasionado justamente por el perfil de flujo de los hidrocarburos a través de la tubería, lo cual es perfectamente comprensible dado el contexto de la nueva reivindicación 22 que reproducimos a continuación:

“El método de la reivindicación 1, que comprende las etapas de, después de la etapa de mantenimiento, hacer fluir los hidrocarburos a través de la tubería mientras se monitorea la caída de presión en la tubería hasta que una caída de presión predeterminada se alcanza, y luego repetir las etapas de transporte y mantenimiento.”

Adaptado del nuevo pliego reivindicatorio, reivindicación 22

De acuerdo con esta reivindicación, el método de la presente invención comprende una etapa en donde se hacen fluir los hidrocarburos a través de la tubería hasta que se detecte una caída de presión, hecho que determina la **repetición de las etapas de transporte y mantenimiento**.

En este sentido, nos permitimos señalar que como bien comprenderá el versado en la materia, la película de agua que surge como consecuencia de la ejecución del método reivindicado **no es permanente** puesto que el flujo continuo de los hidrocarburos tiende a reducirla gradualmente hasta su eliminación.

Luego entonces, la remoción de la película de agua causa una **caída de presión** relacionada de manera específica con el aumento de flujo de hidrocarburos al interior de la tubería, determinando este hecho el punto en el cual se hace necesario repetir las **etapas de transporte y mantenimiento** enfocadas en dar lugar a una nueva película de agua.

A raíz de dicha situación, es evidente que la expresión objetada permite comprender una **limitación técnica** de la invención necesaria para su correcta ejecución, razón por la que la misma constituye una característica técnica esencial del método reivindicado y no la supuesta falta de claridad que objeta el señor Examinador.

Asimismo, llamamos la atención sobre el hecho de que si bien las expresiones *"para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo"* y *"para formar una mezcla homogénea, sustancialmente estable"* hacen referencia a **funcionalidades** de la invención, la importancia de las mismas radica en que tales funcionalidades determinan aspectos técnicos que no pueden ser ignorados y que por tanto, deberían ser tenidos en cuenta a lo largo del estudio de patentabilidad.

En otras palabras, afirmamos que no basta con definir el método de la presente invención únicamente en función de sus respectivas etapas y condiciones técnicas, sino que se hace necesario proporcionar más información respecto a las funcionalidades objetadas, las cuales adquieren un rol muy importante al momento de (i) comprender el alcance de la invención y (ii) compararla frente al estado de la técnica.

Dicho esto, solicitamos de manera respetuosa sean retiradas las objeciones relacionadas con las expresiones y características técnicas funcionales comentadas anteriormente y que de manera consecuente, estas sean debidamente consideradas a lo largo del examen de patentabilidad que prosigue.

Considerando lo anterior, concluimos también que la totalidad de la materia reivindicada resulta suficiente para que la persona normalmente versada en la materia sea capaz de comprender el objeto y alcance de la presente invención, aun en ausencia de condiciones técnicas que complementen la información proporcionada por las actuales reivindicaciones, más particularmente la secuencia de etapas y los materiales necesarios para la ejecución de las mismas.

En este sentido, encontramos que el señor Examinador cuestiona la pertinencia de la materia reivindicada afirmando que no es claro si la invención se trata de un método o de una composición, dada la información descrita a lo largo de las reivindicaciones estudiadas en su momento.

Frente a esto, es preciso aclarar que como bien indica el encabezado de cada una de las reivindicaciones aquí presentadas, la presente invención corresponde a un **método** definido en términos de:

- (a) una **secuencia de etapas** concreta (preparar una mezcla, transportar la mezcla, mantener la mezcla en la tubería...);
- (b) **condiciones técnicas** que acompañan dicha secuencia de etapas (periodo de tiempo durante el cual se debe mantener la mezcla en la tubería);
- (c) **limitaciones y restricciones técnicas** necesarias para la correcta ejecución de la presente invención (funcionalidades que determinan el alcance de las respectivas etapas y materiales y componentes particulares).

Es así como el conjunto de dicha información (a), (b) y (c) permite (i) definir la presente invención, (ii) conocer la solución al problema técnico que esta proporciona, y (iii) diferenciarla del arte previo reconociendo su novedad y nivel inventivo, demostrando entonces que no existe ninguna falta de claridad en la materia reivindicada.

En conexión con lo anterior, consideramos pertinente señalar que si bien los **materiales y componentes particulares** indicados en la nueva reivindicación 1 no definen de manera estricta el método de la invención sino la **mezcla** que es transformada a través del mismo, tal información resulta indispensable para comprender de manera apropiada el objeto y alcance de esta divulgación y por tanto, debe ser vista como características técnicas esenciales de la misma.

Más específicamente, es de notar que cada una de las etapas técnicas reivindicadas establece la preparación y transformación de una mezcla de atributos específicos, gracias a lo cual se logra alcanzar un efecto técnico determinado entendido como alterar las condiciones de flujo en una tubería.

Por tanto, existe una relación directa y fundamental entre (a) la secuencia de etapas del método y (c) las **características de la mezcla**, es decir, cada uno de sus componentes: tensoactivo, co-tensoactivo y fluido portador, la cual no puede ser ignorada pues en ella radica el aporte técnico proporcionado por la invención.

Debido a esto, afirmamos que la caracterización de la presente invención no estaría completa –ni permitiría una entera comprensión de su objeto– si las actuales reivindicaciones no indicaran con precisión los componentes y materiales relacionados con el **tensoactivo, co-tensoactivo y fluido portador** de la mezcla, materia que insistimos resulta indispensable para su ejecución.

Con base en lo anterior, solicitamos sea reconocido que la caracterización de la presente invención requiere de manera necesaria e indispensable de cada uno de los elementos (a), (b) y (c), y que la misma no podría establecerse únicamente a partir de las secuencias de etapas y pasos, razón por la que concluimos que la materia reivindicada es completamente pertinente.

Dejando de lado el estudio del pliego reivindicatorio, y teniendo en cuenta que las unidades de longitud, presión y temperatura expuestas a lo largo del capítulo descriptivo no cumplen con las disposiciones de su Despacho, adjuntamos al presente memorial una nueva versión de dicho documento en donde se han llevado a cabo los ajustes requeridos.

Sin embargo, nos permitimos señalar que la descripción objetada expone con claridad el **aporte técnico** relacionado con la presente invención, tal y como se aprecia en el siguiente fragmento:

“Como una respuesta a los problemas de arriba, especialmente a las condiciones de mojabilidad al petróleo que pueden ocurrir en los oleoductos usados para transportar petróleos crudos pesados y extra pesados y/o hidrocarburos que tengan más de aproximadamente 1% en peso de asfaltenos, la presente invención suministra una formulación de fluido y un método para usar la formulación para mejorar las condiciones de flujo a través de dichas tuberías. El resultado se refleja mediante una mejor tasa de flujo en la tubería y una menor caída de presión a través de la misma.”

Adaptado del capítulo descriptivo de la presente solicitud, párrafo [0009]

Así pues, solicitamos también sean retiradas las objeciones que cuestionan la validez del capítulo descriptivo en mención, documento que reiteramos constituye una divulgación suficiente y adecuada de la presente invención.

Nivel inventivo

Partiendo de las enseñanzas de los documentos D1 (*"Micellar systems aid in pipelining viscous fluids"*, US 3,892,252) y D2 (*"Oil recovery process utilizing miniature slug of oil-external micellar dispersion"*, US 3,467,188) pertenecientes al estado de la técnica, afirma el señor Examinador que el objeto de la presente invención podría haber sido alcanzado de manera obvia por parte de un versado en la materia.

Antes de abordar la defensa del nivel inventivo de esta divulgación, y para contextualizar tal argumentación, presentamos a continuación la nueva reivindicación 1, cuyo alcance fue modificado de la manera expuesta anteriormente en este mismo memorial:

"Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería, que comprende las etapas de

preparar una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador;

transportar la mezcla a una tubería que tenga superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y

mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo;

en donde el tensoactivo se selecciona de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no-iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinación de los mismos;

en donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol que se selecciona de un grupo que consiste de metano, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y una combinación de los mismos."

Adaptado del nuevo pliego reivindicatorio, reivindicación 1

De acuerdo con este nuevo alcance, afirmamos que ninguno de los documentos D1 o D2 proporciona información relacionada con (a) la **secuencia de etapas** que da lugar a la presente invención, (b) las **condiciones técnicas** relativas a la ejecución de las mismas y (c) los respectivos **componentes de la mezcla** reivindicada; razón por la que la objeción del señor Examinador carece completamente de fundamentos.

Comparando entonces cada una de las características técnicas esenciales (a), (b) y (c) de la presente invención, encontramos que documento D1 falla completamente en sugerir la necesidad de incluir una etapa en donde **la mezcla deba mantenerse en la tubería durante 2 horas** para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las mismas.

Más aún, consideramos que el documento D1 ignora el hecho de que el flujo de la mezcla deba ser interrumpido en algún momento tal que se pueda dar lugar a la formación de dicha película de agua, la cual resulta absolutamente esencial en el contexto de la presente invención para lograr el objetivo técnico planteado.

En vista de esto, es evidente que dicha referencia resulta ajena a los conceptos y preceptos técnicos que permiten la realización de la presente invención y en torno a los cuales gira el **aporte técnico** de la misma, fallando en todo caso en sugerir o motivar de alguna manera su desarrollo.

Teniendo en cuenta lo anterior, afirmamos que si el versado en la materia acudiera al documento D1 y tomara sus enseñanzas como punto de partida, este fallaría en incluir una etapa en donde el flujo de la mezcla deba ser interrumpido y por tanto, **la mezcla se mantenga en la tubería durante un periodo de tiempo de 2 horas**; razón por la que concluimos que dicha referencia no constituye soporte documental suficiente a la objeción del señor Examinador.

De la mano con esto, vale la pena destacar que el documento D1 ignora también la **composición específica** de la mezcla necesaria para la ejecución de la presente invención, limitándose únicamente a describir el uso de un sistema micelar que comprende tensoactivo, hidrocarburos y agua.

En contraste con tal información, reiteramos que la mezcla del método reivindicado se compone de los siguientes componentes esenciales, gracias a los cuales es posible alcanzar la solución técnica que ofrece la presente invención:

- **Tensoactivo** seleccionado de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no-iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinación de los mismos;
- **Co-tensoactivo de alcohol** seleccionado de un grupo que consiste de metano, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y una combinación de los mismos; y
- **Fluido portador.**

Ya que además de desconocer la **secuencia de etapas técnicas** que caracterizan a la presente invención, el documento D1 ignora también la composición particular de la mezcla relacionada con el método de la reivindicación 1, concluimos que dicha referencia no perjudica de ningún modo la patentabilidad de la invención aquí divulgada.

Ahora bien, centrándonos en el segundo documento citado por el señor Examinador, encontramos que el mismo no soluciona ni complementa de ninguna manera las falencias del ya analizado documento D1 y que por tal motivo, falla también en perjudicar el nivel inventivo de la presente invención.

Concretamente, encontramos que el documento D2 tampoco hace referencia a una etapa en donde **la mezcla deba mantenerse en la tubería durante 2 horas** para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las mismas, razón por la que la combinación de dichas dos anterioridades no aproximaría de manera clara al versado en la materia al objeto aquí reivindicado.

Por esta razón, afirmamos que el documento D2 no soluciona las falencias del estado de la técnica más cercano a la invención y que contrario a las afirmaciones del señor Examinador, el conjunto de dichas anterioridades no constituye una aproximación factible a la invención caracterizada en la nueva reivindicación 1.

De hecho, consideramos que en lugar de sugerir o motivar el desarrollo de la presente invención, el documento D2 **alejaría** al versado en la materia pues este se rige por preceptos y conceptos técnicos completamente diferentes a los que dan origen a esta divulgación, sugiriendo entonces **estrategias distintas** a las aquí reivindicadas.

En este sentido, es nuestra intención manifestar que el documento D2 da a conocer un método mediante el cual es posible **eliminar los hidrocarburos presentes en los poros de arena adyacentes al pozo de perforación** (Documento D2, Resumen de la divulgación) resolviendo problemas relacionados en particular con tal objeto.

A partir de esto, es evidente que el **campo técnico** de dicha anterioridad **diste** considerablemente del campo técnico que atañe a la presente invención, el cual se enfoca que modificar las características de flujo de los hidrocarburos durante los procesos de extracción y no en la limpieza o adecuación de la periferia del pozo de perforación, objetivo principal del citado documento D2.

Así las cosas, consideramos que no hay ninguna razón por la que el versado en la materia hubiera podido verse motivado a consultar dicho documento D2 con la expectativa de obtener información de utilidad para el desarrollo de la presente invención, ya que este se relaciona con un campo técnico completamente diferente y en todo caso ajeno a los desarrollos de la presente invención.

En virtud de lo anterior, solicitamos sea reconocido que las enseñanzas del documento D2 resultan completamente **irrelevantes** en relación con el objeto y alcance de la presente invención, y que por tanto las comparaciones realizadas por el señor Examinador a lo largo de su examen técnico no son válidas.

Inclusive, es de notar que la combinación de los documentos D1 y D2 también resulta poco probable pues no existe ningún **vínculo técnico** entre los desarrollos de una y otra anterioridad, hecho que pone en evidencia una vez más la falta de fundamentos que rodea la objeción manifestada en el Oficio técnico.

Así las cosas, concluimos que no existe ninguna razón por la cual el versado en la materia hubiera optado por combinar o modificar las enseñanzas proporcionadas por dichos documentos D1 y D2, considerando que tales anterioridades no se relacionan en lo más mínimo y, de cualquier modo, carecen de instrucciones o información que sustenten tal posibilidad.

Asimismo, es evidente que la invención aquí descrita enfrenta un objeción derivada de un análisis en retrospectiva que estudia de manera superficial las divulgaciones del estado de la técnica y presume sin ningún fundamento concreto que la misma podría haber sido derivada de manera obvia, cuando en realidad ninguno de los documentos D1 o D2 anticipa o sugiere la selección y combinación de cada uno de los elementos característicos del método reivindicado, y mucho menos se relaciona con el campo técnico al cual pertenece esta divulgación.

De esta manera, concluimos que el examen conducido por el señor Examinador se encuentra guiado por un enfoque altamente subjetivo según el cual el simple hecho de identificar, de manera aislada e inconexa, los diferentes atributos que definen el método de la presente invención en dos documentos del estado de la técnica sirve como punto de partida para asumir que este carece de nivel inventivo.

Teniendo en cuenta que ninguna de las referencias citadas, documentos D1 y D2, brindan instrucciones concretas respecto a **cómo** conseguiría el versado en la materia desarrollar una invención como la reivindicada sin la necesidad de aplicar su capacidad inventiva, ni se relacionan a nivel técnico con el desarrollo aquí descrito, solicitamos respetuosamente sea retirada la respectiva objeción.

Considerando entonces el conjunto de modificaciones y argumentos presentados a lo largo de este memorial, concluimos que el nivel inventivo de la presente invención se mantiene vigente a pesar de las objeciones y comentarios expresados en el Oficio técnico, las cuales hemos solucionado y aclarado de manera pertinente.

ST
12

En vista de lo anteriormente expuesto, respetuosamente solicitamos el retiro de las objeciones de la presente solicitud, ya que en opinión del solicitante cumple con todos los requisitos establecidos en la Decisión 486.

Atentamente,



JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

T.P. No. 57.492 del C.S.J.

C.C. 80.410.337 de Usaquén

Calle 70 A No. 4 - 41

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



RECIBO DE CAJA

No. 16 - 000670

Bogotá D.C., Enero 05 de 2016 - 17:07:55

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
RECIBO DE CA	SIC ** RECIBO **	999999999	344	05/01/2016	79.138.500.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
15 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	40.000.00	600.000.00
			\$600.000.00

SON: **SEISCIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187282- -00014-0000

Fecha 2016-03-15 16:11:45 Dep 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 43

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C. - Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Enero 5 de 2016 - 17:08:14

REIVINDICACIONES

1. Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería, que comprende las etapas de
 - preparar una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador;
 - transportar la mezcla a una tubería que tenga superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y
 - mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo;
 - en donde el tensoactivo se selecciona de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no-iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinación de los mismos;
 - en donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol que se selecciona de un grupo que consiste de metano, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y una combinación de los mismos.
2. El método de la reivindicación 1, donde la tubería es un oleoducto para transportar hidrocarburos que comprende petróleo crudo pesado y extra pesado.
3. El método de la reivindicación 2, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 16.
4. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 12.
5. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilato.

15

6. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo no-iónico se selecciona de un grupo que consiste de octilfenol que tiene 9-16 EO, etoxilato nonilfenol con un número EO de 4 a 80, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán y alcoholes grasos polietoxilados con número EO de 4 a 80.
7. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo iónico se selecciona de un grupo que consiste de sulfatos n-alkil de K o Na, n-alkil trimetil cloruro de amonio y combinaciones de los mismos, y sulfonatos de petróleo.
8. El método de la reivindicación 1, en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
9. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador se selecciona de un grupo que consiste de solventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, petróleo ligero, producto de petróleo ligero de refinería, gasóleo, diesel, agua y combinación de los mismos.
10. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un fluido de petróleo.
11. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador se selecciona de un grupo que consiste de solventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, y una combinación de éstos, y agua.
12. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un petróleo crudo ligero con una gravedad API de entre 20 a 25.
13. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 a 8 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
14. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene las mismas cantidades por volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.

15. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 0.1 y 5% en peso.
16. El método de la reivindicación 13, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración entre 1 a 4% en peso.
17. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es nonilfenol etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
18. El método de la reivindicación 17, en donde la mezcla contiene iguales cantidades por volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.
19. El método de la reivindicación 17, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 0.1 y 5% en peso.
20. El método de la reivindicación 17, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo en una concentración de entre 1 y 4% en peso.
21. El método de la reivindicación 1, que comprende además las etapas de recuperación de la mezcla para el tratamiento de tuberías adicionales.
22. El método de la reivindicación 1, que comprende las etapas de, después de la etapa de mantenimiento, hacer fluir los hidrocarburos a través de la tubería mientras se monitorea la caída de presión en la tubería hasta que una caída de presión predeterminada se alcanza, y luego repetir las etapas de transporte y mantenimiento.
23. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa de preparación comprende mezclar el tensoactivo y el co-tensoactivo para formar una mezcla homogénea, estable, y luego mezclar la mezcla homogénea con el fluido portador.
24. Un oleoducto para transportar hidrocarburos pesados, en donde el hidrocarburo está adherido a una superficie interior de dicho oleoducto, y en

donde una película de agua se forma sobre la superficie interior del oleoducto y sobre el hidrocarburo.

25. El oleoducto de la reivindicación 24, en donde la película de agua se adhiere sobre la superficie interior y sobre el hidrocarburo.

MÉTODO PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS QUE SE
USAN PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS O EXTRA PESADOS CON ALTO
CONTENIDO DE ASFALTENOS

5 **REFERENCIA CRUZADA A LA SOLICITUD RELACIONADA**

[0001] Esta solicitud es una continuación en parte de la
solicitud de patente de los Estados Unidos con Número de Serie
12/973,022 que se archivó en diciembre 20, 2010. Esta solicitud
también reivindica el beneficio de la solicitud provisional
10 61/549,534 que se archivó en octubre 20, 2011.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

[0002] La invención se relaciona con una formulación y un
método para usar el mismo para mejorar las condiciones de flujo de
15 ciertas tuberías u oleoductos.

[0003] Es claramente deseable mejorar la productividad de los
pozos de petróleo crudo pesado y extra pesado tales como aquellos
hallados en la Franja petrolera del Río Orinoco en Venezuela.
20 Algunos de los más grandes yacimientos de petróleo crudo pesado y
extra pesado en el mundo están en Venezuela y contienen petróleo
que tiene una gravedad API dentro de un rango de 6 a 16.
Infortunadamente, la tasa de producción de gran parte de este
petróleo es inaceptable. Además, el transporte de este petróleo
25 puede ser problemático.

[0004] Es una gran preocupación en la explotación de los
yacimientos de petróleo crudo pesado y extra pesado incrementar la
productividad durante la duración en servicio de los pozos. Con
30 estos pozos, los esquemas primarios de producción en frío son
abandonados rápidamente a favor de métodos térmicos para mejorar

la fluidez del pozo mediante la reducción de la viscosidad del petróleo en los yacimientos. Estos procesos son costosos y además todavía producen una baja salida en términos de la recolección final. Además, también tienen serios problemas de producción de gases sulfurosos tales como H_2S y CO_2 que son muy costosos de direccionar. Tales métodos de recuperación térmica típicamente producen una recuperación final de petróleo menor al 35-40%.

[0005] Las areniscas venezolanas de petróleo crudo pesado y extra pesado en la Franja petrolera del Río Orinoco son unos yacimientos excepcionales. 60% de los yacimientos de este tipo tiene un valor KH/U entre 40 y cercano a 1.000 en muchos casos. A diferencia de otros yacimientos, sin embargo, el petróleo en los yacimientos de petróleo crudo pesado y extra pesado de Venezuela es fluido en las condiciones del yacimiento.

[0006] Aún estos pozos, sin embargo, tienen una recuperación final por producción en frío que es muy baja y quizá en la mayoría de los casos inferior a tres (3) por ciento del petróleo original en el lugar. Las condiciones para el flujo de petróleo en estos yacimientos, con aún excelentes propiedades petrofísicas, son muy desfavorables para el flujo de petróleo. Los componentes del petróleo crudo pesado y extra pesado, particularmente en asfaltenos en su forma natural en el petróleo nativo, son capaces mediante interacciones naturales de fluido-roca de generar una condición de mojabilidad al petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la arenisca. Estos producen las condiciones más adversas para el flujo de petróleo en un medio poroso. Esta es una condición natural de mojabilidad al petróleo del medio del yacimiento, que es una condición completamente diferente si se compara con el daño de formación en el pozo como

20

resultado de la perforación o de las actividades de producción, que también pueden suceder en el yacimiento.

[0007] Para el transporte de este petróleo, los oleoductos que se han usado para el transporte de crudos pesados o extra pesados, particularmente aquellos con un alto contenido de asfalteno, pueden tener problemas con los asfaltenos que se depositan en las superficies interiores de flujo de la tubería, y esto puede interferir significativamente con la eficiencia de flujo de hidrocarburos a través de tales tuberías.

[0008] La necesidad existe para mejorar las tasas de flujo a través de tales tuberías, en particular aquellas que tienen asfaltenos y otros hidrocarburos depositados sobre las superficies interiores de flujo, que llevan a unos ambientes de flujo de mojabilidad al petróleo.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0009] Como una respuesta a los problemas de arriba, especialmente a las condiciones de mojabilidad al petróleo que pueden ocurrir en los oleoductos usados para transportar petróleos crudos pesados y extra pesados y/o hidrocarburos que tengan más de aproximadamente 1% en peso de asfaltenos, la presente invención suministra una formulación de fluido y un método para usar la formulación para mejorar las condiciones de flujo a través de dichas tuberías. El resultado se refleja mediante una mejor tasa de flujo en la tubería y una menor caída de presión a través de la misma.

[0010] De acuerdo con la presente invención, se suministra por lo tanto un método para alterar las condiciones de flujo en una

19
21

tubería, donde dicho método comprende los pasos de; preparar la mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador; transportar la mezcla a una tubería que tenga una superficies internas de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies internas de flujo; y mantener la mezcla en la tubería por un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo.

10 **BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS**

[0011] Sigue una descripción detallada de las modalidades preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos, en donde:

15 [0012] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie tratada de acuerdo con la invención;

[0013] La Figura 2 ilustra tasas de flujo típicas y preferidas de un pozo que produce hidrocarburos;

20 [0014] Las Figuras 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de prueba que tiene mojabilidad al petróleo en la Figura 3, y que ha sido tratado de acuerdo con la presente invención en la Figura 4.

25 [0015] La Figura 5 muestra que la placa de prueba está todavía con mojabilidad al petróleo aún después de la limpieza del solvente;

30 [0016] La Figura 6 ilustra los resultados de los usos de la presente invención en la forma de una caída de presión en un medio

poroso antes y después de varios tratamientos de acuerdo con la presente invención;

[0017] La Figura 7 ilustra además la caída de presión en un sistema de prueba que sigue a tratamientos iniciales y subsecuentes de acuerdo con la presente invención;

[0018] La Figura 8 ilustra los resultados de una prueba de regreso de permeabilidad para cada ciclo del Ejemplo 4;

10

[0019] Las Figuras 9 y 10 ilustran el comportamiento de K_o y K_w contra saturación de agua, y la proporción, para dos fluidos probados del Ejemplo 4.

15 DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0020] La invención se relaciona con una formulación o fluido de estimulación que tiene una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo y un método para usar el mismo para tratar tuberías y oleoductos con superficies interiores de flujo con mojabilidad al petróleo y por lo tanto mejorar el flujo de hidrocarburos a través del mismo. Este método se usa de manera ventajosa para alterar las condiciones de flujo en una tubería.

[0021] Como se mencionó arriba, muchos depósitos de hidrocarburos significativos en el mundo contienen grandes cantidades de hidrocarburos bajo condiciones donde es muy difícil producirlos. Un ejemplo es el asfalteno que tienen los depósitos de hidrocarburos en la Franja petrolera del Río Orinoco en Venezuela. En estas formaciones, que tienen típicamente altas y bajas presiones en el rango de los 2068,4-10342,1 kPa (300-1.500 psi), las fracciones de hidrocarburos pesados contenidos en la

formulación, especialmente asfaltenos, tienden a adherirse a la superficie porosa de los hidrocarburos y por lo tanto crear un ambiente de mojabilidad al petróleo en el yacimiento. Como se detalló arriba, este ambiente de flujo de mojabilidad al petróleo no es siempre favorable a la producción de estos hidrocarburos de la formación. Además, como se demostrará abajo, este asfalteno no es fácil de remover porque una porción del hidrocarburo se absorbe dentro de la superficie de roca haciendo las superficies aún limpias de mojabilidad al petróleo y, por lo tanto, desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo.

[0022] El transporte de petróleos crudos pesados y extra pesados producido de tales formaciones pueden crear problemas similares en las tuberías u oleoductos a través de los cuales los hidrocarburos se transportan. Específicamente, los hidrocarburos tales como asfaltenos y los depósitos similares sobre las superficies interiores de flujo de las tuberías u oleoductos y esto crea una condición de mojabilidad al petróleo, así como también una obstrucción parcial del flujo de las tuberías u oleoductos. La mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo, como se discute aquí, puede usarse ventajosamente para tratar hidrocarburos que tienen formaciones con las que los hidrocarburos son producidos, y también las tuberías y oleoductos a través de los cuales los hidrocarburos se transportan. Como se discute aquí, la mezcla de tensoactivo y co-tensoactivo puede usarse para tratar las superficies de flujo interior de las tuberías y oleoductos de acuerdo con la presente invención.

[0023] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivos y co-tensoactivos se usa para formar una película de agua sobre los asfaltenos y otras sustancias depositadas sobre la

24

superficies interiores de flujo de las tuberías u oleoductos a ser tratados para así suministrar una superficie con mojabilidad al agua entre las superficies de flujo y los hidrocarburos que van a ser pasados a través de la tubería u oleoducto. Esta película de
5 agua incrementa el flujo de hidrocarburos, y así mejora el transporte eficiente de hidrocarburos. Sobre un periodo de tiempo, la película de agua eventualmente se remueve mediante fluidos que fluyen sobre la película, en tal punto la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede
10 introducirse dentro de la tubería o el oleoducto para depositar de nuevo una película de agua para usar en el próximo periodo de transporte de hidrocarburos.

[0024] De acuerdo con la invención, la mezcla de
15 tensoactivos/co-tensoactivos contiene preferiblemente tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador, cada uno de los cuales tienen los siguientes constituyentes preferidos.

[0025] El tensoactivo se selecciona preferiblemente de un grupo
20 que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinaciones de éstos. El tensoactivo es además preferiblemente un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilato.

25 [0026] Tensoactivos no iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a octilfenol que tiene 9-16 EO, etoxilato nonilfenol con un número EO de 4 a 80, preferiblemente 4 a 60 y más preferiblemente 25-35, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9-20 EO, n-hexadecanol de 9-20 EO, laurato de sorbitán y alcoholes
30 grasos polietoxilados con número EO de 4 a 80, preferiblemente de 4 a 60 y más preferiblemente 20-35. Tensoactivos iónicos adecuados

pueden incluir pero no limitarse a sulfatos n-alquil de K o Na, n-alquil trimetil cloruro de amonio y combinaciones de éstos, y sulfonatos de petróleo.

- 5 [0027] El co-tensoactivo es preferiblemente un co-tensoactivo de alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1-C6), y más preferiblemente seleccionados de un grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y combinaciones de éstos. El co-tensoactivo más preferido es metanol y/o etanol.

10

- [0028] El fluido portador puede seleccionarse de un grupo que consiste de solventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, petróleo ligero, producto de petróleo ligero de refinería, gasóleo, diesel, agua y combinación
15 de éstos. El fluido portador más preferido es un fluido de petróleo. Un ejemplo es petróleo crudo ligero compatible con una gravedad API entre 20 y 45 API, preferiblemente entre 20 y 25 API. Además, algunas mezclas de petróleo crudo compatible con los fluidos de formación y/o nafta pueden usarse para reducir la
20 viscosidad del flujo de fluido de petróleo pesado o extra pesado para el transporte en las instalaciones de la superficie.

- [0029] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo se prepara preferiblemente teniendo sustancialmente iguales cantidades por
25 volumen del tensoactivo y co-tensoactivo, y la mezcla total con el fluido portador preferiblemente que contenga cada uno de los tensoactivos y co-tensoactivos en una cantidad de entre 0,1 y 5% por volumen, más preferiblemente entre 1% y 4% por volumen.

- 30 [0030] La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede usarse para el tratamiento de pozos y tuberías u

oleoductos como se discutió arriba. Cuando se usa para tratar tubería, un volumen suficiente de la mezcla se prepara, y esta mezcla es bombeada en la tubería para tratarse y mantenerse dentro de esta tubería por un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre una superficie interior de la tubería. Esto puede estar preferiblemente por un periodo de tiempo de al menos 2 horas. Después de tal periodo de tiempo, la mezcla puede bombearse de la tubería y preferiblemente recuperada de la tubería para uso en tuberías de tratamiento adicionales y similares. Una vez la mezcla se remueve, la tubería u oleoducto puede colocarse de nuevo en servicio para uso en el transporte de varios hidrocarburos tales como crudos pesados y extra pesados, y la película de agua depositada sobre la superficie interior de la tubería y también sobre los hidrocarburos adheridos sobre la superficie interior de la tubería crea una condición de flujo mejorada en la tubería para transportar crudos pesados y extra pesados.

[0031] Durante la operación normal de la tubería para transportar tales hidrocarburos, la caída de presión en la tubería puede monitorearse, y cuando se ha alcanzado una caída de presión suficiente para que este tratamiento adicional sea justificado, el oleoducto puede tratarse de nuevo con una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo como se discutió arriba de acuerdo con la presente invención.

[0032] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo puede prepararse mediante la mezcla de los constituyentes mencionados arriba en la superficie y luego transportando, por ejemplo mediante bombeo, la mezcla o fluido de

estimulación resultantes dentro de una tubería u oleoducto para ser tratados.

[0033] Una vez se bombee el suficiente volumen de fluido dentro de la tubería u oleoducto, este volumen se mantiene entonces en el lugar por un tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre las superficies de flujo de la tubería u oleoducto y también sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies. Esto suministra ventajosamente un ambiente de flujo con 5 mojabilidad al agua que es ventajoso para el flujo de hidrocarburo, y por lo tanto produce un ambiente de flujo que es más conductivo para el flujo de petróleo que el ambiente de flujo con mojabilidad al petróleo que puede estar presente en la tubería u oleoducto después de usar hidrocarburos de transporte donde los 10 hidrocarburos pesados, y especialmente los asfaltenos, pueden llegar a adherirse a las superficies de flujo. Como se indicó arriba, una cantidad ajustable de tiempo para mantener el fluido en la tubería u oleoducto variará con diferentes condiciones, pero será típicamente de al menos 2 horas o más dependiendo de los 15 factores económicos de tener una tubería u oleoducto fuera de servicio.

[0034] La tubería u oleoductos típicos que pueden usarse para la presente invención pueden ser tuberías u oleoductos en donde la 25 formación de una película de agua sobre las superficies de flujo puedan ser beneficioso. Una aplicación deseable de la presente invención es en tuberías usadas para transportar hidrocarburos con una gravedad API de entre 6 a 16, y más preferiblemente que tenga una gravedad API de entre 6 y 12. Estos hidrocarburos pesados y 30 extra pesados contienen asfaltenos como se discutió arriba, y

estos son candidatos ideales para el tratamiento de acuerdo a la presente invención para mejorar las condiciones de flujo.

[0035] La Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie de un hidrocarburo que contiene una formación que puede tratarse con la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención. Como se ve en la Figura 1, en este ambiente, la superficie mineral 10 que define el espacio de poro de la formación tiene sitios de roca mineral activos 12 a lo largo de la superficie 10, y estos sitios de roca mineral activos 12 interactúan con los hidrocarburos bajo la presión típica en la formación de tal forma que los hidrocarburos absorbidos químicamente 14 están cercanos a adherirse a la superficie 10, particularmente a los sitios de roca mineral activos 12.

15

[0036] Una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo puede introducirse a la formación y mantenerse allí en la presencia de agua de tal modo que se forme una película de agua sobre los hidrocarburos absorbidos 14 tal como en el pozos como en los sitios de roca mineral activos 12 de la superficie mineral 10. La Figura 1 muestra la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo absorbida en la forma de una película de agua 16 que es ilustrada esquemáticamente como una doble capa que representa la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo. Esto produce una condición de mojabilidad al agua en la superficie, que mejora el flujo de hidrocarburo a través de las áreas de flujo y el espacio poroso definido por tal superficie tratada. Pueden ocurrir condiciones de flujo similares en las tuberías u oleoductos usados para transportar hidrocarburos pesados, y en esos casos los hidrocarburos absorbidos 14 pueden depositarse sobre las superficies interiores de flujo de la tubería u oleoducto.

30

[0037] La caída de presión en un oleoducto es una buena medida de la fluidez en el oleoducto. Cuando la caída de presión es relativamente pequeña, esto indica buenas propiedades de flujo en el oleoducto. Mientras se transportan fluidos a través de un oleoducto que se han tratado de acuerdo con la invención, es deseable monitorear la caída de presión y después de una cierta cantidad de uso de un oleoducto, la caída de presión comienza a incrementarse. Este incremento indica que la película de agua se ha desgastado o removido debido a la relativamente alta velocidad de flujo de los fluidos que pasan sobre la película. Mientras esta corriente de fluidos fluye, la película de agua va disminuyendo con el tiempo por desorción del tensoactivo y co-tensoactivo de la superficie de flujo y el hidrocarburo absorbido. En esta etapa, de acuerdo con la invención, la tubería u oleoducto puede tratarse de nuevo con la misma o una similar formulación, y este proceso puede repetirse tantas veces como se desee para mantener el flujo eficiente en la tubería u oleoducto. La presente invención reduce el tiempo y la necesidad de costosos procesos que pueden de otra manera ser necesitados en la tubería u oleoducto.

[0038] La Figura 2 ilustra las típicas y deseables tasas de flujo de petróleo promedio desde un pozo de producción de hidrocarburos. Los inicios y paradas mostrados en el flujo actual muestran una tendencia (línea A) que no es deseable, mientras que un comportamiento de presión preferido se muestra en la línea B. La diferencia de área entre las líneas A y la línea B es una indicación de mayor recuperación de petróleo del mismo pozo en la misma área drenada del pozo. La mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede usarse para producir fluidos de un pozo a un comportamiento de presión más cercano a la

línea B como sea deseado. En adición, pueden ocurrir las mismas condiciones de fluido y de mojabilidad al petróleo en las tuberías u oleoductos. Los siguientes ejemplos tratan con una formación que contiene hidrocarburo, pero los principios ilustrados pueden aplicarse igualmente a ambientes de tuberías u oleoductos de la presente invención.

[0039] El siguiente ejemplo además ilustra la invención y los resultados que se obtuvieron usando la misma.

10

EJEMPLO 1

[0040] Se recolectó petróleo crudo y agua de diferentes pozos en áreas diferentes de los campos de la Franja petrolera del Río Orinoco. El petróleo y el agua se colocaron en recipientes de vidrio cerrados a diferentes saturaciones de petróleo y agua, a condiciones de yacimiento de salinidad de agua y temperatura, en un horno controlado térmicamente. Dentro de cada recipiente se colocó una pequeña placa de cristal que se monitoreó para condiciones de humedad comenzando con una condición de mojabilidad al agua y después siendo cambiada naturalmente a una mojabilidad al petróleo después de un periodo medio de tiempo de aproximadamente tres a cuatro semanas a temperatura de yacimiento de 62,8°C (145°F). Para cada placa de cristal, la humedad se midió mediante técnicas de medida de contacto de ángulo en las temperaturas del pozo que van de un rango de mojabilidad al agua en su condición inicial a mojabilidad al petróleo después de tres semanas en un proceso de envejecimiento en los recipientes en las condiciones de los yacimientos.

30 [0041] Después de este tratamiento, las placas de cristal tienen un ángulo de contacto con el petróleo que muestra una

fuerte condición de mojabilidad al petróleo como se puede ver en la Figura 3, que muestra el petróleo dispersándose sobre la superficie de la placa.

5 [0042] Cada placa se colocó entonces en un vaso de precipitación por un tiempo de remojo con una mezcla de igual cantidad a los fluidos del pozo en un promedio principal de 18% de agua de formación y 82% de petróleo extra pesado a temperatura de 62,8°C (145°F), con la formulación de la presente invención, que
10 en este ejemplo en particular comprende una solución de 1% de volumen de tridecanol con 16 grupos etoxilados y 1% de volumen de etanol, ambos mezclados con 98% de diluyente que era un producto de petróleo ligero usado en el área de producción para mejorar la fluidez de petróleo extra pesado en condiciones de superficie. La
15 mezcla y la placa fueron mantenidas por un tiempo de exposición de 8 horas a temperatura de yacimiento de 62,8°C (145°F) y una medida de ángulo de contacto mostró la humedad invertida de la mojabilidad al petróleo como se mostró en la Figura 3 para mojabilidad al agua como se mostró en la Figura 4. Nótese el
20 burbujeo del petróleo, y el ángulo de contacto como un claro indicador de la actual superficie de mojabilidad al agua.

[0043] Resultados similares pueden obtenerse usando varios tensocactivos no iónicos y iónicos como se describió arriba.

25

[0044] La placa de cristal fue remojada con una solución de solvente mutuo por más de veinticuatro (24) horas para remover la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de cristal limpiadas mostraron una superficie clara y limpia, pero
30 cuando una gota de agua se colocó sobre la placa, la gota de agua no se dispersó sobre la superficie. El ángulo de contacto fue

medido y la placa exhibía una condición de mojabilidad al petróleo, como se muestra en la Figura 5.

[0045] Esto indica que aún cuando la superficie mineral, tal como arenisca, pueda limpiarse de hidrocarburos adheridos todavía en la superficie, allí permanece una película absorbida químicamente de hidrocarburo y por lo tanto sobre tal superficie mineral existe una fuerte humectabilidad de mojabilidad al petróleo. Como se mencionó anteriormente, la humectabilidad de mojabilidad al petróleo es la condición más adversa para la recuperación de petróleo en un medio poroso. Así, aún encargándose de los costos y pasos para remover los asfaltenos adheridos, la superficie limpiada resultante permanece con mojabilidad al petróleo.

15

[0046] El uso de la formulación y método de la presente invención crea una película de agua sobre la superficie mineral, cubriendo los hidrocarburos previamente absorbidos químicamente. Esta película crea una interfaz que conducirá al flujo de hidrocarburo por largos periodos de tiempo entre ciclos de estimulación. Un descenso del nivel de presión muy bajo se alcanza con el incremento de las tasas de flujo de petróleo, por lo tanto proporciona grandes beneficios a la productividad y recuperación final de petróleo de un área drenada de un pozo.

25

Ejemplo 2

[0047] El equipo de desplazamiento en medios porosos se montó para ejecutar una prueba de desplazamiento para simular las condiciones de flujo del pozo con o sin el uso de la formulación de la presente invención. Se seleccionó una celda de Hassler desde que la simulación de la presión de formación de grano puede

30

alcanzarse con dicha celda. El material sintético de núcleo fue hecho con arena comercial obteniendo una permeabilidad de núcleo de entre 6-7 Darcies. El cambio de presión en la entrada y la salida de la celda se monitoreó con sensores. Los cilindros fueron
5 emparejados a la celda para suministrar, a temperatura y presión del yacimiento, los fluidos del yacimiento y el fluido de estimulación. Después de un largo periodo de estabilización de flujo constante con solo fluido de yacimiento, el fluido de estimulación de la presente invención se inyectó desde una salida
10 y se mantuvo por un periodo de remojo de 24 horas. Después del remojo, se restauró el flujo y la caída de presión fue monitoreada. Una medida se tomó del volumen poroso desplazado y el tiempo a través del núcleo como un fluido de producción. El petróleo usado como fluido de yacimiento tenía las siguientes
15 características:

% Saturado: 9 en peso
% Aromáticos: 42 en peso
% Resinas: 38 en peso
20 % Asfaltanos: 11 en peso

Acidez: 3,02 mg KOH/g

Viscosidad CP: 12.620 a 145 62,8°C (145°F)

API: 7,6

% C en peso: 70,65

25 %H en peso: 11,48

Agua con 13.000 ppm NaCl

[0048] El agua usada tenía 13.000 ppm de NaCl. La temperatura del horno fue de 62,8°C (145°F). La formulación de la presente
30 invención para la prueba de desplazamiento fue una solución de 98 ml de diluyente mezclada con una mezcla previamente mezclada y

32
34

homogenizada de 1 ml de tridecanol etoxilado que tiene 17 grupos EO y 1 ml de etanol.

[0049] El flujo continuo se alcanzó a través de un núcleo
5 empacado con arena sintética saturado con petróleo de
aproximadamente 78% de volumen y una saturación de agua de
aproximadamente 22% de volumen. El núcleo fue envejecido para
alcanzar una condición de mojabilidad al petróleo exponiéndolo a
una presión y unas condiciones de temperatura de 7928,9 kPa (1.150
10 psi) y 62,8°C (145°F), que son típicas del campo de Carabobo en la
Franja petrolera del Río Orinoco, por aproximadamente cuatro
semanas. El flujo de fluido fue así restablecido mediante el
desplazamiento de petróleo hasta que el flujo continuo se alcanzó
de nuevo. El sistema de simulación con diluyente como fluido
15 portador fue entonces exprimido en un área de producción del
núcleo y mantenido en reposo por un periodo de tiempo de 24 horas.
Después de esto, se permitió de nuevo el flujo de petróleo, y se
obtuvo una excelente presión diferencial por aproximadamente tres
(3) volúmenes de poros de petróleo producido en un recipiente de
20 recolección. Se hizo una segunda simulación exprimida de manera
idéntica a la inicial y después de 24 horas el flujo fue
restaurado, mostrando de nuevo propiedades de flujo mejoradas en
dos (2) medios de volúmenes de poros del flujo. Se hizo un tercer
ciclo de simulación observando los mismos resultados como en el
25 primer ciclo. La Figura 6 muestra una gráfica de las presiones
medidas durante los diferentes ciclos de producción y exprimido.

[0050] La misma prueba se ejecutó con los fluidos de yacimiento
como se muestran abajo:

30

PETRÓLEO

25
35

- % Saturado: 8 en peso
- % Aromáticos: 44 en peso
- % Resinas: 35 en peso
- % Asfaltanos: 13 en peso
- 5 Acidez: 3,90 mg KOH/g
- Viscosidad CP: 10.420 a 145 62,8°C (145°F)
- API: 12
- % C en peso: 84,55
- %H en peso: 11,12
- 10 Agua con 2.500 ppm NaCl

[0051] La Figura 7 muestra los resultados en el comportamiento de la presión en un sistema de desplazamiento mientras produce un promedio de tres volúmenes de poros entre cada inyección de simulación.

EJEMPLO 3

[0052] Dos pozos altamente desviados de la Franja petrolera del Río Orinoco del área del Cerro Negro se seleccionaron para una prueba piloto. Las principales características de los pozos son:

Nomb re del pozo	Nombre del yacimie nto	Fecha de terminac ión	Propiedades de la roca				Método de producc ión	Presi ón origi nal kPa	Presi ón actua l kPa	Litolo gia
			Porosi dad	K	Vs h	Gros or				
			%	Dar cy		Metrs os				
CD 36	OFIM CNX9	04/1992	33	2.3	5. 3	59,1	Bomba mecánic a y Relleno de cascajo	7584, 2	7549, 8	Arenis ca
CD 37	OFIM CNX9	02/1993	32	5	7. 0	58,5	Relleno de cascajo PCP	9307, 2	6894, 8	Arenis ca

Una cantidad de 270 barriles de diluyente, que es un petróleo crudo ligero de gravedad 23 API, se mezcló con una mezcla

previamente homogenizada de 1,3 barriles de alcohol tridecil de 12 grupos EO y 1,3 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. Se recirculó la mezcla al tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 36 a través de un espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación de la presente invención contactado con el relleno de grava pozo abajo y pasado para aproximadamente 0,61 metros (2 pies) de penetración en la formación. El pozo fue reiniciado después de esto y mostró un incremento de la producción de aproximadamente 200 bpd que ha sido estable por un periodo de 60 días.

[0053] Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo ligero de gravedad de 23 API se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 0,7 barriles de alcohol tridecil de 12 grupos EO y 0,7 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. Se recirculó la mezcla en el tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 37 a través de un espacio anular entre la tubería y la cubierta. El fluido de estimulación de la presente invención contactó el relleno de grava pozo abajo y pasó por aproximadamente dos pulgadas de penetración en la formación. El pozo fue cerrado por un periodo de 24 horas. El pozo fue reiniciado después de esto y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha estado estable por un periodo de 60 días después de ello. La producción neta de petróleo antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

[0054] Estas pruebas piloto establecieron que el fluido de estimulación, o formulación, de la presente invención es altamente efectiva en el mejoramiento del flujo de hidrocarburo y la producción a través de medios porosos tratados con fluido. El fluido se hace con constituyentes fácilmente disponibles, y el

método puede llevarse a cabo usando equipos fácilmente disponibles para inyectar otros fluidos de estimulación de pozo.

EJEMPLO 4

5 [0055] Una prueba de laboratorio fue llevada a cabo para evaluar la relativa permeabilidad con petróleo crudo extra pesado y agua de formación y solución INTERSURF™ 3PW0.5 preparada de acuerdo con la invención con producción de agua del campo de Cabrutica de la División Junín del Cinturón de petróleo de la

10 cuenca del Río Orinoco en Venezuela, y usando un núcleo de pozo E20P15 y la formación de fluidos del pozo DE 22 13 del mismo campo.

[0056] Se tomó el núcleo de una profundidad de 674,3

15 metros (2212,2 pies) desde el campo Cabrutica, y dos muestras se empacaron para uso en una celda confinada, una muestra para la prueba de regreso de permeabilidad y la otra muestra para la prueba de permeabilidad relativa de petróleo extra pesado y agua de formación y petróleo extra pesado y solución

20 INTERSURF™ 3PW0.5. Las muestras fueron limpiadas, restauradas y envejecidas por 16d días a una temperatura de yacimiento de 145 F y una presión de confinamiento de 8618,4 kPa (1250 psi) en una celda confinada. Una prueba de imbibición Amott se

25 llevó a cabo para ambas muestras para asegurar una condición de mojabilidad al petróleo de la muestra antes de las pruebas. Las propiedades del núcleo para dos muestras se muestran en la Tabla 1.

TABLA 1

30 COMPAÑIA INTEVEP S.A.

NÚCLEO DE UN POZO EP20P15 EN EL CAMPO CABRUTICA EN VENEZUELA

Muestra					Resultados Ø a Helio					Permeabilidad	
	Presión de confinamiento	Peso			Vol.	Vol.	Dens.		Vol.		
#	kPa	Total	Largo	Diam.	Grano	Espacio poro	Grano	Ø	Total	Aire	Klink.
1A	8963,2	86,03	4.875	3.596	30.67	17.42	2.632	36,2	48,09	2697	2605
2B	8963,2	96,42	5.143	3.702	34,42	19,22	2,628	35,8	53,64	2596	2507

[0057] La solución INTERSURF 3PW0.5 es una mezcla de 99% V/V de agua de producción del campo Cabrutica y un 0.5 V/V de nonilfenol etoxilado con 30 grupos ET, y porcentaje de metanol de 0,5 V/V. 1
5 lb/bbl de acetato de potasio se adiciona para control de la arcilla de la mezcla final.

Prueba de regreso de permeabilidad

[0058] La muestra de núcleo 1A con una condición de mojabilidad
10 al petróleo confirmada mediante la prueba de imbibición Amott se colocó en la celda confinada a una presión de confinamiento de 8963,2 kPa (1300 psi). Después de esto el petróleo crudo extra pesado del pozo DE 22 13 del campo Cubritica se desplazó hasta que se alcanzó una caída de presión constante. La permeabilidad al
15 petróleo (Ko) en la saturación inicial de agua se midió y este valor se tomó como la base de referencia de permeabilidad relativa para el petróleo en la muestra. Se hicieron tres ciclos de prueba de regreso de permeabilidad, y previo a cada ciclo, se exprimió 1% del volumen de poro de la muestra con la solución INTERSURFTM
20 3PW0.5 al extremo de la producción de la muestra de núcleo, y el mismo volumen permitió descargarse al extremo opuesto de la muestra de núcleo. Se permitió un tiempo de remojo de 24 horas para cada ciclo antes de que el desplazamiento de petróleo crudo vivo fuera reiniciado. La tasa de flujo y de la caída de presión
25 se monitoreó y se midió la permeabilidad de petróleo en diferentes puntos de volumen de poro desplazado. La Figura 8 exhibe los

resultados de la prueba de regreso de permeabilidad para cada ciclo y la Tabla 2 los valores de la prueba obtenida.

TABLA 2

- 5

PERMEABILIDAD DE REGRESO

Presión de Confinación Neta 8963,2 kPa (1300 psi)

Temperatura de Reservorio 48,9°C (120°F)

Compañía: INTEVEP

Muestra No. 1A

Pozo : E20-P15

Profundidad 674,3 metros (2212,2 pies)
- 10

Campo : Cabrutica

Porosidad 0,354 fracción

(Intesurf Plus)

K Klinkenberg 2295 md

Fluido de estimulación: INTESURF 3PW0.5

(ko) K a petróleo 294 md

Fluido portador INTESURF: Agua de producción
- 15

Fluido de estimulación exprimido: 10% volumen poroso

1er ciclo	2do ciclo	3er CICLO	1er ciclo	2do ciclo K a petróleo	3ser ciclo	Factor del área expuesta de formación adyacente al pozo SF=1-K/ko
Vol. Acum. cc	Vol.Acum cc	Vol.Acum cc	K a petróleo md	md	K a petróleo md	
0,19	28,58	78,58	448	444	511	-0,737
0,35	29,61	79,08	436	437	442	-0,502
1,14	30,93	80,37	405	350	366	-0,243
2,30	32,28	81,51	369	328	318	-0,081
3,38	34,45	83,43	344	318	315	-0,069
4,93	36,48	85,30	334	317	315	-0,070
6,48	40,02	88,41	331	321	316	-0,074
9,68	44,38	92,16	322	318	318	-0,81
12,45	47,67	95,64	318	301	299	-0,017
15,60	50,97	98,39	316	292	293	0,004
16,50	54,22	101,42	311	290	278	0,054
19,50	57,39	104,21	314	287	271	0,080
22,39	60,42	106,78	306	260	276	0,063
25,36	69,24	115,14	307	254	274	0,069
28,13	77,50	123,55	304	255	252	0,143

[0059] Se encontró un estado de estimulación en todos los ciclos que sugiere la estimulación cíclica de la arenisca - zona final de producción como una mejora en la productividad del pozo al reducir la caída de presión e incrementar la producción de petróleo extra pesado proveniente del pozo. No se observó daño en la formación aún después de una gran cantidad relativa del volumen poroso de petróleo extra pesado vivo se desplazara y que ocurriera la desorción de los tensoactivos de Intersurf en el medio poroso. Después de la re estimulación con la solución de Intersurf, se alcanzó una mejor condición de permeabilidad relativa al petróleo. Se cree que la permeabilidad relativa al petróleo perdida después de un gran volumen de desplazamiento de petróleo y después de varios ciclos de exprimido se debe a que la nueva saturación de agua sin el tensoactivo a base de Intersurf incrementa en el medio poroso. Sin embargo, se observa que una vez el tensoactivo esté disponible por re estimulación en el medio poroso, se alcanza una nueva mejora en la permeabilidad relativa de petróleo y aún alcanza niveles superiores que en los ciclos previos.

[0060] Se realizó una prueba de permeabilidad relativa de petróleo y agua de formación y petróleo extra pesado y solución INTERSURF™ 3PW0.5 con agua de producción.

[0061] La muestra de núcleo 2B se aseguró que tuviera una condición de mojabilidad al petróleo mediante una prueba de imbibición Amott y después de esto se colocó en una celda confinada a una presión de confinamiento de 8963,2 kPa (1300 psi). La temperatura fue la misma del yacimiento de 48,9°C (120°F). El petróleo extra pesado fue desplazado a una presión de 6894,8 kPa (1000 psi) hasta que se alcanzó un flujo constante. La efectividad de la permeabilidad relativa al petróleo se midió en la saturación

de agua inicia. Después de esto, el agua de formación se desplazó a una tasa constante de 1 cc/min y el monitoreo de los fluidos producidos y de la caída de presión se hizo hasta que no se observara ningún flujo de petróleo extra pesado. La permeabilidad de agua efectiva en el volumen de petróleo extra pesado producido en condiciones de habitación es el factor volumétrico del yacimiento. La saturación final de los fluidos se determina por balance de material. La permeabilidad efectiva de cada fase se calcula usando la Ley de Darcy. Las proporciones de permeabilidad relativa de agua-petróleo extra pesado y de la solución Intersurf-petróleo extra pesado en un estado no estable se calcularon usando el método de Jones y Roszelle.

[0062] Una vez la prueba de agua de formación-petróleo extra pesado se llevó a cabo se desplazó el crudo extra pesado por la muestra de núcleo hasta que se alcanzó una condición de saturación de agua inicial y de saturación de petróleo extra pesado. En este estado, la efectividad de permeabilidad al petróleo se midió y el desplazamiento con una solución de INTERSURF™ 3PW0.5 se llevó a cabo con una tasa de 0.1 cc/min por 8 horas permitiendo un tiempo de remojo de 12 horas y así sucesivamente hasta que se recolectó la solución de INTERSURF™ 3PW0.5 como la producción sin petróleo extra pesado. La recuperación final de petróleo extra pesado fue 10,02 cc que es un 52,13% del volumen poroso total y 57,89% del petróleo extra pesado original en el lugar. La Figura 9 exhibe el comportamiento de $K_o K_w$ contra saturación de agua para las dos pruebas de fluido y la Figura 10 exhibe la proporción.

[0063] Basado en lo precedente, un cambio beneficioso en la permeabilidad y los niveles de producción se demostró mediante el uso de la formulación y método de la presente invención.

40
42

[0064] Debe entenderse que la invención no está limitada a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, que están consideraras para ser meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a
5 cabo la invención, y que son susceptibles a modificación en la forma, tamaño, arreglo de las partes y detalles de operación. La invención antes bien está pretendida para abarcar todas las modificaciones tales que estén dentro del su espíritu y alcance como se define en las reivindicaciones.

44
43

RESUMEN

Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería que incluye las etapas de preparación de una mezcla de un tensoactivo, 5 co-tensoactivo y un fluido portador; transportar una mezcla a una tubería que tiene superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y mantener la mezcla en la tubería por un periodo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre 10 los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo.