

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 11-169750- -00002-0000

Fecha: 2012-04-24 16:23:29 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 444 RESPUESTAREQUE Folios: 20

AS. 118.360

Señor Director
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
E. S. D.

RESPUESTA A OFICIO 3320 DEL 02 DE MARZO DE 2012

REF: Expediente No. 11 169.750 - Solicitud de Patente
a favor de **INTEVEP, S.A.**
Titulada: FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA ESTIMULACION DE POZOS
DE PETROLEO PESADO Y EXTRA PESADO

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO, vecino de Bogotá, portador de la tarjeta profesional No. 57492, obrando como apoderado de la sociedad **INTEVEP, S.A.**, según lo acredita el documento de poder presentado en esa Dirección, para dar cumplimiento al requerimiento notificado por fijación en lista el 02 de marzo de 2012, de acuerdo con los Artículos 38 y 39 de la Decisión 486 de la comisión de la Comunidad Andina, me permito allegar:

1. Nuevo capítulo descriptivo y reivindicatorio con unidades expresadas en el Sistema Internacional (SI). Cabe anotar que las unidades API y Darcy no se encuentran en el SI, por lo tanto, se dejaron tal como fueron presentadas inicialmente.

Del señor Director atentamente,

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO
C.C. No. 80.410.337 de Usaquén
Calle 70A No. 4-41

Bogotá, 24 de abril de 2011
JPC/jpg
Folios:

FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRA PESADO

ARTE PREVIO DE LA INVENCION

[0001] La invención se refiere a una formulación y a un método de usar la misma para mejorar la productividad de los pozos en yacimientos de hidrocarburos.

[0002] El mejoramiento de la productividad de pozos de petróleo pesado y extra pesado, tales como los encontrados en la Faja Petrolífera del Río Orinoco en Venezuela, es claramente deseable. Algunos de los yacimientos más grandes de petróleo pesado y extra pesado en el mundo están en Venezuela y contienen petróleo con una gravedad API dentro del rango de 6 a 16. Desafortunadamente, la tasa de producción de gran parte de este petróleo es inaceptable.

[0003] Constituye una gran preocupación en la explotación de yacimientos de petróleo pesado y extra pesado aumentar la productividad durante la vida útil del pozo. Con estos pozos, esquemas primarios de producción en frío se abandonan rápidamente a favor de métodos térmicos para mejorar la fluidez del pozo reduciendo la viscosidad del petróleo en el yacimiento. Estos procesos son costosos y producen aún un bajo volumen de producción en términos de recuperación final. Tienen también serios problemas de producción de gases ácidos tales como H_2S y CO_2 , los cuales son muy costosos de tratar. Tales métodos de recuperación térmica producen normalmente una recuperación final de petróleo por debajo de 35- 40%.

[0004] Las piedras areniscas de petróleo pesado y extra pesado de la Faja Petrolífera del Río Orinoco venezolana son yacimientos excepcionales. 60% de los yacimientos de este tipo tienen 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 extra pesado venezolanos es fluido en las condiciones del yacimiento.

[0005] Sin embargo, aún estos pozos tienen una recuperación final mediante producción en frío que es muy baja y, probablemente, en la mayoría de los casos por debajo de tres (3) por ciento del petróleo original en el sitio. Las condiciones

de flujo de petróleo en esos yacimientos, incluso con propiedades petrofísicas excelentes, son muy desfavorables al flujo del petróleo. Los componentes del petróleo pesado y extra pesado, particularmente los asfaltenos en forma natural en el petróleo nativo, son capaces, mediante interacciones naturales fluido-roca, de generar una condición humedecida con petróleo en la superficie de los componentes minerales naturales de la piedra arenisca. Esto produce las condiciones más adversas al flujo de petróleo en medios porosos. Ésta es una condición natural humedecida con petróleo de los medios del yacimiento, condición que es completamente diferente, comparada con el daño de la formación en el pozo, resultante de las actividades de perforación o producción, que podrían ocurrir también en el pozo.

[0006] Existe la necesidad de mejoramiento en los índices de producción de pozos que producen de formaciones que contienen pozos de petróleo pesado y extra pesado, particularmente aquellos que contienen asfaltenos y otros hidrocarburos que llevan a ambientes de flujo humedecidos con petróleo.

SUMARIO DE LA INVENCION

[0007] Como una respuesta a los problemas mencionados, especialmente a las condiciones naturales humedecidas con petróleo de la piedra arenisca y la productividad extremadamente baja del pozo y la recuperación del petróleo original en el sitio, la presente invención proporciona una formulación o fluido de estimulación y un método de utilizar la formulación para mejorar la productividad del pozo en esquemas de producción en frío y también en pozos de producción que emplean métodos térmicos. El resultado se refleja por una mejor velocidad de flujo en el pozo, un abatimiento de menor presión (*a lower pressure drawdown*), y una recuperación mejorada del área de drenaje de la formación.

[0008] De acuerdo con la invención, se provee por lo tanto un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre; transportar la mezcla al medio poroso; y mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua por un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso.

4

[0009]De acuerdo además con la invención, se provee un método para producir hidrocarburo de una formación subterránea productora de hidrocarburo, método que incluye los pasos de (a) preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre; (b) transportar la mezcla a la formación; (c) mantener la mezcla en la formación en la presencia de agua por un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies de la formación; (d) producir hidrocarburo a través de las superficies recubiertas con película de agua de la formación; (e) monitorear el flujo durante el paso de producción; y (f) si el flujo disminuye por debajo de una cantidad deseada, repetir los pasos (a) – (e).

[0010]El resultado del tratamiento de la presente invención es una superficie tratada novedosa, que mejora el flujo de hidrocarburos a través de poros definidos por la superficie tratada, y esto comprende un medio poroso que tiene superficies porosas y contiene hidrocarburo pesado, incluyendo asfalteno, en donde el asfalteno se adhiere a las superficies porosas, y en donde la película de agua se adhiere a las superficies porosas y al asfalteno.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0011]Sigue una descripción detallada de incorporaciones preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos acompañantes, en los cuales:

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

[0013]Figura 2 ilustra velocidades de flujo típicas y preferidas del pozo productor de hidrocarburos;

[0014]Figuras 3 y 4 ilustran una placa de vidrio de ensayo, que está humedecida con petróleo en Figura 3, y que se ha tratado de acuerdo con la presente invención en Figura 4;

[0015]Figura 5 muestra que la placa de ensayo está aún humedecida con petróleo después de la limpieza con disolvente;

5

[0016] Figura 6 ilustra resultados del uso de la presente invención en la forma de caída de presión en un medio poroso antes y después de varios tratamientos de acuerdo con la presente invención; y

[0017] Figura 7 ilustra además una caída de presión en un sistema de ensayo luego de tratamientos iniciales y subsiguientes de acuerdo con la presente invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0018] La invención se refiere a una formulación o fluido de estimulación, que tiene una mezcla de surfactante/co-surfactante, y a un método para emplear la misma para tratar superficies de una formación productora de hidrocarburo y, en esa forma, mejorar el flujo de hidrocarburos mediante la misma. Este método se utiliza ventajosamente para alterar las condiciones de flujo en la formación para mejorar la producción de hidrocarburos de formaciones con contenido de hidrocarburos.

[0019] Como ya se mencionó, muchos depósitos importantes de hidrocarburos en el mundo contienen cantidades muy grandes de hidrocarburos bajo condiciones en las que es muy difícil producirlos. Un ejemplo de esto lo constituyen depósitos de hidrocarburos con contenido de alquienos en la Faja Petrolífera del Río Orinoco de Venezuela. En estas formaciones, que normalmente tienen presiones altas y bajas en el rango de 2 068 427,1 - 10 342 135,5Pa, las fracciones de hidrocarburos pesados contenidos en la formación, especialmente alquienos, tienden a adherirse a las superficies porosas del hidrocarburo y crear así un ambiente humedecido con petróleo en el yacimiento. Como se detalló más arriba, este ambiente de flujo humedecido con petróleo no es en absoluto favorable a la producción de esos hidrocarburos de la formación. Además, como se demostrará a continuación, este alquieno no se elimina fácilmente porque una porción del hidrocarburo se absorbe en la superficie de la roca, humedeciendo con petróleo incluso las superficies limpias y, en consecuencia, haciéndolas desfavorables para un buen flujo de hidrocarburos. De acuerdo con la invención, se forma una película de agua sobre las superficies rocosas y además sobre el hidrocarburo adsorbido químicamente de manera que las superficies, cuando se recubren en esta manera, se humedezcan con agua. Esto incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación de roca tratada.

[0020] De acuerdo con la presente invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante se usa para formar una película de agua sobre los espacios porosos de la formación, y también sobre los asfaltenos adheridos a las superficies porosas, con el fin de proporcionar una superficie humedecida con agua entre las superficies de flujo definidas por la superficie porosa de la roca y el asfalto adherido a ella, y el volumen de hidrocarburo en la formación que se pretende producir. Esta película de agua aumenta el flujo de hidrocarburos a través de la formación y, de ese modo, mejora la producción de hidrocarburo de la formación. Durante un período de tiempo, la película de agua se elimina eventualmente por fluidos que fluyen a lo largo de la película, punto en el cual la mezcla de surfactante/co-surfactante de la presente invención puede introducirse nuevamente en la formación productora de hidrocarburo para depositar otra vez una película de agua limpia para uso en el siguiente período de producción.

[0021] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante contiene preferiblemente un surfactante, un co-surfactante y un portador de arrastre de fluido, cada uno de los cuales tiene los siguientes constituyentes principales.

[0022] El surfactante se selecciona preferiblemente del grupo conformado por surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores. El surfactante es además preferiblemente un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados.

[0023] Surfactantes no iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, octilfenol que tiene 9-16 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9-18, 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 un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9-20. Surfactantes iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, n-alquil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alquil trimetil amonio y combinaciones de los anteriores.

[0024] El co-surfactante es preferiblemente un co-surfactante de alcohol, preferiblemente de uno o más n-alcoholes (C1-C6) y, más preferiblemente, se selecciona del grupo conformado por metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol,

isopropanol y combinaciones de los anteriores. El co-surfactante más preferido es metanol y/o etanol.

[0025] El fluido portador de arrastre puede seleccionarse del grupo conformado por disolventes orgánicos, hidrocarburos livianos, diluyentes, petróleo crudo liviano y combinaciones de los anteriores y agua. Más específicamente, el fluido portador de arrastre puede ser petróleo liviano, una fracción liviana de refinería, combustóleo, diesel, diluyente y agua. El fluido portador de arrastre más preferido es un fluido de petróleo. Un ejemplo lo constituyen petróleos crudos livianos compatibles 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 la formación y/o nafta pueden usarse para reducir la viscosidad del flujo de petróleo pesado y extra pesado para transporte en equipos de superficie.

[0026] La mezcla de surfactante/co-surfactante se prepara preferiblemente teniendo cantidades sustancialmente iguales en volumen de surfactante y co-surfactante, y la mezcla general con fluido portador de arrastre contiene preferiblemente cada uno del surfactante y el co-surfactante en una cantidad entre 0.5 y 20% en volumen, más preferiblemente entre 1 y 4% en volumen.

[0027] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante puede prepararse combinando los constituyentes ya identificados en la superficie y luego transportando, por ejemplo mediante bombeo, la mezcla resultante o fluido de estimulación a una formación productora de hidrocarburos, por ejemplo a través de un pozo ubicado desde la superficie a la formación subterránea, de manera que la mezcla penetre en la formación productora de hidrocarburos alrededor del pozo, típicamente en un radio que rodea el pozo de por lo menos alrededor de 5,08 centímetros, preferiblemente entre 30,48 centímetros y tan grande como sea posible, por ejemplo hasta 0,914 metros. El área de penetración en la formación es el área a tratarse de acuerdo con la presente invención.

[0028] Una vez se bombea un volumen suficiente de fluido a la formación, este volumen se mantiene entonces en su sitio en la formación en la presencia de agua durante un tiempo suficiente para formar la película de agua deseada sobre superficies de los espacios porosos del hidrocarburo y también sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies. Esto provee ventajosamente un

ambiente de flujo humedecido con agua, lo cual es ventajoso al flujo de hidrocarburo a través del medio poroso y, por consiguiente, produce un ambiente de flujo que es mucho más favorable al flujo de petróleo que el ambiente de flujo natural humedecido con petróleo presente en el pozo bajo condiciones de formación naturales, en donde los hidrocarburos pesados y, especialmente, asfaltenos, se adhieren a las superficies porosas del medio poroso. La cantidad apropiada de tiempo para mantener el fluido en la formación variará con diferentes pozos, fluidos y condiciones, pero típicamente estarán entre 12 y 24 horas y un rango preferido de tiempo entre 18 y 24 horas.

[0029] La producción del pozo tratado puede conducirse monitoreando al mismo tiempo el abatimiento de presión en el pozo (*pressure drawdown in the well*), y cuando la presión cae suficientemente, la formación puede tratarse nuevamente de acuerdo con la presente invención.

[0030] La formación típica, para la cual puede utilizarse la presente invención, puede ser cualquier formación en donde la formación de una película de agua sobre las superficies porosas sería benéfica a la producción total de hidrocarburos de la formación. Una aplicación particularmente deseable de la presente invención se da en formaciones que tienen hidrocarburos con una gravedad API de entre 6 y 16 y, aún más preferiblemente, en formaciones que contienen hidrocarburos que tienen una gravedad API de entre 6 y 12. Estos depósitos de hidrocarburo pesado y extra pesado en ciertas áreas típicamente son muy grandes en volumen, pero contienen además asfaltenos como se discutió más arriba, y éstos son candidatos ideales para tratamiento de acuerdo con la presente invención para mejorar la producción. Las formaciones rocosas típicas que contienen tales hidrocarburos tienen espacios porosos que definen el volumen de huecos vacíos que alberga los hidrocarburos y que crea la permeabilidad que permite que los hidrocarburos fluyan. La roca que define las superficies porosas de estas formaciones se definen típicamente por cuarzo, feldespato, mineral silíceo, material carbonoso, arcillas y combinaciones de los anteriores.

[0031] Figura 1 ilustra esquemáticamente una superficie de una formación productora de hidrocarburo, tratada de acuerdo con la presente invención. Como se observa en Figura 1, una superficie mineral **10** que define el espacio poroso de la formación tiene sitios activos de mineral de roca **12** a lo largo de la superficie

10, y estos sitios activos de mineral de roca **12** interactúan con hidrocarburos bajo la presión típica en la formación, de manera que los hidrocarburos **14** absorbidos químicamente se adhieren íntimamente a la superficie **10**, particularmente en sitios activos de mineral de roca **12**.

[0032] De acuerdo con la invención, la mezcla de surfactante/co-surfactante de la presente invención se introduce en la formación y se mantiene allí en la presencia de agua, de manera que se forme una película de agua sobre los hidrocarburos **14** adsorbidos, así como los sitios activos de mineral de roca **12** de la superficie de mineral **10**. Figura 1 muestra la mezcla de surfactante/co-surfactante adsorbida en la forma de una película de agua **16**, la cual se ilustra esquemáticamente como una capa doble para representar la mezcla de surfactante/co-surfactante. Esto produce una condición humedecida con 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. El agua que forma la película puede ser agua ya presente en los fluidos de la formación rocosa y/o del fluido portador de arrastre, si se utiliza un fluido portador de arrastre con contenido de agua. La salinidad del agua puede estar en el rango entre 800 ppm hasta 45.000 ppm.

[0033] El abatimiento de la presión, o la caída de presión de la formación al agujero, es una buena medida de la fluidez en la formación. Cuando el abatimiento de la presión es relativamente pequeño, esto indica buenas propiedades de flujo en la formación al pozo. Mientras se produce de un pozo que se ha tratado de acuerdo con la invención, es deseable monitorear el abatimiento de la presión, y después de que se ha producido una cierta cantidad de petróleo de un pozo tratado, el abatimiento de presión empieza a crecer. Este aumento en el abatimiento de la presión indica que la película de agua se ha consumido o eliminado, debido al flujo de velocidad relativamente alta de fluidos del pozo, que pasan sobre la película al pozo. Esta corriente elimina la película de agua por desorción del surfactante y el co-surfactante de la superficie del mineral y restaurando la condición inicial natural humedecida con aceite en la superficie del mineral. En esta etapa, de acuerdo con la invención, el pozo puede tratarse nuevamente con la misma formulación, y este proceso puede repetirse tantas veces como sea necesario hasta que no fluyan más fluidos hidrocarburos al pozo incluso después del tratamiento. Con la estimulación cíclica, el medio poroso mejorará la recuperación final del petróleo inicial en el sitio en el área de drenaje

por producción en frío en potencialmente tantas veces la cantidad de 3%, reportada normalmente como el volumen de producción del pozo, obtenido sin estimulación. La presente invención reduce asimismo el tiempo y la necesidad de procesos térmicos costosos para alcanzar este nivel de recuperación de petróleo.

[0034] Figura 2 ilustra velocidades de flujo típicas y deseadas de 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 un comportamiento de presión preferido se muestra en línea B. La diferencia del área entre la línea A y la línea B es una indicación de una mayor recuperación de petróleo del mismo pozo en la misma área drenada del pozo.

[0035] El siguiente ejemplo ilustra aún más la invención y los resultados que se obtienen utilizando la misma.

Ejemplo 1

[0036] Se recogieron petróleo crudo y agua de varios pozos en diferentes áreas de campos de la Faja Petrolífera del Río Orinoco. El petróleo y el agua se pusieron en recipientes de vidrio cerrados, con varias saturaciones de agua y petróleo, en condiciones de yacimiento de salinidad de agua y temperatura, en un horno controlado térmicamente. Dentro de cada recipiente se puso una pequeña placa de vidrio que se monitoreó con respecto a las condiciones de humectabilidad, comenzando con una condición humedecida con agua y cambiándose naturalmente a humedecida con petróleo después de un período de tiempo medio de alrededor de tres a cuatro semanas a temperatura del yacimiento de 62,78°C. Para cada placa de vidrio, se midió la humectabilidad por técnicas de medición del ángulo de contacto a la temperatura del pozo variando desde humedecida con agua en la condición inicial a humedecida con petróleo después de tres semanas del proceso de envejecimiento en los recipientes en condiciones del yacimiento.

[0037] Luego de este tratamiento, las placas de vidrio tenían un ángulo de contacto con petróleo que muestra una condición fuertemente humedecida con petróleo, como puede observarse en Figura 3, la cual muestra el petróleo esparciéndose sobre la superficie de la placa.

11

[0038] Cada placa se puso entonces en un vaso de pico durante un tiempo de imbibición con una mezcla de una cantidad igual de los fluidos del pozo en una media de 18% de agua de formación y 82% de petróleo extra pesado a 62,78°C de temperatura, con la formulación de la presente invención que, en este ejemplo particular, contenía una solución de 1% en volumen de tridecanol con 16 grupos etoxilados y 1% en volumen de etanol, ambos mezclados con 98% de diluyente, que tiene una fracción hidrocarburo liviano utilizada en el área de producción para mejorar la fluidez del petróleo extra pesado en condiciones de superficie. La mezcla y la placa se mantuvieron durante un tiempo de exposición de 8 horas a temperatura del yacimiento de 62,78°C, y la medición del ángulo de contacto mostró una reversión de la humectabilidad del petróleo humedecido con petróleo, como se muestra en Figura 3, a humedecido con agua, como se muestra en Figura 4. Nótese el burbujeo del petróleo, y el ángulo de contacto claramente indicativo de la superficie humedecida ahora con agua.

[0039] Resultados similares pueden obtenerse utilizando varios surfactantes iónicos y no iónicos. Surfactantes no iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, octilfenol que tiene 9-16 EO, nonilfenol con un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9-18, 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 un número EO desde 4 a 25, preferiblemente 9-20.

[0040] Surfactantes iónicos apropiados incluyen, pero no se limitan a, n-alquil sulfatos de K o Na, cloruro de n-alquil trimetil amonio y combinaciones de los anteriores.

[0041] Co-surfactantes apropiados incluyen, pero no se limitan a, cualquier alcohol de la serie de n-alcoholes (C1-C6), tales como metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol y mezclas de los anteriores.

[0042] El fluido portador de arrastre de la composición surfactante puede ser petróleo liviano, una fracción liviana de refinería, combustóleo, diesel, diluyente y agua. El fluido portador más preferido es un fluido de petróleo.

[0043] Volviendo al ejemplo, las placas de vidrio se embebieron entonces con una solución de disolvente mutuo durante más de veinticuatro (24) horas para eliminar

la película de agua y cualquier hidrocarburo visible. Las placas de vidrio lavadas mostraron una superficie limpia y clara, pero cuando se puso una gota de agua sobre la placa, la gota de agua no se esparció sobre la superficie. Se midió el ángulo de contacto, y la placa todavía exhibía una condición humedecida con petróleo, como se muestra en Figura 5.

[0044] Esto indica que aunque la superficie del mineral, tal como piedra arenisca, pueda limpiarse de hidrocarburos adheridos aún en esa superficie, permanece una película químicamente adsorbida de hidrocarburo y, por lo tanto, en tal superficie de mineral existe una fuerte humectabilidad humedecida con petróleo. Como se mencionó previamente, la humectabilidad humedecida con petróleo es la condición más adversa para la recuperación de petróleo en un medio poroso. Por consiguiente, incluso asumiendo el costo y los pasos de eliminar los asfaltenos adheridos, la superficie limpia resultante permanece humedecida con petróleo.

[0045] El uso de la formulación y el método de la presente invención crea una película de agua sobre la superficie del mineral, cubriendo los hidrocarburos previamente adsorbidos químicamente. Esta película crea una interface que conducirá el flujo de hidrocarburo durante períodos muy prolongados de tiempo entre ciclos de estimulación. Se obtiene un abatimiento de presión muy bajo con las velocidades de flujo de petróleo aumentadas, aportando así grandes beneficios a la productividad y recuperación final de petróleo del área drenada del pozo.

Ejemplo 2

[0046] Se instaló equipo de desplazamiento de medio poroso para realizar un ensayo de desplazamiento para simular condiciones de flujo del pozo con y sin el uso de la formulación de la presente invención. Se seleccionó una celda Hassler, puesto que con tal celda puede conseguirse una simulación de la presión de grano de la formación. Se elaboró un material de núcleo sintético con arena comercial, obteniendo una permeabilidad del núcleo entre 6-7 Darcies. La variación de presión en la entrada y salida de la celda se monitoreó con sensores. Se acoplaron cilindros a la celda para proporcionar, a la temperatura y la presión del yacimiento, los fluidos del yacimiento y el fluido de estimulación. Luego de un largo período de estabilización de flujo constante con fluido del yacimiento únicamente, el fluido de estimulación de la presente invención se inyectó desde la salida y se mantuvo durante un período de imbibición de 24 horas. Luego de

embeber, se reanudó el flujo y se monitoreó la caída de presión. Se tomó una medición del volumen poroso desplazado y el tiempo a través del núcleo como un fluido de producción. El petróleo utilizado como fluido de yacimiento tenía las siguientes características:

Saturado %: 9 en peso

Aromáticos %: 42 en peso

Resinas %: 38 en peso

Asfaltenos %: 11 en peso

Acidez: 3.02 mg KOH/g

Viscosidad CP 12,620 a 62,78 °C

API: 7.6

% C en peso 70.65

% H en peso 11.48

Agua con 13.000 ppm NaCl

[0047] El agua utilizada tenía 13.000 ppm de NaCl. La temperatura del horno fue de 62,78 °C. La formulación de la presente invención para el ensayo de desplazamiento era una solución de 98 ml de diluyente combinado con una mezcla previamente mezclada y homogenizada de 1 ml de tridecanol etoxilado, que tenía 17 grupos EO y 1 ml de etanol.

[0048] Se alcanzó un flujo continuo a través de un núcleo relleno de arena sintética, saturado con petróleo a alrededor del 78% del volumen y una saturación de agua de alrededor de 22% en volumen. El núcleo se envejeció para alcanzar una condición húmeda con aceite exponiéndolo a condiciones de presión y temperatura de 7 928 970,55Pa y 62,78°C, que son típicas de los yacimientos del campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Río Orinoco, durante alrededor de cuatro semanas. Se restableció luego el flujo de fluido desplazando petróleo hasta que se alcanzó de nuevo un flujo continuo. El sistema de estimulación con diluyente como fluido portador de arrastre se forzó por inyección en el área de producción del núcleo y se mantuvo en reposo durante un período de tiempo de 24 horas. Luego de eso, se dejó fluir otra vez petróleo, y se observó una excelente presión diferencial menor para alrededor de (3) volúmenes de poro de petróleo producido en el recipiente colector. Se realizó un segundo forzamiento por inyección de estimulación idéntico al inicial y, luego de 24 horas, se reanudó el

flujo, mostrando nuevamente propiedades mejoradas de fluir en dos (2) volúmenes de medio poroso de flujo. Se efectuó un tercer ciclo de estimulación observando los mismos resultados del primer ciclo. Figura 6 muestra un gráfico de la presión medida durante los varios ciclos de producción y forzamiento por inyección.

[0049]El mismo ensayo se realizó con los fluidos del yacimiento, tal como se muestra a continuación:

PETRÓLEO:

- Saturado % : 8 en peso
- Aromáticos % : 44 en peso
- Resinas % : 35 en peso
- Asfaltenos % : 13 en peso
- Acidez: 3.90 mg KOH/g
- Viscosidad CP 10,420 a 62.78°C
- API: 12
- % C en peso 84.55
- % H en peso 11.12
- Agua con 2.500 ppm NaCl

[0050]Figura 7 muestra los resultados en el comportamiento de la presión en el sistema de desplazamiento, produciendo al mismo tiempo un promedio de tres volúmenes porosos entre cada inyección de simulación.

Ejemplo 3

[0051]Dos pozos de la Faja Petrolífera del Río Orinoco altamente desviados del área de Cerro Negro se seleccionaron para ensayos piloto. Las principales características de los pozos son:

Nombre del pozo	Nombre del yacimiento	Fecha de conclusión	Propiedades de la roca				Método de producción	Presión original Pa	Presión actual Pa	Litología
			Porosidad %	K Darcy	Vsh	Espesor m				
CD 36	OFIM CNX9	04/1992	33	2.3	5.3	40.8432	Bomba mecánica & relleno de	7584232.7	7549758.9	Piedra arenisca
CD 37	OFIM CNX9	02/1993	32	5	7.D	58.5216	Relleno de grava PCP	9307921.95	6894757	Piedra arenisca

Una cantidad de 270 barriles de diluyente, que es un petróleo crudo liviano de gravedad API 23, se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 1.3 barriles de alcohol tridecílico de 12 grupos EO y 1.3 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. La mezcla se recirculó al tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 36 a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El fluido de estimulación de la presente invención contactó el relleno de grava hacia el fondo del pozo y pasó a una penetración de alrededor de dos pies en la formación. El pozo se cerró durante un período de imbibición de 24 horas. Luego de eso, el pozo se reanudó y mostró una producción incrementada de alrededor de 200 bpd que ha sido estable durante un período de 60 días.

Otra cantidad de 133 barriles de diluyente, un petróleo crudo liviano de gravedad API 23, se mezcló con una mezcla previamente homogenizada de 0.7 barriles de alcohol tridecílico de 12 grupos EO y 0.7 barriles de metanol en un tanque de un camión de bombeo. La mezcla se recirculó al tanque para homogenización y se bombeó al pozo CD 37 a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El fluido de estimulación de la presente invención contactó el relleno de grava hacia el fondo de pozo y pasó a alrededor de dos pulgadas de penetración en la formación. El pozo se cerró durante un período de imbibición de 24 horas. Luego de eso, el pozo se reanudó y mostró una producción de 80 barriles netos de petróleo por día y ha sido estable durante un período de 60 días a partir de entonces. La producción de petróleo neto antes de la estimulación era de 24 barriles de petróleo neto.

[0052] Estos ensayos piloto establecen que el fluido de estimulación, o formulación, de la presente invención es altamente efectivo en mejorar el flujo y producción de hidrocarburos a través de medios porosos tratados con el fluido. El fluido se prepara de constituyentes fácilmente disponibles, y el método puede llevarse a cabo utilizando equipo conocido ya disponible para inyectar otros fluidos de estimulación de pozos.

[0053] Hay que entender que la invención no se limita a las ilustraciones descritas y mostradas en esta especificación, las cuales se consideran meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles de modificación de forma, tamaño, arreglo de partes y detalles de

operación. La invención pretende más bien abarcar la totalidad de tales modificaciones, las cuales están dentro del espíritu y ámbito como se definen por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos, método que incluye los pasos de:
 - preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;
 - transportar la mezcla al medio poroso; y
 - mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso.
2. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tienen hidrocarburos adheridos a ellas, y en donde la película de agua se forma sobre las superficies y los hidrocarburos adheridos a las superficies.
3. El método de la reivindicación 1, en donde el medio poroso es una formación productora de hidrocarburos subterránea, que contienen asfalteno y en donde el asfalteno se adhiere a las superficies del medio poroso.
4. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 16.
5. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 12.
6. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante se selecciona del grupo conformado por surfactantes catiónicos, surfactantes no iónicos, surfactantes anfotéricos y combinaciones de los anteriores.
7. El método de la reivindicación 1, en donde el co-surfactante es un co-surfactante de alcohol.

8. El método de la reivindicación 7, en donde el co-surfactante de alcohol se selecciona del grupo conformado por metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y combinaciones de los anteriores.
9. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador de arrastre se selecciona del grupo conformado por disolventes orgánicos, hidrocarburos livianos, diluyentes, petróleo crudo liviano, y combinaciones de los anteriores, y agua.
10. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador de arrastre es un petróleo crudo liviano con una gravedad API entre 20 a 25.
11. El método de la reivindicación 1, en donde el surfactante es un alcohol graso etoxilado que tiene entre 4 y 60 grupos etoxilados, y en donde el co-surfactante es metanol y/o etanol.
12. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cantidades sustancialmente iguales en volumen de surfactante y co-surfactante.
13. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 0.5 y 10% en peso.
14. El método de la reivindicación 11, en donde la mezcla contiene cada uno del surfactante y el co-surfactante en una concentración de entre 1 y 4% en peso.
15. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen espacios porosos para el hidrocarburo, y en donde las superficies se definen por un material seleccionado de cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonoso, arcillas, y combinaciones de los anteriores.
16. Un método para producir hidrocarburos de una formación productora de hidrocarburos subterránea, método que incluye los pasos de:
 - (a) preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre;

- (b) transportar la mezcla al medio poroso;
 - (c) mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua en las superficies del medio poroso;
 - (d) producir hidrocarburos a través de las superficies recubiertas con una película de agua de la formulación;
 - (e) monitorear el flujo durante el paso de producción; y
 - (f) cuando el flujo disminuye por debajo de una cantidad deseada, repetir los pasos (a) – (e).
17. Un medio poroso que tiene superficies porosas y que contiene hidrocarburo pesado, en donde el hidrocarburo se adhiere a las superficies porosas, y en donde una película de agua se adhiere a las superficies porosas y el hidrocarburo.
18. El medio poroso de la reivindicación 17, en donde la película de agua se adhiere sobre las superficies porosas y el hidrocarburo.

EXTRACTO

Un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos incluye los pasos de preparar una mezcla de un surfactante, un co-surfactante y un fluido portador de arrastre; transportar la mezcla al medio poroso; y mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un período de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre la superficies del medio poroso.