

Bogotá, D.C.
Av. Cent. No. 103A 36 Of. 302B
Edificio Central 104
Rovimar C.A.S.
Tel: 374 2500402

Medellín:
Calle 32D No. 80B 12
Laureles
Tel: 374 2500402

servicio@provimarcas.com.co
provimarcas
Colombia

PROVIMARCAS
se anticipa porque sabe

Señor Director de la
Dirección de Nuevas Creaciones
Superintendencia de Industria y Comercio.
E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
No. 12-049376-00008-0000
Fecha: 2013-10-10 15:58:52 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 10

Expediente: 12 49376
Asunto: RESPUESTA OFICIO 11173 DE 26 JUNIO DE 2013
Solicitante: LIPESA COLOMBIA S.A.

Gustavo Adolfo Ortega Hernández, Abogado titulado identificado como aparece al pie de mi firma, obrando como apoderado del solicitante de la referencia y actuando dentro de los términos legales teniendo en cuenta la suspensión de términos del día dos de octubre del presente año, me permito dar respuesta al oficio del asunto en los siguientes términos:

- Con el ánimo de subsanar las objeciones presentadas por el examinador, se presenta un nuevo capítulo reivindicatorio que no implican ampliación de materia y se encuentra enteramente sustentadas en el capítulo descriptivo.
- Respecto a la forma de las reivindicaciones.**

El solicitante ha decidido limitar el alcance de la reivindicación 1 y definir específicamente la composición de interés, tal como se había presentado en la antigua reivindicación 4.

Siguiendo las sugerencias presentadas por el examinador se ha decidido reemplazar la expresión "composición acuoso-fílmica humectante" por "composición acuosa".

Asimismo, se han definido las expresiones "moles OE" y "Bal", al igual que se ha revisado la ortografía del capítulo reivindicatorio.

La nueva reivindicación 2, antigua reivindicación 5, ha sido nuevamente redactada, suprimiendo la expresión "agua fresca" y superando así problemas de claridad y concisión.

Marcas • Patentes • Derechos de autor
• Competencia desleal y usurpación • Derecho corporativo

Las demás reivindicaciones han sido revisadas y modificadas para superar los problemas respecto a la claridad y dependencia de las mismas.

De esta forma, el nuevo capítulo reivindicatorio cumple a cabalidad con los requisitos de claridad, concisión y sustento en la descripción, tal como lo exige la norma.

- **Respecto a la unidad de invención.**

El solicitante no está de acuerdo con el requerimiento realizado frente al numeral de unidad de invención. Se aclara a su Despacho que el nuevo capítulo reivindicatorio cumple con el requisito de unidad de invención, toda vez que presenta un único concepto común nuevo inventivo presentado en la reivindicación 1.

Se llama la atención del examinador frente a que la composición definida en la nueva reivindicación 1 es nueva e inventiva y corresponde al elemento común que une el método de la nueva reivindicación 5. Tal como lo indica la nueva reivindicación 5, el método para la recuperación mejorada de hidrocarburos se encuentra caracterizado porque se aplica la composición de la reivindicación 1.

De esta forma se concluye que el nuevo capítulo reivindicatorio presenta dos reivindicaciones independientes (reivindicaciones 1 y 5), las cuales están vinculadas por único concepto inventivo general, que se trata de la composición acuosa específicamente definida en la reivindicación 1.

- **Respeto a la evaluación de la novedad.**

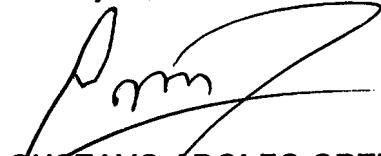
Siguiendo las sugerencias presentadas por el examinador y teniendo en cuenta que en el análisis de patentabilidad sólo fueron afectadas las reivindicaciones 1 y 2, se concluye que el nuevo capítulo reivindicatorio cumple con los requisitos de novedad y nivel inventivo y es merecedor de la protección por patente.

Se anexa a la presente respuesta un aparte que se titula “mejor forma de realizar la invención” para dar el total sustento de las reivindicaciones en el capítulo descriptivo así como el nuevo capítulo reivindicatorio reiterando que con esto no se está

ampliando lo contenido en el documento inicial, si no por el contrario se está dando una mejor explicación a lo presentado.

De acuerdo a lo anterior, solicito continuar con el trámite la patente.

Señor jefe,



GUSTAVO ADOLFO ORTEGA HERNÁNDEZ

C.C. 71.645.365. De Medellín

T.P. No. 55.358 del C.S.J.

Anexo 6 folios

MEJOR FORMA DE REALIZAR LA INVENCIÓN

La composición aqua-filmica humectante y proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 - 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 - 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	0 - 10% Peso.
Carbonato de Sodio	10 - 29% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	0.5 - 20 % Peso
Alquil Benceno Sulfonatos de Sodio	5 - 25% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

En donde puede ser diluida en agua, en el rango de concentraciones entre 1% al 12% p/v; la composición acuosa humectante está diluida al 2% en agua; la composición diluida al 2% en agua comprende, específicamente, la siguiente composición:

Tridecil sulfato de Sodio.	10% Peso
Silicatos de Sodio	2% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	2% Peso.
Carbonato de Sodio	25% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de Sodio	15% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

Un método para la recuperación mejorada de hidrocarburos en formaciones subterráneas de yacimientos hidrocarburos permeables, con saturación de hidrocarburos, penetrados por al menos un pozo inyector/productor que comprende las etapas de:

- Disponer de la composición acuosa humectante definida en la reivindicación 1
- Inyectar una dilución en agua entre el 1% al 12% respecto a la composición acuosa humectante definida en la reivindicación 1
- remojo de la composición Aquo-Fílmica humectante en yacimientos de hidrocarburos permeables, con saturación de hidrocarburos
- recuperación de hidrocarburos y otros fluidos de producción en yacimientos subterráneos, logrando una alta saturación de hidrocarburos.

La composición acuosa humectante que se inyecta está diluida al 2% en agua comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 - 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 - 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	0 - 10% Peso.
Carbonato de Sodio	10 - 29% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	0.5 - 20 % Peso
Alquil Benceno Sulfonatos de Sodio	5 - 25% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

La composición acuosa humectante que se inyecta diluida al 2% en agua, también comprende:

Tridecil sulfato de Sodio.	10% Peso
Silicatos de Sodio	2% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	2% Peso.
Carbonato de Sodio	25% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de Sodio	15% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

5

Las condiciones operacionales de presión y temperatura en el pozo o formación subterránea están en los rangos respectivamente de: presión 80-8000 psig/551600 - 55160012 Pascal y temperatura desde 60-350 °F/15.5 -176.6 °C.

La etapa de inyección de la composición acuosa humectante puede ejecutarse en uno o más pozos en comunicación subterránea o sin ella.

La inyección de la composición acuosa humectante puede realizarse en uno o más pozos verticales y/o horizontales y/o inclinados donde las profundidades pueden llegar hasta 20.000 Pies/ 6096 m y en los horizontales la sección horizontal puede ser hasta 6.000 Pies/ 1828.8 m.

La recuperación mejorada de hidrocarburos se puede realizar en crudos cuyas gravedades están desde API 8-9° hasta 45-50°, y su contenido de agua hasta 50-60 %.

La inyección de la composición acuosa puede realizarse en pozos de gas.

CAPITULO REIVINDICATORIO MODIFICADO

1. Una composición acuosa humectante para la recuperación mejorada de hidrocarburos, caracterizada porque comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 - 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 - 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	0 - 10% Peso.
Carbonato de Sodio	10 - 29% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	0.5 - 20 % Peso
Alquil Benceno Sulfonatos de Sodio	5 - 25% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

2. La composición acuosa humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizada porque puede ser diluida en agua, en el rango de concentraciones entre 1% al 12% p/v.

3. La composición acuosa humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizada porque está diluida al 2% en agua.

4. La composición diluida al 2% en agua de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizada porque comprende, específicamente, la siguiente composición:

Tridecil sulfato de Sodio.	10% Peso
Silicatos de Sodio	2% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	2% Peso.
Carbonato de Sodio	25% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de Sodio	15% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

5. Un método para la recuperación mejorada de hidrocarburos en formaciones subterráneas de yacimientos hidrocarburos permeables, con saturación de hidrocarburos, penetrados por al menos un pozo inyector/productor caracterizado porque comprende las etapas de:

- Disponer de la composición acuosa humectante definida en la reivindicación 1
- Inyectar una dilución en agua entre el 1% al 12% respecto a la composición acuosa humectante definida en la reivindicación 1
- remojo de la composición Aquo-Fílmica humectante en yacimientos de hidrocarburos permeables, con saturación de hidrocarburos
- recuperación de hidrocarburos y otros fluidos de producción en yacimientos subterráneos, logrando una alta saturación de hidrocarburos.

6. El método de la reivindicación 5, caracterizado porque la composición acuosa humectante que se inyecta está diluida al 2% en agua comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 - 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 - 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	0 - 10% Peso.
Carbonato de Sodio	10 - 29% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	0.5 - 20 % Peso
Alquil Benceno Sulfonatos de Sodio	5 - 25% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

7. El método de la reivindicación 6, caracterizado porque la composición acuosa humectante que se inyecta diluida al 2% en agua, comprende:

Tridecil sulfato de Sodio.	10% Peso
Silicatos de Sodio	2% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 (8 moles de oxido de etileno)	2% Peso.

Carbonato de Sodio	25% Peso.
Poliacrilatos de Sodio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de Sodio	15% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	Balance

8. El método según las reivindicaciones 5 a 7, caracterizado porque las condiciones operacionales de presión y temperatura en el pozo o formación subterránea están en los rangos respectivamente de: presión 80-8000 psig/551600 - 55160012 Pascal y temperatura desde 60-350 °F/15.5 -176.6 °C.

9. El método según las reivindicaciones 5 a 7, caracterizado porque la etapa de inyección de la composición acuosa humectante puede ejecutarse en uno o más pozos en comunicación subterránea o sin ella.

10. El método según las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque la inyección de la composición acuosa humectante puede realizarse en uno o más pozos verticales y/o horizontales y/ó inclinados donde las profundidades pueden llegar hasta 20.000 Pies/ 6096 m y en los horizontales la sección horizontal puede ser hasta 6.000 Pies/ 1828.8 m.

11. El método según las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque la recuperación mejorada de hidrocarburos se puede realizar en crudos cuyas gravedades están desde API 8-9° hasta 45-50°, y su contenido de agua hasta 50-60 %.

12. El método según las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque la inyección de la composición acuosa puede realizarse en pozos de gas.

27

COMPOSICIÓN ACUOSO-FÍLMICA HUMECTANTE Y PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS

CAMPO DE LA INVENCIÓN

La presente invención se relaciona con el campo de la producción y transporte de petróleo. Específicamente la presente invención se relaciona con composiciones de remojo para la recuperación de hidrocarburo y más específicamente se refiere a una composición acuoso-fílmica humectante y a un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

En la tecnología de la recuperación de hidrocarburos, se hace indispensable la presencia de fluidos de perforación, fracturación, recuperación entre otros.

Específicamente, la explotación petrolera de hidrocarburos pesados residuales esta normalmente orientada a composiciones y métodos que tienen como objetivo reducir la viscosidad de los hidrocarburos residuales y/o a disminuir la tensión interfacial entre los fluidos transportados, desde un pozo inyector hasta un pozo productor en el yacimiento. Dichos fluidos comprenden entre otros componentes, agentes de espesamiento a base de polímeros o surfactantes viscoelásticos que sirven para controlar la viscosidad de los fluidos.

Normalmente los fluidos de empuje por desplazamiento en el yacimiento son soluciones acuosas de surfactantes, soluciones de polímeros, químicos etoxilados, etc.

En los procesos convencionales de extracción petrolera en arenas de interés productor, el hidrocarburo es recuperado de los yacimientos en una etapa inicial o primer recobro, por medio de producción natural o por levantamiento artificial (bombeo, levantamiento con gas, etc.). Estos yacimientos deben tener suficiente permeabilidad e interconexión de los canales internos de flujos para permitir la producción de los fluidos de hidrocarburo.

Después de recobro primario (fuerza natural del yacimiento) existen otras formas adicionales de extracción llamadas recuperaciones secundarias y/o terciarias.

Dichos procesos de extracción adicional requieren un barrido con agua que implica la inyección de agua en las formaciones con el fin de desplazar los fluidos de hidrocarburos hacia los pozos productores. Evidentemente como el agua y el

hidrocarburo forman una interfase de alta tensión, el desplazamiento es ineficiente. Para hacer más eficiente ese desplazamiento se han desarrollado aditivos que disminuyen estas tensiones y hacen más eficiente el barrido. Así por ejemplo la patente estadounidense U.S. 3.858.656 describe la adición de uno o más surfactantes de amonio al sistema de desplazamiento acuoso para mejorar la eficiencia de barrido.

Asimismo la patente estadounidense US 3.888.308, describe un barrido optimizado por medio de la adición de surfactantes de tipo alquil o alquilpolietil polietoxi sulfatos en el sistema acuoso de desplazamiento. También las patentes US 3.827.497 y US 3.890.239 describen un método de recuperación de petróleo con un fluido acuoso que contiene sulfonatos orgánicos y alquil polietoxilados, como agentes surfactantes, logrando una buena eficiencia de barrido.

La patente estadounidense US 4.110.228 describe el uso de surfactantes del tipo alquil aril sulfonatos y alcoholes etoxilados como base de soluciones de barridos altamente eficientes.

Todas las tecnologías conocidas en el estado del arte se enfocan en sistemas surfactantes para disminuir la viscosidad y/o disminuir las tensiones interfaciales, teniendo como limitante la salinidad de la formación subterránea, y sin lograr satisfactoriamente una extracción, lo más completa posible, de hidrocarburo ni una buena condición humectante de la formación subterránea.

Asimismo tampoco está referenciado en el arte previo, la recuperación adicional por cambio humectante (remojo) y/o disminución de la tensión interfacial con una solución acuoso-fílmica humectante, combinado con un método de inyección, remojo y recuperación – producción mejorada por el mismo pozo como se propone en la presente solicitud (Huff and puff con remojo) e incluso por barrido (EOR), entre dos ó mas pozos, que también es aplicable.

De este modo, existe la necesidad de diseñar nuevas composiciones de remojo para lograr una recuperación, lo mas completa posible, de hidrocarburo que sean capaces de soportar altas salinidades y procesos de recuperación de hidrocarburo más eficientes.

Ventajosamente, la presente solicitud plantea una composición acuoso-fílmica con alta capacidad de humectación, que soporta altas salinidades y que genera tensiones interfaciales bajas. Así como un proceso mejorado para la recuperación eficiente de hidrocarburos desde una formación subterránea.

RESUMEN DE LA INVENCION.

En una modalidad de la presente invención se proporcionan composiciones acuoso-fílmicas humectantes, capaces de realizar un desalojo eficiente y lo mas completo posible del hidrocarburo adherido a la formación subterránea, por medio de un cambio humectante de la misma.

Preferentemente las composiciones acuoso-fílmicas humectantes comprenden sales surfactantes acuoso-fílmicas humectantes, sales inhibidoras de corrosión, sales inhibidoras de iones divalentes, surfactantes aquo-humectantes secundarios y otros inertes inorgánicos.

En otra modalidad de la presente invención se proporciona un método de recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos subterráneos, mejorando la permeabilidad de la formación subterránea y logrando una recuperación adicional importante de hidrocarburos, en el yacimiento.

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

La presente invención se refiere en un primer aspecto a composiciones aquo-fílmicas humectantes, capaces de realizar un desalojo eficiente y completo del hidrocarburo adherido a la formación subterránea, por medio de un cambio humectante de la misma.

Preferentemente las composiciones acuoso-fílmicas humectantes comprenden sales surfactantes acuoso-fílmicas humectantes, sales inhibidoras de corrosión, sales inhibidoras de iones divalentes, surfactantes acuoso-humectantes secundarios y otros inertes inorgánicos.

Más preferiblemente las composiciones acuoso-fílmicas humectantes comprenden surfactantes de sodio alquilbenceno sulfonatos, sodio alquil sulfatos y los alcoholes etoxilados.

Asimismo, las composiciones acuoso-fílmicas humectantes, pueden además comprender:

Sulfato de sodio y carbonato de sodio, los cuales generan una alta fuerza iónica con la alcalinidad adecuada para asegurar y mantener la humectabilidad al agua. Así como también son los componentes claves que evitan la formación de emulsiones.

Poliacrilatos de sodio que actúan como inhibidores de iones calcio y magnesio y actúan como dispersantes efectivos de partículas.

Silicatos de sodio que actúan como inhibidores de corrosión. Y finalmente

surfactantes, cuya labor fundamental es acuoso-humectar la superficie de la roca, permitiendo así el desalojo del hidrocarburo adherido a la arena.

Así entonces esta invención revela una composición acuoso-fílmica humectante en donde sus componentes actúan en sinergia logrando una recuperación, bastante importante del hidrocarburo, sin tener como limitante la concentración elevada de sales en el yacimiento.

En otra modalidad de la presente invención se proporciona un método de recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos subterráneos, x mejorando la permeabilidad de la formación subterránea y logrando una alta recuperación de hidrocarburos.

Más específicamente esta invención se refiere a un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos utilizando la técnica de inyección de solución Acuoso-Fílmica humectante, remojo y recuperación de la mezcla de fluidos a producción. La composición Acuoso-Fílmica humectante x puede aplicarse en yacimientos de hidrocarburos livianos o pesados con poca producción, incluso abandonados. Las condiciones operativas son adecuadas en yacimientos de areniscas consolidadas o no, carbonatos micro fracturados, etc. El rango de presiones varían entre valores tan bajos como 551,58 - 689,48 Kilopascales hasta 55,16 Megapascales y temperaturas entre 294.5 K - 422 K.

Específicamente el método de recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos subterráneos comprende una etapa de remojo de la composición Aquo-Fílmica humectante en yacimientos de hidrocarburos permeables, con saturación importante de hidrocarburos.

Dicha etapa de remojo ocurre según el principio de humectación Acuoso-fílmica. Es decir, desalojo del crudo de la roca y cambio humectante de la misma. Esto ocurre específicamente en la zona productora por acción de la solución Acuoso-fílmica (solución de tratamiento). Esta solución esta, definida, como una solución al 2%, en agua fresca, de las sales Acuoso-Fílmicas humectantes

El tratamiento de remojo se realiza preferiblemente, más no limitativo, en un periodo de tiempo ente 16 a 48 horas aproximadamente. Durante ese tiempo se cierra el pozo, vigilando sus parámetros, especialmente presión y temperatura de fondo y superficie, con el objeto de definir el momento de traer a producción. El tratamiento total puede tardar un periodo de tiempo entre 2 a 7 días, dependiendo del tipo y características del pozo (vertical, horizontal, inclinado, profundidad, completación, etc.). Durante ese periodo ocurrirán en el yacimiento-arena los siguientes eventos:

- Desalojo del crudo adherido a la roca por la solución acuoso- filmica humectante y/o adhesión de sales acuoso- filmicas humectantes a los compuestos polares del crudo, los cuales a su vez están adheridos a la roca y/o directamente a la roca.
- Cambio humectante al agua, en la roca y/o superficies orgánicas adheridas a la roca. Asegurando una importante mejora de la movilidad del crudo en el yacimiento.
- Recuperación de la solución acuoso-filmica humectante "gastada" por cualquiera de los métodos de levantamiento artificial adecuados a cada caso ó por producción natural, si esta es posible.
- Recobro del crudo desalojado y/o nuevo crudo, el cual migró a la zona remojada con cambio de mojabilidad.
- Permitir al pozo, continuar con su producción estabilizada y mejorada.

Los parámetros importantes para evaluar el desempeño del pozo después de la aplicación del tratamiento son: el histórico de producción del pozo y/o la pendiente de declinación de la producción del pozo. Los niveles de fluido tanto dinámicos como estáticos, antes y después de la aplicación, como parámetros representativos del aporte del pozo. Y las tasas de producción (prueba de pozo) antes y después del tratamiento

En efecto aplicando el tratamiento acuoso-filmico humectante, de tecnología de transporte interfacial en yacimiento, se permite que ocurra el desalojo del hidrocarburo adherido a la roca y/o la adhesión de sales acuoso-filmicas humectantes a los compuestos orgánicos altamente polares adheridos a la roca. En ambos casos, esto implica cambio humectante en la misma.

De este modo el desarrollo importante de la presente invención o el efecto técnico inesperado y sorprendente radica en acuoso-humectar el yacimiento con una solución acuoso-filmica humectante, para luego recuperar el crudo desalojado y permitir el deslizamiento interfacial (transporte interfacial) del crudo adicional, que viene hacia el pozo, soportando salinidades tan altas como de 30.000 a 40.000 partes por millón (ppm).

SECCIÓN EXPERIMENTAL Y EJEMPLOS

Con el objetivo de demostrar la eficiencia de la presente invención, como proceso capaz de recuperar crudo adicional de los yacimientos que han abandonado la fases de producción primaria y/o secundaria. Presentamos a continuación una descripción de un ejemplo ilustrativo y no limitativo del objeto de la presente

invención y los resultados de las pruebas realizadas que resultan ser sorprendentes e inesperados superando así el problema técnico planteado inicialmente.

Las pruebas consistieron en realizar ensayos de desplazamiento de fluidos en medios porosos dentro de una celda Triaxial normal (Standard). La misma estaba dotada de la posibilidad de manejar los fluidos en un sentido y en el otro. Esta celda posee la capacidad para manejar núcleos empacados con arenas consolidadas o no. La longitud del empaque es de 15.24 cm x 5.08 cm de diámetro.

El equipo de desplazamiento dispone de un medidor de viscosidad en línea a la salida, y de medidores de tasa de flujo de entrada y salida de la celda. De esta manera se controla en línea la permeabilidad lineal real de desplazamiento de fluidos.

La tasa de desplazamiento se mantuvo constante en 2 ml/min.

Se realizó un blanco, es decir, la producción original del crudo sin tratamiento.

Composición de tratamiento:

Se realizó una solución del 2% en agua fresca de la composición aquo-fílmica de la presente invención, los componentes y rangos ensayados se describen a continuación:

RANGO COMPOSICIONAL

Alquil Sulfatos de Sodio	0 – 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 – 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 con 8 OE	0 – 10% Peso.
Carbonato de Sodio	10 – 29% Peso.
Poliacrilatos de sódio	0.5 – 20 % Peso
Alquil Benceno Sulfonatos de Sodio	5 – 25% Peso.
Sulfato de sodio (inertes)	balance

COMPOSICION ESPECIFICA

Tridecil sulfato de sódio.	10% Peso.
Silicato de sódio.	2% Peso
Alcohol Etoxilado C12-15, con 8 OE	2% Peso.

Carbonato de sódio.	25% Peso.
Poliacrilatos de sódio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de sódio	15 % Peso
Sulfato de sódio	balance

El procedimiento consistió en empacar la celda con la arena no consolidada y posteriormente determinar la permeabilidad absoluta y porosidad de la arena al gas N₂.

En una siguiente etapa se procedió a realizar las saturaciones al agua de formación, se continuó con crudo de 10-12 API y luego al agua de formación para dejar al núcleo con saturación residual al crudo. Se continúa la prueba con producción en reverso, fluyendo crudo. Durante ese periodo se registra directamente y en línea la permeabilidad efectiva horizontal de los fluidos producidos a la salida de la celda en función del volumen de poro inyectado. El resultado para el blanco mostró que luego de inyectar 20 VP (volúmenes de poro) se logró estabilización de la permeabilidad de salida del fluido en aproximadamente 1,052 Darcy, el cual es un factor y por tal razón adimensional.

Se continuó mediante el mismo procedimiento anteriormente descrito, pero esta vez, inyectando la composición acuoso-fílmica humectante de la presente invención. La misma, al 2% de la composición específica con agua dulce, en dirección inyección de 1-2 volúmenes de poro. Luego se logra una estabilización de la nueva permeabilidad del crudo a la salida del fluido, en dirección producción, aproximadamente a 4,82 Darcy, el cual es un factor y por tal razón adimensional; después de desplazar 60 VP (volúmenes de poro) aproximadamente. Incluso, desde 2 VP aproximadamente ya se había estabilizado la permeabilidad de los fluidos de salida. Resulta entonces una mejora sorprendente e inesperada que la permeabilidad se incrementa 5 veces a favor con el tratamiento acuoso-humectante, acá presentada.

Estos resultados aseguran una recuperación adicional de crudo. Por supuesto esto debido a la mejora en la permeabilidad y movilidad del crudo en la arena del yacimiento tratado.