

Bogotá:
Av Cr 9 No. 103A 36 Of. 202B
Edificio Latitud 104
Rincon del Chico
Tel (571) 5 205 094 - 5 205 095

Medellín:
Calle 32D No. 80B 12
Laureles
Tel (574) 2500402

servicliente@provimarcas.com.co
www.provimarcas.com.co
Colombia / Suramérica

 **PROVIMARCAS**
se anticipa porque sabe

1

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-049376- -00005-0000

Fecha: 2012-09-17 15:38:25 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 444 RESPUESTAREQUE Folios: 13

Expediente: **12-049376**

Asunto: **RESPUESTA OFICIO12681 DE 18 JULIO DE 2012**

Solicitante: **LIPESA COLOMBIA S.A.**

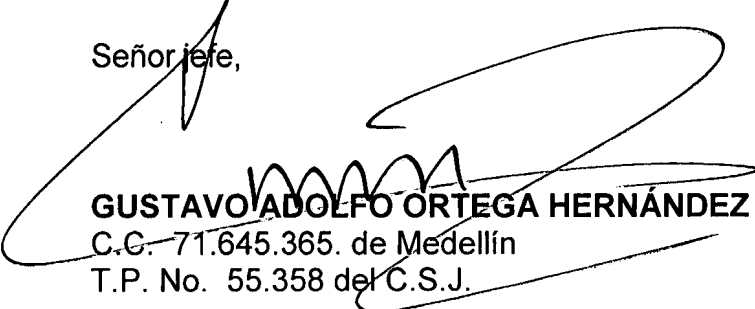
Gustavo Adolfo Ortega Hernández, Abogado titulado identificado como aparece al pie de mi firma, obrando como apoderado del solicitante de la referencia y actuando dentro de los términos legales, me permito dar respuesta al oficio del asunto en los siguientes términos:

- Anexo en su totalidad, el contenido técnico de la patente de la referencia haciendo uso de las unidades del Sistema Internacional

Así mismo queremos dejar en claro que con el documento adjunto 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 12 folios

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

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

CAMPO DE LA INVENCION

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 INVENCION

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-fílmico 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-fílmicas 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-fílmica 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-filmica 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 incremente 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.

REIVINDICACIONES

- 1. La composición acuoso-fílmica humectante caracterizada porque comprende al menos un componente seleccionado entre sales surfactantes acuoso-fílmicas humectantes, sales inhibidoras de corrosión, sales inhibidoras de iones divalentes, surfactantes acuoso-fílmicos humectantes secundarios y otros inertes.
- 2. La composición acuoso-fílmica humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizada porque al menos un componente es seleccionado del grupo que comprende surfactantes de sodio alquilbenceno sulfonatos, sodio alquil sulfatos y los alcoholes etoxilados.
- 3. La composición acuoso-fílmica humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque además comprende opcionalmente sulfato de sodio, carbonato de sodio, poliacrilatos de sodio y/o silicatos de sodio.
- 4. La composición acuoso-fílmico humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 – 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 – 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 con 8 Moles 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)	Bal.

- 5. La composición acuoso-fílmico humectante de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque puede ser diluido en el rango de concentraciones entre 1% al 12% P/V de las sales Acuoso-fílmicas humectantes, en agua fresca.
- 6. Una solución en agua fresca al 2% que comprende La composición acuoso-fílmico humectante caracterizada porque comprende:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 – 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 – 5% Peso.

Alcoholes Etoxilados C12-15 con 8 moles 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.

7. La solución en agua fresca al 2% de acuerdo con la reivindicación 5 caracterizada porque comprende:

Tridecil sulfato de sódio.	10% Peso.
Silicato de sódio.	2% Peso.
Alcohol Etoxilado C12-15, con 8 moles OE	2% Peso.
Carbonato de sódio.	25% Peso.
Poliacrilatos de sódio	5 % Peso
Octadecil benceno sulfonato de sódio	15 % Peso
Sulfato de sódio	balance

8. 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 una composición acuoso-fílmica humectante que comprende al menos un componente seleccionado del grupo que consiste de sales surfactantes acuoso-fílmicas humectantes, sales inhibidoras de corrosión, sales oxidantes de hidrocarburos, sales inhibidoras de iones divalentes, surfactantes acuoso-humectantes secundarios y otros inertes
- Inyectar una solución, cuya composición en sales acuoso- fílmica humectante puede estar entre el 1% al 12% ,de esas sales, en agua fresca
- permitir el proceso de remojo de la formación subterránea
- permitir el proceso de recuperación de hidrocarburos y otros fluidos de producción.

9. El método según la reivindicación 6, caracterizado porque La composición acuoso-fílmico humectante comprende al menos un componente seleccionado del grupo que consiste de surfactantes de sodio alquilbenceno

sulfonatos, sodio alquil sulfatos y los alcoholes etoxilados.

10.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque La composición acuoso-fílmico humectante comprende opcionalmente además sulfato de sodio, carbonato de sodio, poliacrilatos de sodio y/o silicatos de sodio.

11.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque La composición acuoso-fílmico humectante esta al 2% en agua fresca y consiste de:

Alquil Sulfatos de Sodio	0 – 15% Peso
Silicatos de Sodio	0 – 5% Peso.
Alcoholes Etoxilados C12-15 con 8 moles 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.

12.El método según la reivindicación 7, caracterizado porque la composición acuoso-fílmica humectante diluida al 2% en agua fresca consiste de:

Tridecil sulfatos 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

13.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque las condiciones operacionales de presión y temperatura en el pozo o formación subterránea están en los rangos respectivamente de: presión 551,58 Kilopascales hasta 55,16 Megapascales y temperatura desde 288.7 K – 449.8 K.

14.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque la inyección de cualquiera de las formulaciones dLa composición acuoso-fílmico puede aplicarse en uno o más pozos en comunicación subterránea o sin ella.

15.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque la inyección La composición acuoso-fílmico humectante puede realizarse en uno o más

pozos verticales y/o horizontales y/o inclinados donde las profundidades pueden llegar hasta 6096 m y en los horizontales la sección horizontal puede ser hasta 1828.8 m. Y su condición humectante puede ser variable, preferiblemente humectado al aceite en una fracción importante.

16.El método según la reivindicación 6, 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 %.

17.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque la inyección de la composición acuoso-fílmica puede realizarse en pozos de gas.

18. El método según la reivindicación 6, caracterizado porque las soluciones acuoso-fílmicas humectantes transportan crudo en tuberías en relaciones, del crudo a transportar/composición acuoso-fílmica humectante varían desde 95/5 hasta 50/50, en volumen.

19.El método según la reivindicación 6, caracterizado porque las soluciones acuoso-fílmicas humectantes pueden ser formuladas como :

- I- Fluidos de completación en pozos de hidrocarburos
- II- Fluidos de limpieza en fracturas generadas en pozos de hidrocarburos
- III- Fluidos de limpieza de revoques creados por fluidos de perforación
- IV- Fluidos de limpieza de pozos inyectoros de aguas de producción
- V- Fluidos de limpieza de rejillas en pozos empacadas con arena
- VI- Fluidos de limpieza para atascamiento de mechas y sartas de perforación

RESUMEN:

Esta invención concierne La composición acuoso-fílmico de sales humectantes, aplicables en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos y otras operaciones específicas de perforación y producción petrolera (limpieza de fracturas, pozos de agua, rejillas de empaque, embolamientos de mechas, fluido de completación, fluido de transporte de hidrocarburos, etc.). Específicamente utilizando la aplicación de solución Acuoso-Fílmica humectante en la modalidad de inyección, remojo y recuperación de la mezcla de fluidos de producción. También en las variantes como fluido de barrido en esquemas de recuperación mejorada (EOR). La composición Aquo-Fílmica humectante acuosa tiene rangos específicos en su composición normalmente esta pensada para 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 microfracturados, etc. El rango de presiones desde tan bajas como 551,58 - 689,48 Kilopascales, hasta 41,37 Megapascales y temperaturas entre 294.2 K – 422 K