



SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Folios: 25

Radicación: 02103323 00000000

Fecha (HRS): 2002-11-14 15:09:00

Tramite: 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Industria y Comercio

02 103323 00

COP. 04.11.2011 K 7

PETITORIO

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
2000-8

① SOLICITUD DE:

☒ Patente de Invención ☐ Patente de Modelo de UtilidadNombre: WM. MARSH RICE UNIVERSITY IDENTIFICACIÓN
Dirección: 6100 Main Street C.C. ___ NIT ___SOLICITANTE Teléfono: 3132408 Fax: 3131647 C.E. ___ OTRO ___
(71) E-mail: Número
Domicilio: HOUSTON, TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA
Lugar de constitución: TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICANombre: HUMBERTO RUBIO CAMACHO IDENTIFICACIÓN
REPRESENTANTE Dirección: Carrera 7 No. 74 - 84, Of. 506 C.C. ☒ NIT ___
O APODERADO Teléfono: 3132408 Fax: 3131647 C.E. ___ OTRO ___
(74) E-mail: No. 17'192.062 T.P. 50.007 CSJ② Nombre: George J. HIRASAKI IDENTIFICACIÓN
Clarence A. MILLER C.C. ___ NIT ___
INVENTOR(ES): Dirección: Texas, Estados Unidos de América C.E. ___ OTRO ___
(72) Teléfono: 3132408 Fax: 3131647 Número
E-mail:
Domicilio: TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICATÍTULO (54) "MÉTODOS PARA REDUCIR LA PERMEABILIDAD AL AGUA DE
UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA"Clasificación Internacional (51) E21B 43/28; CO9K 7/02
CO9K 8/94 (IPC)

Prioridad (33) País de origen (32) Fecha (31) Número de solicitud

SI ☒ NO ___ ESTADOS UNIDOS 15 DE NOVIEMBRE 2001 09/999.292
DE AMÉRICA

Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6 meses ___ 12 meses ☒ 18 meses ___ Otro ___Comprobante de pago No. 16,853 Fecha: 11 de marzo de 2.002
16,859 11 de marzo de 2.002

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
- ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☐ Poderes, si fuere el caso.
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Descripción de la invención.
- ☒ Una o más reivindicaciones.
- ☐ Dibujos y/o planos necesarios.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser del caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☐ Arte final 12 x 12

(11) Figura característica:

(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA



C.C.

17'192.062 de Bogotá

T.P.

50.007 Consejo Superior de
La Judicatura



4
3

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 02103323 00000000 Folios: 25

Fecha (RMB): 2002-11-14 15:09:00

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCIÓN
"METODOS PARA REDUCIR LA
PERMEABILIDAD AL AGUA DE
UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA"

NET : 800174089-2

RECIBO OFICIAL DE CASA : 02 - 16.857
FECHA : MARZO 11 DE 2002

CONSIGNACION

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PGO	VA. PAGO
HUMBERTO RUBIO SARACHE	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	05-00110-6	2407614	11/03/2002	11,145,000.00

CONCEPTO

CANT. REMITIDO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50000-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	370,000.00
	TOTAL :	370,000.00

SON: TRESCIENTOS SESENTA Y SEIS MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CASA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 02103323 00000000 Folios: 25
Fecha (RSD): 2002-11-14 15:09:00
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCION
"METODOS PARA REDUCIR LA
PERMEABILIDAD AL AGUA DE
UNA FORMACION SUBTERRANEA"

MIT : 000000000

NUMERO OFICIAL DE CAD : 10 11/02/02
FECHA : 11/02/02

CONCEPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

DESCRIPCION DE LA PATENTE

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

MÉTODOS PARA REDUCIR LA PERMEABILIDAD AL AGUA DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA

RESUMEN

Se suplen los métodos de reducir la permeabilidad al agua de una zona de producción de agua en una formación subterránea. Los métodos comprenden, básicamente, introducir un agente tensoactivo polimérico en un gas inerte a la zona de producción de agua para, de esta manera, formar una espuma que reduzca allí la permeabilidad al agua. El agente tensoactivo polimérico tiene la propiedad de facilitar la formación de espuma y la propiedad adicional de estabilizar la espuma en presencia del agua que fluye en la formación.

MÉTODOS PARA REDUCIR LA PERMEABILIDAD AL AGUA DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA

Antecedentes de la Invención

1. Campo de la Invención.

La presente invención se refiere a los métodos para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de agua en una formación subterránea, sin reducir esencialmente la permeabilidad a los hidrocarburos de la misma.

2. Descripción del Arte Precedente.

La producción de agua con hidrocarburos, es decir, petróleo y/o gas, desde los pozos constituye un problema fundamental y ocasiona gastos en la producción de hidrocarburos. Mientras los pozos de producción de hidrocarburos usualmente se completan en las formaciones de producción de hidrocarburos, cuando las formaciones contienen capas de agua y petróleo o cuando hay zonas que producen agua cercanas a las formaciones de producción de hidrocarburos, la movilidad superior del agua con frecuencia permite que ésta fluya hacia los pozos de petróleo que penetran las formaciones productoras de hidrocarburos por medio de las fracturas naturales y/o estrías de alta permeabilidad. En la producción de dichos pozos, las relaciones de agua a hidrocarburos recuperados con frecuencia se hacen tan altas que el costo de producción del agua, separándola de los hidrocarburos y desechándola, representa una pérdida económica importante.

A fin de reducir la producción de agua indeseada a partir de las formaciones de producción de hidrocarburos hasta ahora se han utilizado soluciones acuosas de polímeros contentivas de agentes d

entrecruzamiento. En el caso de formaciones naturalmente fracturadas, dichas soluciones acuosas de polímero han sido bombeadas hacia las formaciones de producción de hidrocarburos de manera que entran a las zonas de agua, dentro y adyacentes a las formaciones, y allí se entrecruzan. El entrecruzamiento de las soluciones de polímero causa que se formen geles duros que ayudan a detener o reducir el flujo de agua indeseada. Mientras la utilización de soluciones acuosas de polímero en la reducción de la producción de agua indeseada ha logrado varios grados de éxito, los geles de bloqueo completos producidos no son adecuados para producir tratamientos de la formación, salvo que la solución polímero pueda ser colocada sola en la zona o las zonas de producción de agua que molesta. Si se deja que una solución polímero gelifique dentro de una zona de producción de hidrocarburos, el gel de polímero entrecruzado formado reducirá o detendrá el flujo de hidrocarburos en adición al flujo de agua. La colocación seleccionada de una solución de polímero en una formación productora requiere de una tecnología de colocación de aislamiento de la zona que es costosa y consume tiempo. Además, inclusive cuando una solución de polímero está adecuadamente colocada en una zona de producción de agua, los geles entrecruzados formados con frecuencia no permanecen estables en la zona debido a la degradación térmica y/o las diferencias en las características de adsorción del polímero y el agente de entrecruzamiento asociado y similares.

Más recientemente, los productos químicos referidos como modificadores de la permeabilidad relativa han sido utilizados para disminuir la producción de agua con hidrocarburos. O sea, las sustancias químicas modificadoras de la permeabilidad al agua, tales como poliacrilamida, han sido introducidos en las formaciones

productoras de hidrocarburos y agua de manera que los productos químicos se enlazan a los sitios de adsorción en las superficies dentro de la porosidad de las formaciones. La presencia de productos químicos en las formaciones tiene el efecto de reducir el flujo de agua a través de las formaciones mientras tiene un efecto mínimo sobre el flujo de los hidrocarburos a través de las mismas. La utilización de productos químicos que modifican la permeabilidad al agua en las formaciones de producción de hidrocarburos y agua para disminuir la producción de agua es considerablemente menos costosa que las otras técnicas tales como bloqueo del flujo de agua con polímeros entrecruzados y no requiere de técnicas costosas de aislamiento zonal. Sin embargo, la utilización de sustancias químicas que modifican la permeabilidad con frecuencia resulta únicamente en pequeñas reducciones en la producción de agua y/o niveles inaceptables de reducción en la producción de hidrocarburos.

Por lo tanto, existe la necesidad de contar con métodos mejorados para el tratamiento de formaciones subterráneas productoras de hidrocarburos y agua, que utilicen técnicas de modificación de la permeabilidad al agua y productos químicos que sean más efectivos en la reducción de la producción de agua con una reducción mínima, o ninguna, en la producción de hidrocarburos.

Resumen de la Invención

La presente invención proporciona métodos para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación que tienen un efecto mínimo sobre el flujo de hidrocarburos a través de la zona, que satisfacen las necesidades antes descritas y solucionan las deficiencias

del arte precedente. Los métodos comprenden, básicamente, introducir un agente tensoactivo polimérico y un gas inerte en la zona de producción de agua por medio de un pozo de perforación para formar así una espuma que reduzca allí la permeabilidad al agua. El agente tensoactivo polimérico utilizado tiene la propiedad de facilitar la formación de espuma y la propiedad adicional de estabilizar la espuma en presencia de agua que fluye en la formación, por lo cual la espuma permanece en la zona durante un largo período de tiempo.

Ejemplos de agentes tensoactivos poliméricos particularmente adecuados útiles de acuerdo con la presente invención incluyen, mas sin limitarse a ellos, copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno y copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno. Estos y otros agentes tensoactivos poliméricos que pueden utilizarse tienen un peso molecular, de preferencia, en el rango desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000.

El agente tensoactivo polimérico puede ser introducido en la zona de producción en un vehículo líquido inerte, tal como agua salada o salmuera. El gas, que puede ser gas natural o nitrógeno, es introducido por separado en la zona de producción en presencia de un agente tensoactivo polimérico y agua, para así formar la espuma de reducción de permeabilidad al agua en la zona. Cuando los hidrocarburos producidos en la zona contactan la espuma, la espuma se desestabiliza permitiendo así que se produzcan los hidrocarburos pero la espuma permanece en el agua produciendo porciones de la zona donde la producción de agua en la zona se reduce.

Por lo tanto, es un objetivo general de la presente invención el proporcionar métodos mejorados de reducción de la permeabilidad al

agua en una zona productora de agua en una formación subterránea mientras tiene un efecto mínimo sobre el flujo de los hidrocarburos a través de la misma.

Estos así como otros objetivos, características y ventajas de la presente invención serán rápidamente aparentes para aquellos versados en la materia al leer la descripción de las formas de ejecución preferidas presentadas a continuación.

Descripción de las Formas de Ejecución Preferidas

La presente invención proporciona métodos de tratamiento de las zonas productoras de hidrocarburos y agua en las formaciones subterráneas con el fin de reducir la permeabilidad al agua de las zonas sin reducir sustancialmente la permeabilidad de los hidrocarburos de las mismas. El término "agua", cuando se emplea en referencia al agua producida con hidrocarburos provenientes de formaciones subterráneas, incluye agua fresca, agua salada y salmueras, preferiblemente agua salada o salmueras.

Los métodos de la presente invención para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación comprenden la etapa de introducir un agente tensoactivo polimérico y un gas inerte en una zona productora de agua por medio de un pozo de perforación para formar así una espuma que reduzca allí la permeabilidad al agua. El agente tensoactivo polimérico utilizado tiene la propiedad de facilitar la formación de espuma y la propiedad adicional de estabilizar la espuma en presencia del agua que fluye de la formación.

Los métodos de la presente invención para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de hidrocarburos y agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación están compuestos por las etapas de: (a) introducir un agente tensoactivo polimérico en la zona por medio de un pozo de perforación, teniendo el agente tensoactivo las propiedades de facilitar la formación de una espuma, estabilizar la espuma en presencia de agua que fluye en la formación y desestabilizar la espuma en presencia de hidrocarburos; y luego, (b) introducir un gas en la zona por medio de un pozo de perforación en presencia de un agente tensoactivo polimérico y agua para formar allí una espuma que reduzca la permeabilidad al agua en las porciones productoras de agua de la zona.

Conforme anteriormente indicado, los agentes tensoactivos poliméricos útiles de acuerdo con la presente invención deben tener la propiedad de facilitar la formación de una espuma, estabilizar la espuma en presencia de agua que fluye en la formación y desestabilizar la espuma en presencia de hidrocarburos. Se ha encontrado que los polímeros de alto peso molecular pueden tener las propiedades requeridas. Ejemplos de dichos polímeros de bloque adecuados incluyen, mas sin limitarse a ellos, los copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno que tienen rangos de peso que alcanzan desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000 y los copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno que tienen un peso molecular en el rango desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000. Un agente tensoactivo polimérico particularmente adecuado y actualmente preferido es un polímero de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno que tien

un peso molecular de aproximadamente 15.000.

De acuerdo con los métodos de la invención, el agente tensoactivo polimérico utilizado es introducido en la zona productora de agua que será tratada por medio de un pozo de perforación que penetra la zona. De preferencia, el agente tensoactivo polimérico es disuelto o disperso en un vehículo acuoso fluido y la solución vehículo fluido – solución tensoactiva es bombeada hacia la zona. El vehículo acuoso líquido puede ser agua fresca, una solución salina acuosa, salmuera o agua salada. De preferencia, el vehículo acuoso líquido es agua salada o salmuera. Cuando se emplea agua salada la misma puede contener una variedad de sales tales como cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y cloruro de calcio. El agente tensoactivo polimérico utilizado generalmente se disuelve o dispersa en el vehículo acuoso líquido en una cantidad en el rango que alcanza desde aproximadamente 0,1% hasta aproximadamente 5% en peso de vehículo líquido acuoso.

Después que el agente tensoactivo polimérico ha sido colocado en la zona subterránea productora de agua, se introduce en la zona un gas de formación de espuma en la zona. El gas utilizado es, de preferencia, gas natural o nitrógeno, siendo el nitrógeno la opción más preferida. El gas es bombeado hacia la zona por medio de un pozo de perforación en una cantidad suficiente para formar una espuma con la solución acuosa o dispersión del agente tensoactivo polimérico previamente colocada en la zona. O sea, la relación volumétrica de gas a solución acuosa o dispersión del agente tensoactivo polimérico en la zona está en el rango que alcanza desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 10:1. Cuando el gas contacta el agua contenida del agente tensoactivo polimérico previamente introducido en la zona, se forma una espuma

qu es estabilizada en la porosidad de la zona. La presencia d la espuma reduce sustancialmente el flujo de agua a través de la zona y dado que el agente tensoactivo de formación de espuma y estabilización utilizado es un agente tensoactivo de alto peso molecular, no es rápidamente lixiviado o de otro modo retirado de la espuma por contacto con el agua y estabiliza la espuma durante un largo período de tiempo. Cuando los hidrocarburos producidos entran en contacto con la espuma, la espuma es desestabilizada y separada mediante el flujo d hidrocarburos. De esta manera, los hidrocarburos producidos en la zona fluyen rápidamente a través de la zona pero se impide que el agua producido en la zona mediante las fracturas, las estrías permeables y similares fluya a través de la zona por medio de la presencia de la espuma.

Un método preferido de la presente invención para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación es llevada a cabo de la siguiente manera. Un agente tensoactivo polimérico y un gas inerte se introducen en la zona productora de agua a modo de un pozo de perforación para así formar allí una espuma que reduzca la permeabilidad al agua, teniendo el agente tensoactivo polimérico la propiedad de facilitar la formación de la espuma y la propiedad adicional de estabilizar la espuma en presencia del agua que fluye de la formación.

Otro método preferido de esta invención para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de hidrocarburos y agua n una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación es de la siguiente manera. Una solución acuosa o dispersión de un ag nte tensoactivo polimérico es introducida en la zona por medio de un pozo

d perforación, teniendo el agente tensoactivo las propiedades d facilitar la formación de una espuma, estabilizar la espuma en presencia de agua que fluye en la formación y desestabilizar la espuma en presencia de hidrocarburos. Luego, se introduce un gas en la zona por medio de un pozo de perforación en presencia de una solución acuosa del agente tensoactivo polimérico para formar así una espuma de reducción de la permeabilidad al agua en las porciones productoras de agua de la zona.

Otro método preferido de esta invención para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de hidrocarburos y agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación es la siguiente. Una solución acuosa o dispersión de un agente tensoactivo de un copolímero de bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno que tiene un peso molecular en el rango desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000 es bombeada hacia la zona por medio de un pozo de perforación para facilitar la formación de una espuma, estabilizar la espuma en presencia del agua que fluye en la formación y desestabilizar la espuma en presencia de hidrocarburos, y luego el gas nitrógeno es introducido en la zona por medio de un pozo de perforación en presencia de un agente tensoactivo y agua para formar allí una espuma que reduce la permeabilidad al agua en las porciones productoras de agua de la zona.

Conforme fuera indicado previamente, el vehículo líquido es preferiblemente agua salada o salmuera y el agente tensoactivo polimérico está presente, de preferencia, en el agua salada o salmuera en un rango que alcanza desde aproximadamente 0,1% hasta aproximadamente 5% en peso de agua salada o salmuera. D preferencia, el gas utilizado es nitrógeno y el gas es bombeado hacia la

zona en una relación volumétrica de gas a solución acuosa o dispersión del agente tensoactivo polimérico e la zona en un rango desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 10:1.

A fin de ilustrar mejor los métodos de esta invención se presentan los siguientes ejemplos.

Ejemplo 1

Las pruebas de filtrado se condujeron con el fin de determinar los tiempos de deslave del agua de varios agentes tensoactivos poliméricos y otros. El procedimiento utilizado en las pruebas de filtrado es el siguiente. Cada agente tensoactivo probado se disolvió o dispersó en agua fresca a una concentración de 2% agente tensoactivo en peso de agua. Luego, las mezclas de agua – agente tensoactivo resultantes fueron colocadas cada una en un tubo de vidrio de 1 pulgada de diámetro por 1 pie de alto. La espuma fue generada en el tubo de vidrio mediante aire que fluye hacia arriba a una tasa de flujo de 10 mililitros por minuto a través de una mezcla de agua – agente tensoactivo. Luego, el agua fresca fue agregada en la parte superior de la columna de espuma a una tasa de flujo de 3 mililitros por minuto. Se midió el tiempo requerido para que el agente tensoactivo sea desabsorbido de la espuma y para que la mayor parte de la espuma sea deslavada. En la Tabla I a continuación se especifican los diferentes agentes tensoactivos y los tiempos de sus deslaves.

TABLA I
Pruebas de Deslave de Agente Tensoactivo

Prueba No.	Agente Tensoactivo	Deslave Tiempo, min.
1	Mezcla de dihexilsulfosuccinato de sodio e isopropanol	2
2	Dodecil sulfato de sodio	2
3	Laureth sulfato de sodio	62
4	Mezcla de alquil polioxietilen éter e isopropanol	3
5	Mezcla de alfa olefin sulfonato y etilenglicol monobutil éter	3
6	Mezcla de alquil éter sulfato y etilenglicol monobutil éter	2
7	Mezcla de alquil aminas	20
8	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₁₃₂ -PO ₅₅ -EO ₁₃₂) que tienen un peso molecular de 14.600.	135
9	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₁₀₃ -PO ₃₉ -EO ₁₀₃) que tienen un peso molecular de 11.400.	21
10	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₇₆ -PO ₃₀ -EO ₇₆) que tienen un peso molecular de 8.400.	100
11	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₂₆ -PO ₃₉ -EO ₂₆) que tienen un peso molecular de 4.600.	18
12	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno (EO ₄₅ -BO ₁₄ -EO ₄₅) que tienen un peso molecular de 5.000.	92
13	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno (EO ₃₄ -BO ₁₁ -EO ₃₄) que tienen un peso molecular de 3.800.	57

En la Tabla 1 se puede apreciar que los agentes tensoactivos probados en las Pruebas Nos. 4 y 9 hasta 14 funcionaron mejor, de manera general, que los otros agentes tensoactivos.

Ejemplo 2

Una cantidad de los agentes tensoactivos probados en el Ejemplo 1 fueron probados en sacos de arena para determinar su rendimiento al reducir la permeabilidad al agua. Los agentes tensoactivos fueron disueltos o dispersos en agua fresca a una concentración de 0,5% agente tensoactivo en peso de agua. Las mezclas resultantes de agua – agente tensoactivo fueron utilizadas, cada una, para generar una espuma en un saco de arena que fue de 1 pulgada de diámetro por 2 pies de largo. O sea, cada mezcla de agua – agente tensoactivo fue utilizada para formar una espuma en el saco de arena mediante inyección alterna de porciones de la mezcla agua – agente tensoactivo y aire. Luego se midió la caída de presión a través del saco de arena y a partir de la caída de presión se calculó un factor de reducción de movilidad para el flujo líquido, es decir, la relación de la caída de presión requerida para lograr una tasa de flujo volumétrica determinada con la espuma presente a aquella cuando el saco de arena estuvo completamente lleno con agua.

Cuando se generó la espuma con un factor de reducción de movilidad cercano a 100 se inyectó salmuera libre de agente tensoactivo al 5% en peso a una tasa de flujo de 10 mililitros por minuto y se midieron los volúmenes de poro de agua requeridos para reducir el factor de reducción de movilidad a un valor bajo. Los diferentes agentes tensoactivos probados y los tiempos de sus deslaves se especifican en la Tabla II a continuación.

TABLA II
Pruebas de Deslave del Saco de Arena

Prueba No.	Agente Tensoactivo	Volúmenes de Poro de Salmuera por Deslav
1	Laureth sulfato de sodio	13,5
2	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₁₃₂ -PO ₅₈ -EO ₁₃₂) que tiene un peso molecular de 14.600.	27,5
3	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₁₀₃ -PO ₃₈ -EO ₁₀₃) que tiene un peso molecular de 11.400.	8,0
4	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno (EO ₂₈ -PO ₃₈ -EO ₂₈) que tienen un peso molecular de 4.600.	5,0
5	Copolímero tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno (EO ₄₅ -BO ₁₄ -EO ₄₅) que tienen un peso molecular de 5.000.	16,0

De la Tabla II se desprende que los agentes tensoactivos probados son efectivos en la formación y estabilización de espumas en presencia de salmuera que fluye.

De esta manera, la presente invención está bien adaptada para llevar a cabo los objetivos y obtener los fines y las ventajas mencionadas así como aquellas inherentes a la misma. Si bien aquellos conocedores del arte podrán realizar numerosos cambios, dichos cambios están comprendidos dentro del espíritu de la invención conforme se define en las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES

1. Un método para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación que comprende introducir un agente tensoactivo polimérico y un gas inerte en la zona de producción de agua por medio de un pozo de perforación para formar así una espuma que reduzca allí la permeabilidad al agua, dicho agente tensoactivo polimérico tiene la propiedad de facilitar la formación de dicha espuma y la propiedad adicional de estabilizar dicha espuma en presencia de agua que fluye en la formación.

2. El método de la reivindicación 1, donde dicho agente tensoactivo polimérico es seleccionado a partir del grupo que consiste de copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno y copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno.

3. El método de la reivindicación 1, donde dicho agente tensoactivo polimérico es un copolímero de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno que tiene un peso molecular en el rango desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000.

4. El método de la reivindicación 1, donde dicho agente tensoactivo polimérico es introducido en dicha zona como una solución o dispersión en un vehículo líquido acuoso.

5. El método de la reivindicación 4, donde dicho agente tensoactivo polimérico está presente en dicho vehículo acuoso líquido en una cantidad en el rango que alcanza desde aproximadamente 0,1% hasta aproximadamente 5% en peso de vehículo líquido.

6. El método de la reivindicación 4, donde dicho vehículo líquido acuoso es una solución salina acuosa o salmuera.

7. El método de la reivindicación 1, donde dicho agente tensoactivo polimérico y dicho gas son introducidos por separado en dicha zona.

8. El método de la reivindicación 1, donde dicho gas es seleccionado a partir del grupo que consiste de gas natural y nitrógeno.

9. El método de la reivindicación 4, donde dicho gas es nitrógeno y es introducido en dicha zona en una relación volumétrica de dicho gas a dicha solución acuosa o dispersión introducida allí en el rango que alcanza desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 10:1.

10. Un método para reducir la permeabilidad al agua de una zona productora de hidrocarburos y agua en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación, cuyo método comprende las etapas de:

(a) introducir un agente tensoactivo polimérico en dicha zona por medio de un pozo de perforación, teniendo dicho agente tensoactivo las propiedades de facilitar la formación de una espuma, estabilizar dicha espuma en presencia de agua que fluye en la formación y desestabilizar dicha espuma en presencia de hidrocarburos; y luego

(b) introducir un gas en dicha zona por medio de dicho pozo de perforación en presencia de dicho agente tensoactivo polimérico y agua para formar allí una espuma que reduzca la permeabilidad al agua en las porciones productoras de agua de dicha zona.

(11) El método de la reivindicación 10, donde dicho agente tensoactivo polimérico es seleccionado a partir del grupo que consiste

d copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno y copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno.

11. El método de la reivindicación 10, donde dicho agente tensoactivo polimérico es seleccionado a partir de copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno y copolímeros de tri-bloque óxido de etileno – óxido de butileno – óxido de etileno.

12. El método de la reivindicación 10, donde dicho agente tensoactivo polimérico es un copolímero de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno que tiene un peso molecular en el rango desde aproximadamente 5.000 hasta aproximadamente 15.000.

13. El método de la reivindicación 10, donde dicho agente tensoactivo polimérico es introducido en dicha zona como una solución o dispersión en un vehículo líquido acuoso.

14. El método de la reivindicación 13, donde dicho agente tensoactivo polimérico está presente en dicho vehículo acuoso líquido en una cantidad en el rango que alcanza desde aproximadamente 0,1% hasta aproximadamente 5% en peso de dicho vehículo líquido.

15. El método de la reivindicación 13, donde dicho vehículo líquido acuoso es una solución salina acuosa o salmuera.

16. El método de la reivindicación 10, donde dicho gas es seleccionado a partir del grupo que consiste de gas natural y nitrógeno.

17. El método de la reivindicación 10, donde dicho gas es nitrógeno y es introducido en dicha zona en una relación volumétrica de dicho gas a dicha solución acuosa o dispersión introducida allí en el rango que alcanza desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 10:1.

18. Un método de reducir la permeabilidad al agua de una zona de producción de agua e hidrocarburos en una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación, cuyo método comprende las etapas de:

(a) bombear un agente tensoactivo copolímero de tri-bloque óxido de etileno – óxido de propileno – óxido de etileno hacia dicha zona en un vehículo acuoso por medio de dicho pozo de perforación para facilitar la formación de una espuma, estabilizar dicha espuma en presencia del agua que fluye en la formación y desestabilizar dicha espuma en presencia de hidrocarburos; y luego

(b) introducir gas nitrógeno hacia dicha zona por medio de dicho pozo de perforación en presencia de dicho agente tensoactivo y agua para así formar una espuma que reduzca la permeabilidad al agua en las porciones productoras de agua de dicha zona.

19. El método de la reivindicación 18, donde dicho agente tensoactivo está presente en dicho vehículo acuoso líquido en el rango que alcanza desde aproximadamente 0,1% hasta aproximadamente 5% en peso de dicho vehículo líquido.

20. El método de la reivindicación 19, donde dicho vehículo líquido es agua salada.

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACION Y AGILIZACION DEL TRAMITE

		USUARIO	RADICADOR
PATENTE DE INVENCION	MODELO DE UTILIDAD	()	()
- Indicación de que se solicita la concesión de una patente.		()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que se presenta la solicitud.		()	()
- Descripción de la invención.		()	()
- Dibujos de ser estos pertinentes.		()	()
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas.		()	()
COMPLETA	()	INCOMPLETA	()
DISEÑO INDUSTRIAL ()			
- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial		()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud		()	()
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del Material que incorpora el diseño.		()	()
- Comprobante de pago de las tasas establecidas		()	()
COMPLETA	()	INCOMPLETA	()
ESQUEMA DE TRAZADO ()			
- Indicación de que solicita el registro de un Esquema de trazado		()	()
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta La solicitud		()	()
- Representación gráfica del esquema de trazado		()	()
- Comprobante de pago de las tasas establecidas		()	()
COMPLETA	()	INCOMPLETA	()

Firma Responsable 

Fecha

2020
Bogotá, D. C.

Doctor(a)
HUMBERTO RUBIO CAMACHO

Oficio No. 00207

REFERENCIA: Radicación 02-103323
 Trámite 002
 Evento 001
 Actuación 430
 Folios 001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Allegar copia del documento en que conste la cesión del derecho a la patente otorgado por los inventores al solicitante o a su causante. (art. 26-k, Dec 486/2000).
- Debe allegar el poder otorgado al abogado que aparezca en la solicitud como apoderado, con el lleno de los requisitos exigidos en el Código de Procedimiento Civil. Cuando se requiera debe allegarse la sustitución del poder, otorgada por quien aparece como apoderado principal. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la existencia y representación legal de la sociedad solicitante.
- Para efectos de entendimiento, y posterior digitalización de la solicitud es importante que los documentos aportados se encuentren completos, por lo tanto se sugiere enviar un nuevo capítulo reivindicatorio, ya que el presentado con la solicitud contiene defectos en la numeración.

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Unica No.10 de 2001.


CLARA CASTELLANOS DE JAIMES
Jefe de la División de Nuevas Creaciones (E)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha



Se recuerda al interesado que debe presentar, dentro de los dieciséis meses siguientes contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud cuya prioridad se invoca, copia de la misma certificada por la autoridad que la expidió y, en los casos en que haya lugar, la traducción simple del capítulo reivindicatorio. El incumplimiento de este plazo, conlleva la pérdida de la prioridad invocada.

202027

Cartera 13 No 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Teléfono: 382 0840
Fax: 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia