



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

PCT

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

10-138108

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
No. 10-138108-00000-0000

Fecha: 2010-11-05 16:02:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eje: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD DESPROPORCIONADA CON EL USO DE UN AGENTE
TENSODACTIVO VISCOELASTICO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL C09K 8/68

71. SOLICITANTE SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

DOMICILIO LA HAYA, HOLANDA

74. APODERADO LUIS FELIPE CASTILLO

22. BOGOTÁ, D.C., 05 NOV. 2010

(FORMA P-10)

Tit. i. c. ~
05-12-2010
NE ~

PETITORIO



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-138108- -00000-0000

Fecha: 2010-11-05 16:02:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASOR
Tra. 11 PATENTE/II Eves: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

FORMULARIO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

1		SOLICITUD DE:	
☒ Patente de Invención		☐ Patente de Modelo de Utilidad	
☒ Capítulo I		☐ Capítulo II	
2	Nombre: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.		IDENTIFICACIÓN
SOLICITANTE (71)	Dirección: Parkstraat 83-89		C.C. ☐ NIT ☐
	Nacionalidad o domicilio: La Haya, Holanda		C.E. ☐ Otro ☐
			Número <u> </u> Cual <u> </u>
3	Nombre: LUIS FELIPE CASTILLO GIBSONE		IDENTIFICACIÓN
REPRESENTANTE O APODERADO	Dirección: Carrera 12 No. 37-42 Piso 12		C.C. ☒ NIT ☐
	Teléfono: 285 74 60 Fax: 285 92 67		C.E. ☐ OTRO ☐
	E-mail: info@castillograu.com		Número <u>79.397.379</u> de <u>TF 63.995</u> del <u>Bogotá</u> <u>C.S.J.</u>
4	Nombre: Arthur MILNE - Manuel Jose LASTRE BUELVAS		
INVENTOR(ES) (72)	Dirección: 1939 Lavalle 1640 Martínez - Cr. 63A No. 23B-53		
	Nacionalidad o Domicilio: Buenos Aires, Argentina - Bogotá, Colombia		
5 PCT (86)			
Solicitud Internacional No.		<u>PCT/IB2009/051840</u>	Fecha: <u>05/05/2009</u>
Publicación Internacional No.		<u>WO 2009/136363 A1</u>	Fecha: <u>12/11/2009</u>
6 Título (54) REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DESPROPORCIONADA CON EL USO DE UN AGENTE TENSOACTIVO VISCOELÁSTICO (Folio 56)			
7 Clasificación Internacional (51) C09K 8/68			
8 Prioridad		(33) País de origen	(32) Fecha
Si ☒ No ☐		<u>E.U.A.</u>	<u>05.05.2008 - 01.05.2009</u>
			(31) Número de Solicitud
			<u>61/126,496 - 12/433,977</u>
9 Comprobante de pago N°: Fecha:			
Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.			

N

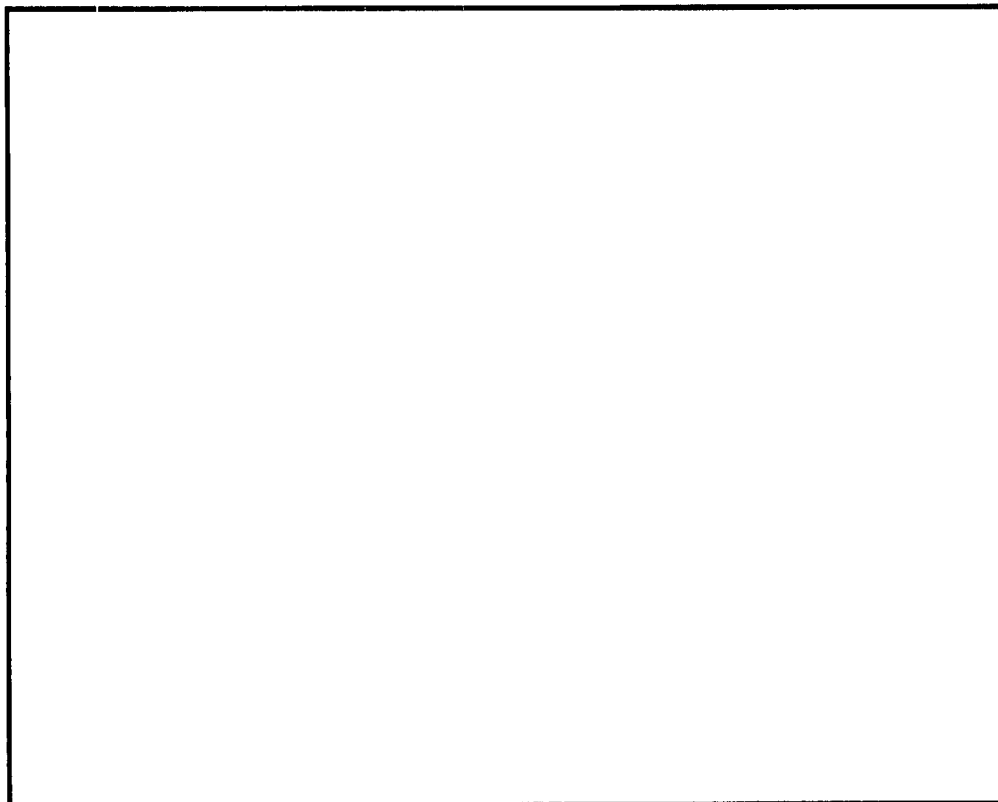
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☒ Poderes, si fuere el caso
- ☒ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☐ Documento de Cesión del inventor al solicitante o a su acusante
- ☐ Declaraciones
- ☐ Copia de la solicitud Internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos).
- ☐ Copia del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ Traducción del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito de material biológico.
- ☒ Arte final 12 x 12
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ Otros

11

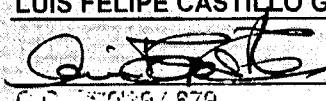
FIGURA CARACTERISTICA



12

Solicito la concesión de patente,

NOMBRE: LUIS FELIPE CASTILLO GIBSONE

FIRMA: 

C.C. 79397.879
de Bogotá

T.P. 68.995
del C.S.J.

Instrucciones para la presentación de los anexos, ver reverso de esta página

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CASH : 10 - 94,341
FECHA : NOVIEMBRE 5 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-138108- -00000-0000

Fecha: 2010-11-05 16:02:43 Dep. 2020 DIP. NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

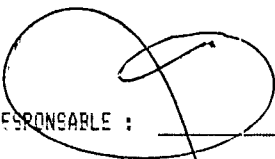
***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CASTILLO GRAU Y ASOCIADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	395135075	05/11/2010	554,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN
			TOTAL : \$ 554,000.00

SON: QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE : 

RECIBO DE CASH APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____



CONSULADO DE COLOMBIA

El suscrito Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Holanda,
vistos los documentos presentados por los interesados,

CERTIFICA:

Que el Señor **A.J. VAN DER LINDEN**, quien como Notario Público de La Haya, Países Bajos, autenticó la firma del signatario del poder precedente, ejercía en la fecha las funciones indicadas, y su firma corresponde a la registrada en este Consulado.

Que la Compañía **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.** es una Sociedad constituida de acuerdo con las leyes de los Países Bajos, cumple su objeto conforme a las mismas y se halla registrada en la Cámara de Comercio y Fábricas de La Haya, Haaglanden, bajo el número **27101455**;

Que el Señor **Abraham Rutger VERBURG**, signatario del presente documento, quien en su carácter de Director de la Empresa **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.** tiene facultad para ello y cuya firma fue autenticada ante el Notario Público de La Haya, el Señor **A.J. VAN DER LINDEN**, es el representante legal de la citada Empresa en este país.

El Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Países Bajos, no asume responsabilidad alguna por el contenido del documento.

Esta certificación se expide en La Haya, Países Bajos, a los veintisiete (27) días del mes de Octubre de dos mil (2000).

Impuesto de Timbre	US\$	7.00.
Derechos Consulares	US\$.	100.00
Costo Total Pagado	US\$.	107.00
Certificación No. 263		





MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

468464

Carlos *[Signature]*
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESAMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL
[Signature]

2000 NOV -9 A 11:03

JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

AUTENTICACION DE COPIA DE ORIGINAL
COMO NOTARIO TREINTA Y OCHO DEL CIRCULO DE BOGOTA D.C.
CERTIFICO QUE, PREVIO EL COTEJO RESPECTIVO, LA
PRESENTE COPIA CONCORDA CON EL ORIGINAL TENER LA MISMA
FECHA
29 OCT 2010
[Signature]
NOTARIO 38 DE BOGOTA, D.C.

Castillo Grau & Associates

LAW OFFICES
P.O. BOX 251473
BOGOTA, COLOMBIA

FOR PATENTS AND TRADE MARKS IN COLOMBIA

PODER GENERAL

(1) **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.**

1 Applicant's name

domiciliado en (2) **La Haya, Holanda**

2 Applicant's Address

nombra al Dr. (3) German Castillo Grau y/o Adriana Castillo Gibsone y/o Luis Felipe Castillo Gibsone.

GENERAL POWER OF ATTORNEY

(1) **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.**

domiciled in (2) **PARKSTRAAT 82-87
2514 VG THE HAGUE
THE NETHERLANDS**

hereby appoint Dr. (3) German Castillo Grau and/or Adriana Castillo Gibsone and/or Luis Felipe Castillo Gibsone

With offices at Carrera 13 No. 37-43 Piso 12 en Bogotá, Colombia as our representatives with special, ample and sufficient power to obtain from the offices and Colombian authorities, administrative, judicial and police, in first or in second instance, Patents of Invention, registration of trade Marks, of Models and Industrial Drawings, of Commercial Names and ensigns, as well as assignments, extensions, renewals, changes of name, registration of licences of exploitation and of licences of use referring to said actions who are empowered to take before said authorities all of the necessary steps for the purposes indicated, to file applications, to formulate descriptions, corrections, protests, declarations, appeals and claims, apply for precautionary measures, to accept on our behalf and representation the assignment of rights of invention and titles of invention that may be done to us by any person, to pay all taxes, quotas and payments prescribed by law, to receive all the documents and proceeds giving the respective acquittance or receipt; to fulfill any other requisites to desist and take in fact any other measures that may be deemed conducive to the safeguard of our interests, and in case oppositions are presented to intervene as complainant and defendant, with all necessary legal faculties. This power of attorney includes the faculties to receive, desist, compromise, transact, substitute it in all or in part, to revoke substitutions, to receive notifications and to appoint extra-judicial or judicial attorneys.

con oficinas en la Carrera 13 No. 37-43 Piso 12 en Bogotá, Colombia como sus representantes con poder especial amplio y suficiente, para recabar de las oficinas y autoridades Colombianas, administrativas, judiciales o de policía, en primera o segunda instancia, la obtención de Patentes de Invención, Registro de Marcas, de Modelos y de Dibujos Industriales, de Nombres Comerciales y Enseñas, lo mismo que traspasos, extensiones, renovaciones, cambios de nombre, registro de licencias de explotación y registro de licencias de uso referentes a tales actuaciones, a cuyo efecto les faculta para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al objeto indicado, elevar solicitudes, formular descripciones, enmiendas, protestas, declaraciones, apelaciones y reclamos, solicitar la aplicación de medidas cautelares, aceptar en nuestro nombre y representación la Cesión de derechos de invención y de patente de invención que se nos haga por cualquier persona, abonar todos los impuestos, cuotas y pagos determinados por la ley, recibir todos los documentos y valores dando el descargo respectivo, llenar cualesquiera otros requisitos, desistir y tomar en fin todas las medidas que creyeran conducentes al resguardo de nuestros intereses y en caso de presentarse oposiciones para que intervengan como demandantes o como demandados, con todas las demás facultades legales necesarias. Este poder comprende además las facultades de recibir, desistir, transigir, comprometer, sustituir, revocar sustituciones, recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extra-judiciales.

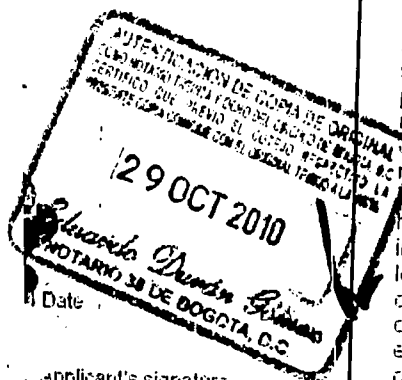
Dado y firmado en (4) **Octubre 2, 2000**

Given and signed in (4) **2 OCTOBER 2000**

(5) *[Signature]*

Corporate Seal to be affixed

La declaración Notarial a la vuelta.
Notarial acknowledgement on other side.



The applicant's signature must be attested by a Notary Public through the NOTARIAL CERTIFICATE: in the "(Individual)", when the signer is a natural person; and in the "(Corporations)", when is a legal one. The Notary's signature must then be legalized by a Colombian Consular Officer.

La firma del solicitante debe ser atestada por un Notario Público por medio de la DECLARACION NOTARIAL: en la "(Individual)", cuando el firmante es una persona natural; y en la "(Sociedades)", cuando es una persona jurídica. La firma del Notario deberá ser legalizada por el Consulado Colombiano.

DECLARACION NOTARIAL

(Individual)

A los. días del mes. de 19.
compareci. personalmente ante mí, No-
tario Público.

a quien(es) doy fé de conocer y me consta que
es (son) la(s) persona(s) descritas y fir-
mante(s) del documento que precede, decla-
rando ante mí que otorga(n) el mismo para los
fines y propósitos que en él se expresan.

El Notario Público,

NOTARIAL CERTIFICATE

(Individual)

On this. day of. personally
appeared before me, a Notary Public

to me known, and known to me be the
person(s) described in and who executed the
foregoing document, and he (they) duly ack-
nowledged to me that he (they) executed same
for the uses and purposes therein expressed.

Notary Public

(Sociedades)

El infrascrito Notario Certifica: que la firma
que antecede y dice.

Abraham Rutger Verburg

es auténtica; que el signatario desempeña
actualmente el cargo de **Director**

Gerente

de **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY**
B.V.

que tiene facultad para otorgar este poder; y
que dicha compañía está domiciliada en . . .
La Haya, Holanda

y actualmete existe y está organizada de
acuerdo a las leyes de **Holanda**

Todos los hechos anteriores le constan por haber
haber examinado los documentos respectivos
y de todo ello da fé.

Dado y firmado en . . . **La Haya**
Holanda

El Notario Público

(Corporations)

The undersigned Notary Public certifies; that
the preceding signature reading **Abraham**
Rutger Verburg

is authentic; that the signor at present fills the
post of **managing director**

of **Schlumberger**
Technology B.V.

and that he is empowered to grant this power;
and that said company is domiciled in . . .

The Hague, The
Netherlands

and actually exists and is organized in accor-
dance with the laws of **The**

Netherlands

the foregoing facts are known to the No-
tary due to his having examined the respetive
documents to which he, the Notary attests

Granted and signed in **The Hague,**
The Netherlands

Notary Public

[Handwritten signature]



(Con legalización Consular)

(With Consular legalization)





Gezien voor legalisatie der handtekening
van *Mr. A.J. van der Linden*
door Ons President van de Arrondissements-
rechtbank te 's-Gravenhage, de

9 OKT. 2000

A.H.M.



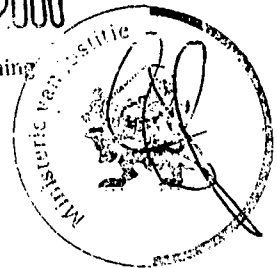
Gezien voor legalisatie van de handtekening
van *Mr. A.J. van der Linden*

's-Gravenhage,

10 OKT 2000

Gezien voor legalisatie van de handtekening
van *Mr. A.H. van Delden*
President van de Arrondissementsrechtbank te Den Haag
's-Gravenhage
De Minister van Justitie,
namens de minister,
hoofd van de directie Bedrijfsvoering en Ondersteuning
Bestuursdepartement,
voor deze,

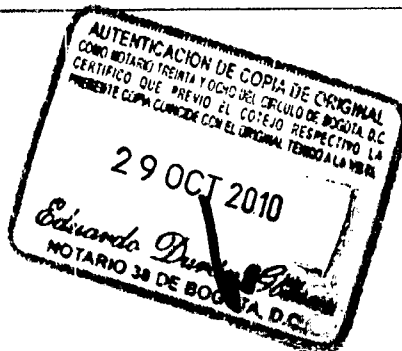
10 OKT. 2000



De Minister van
Buitenlandse Zaken
voor deze,

[Signature]
mw. I.S. Userinkhuijsen

Logos 120,=



X

CORNELIO NIEMAN TRADUCTOR OFICIAL RESOLUCION 5455, NOV5,82

TRADUCCION OFICIAL
DE LEGALIZACIONES
DEL HOLANDES AL INGLES
PERTENECIENTES A DOCUMENTOS DE SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

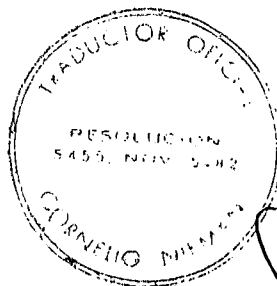
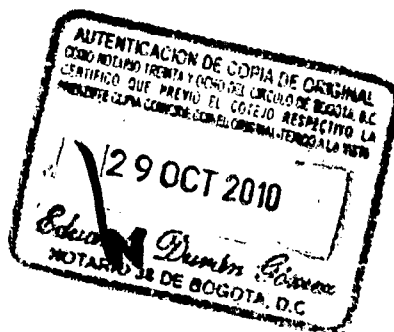
Visto para legalización de la firma de Mr. A.J. van der Linden
por Presidente de la Corte del Distrito de La Haya
el 09 OCT 2000
lleva firma y sello

Visto para legalización de mr. A.H. van Delden
Presidente de la Corte del Distrito La Haya
El Ministro de Justicia, en nombre del Ministro,
Jefe de la dirección Manejo y Apoyo
Departamento Administrativo
para el, firma y sello 10 oct 2000

Visto para legalización de la firma de PNA de Raad
La Haya 10 oct 2000
El Ministro de Relaciones Exteriores para el,
firma Sra I.S. IJserinkhuijsen
fl 20,=
Lleva Certificación Consul de Colombia en La Haya Holanda
de fecha 27 Octubre 2000 firmado por Carlos ABONDANO E
con no. 263 sello seco
Lleva sello Ministerio de Relaciones Exteriores, Jefe
Legalizaciones, Bogotá de fecha 2000 NOV 9 con no. 468464
firmado

ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

2000 MAY -8 A 11:16
JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.



MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

132579
Cornelio Nieman
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS

6

REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DESPROPORCIONADA CON EL USO DE UN AGENTE TENSOACTIVO VISCOELÁSTICO

Campo de la invención

[0001] Esta invención está relacionada con composiciones y métodos para el tratamiento de formaciones subterráneas penetradas por perforaciones. Más particularmente, la invención está relacionada con aditivos para la modificación de la permeabilidad y más particularmente, con un agente tensoactivo viscoelástico de uso en fluidos fracturantes hidráulicos para la reducción de la permeabilidad.

Antecedentes

[0002] Las proposiciones de esta sección solamente proporcionan información de respaldo en relación con la presenta revelación y no pueden constituir técnica anterior.

[0003] La mayoría de los yacimientos de arenisca maduros producen petróleo crudo junto con un volumen creciente de agua. El porcentaje de agua se define como la relación de agua a petróleo (WOR, por sus siglas en inglés) para un pozo específico. El agua puede ser la conocida como agua buena, que desplaza el petróleo crudo fuera del yacimiento, o agua mala que se extrae sin contribuir a la producción del crudo. El agua mala frecuentemente es el resultado de agua que invade el yacimiento y que llega al hueco de perforación a través de fisuras y canales permeables, etc. Debido a que el agua normalmente tiene una viscosidad mucho menor que la del petróleo crudo en las condiciones del yacimiento, la permeabilidad efectiva de la formación al agua es mucho mayor que la del crudo, lo que tiende a producir más agua que crudo una vez que el agua está en contacto directo con el hueco de perforación. La extracción de agua mala generalmente aumenta con el tiempo, debido a que aumenta el grado de invasión del agua en el yacimiento y después de los tratamientos de estimulación. El tratamiento estimula en forma selectiva los intervalos con agua

debido a la diferencia en la permeabilidad relativa (en el caso del tratamiento de la matriz) o debido el contacto creciente con los intervalos que contienen agua en el caso de una fractura hidráulica.

[0004] En algunos casos puede ser posible disminuir la producción de agua con el uso de compuestos químicos o más comúnmente con un polímero que proporcione una reducción de la permeabilidad desproporcionada con respecto al agua. Estos polímeros son más comúnmente conocidos como *Modificadores de la Permeabilidad Relativa* (RPM, por sus siglas en inglés) los cuales disminuyen la permeabilidad efectiva del yacimiento para el agua sin disminuir la permeabilidad efectiva del crudo. Un RPM normalmente es un polímero de baja viscosidad que al momento de inyectarse a la matriz a) tiene un alto grado de carga y se adhiere a las superficie en los espacios porosos, y b) a través de diferentes mecanismos, tal como la dilatación en presencia de agua, reduce el tamaño de los canales del poro y por ende la permeabilidad relativa de la matriz para el agua. El éxito de un tratamiento con un modificador de permeabilidad relativa depende, entre otras cosas, de la distancia desde el frente de arena a la que puede ser colocado el modificador de permeabilidad relativa; a mayor distancia, será más prolongado la duración del efecto del modificador de permeabilidad relativa. Los modificadores de permeabilidad relativa ha sido útiles para tratar yacimientos tanto estimulados como no estimulados. En el caso de yacimientos estimulados, se han incluido los modificadores de permeabilidad relativa como parte de tratamientos tanto de la matriz como de la fracturación hidráulica.

Sumario de la invención

[0005] Se revelan fluidos hidrocarburos gelificados formados a partir de una mezcla de al menos un hidrocarburo (por ejemplo, diesel, alcoholes minerales), un agente de gelificación que

incluye un agente tensoactivo viscoelástico, tal como un agente tensoactivo zwitteriónico (por ejemplo, amidopropildimetilbetaína erúcica), y un agente de entrecruzamiento de carboxilato metálico (por ejemplo, octoato de aluminio). También se revelan métodos que utilizan tales fluidos. En algunas configuraciones, no se incluyen ácido graso con el componente de agente tensoactivo viscoelástico.

[0006] La invención revela un método para el cambio de la permeabilidad del agua de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende: proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico; la introducción del fluido al pozo; y la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de cambiar la permeabilidad de agua de la formación subterránea.

[0007] El paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación. El paso de fracturación además puede realizarse con un agente de sustentación.

[0008] El portador líquido puede ser agua, salmuera u otro tipo de fluidos. El fluido además puede comprender una sal, o la sal puede incluirse directamente en el portador líquido. La sal puede seleccionarse del grupo que consiste en: cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de calcio, carbonato de sodio y combinaciones de estos. Preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 0,1% hasta 5% en peso, más preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 1% hasta 3% en peso.

[0009] En una configuración preferida, el agente tensoactivo viscoelástico, es betaína. Preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,001% hasta 1% en peso. Más preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico

está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso. El fluido además puede comprender metanol, ventajosamente en una cantidad de 5% hasta 15% en peso.

[0010] En un primer aspecto, el método se utiliza para la reducción de la cantidad de agua extraída de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende: proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido, una sal y un agente tensoactivo viscoelástico, en donde el fluido tiene propiedades de permeabilidad relativa; la introducción del fluido al pozo; y la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea.

[0011] Ventajosamente, además se añade un polímero modificador de permeabilidad que no actúa en forma relativa.

[0012] El paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación. El paso de fracturación además puede realizarse con un agente de sustentación.

[0013] El portador líquido puede ser agua, salmuera u otro tipo de fluidos. La sal puede incluirse directamente en el portador líquido. La sal puede seleccionarse del grupo que consiste en: cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de calcio, carbonato de sodio y combinaciones de estos. Preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 0,1% hasta 5% en peso, más preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 1% hasta 3% en peso.

[0014] En una configuración preferida, el agente tensoactivo viscoelástico, es betaina. Preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,001% hasta 1% en peso. Más preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso. El fluido además puede comprender metanol, ventajosamente en una cantidad de 5% hasta 15% en peso.

[0015] En un segundo aspecto, el método se utiliza para mejorar la recuperación de petróleo de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende: proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico; la introducción del fluido al pozo; y la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de mejorar la movilidad del petróleo en la formación subterránea.

[0016] El paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación. El paso de fracturación además puede realizarse con un agente de sustentación.

[0017] El portador líquido puede ser agua, salmuera u otro tipo de fluidos. La sal puede incluirse directamente en el portador líquido. La sal puede seleccionarse del grupo que consiste en: cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de calcio, carbonato de sodio y combinaciones de estos. Preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 0,1% hasta 5% en peso, más preferiblemente, la sal está presente en una cantidad de 1% hasta 3% en peso.

[0018] En una configuración preferida, el agente tensoactivo viscoelástico, es betaina. Preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,001% hasta 1% en peso. Más preferiblemente, el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso. El fluido además puede comprender metanol, ventajosamente en una cantidad de 5% hasta 15% en peso.

Breve descripción de los dibujos

[0019] Las figuras siguientes forman parte de la especificación presente y se incluyen para demostrar adicionalmente ciertos aspectos de la presente invención. La invención puede entenderse mejor en referencia a una o más de estas figuras en combinación

3

con la descripción detallada de configuraciones específicas presentadas aquí. Los componentes en las figuras no necesariamente están en escala, en donde se hace énfasis en la colocación para ilustrar claramente los principios de la presente invención.

[0020] La figura 1 y la figura 2 presentan una comparación entre la permeabilidad efectiva para el agua y el petróleo de un polímero modificador de permeabilidad relativa de la técnica anterior y de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0021] La figura 3 y la figura 4 presentan una comparación entre la permeabilidad relativa de un polímero modificador de permeabilidad relativa de la técnica anterior y de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0022] La figura 5 presenta la reducción en la permeabilidad efectiva para el agua de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0023] La figura 6 presenta la caída en la presión de la inyección de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0024] La figura 7 presenta la permeabilidad para el núcleo de entrada de agua de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0025] La figura 8 presenta la permeabilidad para el núcleo de entrada de agua de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0026] La figura 9 presenta la permeabilidad para el agua de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0027] La figura 10 presenta la permeabilidad relativa de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0028] La figura 11 y la figura 12 presentan una comparación entre la permeabilidad efectiva para el agua de la composición de

acuerdo con una configuración de la invención y de una solución de la técnica anterior.

[0029] La figura 13 presenta la permeabilidad efectiva para un núcleo impregnado de petróleo de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

[0030] La figura 14 presenta la permeabilidad relativa para un núcleo impregnado de petróleo de la composición de acuerdo con una configuración de la invención.

Descripción detallada

[0031] Al comienzo, debe tomarse en cuenta en el desarrollo de cualquiera de las presentes configuraciones, numerosas decisiones específicas de la implementación para lograr los objetivos específicos del desarrollador, tal como el cumplimiento con las restricciones relacionadas con el sistema y relacionadas con el negocio, que variarán de una implementación a otra. Además, se apreciará que tal esfuerzo de desarrollo podría ser complejo y consumir tiempo, pero no obstante sería una rutina que puede ser tratada por aquellos expertos en la técnica que tienen el beneficio de esta revelación.

[0032] La descripción y los ejemplos se presentan únicamente con la finalidad de ilustrar algunas configuraciones preferidas de la invención y no deben constituirse en limitación para el alcance y aplicabilidad de la invención. Aunque las composiciones de la presente invención se describen aquí con la inclusión de determinados materiales, debe entenderse que la composición podría opcionalmente comprender dos o más materiales químicamente diferentes. Además, la composición también puede comprender algunos componentes diferentes de los ya citados. En el sumario de la invención y esta descripción detallada, cada valor numérico debe leerse una vez modificado por el término «alrededor de» (a menos que se modifique así en forma expresa), y luego se leerá de nuevo como no modificado así a menos que se indique de otra

15

manera en el contexto. También, en el sumario de la invención y esta descripción detallada, se debe entender que un rango de concentración presentado o descrito como útil, adecuado o similar, está destinado a considerar como establecidas todas y cada una de las concentraciones dentro de la concentración, que incluyen los extremos. Por ejemplo, un intervalo de 1 a 10% se leerá representando todos y cada uno de los posibles números en toda la extensión entre aproximadamente 1 y cerca de 10. Por tanto, ya sea que los puntos datos se encuentren dentro del intervalo o no, estén identificados explícitamente o referidos solamente a unos pocos específicos, se entiende que los inventores perciben y entienden que todos y cada uno de los puntos de datos dentro del rango se consideran como especificados, así como el uso del rango entero y todos los puntos dentro de éste.

[0033] Las siguientes definiciones se proporcionan para ayudar a los conocedores de la técnica a entender la descripción detallada de la presente invención.

[0034] El término «fracturación» se refiere al proceso y métodos de disgregación de una formación geológica, es decir, la formación de roca alrededor de un hueco de perforación, por el bombeo de fluido a presiones muy altas, para aumentar las tasas de producción desde un yacimiento de hidrocarburos. Los métodos de fracturación de esta invención utilizan técnicas de otra manera convencionales, conocidas en la técnica.

[0035] La abreviatura «RPM» se refiere a modificadores de permeabilidad relativa.

[0036] El término «agente tensoactivo» se refiere a un compuesto soluble o parcialmente soluble que reduce la tensión superficial de líquidos, o reducir la tensión interfacial entre dos líquidos, o un líquido y un sólido por congregación y orientación de estos a estas interfaces.

[0037] El término «viscoelástico» se refiere a los fluidos viscosos que tienen propiedades elásticas, es decir, el líquido, al menos parcialmente, regresan a su forma original cuando se libera la tensión aplicada.

[0038] La frase «agentes tensoactivos viscoelásticos» o «VES» (por sus siglas en inglés) se refiere a la clase de compuestos que pueden formar micelas (esferulíticas, anisométricas, laminares o cristal líquido) en presencia de contraiones en soluciones acuosas, con lo cual se imparte viscosidad al fluido. En particular se prefieren las micelas anisométricas, debido a que su comportamiento en solución se asemeja en mayor grado al de un polímero.

[0039] Una configuración de la invención está dirigida a un fluido para la modificación de la permeabilidad de una formación subterránea, el fluido comprende un portador líquido con una sal, un agente tensoactivo viscoelástico en baja concentración.

[0040] El portador líquido puede en general ser cualquier portador líquido adecuado para usar en pozos de extracción de petróleo y gas. Un portador líquido actualmente preferido es el agua. El portador líquido puede comprender agua, puede consistir en agua, o puede consistir esencialmente en agua. El agua por lo general será el componente principal en peso del fluido. El agua puede ser potable o ser agua no potable. El agua puede ser salina o contener otros materiales característicos de las fuentes de agua encontradas en los pozos petroleros o cerca de estos.

[0041] Debe estar presente una sal en el portador líquido. La sal puede estar presente en forma natural si se utiliza una salmuera, o puede añadirse al portador líquido. Por ejemplo, es posible añadir al agua, cualquier sal, tal como una sal de metal alcalino o metal alcalinotérreo (NaCO_3 , NaCl , KCl , etc.). La sal generalmente está presente en la concentración en por ciento en peso ente alrededor de 0,1% hasta alrededor de 5%. Las

concentraciones actualmente preferidas de sal son de alrededor de 1% hasta alrededor de 3% en peso. La concentración actualmente más preferida de sal es de alrededor de 2% en peso.

[0042] El portador líquido además puede comprender un cosolvente como, por ejemplo, metanol. El cosolvente generalmente está presente en una concentración en por ciento en peso ente alrededor de 1% hasta alrededor de 20%. Las concentraciones actualmente preferidas de sal son de alrededor de 5% hasta alrededor de 15% en peso. La concentración actualmente más preferida de sal es de alrededor de 10% en peso.

[0043] El pH del portador líquido puede generalmente ser cualquier pH compatible con las formaciones de fondo de pozo. El pH actualmente se prefiere que sea de alrededor de 6,5 hasta alrededor de 10,0. El pH puede ser aproximadamente el mismo del pH de la formación.

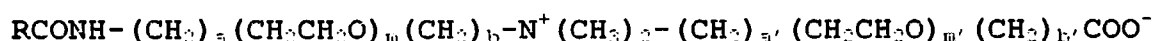
[0044] El agente tensoactivo viscoelástico generalmente puede ser cualquier agente tensoactivo viscoelástico. Los agentes tensoactivos viscoelásticos útiles en el fluido pueden ser cualquier VES adecuado. El agente tensoactivo está presente en una concentración baja en por ciento en peso. Las concentraciones actualmente preferidas del agente tensoactivo son de alrededor de 0,001% hasta alrededor de 1% en peso. La concentración actualmente más preferida de sal es de alrededor de 0,01% hasta alrededor de 0,5% en peso.

[0045] El agente tensoactivo viscoelástico puede seleccionarse del grupo que consiste en un agente tensoactivo catiónico, aniónico, zwitteriónico, anfotérico, no iónico y combinaciones de estos. Algunos ejemplos no limitativos son los descritos en las Patentes de los Estados Unidos n.º 6.435.277 (Qu y otros) y 6.703.352 (Dahayanake y otros). Los agentes tensoactivos viscoelásticos, cuando se utilizan solos o en combinación, son capaces de la formación de micelas que forman una estructura en

un ambiente acuoso que contribuye al aumento de la viscosidad del fluido (también referidas como «micelas viscosificantes»). Estos fluidos normalmente se preparan por mezclado en cantidades apropiadas del agente tensoactivo viscoelástico adecuado para obtener la viscosidad deseada. La viscosidad de los fluidos de agente tensoactivo viscoelástico pueden atribuirse a la estructura tridimensional formada por los componentes en los fluidos. Cuando la concentración de los agentes tensoactivos en un fluido viscoelástico excede significativamente una concentración crítica, y en la mayoría de los casos en presencia de un electrolito, moléculas de agente tensoactivo agregadas en especies tales como micelas, que pueden interactuar para formar una red que exhibe un comportamiento viscoso y elástico.

[0046] Ejemplos no limitativos de agentes tensoactivos viscoelásticos adecuados útiles para aumentar la viscosidad de algunos fluidos incluyen agentes tensoactivos catiónicos, agentes tensoactivos aniónicos, agentes tensoactivos zwitteriónicos, agentes tensoactivos anfotéricos, agentes tensoactivos no iónicos y combinaciones de estos.

[0047] En general, agentes tensoactivos zwitteriónicos particularmente adecuados tienen la fórmula:



en donde R es un grupo alquilo .que contiene alrededor de 17 a cerca de 23 átomos de carbono que pueden ser de cadena ramificada o recta y que puede ser saturada o insaturada; a, b, a' y b' son cada uno de 0 a 10 y m y m' son cada uno de 0 a 13, a y b son cada uno 1 o 2 si m no es 0 y (a + b) es de 2 a 10 si m es 0; a' y b' son cada uno 1 o 2 cuando m' no es 0 y (a' + b') es de 1 a 5 si m' es 0; (m + m') es de 0 a 14; y CH₂CH₂O también puede ser OCH₂CH₂.

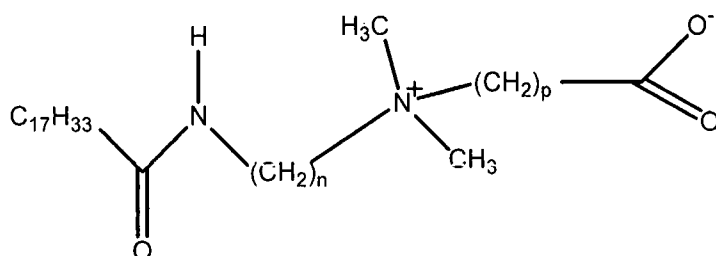
[0048] En una configuración preferida de la invención, puede utilizarse una familia de betaina de agentes tensoactivos

19

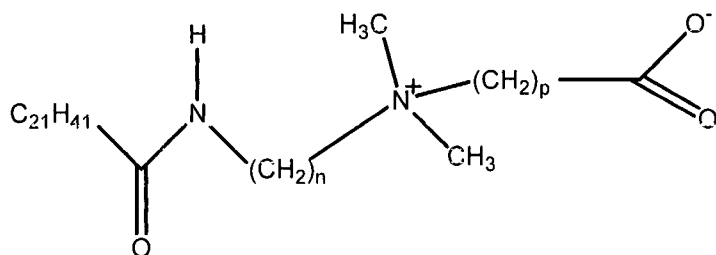
zwitteriónicos. Dos ejemplos adecuados de betainas son BET-O y BET-E. El agente tensoactivo en BET-O-30 se presenta más adelante; su nombre químico es oleilamidopropilbetaina. Se designa como BET-O-30 debido a que es obtenido del proveedor (Rhodia, Inc. Cranbury, New Jersey, Estados Unidos.) es un BET-O-30 Mirataína debido a que contiene un grupo amida de ácido oleílico (que incluye un grupo de cola alqueno $C_{17}H_{33}$) y se suministra como un agente tensoactivo activo de aproximadamente 30%; el resto es sustancialmente agua, cloruro de sodio y propilenglicol. Un material análogo, BET-E-40, también lo comercializa Rhodia y contiene un grupo amida de ácido erúcico (que incluye un grupo de cola alqueno $C_{21}H_{41}$ como se presenta más adelante) y tiene aproximadamente 40% de ingrediente activo, en donde el resto es apreciablemente agua, cloruro de sodio e isopropanol. Los sistemas de agente tensoactivo viscoelástico, en particular BET-E-40, opcionalmente contiene cerca de 1% de un producto de condensación de un ácido naftalenosulfónico, por ejemplo, poli(sulfonato de naftaleno) sódico, como modificador de reología, como se describe en la publicación de solicitud de patente de los Estados Unidos n.º 2003-0134751. El agente tensoactivo en el BET-E-40 también se presenta a continuación; el nombre de producto químico es etucilaminopropilbetaina. En los experimentos se utilizaron los concentrados recibidos de BET-E-40 en los experimentos presentados más adelante, donde serán referidos como «VES». Los agentes tensoactivos BET, y otros VES que son adecuados para la presente invención, se describen en la Patente de los Estados Unidos n.º 6.258.859. De acuerdo con esa patente, los agentes tensoactivos BET producen geles viscoelásticos cuando en presencia de determinados ácidos orgánicos, sales de ácido orgánico o sales inorgánicas; en esa patente, las sales inorgánicas se presentaron a una concentración de peso de hasta aproximadamente 30%. Los coagentes tensoactivos

29

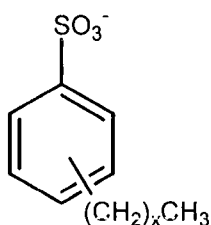
puede utilizarse en la extensión de la tolerancia de salmuera, y para aumentar la resistencia del gel y reducir la sensibilidad del cizallamiento del fluido de agente tensoactivo viscoelástico, en particular para los agentes tensoactivos del tipo BET-O. Un ejemplo que se presenta en la Patente de los Estados Unidos n.º 6.253.859 es el sulfonato de dodecilbenceno sódico (SDBS), también mostrado a continuación. Otros coagentes tensoactivos adecuados incluyen, por ejemplo, aquellos que tienen la estructura SDBS en la cual $x = 5 - 15$; los coagentes tensoactivos preferidos son aquellos en los cuales $x = 7 - 15$. Aun otros coagentes tensoactivos adecuados para BET-O-30 son agentes quelantes determinados tales como triacetato de hidroxietiletilendiamina trisódica. Los desarrolladores de reología de la presente invención pueden utilizarse con sistemas de fluido de agente tensoactivo viscoelástico que contienen tales aditivos como coagentes tensoactivos, ácidos orgánicos, sales de ácido orgánico y sales inorgánicas.



Agente tensoactivo en BET-O-30 (cuando $n = 3$ y $p = 1$)



Agente tensoactivo en BET-E-40 (cuando $n = 3$ y $p = 1$)

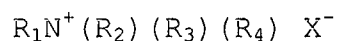


SDBS (cuando $x = 11$ y el contraión es Na^+)

[0049] Algunas configuraciones de la presente invención utilizan betainas; las configuraciones más preferidas utilizan BET-E-40. Aunque no se han realizado experimentos, se considera que las mezclas de betaina, en particular BET-E-40, con otros agentes tensoactivos también son adecuados. Tales mezclas están dentro del alcance de las configuraciones de la invención.

[0050] Otras betainas que son adecuadas incluyen aquellas en las cuales la cadena lateral de alqueno (grupo de cola) contiene 17 - 23 átomos de carbono (que no toman en cuenta el átomo de carbono del carbonilo) que puede ser una cadena ramificada o recta y que puede ser saturada o insaturada, $n = 2 - 10$, y $p = 1 - 5$, y mezclas de estos compuestos. Las betainas más preferidas son aquellas en las cuales la cadena lateral de alqueno contiene 17 - 21 átomos de carbono (que no toman en cuenta el átomo de carbono del carbonilo) que puede ser una cadena ramificada o recta y que puede ser saturada o insaturada, $n = 3 - 5$, y $p = 1 - 3$, y mezclas de estos compuestos. Estos agentes tensoactivos son utilizados a una concentración de alrededor de 0,5 hasta alrededor de 10%, preferiblemente desde alrededor de 1 hasta alrededor de 5% y en el caso de mayor preferencia desde alrededor de 1,5 hasta alrededor de 4,5%.

[0051] Ejemplos de agentes tensoactivos viscoelásticos catiónicos incluyen sales de amina y sales de amina cuaternaria reveladas en las Patentes de los Estados Unidos n.º 5.979.557 y 6.435.277 que tienen un cesionario común de la presente solicitud. Ejemplos de agentes tensoactivos viscoelásticos catiónicos adecuados incluyen agentes tensoactivos catiónicos que tienen la estructura:



[0052] en la cual R_1 tiene desde alrededor de 14 hasta alrededor de 26 átomos de carbono y puede ser de cadena recta o ramificada,

aromático, saturado o insaturado, y puede contener un carbonilo, una amida, una retroamida, una imida, una urea o una amina; R_2 , R_3 y R_4 son cada uno independientemente hidrógeno o un grupo alifático de C_1 hasta alrededor de C_6 que pueden ser los mismos o diferentes, de cadena recta o ramificada, saturados o insaturados y uno o más de uno pueden estar sustituidos con un grupo que hace a los grupos R_2 , R_3 y R_4 más hidrofílicos; los grupos R_2 , R_3 y R_4 puedan incorporarse en una estructura de anillo heterocíclico de 5 o 6 miembros que incluye el átomo de nitrógeno; los grupos R_2 , R_3 y R_4 pueden ser los mismos o diferentes; Los grupos R_1 , R_2 , R_3 y/o R_4 pueden contener una o más unidades de óxido de etileno y óxido de propileno; y X^- es un anión. También son adecuadas mezclas de tales compuestos. Como otro ejemplo, R_1 va desde alrededor de 18 hasta alrededor de 22 átomos de carbono y puede contener un carbonilo, amida o amina, y R_2 , R_3 y R_4 son el mismo grupo y contienen desde 1 hasta alrededor de 3 átomos de carbono.

[0053] Los agentes tensoactivos catiónicos que tienen la estructura $R_1N^+(R_2)(R_3)(R_4) X^-$ pueden contener opcionalmente aminas que tienen la estructura: $R_1N(R_2)(R_3)$. Se reconoce que los agentes tensoactivos de amina cuaternaria catiónica comercialmente disponible frecuentemente contienen las aminas correspondientes (en las cuales R_1 , R_2 y R_3 en el agente tensoactivo catiónico y en la amina tiene la misma estructura). Las formulaciones de concentrado de agente tensoactivo viscoelástico comercialmente disponible recibido, por ejemplo, formulaciones de agente tensoactivo viscoelástico, también pueden contener opcionalmente uno o más miembros del grupo que consiste en alcoholes, glicoles, sales orgánicas, agentes quelantes, solventes, solventes mutuos, ácidos orgánicos, sales de ácidos orgánicos, sales inorgánicas, oligómeros, polímeros, copolímeros y mezclas de estos miembros. También pueden contener mejoradores de acción, tal como intensificadores de viscosidad, por ejemplo, polisulfonatos, por

ejemplo, ácidos polisulfónicos, como los describe la patente de los Estados Unidos n.º 7.084.095.

[0054] Otro agente tensoactivo viscoelástico catiónico adecuado es el cloruro de erucil-bis(2-hidroxietil)metilamonio, también conocido como cloruro de (Z)-13 docosenil-N-N-bis (2-hidroxietil)metilamonio. Comúnmente obtenida de los fabricantes como una mezcla que contiene cerca de 60 por ciento en peso de agente tensoactivo en una mezcla de isopropanol, etilenglicol y agua. Otras sales de amina y sales de amina cuaternaria adecuadas incluyen (solas o en combinación según la invención), cloruro de eruciltrimetilamonio; cloruro de N-metil-N,N-bis(2-hidroxietil)amonio de semilla de colza; cloruro de oleilmetilbis(hidroxietil) amonio; cloruro de erucilamidopropiltrimetilamina, bromuro de octadecil metil bis(hidroxietil)amonio; bromuro de octadecil tris(hidroxietil)amonio; bromuro de octadecildimetil hidroxietil amonio; bromuro de cetil dimetil hidroxietilamonio; salicilato de cetil metil bis(hidroxietil)amonio; 3,4,-diclorobenzoato de cetil metil bis(hidroxietil)amonio; cetyl tris(hidroxietil) yoduro de amonio; bromuro de cosil dimetilhidroxietil amonio; cloruro de cosil metil bis(hidroxietil) amonio; bromuro de cosil tris(hidroxietil)amonio; bromuro de dicosildimetilhidroxietil amonio; cloruro de dicosil metil bis(hidroxietil)amonio; bromuro de dicosil tris(hidroxietil)amonio; cloruro de hexadecil etil bis(hidroxietil)amonio; yoduro de hexadecil isopropil bis(hidroxietil) amonio; y cetilamino, cloruro de N-octadecil piridinio.

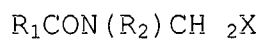
[0055] Puede que no se necesiten muchos fluidos elaborados con los sistemas de agente tensoactivo viscoelástico, por ejemplo, los que contienen agentes tensoactivos catiónicos que tienen estructuras similares a la del cloruro de erucil-bis(2-hidroxietil)metilamonio, tiene en forma inherente cortos tiempos

n⁴

de nuevo curado y intensificadores de reología de la presente invención, excepto bajo circunstancias especiales, por ejemplo, a temperatura muy baja.

[0056] También son adecuados los agentes tensoactivos viscoelásticos anfotéricos. Algunos ejemplos de sistemas de agente tensoactivo viscoelástico anfotérico incluyen aquellos descritos en la patente de los Estados Unidos n.º 6.703.352, por ejemplo, óxidos de amina. Algunos ejemplos de sistemas de agente tensoactivo viscoelástico incluyen aquellos descritos en las patentes de los Estados Unidos n.º 6.239.183; 6.506.710; 7.060.661; 7.303.018; y 7.510.009 por ejemplo, óxidos de amidoamina. Son adecuadas las mezclas de agentes tensoactivos zwitteriónicos y agentes tensoactivos anfotéricos. Un ejemplo es una mezcla de aproximadamente 13% de isopropanol, alrededor de 5% 1-butanol, alrededor de 15% éter etilenglicol monobutílico, alrededor de 4% de cloruro de sodio, aproximadamente 30% de agua, alrededor de 30% de cocoamidopropil-betaina y alrededor de 2% de óxido de cocoamidopropilamina.

[0057] El sistema de agente tensoactivo viscoelástico también se basa en cualquier agente tensoactivo aniónico adecuado. En algunas configuraciones, el agente tensoactivo aniónico es un sarcosinato de alquilo. El sarcosinato de alquilo en general puede tener cualquier número de átomos de carbono. Los sarcosinatos de alquilo actualmente preferidos tiene cerca de 12 a cerca de 24 átomos de carbono. El sarcosinato de alquilo puede tener cerca de 14 a cerca de 18 átomos de carbono. Ejemplos específicos del número de átomos de carbono incluye 12, 14, 16, 18, 20, 22 y 24 átomos de carbono. El agente tensoactivo aniónico se representa por la fórmula química:



en donde R₁ es una cadena hidrófoba que tiene cerca de 12 a cerca de 24 átomos de carbono, R₂ es hidrógeno, metilo, etilo, propilo

25

o butilo y X es carboxilo o sulfonilo. La cadena hidrófoba puede ser un grupo alquilo, un grupo alquenoilo, un grupo alquilarilalquilo o un grupo alcoxialquilo. Ejemplos específicos de la cadena hidrófoba incluye un grupo tetradecilo, un grupo hexadecilo, un grupo octadecilo, un grupo octadecilo y un grupo docosenoico.

[0058] De acuerdo con una primera configuración de la invención, el fluido se inyecta como fluido de tratamiento en formaciones que producen un alto corte de agua para reducir selectivamente el volumen de agua producido, en la misma forma o forma similar que se utilizan actualmente los polímeros modificadores de permeabilidad relativa. De acuerdo con esta configuración, el fluido se introduce a la formación por medio del hueco de perforación. El fluido de tratamiento y otros componentes empleados en el sitio del pozo pueden mezclarse en una mezclador adecuado, mezclador por lotes o forma similar. La ventaja del principio del fluido es la baja viscosidad para la aplicación en formaciones de baja y muy baja permeabilidad en la cual no puede inyectarse un fluido polimérico.

[0059] De acuerdo con una segunda configuración de la presente invención, el fluido se utiliza en operaciones de estimulación. Por ejemplo, si el fluido se incluye en un fluido de fracturación cuando se tratan pozos de extracción en húmedo para disminuir la producción de agua después del tratamiento. El fluido de fracturación base y otros componentes empleados pueden mezclarse juntos en una mezclador en el sitio de pozo. En las operaciones de fracturación, puede añadirse material de agente de sustentación al fluido antes de la inyección al fondo de pozo. Puede utilizarse cualquier agente de sustentación convencional. Tales agentes de sustentación pueden ser naturales o sintéticos (incluyen, pero no se limitan a, cuentas de vidrio, cuentas de cerámica, arena y bauxita), recubiertos o que contienen

componentes químicos; más de uno puede utilizarse en secuencia o en mezclas de diferentes tamaños o diferentes materiales. El agente de sustentación puede ser resina recubierta, preferiblemente resina recubierta prepolimerizada, con tal que la resina y cualquier otro componente químico que podrían liberarse del recubrimiento o hacer contacto con los otros compuestos químicos de la invención sean compatibles con estos. En otra configuración, el fluido se utiliza en combinación con un tratamiento de agua con película oleosa o postratamiento después del trabajo de agua con película oleosa.

[0060] La baja viscosidad del fluido ayuda cuando se utiliza en fluidos fracturantes debido a que el filtrado tendrá una viscosidad equivalente o menor que el agua y así puede escaparse libremente hacia la cara de la fractura. Esta condición está en marcado contraste con el uso de un polímero convencional modificador de permeabilidad relativa en un fluido de fracturación en cuyo caso el polímero modificador de permeabilidad relativa actúa en la reducción de la fuga de fluido en un factor de 10, limitando el volumen del polímero modificador de permeabilidad relativa que se escapa de la matriz de la cara de la fractura. Esta condición, a su vez, limita la efectividad, tanto del grado al cual se reduce la permeabilidad efectiva para el agua de la cara de la fractura como de la resistencia del polímero a la erosión debida al flujo a través de la matriz.

[0061] En una tercera configuración, el fluido es inyectado como un tapón de cola para el tratamiento de estimulación de la matriz para reducir la producción de agua después del tratamiento. El tratamiento de la formación se hace con salmuera, gas o crudo, para empujar el fluido a la formación. El tapón de cola con gas también tiene la finalidad de restablecer la conectividad de la capa de gas (en los pozos de gas).

[0062] El presente método de la invención también es adecuado



para el relleno de grava, la fractura hidráulica y relleno de grava en una única operación (denominada, por ejemplo, tratamientos fractura-relleno, frac-pac, frac-pack, fracpac, frac pac, frac y pac (por sus siglas en inglés), o StimPac u otros nombres), que también se utilizan ampliamente para estimular la producción de hidrocarburos, agua y otros fluidos a partir de formaciones de subsuelo. Estas operaciones involucran el bombeo de una suspensión de «agente de sustentación» (materiales naturales o sintéticos que mantienen abierta una fractura luego de que se crea) en una fractura hidráulica o «gravas» en relleno de grava. En formaciones de permeabilidad baja, el objetivo de la fractura hidráulica en general es formar fracturas de área superficial alta, extensa que aumenten considerablemente la magnitud de la trayectoria del flujo de fluido desde la formación hasta el hueco de perforación. En formaciones de permeabilidad alta, el objetivo del tratamiento de fractura hidráulica en general es formar una fractura muy conductora, ancha y corta, para desviar el daño cerca del hueco de perforación creado en la operación de perforación o completación, para asegurar una buena conectividad de fluido entre el estrato y el hueco de perforación y también para aumentar el área superficial disponible para que los fluidos fluyan al hueco de perforación.

[0063] La grava también es un material natural o sintético, que puede ser idéntico al, o diferente del, agente de sustentación. El relleno de grava se usa para el control de «arenas». La arena es el nombre que se le da a cualquier material en partículas, tales como arcillas, de la formación que pudiera ser transportado dentro del equipo de producción. El relleno de grava es un método de control de arenas utilizado para prevenir la producción de la arena de la formación, en el cual, por ejemplo, se coloca un cedazo de acero en el hueco de perforación y el anillo circundante se rellena con una grava preparada de un tamaño

26

específico diseñado para evitar el pasaje de arena de la formación que pudiera ensuciar el equipo de subsuelo o superficie y reducir el flujo. El objetivo primario del relleno de grava es estabilizar la formación mientras reduce al mínimo el deterioro por la producción del pozo. Algunas veces se forma el relleno de grava sin un cedazo. Las formaciones de permeabilidad alta frecuentemente se consolidan muy poco, de tal manera que se necesita el control de las arenas; también pueden dañarse, de modo que también se necesite fracturación. En consecuencia, los tratamientos de fractura hidráulica en los cuales se desean fracturas cortas y anchas frecuentemente se combinan en una única operación continua (fractura y relleno) con el relleno de grava. Para simplificar, se puede hacer referencia más adelante a uno cualquiera de fractura hidráulica, fractura y relleno de grava en una operación (fractura y relleno), o relleno de grava, y los incluye a todos.

[0064] Puede incluirse cualquier aditivo normalmente utilizado en tales fluidos de tratamiento, de nuevo con tal que sean compatibles con los otros componentes y los resultados deseados del tratamiento. Tales aditivos pueden incluir, pero no se limitan a, agentes de descomposición, antioxidantes, agentes de entrecruzamiento, inhibidores de corrosión, agentes retardadoras, biocidas, soluciones amortiguadoras, aditivos de pérdida de fluido, agentes de control de pH, ácidos sólidos, precursores de ácido sólido, etc. Los huecos de perforación tratados pueden ser verticales, desviados u horizontales. Pueden completarse con revestimiento y perforaciones o hueco abierto.

Ejemplos

[0065] Se llevaron a cabo una serie de experimentos para comparar la efectividad del fluido con el modificador de permeabilidad relativa de la técnica anterior. Todas las pruebas en la siguiente sección se realizaron (por duplicado) utilizando

29

diversos crudos colombianos.

Experimentos de permeabilidad

[0066] Para ilustrar algunas configuraciones de acuerdo con la invención, se hizo la comparación del fluido con un modificador de permeabilidad relativa convencional, los cambios en la permeabilidad efectiva para el agua y para el petróleo después de la inyección a una muestra (núcleo) a 71 °C de una solución de 0,24% en peso de un modificador de permeabilidad relativa convencional en salmuera de KCl al 2% se presentan en la figura 1. La figura 2 presenta la permeabilidad efectiva para el agua de un petróleo después de la inyección de un agente tensoactivo viscoelástico al 0,1% en peso en una salmuera de KCl al 2% en peso con metanol al 10% en peso (muestra A).

[0067] Las curvas de permeabilidad relativa para el modificador de permeabilidad relativa convencional se presentan en la figura 3 y pueden compararse directamente con las presentadas en la figura 4 para la muestra A.

[0068] Los cambios en la permeabilidad efectiva para el petróleo y el agua (figuras 1 y 2) son muy similares a un caso en el se usa un modificador de permeabilidad relativa polimérico convencional y una baja concentración de agente tensoactivo viscoelástico. La tabla 1 resume la comparación de los resultados entre las figuras 1 y 2. El fluido de acuerdo con la invención presenta la misma permeabilidad efectiva, o una mejor, para el petróleo y agua que el modificador de permeabilidad relativa convencional.

	Modificador de permeabilidad rel.			Muestra A		
	antes	después	% de cambio	antes	después	% de cambio
K _w (mD)	37	13,01	-65%	25,3	9,9	-60%

30

K _o (mD)	41,2	36,9	-10%	62	68	+9%
------------------------	------	------	------	----	----	-----

Tabla 1

[0069] Los cambios en las saturaciones residuales y permeabilidad para agua también son similares en la comparación con los datos presentados en las figuras 3 y 4. Estos se resumen en la tabla 2. El fluido de acuerdo con la invención presenta las mismas saturaciones residuales y la permeabilidad para el agua que el modificador de permeabilidad relativa convencional.

	Modificador de permeabilidad rel.			Muestra A		
	antes	después	% de cambio	antes	después	% de cambio
S _{wr}	0,27	0,35	+29%	0,13	0,22	+69%
K _{ro} a S _{wr}	1,51	0,92	-40%	0,56	0,32	-43%
S _{or}	0,36	0,22	-40%	0,17	0,19	+12%
K _{rw} a S _{or}	0,48	0,18	-62%	0,27	0,007	-74%

Tabla 2

Experimentos de tasa de Penetración

[0070] En otra prueba, se determinó la capacidad del fluido para penetrar la matriz. También, el sistema de fluido de acuerdo con la invención es capaz de ser inyectado a la matriz y que es absorbido uniformemente sobre la superficie de los poros. Esta condición se ilustra por la siguiente prueba utilizando 3 núcleos (muestras) en serie a una temperatura de 71°C. El primer núcleo A tiene una longitud de 6,84 cm, un diámetro de 3,80 cm y un VP de 14,18 cc. El segundo núcleo B tiene una longitud de 6,88 cm, un diámetro de 3,80 cm y un VP de 13,09 cc. El tercer núcleo B tiene una longitud de 6,82 cm, un diámetro de 3,81 cm y un VP de 14,74 cc. El procedimiento de la prueba es medir la permeabilidad

31

absoluta de cada núcleo separadamente con una solución de KCl al 2% a 3 cc/min, medir la permeabilidad absoluta de todos los núcleos juntos con la solución de KCl al 2% a 3 cc/min, inyectar el sistema de fluido de acuerdo con el agente tensoactivo viscoelástico de la invención a 0,5 gpt con una solución de KCl al 2% a 3 cc/min, y medir la permeabilidad retenida de todos los núcleos juntos con la solución de KCl al 2% a 3 cc/min, y medir la permeabilidad retenida de núcleos 1 y 3 separadamente con la solución de KCl al 2% a 3 cc/min. Los resultados se presentan en las figuras 5-8. La reducción general en la permeabilidad efectiva para el agua de los tres núcleos en serie es de 40% como se presenta en la figura 5. Se presenta una disminución que puede medirse en la presión de inyección 41kPa a 34kPa (6 psi a 5 psi) a la misma tasa de inyección (3 cc/min.) cuando se inyecta el fluido elaborado de agente tensoactivo viscoelástico + KCl al 2% a los tres núcleos, que indican que la presión capilar en el medio poroso se redujo como se presenta en la figura 6. El cambio en la permeabilidad de los tres núcleos, cuando se evaluaron por separado, fue prácticamente el mismo que, lo que indica que se absorbió una capa uniforme de agente tensoactivo viscoelástico sobre la superficie de los poros. Como se presenta en la figura 7, el núcleo A (entrada) presenta una reducción de 28% y como se presenta en la figura 8, el núcleo C (salida) presenta una reducción de 24%. El cambio en la permeabilidad del núcleo B (salida) es una reducción de 24% en la permeabilidad efectiva para el agua. La diferencia pequeña en la reducción en la permeabilidad efectiva de los dos núcleos se atribuye a la diferencia en la permeabilidad absoluta.

Experimentos de durabilidad

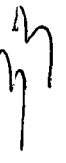
[0071] Un prueba se proporcionó además para mostrar la durabilidad del tratamiento de agente tensoactivo viscoelástico a la matriz. La viscosidad de los agentes tensoactivos

3^N

viscoelásticos es conocida que se reduce aún más cuando se expone a hidrocarburos debido al cambio desde las micelas helicoidales hasta micelas esféricas, aunque los modificadores de permeabilidad relativa poliméricos son conocidos por ser erosionados de la superficie de los espacios porosos debido al flujo de fluidos a través del medio poroso. Por esta razón se llevaron a cabo experimentos para determinar si algún cambio ocurriría si el medio poroso tratado con el fluido de la invención se expuso al flujo de hidrocarburos durante un período extenso de tiempo.

[0072] La secuencia de prueba a 71°C, consiste en (i) establecer la permeabilidad de referencia con el agua de la formación en la dirección de producción, (ii) establecer la permeabilidad para el crudo en la dirección de producción, (iii) establecer la permeabilidad para el agua de formación en la dirección de producción, (iv) inyectar 20 PV del agente tensoactivo viscoelástico 1 gpt («gpt» es galones por miles de galones de fluido de fracturación) + metanol al 10% + cloruro de amonio al 2% (muestra B), (v) tratar el fluido en la dirección de inyección (vi) medición la permeabilidad para el crudo en la dirección de producción, (vii) medir la permeabilidad para el agua de la formación en la dirección de producción, (viii) dejar fluir el 140 PV de crudo en la dirección de producción, (ix) cerrar durante 24 horas con crudo/agua, (x) dejar fluir 70 PV de crudo en la dirección de producción, (xi) cerrar durante 48 horas con crudo, (xii) medir la permeabilidad para el crudo, (xiii) medir la permeabilidad para el agua de la formación. los resultados se resumen en las figuras 9-10.

[0073] Se observó el cambio en la permeabilidad para el agua debido a que el fluido es permanente como se presenta en la figura 9. Después de 72 horas no hubo cambio en la permeabilidad después del tratamiento con el fluido. Se confirma aún la



presencia de fluido en los poros de la formación. Las curvas de permeabilidad relativa, inicial y final, se presentan en la figura 10. La tabla 5 resume los cambios en las saturaciones residuales y permeabilidad para agua.

	Muestra B		
	antes	después	% de cambio
S_{wr}	0,15	0,24	+60%
K_{ro} a S_{wr}	0,87	0,81	-7%
S_{or}	0,15	0,13	-13%
K_{rw} a S_{or}	0,1	0,02	-80%

Tabla 3

[0074] Esos cambios son bastante compatibles con las mediciones previas realizadas y no presentan cambios de las propiedades con el tiempo.

Experimentos del fluido de fracturación

[0075] La misma reducción de permeabilidad desproporcionada para el agua se observó si se añadía una baja concentración de un agente tensoactivo viscoelástico a un fluido de fracturación de polímero de entrecruzamiento, por ejemplo, uno que tenía un bajo pH. La figura 11 presenta los cambios en la permeabilidad efectiva para el agua después de realizar la prueba de fuga estática (30 min de inyección a 3,4 MPa - 500 psi) con un fluido de fracturación entrecruzado de bajo pH (20/1000 gal) con 0,05% en peso de agente tensoactivo viscoelástico. La figura 12 presenta la misma prueba de fuga estática pero sin agente tensoactivo viscoelástico.

[0076] Los resultados se presentan en las tablas 4 y 5. Existe un cambio de reducción de permeabilidad desproporcionada para el agua cuando se incluyó el agente tensoactivo viscoelástico en el fluido de fracturación (que es un fluido de fracturación convencional) que no se evidencia cuando se realiza la misma prueba solamente con el fluido de fracturación. La misma

diferencia se pudo observar en las saturaciones residuales y la permeabilidad para el agua. Demuestra que el fluido de acuerdo con la invención es efectivo en el uso con fluidos de estimulación convencionales, como, por ejemplo, el fluido de fracturación.

	Gel de frac + VES			Gel de frac		
	antes	después	% de cambio	antes	después	% de cambio
K_w (mD)	8,55	3,7	-57%	35	23	-35%
K_o (mD)	12	8,8	-27%	57	35	-38%

Tabla 4

	Frag gel +VES		
	antes	después	% de cambio
S_{wr}	0,28	0,37	+32%
K_{ro} a S_{wr}	0,12	0,09	-25%
S_{or}	0,34	0,40	+17%
K_{rw} a S_{or}	0,08	0,03	-62%

Tabla 5

Experimentos de recuperación de petróleo

[0077] Se llevó a cabo una prueba para determinar el efecto de la inyección de una solución de relación en peso 8:1 de agua:óxido de decildimetilamina (agente tensoactivo viscoelástico) y metanol en una formación impregnada de petróleo conocida (evaluada en un núcleo Bandera) utilizando crudo que se sabe que es aceite que impregna.

[0078] El resultado demuestra que la permeabilidad efectiva por el crudo aumentó sustancialmente (de 65%) aunque no se presentó cambio en la permeabilidad efectiva para el agua. Este resultado indica que la inyección del agente tensoactivo viscoelástico y metanol cambió la capacidad de ser impregnada de la formación de fuertemente impregnada con crudo a fuertemente impregnada con agua.

[0079] La figura 13 presenta los cambios en la permeabilidad

efectiva para un núcleo impregnado con crudo. La figura 14 presenta los cambios en la permeabilidad relativa para el núcleo. Los cambios en la permeabilidad relativa presentados en la figura 13 se resumen en la tabla 6. La saturación de petróleo residual se redujo en más de 50%. La permeabilidad relativa para el petróleo aumentó en todos los valores de saturación, la pendiente de la curva que tiene un mayor valor después del tratamiento que antes, lo que indica que la movilidad del petróleo aumentó a través del medio poroso. La permeabilidad relativa para el agua se redujo en todos los valores de saturación, la pendiente de la curva descendió después del tratamiento, lo que indica que la movilidad del agua se redujo bastante. La movilidad del petróleo aumentó después de la inyección del tratamiento mientras la movilidad del agua disminuyó debido al aumento de la saturación residual demuestra que el fluido de acuerdo con la invención se preferirá en especial para mejorar la recuperación de petróleo crudo.

	VES + metanol		
	antes	después	% de cambio
S_{wr}	0,156	0,25	+60%
K_{ro} a S_{wr}	0,174	0,284	+63%
S_{or}	0,26	0,11	-58%
K_{rw} a S_{or}	0,22	0,225	+2%

Tabla 6

[0080] Queda claro que la presente invención es muy adecuada para llevar a cabo sus objetivos y obtiene sus objetivos y ventajas mencionadas antes así como los inherentes a está. Aunque las configuraciones actualmente preferidas se han descrito en detalle variado para los fines de la revelación, será apreciado por aquellos conocedores de la técnica que numerosos cambios pueden realizarse los cuales serán fácilmente sugeridos por estos y que son abarcados por el espíritu de la invención revelada y

Reivindicaciones

Se reivindica:

1. Un método para el cambio de la permeabilidad del agua de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:
 - la provisión de un fluido que comprende un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico;
 - la introducción del fluido al pozo; y
 - la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de cambiar la permeabilidad de agua de la formación subterránea.
2. El método de la Reivindicación 1, en donde el paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación.
3. El método de la Reivindicación 1 o 2, en donde el portador líquido es agua.
4. El método de una cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 3, en donde el fluido además comprende una sal.
5. El método de la Reivindicación 4, en donde la sal es incluida en el portador líquido.
6. El método de la Reivindicación 4 o 5, en donde la sal se selecciona del grupo que consiste en: cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de calcio, carbonato de sodio y combinaciones de estos.
7. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 4 a 6, en donde la sal está presente en una cantidad de 0,1% hasta 5% en peso.
8. El método de la Reivindicación 7, en donde la sal está presente en una cantidad de 1% hasta 3% en peso.
9. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 8, en donde el agente tensoactivo

viscoelástico es betaína.

10. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 9, en donde el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,001% hasta 1% en peso.
11. El método de la Reivindicación 10, en donde el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso.
12. El método de una cualquiera de las Reivindicaciones 1 a 11, en donde el fluido además comprende metanol.
13. El método de la Reivindicación 12, en donde el metanol está presente en una cantidad de 5% hasta 15% en peso.
14. El método de una cualquiera de las Reivindicaciones 2 a 13, en donde el fluido además comprende un agente de sustentación.
15. Un método para la reducción de la cantidad de agua extraída de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:
 - proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido, una sal y un agente tensoactivo viscoelástico, en donde el fluido tiene propiedades de permeabilidad relativa;
 - la introducción del fluido al pozo; y
 - la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea.
16. El método de la Reivindicación 15, en donde se añade además un polímero modificador de permeabilidad que no actúa en forma relativa.
17. El método de la Reivindicación 15 o 16, en donde el paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación.
18. El método de la reivindicación 17, en donde el paso de

fracturación además comprende un agente de sustentación.

19. El método de acuerdo con la Reivindicación 15 a 18, en donde el portador líquido es agua.
20. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 19, en donde la sal es incluida en el portador líquido.
21. El método de la Reivindicación 20, en donde el portador líquido es salmuera.
22. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 21, en donde la sal se selecciona del grupo que consiste en: cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, carbonato de calcio, carbonato de sodio y combinaciones de estos.
23. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 22, en donde la sal está presente en una cantidad de 1% hasta 3% en peso.
24. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 23, en donde el agente tensoactivo viscoelástico es betaína.
25. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 24, en donde el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso.
26. El método de una cualquiera de las Reivindicaciones 15 a 25, en donde el fluido además comprende metanol.
27. Un método para mejorar la recuperación de petróleo de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:
 - la provisión de un fluido que comprende un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico;
 - la introducción del fluido al pozo; y
 - la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y

40

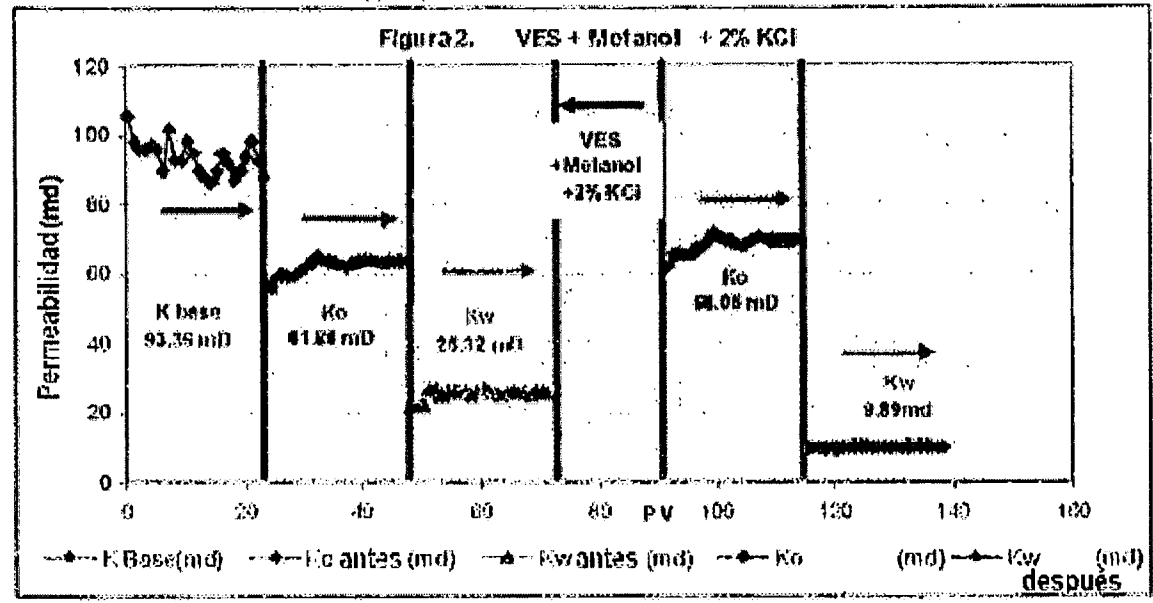
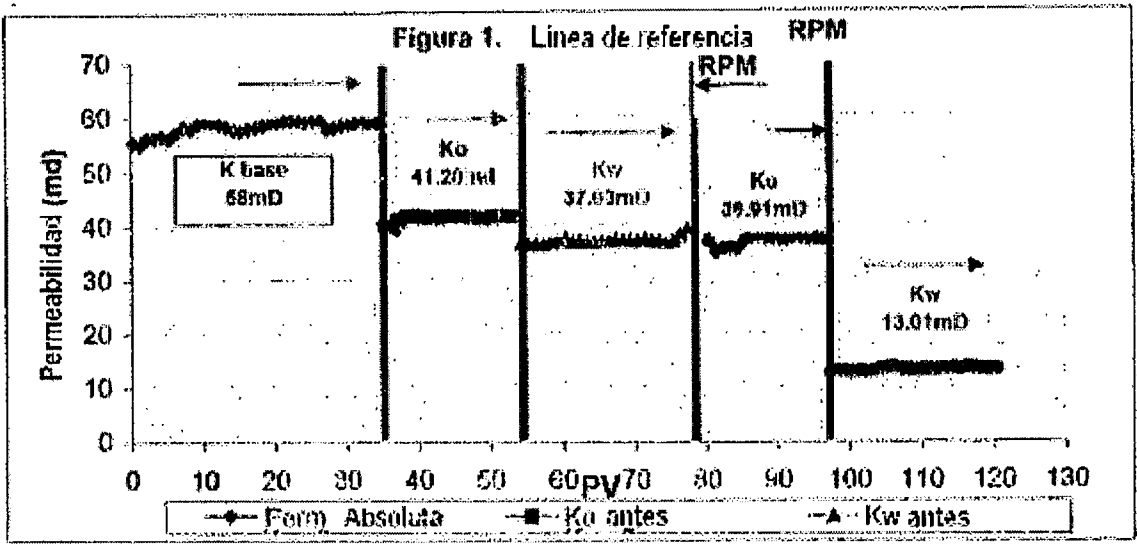
el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de mejorar la movilidad del petróleo en la formación subterránea.

28. El método de la Reivindicación 27, en donde el paso de contacto del fluido y la formación subterránea puede además comprender la fractura de la formación.
29. El método de la reivindicación 28, en donde el paso de fracturación además comprende un agente de sustentación.
30. El método de una cualquiera de las Reivindicaciones 27 a 29, en donde el fluido además comprende metanol.
31. El método de la Reivindicación 30, en donde el metanol está presente en una cantidad de 5% hasta 15% en peso.
32. El método de acuerdo con la Reivindicación 27 a 31, en donde el portador líquido es agua.
33. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 27 a 31, en donde el portador líquido es salmuera.
34. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 27 a 33, en donde el agente tensoactivo viscoelástico es betaína.
35. El método de acuerdo con una cualquiera de las Reivindicaciones 27 a 34, en donde el agente tensoactivo viscoelástico está presente en una cantidad de 0,01% hasta 0,5% en peso.

Resumen

La invención revela un método para el cambio de la permeabilidad del agua de una formación subterránea de un pozo, el método comprende: proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico; la introducción del fluido al pozo; y la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de cambiar la permeabilidad de agua de la formación subterránea. El fluido además puede comprender metanol, o una sal, que puede incluirse dentro del fluido portador. Ventajosamente, no se utiliza otro polímero modificador de permeabilidad relativa. En un primer aspecto, el método se utiliza para la reducción de la cantidad de agua extraída, y en un segundo aspecto para mejorar la recuperación de petróleo.

42



43

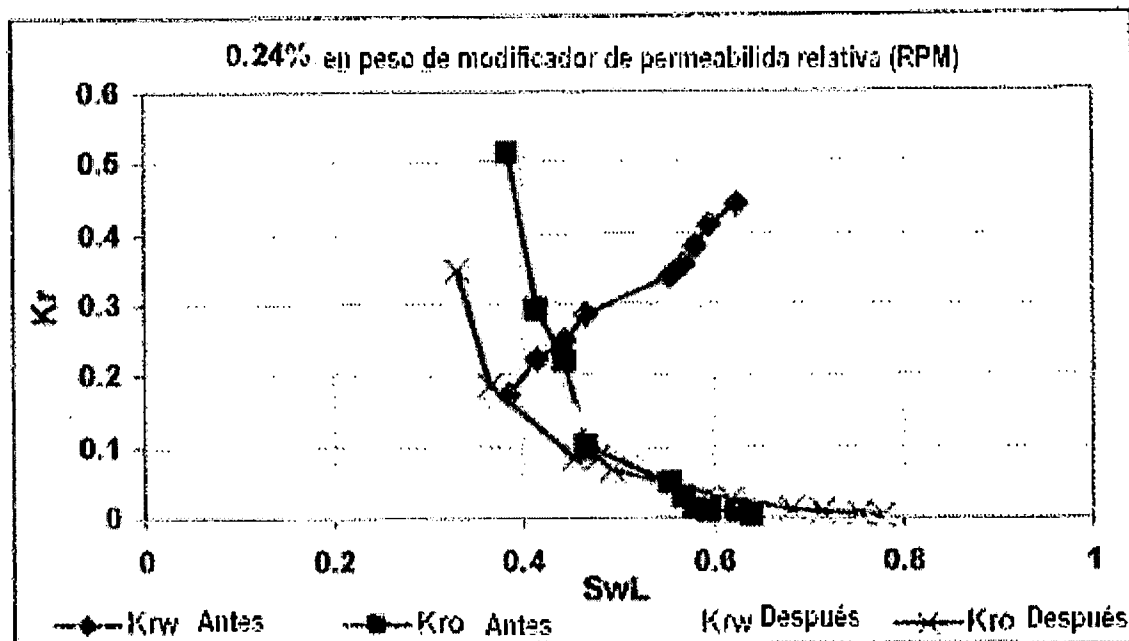


Figura 3

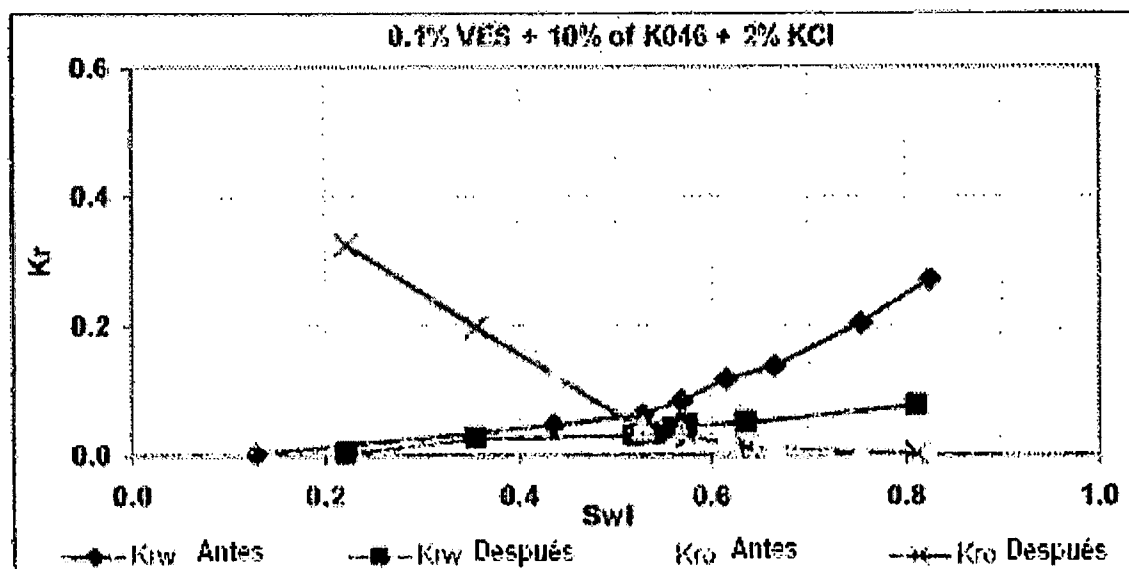


Figura 4

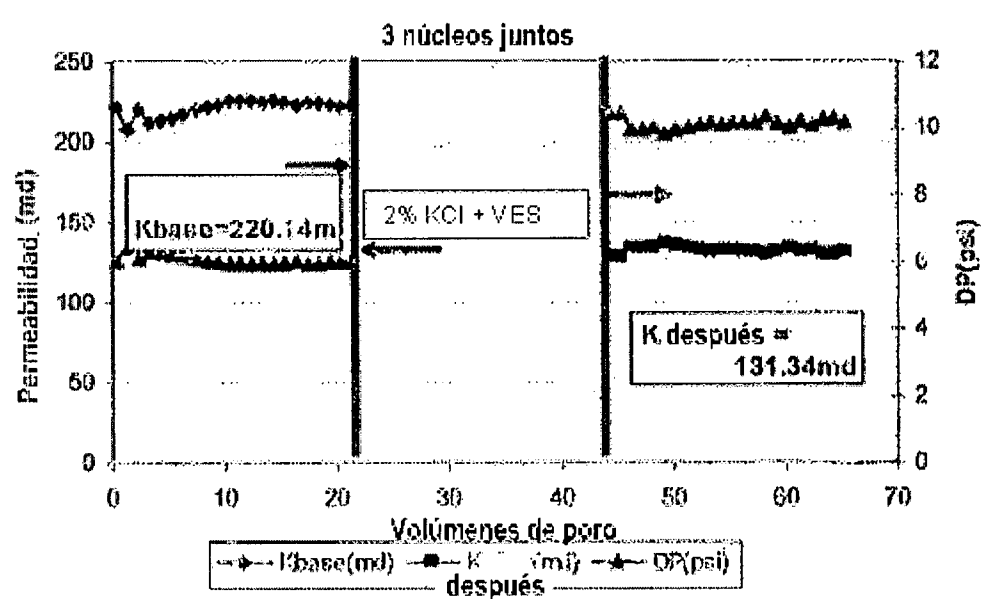


Figura 5. Reducción de la permeabilidad del agua con 3 núcleos en serie

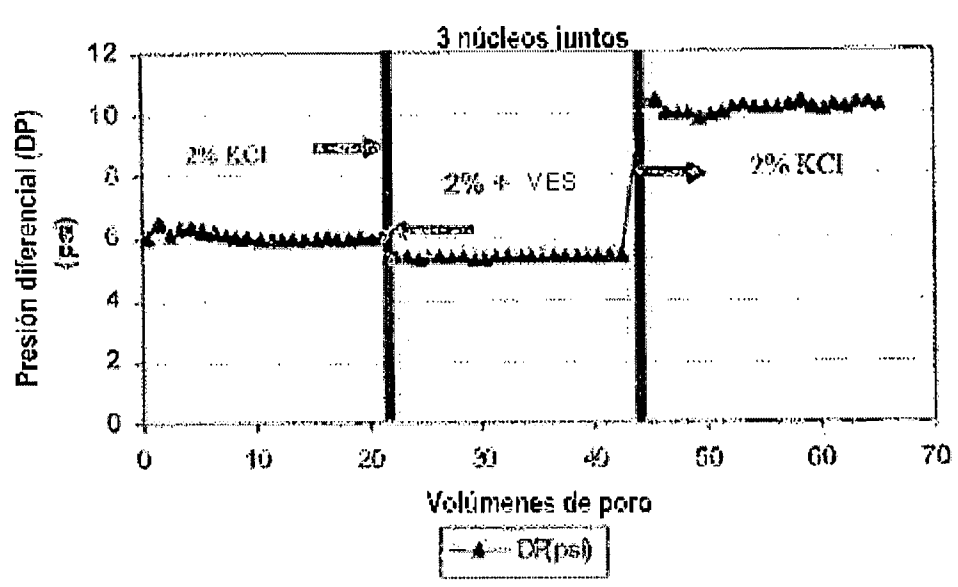


Figura 6. Caída de la presión de inyección cuando se inyectan los 3 núcleos

KS

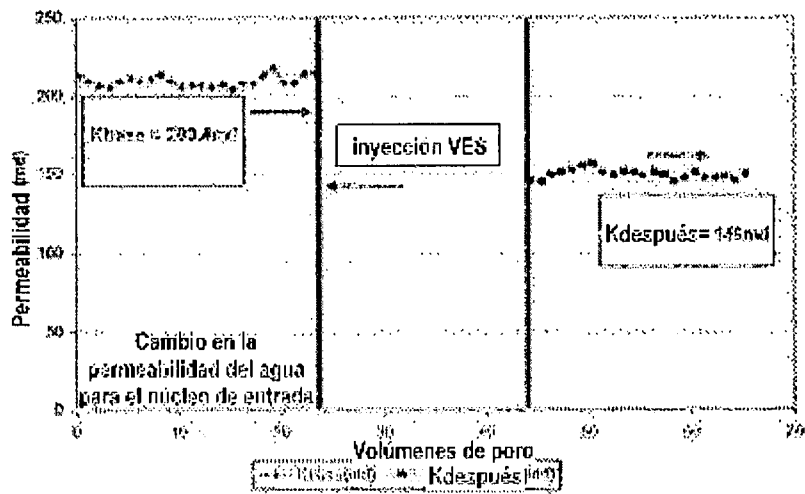


Figura 7. Cambio en la permeabilidad del agua para el núcleo de entrada

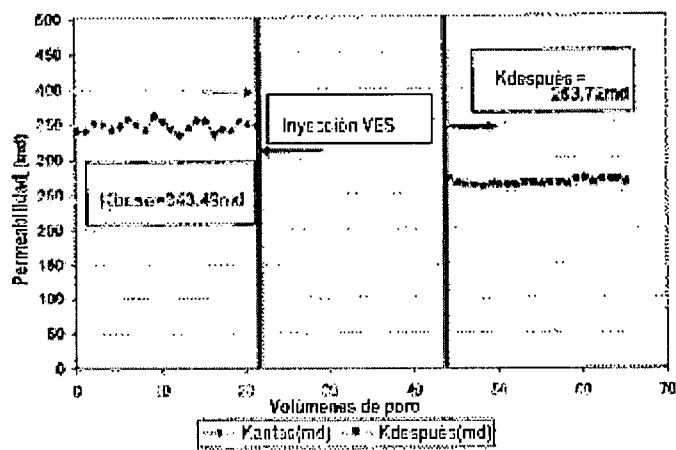


Figura 8. Cambio en la permeabilidad efectiva del agua en el núcleo de salida

Figura 9 - VES con metanol y HCl 2%

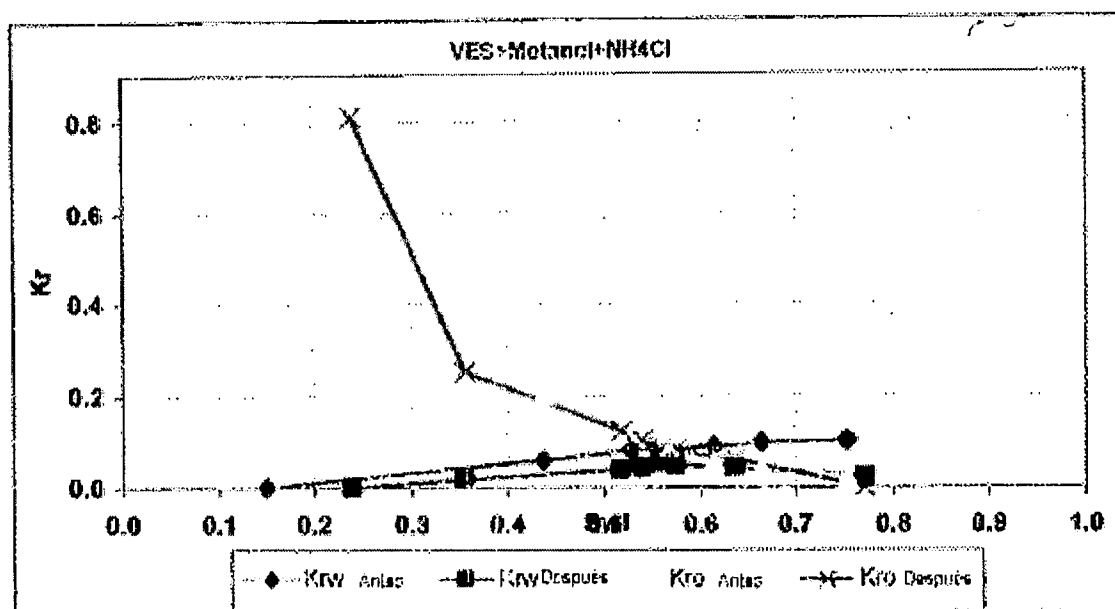
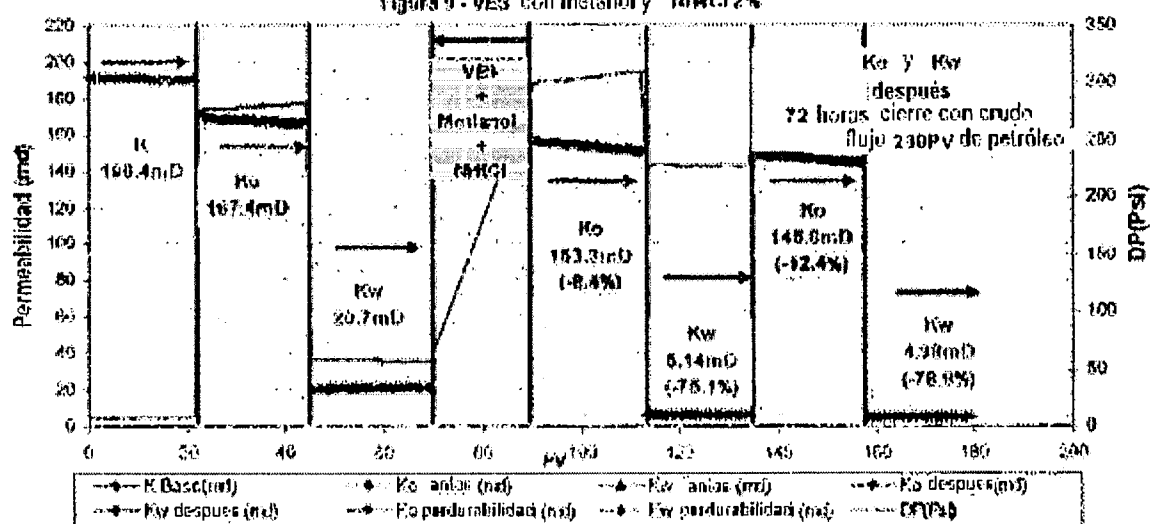


Figura 10

27

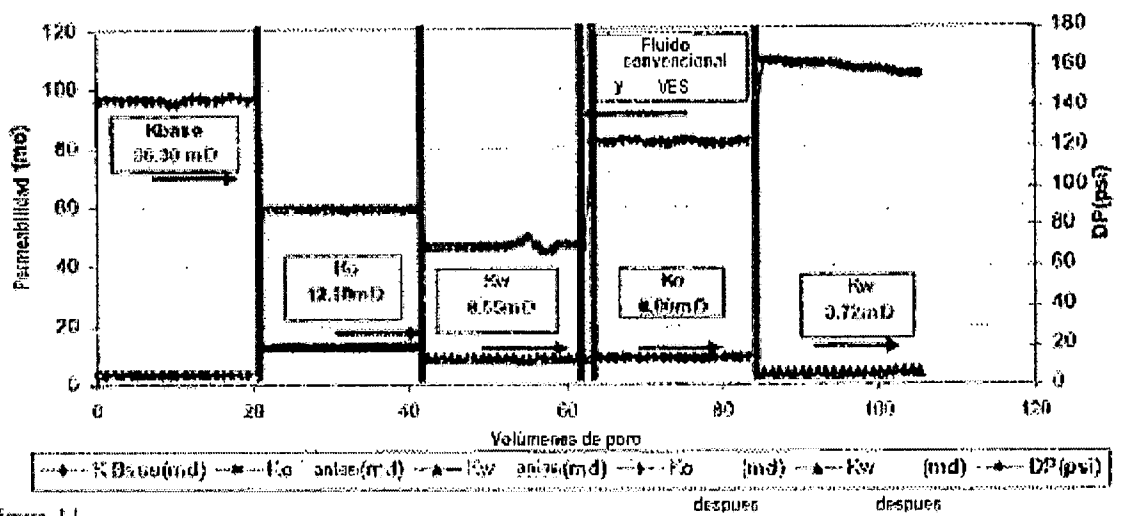


Figura 11

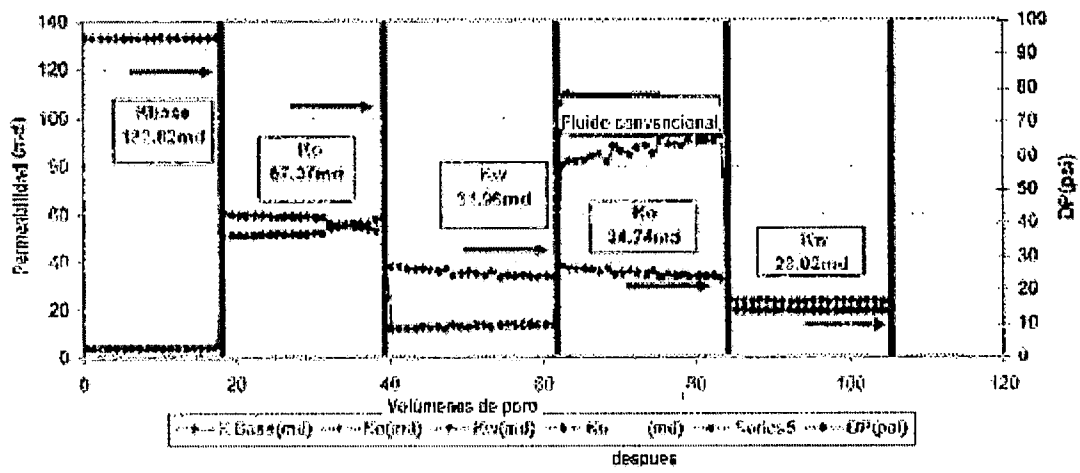
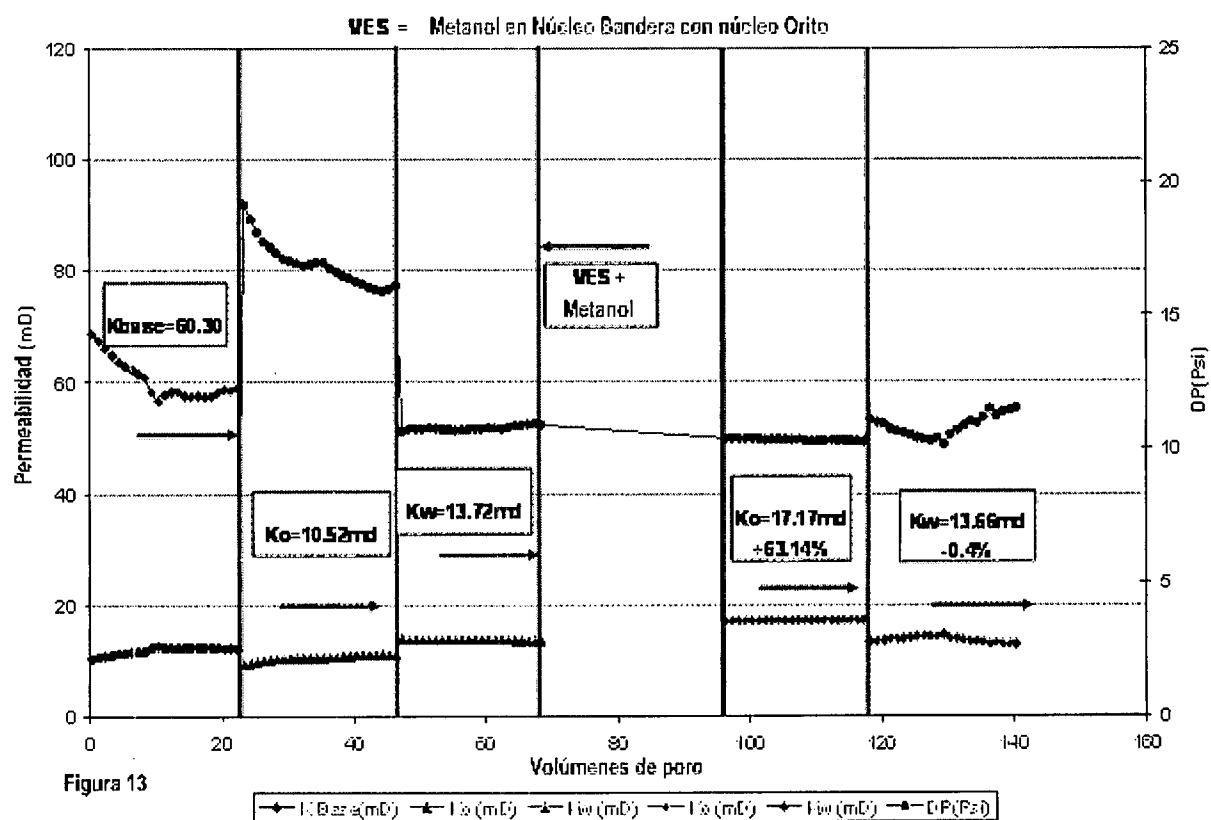
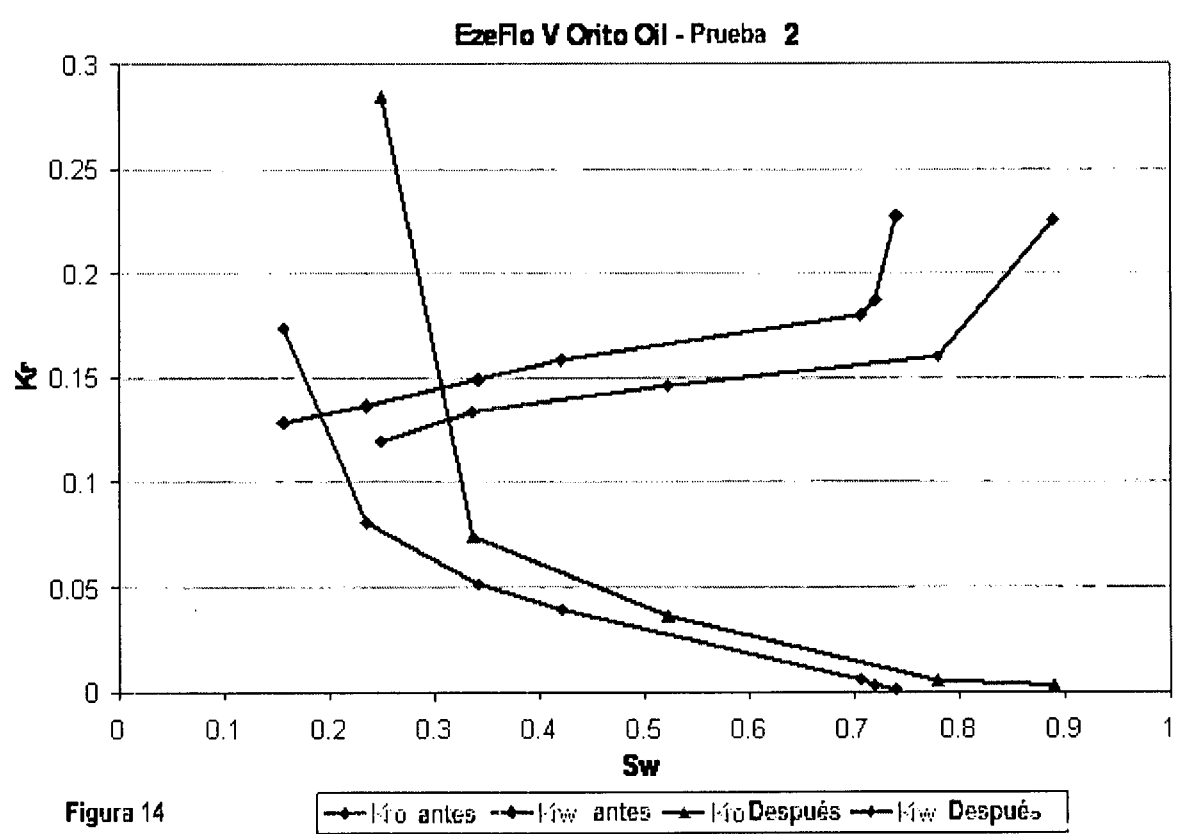


Figura 12

48



49



 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN	
	☒ Patente de Invención	☐ Patente modelo de utilidad

50

(21) No. De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.
(30) Prioridad	(72) Inventor (es)
(31) No. Prioridad 61/126,496 - 12/433,977	Arthur MILNE - Manuel José LASTRE BUELVAS
(32) Fecha 05.05.2009 - 01.05.2009	
(33) País E.U.A.	(74) Apoderado (s)
	LUIS FELIPE CASTILLO GIBSONE
(54) Título REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DESPROPORCIONADA CON EL USO DE UN AGENTE TENSOACTIVO VISCOELÁSTICO	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite inicio Fase Nacional	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT	(87) Publicación internacional
Fecha de presentación de la solicitud	Fecha Fecha (12/11/2009)
Fecha 05.05.2009	No. Publicación WO 2009/136363 A1
No. de solicitud PCT PCT/IB2009/051840	

1. Un método para el cambio de la permeabilidad del agua de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:

- la provisión de un fluido que comprende un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico;
- la introducción del fluido al pozo; y
- la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de cambiar la permeabilidad de agua de la formación subterránea.

15. Un método para la reducción de la cantidad de agua extraída de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:

- proporcionar un fluido que comprenda un portador líquido, una sal y un agente tensoactivo viscoelástico, en donde el fluido tiene propiedades de permeabilidad relativa;
- la introducción del fluido al pozo; y
- la puesta en contacto del fluido y la formación

subterránea.

27. Un método para mejorar la recuperación de petróleo de una formación de subsuelo de un pozo, el método comprende:

- a. la provisión de un fluido que comprende un portador líquido y un agente tensoactivo viscoelástico;
- b. la introducción del fluido al pozo; y
- c. la puesta en contacto del fluido y la formación subterránea en donde la acción del portador líquido y el agente tensoactivo viscoelástico es capaz de mejorar la movilidad del petróleo en la formación subterránea.



No. 10-138108- -00000-0000

Fecha: 2010-11-05 16:02:43 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eva: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 51

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

LISTA DE CHEQUEO
ADMISIÓN A TRÁMITE - NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCION ☐MODELO DE UTILIDAD ☐

Art.23 Decisión 486/00

- ☐ Indicación que se solicita una patente.
 - ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
 - ☐ Descripción de la invención
 - ☐ Dibujos de ser estos pertinentes
 - ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
- Completa ☐ Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 496/00, Circular Única

- ☒ Indicación que se solicita una PCT
 - ☒ Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
 - ☒ Dibujos de ser estos pertinentes
 - ☒ Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
- Completa ☒ Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

- ☐ Indicación que se solicita 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 ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

- ☐ Indicación que se solicita un esquema de trazado
 - ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
 - ☐ Representación gráfica de un esquema de trazado
 - ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas
- Completa ☐ Incompleta ☐



Bogotá D.C.,
2020

Doctor(a)
CASTILLO GIBSON LUIS FELIPE
Apoderado(a) y/o Representante de
SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

REFERENCIA	Radicación No.	10 135108
	Solicitud internacional	PCT/IB2009/051840
	Fecha inicio fase nacional	05/12/2010
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	<u>00353</u>

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 35 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. El solicitante debe presentar un nuevo título que permita identificar la materia de la cual trata la solicitud, ya que el título relacionado no se encuentra con la precisión necesaria para identificar claramente el objeto de la solicitud de patente. (Regla 4.3 PCT, Art 26-27 D-486, Circular única 5.2.9)
2. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante, conforme a lo establecido por el artículo 26 literal f) de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina. Cuando se trate de documentos otorgados en el extranjero, estos deberán legalizarse de conformidad con lo dispuesto por los artículos 259 y 260 del Código de Procedimiento Civil. Cuando se trate de las declaraciones a que hace referencia la Regla 4.17 ii) del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes PCT., el alcance de las tales declaraciones se determinará según indiquen claramente una cesión de derechos del inventor al solicitante o su causante, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5.2.15 del Capítulo Quinto, Título X de la Circular Única de Superintendencia de Industria y Comercio.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos 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.

Continúa en la página siguiente...



Continuación radicado No. 10 138108



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.

JOSE LUIS SALAZAR LOPEZ
Director de Nuevas Creaciones (E)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 07 ENE 2011
adpa11



Bogotá D.C.,
2020

Doctor(a)
CASTILLO GIBSON LUIS FELIPE
Apoderado(a) y/o Representante de
SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

REFERENCIA	Radicación No.	10-108103
	Solicitud internacional	PCT/IB2009/051840
	Fecha inicio fase nacional	05/12/2010
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	<u>000354</u>

Teniendo en cuenta que el capítulo reivindicatorio presentado excede de diez reivindicaciones, es necesario que cancele la tasa establecida por cada reivindicación adicional presentada, de conformidad con lo dispuesto en la resolución de tasas vigente para la fecha de presentación de la solicitud, so pena de que no sean tenidas en cuenta dentro del presente trámite administrativo.

En consecuencia, con fundamento en lo previsto por el artículo 12 del Código Contencioso Administrativo, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio atienda el requerimiento aquí señalado. Lo anterior, con el alcance que para tal efecto establece el artículo 13 de la misma codificación, respecto de las reivindicaciones adicionales.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única N° 10 de 2001.


JOSE LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (E)

07 ENE. 2011

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha _____.
adpa11