

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

Delegatura de Propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones



PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

08-82601

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO "EMULSIONES DE AGENTES CON
CONSOLIDACION Y METODOS ASOCIADOS"

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE
AMERICA

74. APODERADO HUMBERTO RUBIO CAMACHO
COD 4134

22. BOGOTÁ, D. C., 8 DE AGOSTO / 2008



No. 08-082601- -00000-0000

Fecha: 2008-08-08 16:13:17 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONAL
Act. 411 PRESENTACION Folios: 43

10

PETITORIO

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

-10 Sept. 2008

SOLICITUD DE:

☒ Patente de Invención Patente de Modelo de Utilidad

☒ Capítulo I Capítulo II

SOLICITANTE (71) Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
Dirección: **P.O. BOX 1431**
Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
Domicilio: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**
Lugar de constitución: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

REPRESENTANTE (74) Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN
APODERADO Dirección: **Carrera 7 No. 74 - 64, Of. 506** C.C. No. 17'192.062
Teléfono: **3132408** Fax: **3131647** T.P. 50.007 C.S.J.

INVENTOR(ES) (72) Nombre y Dirección: **VER ANEXO**

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/GB2007/000421** Fecha **7 DE FEBRERO DE 2007**
Publicación Internacional No. **WO 2007/091058** Fecha **16 DE AGOSTO DE 2007**

TITULO (54) "EMULSIONES DE AGENTES DE CONSOLIDACIÓN Y MÉTODOS ASOCIADOS"

Clasificación Internacional (51)

Prioridad	(33) País de origen	(32) Fecha	(31) Número de solicitud
SI ☒ NO	ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	10 DE FEBRERO DE 2006	11/351,931

Comprobante de pago No. **08-63,154** Fecha: **8 DE AGOSTO DE 2008**

Bap.-

ANEXO INVENTORES

- 1.) **Jimmie D. WEAVER**
Route 4, Box 230 B1,
Duncan, Oklahoma 73533, Estados Unidos de América
- 2.) **Philip Duke NGUYEN**
1107 West Jones Avenue,
Duncan, Oklahoma 73533, Estados Unidos de América
- 3.) **Thomas E. RUSH**
4402 Thaddeus Court,
Richmond, Texas 77469, Estados Unidos de América
- 4.) **Billy F. SLABAUGH**
608 South 9th Street,
Duncan, Oklahoma 73533, Estados Unidos de América
- 5.) **Bobby K. BOWLES**
Route 2, Box 142,
Comanche, Oklahoma 73529, Estados Unidos de América

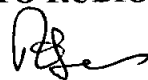
ANEXOS

- X Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
 - X Poderes, si fuere el caso. Protocolo No 18581 de 18/08/1998
Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
 - Declaraciones
 - X Copia de la publicación PCT
 - X Copia informe búsqueda internacional.
Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
 - X Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
Copia del informe del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional (IPEA). (Incluye modificaciones)
Traducción de los anexos del examen preliminar internacional.
Copia de las modificaciones efectuadas de acuerdo con el Artículo 28 PCT en Fase Nacional.
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 del 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.
De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- Otros

Figura característica:

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA



C.C. 17'192.062 de Bogotá

T.P. 50.007 Consejo Superior de la Judicatura

**PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA.**

SOLICITUD FASE NACIONAL PATENTE
PCT/GB2007/000421

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 08 - 63,154
FECHA : AGOSTO 8 DE 2008



***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA ABOG	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	3257063	08/08/2008	8,294,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
1		TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	501,000.00
		TOTAL :	\$ 501,000.00

SON: QUINIENTOS UN MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
16 August 2007 (16.08.2007)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2007/091058 A1

(51) International Patent Classification:
C09K 8/62 (2006.01) C09K 8/80 (2006.01)
C09K 8/66 (2006.01)

Street, Duncan, OK 73533 (US). BOWLES, Bobby, K.
[US/US]; Route 2, Box 142, Comanche, OK 73529 (US).

(21) International Application Number:
PCT/GB2007/000421

(74) Agents: CURTIS, Philip, Anthony et al.; A A Thornton
& Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(22) International Filing Date: 7 February 2007 (07.02.2007)

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI,
GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS,
JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS,
LT, LU, LV, LY, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY,
MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS,
RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SV, SY, TJ, TM, TN,
TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
11/351,931 10 February 2006 (10.02.2006) US

(71) Applicant (for all designated States except US): HAL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P.O.
Box 1431, Duncan, OK 73533 (US).

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, NL, PL, PT,
RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA,
GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

(71) Applicant (for MW only): CURTIS, Philip, Anthony
[GB/GB]; A A Thornton & Co, 235 High Holborn, London
WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): WEAVER, Jimmie,
D. [US/US]; Route 4, Box 230 B1, Duncan, OK 73533
(US). NGUYEN, Philip, Duke [US/US]; 1107 West Jones
Avenue, Duncan, OK 73533 (US). RUSH, Thomas, E.
[US/US]; 4402 Thaddeus Court, Richmond TX 77469
(US). SLABAUGH, Billy, F. [US/US]; 608 South 9th

Published:

— with international search report

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guid-
ance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the begin-
ning of each regular issue of the PCT Gazette.

(54) Title: CONSOLIDATING AGENT EMULSIONS AND ASSOCIATED METHODS

(57) Abstract: Methods comprising: providing a consolidating agent emulsion composition that comprises an aqueous fluid, a sur-
factant, and a consolidating agent; and coating at least a plurality of particulates with the consolidating agent emulsion to produce a
plurality of consolidating agent emulsion coated particulates. Methods comprising: providing a treatment fluid comprising a consol-
idating agent emulsion comprising an aqueous fluid, an amine surfactant, and a consolidating agent; and introducing the treatment
fluid into a subterranean formation. Methods comprising the steps of: coating a plurality of particulates with a consolidating agent
emulsion to produce consolidating agent emulsion coated particulates; providing a treatment fluid comprising an aqueous fluid, a
surfactant, and a consolidating agent; introducing the treatment fluid into a subterranean formation. Consolidating agent emulsion
compositions comprising: an aqueous fluid; a surfactant; and a consolidating agent comprising a non-aqueous tackifying agent or
resin.

WO 2007/091058 A1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/GB2007/000421

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

INV. C09K8/62 C09K8/66 C09K8/80

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

C09K E21B

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

EPO-Internal

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 4 220 566 A (CLARK PETER E [US] ET AL) 2 September 1980 (1980-09-02) column 2, line 3 - line 3 claims 1-12	1,16,23
X	US 4 000 781 A (KNAPP RANDOLPH H) 4 January 1977 (1977-01-04) column 1, line 65 - column 4, line 50 examples	1-23
A	US 2005/194135 A1 (NGUYEN PHILIP D [US] ET AL) 8 September 2005 (2005-09-08) paragraph [0024] - paragraph [0026]	1-23
A	US 2005/006093 A1 (NGUYEN PHILIP D [US]) 13 January 2005 (2005-01-13) the whole document	1-23

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *L* document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
- *O* document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

- *T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
- *X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
- *Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.
- *&* document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

2 May 2007

Date of mailing of the international search report

10/05/2007

Name and mailing address of the ISA/

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Zimpfer, Emmanuel

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/GB2007/000421

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 4220566	A	02-09-1980	CA 1097902 A1	24-03-1981
US 4000781	A	04-01-1977	AU 501228 B2	14-06-1979
			AU 1326276 A	27-10-1977
			BR 7602447 A	19-10-1976
			CA 1064247 A1	16-10-1979
			DE 2617645 A1	11-11-1976
			EG 13033 A	31-03-1980
			GB 1545941 A	16-05-1979
			IT 1059498 B	31-05-1982
			NL 7604316 A	26-10-1976
			NO 761368 A	26-10-1976
			OA 5312 A	28-02-1981
US 2005194135	A1	08-09-2005	AR 048251 A1	12-04-2006
			AU 2005219611 A1	15-09-2005
			CA 2558053 A1	15-09-2005
			WO 2005085595 A1	15-09-2005
			US 2005194137 A1	08-09-2005
			US 2006151168 A1	13-07-2006
			US 2005194136 A1	08-09-2005
US 2005006093	A1	13-01-2005	CA 2531216 A1	20-01-2005
			WO 2005005775 A1	20-01-2005

EMULSIONES DE AGENTES DE CONSOLIDACIÓN Y MÉTODOS ASOCIADOS.

ANTECEDENTE

La presente invención se refiere a métodos y composiciones útiles en el
5 tratamiento de formaciones subterráneas y más particularmente, para consolidar
porciones relativamente no consolidadas de formaciones subterráneas y minimizar
el refluir de material particulado no consolidado (denominado en el presente
trabajo colectivamente como "migración de material particulado"). Esta invención
también se refiere a la modificación de la reactividad activada por la tensión de los
10 frentes de fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones
subterráneas.

En la producción de hidrocarburos de las formaciones subterráneas, la
formación subterránea debe ser, preferiblemente, lo suficientemente conductora
para permitir que los fluidos deseados, tal como petróleo y gas, circulen o fluyan
15 hacia una perforación que penetre la formación. Un tipo de tratamiento que puede
utilizarse para aumentar la conductividad de una formación subterránea es la
fracturación hidráulica. Las operaciones de fracturación hidráulica involucran,
generalmente, bombear un fluido de tratamiento (por ejemplo: un fluido de
fracturación o un fluido de "tratamiento") hacia una perforación que penetra una
20 formación subterránea a una presión hidráulica suficiente como para crear o
mejorar una o más fracturas en la formación subterránea. El fluido utilizado en el
tratamiento puede comprender particulados, frecuentemente denominados como
"particulados de soporte", que se depositan en las fracturas resultantes. Este
particulado de soporte se cree previene que las fracturas se cierren totalmente
25 antes de liberar la presión hidráulica, formando canales de conducción a través de
los cuales los fluidos pueden circular hacia la perforación. El término "fractura
reforzada" tal como se utiliza en el presente trabajo, se refiere a una fractura (que
ocurre naturalmente o de cualquier otra manera) en una porción de una formación
subterránea que contiene, al menos, una pluralidad de particulados de soporte. El
30 término "empaque de soporte" se refiere a una recolección de particulado de
soporte dentro de una fractura.

Un tipo de migración del particulado que puede afectar la conductividad del
fluido en la formación es el refluir de material particulado no consolidado (por
ejemplo: formación de finos, particulado de soporte, etc.) a través de los canales
35 de conducción en la formación subterránea, el cual puede, por ejemplo, obstruir
los canales de conducción y/o dañar el interior de la formación o del equipo. Se
conocen numerosas técnicas utilizadas en el control de la migración del

particulado, algunas de las cuales pueden involucrar el uso de agentes de consolidación. El término "agente de consolidación", tal como se utiliza en el presente trabajo, incluye cualquier compuesto que es capaz de minimizar la migración del particulado en una formación subterránea y/o modificar la reactividad de la tensión activada de los frentes de la fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones subterráneas.

Una técnica muy bien conocida para controlar la migración del particulado en formaciones subterráneas se conoce, usualmente, como "filtro de grava o empaque de grava", lo cual implica la colocación de un lecho de filtración de particulado de grava en la formación subterránea, el cual actúa como una barrera para prevenir que el particulado fluya hacia la perforación. Estas operaciones de empaque de grava pueden involucrar el uso de agentes de consolidación para unir el particulado de grava, a los fines de formar una matriz porosa a través de la cual puedan pasar los fluidos de formación.

Otra técnica que puede utilizarse para controlar la migración del particulado involucra recubrir los particulados de soporte con un agente de consolidación para facilitar su consolidación dentro de la formación y prevenir el subsiguiente refluir a través de los canales de conducción en la formación subterránea.

Otro método utilizado para controlar la migración del particulado involucra consolidar las porciones no consolidadas de las zonas subterráneas en masas permeables relativamente estables, a través de la aplicación de un agente de consolidación a una porción no consolidada de la formación subterránea. Un ejemplo de este método es aplicar resina curable a una porción de la zona, seguido de un fluido espaciador y luego, un catalizador. Otro ejemplo de este método involucra aplicar una composición adhesiva (acuosa o no) a una porción de la formación en un esfuerzo por reducir la migración de particulado en la misma. Por cuanto una composición de resina curable produce una masa dura, el uso de una composición adhesiva produce una masa consolidada más maleable o manejable.

Aun cuando los agentes de consolidación se utilizan frecuentemente, ellos pueden ser difíciles de manipular, transportar y limpiar debido a su tendencia inherente a adherirse al equipo o a cualquier otra cosa con la cual estos puedan entrar en contacto. Por consiguiente, sería recomendable proporcionar composiciones y métodos que podrían, entre otras cosas, ayudar a facilitar el manejo, transporte y limpieza cuando se utilicen agentes de consolidación.

Un problema adicional que puede impactar negativamente la conductividad y además, complicar los efectos de la migración del particulado, es la tendencia de

las superficies minerales en una formación subterránea a experimentar las reacciones químicas ocasionadas, al menos en parte, por las condiciones creadas a través del esfuerzo o tensión mecánica en dichos materiales (por ejemplo: fracturación de superficies minerales, compactación de particulados mineral).

- 5 Estas reacciones se denominan en el presente trabajo como "reacciones activadas por el esfuerzo o tensión" o "reactividad actividad por el esfuerzo o tensión". Tal como se utiliza en el presente trabajo, el término "superficie mineral en una formación subterránea" y derivados del mismo se refiere a cualquier superficie en una formación subterránea compuesta de minerales y/o la superficie de un
- 10 particulado. Estos minerales pueden comprender cualquier mineral encontrado en las formaciones subterráneas, incluyendo minerales de silicato (por ejemplo: cuarzo, feldespatos, minerales de arcilla), minerales carbónicos, minerales de óxido de metal y sus análogos. La superficie del mineral en una formación subterránea tratada en los métodos de la presente invención puede haberse
- 15 formado en cualquier momento. El término "modificación de la reactividad actividad por el esfuerzo o la tensión de una superficie mineral" y sus derivados, tal como se utilizan en el presente trabajo, se refiere al aumento o disminución de la tendencia de una superficie mineral en una formación subterránea para experimentar una o más reacciones activadas por el esfuerzo o la tensión o fijar un
- 20 compuesto a una superficie mineral que es capaz de participar en una o más reacciones subsiguientes con un segundo compuesto.

Un tipo de reacción ocasionada, al menos en parte, a través de las condiciones creadas por el esfuerzo o tensión mecánica en los minerales es una reacción de diagénesis. Tal como se utiliza en el presente trabajo, los términos

25 "reacción de diagénesis", "reactividad diagenosa" y "diagénesis" se definen para incluir procesos químicos y físicos que movilizan una porción de un sedimento mineral y/o convertir el sedimento mineral en alguna otra forma mineral en presencia de agua. Un sedimento mineral que haya sido así movido o convertido se denomina en el presente trabajo como un "producto de diagénesis". Cualquier

30 sedimento mineral puede ser susceptible a estas reacciones de diagénesis, incluyendo los minerales de silicato (por ejemplo: cuarzo, feldespatos, minerales de arcilla), minerales carbónicos, minerales de óxido de metal y sus análogos.

Se cree que los mecanismos principales que involucran las reacciones de diagénesis son: presión de la solución y procesos de precipitación. En donde dos

35 superficies minerales mojadas con agua se encuentran en contacto una con la otra en un punto bajo tensión, la solubilidad mineral localizada cerca de dicho punto se cree aumenta, haciendo que los minerales se disuelvan. Los minerales en solución

pueden esparcirse a través de la película de agua fuera de la región en donde las superficies minerales se encuentran en contacto (por ejemplo: en los espacios con poros de un empaque de soporte), en donde estos pueden precipitarse fuera de la solución. La disolución y precipitación de minerales en el curso de estas reacciones puede reducir la conductividad de las formaciones mediante, entre otras cosas, la obstrucción de los canales de conducción en la formación con precipitado mineral y/o colapsando dichos canales de conducción a través de la disolución de minerales sólidos en las superficies de dichos canales.

Más aún, en el curso del tratamiento de fracturación, pueden crearse nuevas superficies minerales en las "paredes" que rodean el espacio abierto de la fractura. Estas nuevas paredes creadas en el curso del tratamiento de fracturación se denominan en el presente trabajo como "frentes de fractura". Dichos frentes de fracturas pueden presentar diferentes tipos y niveles de reactividad, por ejemplo, reactividad activada por el esfuerzo o tensión. En algunas instancias, los frentes fracturados pueden presentar también una tendencia aumentada a reaccionar con sustancias en los fluidos de formación y/o fluidos de tratamiento que se encuentran en contacto con dichos frentes de fractura, tal como: agua, polímeros (por ejemplo: polisacáridos, biopolímeros, etc.) y otras sustancias comúnmente encontradas en estos fluidos, cuyas moléculas pueden anclarse o sujetarse al frente de fractura. La reactividad puede disminuir más aún la conductividad de la formación a través de, entre otras cosas, reacciones de diagénesis aumentadas y/o la obstrucción de las fracturas conductoras en la formación, a través de cualquier molécula que se haya anclado en los frentes de fractura.

Por consiguiente, lo que se recomienda es un medio para minimizar la migración del particulado y las reacciones de diagénesis dentro de la formación subterránea que permitirá que la manipulación, el transporte y la limpieza sea más eficiente y relativamente más fácil.

RESUMEN

La presente invención se refiere a métodos y composiciones útiles en la migración del particulado. Esta invención también se refiere a la modificación de la reactividad activada por el esfuerzo o tensión de los frentes de fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones subterráneas.

En algunas representaciones, la presente invención proporciona un método que comprende las etapas de proporcionar una composición de emulsión de un agente de consolidación, el cual comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación y el recubrimiento de, al menos, una pluralidad de

particulados en donde la emulsión del agente de consolidación produce una pluralidad de particulados recubiertos de la emulsión del agente de consolidación.

En otras representaciones, la presente invención proporciona un método que comprende las etapas de proporcionar un fluido de tratamiento que comprende una emulsión del agente de consolidación, el cual comprende un fluido acuoso, un surfactante amina y un agente de consolidación e introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea.

En otras representaciones, la presente invención proporciona un método que comprende las etapas de recubrir una pluralidad de particulados con una emulsión del agente de consolidación para producir particulados recubiertos de la emulsión del agente de consolidación; proporcionar un fluido de tratamiento que comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación; introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea.

En otras representaciones, la presente invención proporciona una composición de la emulsión del agente de consolidación la cual comprende: un surfactante y un agente de consolidación que comprende un agente adherente no acuoso o una resina.

Las características y ventajas de la presente invención serán fácilmente apreciables para los expertos en el arte. Mientras que los expertos en la materia pueden realizar muchos cambios, tales cambios se encuentran dentro del espíritu de la invención.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Estos dibujos ilustran ciertos aspectos de algunas de las representaciones de la presente invención y no deben utilizarse para limitar o definir la invención.

La Figura 1 es una imagen microscópica de particulado de soporte no tratado.

La Figura 2 es una imagen microscópica de particulado de soporte no tratado después de haber estado sometido a una carga de tensión o de esfuerzo de 10.000 psi a 250°F.

La Figura 3 es una imagen microscópica de particulado de soporte tratado con una emulsión del agente de consolidación de conformidad con una representación de la presente invención, después de haber estado sometido a una carga de tensión o de esfuerzo de 10.000 psi a 250°F.

DESCRIPCIÓN DE REPRESENTACIONES PREFERIDAS

La presente invención se refiere a métodos y composiciones útiles para minimizar la migración del particulado. Esta invención también se refiere a la modificación de la reactividad activada por el esfuerzo o tensión de los frentes de fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones subterráneas. Una de las muchas ventajas de las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención es que pueden mejorar la eficiencia y facilitar el uso de los agentes de consolidación permitiendo, entre otras cosas, la limpieza relativamente fácil del equipo y la reducción de un posible daño al equipo debido a la acumulación del agente de consolidación en dicho equipo. En algunas representaciones, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden también eliminar la necesidad de un solvente costoso y/o inflamable que pudiese de cualquier otra forma ser necesario cuando se utilicen agentes de consolidación y puede, de esta forma, reducir posibles problemas ambientales no deseables relacionados con el uso y desecho de dichos solventes.

A. Emulsiones del Agente de Consolidación de la Presente Invención

Las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención comprenden un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación. Estas emulsiones del agente de consolidación tienen fases externas de agua y fases internas de petróleo.

1. Fluidos Acuosos Idóneos

Fluidos acuosos idóneos que pueden utilizarse en las emulsión del agente de consolidación de la presente invención incluyen: agua dulce, salmuera, agua de mar o cualquier otro fluido acuoso que, preferiblemente, reaccione adversamente con los otros componentes utilizados de conformidad con esta invención o con la formación subterránea. Debe destacarse, sin embargo, que si se desea una estabilidad a largo plazo de la emulsión, el fluido acuoso preferido es uno que se encuentre sustancialmente libre de sales. La capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación determinará si la sal puede ser tolerada en las emulsiones del agente de consolidación o cuánta sal puede ser tolerada en dichas emulsiones antes de que se convierta en un problema para la estabilidad de la emulsión. El fluido acuoso se encuentra presente en las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención, preferiblemente, en una cantidad dentro de un rango que oscila desde, aproximadamente, un 40% hasta un 80% según el peso de la composición de emulsión del agente de consolidación.

2. Tipos Idóneos de Agentes de Consolidación

Los agentes de consolidación utilizados en las composiciones y los métodos de la presente invención comprenden, generalmente, cualquier compuesto que sea capaz de minimizar la migración del particulado y/o modificar la reactividad activada por la tensión de los frentes de fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones subterráneas. El agente de consolidación puede comprender compuestos tales como agentes adherentes no acuosos o resinas. Los agentes de consolidación pueden encontrarse presente en las emulsiones de agentes de consolidación de la presente invención en una cantidad dentro de un rango que oscila entre, aproximadamente, un 5% hasta un 95% según el peso de la composición. Preferiblemente, el agente de consolidación se encuentra presente en las emulsiones de agentes de consolidación de la presente invención en una cantidad dentro de un rango que oscila entre, aproximadamente, un 15% hasta un 50% según el peso de la composición. El tipo y cantidad de agente de consolidación incluido en una composición particular o método de la invención puede depender de, entre otros factores, la temperatura de la formación subterránea, la composición química de fluidos de formación, la velocidad de flujo de los fluidos presentes en la formación y sus análogos. La capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación determinará el tipo y cantidad de agente de consolidación que se va a incluir en las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención para alcanzar los resultados deseados.

a. Agentes de Adhesión No Acuosos.

En algunas representaciones de la presente invención, el agente de consolidación puede comprender un agente adherente o adhesión no acuoso. Un grupo particularmente preferido de agentes adherentes no acuosos comprenden poliamidas que son líquidas o en solución, a la temperatura de la formación subterránea, de manera que ellas por si mismas no se endurezcan cuando se introducen en la formación subterránea. Un producto particularmente preferido es un producto de la reacción de condensación comprendido por poliácidos y poliaminas disponibles comercialmente. Dichos productos comerciales incluyen compuestos tales como mezclas de ácidos dibásicos C_{36} contentivos de algo de trímero y oligómeros de cadena larga y también pequeñas cantidades de monómeros ácidos que reaccionan con las poliaminas. Otros poliácidos incluyen ácidos trímeros, ácidos sintéticos producidos de ácidos grasos, anhídrido maleico, ácido acrílico y su análogo. Dichos compuestos ácidos se encuentran comercialmente disponibles de compañías tales como Witco Corporation, Union

Camp, Chemtall y Emery Industries. Los productos de la reacción se encuentran disponibles en, por ejemplo, Champion Technologies, Inc. y Witco Corporation.

Compuestos adicionales que pueden utilizarse como agentes adherentes no acuosos incluyen líquidos y soluciones de, por ejemplo, poliéster, polycarbonatos y polycarbamatos, resinas naturales tales como goma laca y sus análogos.

Otros agentes adherentes no acuosos idóneos se describen en la Patente EE.UU. Número 5853048 otorgada a Weaver, y sus colaboradores y en la Patente EE.UU. Número 5833000 otorgada a Weaver, cuyas divulgaciones relevantes se incorporan al presente trabajo como referencia.

Agentes adherentes no acuosos idóneos para utilizarlos en la presente invención pueden utilizarse de tal manera sea que formen un recubrimiento o capa que no se endurezca o que puedan combinarse con un material multifuncional capaz de reaccionar con un agente adherente no acuoso para formar un recubrimiento o capa endurecida. Un "recubrimiento o capa endurecida", tal como se utiliza en el presente trabajo, significa que la reacción del compuesto adherente con el material multifuncional resultará en un producto de la reacción sustancialmente no fluido, el cual presenta una mayor resistencia a la compresión en un aglomerado consolidado que el del compuesto adherente sólo con los particulados. En esta instancia, el agente adherente no acuosos puede funcionar de manera similar a una resina endurecible.

Materiales multifuncionales idóneos para utilizarlos en la presente invención incluyen, pero no se limitan a: aldehídos, dialdehídos tales como glutaraldehídos, hemiacetales o aldehídos que liberan compuestos, hálidos diácidos, dihálidos tales como dicloruros y dibromuros, anhídridos poliacidos tales como ácido cítrico, epóxidos, furfuraldehído, glutaraldehído, aldehídos condensados y compuestos de poliamida modificados con silil y sus análogos y combinaciones de estos. Compuestos poliamidas modificados con silil que pueden utilizarse en la presente invención son aquellas composiciones sustancialmente auto-endurecibles, capaces de, al menos, adherirse parcialmente a particulados en estado no endurecido y que además son capaces de auto-endurecerse ellas mismas a un estado no adherente a los cuales los particulados individuales tales como la formación de finos no se pegarían a, por ejemplo, las bocas porosas en formación o bocas porosas del empaque de soporte. Dichas poliamidas modificadas con silil pueden ser basadas, por ejemplo, en el producto de la reacción de un compuesto de silación con una poliamida o una mezcla de poliamidas. La poliamida o mezcla de poliamidas puede ser uno o más compuestos intermediarios poliamida

obtenidos, por ejemplo, de la reacción de un poliácido (por ejemplo, diácido o superior) con una poliamina (por ejemplo, diamina o superior) para formar un polímero de poliamida con la eliminación del agua.

En algunas representaciones de la presente invención, el material multifuncional puede mezclarse con el compuesto adherente en una cantidad que oscila desde, aproximadamente, 0,01% hasta alrededor de, 50% según el peso del compuesto adherente para efectuar la formación del producto de la reacción. En otras representaciones, el compuesto se encuentra presenta en una cantidad que oscila desde, aproximadamente, 0,5% hasta alrededor de, 1% según el peso del compuesto adherente o de adhesión. Materiales multifuncionales idóneos se describen en la Patente EE.UU. Número 5.839.510 otorgada a Weaver y sus colaboradores, cuya divulgación relevante se incorpora al presente trabajo como referencia.

b. Resinas

En algunas representaciones de la presente invención, el agente de consolidación puede comprender una resina. El término "resina" tal como se utiliza en el presente trabajo se refiere a cualquiera de las numerosas físicamente similares resinas naturales modificadas químicamente o sintéticas polimerizadas, incluyendo los materiales termoplásticos y los materiales termoestables. Resinas idóneas para utilizarlas en la presente invención incluyen todas las resinas conocidas y utilizadas en el arte. Un tipo de material de recubrimiento de resina idóneo para utilizarlo en composiciones y métodos de la presente invención es una resina de dos componentes de base epoxi, la cual comprende un componente de resina endurecible líquido y un componente de un agente endurecible líquido. El componente de resina endurecible líquido está compuesto de una resina endurecible y un solvente opcional. El solvente puede añadirse a la resina para reducir su viscosidad a los fines de facilitar el manejo, transporte y transferencia. La capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación determinará si puede necesitarse un solvente y cuánto puede necesitarse de dicho solvente para alcanzar la viscosidad idónea de las condiciones subterráneas. Los factores que pueden afectar esta decisión incluyen la ubicación geográfica del pozo, las condiciones climáticas en los alrededores y la estabilidad a largo plazo deseada de la emulsión del agente de consolidación. Una manera alternativa de reducir la viscosidad de la resina endurecible es calentarla. Este método evita el uso de un solvente completamente, lo cual puede ser recomendable en ciertas circunstancias.

El segundo componente es el componente del agente de endurecimiento líquido, el cual está formado por un agente de endurecimiento, un agente de acoplamiento de silano, un surfactante, un ester hidrolizable opcional para, entre otras cosas, romper las películas de fluido de fracturación gelificadas en el agente de soporte; particulados y un fluido portador líquido opcional para, entre cosas, reducir la viscosidad del componente del agente de endurecimiento.

Ejemplos de resinas endurecibles que pueden utilizarse en el componente de resina endurecible líquida incluyen, pero no se limitan a: resinas orgánicas tales como bisfenol. Una resina de éter diglicidil, resina de éter glicidil butil butoximetil, resina A-epiclorohidrin bisfenol, resina bisfenol F, resina poliepóxida, resina de novolak, resina de poliéster, resina de fenol-aldehído, resina de urea-aldehído, resina de furano, resina de uretano, resina de éter glicidil, otras resinas epóxida similares y combinaciones de estos. La resina endurecible utilizada se incluye en el componente de resina endurecible líquido en una cantidad que oscila entre, aproximadamente, 5% hasta, alrededor de 100% según el peso del componente de resina endurecible líquida. En algunas representaciones, la resina endurecible utilizada se incluye en el componente de resina endurecible líquida en una cantidad que oscila entre, aproximadamente, 25% hasta, alrededor de 55% según el peso del componente de resina endurecible líquida. La capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación determinará cuánto se necesita del componente de resina endurecible líquido para alcanzar los resultados deseados. Los factores que pueden afectar esta decisión incluyen qué tipo de componente de resina endurecible líquido y del componente del agente de endurecimiento líquido se utilizan.

Cualquier solvente que sea compatible con la resina endurecible y que alcance el efecto de la viscosidad deseada puede ser idóneo para utilizarlo en el componente de resina endurecible líquido. Solventes idóneos pueden incluir: butil lactato, diropilen glicol metil éter, diropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietileneglicol butil éter, carbonato de propileno, metanol, alcohol butil, d'limonene, metil esteres ácido grasos y combinaciones de los mismos. Otros solventes preferidos pueden incluir solventes disolubles acuosos tales como: metanol, isopropanol, butanol, solventes glicol éter y combinaciones de estos. Solventes glicol éter idóneos incluyen, pero no se limitan a, dietilen glicol metil éter, dipropilen glicol metil éter, 2-butoxi etanol, éteres de alcohol dihidrico C₂ a C₆ contentivo de, al menos, un grupo alquil C₁ a C₆, mono éteres de alcoholes dihidricos, metoxipropanol, butoxietanol, hexoxietanol e isómeros de los mismos. La selección de un solvente apropiado depende de la

composición de la resina seleccionada y se encuentra dentro de la capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la divulgación.

Tal como se describió anteriormente, el uso de un solvente en el componente de resina endurecible líquido es opcional, pero puede ser recomendable para reducir la viscosidad del componente de resina endurecible para facilitar el manejo, transporte y transferencia. La capacidad del experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación determinará si se necesita el solvente y qué cantidad del mismo se necesita para alcanzar la viscosidad idónea. En algunas representaciones, la cantidad de solvente utilizado en el componente de resina endurecible líquido puede encontrarse dentro de un rango que oscile desde, aproximadamente, 0,1% hasta alrededor de 30% según el peso del componente de resina endurecible líquido. Opcionalmente, el componente de resina endurecible líquido puede calentarse para reducir su viscosidad en lugar de o además de, utilizar un solvente.

Ejemplos de agentes de endurecimiento que pueden utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido incluye, pero no se limita a: piperazina, derivados de piperazina (*por ejemplo*, aminoetilpiperazina), 2H-pirrol, pirrol, imidazol, pirazol, piridina, pirazina, pirimidina, piridazina, indolizina, isoindol, 3H-indol, indol, 1H-indazol, purina, 4H-quinolizina, quinoleína, isoquinoleína, ftalazina, naftiridina, quinoxalina, quinazolina, 4H-carbazol, carbazol, β -carbolina, fenantridina, acridina, fenatrolina, fenacina, imidazolidina, fenoxacina, cinolina, pirrolidina, pirrolina, imidazolina, piperidina, indolina, isoindolina, quinuclidina, morfolina, azocina, azepina, 2H-azepina, 1,3,5-triazina, tiazol, pteridina, dihidroquinolina, hexa metileno imina, indazol, aminas, aminas aromáticas, poliaminas, aminas alifáticas, aminas ciclo-alifáticas, amidas, poliamidas, 2-etil-4-metil imidazol, 1,1,3-triclorotrifluoacetona y combinaciones de los mismos. El agente de endurecimiento seleccionado afecta, frecuentemente, el rango de las temperaturas sobre las cuales las resinas endurecibles pueden curarse. Como ejemplo y no como limitación, en las formaciones subterráneas que tienen una temperatura que oscila desde, aproximadamente 60°F hasta, alrededor de, 250°F, las aminas y las aminas ciclo-alifáticas tales como la piperidina, trietilamina, N,N-dimetilaminopiridina, bencildimetilamina, tris(dimetilaminometil) fenol y 2-(N₂N-dimetilaminometil)fenol se prefieren, siendo la N,N-dimetilaminopiridina la más preferida. En las formaciones subterráneas con más altas temperaturas, el 4,4'-diaminodifenil sulfone puede ser un agente de endurecimiento idóneo. Los agentes de endurecimiento que comprenden piperazina o un derivado de la piperazina se ha demostrado que tienen capacidad para curar varias resinas

endurecibles desde temperaturas tan bajas como, aproximadamente, 70°F hasta tan altas como, alrededor de, 350°F. El agente de endurecimiento utilizado puede incluirse en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad suficiente como para consolidar los particulados recubiertos. En algunas representaciones de la presente invención, el agente de endurecimiento utilizado se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en un rango que oscila desde, aproximadamente, un 5% hasta, alrededor de, un 95% según el peso del componente del agente de endurecimiento líquido. En otras representaciones, el agente de endurecimiento utilizado puede incluirse en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad de, aproximadamente, 15% hasta alrededor de un 85% según el peso del componente del agente de endurecimiento líquido. En otras representaciones, el agente de endurecimiento utilizado puede incluirse en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad que oscila desde, aproximadamente, un 15% hasta alrededor de un 55% según el peso del componente del agente de endurecimiento líquido.

El agente de acoplamiento o unión de silano puede utilizarse, entre otras cosas, para actuar como mediador para ayudar que la resina se adhiera a la formación de particulados y/o agente de soporte o sustentador. Ejemplos de agentes de acoplamiento o unión de silano idóneos incluyen, pero no se limitan a, N-β-(aminoetil)-γ-aminopropiltrimetoxisilano, N-2-(aminoetil)-3-aminopropiltrimetoxisilano, 3-glicidoxipropiltrimetoxisilano y combinaciones de estos. El agente de acoplamiento o de unión de silano utilizado se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad capaz de adherir o unir suficientemente la resina al particulado. En algunas representaciones de la presente invención, el agente de acoplamiento o unión de silano utilizado se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en un rango que oscila desde, aproximadamente, 0,1% hasta, alrededor de, 3% según el peso del componente del agente de endurecimiento líquido.

Cualquier surfactante compatible con el agente de endurecimiento y capaz de facilitar el recubrimiento de la resina sobre los particulados en la formación subterránea puede utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido. Dichos surfactantes incluyen, pero no se limitan a, un surfactante alquil fosfonato (por ejemplo, un surfactante alquil fosfonato C₁₂- C₂₂), un ester etoxilado nonil fenol fosfato, uno o más surfactantes catiónicos y uno o más surfactantes no iónicos. Mezclas de uno o más surfactantes catiónicos y no iónicos pueden también ser idóneos. Ejemplos de dichas mezclas de surfactante se describen en

la Patente de EE.UU. N° 6.311.773 otorgada a Todd y sus colaboradores, el 6 de Noviembre de 2001, cuya divulgación relevante se incorpora al presente trabajo como referencia. El surfactante o surfactantes que pueden utilizarse se incluyen en el componente del agente de endurecimiento líquido en un rango que oscila desde, aproximadamente, 1% hasta, alrededor de, 10% según el peso del componente del agente de endurecimiento.

A pesar de que no se requieren, ejemplos de esteres hidrolizables que pueden utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido incluyen, pero no se limitan a, una mezcla de dimetilglutarato, dimetiladipato y dimetilsuccinato; dimetiltiolato; metilsalicilato; dimetil salicilato; dimetilsuccinato; t-butilhidroperoxide y combinaciones de estos. Cuando se utiliza, un ester hidrolizable se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en un rango que oscila desde, aproximadamente, 0,1% hasta, alrededor de, 3% según el peso del componente del agente de endurecimiento. En algunas representaciones, un ester hidrolizable se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en un rango que oscila desde, aproximadamente, 1% hasta, alrededor de, 2,5% según el peso del componente del agente de endurecimiento líquido.

El uso de un diluyente o fluido portador líquido en la composición de resina endurecible es opcional y puede utilizarse para reducir la viscosidad del componente de la resina endurecible para el caso de manipulación, mezcla y transferencia. Cualquier fluido portador idóneo que sea compatible con la resina endurecible y que alcance los efectos de la viscosidad deseada es idóneo para utilizarlo en la presente invención. Algunos fluidos portadores líquidos son aquellos con altos puntos de evaporación instantánea (por ejemplo: alrededor de 125°F) debido a, entre otras cosas, problemas ambientales y de seguridad. Dichos solventes incluyen, pero no se limitan a: butil lactato, butilglicol éter, dipropilenglicol metil éter, dipropilenglicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, carbonato de propileno, metanol, alcohol butílico, d'limonene, ésteres metil ácidos grasos y combinaciones de los mismos. Otros fluidos portadores líquidos idóneos incluyen solventes disolubles acuosos tales como, por ejemplo, metanol, isopropanol, butanol, solventes glicoleter y combinaciones de los mismos. Fluidos portadores líquidos de glicol éter idóneos incluyen, pero no se limitan a, dietilenglicol etil éter, dipropilenglicol metil éter, 2-butoxi etanol, éteres de C₂ a C₆ dihidrico alcanol contentivo de, al menos, un grupo C₁ a C₆ alquil, mono éteres de alcanoles dihidricos, metoxipropanol, butoxietanol, hexoxietanol e isómeros de estos.

La selección del fluido portador líquido apropiado depende de, entre otras cosas, la composición de la resina seleccionada.

Otra resina idónea para utilizarla en los métodos de la presente invención son las resinas de base furano. Resinas de base furano idóneas incluyen, pero no se limitan a, resinas de alcohol furfurílico, mezclas de resina de alcohol furfurílico y aldehídos y una mezcla de resinas de furano y de resinas fenólicas. De éstas, las resinas de alcohol furfurílico son las preferidas. Si se desea, una resina de base furano puede combinarse con un solvente para controlar la viscosidad. Solventes idóneos para utilizarlos en los fluidos de consolidación de base furano de la presente invención incluyen, pero no se limitan a, 2-butoxi etanol, butil lactato, butil acetato, tetrahidrofurfuril metacrilato, tetrahidrofurfuril acrilato, ester de ácidos oxálicos, maléicos y succínicos y acetato de furfuril. De estos se prefiere 2-butoxi etanol.

Otra resina mas idónea para utilizarla en los métodos de la presente invención es una resina de base fenólica. Las resinas de base fenólica incluyen, pero no se limitan a, terpolímeros de fenol, resinas fenólicas de formaldehído y una mezcla de resinas fenólicas y de furano. De estas, se prefiere una mezcla de resinas fenólicas y de furano Si se desea, puede combinarse una resina de base fenólica con un solvente para controlar la viscosidad. Solventes idóneos para utilizarlos en los fluidos de consolidación de base fenólica de la presente invención incluyen, pero no se limitan a, acetato de butilo, lactato de butilo, acetato de furfuril y 2-butoxi etanol. De estas, se prefiere 2-butoxi etanol.

Otro tipo más de material de recubrimiento tipo resina idónea para utilizarlo en los métodos de la presente invención es una resina de alcohol fenol/fenol formaldehído/furfuril, la cual comprende desde, aproximadamente, un 5% hasta, alrededor de un 30% de fenol; desde, aproximadamente, un 40% hasta, alrededor de un 70% de fenol formaldehído; desde, aproximadamente, un 10% hasta, alrededor de un 40% de alcohol furfurílico; desde, aproximadamente, un 0,1% hasta, alrededor de un 3% de un agente de acoplamiento o de unión de silano y desde, aproximadamente, un 1% hasta, alrededor de un 15% de un surfactante. En las resinas de alcohol fenol/fenol formaldehído/furfuril idóneas para utilizarlas en los métodos de la presente invención, agentes de acoplamiento o de unión de silano idóneos incluyen, pero no se limitan a, N-2-(aminoetil)-3-aminopropiltrimetoxisilano, 3-glicidoxipropiltrimetoxisilano y n-beta-(aminoetil)-gamma-aminopropil trimetoxisilano. Surfactantes idóneos incluyen, pero no se limitan a, un ester etoxilado nonil fenol fosfato, mezclas de uno o más surfactantes catiónicos y uno o más surfactantes no iónicos y un surfactante alquil fosfonato.

2. Tipos Idóneos de Surfactantes

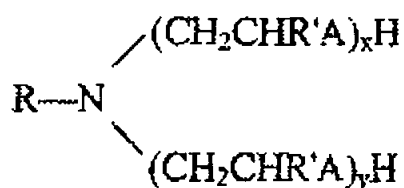
Surfactantes idóneos para utilizarlos en la presente invención son aquellos capaces de emulsionar un componente de base petróleo en un componente de base agua de manera que la emulsión tiene una fase externa de agua y una fase interna de petróleo. Un surfactante preferido es un surfactante de amina. Dichos surfactantes de amina preferidos incluyen, pero no se limitan a, amina etoxiladas y sales cuaternarias de aminas etoxiladas, tales como sebo de diamina y sebo de triaminas etoxiladas y sales cuaternarias. Ejemplos de surfactantes idóneos son:

5 diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, diamina metilcloruro cuat C₁₂-C₂₂ etoxilada, triamina metilcloruro cuat C₁₂-C₂₂ etoxilada, tetraamina metilcloruro cuat C₁₂-C₂₂ etoxilada, diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada reaccionada con cloroacetato de sodio, triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada reaccionada con cloroacetato de sodio, tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxilada reaccionada con cloroacetato de sodio, sal de acetato de diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de ácido clorhídrico de

10 diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de ácido glicólico de diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de DDBSA de diamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de acetato de triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de ácido clorhídrico de triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de ácido glicólico de triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de DDBSA de triamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de acetato de tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxiladas, sal de ácido clorhídrico de tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de ácido glicólico de tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, sal de DDBSA de tetraamina C₁₂-C₂₂ etoxilada, diamina cuat C₁₂-C₂₂ pentametilada, diamina cuat C₁₂-C₂₂ heptametilada, diamina cuat C₁₂-C₂₂ nonametilada y combinaciones de estos.

En algunas representaciones de la presente invención el surfactante de amina puede tener la formula general:

25



en donde R es un hidrocarburo alifático C₁₂-C₂₂; R' se selecciona independientemente de hidrógeno o el grupo alquil C₁-C₃; A es NH o O y x + y tiene un valor mayor o igual a uno, pero también menor o igual a tres.

30 Preferiblemente, el grupo R es un alifático no cíclico. En algunas representaciones el grupo R contiene, al menos, un grado de insaturación, esto es, al menos un enlace doble carbono-carbono. En otras representaciones, el grupo R puede ser una mezcla comercialmente reconocida de hidrocarburos alifáticos tales como soya, el cual es una mezcla de hidrocarburos C₁₄ a C₂₀ o cebo, el cual es una

mezcla de hidrocarburos alifáticos C_{16} a C_{20} o sebo de petróleo, el cual es una mezcla de hidrocarburos alifáticos C_{14} a C_{18} . En otras representaciones, donde el grupo A es NH, el valor de $x + y$ es, preferiblemente, dos y x tiene un valor preferido de uno. En otras representaciones en donde el grupo A es O, el valor preferido de $x + y$ es dos con el valor de x siendo, preferiblemente, uno. Un ejemplo de un surfactante de amina comercialmente disponible es Series TER 2168, disponibles en Champion Chemicals, ubicado en Fresno, Texas. Otros ejemplos comercialmente disponibles incluyen: Ethomeen T/12 una amina de sebo dietoxilada; Ethomeen S/12 una amina de soya dietoxilada; Duomeen O una N-oleil-1,3-diaminopropano, Duomeen T una N-cebo-1,3-diaminopropano, todas las cuales se encuentran disponibles en Akzo Nobel.

En otras representaciones, el surfactante es una amina alquil terciaria etoxilada (un surfactante catiónico). Surfactante Triton RW-100 (X e $Y = 10$ moles de óxido de etileno) y surfactante Triton RW-150 (X e $Y = 15$ moles de óxido de etileno) son ejemplos de amina alquil terciaria, que pueden adquirirse en Dow Chemical Company.

En otras representaciones, el surfactante es una combinación de un surfactante anfotérico y un surfactante aniónico. Las cantidades relativas del surfactante anfotérico y del surfactante aniónico en la mezcla del surfactante se encuentran desde, aproximadamente, 30 hasta, alrededor de, 45% según el peso de la mezcla de surfactante y desde, aproximadamente, 55 hasta, alrededor de, 70% según el peso de la mezcla de surfactante, respectivamente. El surfactante anfotérico puede ser óxido de lauril amina, una mezcla de óxido de lauril amina y óxido de miristil amina (es decir, un óxido lauril/miristil amina), óxido de cocoamina, lauril betaína, oleil botaina o combinaciones de estos, siendo preferido el óxido lauril/miristil amina. El surfactante catiónico puede ser cloruro amónico cocoalquiltriethyl, cloruro amónico hexadeciltrimetil o combinaciones de estos, siendo preferidos $\approx 50/50$ de mezcla, según el peso de cloruro amónico cocoalquiltriethyl y el cloruro amónico hexadeciltrimetil.

En otras representaciones más, el surfactante es un surfactante no iónico. Dichos surfactantes no iónicos incluyen, pero no se limitan a, alcohol oxialquilatos, alquil fenol oxialquilatos, ésteres no iónicos tales como éteres de sorbitan y alcoxilatos de ésteres de sorbitan. Ejemplos de surfactantes idóneos incluyen, pero no se limitan a, alcoxilatos de aceite de castor, alcoxilatos de ácidos grasos, alcoxilatos lauril alcohol, alcoxilatos nonilfenol, alcoxilatos octilfenol, alcoxilatos tridecil alcohol, tales como POE-10 nonilfenol etoxilados, POE-100 nonilfenol etoxilado, POE-12 nonilfenol etoxilado, POE-12 octilfenol etoxilado, POE-12

tridecil alcohol etoxilado, POE-14 nonilfenol etoxilado, POE-15 nonilfenol etoxilado, POE-18 tridecil alcohol etoxilado, POE-20 nonilfenol etoxilado, POE-20 oleil alcohol etoxilado, POE-20 ácido esteárico etoxilado, POE-3 tridecil alcohol etoxilado, POE-30 nonilfenol etoxilado, POE-30 octilfenol etoxilado, POE-34 nonilfenol etoxilado, POE-4 nonilfenol etoxilado, POE-40 aceite de castor etoxilado, POE-40 nonilfenol etoxilado, POE-40 octilfenol etoxilado, POE-50 nonilfenol etoxilado, POE-50 tridecil alcohol etoxilado, POE-6 nonilfenol etoxilado, POE-6 tridecil alcohol etoxilado, POE-8 nonilfenol etoxilado, POE-9 octilfenol etoxilado, monooleato de manide, sorbitan isoestearato, sorbitan laurato, sorbitan monoisoestearato, sorbitan monolaurato, monooleato de sorbitan, monopalmitato de sorbitan, monoestearato de sorbitan, oleato de sorbitan, palmitato de sorbitan, sesquioleato de sorbitan, estearato de sorbitan, trioleato de sorbitan, triestearato de sorbitan, POE-20 monoisoestearato de sorbitan etoxilado, POE-20 monolaurato de sorbitan etoxilado, POE-20 monooleato de sorbitan etoxilado, POE-20 monopalmitato de sorbitan etoxilado, POE-20 monoestearato de sorbitan etoxilado, POE-20 trioleato de sorbitan etoxilado, POE-20 triestearato de sorbitan etoxilado, POE-30 tetraoleato de sorbitan etoxilado, POE-40 tetraoleato de sorbitan etoxilado, POE-6 hexaestearato de sorbitan etoxilado, POE-6 monoestearato de sorbitan etoxilado, POE-6 tetraoleato de sorbitan etoxilado y/o POE-6 tetraestearato de sorbitan etoxilado. Surfactantes no iónicos preferidos incluyen alcohol oxialquilatos tales como POE-23 lauril alcohol y alquil fenol extoxilados tales como POE-(20) nonil fenil éter. Otros surfactantes no iónicos son los ésteres tales como el monooleato de sorbitan.

A pesar de que se prefieren los surfactantes catiónicos, anfotéricos y no iónicos, puede utilizarse cualquier surfactante emulsionado idóneo. Surfactantes buenos para la emulsificación se necesita que sean, usualmente, iónicos para producir estabilización en la carga o tener grupos largos para la estabilidad estérica en el agua. Esto incluirá otros surfactantes catiónicos y también surfactantes aniónicos. Ejemplos incluyen, pero no se limitan a, hexahidro-1,3,5 tris (2-hidroxietil) triazina, alquil éter fosfato, lauril sulfato amónico, sulfato etoxilado nonilfenol amónico, sulfonato dodecilbenceno amina isopropil ramificado, sulfonato dodecilbenceno sódico ramificado, ácido sulfónico dodecilbenceno, ácido sulfónico dodecilbenceno ramificado, sal potásica ácido graso sulfonato, éteres de fosfato, POE-1 sulfato éter lauril amónico, OE-1 sulfato éter lauril sódico, POE-10 ester fosfato etoxilado nonilfenol, POE-12 sulfato éter lauril amónico, POE-12 éter de fosfato lineal, POE-12 sulfato éter lauril sódico, POE-12 ester fosfato alcohol tridecil, POE-2 sulfato éter lauril amónico, POE-2 sulfato éter lauril sódico, POE-3

sulfato éter lauril amónico, POE-3 sulfosuccinato éter alquil disódico, POE-3 éster de fosfato lineal, POE-3 sulfato éter lauril sódico, POE-3 sulfato etoxilado octilfenol sódico, POE-3 sulfato éter tridecil sódico, POE-3-éster fosfato alcohol tridecil, POE-30 sulfato éter lauril amónico, POE-30 sulfato éter lauril sódico, POE-4 sulfato éter lauril amónico, POE-4 sulfato etoxilado nonilfenol amónico, POE-4 sulfato éter fenol nonil, POE-4 éster fosfato etoxilado nonilfenol, POE-4 sulfato éter lauril sódico, POE-4 sulfato etoxilado nonilfenol sódico, POE-4 sulfato éter tridecil sódico, POE-50-sulfato éter lauril sódico, POE-6 sulfosuccinato éter alquil disódico, POE-6 éster fosfato etoxilado nonilfenol, POE-6 éster fosfato alcohol tridecil, POE-7 éster fosfato lineal, POE-8 éster fosfato etoxilado nonilfenol, sulfonato dodecibenceno potásico, sulfato hexil 2-etil sódico, sulfato éter alquil sódico, sulfato alquil sódico, sulfonato olefina alfa sódico, sulfato decil sódico, sulfonato dodecibenceno sódico, sulfato lauril sódico, sulfoacetato lauril sódico, sulfato etoxilado nonilfenol sódico y/o sulfato octil sódico.

El surfactante se encuentra presente, preferiblemente, en la emulsión del agente de consolidación en una cantidad dentro de un rango que oscila desde, aproximadamente, 0,1% hasta un 10%, según el peso de la composición.

3. Aditivos Opcionales

Opcionalmente, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden comprender aditivos adicionales tales como estabilizadores de emulsión, desestabilizadores de emulsión, agentes anticongelantes y estabilizadores de arcilla. Por ejemplo, un estabilizador de emulsión puede ser beneficioso cuando se desea la estabilidad de la emulsión durante un periodo extendido o a temperaturas especificadas. El estabilizador de la emulsión puede ser cualquier ácido, pero preferiblemente un ácido orgánico y más preferiblemente, ácido acético. Si un estabilizador de la emulsión se utiliza, es preferible que se encuentre presente en una cantidad que oscila entre, aproximadamente, 0,1% a 5% según el peso de la composición de emulsión del agente de consolidación. Un desestabilizador de la emulsión puede ser beneficioso cuando no se desea la estabilidad de la emulsión. El desestabilizador de la emulsión puede ser, entre otros, un alcohol, un aditivo pH, un surfactante o un aceite. Si se utiliza un desestabilizador de la emulsión, es preferible que se encuentre presente en una cantidad necesaria para interrumpir la emulsión. Adicionalmente, los agentes anticongelantes pueden ser beneficiosos para mejorar el punto de congelamiento de la emulsión. Algún experto en la materia junto con los beneficios de la presente divulgación reconocerá que la compatibilidad de cualquier aditivo producido

deberá probarse para asegurar que no afecta adversamente el rendimiento de la emulsión del agente de consolidación.

B. Métodos de Uso

Las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención
5 pueden utilizarse en cualquier tratamiento de pozo idóneo en el cual sea recomendable para controlar la migración del particulado y/o modificar la reactividad activada por la tensión de los frentes de la fractura subterránea y de otras superficies en las formaciones subterráneas. Estos métodos pueden llevarse a cabo en cualquier momento durante la vida del pozo.

10 Un ejemplo de un método de la presente invención comprende las etapas de: proporcionar una emulsión del agente de consolidación, el cual comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación y el recubrimiento de, al menos, una pluralidad de particulados con la emulsión del agente de consolidación para producir una pluralidad de particulados recubiertos de agentes
15 de consolidación. Estos particulados recubiertos del agente de consolidación pueden, posteriormente, utilizarse en el fondo del pozo, por ejemplo, en una operación de fracturación o de empaque de grava. El término "particulado recubierto", tal como se utiliza en el presente trabajo, significa particulados que han sido, por lo menos, recubiertos parcialmente con un proceso que comprende
20 una emulsión del agente de consolidación de la presente invención. Los particulados pueden recubrirse a través de cualquier método idóneo según es reconocido por un experto en el arte junto con el beneficio de la presente divulgación. El término "recubierto" no implica cualquier grado en particular de cobertura de particulado con un agente de consolidación.

25 En otras representaciones, la presente invención proporciona un método que comprende proporcionar un fluido de tratamiento que comprende una emulsión del agente de consolidación, la cual comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación e introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea y permitiendo que el agente de consolidación
30 interactúe con, al menos, una porción de una superficie mineral para modificar la reactividad activada por la tensión de, al menos, una porción de la superficie mineral en la formación subterránea.

En algunas representaciones, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden utilizarse, entre otras cosas, en métodos
35 primarios, proactivos o correctivos. Sea si un método de esta invención es "primario", "correctivo" o "proactivo" se determina en relación con la medición del tiempo de un tratamiento de fracturación o de un tratamiento de empaque de

grava. Un método primario de la presente invención puede involucrar utilizar las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención en conjunción con un fluido de fracturación o un fluido de empaque de grava (por ejemplo, como un componente del fluido de fracturación o del fluido de empaque de grava de manera que las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención se introducen en la formación subterránea con el fluido). Los métodos correctivos pueden utilizarse en pozos en donde una porción del pozo se ha fracturado y reforzado. También, los métodos correctivos pueden utilizarse en una situación de empaque de grava, por ejemplo, en donde hubo un problema de tamizado o de falla. Los métodos proactivos pueden utilizarse en pozos que no han sido todavía fracturados o empacados con grava. Los métodos proactivos pueden llevarse a cabo en conjunción con un tratamiento de fractura, por ejemplo, como un pre-colchón para el tratamiento de fracturación o en cualquier etapa de diagnóstico de bombeo llevada a cabo antes de la fracturación, del empaque de grava o del procedimiento de acidificación.

Cualquier persona con experiencia ordinaria en el arte reconocería que la presente invención puede ser útil para estabilizar otros tipos de particulados, tales como los recubrimientos (también denominados como "grapeskin") sobrantes de algunos materiales encapsulados.

A continuación encontramos algunos ejemplos adicionales de algunos de los métodos primarios, correctivos y proactivos de la presente invención.

1. Métodos Primarios

En algunas representaciones, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden utilizarse en un método primario con un fluido de tratamiento de pozo, tal como un fluido de fracturación o un fluido de empaque de grava. Un ejemplo de dicho método comprende: proporcionar un fluido de fracturación que comprenda una emulsión del agente de consolidación contentiva de un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación; colocar el fluido de fracturación en una formación subterránea a una presión suficiente para crear o incrementar una fractura en la misma y permitir que el agente de consolidación, al menos parcialmente, consolide el particulado dentro de la porción de la formación subterránea.

Los fluidos de fracturación en estas representaciones primarias pueden comprender aquellos elementos usualmente encontrados en los fluidos de fracturación incluyendo, pero no limitándolo a, un fluido de base acuosa, particulados de soporte, agentes gelificantes, surfactantes, interruptores,

amortiguadores, una fase gaseosa (si el fluido de fracturación es una espuma o mezcla), agentes de acoplamiento o unión y sus análogos.

Un ejemplo de un método de empaque de grava primario de la presente invención comprende: proporcionar un fluido de empaque de grava que comprende grava y una composición de emulsión del agente de consolidación; la composición de la emulsión del agente de consolidación comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación; contactar la porción de la formación subterránea con el fluido de empaque de grava de manera de colocar un empaque de grava en o cerca de la porción de la formación subterránea y permitir que el agente de consolidación estabilice los particulados dentro de la formación subterránea. Los fluidos de empaque de grava utilizados en estas representaciones puede ser cualquier fluido de empaque de grava idóneo y puede comprender aquellos elementos usualmente encontrados en los fluidos de empaque de grava incluyendo, pero no limitándolo a, un fluido de base acuosa, particulados de grava, agentes gelificantes, surfactantes, interruptores, amortiguadores, fase gaseosa (si el fluido de fracturación es una espuma o mezcla), agentes de acoplamiento o unión y sus análogos.

2. Medidas Correctivas

En algunas representaciones correctivas de la presente invención, después de que se ha realizado el tratamiento de fracturación o del tratamiento de empaque de grava, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden introducirse en una zona no consolidada de una formación subterránea, a los fines de estabilizar los particulados dentro de la zona. Las emulsiones del agente de consolidación pueden dispersar cualquier fino suelto dentro del empaque de soporte en una fractura, eliminar cualquier fino de la fractura (o cerca de la perforación), estabilizar los particulados de grava alrededor del tamizado, estabilizar una falla del tamizado o tamiz y encerrar los finos en la formación sin ocasionar daño a la permeabilidad de la formación.

3. Métodos Proactivos

Los métodos proactivos de la presente invención son más idóneos para pozos que no han sido fracturados o que no se les ha efectuado el empaque de grava todavía. Estos métodos pueden utilizarse como un pre-tratamiento antes del tratamiento de fracturación o en la primera etapa de un tratamiento de fracturación (incluyendo el diagnóstico de bombeo) como un tratamiento pre-colchón.

En algunas representaciones, los métodos proactivos de la presente invención comprenden colocar las emulsiones del agente de consolidación antes o como parte de un pre-colchón de un tratamiento de fracturación en una formación

subterránea. La segunda etapa involucra fracturar una porción de la formación subterránea. Esta etapa de fracturación puede incluir la introducción de una pluralidad de particulados en la formación. Al menos, una porción de los particulados pueden recubrirse con un agente de consolidación. En algunas representaciones, los particulados recubiertos pueden introducirse en el fluido al final del tratamiento de fracturación. La tercera etapa involucra introducir particulados durante el tratamiento de fracturación en las fracturas creadas en el tratamiento de fracturación. Los particulados pueden formar empaques de soporte en las fracturas. En ciertas representaciones, todas las tres etapas pueden llevarse a cabo con un solo fluido.

4. Introducción de Particulados Recubiertos

En algunas representaciones, las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden recubrirse sobre los particulados que se van a utilizar en el proceso de fracturación o de empaque de grava como aquellos descritos anteriormente. Los particulados recubiertos resultantes pueden introducirse como parte de un proceso de fracturación o de empaque de grava en cualquier punto, durante uno de los métodos descritos anteriormente. Preferiblemente, el particulado recubierto se introduce hacia el final de un tratamiento de fracturación o de empaque de grava de manera de obtener el máximo beneficio económico.

De conformidad con los métodos y composiciones de la presente invención, todo o parte del particulado transportado en las fracturas se recubre (preferiblemente sobre la marcha) con un agente de consolidación, utilizando las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención y luego pueden suspenderse en un fluido de fracturación o utilizarse como parte de un proceso de empaque de grava. Las emulsiones del agente de consolidación se utilizan para recubrir el agente de consolidación sobre particulados secos mientras que los particulados se traspasan en un dispositivo de mezcla y/o de traspaso. La cantidad de agente de consolidación recubierto sobre los particulados se encuentra dentro de un rango que oscila entre, aproximadamente, 0,1% hasta, alrededor de, 20% según el peso del particulado, siendo preferido, aproximadamente, un 1 – 5%.

El término "sobre la marcha" se utiliza en el presente trabajo para significar que una corriente en circulación se introduce continuamente en otra corriente en circulación de manera que las corrientes se combinan y mezclan mientras continúan fluyendo como una sola corriente. El recubrimiento de los particulados secos con las emulsiones del agente de consolidación y cualquier mezcla de los particulados recubiertos del agente de consolidación con un fluido de fracturación

o fluido de tratamiento se consigue, preferiblemente, sobre la marcha. Sin embargo, como es bien comprendido por los expertos en el arte, dicha mezcla puede también lograrse a través de mezcla por lote o mezcla por lote parcial.

Una amplia variedad de materiales particulados pueden utilizarse de conformidad con la presente invención incluyendo, pero no limitándose a, arena, bauxita, materiales de cerámica, materiales de vidrio, resina pre-recubierta de soporte (por ejemplo: comercialmente disponible de Borden Chemicals and Santrol, por ejemplo, ambas de Houston, TX), materiales de polímero, materiales de "TEFLONTM" (tetrafluoroetileno), conchas de nueces, conchas de nueces trituradas o molidas, conchas de semillas, conchas de semilla trituradas o molidas, pedazos de carozo de frutas, carozos de fruta triturada o molida, madera procesada, compuesto de particulados preparado de un aglutinante con particulado de relleno incluyendo sílice, alúmina, carbono ahumado, carbono negro, grafito, mica, dióxido de titanio, meta-silicato, silicato cálcico, caolin, talco, zirconia, boro, ceniza suelta, microesferas de vidrio hueco y vidrio sólido o mezclas de estos. El material particulado utilizado puede tener un tamaño de partícula dentro de un rango que oscila entre, aproximadamente 2 hasta, alrededor de, 400 mallados, U.S Sieve Series. Preferiblemente, el material particulado es arena clasificada con un tamaño de partícula dentro de un rango que oscila entre, aproximadamente, 10 hasta, alrededor de, 70 mallados, U.S Sieve Series. La distribución del tamaño de la partícula de arena preferida oscila dentro de un rango que oscila entre una o más de 10-20 mallados, 20-40 mallados, 40-60 mallados ó 50-70 mallados, dependiendo del tamaño de la partícula y de la distribución de la formación de particulados que se van a tamizar a través de los materiales de particulado.

Para facilitar una mejor comprensión de la presente invención, se presentan los siguientes ejemplos de ciertos aspectos de algunas representaciones. De ninguna manera los ejemplos siguientes deben leerse para limitar o definir todo el ámbito de la invención.

EJEMPLO 1

Se llevaron a cabo pruebas de diagénesis utilizando celdas de conductibilidad API con un diámetro radial de 3-pulg., fijadas con núcleos de láminas de piedra arenisca Ohio sobre la parte superior y el fondo del empaque de soporte. Se utilizó una carga de soporte de base alúmina de 2 lb/pies² para el empaque de soporte, con 2% KCl como medio de fluido. La muestra del empaque de soporte N° 1 contenía agente de soporte no tratado y la muestra del empaque

de soporte N° 2 contenía agente de soporte que se recubrió utilizando las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención.

Después de la preparación, cada muestra se sometió a una carga de tensión de 10.000 psi a 250°F durante 126 horas en condiciones estáticas. La conductibilidad API de la celda luego se desmontó y las láminas de piedra arenisca Ohio se examinaron para determinar el incrustamiento del particulado de soporte mediante microscopio óptico. Para cada muestra, la capa de soporte cerca de la lámina de piedra arenisca de Ohio y el centro del empaque de soporte se examinaron a través del Microscopio Ambiental de Escaneo de Electrón. La Figura 1 es una imagen en microscopio de particulados de soporte utilizados en cada muestra antes de exponerlo a la carga de tensión y temperaturas. La Figura 2 es una imagen microscópica de una muestra de empaque de soporte N° 1, contentiva de particulados de soporte no reaccionados, después de haber sido sometidos a carga de tensión y a temperaturas. La Figura 3 es una imagen microscópica de la muestra de empaque de soporte N° 2, contentiva de particulados de soporte que se recubrieron utilizando las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención, después de haber sido sometido a carga de tensión y temperaturas.

También se utilizaron rayos X de electrón dispersivo (EDX) a los fines de determinar la proporción de sílice-a-aluminio en varias áreas de la muestra de empaque de soporte N° 1. La proporción sílice-a-aluminio observada para el agente de soporte fue de 0,9 según es lo usual para la cerámica de soporte, mientras que el de la piedra arenisca de Ohio fue de 8,4. La porosidad del precipitado de relleno fue de 4,9 o una concentración intermedia de estos metales. La proporción sílice-a-aluminio no se midió en una muestra de empaque de soporte N° 2 debido a que no se encontró en el empaque porosidad del precipitado de relleno.

Así, a través del tratamiento del empaque de soporte con las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención, la diagénesis y la porosidad del precipitado de relleno se redujo.

EJEMPLO 2

Pruebas de conductividad se llevaron a cabo a través de la preparación de 5-lb/pies² de empaques de soporte de 20/40-mallado cerámica de soporte. La muestra del empaque de soporte N° 3 y la muestra del empaque de soporte N° 4 se colocaron cada una separadamente entre láminas de sílice no consolidadas, las cuales se utilizaron para simular frentes de formación no consolidados de una

formación suave. Cada muestra de empaque de soporte y las dos láminas de sílice no consolidada se colocaron, posteriormente, entre el núcleo de las láminas de piedra arenisca de Ohio y se ubicaron en una celda de conductividad API lineal.

Luego, las dos celdas fueron sometidas a una tensión incivil de 2.000 psi y 180°F. Después, la muestra del empaque de soporte N° 3 se trató sólo con un 3% de KCl y la muestra del empaque de soporte N° 4 se trató con las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención. Ambos tratamientos se llevaron a cabo inyectando al empaque de soporte 3 volúmenes de poro del fluido de tratamiento. Posteriormente, se inició el flujo a través de cada muestra de empaque de soporte a una tensión de cierre de 2.000 psi. Después de alcanzar el flujo estable, se inició el flujo a una velocidad de 2 mL/min a través de las láminas a los fines de simular producción desde la formación en la fractura. Luego, se capturó el fluido efluente para examinar la producción de finos.

La muestra del empaque de soporte N° 3 fracasó con el fluido continuo desde las láminas de sílice hacia el empaque de soporte. Este fracaso trajo como resultado el hecho de que los finos salieran de la celda de prueba, haciendo que de esta forma colapsara la totalidad del ancho. El colapso fue ocasionado por el flujo que eliminó los finos que se acumularon en la lámina y el transporte de éstos a través del empaque de soporte y hacia fuera de la celda. Después del fracaso del empaque de soporte, todo el flujo se detuvo en esta celda de prueba. La presión diferencial para la medición de la conductividad aumentó por debajo de la capacidad del sensor debido a la invasión de los finos en el empaque. En consecuencia, no se obtuvieron valores subsecuentes para la muestra del empaque de soporte N° 3.

La muestra del empaque de soporte N° 4 continuó permitiendo la afluencia a través de las láminas de sílice sin que la anchura total fracasara o colapsara. Después de lograr mediciones de conductividad estables a 2.000 psi de cierre, la carga de tensión fue aumentada a 4.000 psi de cierre. Nuevamente, después de alcanzar mediciones de conductividad estables, la carga de tensión fue disminuida de retorno a 2.000 psi de cierre. Este ciclo de tensión se repitió muchas veces doblando la velocidad de afluencia con cada ciclo, para tratar de desestabilizar el empaque.

La conductividad resultante para la muestra de empaque de soporte N° 3 y la muestra de empaque de soporte N° 4 se muestran en la Tabla 1 a continuación.

5

TABLA 1

Tiempo (hr)	Tensión de Cierre (psi)	Velocidad Afluencia (cc/min)	Conductividad (mD-pies) Muestra empaque soporte N° 3	Conductividad (mD-pies) Muestra empaque soporte N° 3
0	2000	2	13787	12435
20	2000	2	2	11089
43	2000	2	-	11362
67	2000	2	-	12283
95	4000	4	-	11708
139	4000	4	-	11540
164	2000	2	-	11822
187	2000	2	-	11905
235	2000	2	-	11504
307	4000	4	-	11166
332	2000	2	-	11756
355	2000	2	-	11327

Así, el Ejemplo 2 demuestra, entre otras cosas, que las emulsiones del agente de consolidación de la presente invención pueden afectar el control o mitigar la invasión de la formación de finos en el agente de soporte y puede permitir que el empaque de soporte mantenga la conductividad.

Por consiguiente, la presente invención se adapta bien para alcanzar los fines y ventajas mencionadas así como también aquellas que son inherentes a la misma. Las representaciones particulares divulgadas anteriormente son sólo ilustrativas, en la medida en que la presente invención puede modificarse y practicarse de manera diferente pero equivalente para los expertos en el arte, unido al beneficio de las enseñanzas de la misma. Más aún, no se busca limitar la construcción o el diseño mostrados en el presente trabajo sino únicamente las limitaciones descritas a continuación en las reivindicaciones. Es en consecuencia evidente, que las representaciones ilustrativas particulares divulgadas anteriormente pueden alterarse o modificarse y dichas variaciones se consideran dentro del ámbito y espíritu de la presente invención. En particular, cada rango de

valores (de la forma, "desde, aproximadamente a hasta alrededor de b" o equivalentemente, "desde, aproximadamente a hasta b" o de modo equivalente, "desde aproximadamente a-b") divulgados en el presente trabajo debe entenderse como haciendo referencia al grupo (el grupo de todos los subgrupos) del rango respectivo de valores y la determinación de cada rango comprendido dentro del más amplio rango de valores. También, los términos en las reivindicaciones tienen su significado ordinario y claro, salvo que sea definido de cualquier otra manera explícita y claramente por el titular de la patente.

10

15

20

25

Lo que se reivindica es:

1. Un método que comprende las etapas de:
proporcionar una composición de emulsión de un agente de consolidación
la cual comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación y
recubrir, al menos, una pluralidad de particulados con la emulsión de un
agente de consolidación para producir una pluralidad de particulados recubiertos
de la emulsión de un agente de consolidación.
2. El método de la reivindicación 1 comprende además las etapas de colocar
los particulados recubiertos de la emulsión de un agente de consolidación en un
fluido de fracturación y colocar el fluido de fracturación en una formación

subterránea a una presión suficiente para crear o mejorar, al menos, una o más fracturas en la misma.

3. El método de la reivindicación 1 en donde el surfactante es una amina
5 surfactante.

4. El método de la reivindicación 1 en donde el surfactante se encuentra
presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación en una
cantidad que oscila desde, aproximadamente 0,1% hasta, alrededor de, 10%
10 según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.

5. El método de la reivindicación 1 en donde el agente de consolidación se
encuentra presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación
en una cantidad que oscila desde, aproximadamente 15% hasta, alrededor de,
15 50% según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.

6. El método de la reivindicación 1 en donde el agente de consolidación es
una agente adhesivo no acuoso o resina.

7. El método de la reivindicación 1 en donde la composición de emulsión del
20 agente de consolidación comprende, además, un estabilizador de emulsión.

8. El método de la reivindicación 1 en donde el agente de consolidación es un
agente adhesivo no acuoso seleccionado del grupo consistente de poliamidas,
25 poliéteres, policarbonatos, policarbamatos, resinas naturales y combinaciones de
estos.

9. El método de la reivindicación 1 en donde el agente de consolidación es
una resina seleccionada del grupo consistente de una resina de dos componentes
30 de base epoxi, una resina de base furano, una resina de base fenólica y una
resina de alcohol fenol/fenol formaldehído/furfuril.

10. Un método que comprende las etapas de:
proporcionar un fluido de tratamiento que comprende una emulsión de un
35 agente de consolidación la cual comprende un fluido acuoso, una amina
surfactante y un agente de consolidación e
introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea.

11. El método de la reivindicación 10 en donde el surfactante se encuentra presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente 0,1% hasta, alrededor de, 10% según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.
12. El método de la reivindicación 10 en donde el agente de consolidación se encuentra presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente 15% hasta, alrededor de, 50% según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.
13. El método de la reivindicación 10 en donde el agente de consolidación es una agente adhesivo no acuoso o resina.
14. El método de la reivindicación 10 en donde el agente de consolidación es un agente adhesivo no acuoso seleccionado del grupo consistente de poliamidas, poliéteres, policarbonatos, policarbamatos, resinas naturales y combinaciones de estos.
15. El método de la reivindicación 10 en donde el agente de consolidación es una resina seleccionada del grupo consistente de una resina de dos componentes de base epoxi, una resina de base furano, una resina de base fenólica y una resina de alcohol fenol/fenol formaldehído/furfuril.
16. Un método que comprende las etapas de:
- recubrir una pluralidad de particulados con una emulsión de un agente de consolidación para producir particulados recubiertos de la emulsión de una gente de consolidación;
 - proporcionar un fluido de tratamiento que comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación e
 - introducir el fluido de tratamiento en una formación subterránea.
17. El método de la reivindicación 16 comprende además, la etapa de permitir que el agente de consolidación modifique la reactividad de la tensión-activada de, al menos, una porción de una superficie mineral en al formación subterránea.

18. El método de la reivindicación 16 en donde el surfactante se encuentra presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente 0,1% hasta, alrededor de, 10% según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.

5

19. El método de la reivindicación 16 en donde el agente de consolidación se encuentra presente en la composición de emulsión de un agente de consolidación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente 15% hasta, alrededor de, 50% según el peso de la composición de emulsión de un agente de consolidación.

10

20. El método de la reivindicación 16 en donde el agente de consolidación comprende un agente adhesivo no acuoso o resina.

21. El método de la reivindicación 16 en donde el agente de consolidación es un agente adhesivo no acuoso seleccionado del grupo consistente de poliamidas, poliésteres, policarbonatos, policarbamatos, resinas naturales y combinaciones de estos.

15

22. El método de la reivindicación 16 en donde el agente de consolidación es una resina seleccionada del grupo consistente de una resina de dos componentes de base epoxi, una resina de base furano, una resina de base fenólica y una resina de alcohol fenol/fenol formaldehído/furfuril.

20

23. Una composición de emulsión de un agente de consolidación, el cual comprende:

25

un fluido acuoso,

un surfactante y

un agente de consolidación que comprende un agente adhesivo no acuoso o resina.

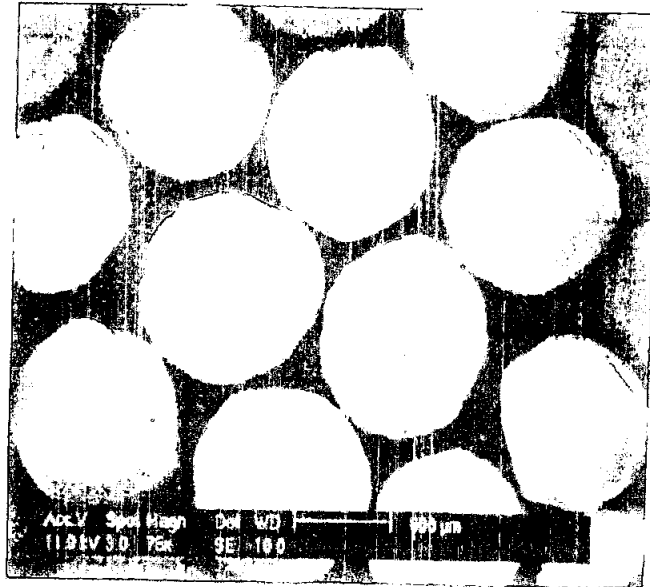
30

35

RESUMEN

Métodos que comprende: proporcionar una composición de emulsión de un agente de consolidación el cual comprende: un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación y recubrir, al menos, una pluralidad de particulados con la emulsión de un agente de consolidación para producir una pluralidad de particulados recubiertos de la emulsión de un agente de consolidación. Los métodos comprenden, además, proporcionar un fluido de tratamiento que comprende una emulsión de un agente de consolidación el cual comprende un fluido acuoso, una amina surfactante y un agente de consolidación e introducir el fluido de tratamiento en la formación subterránea. Los métodos comprenden las etapas de: recubrir una pluralidad de particulados con una emulsión de un agente de consolidación para producir los particulados recubiertos con una emulsión de un agente de consolidación, proporcionando un fluido de tratamiento que comprende un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación; introduciendo el fluido de tratamiento en la formación subterránea. Las composiciones de emulsión del agente de consolidación comprenden un fluido acuoso, un surfactante y un agente de consolidación que comprende un agente adhesivo no acuoso o una resina.

1/2

*FIG. 1*

La Figura 1 es una imagen microscópica de particulado de soporte no tratado.

*FIG. 2*

La Figura 2 es una imagen microscópica de particulado de soporte no tratado después de haber estado sometido a una carga de tensión o de esfuerzo de 10.000 psi a 250 °F.

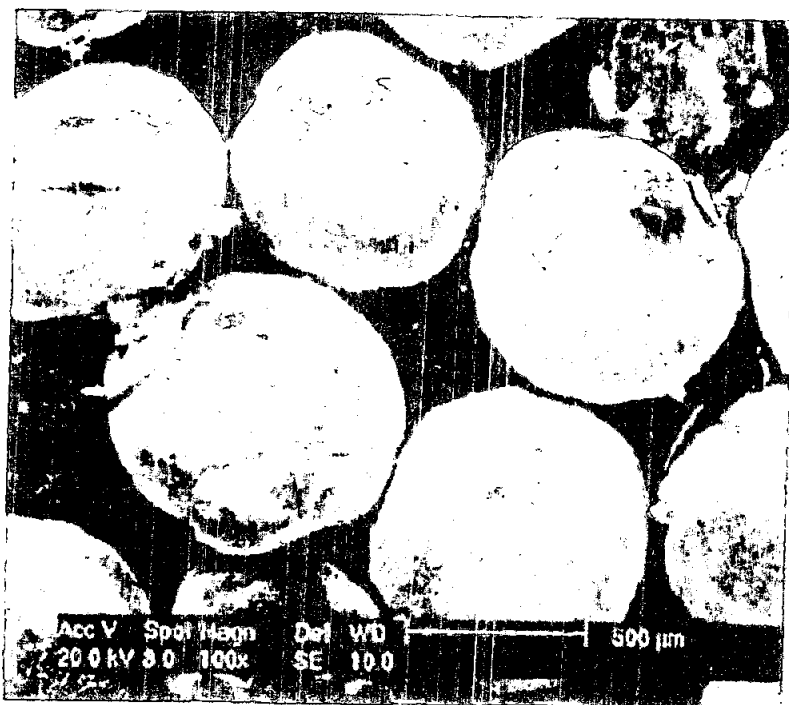


FIG. 3

La Figura 3 es una imagen microscópica de particulado de soporte tratado con una emulsión del agente de consolidación de conformidad con una representación de la presente invención, después de haber estado sometido a una carga de tensión o de esfuerzo de 10.000 psi a 250°F.

44

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-082601-00000-0000

Fecha: 2008-08-08 16:13:17 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 43



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PCT

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 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 se 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 trazado ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

Diago
Firma Responsable

Se retiran folios 42 y 43
- tapetas adhesivas

Fecha

08-08-08

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10

Conmutador: 3 82 08 40

Fax: 350 52 20

E-mail: info@slc.gov.co

www.slc.gov.co

Bogotá, D.C., Colombia

45

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
RUBIO CAMACHO HUMBERTO
Apoderado(a) y/o Representante de
HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

REFERENCIA	Radicación No.	8 82601
	Solicitud internacional	PCT/GB2007/000421
	Fecha inicio fase nacional	10/09/2008
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	

11845

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 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. 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 k) 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.

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 No.10 de 2001.

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 19 SET. 2008
jfernand