

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

19
PCT

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
INVENTARIO

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No.

10-11145

54. **TÍTULO** "ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION
PARA REDUCIR LA CIRCULACION PERDIDA
EN UNA OPERACION DE PERFORACION"

51. **CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL**

71. **SOLICITANTE** CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.

DOMICILIO CALGARY, ONTARIO, CANADA

74. **APODERADO** HUMBERTO RUBIO CANACHO
COD 4134

22. **BOGOTÁ, D.C.,** 3 DE FEBRERO / 2010

(FORMA P-10)

Por: C. C.
Fm: 06-03-2010



No. 10-011145- -00000-0000

Fecha: 2010-02-03 14:29:20 Dep. 2020 DIR.NUEVASCH
Ira. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

PETITORIO

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

SOLICITUD DE:

☒ Patente de Invención

Patente de Modelo de Utilidad

☒ Capítulo I

Capítulo II

SOLICITANTE (71) Nombre y Dirección: **CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.**
Suite 300, Energy Plaza, East Tower,
311-6th Avenue SW
Calgary, Ontario T2P 3H2, Canadá
Lugar de Constitución: **Calgary, Ontario, Canadá**

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

INVENTOR(ES) (72) Nombre y Dirección: **Terry W. HOSKINS**
164 Panamound Lane NW,
Calgary, Alberta T3K 5Y4, Canadá

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/CA2008/001237** Fecha **4 DE JULIO DE 2008**
Publicación Internacional No. **WO 2009/006731** Fecha **15 DE ENERO DE 2009**

TÍTULO (54) "ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION PARA REDUCIR LA CIRCULACIÓN PERDIDA EN UNA OPERACION DE PERFORACION"

Clasificación Internacional (51) **C09K 8/03, C09K 8/35, E21B 21/00**

Prioridad	(33) País de origen	(32) Fecha	(31) Número de solicitud
SI ☒ NO	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	6 DE JULIO DE 2007	60/958,500

Comprobante de pago No. **10-8,043** Fecha: **2 DE FEBRERO DE 2010**
10-8,044 **2 DE FEBRERO DE 2010**

**EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION
DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL**

(21) No. SOLICITUD: (51) INT. CL.:
(22) FECHA DE PRESENTACIÓN: (71) SOLICITANTE: **CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.**
(30) PRIORIDAD: **ESTADOUNIDENSE**
(31) No. DE SOLICITUD: **60/958,500** (72) INVENTORES: **Terry W. HOSKINS**
(32) FECHA DE PRESENTACIÓN: **6 DE JULIO DE 2007**
(33) PAÍS: **ESTADOS UNIDOS DE AMERICA** (74) APODERADO: **Humberto RUBIO CAMACHO**

Solicitud Internacional No. **PCT/CA2008/001237** Fecha **4 DE JULIO DE 2008**
Publicación Internacional No. **WO 2009/006731** Fecha **15 DE ENERO DE 2009**

FECHA ENTRADA EN FASE NACIONAL:

(54) TITULO: "ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION PARA REDUCIR LA CIRCULACIÓN PERDIDA EN UNA OPERACION DE PERFORACION"

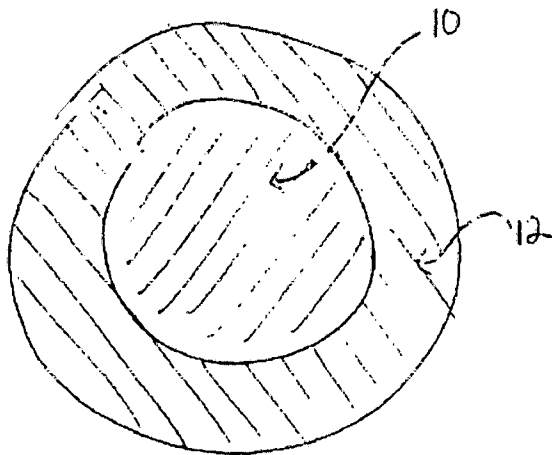
RESUMEN:

Un aditivo de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación, caracterizado porque el aditivo tiene partículas que comprenden: uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa.

ANEXOS

- X Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- X Comprobante de pago de la tasa por excedente de Reivindicaciones.
Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
Poderes, si fuere el caso.
Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
Declaraciones
- X Copia de la publicación PCT
- X Copia informe búsqueda internacional.
- X Copia de Opinión escrita
- 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 PCT en Fase Nacional.
De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- X Arte final 12 x 12
De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- X Otros *Copia de Informe Preliminar de Patentabilidad Cap I (PCT 10/373)*

(11) Figura característica:



(12)

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.**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 - 8,043
FECHA : FEBRERO 2 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-011145- -00000-0000

Fecha: 2010-02-03 14:29:20 Dep. 2020 DIR NULVASOR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA	ABOGCONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	50848213	02/02/2010	10,814,200.00

***** CONCEPTO *****

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

SON: QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 10 - 8,044
FECHA : FEBRERO 2 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-011145- -00000-0000

Fecha: 2010-02-03 14:29:20 Dep. 2020 DIR.NULVASCR
Ira. 11 PATENTE IYII Eve: 378 FASE NACIONAL I
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUCIO & CIA ABOGCONSIGNACION		BANCO DE BOGOTA	062754387	80840213	02/02/2010	10,814,200.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	
		99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	754,000.00
		TOTAL :	\$ 754,000.00

SON: SETECIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

ESTA CERTIFICACION DE EXCEDENTE DE PAGO SOLO PODRA SER UTILIZADA
COMO PARTE DE LA CANCELACION DE UNA TARIFA VIGENTE Y NO PODRA SER
SUSTITUIDA POR NINGUN RECIBO.

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
15 January 2009 (15.01.2009)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2009/006731 A1

(51) International Patent Classification:

C09K 8/03 (2006.01) E21B 21/00 (2006.01)
C09K 8/035 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/CA2008/001237

(22) International Filing Date: 4 July 2008 (04.07.2008)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:

60/958,500 6 July 2007 (06.07.2007) US

(71) Applicant (for all Designated States except US): CANADIAN ENERGY SERVICES L.P. [CA/CA]; Suite 300, Energy Plaza, East Tower, 311-6th Avenue SW, Calgary, Ontario T2P 3H2 (CA).

(72) Inventor; and

(75) Inventor/Applicant (for US only): HOSKINS, Terry, W. [CA/CA]; 164 Panamouri Lane NW, Calgary, Alberta T3K 5Y4 (CA).

(74) Agents: RAOUL, Jennifer M. et al.; Borden Ladner Gervais LLP, World Exchange Plaza, 100 Queen Street, Suite 1100, Ottawa, Ontario K1P 1J9 (CA).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BF, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CP, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GE, GF, GG, 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, LY, MA, MD, ME, 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, ST, SV, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): AFIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, EG, FZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GE, GR, HP, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TF), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declarations under Rule 4.17:

- as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))
- of inventorship (Rule 4.17(iv))

Published:

- with international search report

(54) Title: DRILLING FLUID ADDITIVE FOR REDUCING LOST CIRCULATION IN A DRILLING OPERATION

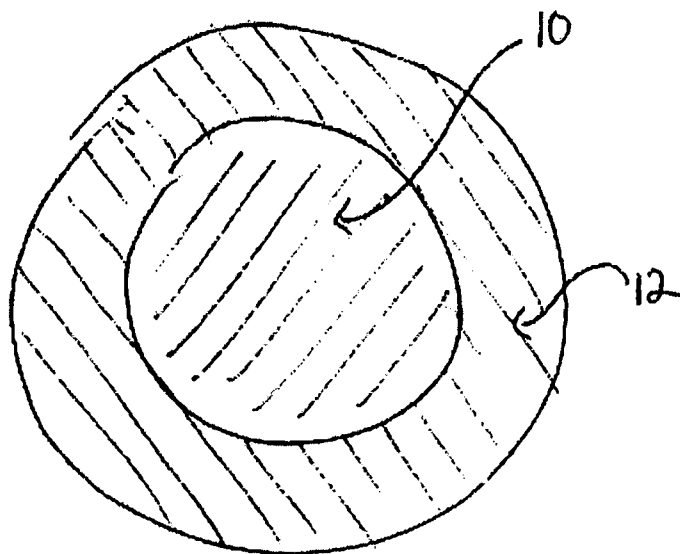


FIG. 1

(57) Abstract: Generally, the present invention provides drilling fluid additives for reducing or controlling lost circulation in a drilling operation. The additives comprises particles. The particles comprise one or more solids in association a wax or waxy substance. A drilling fluid comprising a drilling fluid additive of the invention is also provided, as well as a method and use of the drilling fluid additive in a drilling operation to reduce or control lost circulation. Methods for manufacturing the drilling fluid additives are also described.

WO 2009/006731 A1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2008/001237

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC: <i>C09K 8/03</i> (2006.01), <i>C09K 8/033</i> (2006.01), <i>E21B 21/00</i> (2006.01) 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) IPC: <i>C09K 8</i> (2006.01), <i>E21B 21</i> (2006.01)		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic database(s) consulted during the international search (name of database(s) and, where practicable, search terms used) Canadian Patent Database and WEST: wax\$, drilling, drilling fluid, lost circulation, fluid loss		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 3302719 B1 (FISCHER) 07 February 1967 (07-02-1967) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 5-7, 13, 18, 19, 22-24, 26, 29-32, 34, 35, 37 and 38
X	US 3316965 B1 (WATANABE) 02 May 1967 (02-05-1967) *whole document*	1-3, 5-7, 13, 18, 19, 24, 29, 30, 31, 34-38
X	US 3455390 B1 (GALLUS) 15 July 1969 (15-07-1969) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 5-7, 13-15, 18, 19, 29-32, 34, 35, 37 and 38
X	US 3593794 B1 (FISCHER et al.) 20 July 1971 (20-07-1970) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 5, 18, 19, 22, 29, 30 and 31
X	US 3601194 B1 (GALLUS) 24 August 1971 (24-08-1971) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 5, 13-15, 18, 19, 22, 29-32, 35, 37 and 38
☒ 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 application or patent 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 18 September 2002 (18-09-2002)		Date of mailing of the international search report 30 September 2003 (30-09-2003)
Name and mailing address of the ISA/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box: PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-319-953-2476		Authorized officer Karla Randell 319- 956-6113

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2008/001237

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 3979305 E1 (FISCHER et al.) 07 September 1976 (07-09-1976) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 5, 13-15, 18-20, 22, 29-32, 35, 37 and 38
X	US 4614599 E1 (WALIER) 30 September 1986 (30-09-1986) *cited by the applicant* *whole document*	1-4, 6, 13, 18, 19, 22, 23, 29-32, 35, 37 and 38
X	US 4664816 E1 (WALIER) 12 May 1987 (12-05-1987) *cited by the applicant* *whole document*	1-4, 6, 7, 13, 18, 19, 22, 23, 27, 29-32, 35, 37 and 38
Y		8, 20 and 21
X	US 4704212 E1 (DELHOMME et al.) 03 November 1987 (03-11-1987) *cited by the applicant* *whole document*	1-3, 6, 7, 9, 13-19, 22, 25, 29-32, 35, 37 and 38
X	US 2007/0054121 A1 (WEBBITT et al.) 02 March 2007 (02-03-2007) *whole document*	1-7, 10-19 and 29
Y		8
F, X	WO 2007/107015 A1 (HOCHEMIS) 27 September 2007 (27-09-2007)	1-3, 6-8, 10, 12, 13, 16-20, and 22-38
Y	US 5763367 E1 (BURTS Jr.) 09 June 1998 (09-06-1998) *column 2, line 54*	8
Y	US 4582091 E1 (ELL3) 15 April 1986 (15-04-1986) *column 2, lines 10-15*	20 and 21

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2008/001237

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US3302719 B1	07-02-1967	NONE	
US3316965 B1	02-05-1967	NONE	
US3455390 B1	15-07-1969	NONE	
US3596794 B1	20-07-1971	CA966342 A1	17-06-1975
US3601194 B1	24-08-1971	NONE	
US3973605 E1	07-09-1976	CA390059 A1 US3882029 A US3979304 A US3989632 A	01-06-1976 06-05-1975 07-09-1976 02-11-1976
US4614599 B1	30-09-1986	CA1261604 A1	26-09-1989
US4664816 B1	12-05-1987	NONE	
US4704212 B1	03-11-1987	NONE	
US2007054121 A1	06-03-2007	CA2594932 A1 CN101129312 A EP1952694 A2 NO20074847 A US7402333 B2 WO2006093805 A2	08-09-2006 20-02-2008 28-11-2007 24-09-2007 22-07-2008 08-09-2006
WO2007107015 A1	27-09-2007	CA2583484 A1 US2007244013 A1	09-07-2007 13-10-2007
US5762367 E1	09-06-1998	CA2272999 A1 GB2254091 A GB2335451 A NO3019388 B1 NO992528 A US5113664 A US5332724 A US5599776 A US6323158 B1 WO9823704 A1	04-06-1998 30-09-1992 22-09-1999 29-12-1997 26-07-1999 02-03-1992 26-07-1994 04-02-1997 27-11-2001 04-06-1998
US4502091 E1	15-04-1986	CA1200963 A1 GB2114253 A JP58134296 A NO160912B B	25-02-1986 17-09-1983 10-03-1983 20-02-1989

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY (Chapter I of the Patent Cooperation Treaty)

(PCT Rule 44bis)

Applicant's or agent's file reference PAT 4324W-90	FOR FURTHER ACTION See item 4 below	
International application No. PCT/CA2008/001237	International filing date (<i>day/month/year</i>) 04 July 2008 (04.07.2008)	Priority date (<i>day/month/year</i>) 06 July 2007 (06.07.2007)
International Patent Classification (3th edition unless older edition indicated) See relevant information in Form PCT/ISA/237		
Applicant CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.		

1. This international preliminary report on patentability (Chapter I) is issued by the International Bureau on behalf of the International Searching Authority under Rule 44 bis.1(a). 2. This REPORT consists of a total of 8 sheets, including this cover sheet. In the attached sheets, any reference to the written opinion of the International Searching Authority should be read as a reference to the international preliminary report on patentability (Chapter I) instead.																
3. This report contains indications relating to the following items: <table border="0"> <tr> <td>☒ Box No. I</td> <td>Basis of the report</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. II</td> <td>Priority</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. III</td> <td>Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. IV</td> <td>Lack of unity of invention</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. V</td> <td>Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. VI</td> <td>Certain documents cited</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. VII</td> <td>Certain defects in the international application</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. VIII</td> <td>Certain observations on the international application</td> </tr> </table> 4. The International Bureau will communicate this report to designated Offices in accordance with Rules 44bis.3(c) and 93bis.1 but not, except where the applicant makes an express request under Article 23(2), before the expiration of 30 months from the priority date (Rule 44bis .2).	☒ Box No. I	Basis of the report	☒ Box No. II	Priority	☐ Box No. III	Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability	☐ Box No. IV	Lack of unity of invention	☒ Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement	☐ Box No. VI	Certain documents cited	☒ Box No. VII	Certain defects in the international application	☒ Box No. VIII	Certain observations on the international application
☒ Box No. I	Basis of the report															
☒ Box No. II	Priority															
☐ Box No. III	Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability															
☐ Box No. IV	Lack of unity of invention															
☒ Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement															
☐ Box No. VI	Certain documents cited															
☒ Box No. VII	Certain defects in the international application															
☒ Box No. VIII	Certain observations on the international application															

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland Facsimile No. +41 22 338 82 70	Date of issuance of this report 12 January 2010 (12.01.2010)
	Authorized officer Athina Nickitas-Etienne e-mail: pi04.pci@wipo.int

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
RAOUL, JENNIFER M.
c/o Borden Ladner Gervais LLP
1100 - 100 Queen Street
OTTAWA, Ontario
Canada, K1P 1J9

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

Date of mailing 30 September 2008 (30-09-2008)
(day/month/year)

Applicant's or agent's file reference
PAT 4324W-90

FOR FURTHER ACTION
See paragraph 2 below

International application No.

PCT/CA2008/001237

International filing date (day/month/year)

04 July 2008 (04-07-2008)

Priority date (day/month/year)

06 July 2007 (06-07-2007)

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC
IPC: **C09K 5/03** (2006.01), **C09K 5/035** (2006.01), **E21B 21/00** (2006.01)

Applicant
CANADIAN ENERGY SERVICES L.P. ET AL

1. This opinion contains indications relating to the following items :

- | | |
|--|--|
| ☒ Box No. I | Basis of the opinion |
| ☒ Box No. II | Priority |
| ☐ Box No. III | Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability |
| ☐ Box No. IV | Lack of unity of invention |
| ☒ Box No. V | Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement |
| ☐ Box No. VI | Certain documents cited |
| ☒ Box No. VII | Certain defects in the international application |
| ☒ Box No. VIII | Certain observations on the international application |

2. FURTHER ACTION

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0G9
Facsimile No.: 001-819-953-2476

Date of completion of this opinion

22 September 2008 (22-09-2008)

Authorized officer

Karla Randell 819- 956-6118

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2008/001237

Box No. I Basis of this opinion

1. With regard to the **language**, this opinion has been established on the basis of:
 - ☒ the international application in the language in which it was filed
 - ☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).
2. ☐ This opinion has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43bis.1(a))
3. With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application and necessary to the claimed invention, this opinion has been established on the basis of:
 - a. type of material
 - ☐ a sequence listing
 - ☐ table(s) related to the sequence listing
 - b. format of material
 - ☐ on paper
 - ☐ in electronic form
 - c. time of filing/furnishing
 - ☐ contained in the international application as filed.
 - ☐ filed together with the international application in electronic form
 - ☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search.
4. ☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table(s) relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
5. Additional comments :

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2008/001237

Box No. II Priority

1. ☐ The validity of the priority claim has not been considered because the International Searching Authority does not have in its possession a copy of the earlier application whose priority has been claimed or, where required, a translation of that earlier application. This opinion has nevertheless been established on the assumption that the relevant date (Rules 43bis.1 and 64.1) is the claimed priority date.
2. ☐ This opinion has been established as if no priority had been claimed due to the fact that the priority claim has been found invalid (Rules 43bis.1 and 64.1). Thus for the purposes of this opinion, the international filing date indicated above is considered to be the relevant date.
3. Additional observations, if necessary :
- The priority is valid.

12

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2008/001237

Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement		
1. Statement			
Novelty (N)	Claims	<u>3, 21, 25, 28 and 33</u>	YES
	Claims	<u>1-7, 9-20, 22-24, 26, 27, 29-32 and 34-38</u>	NO
Inventive step (IS)	Claims	<u>25, 28 and 33</u>	YES
	Claims	<u>1-24, 26, 27, 29-32 and 34-38</u>	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	<u>1-32</u>	YES
	Claims	<u>NONE</u>	NO
2. Citations and explanations :			
D1: US 3302719 E1 (FISCHER) 07 February 1967 (07-02-1967) D2: US 3316965 E1 (WATAHABE) 02 May 1967 (02-05-1967) D3: US 3455390 E1 (GALLUS) 15 July 1969 (15-07-1969) D4: US 3593794 E1 (FISCHER et al.) 20 July 1971 (20-07-1970) D5: US 3601194 E1 (GALLUS) 24 August 1971 (24-08-1971) D6: US 3979305 E1 (FISCHER et al.) 07 September 1976 (07-09-1976) D7: US 4614599 E1 (WALLER) 30 September 1986 (30-09-1986) D8: US 4664816 E1 (WALLER) 12 May 1987 (12-05-1987) D9: US 4704213 E1 (DELHOMMER et al.) 03 November 1987 (03-11-1987) D10: US 2007/0054121 A1 (WEINSTEIN et al.) 03 March 2007 (03-03-2007) D12: US 5763367 E1 (BUFTS Jr.) 09 June 1998 (09-06-1998) D13: US 4582091 E1 (ELLS) 15 April 1986 (15-04-1986)			
Novelty (N) and Inventive Step (IS):			
Claim 1 of the instant application is directed to a drilling fluid additive for reducing or controlling lost circulation, the additive comprising one or more solids in association with a wax or waxy substance. D1-D6 all disclose oil-soluble additives for treatment fluids comprising wax, resins, polymers, surface active agents and emulsifiers for temporarily sealing off an underground formation. D1 is novelty destroying for claims 1, 2, 3, 5, 6, 7, 13, 18, 19, 22, 23, 24, 26, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 37 and 38. D2 is novelty destroying for claims 1, 2, 3, 5, 6, 7, 13, 18, 19, 24, 29, 30, 31, 34-38. D3 is novelty destroying for claims 1, 2, 3, 5, 6, 7, 13, 14, 15, 18, 19, 29-32, 34, 35, 37 and 38. D4 is novelty destroying for claims 1, 2, 3, 5, 13, 19, 22, 29, 30 and 31. D5 is novelty destroying for 1, 2, 3, 5, 13, 14, 15, 18, 19, 22, 29, 30, 31, 32, 35, 37 and 38. D6 is novelty destroying for claims 1, 2, 3, 5, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 22, 29-32, 35, 37 and 38. D7 discloses a lost circulation additive, which comprises lime encapsulated by a wax to prevent the lime from reacting with clays in the borehole until it is desired. This is novelty destroying to claims 1-4, 6, 13, 18, 19, 22, 23, 29-32, 35, 37 and 38. D8 discloses a lost circulation additive, which comprises a polymer encapsulated by a wax, where the wax melts at the desired location in the well bore, allowing the polymer to expand by absorbing water, thus sealing off the zone. This is novelty destroying to claims 1, 2, 3, 4, 6, 7, 13, 18, 19, 22, 23, 27, 29-32, 35, 37 and 38. D9 discloses a lost circulation additive, which comprises a polymer encapsulated by a wax, where the wax melts at the desired location in the well bore, allowing the polymer to expand by absorbing water, thus sealing off the zone. This is novelty destroying to claims 1-3, 6, 7, 9, 13-19, 22, 23, 29-32, 35, 37 and 38. D10 discloses a seepage loss additive which comprises a coated particulate with a graphite-impregnated resin coating, wherein a wax may be used as the binder to assist in the adherence of the graphite to the particle. This is novelty destroying to claims 1-7, 10-19 and 29.			
(Continued in the Supplemental Box)			

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2008/001237

Box No. VII Certain defects in the international application

The following defects in the form or contents of the international application have been noted :

There appears to be a clerical error in the abstract, the term "with" is missing from the phrase "in association with a wax".

There appears to be a clerical error in claim 6, the term "or" is misspelled.

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/CA2008/001237

Box No. VIII Certain observations on the international application

The following observations on the clarity of the claims, description, and drawings or on the question whether the claims are fully supported by the description, are made :

Claim 7 does not comply with Article 6 of the PCT. The claim shall be clear and concise. A list of lost circulation materials is given, which includes wax. It is not evident if this is the same wax as defined in claim 1 or a different wax.

Claim 13 does not comply with Article 6 of the PCT because the claimed characteristic "combination thereof" lacks proper support in the present description.

Claim 22 does not comply with Article 6 of the PCT because the claimed characteristic "mixture thereof" lacks proper support in the present description.

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2008/001237

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of: Box V

Therefore claims 1-7, 9-20, 22-24, 26, 27, 29-32, 34-38 are not novel and do not comply with **Article 33(2) of the PCT**. Given the above objections, claims 1-7, 9-20, 22-24, 26, 27, 29-32, 34-38 are also considered to lack an inventive step in light of the described prior art and thus fail to comply with **Article 33(3) of the PCT**.

D12 discloses the use of sawdust as a lost circulation material. Claim 2 is considered to lack an inventive step in light of D12 in combination with D8 or D10 and thus fails to comply with **Article 33(3) of the PCT**.

D13 discloses the use of natural and synthetic waxes for use in sealing a leak, polyethylene and polypropylene are specifically disclosed. Claims 20 and 21 are considered to lack an inventive step in light of D13 in combination with D8 and thus fail to comply with **Article 33(3) of the PCT**.

Claims 25, 28 and 33 impart novelty and inventive step on the independent claim and therefore comply with **Article 33(2) of the PCT** and **Article 33(3) of the PCT**.

Industrial Applicability (IA):

The subject matter of claims 1-38 is considered to be industrially applicable and thus complies with the requirements of **Article 33(4) of the PCT**.

**ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION PARA REDUCIR LA CIRCULACIÓN
PERDIDA EN UNA OPERACION DE PERFORACION**

CAMPO DE LA INVENCION

5 La presente invención es concerniente en general con operaciones de perforación. Más en particular, la presente invención es concerniente con un aditivo de fluido de perforación para reducir la circulación perdida en una operación de perforación.

10

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

 Hay varias operaciones en las cuales se efectúa la perforación, en las que se incluyen operaciones de perforación de petróleo y gas y operaciones de minería.

15 En el proceso de perforación de un pozo a una formación subterránea, el fluido o "lodo" de perforación es bombeado al barreno en desarrollo a través del tubo de perforación y sale a través de las boquillas en el trépano de perforación giratorio montado en el extremo del tubo de
20 perforación. Luego, el fluido de perforación se hace circular de regreso a la superficie a través del ánulo, el espacio entre el tubo de perforación y la pared del barreno. De regreso en la superficie, los sólidos son separados y el lodo es en general bombeado a un tanque de fluido en donde puede
25 ser reutilizado o tratado. El sistema de fluido de perforación está diseñado comúnmente como un circuito o bucle con el fluido de perforación que circula continuamente a medida que el trépano de perforación gira. El fluido de perforación efectúa varias funciones importantes y mejora la
30 eficiencia global de la operación de perforación. El fluido

de perforación es usado, por ejemplo, para enfriar y lubricar la herramienta de perforación giratoria, para reducir la fricción, para impedir la adherencia del tubo de perforación, para controlar la presión de sub-superficie, para suspender y
5 alimentar aditivos de tratamiento, para elevar los cortes de perforación y transportarlos a la superficie y para limpiar el barreno y herramienta de perforación.

Un componente principal del fluido de perforación es su fluido base. Un fluido de perforación puede ser a base
10 de agua, a base de hidrocarburos, sintético o una emulsión, tal como una emulsión aceite en agua o emulsión agua en aceite ("emulsión de inversión"). Los fluidos de perforación acuosos o a base de agua son usados frecuentemente en la industria y proporciona una ventaja económica con respecto a
15 los fluidos de perforación a base de aceite. También son considerados más compatibles ambientalmente. La perforación con fluidos acuosos puede ser problemática en ciertas formaciones, sin embargo, debido a la hidratación e hinchamiento de la roca absorbente de agua y arcilla en la
20 formación que conduce a inestabilidad del barreno. Tal hidratación e inestabilidad pueden ser reducidos al utilizar un fluido de perforación a base de aceite. Aunque los fluidos a base de aceite son más costosos que los fluidos acuosos, son en general preferidos para la perforación profunda,
25 perforación a alta temperatura o cuando se requiere un fluido base sustancialmente no reactivo para una operación de perforación particular o formación.

Cuando se perfora a una formación porosa o fracturada, una porción del fluido de perforación o su fluido
30 base se puede perder a la formación que rodea al barreno y no

es devuelta a la superficie para recirculación. Esta porción perdida del fluido de perforación es denominada comúnmente como circulación perdida. Áreas de una formación en donde las pérdidas ocurren son denominadas como zonas de pérdida o zonas de robo. La circulación perdida tiene un impacto negativo sobre el procedimiento de perforación y también tiene un impacto económico significativo sobre la operación. La circulación perdida puede también incrementar el impacto ambiental de la operación, particularmente cuando se perfora con hidrocarburos. La cantidad y tipo de circulación perdida experimentada depende de la estructura y permeabilidad de la formación que es perforada, también como las propiedades del fluido de perforación.

La circulación perdida puede ocurrir en forma de pérdidas por hundimiento o pérdidas de fluido. Las pérdidas por hundimiento ocurren cuando todo el lodo, incluyendo sólidos, se pierde a la formación durante la perforación. Esto puede ocurrir cuando los sólidos en el fluido de perforación no son lo suficientemente grandes para puentear los poros o fracturas en la formación. La pérdida de fluido se refiere a la pérdida de fluido a un área de una formación en donde se forma una retorta de filtro o en donde los sólidos no pueden pasar, dando como resultado principalmente pérdida del fluido base a la formación. Aún las pérdidas suaves a moderadas pueden tener un impacto significativo sobre el costo de la perforación. Pérdidas severas o totales pueden ser experimentadas en formaciones altamente porosas o fracturadas. La circulación perdida puede ser reducida o controlada a grados variables al agregar sólidos extraños al fluido. Un sólido que es agregado a un fluido de perforación

para reducir o controlar la circulación perdida es denominada en general como un material de circulación perdida (LCM). En el campo, los operadores han sabido agregar un amplio intervalo de sólidos a sus sistemas de fluido en un intento por reducir o controlar la circulación perdida, incluyendo cáscaras de nueces, piezas de neumáticos de caucho, césped de tamboreo seca, papel y aún bolsas de plástico. Materiales de circulación pérdida convencionales incluyen aserrín, fibras de madera, gilsonita, asfalto, asfaltenos, materiales celulósicos, plásticos, celofán, carbonato de calcio, polímeros solubles en agua y varios agentes espesantes y gelificantes. Gilsonita, materiales fibrosos y carbonato de calcio son frecuentemente usados para controlar las pérdidas por hundimiento más pesadas. Varios polímeros o sólidos finos son en general agregados al fluido de perforación para controlar las pérdidas de fluido o para controlar el espesor de la retorta de filtro creada y la cantidad de filtrado a la formación. Los materiales de circulación perdida son frecuentemente molidos o combinados a diferentes tamaños de partícula en base a la estructura esperada de la formación y severidad anticipada de circulación perdida y están diseñados ya sea para taponar zonas de pérdida en la formación con sólidos o polímeros o para acumularse a una estera o tapete de sólidos para sellar las zonas de pérdida.

Los materiales de circulación perdida disponibles no han probado ser completamente satisfactorios y se desean materiales de circulación perdida mejorados. Se requiere frecuentemente una cantidad significativa de material sólido para controlar la circulación perdida y la presencia de estos sólidos puede provocar dificultades en mantener las

propiedades químicas o físicas deseadas del fluido de perforación, tal como punto de cedencia, densidad, tensión superficial, viscosidad o estabilidad de emulsión. Compuestos químicos de humectación de aceite deben comúnmente ser agregados para asegurar que los sólidos sean humectados en aceite cuando se perfora con un fluido de perforación de hidrocarburo, agregando mediante esto compuestos químicos al fluido. Un tapete de sólidos finos puede ser difícil de mantener en su lugar en el fondo del pozo debido al movimiento de la columna de sondeo en el barreno y la velocidad anular del fluido de bombeo. Muchos de los aditivos sólidos disponibles no son fácilmente removibles de la formación y pueden provocar daños permanentes. En una operación de perforación de petróleo o gas, un problema significativo asociado con el uso de materiales de circulación perdida sólidos es un efecto dañino permanente sobre zonas de producción de una formación que impide la producción del recurso. El uso de aditivos sólidos puede también provocar problemas mecánicos en el equipo de plataforma de perforación, tales como las bombas de fluido y equipo de control de sólidos.

La patente estadounidense No. 3,455,390 expedida a Union Oil Company de California, revela un método de tratamiento de un pozo para sellar temporalmente un barreno perforado antes de la producción. Partículas de cera solubles en aceite finamente divididas (esto es, de 1 a 50 micras) son dispersadas en un fluido de tratamiento acuoso, que es luego bombeado al pozo perforado para sellar la formación hasta que el pozo es traído a la producción. Las partículas de cera finas están diseñadas de tal manera que se disolverán en 24 a

48 horas en el hidrocarburo presente en las zonas portadoras de petróleo de la formación para permitir que el pozo llegue a la producción. Agentes tensioactivos y emulsificantes son agregados para ayudar en la dispersión y controlar el tamaño de partícula fino. La presencia de cera disuelta, agentes tensioactivos, emulsificantes y varios polímeros disueltos en el sistema de fluido impacta las propiedades del fluido de tratamiento y vuelve al fluido caro para la manufactura y para mantener. También puede volver al sistema de fluido no elegible para pleno desecho lo que suma el costo de completar la operación. Puesto que los aditivos son solubles en aceite, no son apropiados para perforación con fluidos de perforación a base de aceite ya que se disolverán en el fluido antes de la consumación de la operación de perforación. Las partículas solubles en aceite también tienen el potencial de contaminar la formación y el fluido de producción.

Las patentes estadounidenses Nos. 3,302,719, 3,455,390, 3,593,794, 3,601,194, 3,625,892, 3,630,280, 3,684,012, 3,717,204, 3,870,668, 3,882,029, 3,979,304, 3,979,305, 3,989,632 y 4,192,753, también expedidas a Union Oil Company de California, describen variaciones en cuanto a sus aditivos solubles en aceite para fluidos de tratamiento, que comprende combinaciones de cera, resinas, polímeros, copolímeros, agentes tensioactivos y emulsificadores para sellar temporalmente una formación subterránea que rodea a un barreno. Estos aditivos tienen las desventajas resumidas anteriormente.

Otros aditivos de fluido de perforación que comprenden cera han sido reportados, en donde materiales reactivos, tales como materiales hidrolíticamente degradables

o hinchables, son encapsulados en una envolvente de cera removible o permeable para impedir o controlar la reacción del material reactivo del núcleo con su sustrato, hasta que ha llegado a un sitio deseado en la formación. La envolvente de cera está diseñada de tal manera que se fundirá o disolverá en el fondo del pozo con el fin de liberar el componente funcional del aditivo. Ejemplos de materiales reactivos encapsulados en un recubrimiento de cera removible son descritos por ejemplo en la publicación de patente estadounidense No. 2006/0276345 expedida a Todd et al., publicación de patente estadounidense No. 2006/0122071 expedida a Reddy et al., patente estadounidense No. 7,063,151 expedida a Nguyen et al., patente estadounidense No. 4,036,301 expedida a Powers et al. y patente estadounidense No. 4,770,796 expedida a Jacobs. Estas referencias no están dirigidas a aditivos para controlar la circulación perdida de fluidos de perforación.

La patente estadounidense No. 4,704,213 expedida a Delhommer et al., patente estadounidense No. 4,664,816 expedida a Walker y patente estadounidense No. 4,614,599 expedida a Walker, son concernientes con la encapsulación de materiales de circulación perdida reactivos en una envolvente removible para proteger los materiales encapsulados de reaccionar por un período de tiempo en el barreno. Los materiales de circulación perdida reactivos son ya sea polímeros absorbibles en aceite o absorbibles en agua o reactivos con cal. El material encapsulante removible puede ser una cera que se funde o disuelve en el fondo del pozo para liberar el componente activo, permitiendo mediante esto que los polímeros se hinchen al contacto con el fluido o

permitiendo que la cal reaccione con arcillas en la formación para formar un producto semejante a cemento para controlar las pérdidas. La envolvente de cera removible sirve solamente como un encapsulante temporal para los materiales de
5 circulación perdida reactivos al interior y no sirve en si mismo como un material de circulación perdida. Los materiales reactivos usados son considerados dañinos a la formación.

La circulación perdida de fluido de perforación es uno de los problemas más serios y caros que enfrente la
10 industria de perforación hoy en día. Por consiguiente, es deseable proveer aditivos de fluido de perforación mejorados para reducir o controlar la circulación perdida a formaciones subterráneas durante operaciones de perforación. Particularmente preferidos son los aditivos de fluido de
15 perforación que son efectivos y todavía simples y económicos en la manufactura y uso. Los aditivos que minimizan los daños a la formación subterránea o al medio ambiente son particularmente preferidos, como lo son aditivos que no impiden la elegibilidad del fluido de perforación para pleno
20 desecho después de la consumación de la operación. También es deseable reducir el número de aditivos diferentes que deben ser usados en un sistema de perforación con el fin de consumir exitosamente la operación.

25

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Es un objeto de la presente invención eliminar o mitigar por lo menos una desventaja asociada con materiales de circulación perdida previos o para mejorar el desempeño de
30 los mismos.

En un aspecto, la presente invención proporciona un aditivo de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación. El aditivo tiene partículas que comprenden uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa.

En otro aspecto, se provee el uso del aditivo de fluido de perforación de la invención para reducir o controlar la circulación perdida durante una operación de perforación.

En otro aspecto, se provee un fluido de perforación que comprende un aditivo de fluido de perforación de la invención.

En otro aspecto, se provee un método para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación. El método comprende proveer un fluido de perforación, el fluido de perforación comprende un aditivo de fluido de perforación de la invención; y bombear el fluido de perforación al fondo del pozo durante la operación de perforación.

Los aditivos de fluido de perforación de la invención son apropiados para uso en varias operaciones de perforación, en las que se incluyen pero no limitadas a operaciones de perforación verticales, direccionales y horizontales. En algunas modalidades, el aditivo de fluido de perforación es apropiado para uso en operaciones de perforación lejos de la costa en donde se deben satisfacer estándares de seguridad estrictos.

Otros aspectos y elementos de la presente invención se harán evidentes para aquellos de habilidad ordinaria en el arte después de la revisión de la siguiente descripción de

modalidades específicas de la invención en conjunción con las figuras adjuntas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

5 Ahora se describirán modalidades de la presente invención, a manera de ejemplo solamente, con referencia a las figuras adjuntas, en donde:

La Figura 1 ejemplifica una sección transversal de un aditivo de fluido de perforación de acuerdo con una
10 modalidad de la presente invención, en donde una partícula sólida (10) es recubierta con cera (12);

La Figura 2 ejemplifica una sección transversal de un aditivo de fluido de perforación de acuerdo con una modalidad de la presente invención, en donde múltiples partes
15 de un LCM sólido (14) son combinadas con una primera cera (16) para formar un partícula combinada;

La Figura 3 muestra la modalidad de la Figura 2 que es recubierta adicionalmente en una capa de una segunda cera (18) que puede ser la misma o diferente de la primera cera
20 (16);

La Figura 4 ejemplifica una sección transversal de un aditivo de fluido de perforación de acuerdo con una modalidad de la presente invención, en donde partículas de diferentes LCM sólidos (20 y 22) son combinadas con una
25 primera cera (16) para formar un partícula combinada;

La Figura 5 muestra la modalidad de Figura 4 que es recubierta adicionalmente en una capa de una segunda cera (18) que puede ser la misma o diferente de la primera cera;

La Figura 6 ejemplifica una sección transversal de
30 un aditivo de fluido de perforación de acuerdo con una

modalidad de la presente invención, en donde una partícula sólida de una primera cera (24) es recubierta con una capa de una segunda cera (26) que tiene una propiedad distinta de la primera cera (24). En un ejemplo, la segunda cera tiene un
5 punto de fusión y dureza más alto que la primera cera para promover mejor almacenamiento y manejo.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

En general, la presente invención provee aditivos de fluido de perforación para reducir o controlar la
10 circulación perdida en una operación de perforación. Los aditivos comprenden partículas. Las partículas comprenden uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa. Un fluido de perforación que comprende un aditivo de fluido de perforación de la invención es también provisto, también
15 como un método y uso del aditivo de fluido de perforación en una operación de perforación para reducir o controlar la circulación perdida. También se describen métodos para la manufactura de los aditivos de fluido de perforación.

La solicitud de patente estadounidense No. de serie
20 11/729,775 del presente inventor, incorporada en la presente por referencia, revela aditivos de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación. Los aditivos comprenden partículas de cera o cerosas sólidas que son sustancialmente insolubles en
25 hidrocarburos debajo de su punto de fusión. Partículas de tamaño diferente pueden ser combinadas, de tal manera que partículas más pequeñas están disponibles para entrar a los poros y fracturas más pequeños en la formación, mientras que las partículas más grandes puentearán los poros y fracturas,
30 sellando mediante esto las zonas de pérdida en la formación.

Las partículas compuestas de diferentes tipos de cera pueden ser combinadas para tomar ventaja de diferentes propiedades de cera, tales como punto de fusión, dureza y habilidad de bloqueo. Las partículas de cera se agrupan conjuntamente en el fondo del pozo para formar una barrera hidrofóbica sobre la pared del barreno. Además de reducir las pérdidas, la barrera hidrofóbica puede reducir la inestabilidad del agujero provocada por la hidratación de arcillas y sólidos tipo arcilla en la formación cuando se perfora con un fluido acuoso. La barrera puede también reducir la contaminación de la formación portadora de petróleo al controlar la cantidad de sólidos dañinos que pueden pasar a la formación del fluido de perforación. Como una ventaja agregada, la presencia de partículas de cera en la retorta de filtro puede mejorar la estabilidad de la retorta de filtro, en parte debido a la habilidad de bloqueo de la cera y puede incrementar la adherencia de la retorta de filtro a la pared del barreno, para mantener el control de pérdida aun a medida que presiones diferenciales son invertidas durante la operación debido al movimiento de la columna de sondeo hacia adentro y hacia fuera del barreno. Puesto que la cera seleccionada es sustancialmente insoluble en hidrocarburos a temperaturas menores que el punto de fusión, el aditivo es apropiado para perforación con fluidos a base de hidrocarburo y no contamina permanentemente los hidrocarburos de la formación. También, si se selecciona una cera que se fundirá cuando la formación se calienta a la temperatura geotérmica después de la consumación de la perforación, el aditivo será removible de la formación con la asistencia de calor geotérmico.

En tanto que estos aditivos son efectivos para controlar las pérdidas durante la perforación, tienden a ser más caros que ciertos otros materiales de circulación perdida tradicionales debido al costo de las materias primas. Sin embargo, la naturaleza no dañina y no contaminante de las partículas de cera y la habilidad para remoción geotérmica de la formación, también como su impacto ambiental reducido en comparación con otros aditivos, vuelve a estos aditivos altamente ventajosos y deseables en la industria.

El presente inventor ha descubierto ahora sorprendentemente que uno o más sólidos pueden ser traídos en asociación con una cera o sustancia cerosa para producir nuevos y mejorados aditivos de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación. La cera o sustancia cerosa imparte sobre las nuevas partículas uno o más de los elementos ventajosos de los aditivos de cera descritos anteriormente, tales como habilidad de bloqueo, maleabilidad, punto de reblandecimiento selectivo o punto de fusión o la capacidad para remoción geotérmica del aditivo de la formación y puede por consiguiente mejorar el desempeño del sólido escogido como un material de circulación perdida. La presencia de la sustancia de cera o cerosa en el aditivo puede también volver a la partículas menos dañinas a la formación, y más fácilmente removibles de las mismas, en comparación con las partículas sólidas solas. La presencia de uno o más sólidos en las partículas puede incrementar la resistencia a la tracción del nuevo aditivo en comparación con las partículas de cera solas y en muchos casos, reduce el costo del aditivo, proporcionando mediante esto una ventaja económica

significativa a los operadores de perforación. En algunos casos, las partículas que comprenden sólidos y cera fueron encontradas para sellar zonas de pérdida más rápido que ya sea los sólidos solos o partículas de cera solas. Esto es una
5 ventaja puesto que la creación de un sello rápido en una zona de pérdida no solamente impide la circulación pérdida sino que también impide que sólidos dañinos o no removibles entren a la formación con el fluido de perforación.

Elementos de varias modalidades no limitantes de
10 los aditivos de fluido de perforación de la presente invención serán ahora descritos. Como se usó en la presente, la expresión "sustancia de cera o cerosa" se propone incluir el singular, también como el plural, puesto que más de una cera o sustancia cerosa puede ser usada en la manufactura de
15 las partículas.

El uno o más sólidos pueden estar asociados con la cera o sustancia cerosa mediante cualquier medio conocido en el arte en tanto que la partícula resultante proporcione un aditivo de fluido de perforación que es capaz de reducir o
20 impedir la circulación pérdida en una operación de perforación. Por ejemplo, una o más partículas sólidas pueden estar sustancialmente recubiertas o estratificadas con una cera o sustancia cerosa o pueden ser combinadas o mezcladas con una cera o sustancia cerosa o una combinación de las
25 mismas, para formar la partículas del aditivo de fluido de perforación. La partícula resultante puede contener una sola partícula sólida en asociación con la cera o sustancia cerosa o puede contener múltiples partículas sólidas combinadas conjuntamente con una cera o sustancia cerosa. En donde las
30 partículas contienen múltiples partículas sólidas, las

partículas sólidas pueden ser de uno o más tipos diferentes. En donde una partícula contiene múltiples partículas sólidas combinadas o mezcladas conjuntamente con una cera o sustancia cerosa, las partículas combinadas producidas pueden ser
5 recubiertas adicionalmente o estratificadas con una cera o sustancia cerosa. La cera o sustancia cerosa usada en el recubrimiento o estratificación puede ser la misma o diferente de la cera o sustancia cerosa usada en la construcción de las partículas mezcladas originales. En
10 algunos casos, las partículas sólidas por sí mismas pueden ser una cera o sustancia cerosa, que puede luego ser combinada o recubierta con una segunda cera o sustancia cerosa. Una partícula sólida puede también ser recubierta con una capa de cera o sustancia cerosa que contiene una o más
15 partículas sólidas en la capa de recubrimiento.

Cualquier sólido apropiado puede ser utilizado de acuerdo con la invención, por ejemplo, un sólido que puede ser dimensionado, triturado, molido o refinado a un tamaño de partícula deseado. El sólido puede ser un aditivo de fluido
20 de perforación conocido, tal como un LCM, un lubricante, un viscosificador, un agente densificante, un agente tensioactivo, un emulsificante, un aditivo de control de alcalinidad, un inhibidor de esquistos, un inhibidor de la corrosión o los semejantes. En algunas modalidades, el sólido
25 es un LCM. El sólido puede también ser un material que no sería un LCM efectivo por sí mismo pero se vuelve un LCM efectivo por medio de asociación con la cera o sustancia cerosa. Algunos ejemplos no limitantes de sólidos que pueden ser usados en modalidades de la invención incluyen aserrín o
30 fibras de madera refinadas; materiales celulósicos molido o

refinados tales como arroz, grano, cáñola o madera; hule o caucho o plástico molido o refinado; hojuelas de plástico o celofán; gilsonita, asfalto o asfaltenos; ceras sólidas o sustancias cerosas; varios agentes espesantes o agentes
5 gelificantes; granos de café molidos, papel o césped; vidrio o perlas de plástico; agentes densificantes tales como barita o carbonato de calcio; cáscaras de nuez o cortezas; fibras de bagazo; varios minerales; curso o mica fina; cortes de perforación secos, arena o suciedad; y los semejantes; en los
10 que se incluyen combinaciones de cualquiera de los anteriores.

En algunas modalidades, el sólido es sustancialmente no higroscópico o un material sustancialmente no reactivo. Se comprenderá que ciertos sólidos pueden
15 absorber fluido a una extensión moderada, tales como materiales celulósicos, pero estos son considerados distintos de los materiales higroscópico o hinchables, tales como polímeros y arcillas hinchables, que son usados comúnmente en la industria.

20 En algunas modalidades, el sólido es un material expansible o hinchable, tal como un polímero o arcilla hinchable o un material reactivo, tal como cal. Aditivos del arte previo que comprenden materiales hinchables o reactivos encapsulados en una cera están diseñados de tal manera que el
25 recubrimiento de cera se debe disolver o fundir durante la operación de tratamiento para liberar el componente activo. La cera por sí misma no sirve para ninguna función en el aditivo diferente a un encapsulante temporal. En contraste, la cera o material ceroso en los aditivos de la presente
30 invención forma un componente funcional de las partículas. La

cera o sustancia cerosa permanece de preferencia sustancialmente sólida en todo el procedimiento de perforación e imparte características deseables sobre las partículas que contienen sólidos, tales como habilidad de bloqueo o maleabilidad. Por medio de asociación con la cera o sustancia cerosa, las partículas sólidas ganan la habilidad de unirse conjuntamente bajo temperaturas y presiones experimentadas en el fondo del pozo para formar un tapón, sello, tapete o capa de partículas bloqueadas sobre o en la formación para reducir la circulación perdida durante una operación de perforación. Se comprenderá que las partículas son efectivas en su forma sin bloquear, también puesto que pueden todavía puentear o taponar poros en la formación o integrarse a la retorta de filtro.

La presencia de las partículas en una retorta de filtro puede mejorar la estabilidad de la retorta de filtro, en parte debido a la habilidad de bloqueo de la cera y puede transformar la retorta de filtro a una barrera hidrofóbica. Las propiedades de barrera hidrofóbica pueden inhibir la hidratación de esquistos o arcillas cuando se perfora con un fluido de perforación acuoso. La barrera puede también impedir el paso de fluidos y sólidos dañinos a la formación. La presencia de cera o material ceroso en la retorta de filtro también incrementa la habilidad de la retorta de filtro para adherirse a la pared del barreno, aún si las presiones diferenciales son invertidas durante la operación, por ejemplo debido al movimiento de la columna de sondeo hacia adentro y hacia fuera del agujero. Esta es una ventaja significativa para los operadores, puesto que la mayoría de las retortas de filtro se desalojan cuando la columna de

sondeo es retirada del agujero y deben ser reformadas. Las partículas que comprenden cera o sustancia cerosa pueden también reforzar la estabilidad del agujero vía la inserción maleable de partículas a la formación debido a fuerzas mecánicas o diferenciales de presión entre el fluido de barreno y la formación subterránea. La presencia de la cera o sustancia cerosa en las partículas también ayuda en la remoción, esto es geotérmica o bacteriana, de aditivo residual de la formación después de la consumación de la operación. Ya que la cera o sustancia cerosa es fundida o degradada, los sólidos restantes son liberados y pueden ser removidos más fácilmente de la formación.

Beneficios adicionales pueden también ser realizado al utilizar los aditivos de fluido de perforación de la invención, tales como lubricidad incrementada durante la perforación. Una cera o sustancia cerosa a alta temperatura puede ser usada para mejorar las propiedades de almacenamiento o estabilidad de las partículas. Por ejemplo una partícula maleable puede ser fabricada que comprende cera blanda y sólidos. La partícula puede luego ser recubierta con una capa de una cera de alto punto de fusión, tal como una cera de polietileno, para impedir sustancialmente el bloqueo de las partículas durante el almacenamiento a temperatura ambiente.

Con referencia a las figura, la Figura 1 ejemplifica un aditivo de fluido de perforación, de acuerdo con una modalidad de la presente invención, en donde una sola partícula sólida (10) es recubierta con cera (12). El recubrimiento del sólido con una cera apropiada impartirá habilidad de bloqueo sobre la partícula sólida y también

proporcionará un recubrimiento maleable. El recubrimiento puede también ser diseñado para tener un punto de fusión y dureza selectivos. El recubrimiento puede ser de cualquier espesor apropiado y puede comprender más de una cera o
5 sustancia cerosa o más de una capa.

La Figura 2 ejemplifica un aditivo de fluido de perforación, de acuerdo con otra modalidad, en donde el sólido comprende múltiples partículas de un solo LCM sólido (14), tal como gilsonita, cáscaras de nuez molidas, carbonato
10 de calcio u hojuelas de plástico. El LCM sólido es combinado con una primera cera (16) para formar una partícula combinada que tiene habilidad de bloqueo. Las partículas combinadas pueden ser manufacturadas a cualquier tamaño de partícula apropiado dependiendo de la aplicación específica.

La Figura 3 muestra la modalidad de la Figura 2, recubierta adicionalmente en una capa de una segunda cera (18). La segunda cera (18) puede ser la misma o diferente de la primera cera (16). El recubrimiento puede ser por ejemplo,
15 una cera de alto punto de fusión o una cera sintética para impedir que las partículas se bloqueen conjuntamente en el almacenamiento a temperatura ambiente. Luego las partículas se pueden bloquear conjuntamente a temperaturas y presiones experimentadas en el fondo del pozo para controlar o reducir la circulación perdida. La cera que es combinada a la
20 partícula puede tener opcionalmente un punto de fusión o dureza más bajo que el recubrimiento de cera para promover la deformabilidad del núcleo.
25

La Figura 4 ejemplifica un aditivo de fluido de perforación, de acuerdo con otra modalidad, en donde partículas de diferentes LCM sólidos (20 y 22) son combinados con una primera cera (16) para formar una partícula combinada. En una modalidad, partículas de aserrín y gilsonita son combinadas conjuntamente con cera para formar una partícula combinada con habilidad de bloqueo. En otra modalidad, partículas de gilsonita y celulosa de arroz son combinadas conjuntamente con cera para formar una partícula combinada. En todavía otra modalidad, partículas de aserrín, cortes de perforación finos y arena son combinados conjuntamente con cera para formar una partícula combinada. Se puede utilizar cualquier combinación apropiada de sólidos y ceras para formar las partículas combinadas.

La Figura 5 muestra la modalidad general de la Figura 4 recubierta adicionalmente en una capa de una segunda cera (18). El recubrimiento de cera puede ser el mismo o diferente de la primera cera (16). La Figura 6 ejemplifica un aditivo de fluido de perforación de acuerdo con una modalidad de la presente invención, en donde el sólido es una partícula de una primera cera (24), que es luego recubierta con una capa de una segunda cera (26). En una modalidad, la segunda cera tiene un punto de fusión más alto que la primera cera para promover mejor almacenamiento y manejo. En una modalidad, la primera cera es cera de parafina y la segunda cera es cera microcristalina, que tiene un punto de fusión más alto que la parafina pero todavía tiene buena maleabilidad y habilidad de bloqueo. En otra modalidad, la primera cera es una cera de parafina y la segunda cera es una cera de polietileno de alto punto de fusión. Una vez en el

fondo del pozo, se alienta el bloqueo de las partículas estratificadas por las temperaturas y presiones a las cuales las partículas son expuestas. Partículas que tienen múltiples capas pueden también ser formadas, si se desea.

5 De acuerdo con otra modalidad de la invención, se crean partículas combinadas con una primera cera o sustancia cerosa combinada conjuntamente con una segunda cera o sustancia cerosa que tiene una propiedad diferente, para crear una partícula confeccionada que tiene propiedades
10 distintas ya sea de la cera o sustancia cerosa sola. La combinación puede ser creada al combinar partículas sólidas o reblandecidas conjuntamente o las ceras pueden ser fundidas y combinadas conjuntamente en forma líquida seguido por solidificación de las ceras combinadas. Dada la diversidad en
15 los tipos de sólidos y ceras disponibles, la persona experimentada será apta de crear una amplia variedad de aditivos de acuerdo con la invención y será apto de confeccionar partículas para aplicaciones específicas al seleccionar materiales que tienen las propiedades deseadas.

20 El término cera o sustancia cerosa describe cualquiera de una variedad de sustancias sensibles al calor, aceitosas o grasosas, naturales o sintéticas, que consisten de, por ejemplo, hidrocarburos o ésteres de ácidos grasos que son insolubles en agua. Las ceras son en general hidrofóbicas o
25 repelentes al agua. Muchas ceras son solubles en solventes orgánicos no polares, tales como hidrocarburos, aunque el grado de solubilidad varía entre ceras. Las propiedades de cera individuales son determinadas por el tamaño molecular y estructura molecular, composición y modificación química y
30 contenido de aceite. Las propiedades físicas que son medidas

incluyen puntos de fusión y puntos de congelación, caída de punto de fusión, dureza (esto es, penetración de aguja dmm @ 25°C), contenido de aceite (indica el grado de refinación) y viscosidad cinemática. El contenido de aceite afecta la solubilidad de una cera en un solvente orgánico. La cera, en particular cera natural, es en general considerada no tóxica y biodegradable y por consiguiente presenta retos de desecho mínimos, presentando un beneficio ambiental significativo y ventaja del costo a los operadores de perforación puesto que el tratamiento y desecho del desperdicio de perforación impacta el costo de la operación.

Las ceras naturales incluyen ceras derivadas de fuentes animales, vegetales y minerales. Las ceras animales incluyen, pero no están limitadas a, cera de abejas, lanolina, lanocerina y ceras shellac. Las ceras vegetales incluyen, pero no están limitadas a, soya, carnauba, candelilla, jojoba, lino, caña de azúcar y ceras de ouricouri. Las ceras minerales incluyen ceras de petróleo y ceras terrestres o fósiles, que incluye pero no están limitadas a parafina, petrolatum, microcristalino, semi-microcristalino, intermedio, ozocerita, ceresina y ceras de montana. Las ceras de montana pueden ser refinadas de fuentes tales como lignita, humalita o carbón café.

Las parafinas son ceras naturales que consisten principalmente de hidrocarburos de cadena recta, comúnmente en el intervalo de aproximadamente C_{20} a C_{35} , el resto consiste de parafinas y cicloparafinas ramificadas. La cera de parafina es en general no reactiva y no tóxica con buenas propiedades de barrera al agua. El punto de fusión de la cera de parafina es en general de entre aproximadamente 43°C y

aproximadamente 65°C (aproximadamente 100°F a aproximadamente 150°C) y algunas parafinas de punto de fusión alto más nuevas tienen puntos de fusión de aproximadamente 80°C a aproximadamente 90°C (aproximadamente 176°F a aproximadamente 5 196°F) o aún más altos.

Las ceras sintéticas son ceras fabricadas por el hombre y pueden ser derivas de fuentes tales como hidrocarburos, alcohol, glicol, aminas, amidas o ésteres. Incluyen, pero no están limitadas a, polipropileno, 10 polietileno, polietileno de alta densidad, politetrafluoroetileno, cera de Fischer-Tropsch, amina ácida grasa, amida grasa, alfaolefina, poliolefina, ceras cloradas y otras ceras modificadas químicamente o ceras de poliamida.

Una sustancia cerosa es cualquier sustancia sin 15 cera apropiada con propiedades semejantes a cera. Esta incluiría por ejemplo varios polímeros.

Las ceras o sustancia cerosas apropiadas para uso de acuerdo con la presente invención pueden ser ceras sin refinar, semi-refinadas (aproximadamente 0.5 a 20 aproximadamente 1% de contenido de aceite) o refinadas (menos de aproximadamente 0.5% de contenido de aceite) y no necesitan ser de alto grado. Ceras altamente refinadas son también apropiadas. La cera o sustancia cerosa puede ser una cera cruda, cera suelta o una cera de escala. La cera suelta 25 se refiere comúnmente a cera de petróleo que contiene de cualquier parte de alrededor de 3% a aproximadamente 15% de contenido de aceite. La cera de escala se refiere comúnmente a una cera que contiene aproximadamente 1% a aproximadamente 3% de aceite.

30 La cera o sustancia cerosa puede ser combinada o

mezclada opcionalmente con componentes o aditivos sin cera en la construcción de las partículas.

La porosidad y permeabilidad de una formación subterránea, también como microfracturas en una forma
5 sustancialmente no permeable deben ser consideradas cuando se selecciona un tamaño de partícula o intervalo de tamaño de partícula apropiado. La porosidad puede ser medida en micras y la permeabilidad puede ser medida en darcys. Pérdidas por hundimiento son experimentadas en general en formaciones
10 porosas que tienen una permeabilidad mayor de aproximadamente 300 darcys y en formaciones fracturadas. La proporción del tamaño de las partículas en el fluido de perforación al tamaño de poro de la roca que es perforada debe también ser considerada. Generalmente hablando, cuando la proporción de
15 tamaño de partícula a tamaño de poro es menor de aproximadamente $1/3$, el lodo entero pasará a través de la formación, no se presentará el puenteo y hundimiento o pérdidas totales serán experimentadas. Por ejemplo, si el tamaño de poro de una formación es de 100 micras y el tamaño
20 de partícula es de 25 micras, comúnmente se presentará la pérdida de lodo entero.

El aditivo de fluido de perforación puede comprender partículas de tamaño uniforme o variables. Las partículas pueden ser micropartículas o macropartículas. En
25 una modalidad, las partículas fluctúan de aproximadamente 0.01 micras a aproximadamente 40,000 micras de tamaño. Al seleccionar un intervalo de tamaño de partícula apropiado para las partículas, cualquier límite inferior deseado puede ser combinado con cualquier límite superior deseado para
30 definir un intervalo de tamaño de partícula apropiado.

En general, las micropartículas son más efectivas para controlar las pérdidas de fluido a una formación hermética en donde se forma una retorta de filtro. Las macropartículas pequeñas son también efectivas. En

5 comparación con las partículas más grandes, las partículas más pequeñas y micropartículas tienden a integrarse a la retorta de filtro y pueden afectar las propiedades de la retorta de filtro que es formada, tal como hidrofobicidad incrementada, estabilidad y adhesión a la pared del barreno.

10 Si las partículas son suficientemente pequeñas, pueden también sellar o entrar a los poros pequeños en la formación en tanto que la retorta de filtro es formada para controlar la pérdida de fluido e impedir el paso adicional de sólidos finos dañinos a la formación. En algunas modalidades,

15 partículas de menos de aproximadamente 100 micras o menos de aproximadamente 50 micras o menos de aproximadamente 10 micras o menos de aproximadamente 5 micras o menos de aproximadamente 1 micra son seleccionadas para controlar o reducir pérdidas de fluido.

20 En una modalidad, todas o una porción de las partículas son micropartículas o partículas micronizadas. En una modalidad, todas o una porción de las partículas son de menos de aproximadamente 50 micras de tamaño. En una modalidad, todas o una porción de las partículas fluctúan de

25 aproximadamente 0.01 a aproximadamente 50 micras o de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 40 micras o de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 30 micras o de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 20 micras o de aproximadamente 0.1 a aproximadamente 10 micras o de

30 aproximadamente 1 a aproximadamente 20 micras o de

aproximadamente 1 a aproximadamente 10 micras o de
aproximadamente 1 a aproximadamente 5 micras o de
aproximadamente 5 a aproximadamente 10 micras. En una
modalidad, las partículas son de menos de aproximadamente 10
5 micras. En una modalidad, las partículas son de menos de
aproximadamente 5 micras.

En general, las macropartículas son más efectivas
para controlar las pérdidas por hundimiento puesto que las
partículas más grandes pueden puentear poros y fracturas en
10 la formación y bloquear conjuntamente o estratificarse sobre
la pared del barrenado o cualquier retorta de filtro que es
formada para proveer una barrera sobre la misma para
controlar o reducir la circulación perdida. Las partículas
pueden también entrar a poros y fracturas grandes en la
15 formación, particularmente en áreas en donde ninguna
formación de retorta de filtro o puenteo puede ocurrir y
pueden bloquear conjuntamente el interior de la formación
para formar un tapón o sello para controlar las pérdidas. Si
las partículas son frenadas a medida que son presurizadas o
20 deformadas a los poros o fracturas en la formación, esto
puede ayudar a promover la aglomeración de las partículas en
la superficie de la zona de pérdida y habilitar que se forme
un tapete o tapón contra la pared del barrenado. En algunas
modalidades, partículas mayores de aproximadamente 50 micras
25 o mayores de aproximadamente 100 micras o mayores de
aproximadamente 500 micras o mayores de aproximadamente 1000
micras o mayores de aproximadamente 3000 micras, son
seleccionadas para controlar o reducir las pérdidas por
hundimiento. En donde se seleccionan partículas muy grandes,
30 el operador experimentado debe considerar el potencial de

rechazo por equipo de control de sólidos.

En una modalidad, todas o una porción de las partículas son macropartículas. En una modalidad, todas o una porción de las partículas son mayores de aproximadamente 50 micras. En una modalidad, todas o una porción de las partículas son de aproximadamente 50 micras a aproximadamente 40,000 micras o de aproximadamente 100 micras a aproximadamente 30,000 micras o de aproximadamente 100 micras a aproximadamente 20,000 micras o de aproximadamente 100 micras a aproximadamente 10,000 micras o de aproximadamente 100 micras a aproximadamente 5,000 micras o de aproximadamente 100 a aproximadamente 1000 micras o de aproximadamente 100 a aproximadamente 500 micras o de aproximadamente 1000 micras a aproximadamente 5,000 micras o de aproximadamente 2000 micras a aproximadamente 3000 micras o de aproximadamente 400 micras a aproximadamente 3000 micras o de aproximadamente 400 micras a aproximadamente 800 micras. En una modalidad, todas o una porción de las partículas son mayores de aproximadamente 100 micras, o mayores de aproximadamente 500 o mayores de aproximadamente 1000 micras o mayores de aproximadamente 3000 micras o mayores de aproximadamente 5000 micras.

En una modalidad, el aditivo comprende una mezcla de partículas de diferentes tamaños de partícula. La mezcla puede comprender partículas de varios intervalos de tamaño, por ejemplo una porción de las partículas puede estar en el intervalo de micropartículas con la porción restante en el intervalo de macropartículas. Alternativamente, el aditivo puede comprender solamente micropartículas o solamente macropartículas, seleccionadas de dos o más intervalos de

tamaños de partícula. Por ejemplo, una primera porción de las partículas puede estar en un primer intervalo de tamaño de partícula y una segunda porción puede estar en un segundo intervalo de tamaño y así sucesivamente.

5 Al utilizar una combinación de partículas de diferentes tamaños de partícula, los beneficios agregados y combinados de reducción de pérdida por hundimiento y reducción de pérdida de fluido pueden ser obtenidos. Las partículas de diferente tamaño de partícula pueden ser
10 combinadas en cualquier proporción apropiada. En una modalidad, aproximadamente 1/2 de las partículas están en el intervalo de micropartículas y aproximadamente 1/2 de las partículas están en el intervalo de macropartículas. En una modalidad, aproximadamente 1/3 de las partículas están en el
15 intervalo de 1 a 100 micras, aproximadamente 1/3 de las partículas están en el intervalo de 100 a 3000 micras y aproximadamente 1/3 de las partículas están en intervalo de 3000 a 10000 micras. La distribución puede ser definida como un porcentaje o una proporción. Una proporción puede ser
20 expresada en peso, volumen o número de partículas. Las proporciones y porcentajes son preferiblemente expresados en peso.

En una modalidad, un solo tamaño de partícula intermedio, por ejemplo, entre aproximadamente 50 y 200
25 micras, es seleccionado para controlar tanto las pérdidas de fluido y pérdidas por hundimiento.

Se debe notar que el tamaño de partícula no se refiere necesariamente a partículas redondeadas. Las partículas pueden ser de cualquier forma apropiada o deseada,
30 tales como esferas, pelotillas, hojuelas, astillas, hojas,

trozos, fragmentos o pueden ser formados irregularmente. Así, el término micra es usado para describir el tamaño general de la partícula y se puede referir al diámetro, ancho, longitud, sección transversal o los semejantes, dependiendo de la forma de la partícula o puede ser usado para describir la dimensión dominante de la partícula. En algunos casos, la forma de las partículas puede reflejar la forma del sólido o sólidos en el aditivo. Por ejemplo, una hojuela recubierta por atomización de plástico puede todavía retener una forma semejante a hojuela después del recubrimiento. Una forma particular puede ser seleccionada para desempeño óptimo en una operación dada.

El aditivo de fluido de perforación de la presente invención puede comprender una mezcla de tipos diferentes de partículas. Los diferentes tipos de de partículas pueden ser seleccionadas para proveer funciones específicas en la operación de perforación o formación particular. La expresión tipos diferentes se refiere a partículas que tienen una o más propiedades distintas entre sí, tales como el tipo de sólido, tipo de cera o sustancia cerosa, tamaño de partícula, forma de partícula, punto de fusión, solubilidad, velocidad de disolución, dureza, habilidad de bloqueo o una combinación de los mismos. El punto de fusión, dureza, solubilidad, velocidad de disolución, dureza y habilidad de bloqueo de la partícula son generalmente en referencia a la cera o sustancia cerosa presente en la partícula.

En donde el aditivo comprende más de un tipo distinto de partícula, las partículas pueden ser combinadas en cualquier proporción apropiada. Por ejemplo, en donde se combinan dos tipos de partículas, se puede seleccionar una proporción de aproximadamente 100:1 a aproximadamente 1:100,

aproximadamente 25:1 a aproximadamente 1:25, 10:1 a aproximadamente 1:10, aproximadamente 5:1 a aproximadamente 1:5 o aproximadamente 2:1 a aproximadamente 1:2. En una modalidad, dos tipos de partículas son combinadas en una proporción de aproximadamente 1:1 en peso. En otra modalidad, dos tipos de partículas son combinadas en una proporción de aproximadamente 2:1. En donde más de dos tipos de partículas son combinadas, se puede seleccionar cualquier proporción apropiada. En una modalidad, el aditivo comprende tres tipos de partículas combinadas en una proporción de aproximadamente 1:1:1.

El punto de fusión o temperatura de fusión, de una cera o sustancia cerosa particular seleccionada es una consideración importante en el diseño de un aditivo apropiado para una operación particular. El aditivo puede comprender una mezcla de dos o más tipos de partículas que tienen diferentes puntos de fusión. Tal mezcla puede ser manufacturada por aquellos de habilidad en el arte y confeccionada a una operación de perforación y formación particular. Los materiales pueden ser seleccionados en base por ejemplo a las temperaturas operacionales anticipadas, temperatura en el fondo del agujero circulante o estática anticipada, temperatura de formación anticipada o los semejantes.

De acuerdo con la presente invención, las partículas permanecen sustancialmente sólidas a temperatura ambiente por facilidad de manejo y almacenamiento. Sustancialmente sólidas en este contexto significa que las partículas no se bloquearán permanentemente de manera conjunta o fundirán bajo condiciones de almacenamiento y

manejo típicas.

En modalidades preferidas, las partículas tienen puntos de fusión por encima de las temperaturas de almacenamiento y manejo típicas, por ejemplo, por encima de
5 aproximadamente 25°C o por encima de aproximadamente 30°C o por encima de aproximadamente 35°C o por encima de aproximadamente 40°C o por encima de aproximadamente 50°C o por encima de aproximadamente 60°C.

Si se desea, las partículas pueden ser tratadas
10 mediante medios conocidos en el arte para mejorar las propiedades de almacenamiento y manejo de las partículas a temperaturas ambientes en tanto que el tratamiento no impacte negativamente la función propuesta de las partículas. En una modalidad, las partículas son recubiertas con una cera de
15 polietileno de alto punto de fusión para impedir el bloqueo a temperaturas ambientes.

En una modalidad, todas o una porción de las partículas permanecen sustancialmente sólidas en todo el procedimiento de perforación. Esto significa en general que
20 las partículas no se disolverán o fundirán en el fluido de perforación o licuarán permanentemente en el fondo de pozo a las temperaturas encontradas durante la operación de perforación, aunque se comprenderá que una porción de la cera o sustancia cerosa se puede reblandecer o licuar
25 temporalmente en áreas de temperatura más alta, tales como puntos de compresión entre los elementos cortantes del trépano de perforación giratorio y la roca.

En algunas modalidades, el punto de fusión de todas o una porción de las partículas es seleccionado de tal manera
30 que es más alto que las temperaturas operacionales esperadas

encontradas durante la perforación - esto es, las temperaturas en el fluido de perforación circulante, líneas de flujo, equipo de perforación, el barreno en desarrollo y la temperatura del fondo del agujero circulante (BHT) - de tal manera que el aditivo permanece sustancialmente sólido durante todo el procedimiento de perforación. En una modalidad, las partículas tienen un punto de fusión por lo menos aproximadamente 5°C o por lo menos aproximadamente 10°C, más alto que la temperatura operacional más alta anticipada durante la perforación.

En una modalidad, todas o una porción de las partículas son sustancialmente insolubles en el fluido de perforación a temperaturas por debajo del punto de fusión de las partículas. Esto se puede obtener, por ejemplo, mediante la selección de una cera o sustancia cerosa apropiada. Las partículas pueden ser diseñadas de tal manera que relativamente poco del aditivo se disolverá o fundirá en el fluido de perforación a las temperaturas experimentadas durante una operación de perforación típica. Sustancialmente insoluble, significa en general que menos de aproximadamente 30%, preferiblemente menos de aproximadamente 10%, más preferiblemente menos de aproximadamente 5%, más preferiblemente menos de aproximadamente 1% de la cera o sustancia cerosa se disolverá en el fluido durante el curso de una operación de perforación cuando la temperatura del fluido es menor que el punto de fusión de las partículas.

En una modalidad, todas o una porción de las partículas son sustancialmente insolubles en hidrocarburos a temperaturas por debajo de su punto de fusión. Esto es particularmente ventajoso cuando se perfora con un fluido a

base de hidrocarburo si es preferido que las partículas permanezcan en una forma sustancialmente sólida durante la operación de perforación. El control de la solubilidad de las partículas en hidrocarburos también asegurará que los
5 hidrocarburos de formación no se contaminen excesivamente con cera o sustancia cerosa disuelta.

Cuando se usa en una operación de perforación de petróleo y gas, es preferible que los aditivos de la presente invención tengan un efecto dañino mínimo sobre la formación o
10 sobre la producción del pozo. Para ayudar en la remoción de aditivo residual de la formación después de la consumación de la perforación del pozo, las partículas pueden ser diseñadas de tal manera que toda o una porción de la cera o sustancia cerosa se fundirá a la temperatura geotérmica de una
15 formación subterránea. Como se usa en la presente, temperatura geotérmica se refiere a la temperatura natural en una formación subterránea o en un sitio particular en una formación subterránea, tal como una zona de producción. Durante una operación de perforación, el fluido de
20 perforación circulante tiende a tener un efecto de enfriamiento sobre la formación, de tal manera que la temperatura de la formación cerca del barreno durante la operación es más fría que la temperatura geotérmica. En una modalidad, la cera o sustancia cerosa es seleccionada de tal
25 manera que las partículas tendrán un punto de fusión debajo de las temperaturas geotérmicas esperadas en la formación, particularmente en una zona de producción. En una zona de producción, el calor geotérmico fundirá algo o toda la cera o sustancia cerosa en las partículas, aflojando mediante esto o
30 liberando los sólidos de la cera y la presión del fluido o

gas de la formación ayudará a hacer mover los componentes de aditivo hacia fuera y a lo lejos de la zona de producción.

Si se selecciona una cera que tiene un punto de fusión por encima de las temperaturas operacionales anticipadas pero menor que la temperatura geotérmica anticipada de la formación, particularmente en una zona de producción, la cera permanecerá sustancialmente sólida durante la operación de perforación pero más tarde será removible de la formación con la ayuda de calor geotérmico.

10 Por ejemplo, si la temperatura operacional más alta anticipada durante la perforación es de aproximadamente 60°C y la temperatura de formación geotérmica en una zona de producción es esperada para ser de aproximadamente 90°C, las partículas podrían ser diseñadas para tener puntos de fusión

15 por lo menos aproximadamente 5°C por encima de la temperatura operacional y por lo menos aproximadamente 5°C por debajo de la temperatura geotérmica o entre aproximadamente 65°C y aproximadamente 85°C en este ejemplo.

Si se desea la remoción geotérmica de aditivo residual, todas las partículas tendrán un punto de fusión menor que las temperaturas de formación esperadas, particularmente en zonas de producción. La remoción bacteriana es también una opción. Si la cera o sustancia cerosa seleccionada es también sustancialmente insoluble en

25 hidrocarburos, cualquier cera residual será fácilmente removible de los hidrocarburos recuperados a temperaturas por debajo del punto de fusión. Diferentes ceras y sustancia cerosas tienen diferente solubilidad de los fluidos de hidrocarburo y las partículas de cera más pequeñas tienden a

30 tener velocidades más altas de disolución que las partículas

más grandes. Las velocidades de disolución de las partículas de cera en hidrocarburos son afectadas por la exposición previa del aceite a cera que tiene un efecto de saturación. Así, la velocidad de disolución de aditivo que es agregado a un aceite base reciclado o fluido de inversión puede ser disminuida en comparación con la velocidad de disolución en aceite nuevo debido al efecto de saturación de cera finamente dispersada o disuelta en el fluido reciclado.

La persona experimentada puede anticipar las temperaturas que serán encontradas en una operación de perforación dada en base a experiencia pasada y registros de una locación de perforación particular. La temperatura en el barreno comúnmente se incrementa a medida que el pozo se hace más profundo o a medida que la permeabilidad de la formación disminuye, aunque se pueden encontrar puntos calientes en donde la temperatura puede exceder la temperatura del pozo más profunda o temperatura en el fondo del agujero (BHT). Una BHT típica en el Oeste de Canadá es de entre aproximadamente 55°C a aproximadamente 90°C y es en general de aproximadamente 65°C. Las temperaturas en la superficie son en general aproximadamente 15°C más bajas. Las partículas pueden ser manufacturadas para tener un punto de fusión por encima de la BHT anticipada, por ejemplo, por lo menos aproximadamente 5°C por encima de la BHT, por lo menos aproximadamente 10°C por encima de la BHT, por lo menos aproximadamente 30°C por encima de la BHT o por lo menos aproximadamente 90°C por encima de la BHT. Mientras más alta es la BHT anticipada, más alto es el punto de fusión de la cera o sustancia cerosa seleccionada, si el material va a permanecer sustancialmente sólido durante la operación de

perforación. En una modalidad, todas o una porción de las partículas tienen un punto de fusión por encima de aproximadamente 40°C o por encima de aproximadamente 65°C o por encima de aproximadamente 70°C o por encima de
5 aproximadamente 85°C.

En algunas modalidades, todas o una porción de las partículas tendrán puntos de fusión en el intervalo de aproximadamente 10°C a aproximadamente 130°C o aproximadamente 30°C a aproximadamente 160°C o
10 aproximadamente 60°C a aproximadamente 160°C o aproximadamente 65°C a aproximadamente 160°C o aproximadamente 70°C a aproximadamente 160°C o aproximadamente 80°C a aproximadamente 150°C o aproximadamente 85°C a aproximadamente 140°C o
15 aproximadamente 90°C a aproximadamente 140°C. En una modalidad, todas o una porción de las partículas tienen puntos de fusión entre aproximadamente 65°C y aproximadamente 95°C. En una modalidad, todas o una porción de las partículas tienen un punto de fusión entre aproximadamente 69°C y
20 aproximadamente 95°C.

En ciertas modalidades, las ceras que tienen un punto de fusión de 65°C o mayor son preferidas para operaciones de perforación en donde se anticipa que el BHT es de aproximadamente 65°C o más baja.

25 Aunque no hay ningún límite superior absoluto en cuanto al punto de fusión de las partículas, otras propiedades de la cera o sustancia cerosa, tales como dureza, pueden ser afectadas a medida que el punto de fusión se incrementa y deben ser consideradas en el diseño de las
30 partículas.

En modalidades preferidas, todas o una porción de las partículas exhiben un efecto de bloqueo a temperaturas o presiones encontradas en el fondo de pozo, en donde las partículas se unen conjuntamente para formar capas, pilas, trozos, bloques u otras formaciones. La habilidad de bloqueo es determinada por las propiedades de la cera o sustancia cerosa particular seleccionada y pueden ser alimentadas por calor, momento de torsión o presión generada durante el proceso de perforación.

La habilidad de bloqueo de las partículas juega un papel en la determinación la maleabilidad o deformabilidad de las partículas y la habilidad de las partículas para deformarse para encajar a poros o fracturas en la formación o para desgastarse sobre la pared del barreno o retorta de filtro. Generalmente hablando, las ceras más blandas exhiben mejor habilidad de bloqueo que las ceras más duras. La dureza o suavidad relativa de una cera particular por supuesto será afectada por las temperaturas a las cuales el material es sometido. Otros factores pueden también afectar la habilidad de bloqueo. Por ejemplo, la forma de la partícula puede afectar la habilidad de bloqueo, en donde el presente inventor ha encontrado que la habilidad de bloqueo de una cera más dura puede ser incrementada si el área superficial de la partícula es incrementada, tal como al cambiar la forma de una perla redonda a una hojuela con rejillas delgada.

Es así importante seleccionar una cera o sustancia cerosa que tiene una dureza apropiada para una aplicación particular. La dureza puede ser medida en una prueba de penetración de aguja estandarizada y puede ser expresada en unidades de penetración de aguja (dmm) a 25°C, en donde un

valor de dureza más bajo representa un material más duro. En ciertas modalidades, todas o una porción de las partículas tienen una dureza de menos de aproximadamente 25 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 20 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 15 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 10 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 5 dmm a 25°C o menos de 4 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 2 dmm a 25°C o menos de aproximadamente 1 dmm a 25°C.

La adherencia de una cera o sustancia cerosa particular es otro factor que puede ser considerado al seleccionar una cera o sustancia cerosa apropiada para uso de acuerdo con la presente invención.

Está dentro de la habilidad de la persona experimentada seleccionar un material o materiales que tienen propiedades apropiadas para una operación dada en base a las enseñanzas en la presente y el conocimiento general común.

Una amplia variedad de ceras y sustancias cerosas están disponibles con un amplio intervalo de características físicas y químicas para diseñar partículas que tienen óptimo desempeño para una operación particular. Las ceras y sustancias cerosas pueden ser provistas por cualquier proveedor apropiado. Dos proveedores ejemplares incluyen International Group Inc. (IGI), Ontario, Canadá y Marcus Oil and Chemical (Marcus). Ejemplos no limitantes de ceras disponibles comercialmente apropiadas para uso de acuerdo con la presente invención son ilustradas a continuación.

Ejemplos de Ceras de Parafina Refinadas

5

10

Punto de fusión (°C)	Dureza típica (dmm @ 25°C)	Proveedor	Código de Producto del Proveedor
53.9	17	IGI	IGI 1070A
54.4	14	IGI	IGI 1230A
55.6	N/A	IGI	IGI 1236A
54.4	12	IGI	IGI 1325A
58.9	12	IGI	IGI 1239A
57.8	11	IGI	IGI 1240A
59.4	11	IGI	IGI 1242A
60	13	IGI	IGI 1245A
61.4	11	IGI	IGI 1250A
60	12	IGI	IGI 1302A
58.9	13	IGI	IGI 1343A
67.8	14	IGI	IGI 1303A
67.2	N/A	IGI	IGI 1380A
69.4	12	IGI	IGI 1260A

N/A = información no disponible

15

Ejemplos de Ceras Microcristalinas

20

25

Punto de fusión (°C)	Dureza (dmm a 25°C)	Proveedor	Código de Producto del Proveedor
60/140	40	IGI	MICROSERE 5738A
70/160	28	IGI	MICROSERE 5701A
70/160	28	IGI	MICROSERE 5714A
77/170	28	IGI	MICROSERE 5715A
77/170	28	IGI	MICROSERE 5799A
83/181	18	IGI	MICROSERE 5818A
83/181	18	IGI	MICROSERE 5871A
83/181	18	IGI	MICROSERE 5890A
84/183	14	IGI	MICROSERE 5981A
87/188	18	IGI	MICROSERE 5897A
87/188	18	IGI	MICROSERE 5896A
89/192	9	IGI	MICROSERE 5901A
90/194	8	IGI	MICROSERE 5999A
90/194	8	IGI	MICROSERE 5909A
90/194	8	IGI	MICROSERE 5910A

30

Ejemplos de Ceras de Soya y Palma

5

Punto de fución (°C/°F)	Dureza (dmm a 25°C)	Proveedor	Código de Producto del Proveedor
59.4/139	13	IGI	IGI R2322A
53.9/129	11	IGI	IGI R2778A
57.2/135	9	IGI	IGI R2779A

Ejemplos de Ceras de Polietileno

10

15

Punto de Caída de Mettler (°C) ASTM D3954	Dureza (dmm a 25°C) ASTM D1321	Proveedor	Código de Producto del Proveedor
118	2-3	Marcus	M200
118	2-3	Marcus	M300
118	2-3	Marcus	M500
106	2-3	Marcus	MC6
98	2-3	Marcus	MC16
112	4	Marcus	M3300
112	4	Marcus	M3400P
112	4	Marcus	M3400T
112	5	Marcus	M3500
137	<0.5	Marcus	MC330

Otras ceras apropiadas incluyen varios productos de cera vendidos para aplicaciones industriales y cosméticas.

20

25

En una modalidad, todas o una porción de las partículas comprenden una cera vegetal o mineral o un derivado de las mismas. En una modalidad, la cera vegetal es cera de soya refinada que tiene un punto de fusión por encima de 65°C (por ejemplo Marcus N5010) o un producto de cera vegetal que tiene un punto de fusión por encima de 65°C (por ejemplo Marcus NAT 180).

30

En una modalidad, la cera mineral es una cera de parafina o una cera microcristalina. En una modalidad, las partículas comprenden parafina refinada o altamente refinada o cera microcristalina. En una modalidad, todas o una porción

de las partículas comprenden ceras de parafina refinada o altamente refinada. En una modalidad, todas o una porción de las partículas comprenden cera microcristalina.

En una modalidad, todas o una porción de las
5 partículas comprenden cera de parafina refinada que tiene un punto de fusión entre aproximadamente 60°C y aproximadamente 70°C. En una modalidad, la cera es una cera de parafina refinada que es sustancialmente insoluble en un fluido de perforación a base de hidrocarburo por debajo de su punto de
10 fusión.

En una modalidad, la cera o sustancia cerosa es soluble en aceite. Esta modalidad es más apropiada para perforación con un fluido de perforación a base de agua.

En ciertas modalidades, los aditivos tienen baja
15 densidad y no requieren aditivos de humectación de aceite para adición al fluido de perforación.

En ciertas modalidades, las partículas comprenden un sólido de alta densidad, tal como carbonato de calcio o barita.

20 En una modalidad, las partículas comprenden carbonato de calcio recubierto con una cera de parafina refinada. Esta modalidad sería apropiada para una zona de producción en donde materiales solubles en ácido son preferidos. Una desventaja significativa del carbonato de
25 calcio como un LCM es que las emulsiones de inversión pueden pasar fácilmente a través de este tipo de roca porosa. La provisión de un recubrimiento de cera sobre las partículas, de acuerdo con una modalidad de la presente invención, mejora el desempeño del producto de carbonato de calcio como
30 material de circulación perdida al impartir habilidad de

bloqueo sobre las nuevas partículas y también restringe el paso de emulsiones de inversión a través del carbonato de calcio. La cera puede ser seleccionada en base al punto de fusión, de tal manera que el recubrimiento de cera se fundirá en la formación después de la consumación de la operación debido al calor geotérmico. El operador puede luego acidificar el carbonato de calcio para su remoción.

En una modalidad, las partículas de barita son recubiertas de cera para controlar la circulación perdida en una operación de perforación en donde es también deseable densificar el fluido de perforación para controlar las presiones de formación o retener el esquisto lodoso. La combinación de sólidos más densos o más pesados con el material ceroso pueden mejorar la dispersión de las partículas.

En una modalidad, las partículas comprenden una mezcla de dos o más ceras. En una modalidad, las partículas comprenden dos o más de parafina, ceras microcristalinas y ceras de polietileno.

En una modalidad, el sólido es una primera cera o sustancia cerosa, que es combinada o recubierta con una segunda cera o sustancia cerosa que tiene una propiedad diferente de la primera cera o sustancia cerosa, tal como tipo de cera, punto de fusión, velocidad de disolución o dureza, para formar una sola partícula que comprende más de una cera o sustancia cerosa y que tiene propiedades únicas ya sea de una cera u otra sola. En una modalidad, partículas de 200 - 500 micras que comprenden ceras de parafina y polietileno fueron producidas al combinar las dos ceras conjuntamente. Por consiguiente, la partícula consistía de

una cera de parafina blanda con una cera de polietileno de alto punto de fusión dura, dando como resultado una partícula sólida que tiene propiedades distintas ya sea de una u otra cera sola. Las partículas exhibieron buenas propiedades de almacenamiento.

En una modalidad, una primera cera refinada ($\pm 65^{\circ}\text{C}$ MP, 11 - 14 mm penetración) fue combinada con una segunda cera de parafina refinada ($\pm 69.4^{\circ}\text{C}$ MP, 12 - 18 mm penetración) para proveer una partícula combinada que tiene propiedades distintas ya sea de una u otra cera sola. En una modalidad, las ceras fueron combinadas en una proporción de aproximadamente 2:1.

En una modalidad, el aditivo de fluido de perforación comprende una combinación de ceras de parafina y microcristalinas en una sola partícula, produciendo mediante esto una partícula combinada que tiene propiedades únicas. En una modalidad, la combinación es una mezcla de cera de parafina ($\pm 65^{\circ}\text{C}$ MP, 11 - 14 mm penetración) y cera microcristalina ($\pm 90^{\circ}\text{C}$ MP, 14 - 18 mm penetración).

Dos o más ceras pueden ser estratificadas alternativamente en lugar de combinadas conjuntamente.

En una modalidad, partículas de cera de parafina (65°C MP, 11 - 14 mm) son recubiertas con cera microcristalina (90°C MP, 14 - 18 mm penetración). El punto de fusión más alto de la cera microcristalina ayuda a desalentar el bloqueo durante el almacenamiento.

En modalidades preferidas, los aditivos de fluido de perforación son no tóxicos y son biodegradables sin cuestiones de manejo o desecho.

La proporción de sólidos a cera o sustancia cerosa

en la partícula puede ser cualquier proporción apropiada, por ejemplo, 1:100 a 100:1 en peso. La cantidad de cera o sustancia cerosa en relación con la cantidad de sólidos en la partícula puede también ser descrita como un porcentaje, en donde la cera o sustancia cerosa puede representar, por ejemplo 1% a 100% del peso de la partícula. En algunas modalidades, la cera o sustancia cerosa está presente en una cantidad efectiva mínima, por ejemplo una cantidad mínima para impartir habilidad de bloqueo, capacidad de fusión o deformabilidad sobre las nuevas partículas. La cantidad mínima puede ser por ejemplo de aproximadamente 1% a 50% o aproximadamente 5% a 40% o aproximadamente 10% a 30%, en peso de la partícula. El traer el contenido de cera tan bajo como sea posible reducirá el costo de la partícula en muchos casos, puesto que las ceras pueden ser costosas, en tanto que todavía producen un material de circulación perdida efectivo.

En una modalidad, un lote de partículas de aserrín recubiertas de cera fue menos costoso que la manufactura de un lote de partículas de cera sólidas y fue más efectivo como un LCM que el aserrín sin recubrir (véase Ejemplo 2). Resultados similares fueron observados para hojuelas de celofán recubiertas y cáscaras de nuez.

El aditivo de fluido de perforación mejorado puede ser manufacturado mediante cualesquier medios apropiados conocidos para aquellos experimentados en el arte. Los sólidos pueden primero ser dimensionados, molidos o refinados mediante cualquier medio apropiado. Los sólidos pueden luego ser combinados con la cera o sustancia cerosa mediante cualesquier medios, por ejemplo, al fundir la cera o sustancia cerosa y mezcla de los sólidos y luego someter a

esfuerzo cortante las partículas combinadas a medida que la cera o sustancia cerosa se enfría. Las partículas pueden ser dimensionadas o formadas mediante cualquier medio apropiado, tal como esfuerzo cortante o raspado. Los recubrimientos
5 pueden ser agregados, por ejemplo, utilizando métodos de recubrimiento por atomización, atomización en frío, atomización-secado o métodos de inmersión.

En donde el aditivo comprende una mezcla de tipos de partículas, los tipos de partículas individuales pueden
10 ser manufacturados o vendidos como una combinación de partículas o los tipos de partículas pueden ser manufacturados o vendidos individualmente y mezclados por un comprador, operador o usuario antes del uso o durante la operación de perforación. Los diferentes tipos de partículas
15 no necesitan ser mezcladas conjuntamente per se sino que pueden ser agregadas al fluido de perforación circulante o en el fondo del pozo en varias relaciones o proporciones relativas en todo el curso de la operación de perforación.

Se puede construir un intervalo sin límites de
20 aditivos de fluido de perforación de acuerdo con la presente invención puesto que cualquier sólido apropiado, en los que se incluyen aditivos de fluido de perforación sólidos disponibles actualmente pueden ser asociados con cualquier
25 cera o sustancia cerosa apropiada para construir una partícula que es capaz de reducir o controlar la circulación perdida. Además, más de un tipo diferente de partícula puede ser combinada para tomar ventaja de diferentes propiedades de las partículas, tales como tamaño de partícula, habilidad de bloqueo, dureza, adherencia y punto de fusión. La persona
30 experimentada en el arte, con respecto a las enseñanzas en la

presente, pueden seleccionar una combinación apropiada de sólidos y ceras o sustancias cerosas para uso en la manufactura de aditivos de fluido de perforación de la presente invención que tienen características apropiadas para
5 una operación de perforación particular.

La selección de un sólido o cera apropiado dependerá de una diversidad de factores, en los que se incluye las propiedades de materias primas, las propiedades de las partículas finales, las propiedades del fluido base o
10 fluido de perforación, la estructura y porosidad de la formación subterránea, la temperatura en el fondo del agujero circulante anticipada y las temperaturas de formación y operacional anticipadas. Las características del aditivo en el fondo del agujero pueden ser influenciadas al seleccionar
15 ceras o sustancia cerosas que tienen propiedades deseadas, tales como punto de fusión, dureza o velocidad de disolución en un fluido de perforación dado.

Los aditivos de fluido de perforación creados pueden ser usados para un intervalo de problemas de
20 circulación perdida, de pérdidas de fluido a pérdidas por filtración y pérdidas totales. El término circulación perdida, como se usa en la presente, abarca pérdidas de fluido o pérdidas por filtración o pérdidas totales y los aditivos de fluido de perforación pueden ser optimizados para
25 estas diferentes aplicaciones, como será entendido por una persona experimentada en el arte y como se explica anteriormente.

La presente invención también es concerniente con un fluido de perforación que comprende uno o más aditivos de
30 la invención. El fluido de perforación al cual el aditivo es

suspendido o dispersado puede ser a base de agua, a base de aceite, sintético o una emulsión. La emulsión puede ser una emulsión agua en aceite o una emulsión aceite en agua ("emulsión de inversión"). El fluido de perforación puede
5 también ser un fluido de extermio bien conocido, que es un fluido de perforación con una densidad lo suficientemente mayor para producir una presión hidrostática para apagar sustancialmente el flujo a un pozo de una formación subterránea. En tanto que se hace énfasis en fluidos de
10 perforación, el aditivo puede ser agregado a otros fluidos de tratamiento de pozo en cualquier proceso en donde se desea la reducción o control de circulación perdida y tal uso de los aditivos es contemplado ya que cae dentro del alcance de la invención. Por ejemplo, el aditivo puede también ser agregado
15 a una salmuera de consumación u otro fluido de tratamiento del pozo.

El aditivo puede ser mezclado con o agregado a un fluido de perforación o un fluido base. El aditivo puede ser agregado a un fluido base y almacenado antes del uso, por
20 ejemplo como una mezcla, dispersión o suspensión. El aditivo puede ser agregado a un fluido antes de a perforación, tal como en tanques mezcladores o en tanto que se perfora hacia adelante o una combinación de los anteriores. El aditivo puede ser apuntado en el fondo del pozo en forma de píldora
25 durante la perforación. El aditivo puede ser dispersado o suspendido en un líquido portador apropiado antes de ser agregado a un fluido de perforación.

En una modalidad, el fluido de perforación es viscosificado. El inventor ha encontrado que la
30 viscosificación del fluido de perforación mejora la

dispersión o suspensión de las partículas. También se ha encontrado que el fluido de perforación puede ser viscosificado efectivamente con una cera o sustancia cerosa, que puede estar en forma de cera disuelta o licuada o
5 partículas finas. En una modalidad, el fluido de perforación es viscosificado utilizando cera o sustancia cerosa.

El fluido de perforación puede incluir opcionalmente uno o más aditivos o inhibidores usados en la industria para controlar las propiedades del fluido o mejorar
10 el desempeño durante la operación. El aditivo de fluido de perforación puede ser agregado a un fluido base o fluido de perforación antes de o después de la adición de otros aditivos utilizando métodos conocidos para aquellos experimentados en el arte. El aditivo puede ser agregado en
15 cualquier etapa en la formulación de la composición de fluido de perforación.

Los aditivos para fluidos de perforación caen en varios grupos básicos. Estos incluyen, pero no están limitados a materiales de circulación perdida;
20 viscosificadores; aditivos densificantes; aditivos tensioactivos; emulsificantes; aditivos de humectación de aceite; aditivos de control de alcalinidad; adelgazantes o dispersantes; floculantes; desespumantes; lubricantes; inhibidores de esquistos; e inhibidores de corrosión.

25 En una modalidad, el aditivo de fluido de perforación de la invención es el único LCM en el fluido de perforación. En muchas modalidades y dependiendo de las materias primas seleccionadas para construcción de los aditivos, los aditivos de la presente invención son más
30 seguros y menos dañinos para la formación y el recurso de

formación que muchos materiales de circulación perdida conocidos. La mayoría de las ceras son consideradas no tóxicas y biodegradables y por consiguiente presentan desafíos de desecho mínimos, una ventaja significativa a los
5 operadores de perforación.

En una modalidad, el aditivo de fluido de perforación es dispersado en el fluido sin el uso de estabilizadores adicionales, agentes tensioactivos o emulsificantes, lo que puede impactar negativamente tanto el
10 fluido de perforación y el proceso de perforación y que tienden a ser caros y ambientalmente no compatibles. Se pensaba previamente que las partículas cerosas no podrían ser dispersadas efectivamente en un fluido de perforación, particularmente un fluido a base de agua, sin el uso de tales
15 agentes. Sin embargo, el presente inventor ha encontrado que los aditivos de la presente invención pueden ser dispersados efectivamente en un fluido de perforación circulante sin el uso de tales agentes. Esto presenta una ventaja económica y ambiental y también satisface un deseo en la industria por
20 minimizar la cantidad de diferentes aditivos en el fluido de perforación. Por supuesto, tales agentes pueden todavía ser usados si se desea.

En ciertas modalidades, el aditivo de fluido de perforación está presente en un fluido de perforación a una
25 concentración promedio de aproximadamente 0.01 Kg/m^3 a aproximadamente 500 Kg/m^3 en toda la operación de perforación. Al referirse a la concentración, el volumen se refiere al volumen de fluido antes de la adición del aditivo, esto es, adición de 10 Kg a 1 m^3 de fluido para 10 Kg/m^3 . La
30 cantidad de aditivo agregado al fluido y la velocidad a la

cual es agregado, dependerán de la operación y las características esperadas de la formación o circulación perdida en tiempo real experimentada en un sitio particular en la formación. Se considera dentro de la habilidad ordinaria de la persona experimentada en el arte seleccionar una concentración apropiada de aditivo y un régimen de adición apropiado para una operación de perforación y formación dadas.

En ciertas modalidades, la concentración de aditivo en un fluido de perforación puede fluctuar de aproximadamente 1 Kg/m³ a aproximadamente 200 Kg/m³, de aproximadamente 1 Kg/m³ a aproximadamente 100 Kg/m³, de aproximadamente 1 Kg/m³ a aproximadamente 50 Kg/m³, de aproximadamente 5 Kg/m³ a aproximadamente 30 Kg/m³ o de aproximadamente 5 Kg/m³ a aproximadamente 20 Kg/m³. En algunas modalidades, una concentración de menos de 50 Kg/m³ en el fluido de perforación es preferida para un efecto mínimo sobre el fluido de perforación o la operación de perforación.

El fluido puede opcionalmente ser sometido a tratamiento, tal como mezcla, agitación o esfuerzo cortante, antes del uso. Tal tratamiento puede tener el efecto de dispersar adicionalmente las partículas o puede alterar las partículas un tanto. Tales alteraciones que ocurren después que el aditivo es agregado al fluido se consideran dentro del alcance de la invención como se describe en la presente, a la extensión que el fluido de perforación no es impactado negativamente por tal tratamiento.

La presente invención también es concerniente con un método para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación. En la industria de petróleo y

gas, la operación de perforación involucrará comúnmente la perforación de un pozo a una formación subterránea que lleva petróleo o gas.

El método general involucra agregar el aditivo de fluido de perforación de la presente invención a un fluido de perforación y usar el fluido de perforación que comprende el aditivo en un procedimiento de perforación para reducir o controlar la circulación perdida.

El método puede ser un método preventivo, un método de tratamiento o una combinación de ambos. En un método preventivo, el aditivo puede ser agregado al fluido base o fluido de perforación antes de la perforación o antes de llegar a una zona de pérdida anticipada. Esto es especialmente útil en casos en donde se anticipan altas pérdidas antes de la perforación. En un método de tratamiento, el aditivo puede ser agregado al fluido de perforación mientras que se perfora de antemano, particularmente cuando se experimentan pérdidas en tiempo real.

El aditivo de fluido de perforación puede ser agregado a tanques mezcladores antes de la circulación o puede ser agregado en tanto que se perfora hacia adelante. El aditivo puede ser agregado como una sola adición antes de la perforación o puede ser agregado continua o intermitentemente en toda la operación. El aditivo de fluido de perforación puede ser agregado lentamente en tanto que se perfora hacia adelante o en barridas fuertes y adicionales de píldoras o una combinación de las mismas.

En una modalidad, el aditivo de fluido de perforación es mezclado continuamente al fluido de

perforación. Volúmenes más altos de aditivo de fluido de perforación o velocidades más altas de adición se usan en general para contrarrestar pérdidas más altas. La velocidad y ruta de adición pueden ser ajustadas en todo el procedimiento de perforación para tomar en cuenta los cambios anticipados o encontrados en todo el procedimiento.

Comúnmente, un volumen inicial de aditivo es agregado al fluido base o fluido de perforación antes de la perforación y se agregan volúmenes adicionales en toda la operación de perforación, como sea necesario. La concentración de aditivo en el fluido de perforación es ajustada en todo el procedimiento para tomar en cuenta cambios repentinos en la circulación perdida que son experimentados. En el caso de elevaciones repentinas anticipadas o en "tiempo real" en circulación perdida, volúmenes de píldora o alta concentración discreta del aditivo son agregados al fluido de perforación y bombeados al fondo del pozo.

El fluido de perforación que contiene el aditivo puede ser agregado a un sitio particular en el agujero en donde se necesario o hacerse circular al agujero a través del sistema de circulación. Agregado, significa en general que el fluido de perforación es alimentado directamente a un área deseada del barreno o formación en donde la circulación perdida es anticipada o experimentada. El aditivo de fluido de perforación puede también ser suspendido o dispersado en un fluido portador y agregado directamente al agujero.

El aditivo de fluido de perforación puede ser mezclado directamente al fluido de perforación circulante activo a una velocidad de aproximadamente 0.01 Kg a

aproximadamente 100 Kg por minuto en tanto que se perfora hacia adelante. Alternativamente, el aditivo puede ser mezclado en un tanque de retención o tanque de premezcla que contiene el fluido base o fluido de perforación, por ejemplo, en un intervalo de concentración de aproximadamente 0.01 Kg/m³ a aproximadamente 500 Kg/m³.

En el campo, el aditivo de fluido de perforación no es agregado necesariamente en base a un intervalo de concentración típico dado el hecho de que no todo el material permanece en el sistema. Algo del aditivo se puede perder a la formación o puede ser removido por el equipo de control de sólidos en regreso a la superficie, por ejemplo. Los operadores están familiarizados con esto y pueden ajustar el régimen de adición de conformidad con todo el procedimiento. El aditivo puede ser agregado en unidades de sacos por metros perforados. El operador experimentado conoce la velocidad de perforación y puede calcular fácilmente que tan rápido agregar el material o cuando apuntar el material a un sitio particular, tal como una zona de pérdida, durante la operación.

Los aditivos de fluido de perforación de la presente invención pueden ser utilizados con cualquier sistema de fluido de perforación apropiado. Ejemplos de sistemas de lodos reconocidos en la industria incluyen pero no están limitados a hidrocarburos; emulsiones de inversión, que son a base de hidrocarburos; sistemas a base de agua; emulsiones a base de agua; sistemas de cloruro de potasio o sulfato de potasio, que son a base de agua; sistemas de silicato, que son a base de agua; sistemas de amina que son plenamente desechables; sistemas de PHPA o de poliacrilamida,

que proporcionan inhibición de esquistos y son plenamente desechables; y sistemas sintéticos. Cada tipo de sistema tiene sus propias ventajas y desventajas, como se apreciará por la persona experimentada en el arte.

5 Ventajas principales a ser obtenidas por el método de la invención incluyen reducciones en pérdidas de fluido y pérdidas por filtración experimentadas durante la perforación. Otras ventajas potenciales incluyen pero no están limitadas a estabilidad de retorta de filtro
10 incrementada y adhesión de la retorta de filtro al barreno, lubricidad incrementada, estabilidad de agujero incrementada, formación de una barrera hidrofóbica, hidratación disminuida de esquistos y arcillas y penetración disminuida de sólidos dañinos a la formación.

15 El aditivo de fluido de perforación de la presente invención es apropiado para uso en varios procedimientos y operaciones de perforación, en las que se incluyen perforación de pozo vertical, perforación de pozo horizontal o perforación de pozo direccional. La operación de
20 perforación puede ser una operación de petróleo y gas, una operación de minería u otra operación en donde se utiliza perforación y en donde se desea reducción o control de circulación perdida. Los aditivos son útiles en operaciones de perforación en tierra. En ciertas modalidades, el aditivo
25 es apropiado para aplicaciones de perforación lejos de la costa, a condición de que los materiales seleccionados satisfagan los estándares de toxicidad estrictos requeridos para operaciones lejos de la costa. Los aditivos de fluido de perforación descritos en la presente son también apropiados
30 para perforación bajo condiciones de agujero difíciles, tales

como formaciones inestables o sub-presurizadas, debido a las muchas propiedades ventajosas descritas anteriormente.

Ejemplo 1

5 Gilsonita Recubierta con Cera de Parafina Refinada

 Partículas de gilsonita finas (2 - 20 micras) fueron recubiertas con cera de parafina refinada. Los sólidos finos respondieron bien al recubrimiento. Las nuevas partículas recubiertas se formaron en bloques conjuntamente
10 bajo presión y sellaron rápidamente un tamiz de prueba de malla 200 que tiene agujeros de 74 micras. Se debe notar que las partículas recubiertas fueron más pequeñas que los agujeros en el tamiz de prueba.

 Cuando se hicieron intentos por remover las
15 partículas del tamiz de prueba de manera estándar utilizando agua caliente, se hizo evidente que el sello fue sorprendentemente resistente al calor con las partículas recubiertas en comparación con las partículas sin recubrir y que el calor realmente parecía reforzar el sello,
20 posiblemente debido a las propiedades de bloqueo mejoradas de la cera. La prueba fue una prueba de retro-lavado, de tal manera que las partículas no avanzaron a través del tamiz y todavía fueron resistentes a la remoción, indicando la habilidad efectiva de las partículas recubiertas para sellar
25 una zona de pérdida y también para formar un sello estable aun cuando la presión fue invertida, demostrando mediante esto que las partículas recubiertas pueden también funcionar para estabilizar una retorta de filtro y promover la adherencia a la pared del barrenado, aun cuando las presiones
30 son invertidas en el fondo del pozo, tal como el movimiento

de la columna de sondeo hacia adentro y hacia fuera del agujero. Esta es una ventaja significativa con respecto a los sólidos tradicionales.

Las nuevas partículas recubiertas de cera mostraron un desempeño significativamente mejorado como un LCM en comparación con gilsonita solas y fueron más económicas de producir que las partículas de parafina sólidas. Resultados similares se observaron con celulosa de arroz.

Ejemplo 2

10 Pruebas de taponamiento de permeabilidad que comparan los sólidos sin recubrir y los sólidos recubiertos con cera

Tres diferentes materiales de circulación perdida sólidos (LCM), diseñados para uso para impedir o controlar las pérdidas de fluido de perforación a formaciones subterráneas, fueron comparados utilizando un disco ranurado en un aparato de taponamiento de permeabilidad tanto en su forma original y con los LCM recubiertos con cera o ceras. Los LCM probados fueron aserrín, Celloflake™ y cáscaras de nuez. Los LCM seleccionados fueron recubiertos con ceras de parafina IGI 1297 luego se volvieron a probar con el fin de determinar los efectos de asociación de los sólidos con cera para formar partículas recubiertas de cera.

Se preparó un disco ranurado para el PPT al cortar una ranura de 35 mm de largo por 2.5-3 mm de ancho a un disco de cerámica poroso para simular un poro o fractura en una formación. El disco de PPT fue luego hecho hermético al agua mediante inmersión en una cera fundida a alta temperatura, dejando solamente la ranura disponible para el paso del fluido que contiene el LCM. Las muestras de fluido fueron probadas con la adición de los LCM en un intento por sellar

la ranura bajo presión. El disco fue preparado tan estrechamente como sea posible a las especificaciones de la API para este tipo de pruebas de LCM. El fluido base usado en las pruebas fue preparado de acuerdo con las especificaciones de API para este tipo de pruebas. Se preparó una suspensión de gel compuesta de 6.8% de bentonita en masa y se encontró que tiene una viscosidad aparente (AV) de 25 mPa·s.

Cada muestra de LCM fue probada en la muestra de fluido base con una carga de 40 Kg/m³ a temperatura ambiente. El tiempo requerido para sellar la ranura (con un mínimo de presión de 6900 kPa) y volumen de fluido que pasó a través de la ranura antes de sellado fueron registrados. Luego la presión fue mantenida a 6900 kPa durante 10 minutos para verificar que el sello podría ser mantenido.

Los resultados obtenidos durante las pruebas de los LCM son organizados mostrados a continuación.

Resultados de la Prueba de PPT

LCM	Tiempo requiere para sellar las ranuras (s)	Volumen de efluente (ml)	10 minutos, Prueba de presión de 6900 kPa
Aserrín	60	15	Sin caída de presión
Aserrín recubierto de cera	20	<1	Sin caída de presión
Celloflake™	80	16	Caída de presión de 690 kPa a 8 minutos
Celloflake™ recubierto de cera	12	5.8	Sin caída de presión
Cáscara de nuez	146	51	Caída de presión de 690 kPa a 9 minutos
Cáscara de nuez recubierta con cera	5	<1	Caída de presión de 690 kPa a 8 minutos

El aserrín recubierto cera mostró una reducción de 67% en el tiempo para sellar la ranura y mayor de 93% de reducción en circulación perdida en comparación con el LCM sin recubrir. El Celloflake™ recubierto de cera mostró una reducción del 85% en el tiempo para sellar la ranura y una

reducción de 64% en pérdida de fluido en comparación con el LCM sin recubrir. Las cáscaras de nuez recubiertas con cera mostraron un 97% de reducción en tiempo para sellar la ranura con mayor de 98% de reducción en pérdida de fluido en comparación con el LCM sin recubrir. El desempeño de los LCM recubiertos fue claramente mejorado por el recubrimiento de cera.

La habilidad para formar un sello rápido representa una ventaja significativa en el campo puesto que considerablemente menos fluido será perdido a la formación durante la perforación. La formación de un sello rápido también reducirá la cantidad de sólidos dañinos que pueden entrar a la formación con el fluido de perforación. Los LCM probados anteriormente se vuelven menos dañinos a la formación por la asociación con cera puesto que la cera puede ser seleccionada de tal manera que se fundirá o degradará, esto es, por calor geotérmico o degradación bacteriana, después de la consumación de la operación, aflojando mediante esto o liberando los sólidos para facilidad de remoción.

Las modalidades de la invención descritas anteriormente se proponen ser ejemplos solamente. Se pueden efectuar alteraciones, modificaciones y variaciones a las modalidades particulares por aquellos de habilidad en el arte sin desviarse del alcance de la invención, que es definido solamente por las reivindicaciones adjuntas a la presente.

REIVINDICACIONES

1. Un aditivo de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación, caracterizado porque el aditivo tiene partículas
5 que comprenden:

uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa.

2. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque las
10 partículas permanecen sustancialmente sólidas a temperatura ambiente.

3. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado porque el uno o más sólidos son combinados, mezclados, recubiertos o
15 estratificados con cera o una combinación de los mismos.

4. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado porque el uno o más sólidos son recubiertos con cera.

20 5. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado porque el uno o más sólidos son combinados con cera.

6. El aditivo de fluido de perforación de
25 conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado porque el uno o más sólidos consisten de un material de circulación perdida.

7. El aditivo de fluido de perforación de
30 conformidad con la reivindicación 6, caracterizado porque el

material de circulación perdida es seleccionado de aserrín, fibras de madera refinadas, materiales celulósicos molidos o refinados, hule o caucho o plástico molido o refinado, hojuelas de plástico o celofán, gilsonita, asfalto, 5 asfaltenos, ceras, agentes espesantes, agentes gelificantes, moliendas de café, papel, césped, perlas de vidrio o plástico, agentes densificantes, cubiertas o cáscaras de nuez, fibras de bagasa, minerales, mica burda o fina, cortes de perforación secos, arena o suciedad; o una combinación de 10 cualquiera de los anteriores.

8. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el material de circulación perdida es aserrín.

9. El aditivo de fluido de perforación de 15 conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el material de circulación perdida es un material celulósico molido o refinado.

10. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el 20 material de circulación perdida es gilsonita.

11. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el material de circulación perdida es cáscara de nuez.

12. El aditivo de fluido de perforación de 25 conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el material de circulación perdida es un agente densificante seleccionado de barita o carbonato de calcio.

13. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, 30 caracterizado porque las partículas comprenden

micropartículas, macropartículas o una mezcla de las mismas.

14. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado porque las micropartículas son menores de aproximadamente 50 micras en tamaño.

15. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 13 ó 14, caracterizado porque las micropartículas son de aproximadamente 0.01 a aproximadamente 50 micras.

16. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 13 a 15, caracterizado porque las macropartículas son mayores de aproximadamente 50 micras.

17. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 13 a 16, caracterizado porque las macropartículas son de aproximadamente 50 micras a aproximadamente 40,000 micras.

18. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 17, caracterizado porque la cera o sustancia cerosa es una cera natural o una cera sintética o una combinación de las mismas.

19. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque la cera natural es cera de abejas, cera de lanolina, cera de lanocerina, cera shellac, cera de soya, cera de carnauba, cera de candelilla, cera de jojoba, cera de lino, cera de caña de azúcar, cera de ouricouri, cera de petróleo, cera de tierra, cera de fósil, cera de parafina, cera de petrolatum, cera microcristalina, cera semi-microcristalina, cera intermedia, cera de ozocerita, cera de ceresina o cera

montana.

20. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque la cera sintética es cera de polipropileno, polietileno, 5 polietileno de alta densidad, politetrafluoroetileno, de Fischer-Tropsch, de amina ácida grasa, de amida grasa, poliolefina, de alfa olefina, cera de poliamida, cera clorada u otra cera modificada químicamente.

21. El aditivo de fluido de perforación de 10 conformidad con la reivindicación 20, caracterizado porque la cera sintética es cera de polietileno.

22. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18, caracterizado porque las partículas comprenden cera de 15 parafina refinada, cera microcristalina, cera de polietileno o una mezcla de las mismas.

23. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 22, caracterizado porque la cera o sustancia cerosa es 20 seleccionada de tal manera que todas o una porción de las partículas son sustancialmente insolubles en un fluido base seleccionado, fluido portador o fluido de perforación a temperaturas por debajo del punto de fusión de las partículas.

24. El aditivo de fluido de perforación de 25 conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 23, caracterizado porque la cera o sustancia cerosa permanece sustancialmente sólida durante la operación de perforación.

25. El aditivo de fluido de perforación de 30 conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 24,

caracterizado porque la cera o sustancia cerosa es seleccionada de tal manera que todas o una porción de las partículas se fundirán a una temperatura geotérmica en una formación subterránea o en una zona de producción en una
5 formación subterránea para remoción geotérmica.

26. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 25, caracterizado porque la cera o sustancia cerosa es sustancialmente insoluble en hidrocarburos por debajo del
10 punto de fusión de las partículas.

27. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 26, caracterizado porque la cera o sustancia cerosa o mezcla de las mismas tiene un punto de fusión de entre aproximadamente
15 40°C y aproximadamente 160°C.

28. El aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 27, caracterizado porque es no tóxico y biodegradable.

29. El aditivo de fluido de perforación de
20 conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 28, caracterizado porque se usa para reducir o controlar la circulación perdida durante una operación de perforación.

30. Un fluido de perforación caracterizado porque comprende un fluido de perforación de conformidad con
25 cualquiera de las reivindicaciones 1 a 28.

31. El fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 30, caracterizado porque el fluido de perforación es a base de hidrocarburos, a base de agua, sintético o una emulsión.

30 32. El fluido de perforación de conformidad con la

reivindicación 31, caracterizado porque el fluido de perforación es a base de agua.

33. El fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 32, caracterizado porque es plenamente
5 desechable.

34. El fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 31, caracterizado porque el fluido de perforación es un hidrocarburo o una emulsión de inversión.

35. Un método para reducir o controlar la
10 circulación perdida en una operación de perforación, caracterizado porque comprende:

proveer un fluido de perforación, el fluido de perforación comprende un aditivo de fluido de perforación de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 28; y
15 bombear el fluido de perforación al fondo del pozo durante la operación de perforación.

36. El método de conformidad con la reivindicación 35, caracterizado porque el fluido de perforación es viscosificado.

20 37. El método de conformidad con la reivindicación 35 ó 36, caracterizado porque la operación de perforación es una operación de perforación de petróleo y gas o una operación de minería.

38. El método de conformidad con la reivindicación
25 37, caracterizado porque la operación de perforación es una operación de perforación de petróleo y gas.

39. El método de conformidad con la reivindicación 38, caracterizado porque la operación de perforación de petróleo y gas es una operación de perforación lejos de la
30 costa.

RESUMEN DE LA INVENCION

En general, la presente invención proporciona aditivos de fluido de perforación para reducir o controlar la pérdida de circulación en una operación de perforación. Los
5 aditivos comprenden partículas. Las partículas comprenden uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa. También se provee un fluido de perforación que comprende un aditivo de fluido de perforación de la invención, también como un método y uso del aditivo de fluido de perforación en
10 una operación de perforación para reducir o controlar la pérdida de circulación. También se describen métodos para la manufactura de los aditivos de fluido de perforación.

1/4

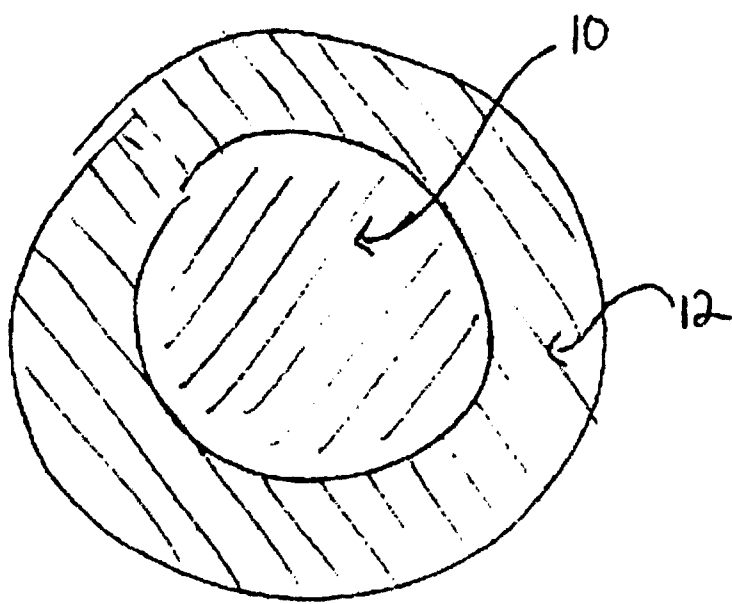


FIG. 1

2/4

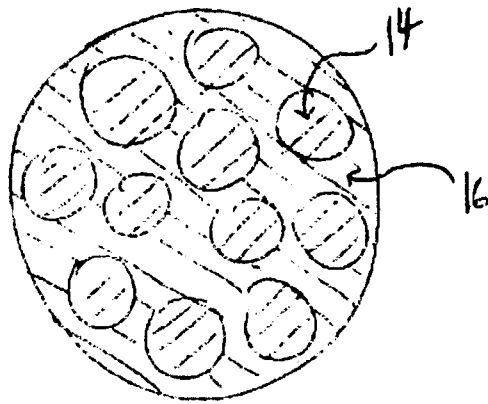


FIG. 2

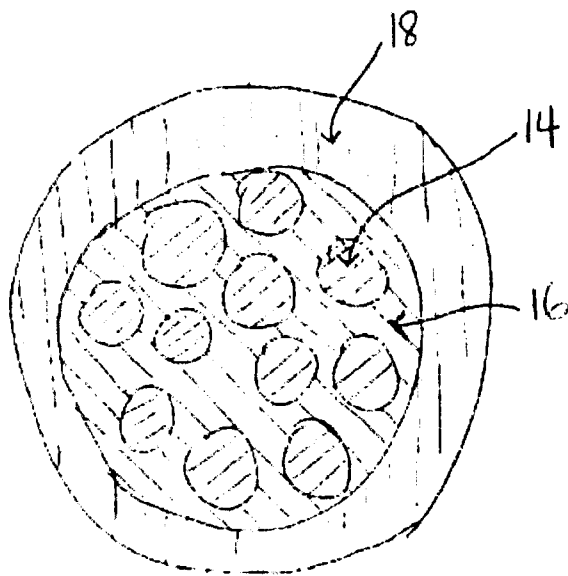


FIG. 3

3/4

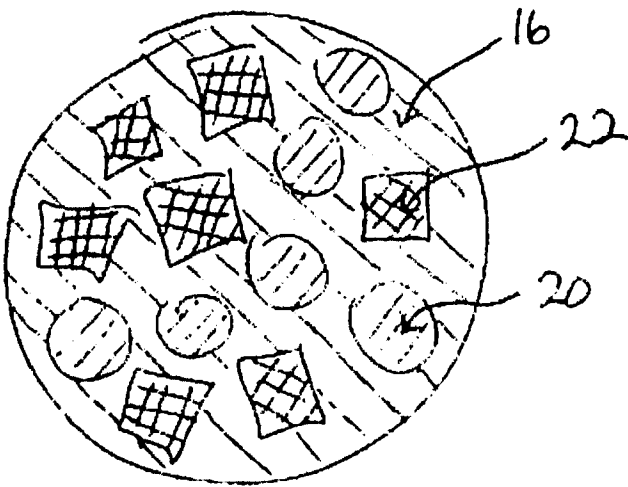


FIG. 4

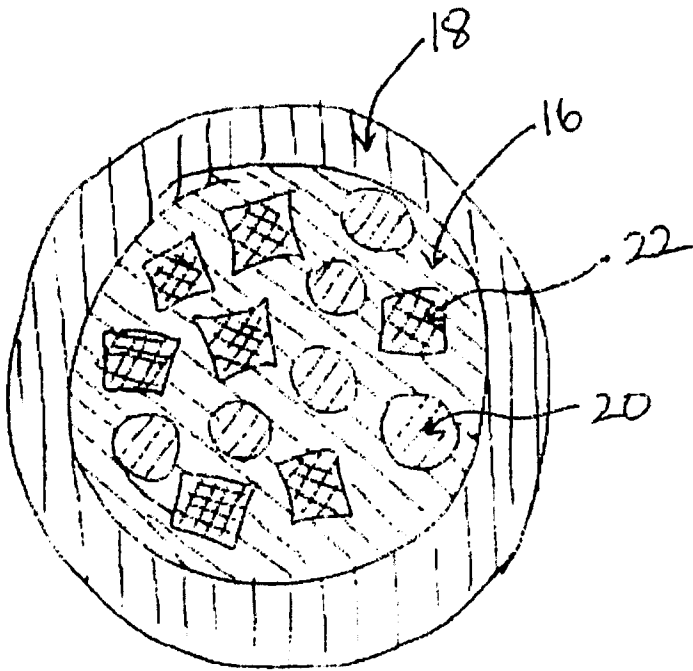


FIG. 5

4/4

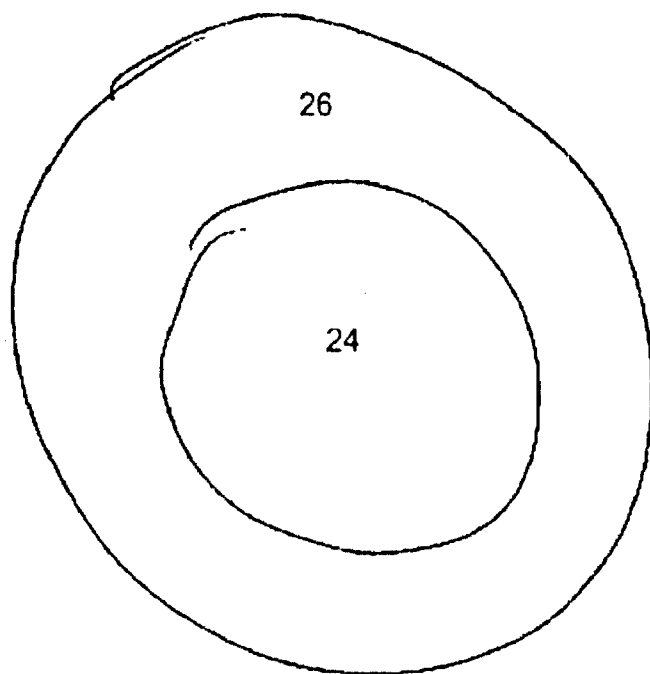
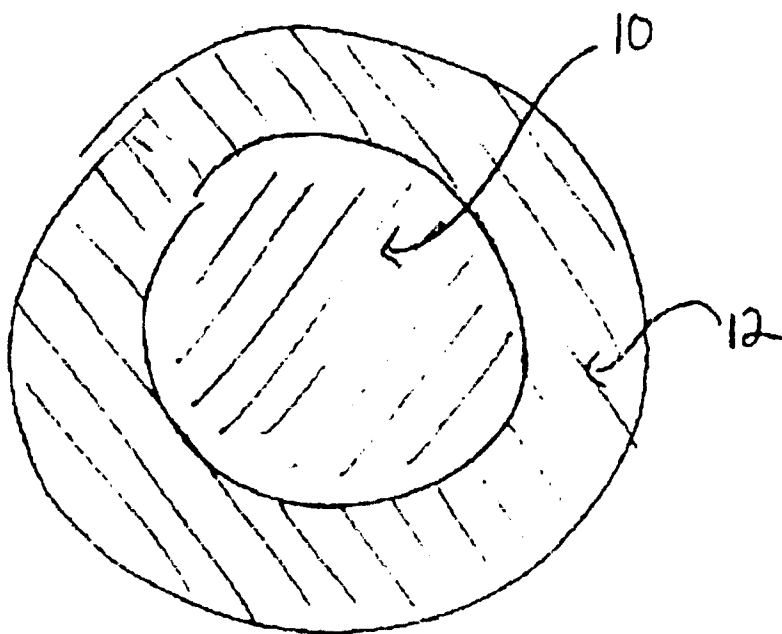
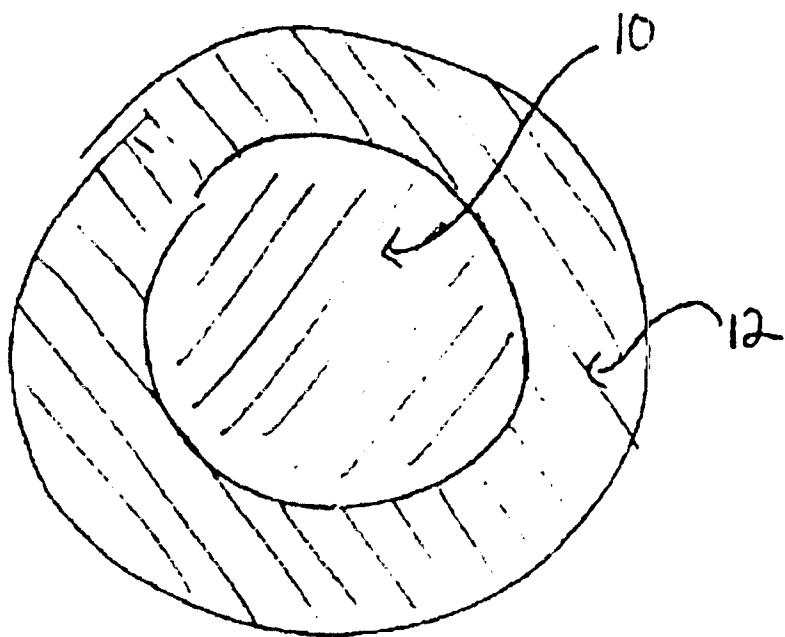


FIG. 6





Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS

PATENTE DE INVENCION PCT X MODELO DE UTILIDAD DISEÑO INDUSTRIAL

(21) N° de solicitud:

(22) Fecha de solicitud: **3 DE FEBRERO DE 2010**

(51) Clasificación Internacional:

(71) Solicitante(s) **CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.**

(72) Inventor(es) **Terry W. HOSKINS**

(74) Agente: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

(30) Prioridad

(31) No. Prioridad

(32) Fecha

(33) País

ESTADOUNIDENSE

60/958,500

06/07/2007

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

(85) Fecha inicio fase nacional:

(87) Publicación internacional

(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT

Fecha: **15/01/2009**

Fecha de presentación de la solicitud: **04/07/2008**

N° publicación: **WO 2009/006731**

No. de solicitud: **PCT/CA2008/001237**

(54) Título: **ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION PARA REDUCIR LA CIRCULACIÓN PERDIDA EN UNA OPERACION DE PERFORACION**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**DIVISION DE NUEVAS CREACIONES**

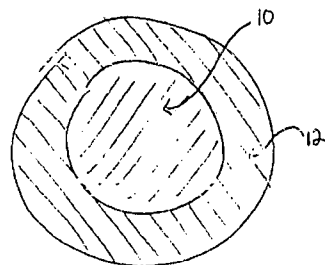
TARJETA ARCHIVO TEMATICO

PATENTE DE INVENCION PCT X MODELO DE UTILIDAD DISEÑO INDUSTRIAL i) N° de solicitud: (22) Fecha de solicitud: **3 DE FEBRERO DE 2010**(51) Clasificación Internacional: (71) Solicitante(s) **CANADIAN ENERGY SERVICES L.P.**(72) Inventor(es) **Terry W. HOSKINS**(74) Agente: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

(30) Prioridad	(31)	No. Prioridad	(32)	Fecha	(33)	País
ESTADOUNIDENSE		60/958,500		06/07/2007		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

(85) Fecha inicio fase nacional: (86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT
Fecha de presentación de la solicitud: **04/07/2008**
No. de solicitud: **PCT/CA2008/001237**

(87) Publicación internacional:

Fecha: **15/01/2009**
No. de publicación: **WO 2009/006731**(54) Título: **ADITIVO DE FLUIDO DE PERFORACION PARA REDUCIR LA CIRCULACIÓN PERDIDA EN UNA OPERACION DE PERFORACION**

Resumen:

Un aditivo de fluido de perforación para reducir o controlar la circulación perdida en una operación de perforación, caracterizado porque el aditivo tiene partículas que comprenden:
uno o más sólidos en asociación con una cera o sustancia cerosa.



Nº. 10-011145- -00000-0000

Fecha: 2010-02-03 14:29:20 Dep. 2020 DIR NULVASCR
Tra. 11 PATENTEIYI Ene: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios. 87

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE U

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

PATENTE DE INVENCION PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD PCT ☐ Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

- ☐ Indicación que se solicita Diseño industrial
 - ☐ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
 - ☐ Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
 - ☐ Comprobante de pago de las tasas establecidas
- Completa ☐ Incompleta ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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



Bogotá,
2020

Doctor(a)
RUBIO CAMACHO HUMBERTO

REFERENCIA	Radicación No.	10 11145
	Solicitud internacional	PCT/CA2008/001237
	Fecha inicio fase nacional	06/02/2010
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	<u>04776</u>

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 el poder debidamente otorgado, con el lleno de los requisitos exigidos por los artículos 63 y subsiguientes del Código de Procedimiento Civil. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la existencia y representación legal de la sociedad solicitante, cuando ésta fuere persona jurídica.

2. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante, conforme a lo establecido por el artículo 26 literal 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.

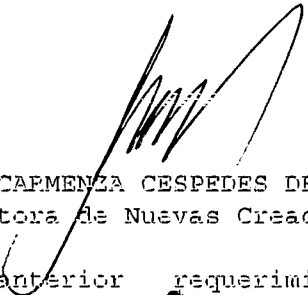
En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud 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.

Continúa en la página siguiente...



Radicación No.: 10 11145


ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Directora de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de
fecha 09 ABR. 2010
adpall