

REPUBLICA DE COLOMBIA

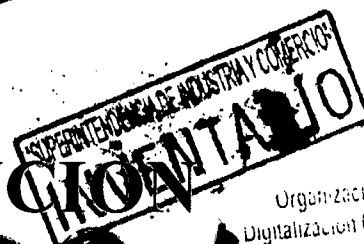


PATENTE DE INVENCION



09-12221

EXPERIENTE No.



Organización
Digitalización CSA Ltda

Contiene los documentos relativos a la solicitud de registro de:

Título: FLUIDO DE PERFORACION DE ALTO DESEMPEÑO A BASE DE AGUA, MEJORADO.

Clase: de la Clasificación Internacional de Niza

Solicitante : M-I LLC.

De : TEXAS, USA.

Apoderado: MAURICIO JARAMILLO

Bogotá, D.C., Febrero de 2009

PETIT

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-012221- -00000-0000

FORMULARIO UNICO DE
PC

Fecha: 2009-02-09 16:22:05 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 62

ENTRADA EN FASE NACIONAL

1

SOLICITUD DE :

☒ Patente de Invención.

☐ Patente de Modelo de Utilidad

☒

Capitulo I

☐ Capitulo II

2

SOLICITANTE
(71)

Nombre: M-I LLC.
Dirección: 5950 NORTH COURSE DRIVE, HOUSTON, TEXAS 77072
Teléfono: _____ Fax: _____
E-Mail: _____
Domicilio: ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐
Número _____

3

REPRESENTANTE
O APODERADO

Nombre: MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO
Dirección: CRA. 9 No. 73-24 . BOGOTA COLOMBIA
Teléfono: 310 7055 Fax: 310 6657
E-Mail: mjaramillo@gpzlegal.com

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☒ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐
Número 80.421.942 TP 74.555
C.S.J.

4

INVENTOR (ES)
(72)

Nombre: PATEL, Arvind, D.
STAMATAKIS, Emanuel
YOUNG, Steve
FRIEDHEIM, Jim
Dirección: 11038 Watson Mill Court
Sugar Land, Texas 77478 E.U.A.
13911 Darby Cove
Houston, Texas 77077 E.U.A.
14418 Laumar Court
Cypress, Texas 77429 E.U.A.
16214 Wimbledon Forest Drive
Spring, Texas 77379, E.U.A.
Domicilio: ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

C.C. ☐ NIT. ☐

5

PTC (86)

Solicitud internacional No. PCT/US2007/072948 Fecha 06.07.2007
Publicación Internacional No. WO/2008/006065 A1 Fecha 10.01.2008

6

TITULO (54)

FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO A BASE DE AGUA, MEJORADO.

7

Clasificación Internacional (51) C09K 8/02 (2006.01)

8

Prioridad

SI ☒ NO ☐

(33) País de Origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud
ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	07/07/2006	60/806.747
	02.07.2007	11/772,618

9

Comprobante de pago No. _____ Fecha: _____

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

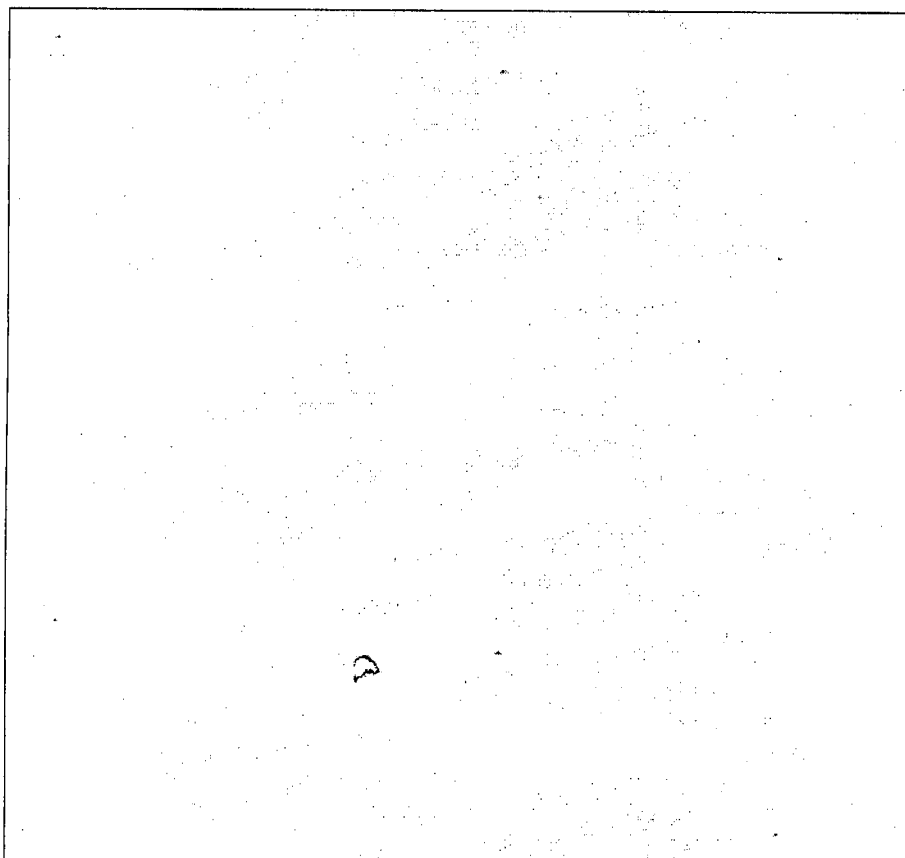
10

Anexos

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

11

FIGURA CARACTERISTICA:



12

solicito la concesión de la patente

NOMBRE: MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO

FIRMA:

C.C. 80.421.942 de Usaquén T.P. 74.555 C.S.J.

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

 SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACION SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) N. De solicitud :	(51) Int. Cl: C09K 8/02 (2006.01)
(22) fecha de solicitud :	(71) Solicitante (s) M-I LLC.
(30) prioridad (31) No. Prioridad (32) fecha 1: 60/806,747 – 07/07/2006 – US 2: 11/772,618 – 02/07/2007 – US	(72) Inventor (es) PATEL, Arvind, D. STAMATAKIS, Emmanuel YOUNG, Steve FRIEDHEIM, Jim
(33) país ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	(74) Apoderado: MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO
(85) Fecha limite inicio fase nacional: 07.02.2009	(87) publicación internacional
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: 06.07.2007 No. De solicitud: PCT/US2007/072948	fecha (dd/mm/aa): 10.01.2008 N. publicación: WO/2008/006065
(54) Titulo: FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO A BASE DE AGUA, MEJORADO.	

RESUMEN

Se describe un fluido de perforación a base de agua que incluye un fluido acuoso, al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante que incluye al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino.

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
10 January 2008 (10.01.2008)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2008/006065 A1

(51) International Patent Classification:
C09K 8/02 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/US2007/072948

(22) International Filing Date: 6 July 2007 (06.07.2007)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
11/772,618 2 July 2007 (02.07.2007) US
60/806,747 7 July 2006 (07.07.2006) US

(71) Applicant (for all designated States except US): **M-ILLC.**
[US/US]; 5950 North Course Drive, Houston, TX 77072 (US).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **PATEL, Arvind, D.** [US/US]; 11038 Watson Mill Court, Sugar Land, TX 77478 (US). **STAMATAKIS, Emanuel** [US/US]; 13911 Darby Cove, Houston, TX 77077 (US). **YOUNG, Steve** [GB/US]; 14418 Laumar Court, Cypress, TX 77429 (US). **FRIEDHEIM, Jim** [US/US]; 16214 Wimbledon Forest Drive, Spring, TX 77379 (US).

(74) Agent: **BERGMAN, Jeffrey, S.**; Osha Liang LLP, 1221 McKinney St., Suite 2800, Houston, TX 77010 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, 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, 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): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declarations under Rule 4.17:

- as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))
- as to the applicant's entitlement to claim the priority of the earlier application (Rule 4.17(iii))

Published:

- with international search report

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

(54) Title: IMPROVED HIGH PERFORMANCE WATER-BASED DRILLING FLUID

(57) Abstract: A water-based drilling fluid which includes an aqueous fluid, at least one of a weighting agent and a gelling agent, and a lubricant, which includes at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil is disclosed.

WO 2008/006065 A1

IMPROVED HIGH PERFORMANCE WATER-BASED DRILLING FLUID

CROSS-REFERENCE TO RELATED APPLICATIONS

- [0001] This application, pursuant to 35 U.S.C. § 119, claims priority to U.S. Patent Application Serial No. 60/806,747, filed July 7, 2006, which is herein incorporated by reference in its entirety.

BACKGROUND OF INVENTION

Field of the Invention

- [0002] Embodiments disclosed herein relate generally to components of wellbore fluids (muds). In particular, embodiments relate to water-based muds and components thereof.

Background Art

- [0003] When drilling or completing wells in earth formations, various fluids typically are used in the well for a variety of reasons. Common uses for well fluids include: lubrication and cooling of drill bit cutting surfaces while drilling generally or drilling-in (i.e., drilling in a targeted petroliferous formation), transportation of "cuttings" (pieces of formation dislodged by the cutting action of the teeth on a drill bit) to the surface, controlling formation fluid pressure to prevent blowouts, maintaining well stability, suspending solids in the well, minimizing fluid loss into and stabilizing the formation through which the well is being drilled, fracturing the formation in the vicinity of the well, displacing the fluid within the well with another fluid, cleaning the well, testing the well, transmitting hydraulic horsepower to the drill bit, fluid used for emplacing a packer, abandoning the well or preparing the well for abandonment, and otherwise treating the well or the formation.

- [0004] In most rotary drilling procedures the drilling fluid takes the form of a "mud," i.e., a liquid having solids suspended therein. The solids function to impart desired rheological properties to the drilling fluid and also to increase the density thereof in order to provide a suitable hydrostatic pressure at the bottom of the well.

- [0005] Drilling fluids are generally characterized as thixotropic fluid systems. That is, they exhibit low viscosity when sheared, such as when in circulation (as occurs

during pumping or contact with the moving drilling bit). However, when the shearing action is halted, the fluid should be capable of suspending the solids it contains to prevent gravity separation. In addition, when the drilling fluid is under shear conditions and a free-flowing near-liquid, it must retain a sufficiently high enough viscosity to carry all unwanted particulate matter from the bottom of the well bore to the surface. The drilling fluid formulation should also allow the cuttings and other unwanted particulate material to be removed or otherwise settle out from the liquid fraction.

[0006] There is an increasing need for drilling fluids having the rheological profiles that enable wells to be drilled more easily. Drilling fluids having tailored rheological properties ensure that cuttings are removed from the wellbore as efficiently and effectively as possible to avoid the formation of cuttings beds in the well which can cause the drill string to become stuck, among other issues. There is also the need from a drilling fluid hydraulics perspective (equivalent circulating density) to reduce the pressures required to circulate the fluid, reducing the exposure of the formation to excessive forces that can fracture the formation causing the fluid, and possibly the well, to be lost. In addition, an enhanced profile is necessary to prevent settlement or sag of the weighting agent in the fluid, if this occurs it can lead to an uneven density profile within the circulating fluid system which can result in well control (gas/fluid influx) and wellbore stability problems (caving/fractures).

[0007] To obtain the fluid characteristics required to meet these challenges the fluid must be easy to pump, so it requires the minimum amount of pressure to force it through restrictions in the circulating fluid system, such as bit nozzles or down-hole tools. In other words the fluid must have the lowest possible viscosity under high shear conditions. Conversely, in zones of the well where the area for fluid flow is large and the velocity of the fluid is slow or where there are low shear conditions, the viscosity of the fluid needs to be as high as possible in order to suspend and transport the drilled cuttings. This also applies to the periods when the fluid is left static in the hole, where both cuttings and weighting materials need to be kept suspended to prevent settlement. However, it should also be noted that the viscosity of the fluid should not continue to increase under static conditions to unacceptable levels. Otherwise when the fluid needs to be circulated again this can lead to excessive

4

pressures that can fracture the formation or lead to lost time if the force required to regain a fully circulating fluid system is beyond the limits of the pumps.

[0008] Drilling fluids are typically classified according to their base material. The drilling mud may be either a water-based mud having solid particles suspended therein or an oil-based mud with water or brine emulsified in the oil to form a discontinuous phase and solid particles suspended in the oil continuous phase.

[0009] On both offshore and inland drilling barges and rigs, drill cuttings are conveyed up the hole by the drilling fluid. Water-based drilling fluids may be suitable for drilling in certain types of formations; however, for proper drilling in other formations, it is desirable to use an oil-based drilling fluid. With an oil-based drilling fluid, the cuttings, besides ordinarily containing moisture, are coated with an adherent film or layer of oily drilling fluid which may penetrate into the interior of each cutting. This is true despite the use of various vibrating screens, mechanical separation devices, and various chemical and washing techniques. Because of pollution to the environment, whether on water or on land, the cuttings cannot be properly discarded until the pollutants have been removed.

[0010] Thus, historically, the majority of oil and gas exploration has been performed with water-based muds. The primary reason for this preference is price and environmental compatibility. The used mud and cuttings from wells drilled with water-based muds can be readily disposed of onsite at most onshore locations and discharged from platforms in many U.S. offshore waters, as long as they meet current effluent limitations guidelines, discharge standards, and other permit limits. As described above, traditional oil-based muds made from diesel or mineral oils, while being substantially more expensive than water-based drilling fluids, are environmentally hazardous.

[0011] As a result, the use of oil-based muds has been limited to those situations where they are necessary. The selection of an oil-based well bore fluid involves a careful balance of both the good and bad characteristics of such fluids in a particular application. An especially beneficial property of oil-based muds is their excellent lubrication qualities. These lubrication properties permit the drilling of wells having a significant vertical deviation, as is typical of off-shore or deep water drilling operations or when a horizontal well is desired. In such highly deviated holes, torque

X

and drag on the drill string are a significant problem because the drill pipe lies against the low side of the hole; and the risk of pipe sticking is high when water-based muds are used. In contrast oil-based muds provide a thin, slick filter cake which helps to prevent pipe sticking.

[0012] Oil-based muds typically have excellent lubricity properties in comparison to water-based muds, which reduces sticking of the drillpipe due to a reduction in frictional drag. The lubricating characteristics (lubricity) of the drilling mud provides the only known means for reducing the friction. Additionally, the use of oil-based muds is also common in high temperature wells because oil muds generally exhibit desirable rheological properties over a wider range of temperatures than water-based muds.

[0013] Thus, components or additives imparting a lubricating effect on water-based muds are desirable. Previously used lubricating materials include, for example, mineral oils, animal and vegetable oils and esters. However, the increasingly stricter regulations with regard to the biodegradability of drilling fluids and their constituents are gradually restricting the use of the otherwise particularly suitable mineral oils. Thus, there is a growing interest in alternatives having better biodegradability, such as esters, in particular. EP 0 770 661, for example, describes esters of monocarboxylic acids with monohydric alcohols as suitable lubricants for water-based drilling fluid systems. However, only a 2-ethylhexyl oleate is mentioned as a lubricant suitable for silicate-containing aqueous fluids. However, the use of many known carboxylic acid esters in water-based systems often leads to considerable difficulties. For example, ester cleavage of the ester additives frequently results in the formation of components with a marked tendency to foam, which then introduces undesirable side effects into the fluid systems. Similarly, sulfonates of vegetable oils, in particular soya oil sulfonate, which have also been used as lubricants in water- and oil-based systems, show significant foaming, especially in water-based fluids, which restricts their usefulness.

[0014] Accordingly, there exists a continuing need for water-based fluids having improved properties including lubricity.

SUMMARY OF INVENTION

[0015] In one aspect, embodiments disclosed herein relate to a water-based drilling fluid, which includes an aqueous fluid, at least one of a weighting agent and a gelling agent, and a lubricant including at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil.

[0016] In another aspect, embodiments disclosed herein relate to a method of treating a wellbore, which includes mixing an aqueous fluid, at least one of a weighting agent and a gelling agent, and a lubricant including at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil to form a water-based wellbore fluid, and using this water-based wellbore fluid during a drilling operation.

[0017] In yet another embodiment disclosed herein relate to a wellbore fluid which includes an aqueous fluid, at least one of a weighting agent and a gelling agent; and a lubricant which includes at least one ester derivative of ricinoleic acid and at least one of sorbitan and pentaerythritol.

[0018] Other aspects and advantages of the invention will be apparent from the following description and the appended claims.

DETAILED DESCRIPTION

[0019] Embodiments disclosed herein relate to lubricants for use in water-based wellbore fluid formulations. In particular, embodiments described herein relate to lubricants comprising ester derivatives of fatty acids found in castor oil. In the following description, numerous details are set forth to provide an understanding of the present disclosure. However, it will be understood by those skilled in the art that the present disclosure may be practiced without these details and that numerous variations or modifications from the described embodiments may be possible.

[0020] In one embodiment, a water-based drilling fluid comprises an aqueous fluid, a lubricant and at least one of a weighting agent and a gelling agent. The lubricant may comprise at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil. In another embodiment, a wellbore fluid may comprise an aqueous fluid, a lubricant, and at least one of a weighting agent and a gelling agent, wherein the lubricant may comprise at least one ricinoleic acid ester derivative. One of ordinary skill in the art

a

would recognize that drilling or wellbore fluids may also comprise various other additives.

[0021] Castor Oil-Based Lubricant

[0022] In one embodiment, a lubricant may be formed by reaction of at least one fatty acid derived from castor oil with at least one mono-, di-, tri-, or polyol to form an ester derivative. Such fatty acids naturally occurring in castor oil may include at least one of ricinoleic acid, oleic acid, stearic acid, palmitic acid, dihydroxystearic acid, linoleic acid, linolenic acid, and eicosanoic acid.

[0023] The principal component of castor oil is ricinoleic acid which has a relatively constant abundance of about 89.5%. Castor oil is the only natural source of the 18 carbon monounsaturated hydroxylated fatty acid, ricinoleic acid. Both the hydroxyl group and the olefin of ricinoleic acid may allow for further chemical functionalization and refinement of physical properties. Additionally, ester derivatives of ricinoleic acid, as well as other fatty acids occurring in castor oil, may be non-toxic and readily biodegradable. The long chain fatty acids may also provide derivatives that have desirable viscosity/rheological profiles. For example, the pentaerythritol tetraester with ricinoleic acid has a viscosity index (VI) of 155.

[0024] In one embodiment, castor oil, and thus the mixture of fatty acids naturally occurring in castor oil, is subjected directly to esterification with at least one mono-, di-, tri-, or polyol to form a mixture of fatty acid ester derivatives. In another embodiment, any combination of fatty acids including ricinoleic acid, oleic acid, stearic acid, palmitic acid, dihydroxystearic acid, linoleic acid, linolenic acid, or eicosanoic acid may be esterified with at least one mono-, di-, tri-, or polyol. In yet another embodiment, ricinoleic acid may be reacted with at least one mono-, di-, tri-, or polyol.

[0025] In one embodiment, at least one fatty acid ester derived from castor oil may be reacted with at least one mono-, di-, tri-, or polyol. In a particular embodiment, the polyol may comprise at least one of sorbitane, pentaerythritol, polyglycol, glycerol, neopentyl glycol, trimethanolpropane, di- and/or tripentaerythritol, and the like. In another embodiment, the ester derivative may be formed by reaction with at least one of sorbitane or pentaerythritol. The reaction of at least one fatty acid with at least one mono-, di- tri-, or polyol may be conducted in a manner known by those skilled in the

art. Such reactions may include, but are not limited to, Fischer (acid-catalyzed) esterification and acid-catalyzed transesterification, for example.

[0026] In one embodiment, the mole ratio of fatty acid to alcohol component may range from about 1:1 to about 5:1. In another embodiment, the ratio may be about 2:1 to about 4:1. More specifically, this mole ratio relates the reactive mole equivalent of available hydroxyl groups with the mole equivalent of carboxylic acid functional groups of the fatty acid. In one embodiment, the mole ratio of carboxylic acid of the at least one fatty acid from castor oil to the hydroxyl groups of the at least one of sorbitane or pentaerythritol may range from about 1:1 to about 5:1, and from about 2:1 and about 4:1, in another embodiment.

[0027] **Drilling/Wellbore Fluid Formulation**

[0028] In one embodiment, a water-based drilling fluid comprises an aqueous fluid, a lubricant derived from castor oil or its components as described above, and at least one of a weighting agent and a gelling agent.

[0029] The aqueous fluid of the wellbore fluid may include at least one of fresh water, sea water, brine, mixtures of water and water-soluble organic compounds and mixtures thereof. For example, the aqueous fluid may be formulated with mixtures of desired salts in fresh water. Such salts may include, but are not limited to alkali metal chlorides, hydroxides, or carboxylates, for example. In various embodiments of the drilling fluid disclosed herein, the brine may include seawater, aqueous solutions wherein the salt concentration is less than that of sea water, or aqueous solutions wherein the salt concentration is greater than that of sea water. Salts that may be found in seawater include, but are not limited to, sodium, calcium, aluminum, magnesium, potassium, strontium, and lithium, salts of chlorides, bromides, carbonates, iodides, chlorates, bromates, formates, nitrates, oxides, phosphates, sulfates, silicates, and fluorides. Salts that may be incorporated in a given brine include any one or more of those present in natural seawater or any other organic or inorganic dissolved salts. Additionally, brines that may be used in the drilling fluids disclosed herein may be natural or synthetic, with synthetic brines tending to be much simpler in constitution. In one embodiment, the density of the drilling fluid may be controlled by increasing the salt concentration in the brine (up to saturation). In a

particular embodiment, a brine may include halide or carboxylate salts of mono- or divalent cations of metals, such as cesium, potassium, calcium, zinc, and/or sodium.

[0030] In one embodiment, the water-based drilling fluid may include a weighting agent. Weighting agents or density materials suitable for use in the fluids disclosed herein include galena, hematite, magnetite, iron oxides, ilmenite, barite, siderite, celestite, dolomite, calcite, and the like. The quantity of such material added, if any, may depend upon the desired density of the final composition. Typically, weighting agent is added to result in a drilling fluid density of up to about 24 pounds per gallon. The weighting agent may be added up to 21 pounds per gallon in one embodiment, and up to 19.5 pounds per gallon in another embodiment.

[0031] In another embodiment, the water-based drilling fluid may include a gelling agent. The gelling agents suitable for use in the fluids disclosed herein may include, for example, high molecular weight polymers such as partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA), biopolymers, bentonite, attapulgite, and sepiolite. Examples of biopolymers include guar gum, starch, xanthan gum and the like. Such materials are frequently used as fluid loss materials and to maintain wellbore stability.

[0032] Other additives that may be included in the wellbore fluids disclosed herein include for example, wetting agents, organophilic clays, viscosifiers, fluid loss control agents, surfactants, shale inhibitors, filtration reducers, dispersants, interfacial tension reducers, pH buffers, mutual solvents, thinners (such as lignins and tannins), thinning agents and cleaning agents. The addition of such agents should be well known to one of ordinary skill in the art of formulating drilling fluids and muds.

[0033] Viscosifiers, such as water soluble polymers and polyamide resins, may also be used. The amount of viscosifier used in the composition can vary upon the end use of the composition. However, normally about 0.1% to 6% by weight range is sufficient for most applications. Other viscosifiers include DUOVIS® and BIOVIS® manufactured and distributed by M-I L.L.C. In some embodiments, the viscosity of the displacement fluids is sufficiently high such that the displacement fluid may act as its own displacement pill in a well.

[0034] A variety of fluid loss control agents may be added to the drilling fluids disclosed herein that are generally selected from a group consisting of synthetic organic polymers, biopolymers, and mixtures thereof. Fluid loss control agents such

as modified lignite, polymers, modified starches and modified celluloses may also be added to the water-based drilling fluid system of this invention. In one embodiment, these additives should be selected to have low toxicity and to be compatible with common anionic drilling fluid additives such as polyanionic carboxymethylcellulose (PAC or CMC), polyacrylates, partially-hydrolyzed polyacrylamides (PHPA), lignosulfonates, xanthan gum, mixtures of these and the like. Fluid loss control agents may include, for example, POLYPAC® UL polyanionic cellulose (PAC) which is available from M-I L.L.C. (Houston, TX), a water-soluble polymer which causes a minimal increase in viscosity in water-base muds.

[0035] Thinners may be added to the drilling fluid in order to reduce flow resistance and gel development in various embodiments disclosed herein. Typically, lignosulfonates, lignitic materials, modified lignosulfonates, polyphosphates and tannins are added. In other embodiments low molecular weight polyacrylates can also be added as thinners. Other functions performed by thinners include the reduction of filtration and cake thickness, to counteract the effects of salts, to minimize the effects of water on the formations drilled, to emulsify oil in water, and to stabilize mud properties at elevated temperatures. TACKLE® (manufactured and commercially available from M-I L.L.C.) liquid polymer is a low- molecular- weight, anionic thinner that may be used to deflocculate a wide range of water-based drilling fluids.

[0036] Shale inhibition is achieved by preventing water uptake by clays, and by providing superior cuttings integrity. Shale inhibitor additives effectively inhibits shale or gumbo clays from hydrating and minimizes the potential for bit balling. Shale inhibitors may include ULTRAHIB™ (manufactured and distributed by M-I L.L.C.) which is a liquid polyamine. Other important additives may include ULTRACAP™, an acrylamide copolymer important for cutting encapsulation and inhibiting clay dispersion. The shale inhibitor may be added directly to the mud system with no effect on viscosity or filtration properties. Many shale inhibitors serve the dual role as filtration reducers as well. Examples may include, but are not limited to ACTIGUARD™ ASPHASOL, and CAL-CAP™ all manufactured and distributed by M-I L.L.C. Other filtration reducers may include polysaccharide-based UNITROL™, manufactured and distributed by M-I L.L.C.

[0037] In one embodiment, a method of treating a well bore comprises mixing an aqueous fluid comprising at least one of a weighting agent and a gelling agent, and a

lubricant. The lubricant comprising at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil to form a water-based wellbore fluid. The water-based wellbore fluid may then be used during a drilling operation. The fluid may be pumped down to the bottom of the well through a drill pipe, where the fluid emerges through ports in the drilling bit, for example. In one embodiment, the fluid may be used in conjunction with any drilling operation, which may include, for example, vertical drilling, extended reach drilling, and directional drilling. One skilled in the art would recognize that water-based drilling muds may be prepared with a large variety of formulations. Specific formulations may depend on the state of drilling a well at a particular time, for example, depending on the depth and/or the composition of the formation. The drilling mud compositions described above may be adapted to provide improved water-based drilling muds under conditions of high temperature and pressure, such as those encountered in deep wells.

[0038] Sample Formulations

[0039] The following examples were used to test the effectiveness of ester derivatives of castor oil fatty acids disclosed herein as lubricants. In the following examples various additives are used including: DUOVIS®, a xanthan gum, and BIOVIS®, a scleroglucan viscosifier, are used as viscosifiers; UNITROL™ is a modified polysaccharide used in filtration; POLYPAC® UL polyanionic cellulose (PAC), a water-soluble polymer designed to control fluid loss; ULTRACAP™, a low-molecular-weight, dry acrylamide copolymer designed to provide cuttings encapsulation and clay dispersion inhibition; ULTRAFREE™, an anti-accretion additive which may be used to eliminate bit balling and enhance rate of penetration (ROP); ULTRAHIB™, a shale inhibitor, EMI-936, a fluid loss control agent; EMI-1001, a shale inhibitor; and EMI-915, an encapsulated shale inhibitor, all of which are commercially available from M-I LLC (Houston, Texas). EMI-919 is a lubricant used for comparison to one of the novel castor oil fatty acid esters, Ester A, which is an ester produced from the reaction between castor oil and sorbitol and is available from Special Products, Inc., a subsidiary of Champion Technologies, 3130 FM 521, Fresno, TX 77245, USA, under the trade name GS-25-62. Referring to Table 1 below, the formulations of the water-based fluids for Samples 1-2 are shown.

14

Table 1. Drilling Fluid Formulations

Sample #	1	2
Water	248.0	248.0
Sea salt	10.6	10.6
UNITROL™	1.0	1.0
BIOVIS®	2.0	2.0
ULTRACAP™	2.0	2.0
ULTRAHIB™	10.5	10.5
ULTRAFREE™	10.5	10.5
EMI-919	10.5	--
Ester A	--	10.5
Barite	303.4	303.4

[0040] Fluid rheology was measured at room temperature after aging at 275 °F for 16 hours as shown below in Table 2. The rheological properties of the various mud formulations at 120 °F were determined using a Fann Model 35 Viscometer, available from Fann Instrument Company. Fluid loss and lubricity were also measured.

Table 2. Rheology after heat aging at 275°F for 16 hours

Sample #	1	2
600/300	100/62	107/66
200/100	48/33	52/35
6/3	8/6	10/8
10"/10'	6/8	7/8
PV/YP	38/24	41/25
pH	7.9	8.0
Fluid Loss	18.0 cc	10.8 cc
Lubricity 5"/10'	6.2/6.0	7.7/7.5

[0041] The formulations of the water-based fluids for Samples 3-5 are shown below in Table 3.

Table 3. Drilling Fluid Formulations

Sample #	3	4	5
Water	248.0	248.0	248.0
Sea salt	10.6	10.6	10.6
UNITROL™	2.0	2.0	2.0
BIOVIS®	1.0	1.0	1.0
ULTRACAP™	2.0	2.0	2.0
ULTRAHIB™	10.5	10.5	10.5
ULTRAFREE™	10.5	10.5	10.5
EMI-919	--	10.5	--
Ester A	--	--	10.5
Barite	303.4	303.4	303.4

[0042] Fluid rheology was measured after aging at 275 °F as shown below in Table 4. The rheological properties of the various mud formulations at 120 °F were determined using a Fann Model 35 Viscometer, available from Fann Instrument Company. Fluid loss and lubricity were also measured.

Table 4. Rheology after heat aging at 275°F, 16 hours.

Sample #	3	4	5
600/300	96/63	100/78	115/74
200/100	47/31	54/37	57/37
6/3	7/5	8/5	10/7
10"/10'	8/11	8/10	7/8
PV/YP	33/30	22/56	41/33
pH	8/3	7.8	8.3
Fluid Loss	32 cc	22 cc	19 cc

[0043] 22.5 ppb gel slurries of the lubricants, EMI-919 (Sample 6) and Ester A (Sample 7), in a base fluid (Sample 8) were formed, and their fluid rheology was measured before and after aging at 150°F for 16 hours as shown in Table 5. The rheological properties of the various slurries at 120°F were determined using a Fann Model 35 Viscometer, available from Fann Instrument Company. Fluid loss and lubricity were also measured.

Table 5. Rheology before and after heat aging

Sample #	6-Before	7-Before	8-Before	6-After	7-After	8-After
600/300	69/46	59/38	52/34	83/60	64/42	60/39
200/100	36/25	30/20	26/18	48/34	33/22	30/20
6/3	9/8	7/6	7/6	13/12	8/7	7/6
10"/10'	9/27	7/23	7/22	12/31	6/23	7/23
PV/YP	23/23	23/21	18/16	23/37	22/20	21/18
pH	7.85	7.81	8.36	8.23	7.57	8.4
Fluid Loss (cc)	12.2	11.8	12.6	12.8	12.2	12.8
Lubricity 1% 5'/10'	14.8/10.8	9.0/7.4	32.2/30.1	--	--	--
Lubricity 3% 5'/10'	8.2/4.8	6.9/5.3	32.2/30.1	9.6/7.4	8.1/7.2	35.8/31.5

[0044] Modified castor oil lubricants (Samples 2, 5, 7) generally performed about the same or better as compared to known lubricant EMI-919 (Samples 1, 4, 6) and showed improved lubricity as compared to a control sample (Sample 8). Mud properties that improved include fluid rheology, lubricity, and fluid loss.

[0045] Referring to Table 6 below, the formulations of the water-based fluids for Samples 9-16 are shown. The fluids included various castor oil esters of the embodiments disclosed herein formed from various ratios of alcohol to castor oil: ester B (pentaerythritol:castor oil - 3:4); C (pentaerythritol:castor oil - 3:12); D (pentaerythritol:castor oil - 3:8); E (sorbitol:castor oil - 6:6); and F (sorbitol:castor oil - 3:12). The esters were compared to EMI-919 as described above, unmodified crude castor oil, and unmodified refined castor oil.

Table 6. Drilling Fluid Formulations

Sample #	9	10	11	12	13	14	15	16
Water	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0
Sea salt	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
BIOVIS®	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
UNITROL™	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
ULTRAHIB™	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
ULTRACAP™	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
ULTRAFREE™	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
EMI-919	10.5	--	--	--	--	--	--	--
Ester B	--	10.5	--	--	--	--	--	--
Ester C	--	--	10.5	--	--	--	--	--
Ester D	--	--	--	10.5	--	--	--	--
Ester E	--	--	--	--	10.5	--	--	--
Ester F	--	--	--	--	--	10.5	--	--
Castor oil (crude)	--	--	--	--	--	--	10.5	--
Castor oil (refined)	--	--	--	--	--	--	--	10.5
Barite	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4

[0046] Fluid rheology was measured at 120°F after aging at 275°F for 16 hours as shown below in Table 6. The rheological properties of the various mud formulations at 120 °F were determined using a Fann Model 35 Viscometer, available from Fann Instrument Company. Fluid loss and lubricity were also measured.

Table 6. Rheology at 120 °F after heat aging at 275°F, 16 hours.

Sample #	9	10	11	12	13	14	15	16
600/300	100/62	114/76	98/62	101/63	107/66	102/62	95/60	98/62
200/100	48/33	64/42	49/33	49/31	52/35	47/32	47/32	49/34
6/3	8/6	8/5	8/6	6/4	10/8	7/5	8/5	8/5
10"/10'	6/8	5/5	6/6	4/3	7/8	5/6	5/4	5/4

PV/YP	38/24	38/38	36/26	38/25	41/25	40/22	35/25	36/26
pH	7.9	7.9	8.0	7.9	8.0	8.0	7.5	7.7
HTHP@275 °F (cc)	18	9	12.8	25	10.8	19.6	43	15
Lubricity 5'/10'	6.2/6.0	9.7/10	8.5/5.7	12.8/12.2	7.7/7.5	10.0/10.0	9.7/10.4	8.6/8.6

[0047] Again castor oil modified ester derivatives (Samples 10-13) showed exhibit improved properties, such as rheology, fluid loss, and lubricity, as compared to EMI-919 (Sample 9) and unmodified castor oil (Samples 15-16). In addition, these formulations were also stable up to 275°F.

[0048] Advantages of the embodiments disclosed herein may include enhanced rheological properties of the fluids that incorporate the castor oil derivatives described herein. Additionally, the incorporation of esters of castor oil component fatty acids may provide beneficial emollient and lubricating properties. The polar alcohol functional groups in the fatty acids, such as ricinoleic acid, may impart beneficial water solubility characteristics to the ester derivatives of the castor oil fatty acids. Such increases in lubricity may help diminish wear of the drilling equipment. Esters of castor oil also may exhibit low foaming in water and high temperature stabilities, which may provide improvement in extended reach drilling operations. Because castor oil is generally nontoxic, biodegradable, and renewable resource, its derivatives may provide environmentally compatible drilling lubricants. When used in water-based fluids, the lubricants disclosed herein may significantly reduce foaming, which in turn may facilitate adjustment of the viscosity and density.

[0049] While the invention has been described with respect to a limited number of embodiments, those skilled in the art, having benefit of this disclosure, will appreciate that other embodiments can be devised which do not depart from the scope of the invention as disclosed herein. Accordingly, the scope of the invention should be limited only by the attached claims.

19

CLAIMS

What is claimed:

1. A water-based drilling fluid, comprising:
an aqueous fluid;
at least one of a weighting agent and a gelling agent; and
a lubricant comprising at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil.
2. The drilling fluid of claim 1, wherein the at least one fatty acid comprises at least one of ricinoleic acid, linoleic acid, oleic acid, stearic acid, palmitic acid, dihydroxystearic acid, linolenic acid, and eicosanoic acid.
3. The drilling fluid of claim 1, wherein the at least one fatty acid comprises ricinoleic acid.
4. The drilling fluid of claim 1, wherein the ester derivative of the at least one fatty acid is formed from at least one of a mono-, di-, tri-, and polyol.
5. The drilling fluid of claim 4, wherein the ester derivative of at least one fatty acid comprises a polyol based ester, wherein the polyol comprises at least one of sorbitan, pentaerythritol, polyglycerine, and polyglycol.
6. The drilling fluid of claim 5, wherein the ester derivative of the at least one fatty acid comprises at least one of a sorbitan and a pentaerythritol based ester.
7. The drilling fluid of claim 1, wherein the ester derivative is formed from the at least one fatty acid and at least one alcohol in a ratio of at least 1:1.
8. The drilling fluid of claim 6, wherein the ester is formed from the at least one fatty acid and at least one of sorbitan and pentaerythritol in a ratio of at least 2:1.
9. The drilling fluid of claim 1, further comprising:
at least one of a viscosifier, filtration reducer, shale inhibitor, fluid loss control agent, and thinner.

10. A method of treating a wellbore, comprising:
mixing an aqueous fluid, at least one of a weighting agent and a gelling agent, and a lubricant comprising at least one ester derivative of at least one fatty acid derived from castor oil to form a water-based wellbore fluid; and
using said water-based wellbore fluid during a drilling operation.
11. The method of claim 10, wherein the at least one fatty acid comprises at least one of ricinoleic acid, linoleic acid, oleic acid, stearic acid, palmitic acid, dihydroxystearic acid, lenolenic acid, and eicosanoic acid.
12. The method of claim 11, wherein the at least one fatty acid comprises ricinoleic acid.
13. The method of claim 10, wherein the ester derivative of the at least one fatty acid is formed from at least one of a mono-, di-, tri-, and polyol.
14. The method of claim 13, wherein the ester derivative of at least one fatty acid comprises a polyol based ester, wherein the polyol comprises at least one of sorbitan, pentaerythritol, polyglycerine, and polyglycol.
15. The method of claim 14, wherein the ester derivative of the at least one fatty acid comprises at least one of a sorbitan and a pentaerythritol based ester.
16. The method of claim 10, wherein the ester derivative is formed from the at least one fatty acid and at least one alcohol in a ratio of at least 1:1.
17. The method of claim 15, wherein the ester is formed from the at least one fatty acid and at least one of sorbitan and pentaerythritol in a ratio of at least 2:1.
18. The method of claim 10, wherein the wellbore fluid further comprises:
at least one of a viscosifier, filtration reducer, shale inhibitor, fluid loss control agent, and thinner.
19. A wellbore fluid, comprising:
an aqueous fluid;
at least one of a weighting agent and a gelling agent; and
a lubricant comprising at least one ester derivative of ricinoleic acid and at least one of sorbitan and pentaerythritol.

20. The drilling fluid of claim 19, further comprising:
- at least one of a viscosifier, filtration reducer, shale inhibitor, fluid loss control agent, and thinner.

22

FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO A BASE DE AGUA,
MEJORADO

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5 Esta solicitud, de acuerdo con 35 U.S.C. § 119,
reivindica la prioridad de la Solicitud de Patente de E.U.
Serie No. 60/806,747, presentada el 7 de Julio del 2006, que
se incorpora en la presente mediante la referencia en su
totalidad.

10 ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Campo de la Invención

Las modalidades descritas en la presente se refieren en general a componentes de fluidos (lodos) de sondeo. En particular, las modalidades se refieren a lodos a base de agua y sus componentes.

Técnica anterior

Cuando se perforan o se completan pozos en formaciones terrestres, se utilizan típicamente varios fluidos en el pozo por una variedad de razones. Los usos comunes para fluidos de pozo incluyen: lubricación y enfriamiento de las superficies cortantes de la barrena mientras se perfora en general o se perfora ahuecando (i.e., perforación en una formación petrolífera objetivo), transporte de "cortes" (piezas de la formación desalojadas mediante la acción de corte de los dientes de una barrena) a

la superficie, control de la presión del fluido de la formación para evitar reventones, mantenimiento de la estabilidad del pozo, suspensión de los sólidos en el pozo, disminución de la pérdida de fluido en el interior y
5 estabilización de la formación a través de la cual se perfora el pozo, fractura de la formación cerca del pozo, desplazamiento del fluido dentro del pozo con otro fluido, limpieza del pozo, prueba del pozo, transmisión de caballos de fuerza hidráulicos hacia la barrena, utilizando el fluido
10 para emplazar un empacador, abandono del pozo o preparación del pozo para el abandono, y, de otra manera para el tratamiento del pozo o de la formación.

En la mayoría de los procedimientos de perforación rotativa el fluido de perforación adquiere la forma de un
15 "lodo", i.e, un líquido que tiene sólidos suspendidos en el mismo. Los sólidos funcionan para impartir las propiedades reológicas deseadas al fluido de perforación y también para incrementar la densidad del mismo a fin de proporcionar una presión hidrostática adecuada en el fondo del pozo.

20 Los fluidos de perforación se caracterizan generalmente como sistemas de fluido tixotrópicos. Es decir, exhiben baja viscosidad en el cizallamiento, tal como cuando se encuentran en circulación (como ocurre durante el bombeo o el contacto con la barrena en movimiento). Sin embargo,
25 cuando se detiene la acción de cizallamiento, el fluido debe

24

ser capaz de suspender los sólidos que contiene para evitar la separación por gravedad. Además, cuando el fluido de perforación se encuentra bajo condiciones de cizallamiento y fluido casi líquido, debe retener una viscosidad
5 suficientemente alta para transportar toda la materia particulada no deseada desde el fondo del sondeo hacia la superficie. La formulación del fluido de perforación debe también permitir que los fragmentos y otro material particulado no deseado se retire o se extraiga de otra manera
10 de la fracción líquida.

Existe una creciente necesidad de fluidos de perforación que tengan los perfiles reológicos que permitan la perforación de pozos más fácilmente. Los fluidos de perforación que tienen propiedades reológicas adaptadas
15 aseguran que los fragmentos se retiren del sondeo tan eficiente y efectivamente como sea posible para evitar la formación de lechos de fragmentos en el pozo que puedan ocasionar la obstrucción de la columna de perforación, entre otros problemas. Existe también la necesidad de una
20 perspectiva de la hidráulica de los fluidos de perforación (densidad circulante equivalente) para reducir las presiones requeridas para circular el fluido, reduciendo la exposición de la formación a fuerzas excesivas que puedan fracturar la formación ocasionando que el fluido, y posiblemente el pozo,
25 se pierdan. Además, es necesario un perfil mejorado para



evitar el asentamiento o hundimiento del agente lastrante en el fluido, si esto ocurre, puede conducir a un perfil de densidad desigual dentro del sistema de fluido circulante que puede dar como resultado problemas de control del pozo
5 (influjo de gas/fluido) y de estabilidad del sondeo (derrumbe/fracturas).

Para obtener las características fluidas requeridas para cumplir estos retos, el fluido debe ser fácil de bombear, de tal forma que requiera una mínima cantidad de
10 presión para forzarlo a través de las restricciones en el sistema de fluido circulante, tales como las boquillas de barrena o herramientas para el fondo del pozo. En otras palabras, el fluido debe tener la menor viscosidad posible bajo condiciones de alto cizallamiento. Por el contrario, en
15 las zonas del pozo en donde el área para el flujo del fluido es grande y la velocidad del fluido es lenta o en donde existen bajas condiciones de cizallamiento, es necesario que la viscosidad del fluido sea tan alta como sea posible a fin de suspender y transportar los fragmentos de perforación.
20 Esto se aplica también a los periodos en los que el fluido se deja estático en la perforación, en "donde" tanto los fragmentos como los materiales lastrantes necesitan mantenerse suspendidos para evitar el asentamiento. Sin embargo, debe notarse también que la viscosidad del fluido no
25 debe continuar aumentando bajo condiciones estáticas hasta

de

niveles inaceptables. De otra manera, cuando el fluido necesita circularse de nuevo, esto puede conducir a presiones excesivas que pueden fracturar la formación o conducir a pérdida de tiempo si la fuerza requerida para recuperar el sistema de fluido circulante completo se encuentra más allá de los límites de las bombas.

Los fluidos de perforación se clasifican típicamente de acuerdo con su material base. El lodo de perforación puede ser ya sea un lodo a base de agua que tiene partículas sólidas suspendidas en el mismo o un lodo a base de aceite con agua o salmuera emulsionada en el aceite para formar una fase discontinua y partículas sólidas suspendidas en la fase oleosa continua.

En barcasas y plataformas para perforaciones tanto en mar abierto como terrestres, los fragmentos de la perforación se transportan hacia arriba de la perforación mediante el fluido de perforación. Los fluidos de perforación a base de agua pueden ser adecuados para la perforación en ciertos tipos de formaciones; sin embargo, para la perforación apropiada en otras formaciones, es deseable utilizar un fluido de perforación a base de aceite. Con un fluido de perforación a base de aceite, los fragmentos, además de que ordinariamente contienen humedad, se encuentran recubiertos con una película o capa adherente de fluido de perforación oleoso que puede penetrar hacia el

22

interior de cada fragmento. Esto es real a pesar del uso de varios tamices vibrantes, dispositivos de separación mecánicos, y varias técnicas químicas y de lavado. Debido a la contaminación en el ambiente, ya sea en agua o en tierra, los fragmentos no pueden desecharse apropiadamente hasta haber retirado los contaminantes.

Por tanto, históricamente, la mayor parte de la exploración petrolera y de gas se ha llevado a cabo con lodos a base de agua. La razón principal para esta preferencia es el precio y la compatibilidad ambiental. El lodo utilizado y los fragmentos de pozos perforados con lodos a base de agua, pueden eliminarse fácilmente en el sitio en la mayoría de las ubicaciones en tierra y descargarse de las plataformas en muchas aguas en mar abierto en los E.U., siempre que cumplan con los lineamientos de las limitaciones para efluentes actuales, con los estándares de descarga y otros límites permitidos. Como se describió anteriormente, los lodos a base de aceite tradicionales hechos de diesel o aceites minerales, aunque son sustancialmente más costosos que los fluidos de perforación a base de agua, son ambientalmente dañinos.

Como resultado, el uso de lodos a base de aceite se ha limitado a aquellas situaciones en donde son necesarios. La selección de un fluido de sondeo a base de aceite implica un cuidadoso equilibrio de las características tanto buenas

20

como malas de tales fluidos en una aplicación particular. Una propiedad especialmente benéfica de los lodos a base de aceite, son sus excelentes cualidades de lubricación. Estas propiedades de lubricación permiten la perforación de pozos
5 que tienen una desviación vertical significativa, como es típico de las operaciones de perforación en mar abierto o en aguas profundas o cuando se desea un pozo horizontal. En tales perforaciones altamente desviadas, la torsión y el arrastre en la columna de perforación son un problema
10 significativo debido a que la tubería de perforación se tiende contra el lado inferior de la perforación y el riesgo de que la tubería se adhiera es alto cuando se utilizan lodos a base de agua. En contraste, los lodos a base de aceite proporcionan una costra de lodo delgada, tersa que ayuda a
15 evitar la adhesión de la tubería.

Los lodos a base de aceite tienen típicamente excelentes propiedades lubricantes en comparación con los lodos a base de agua, lo cual reduce la adhesión de la tubería de perforación debida a la reducción en el arrastre
20 friccional. Las características de lubricación (lubricidad) del lodo de perforación proporciona el único medio conocido para reducir la fricción. Adicionalmente, el uso de lodos a base de aceite es también común en pozos de alta temperatura debido a que los lodos de aceite exhiben generalmente
25 propiedades reológicas deseables sobre un intervalo más

amplio de temperaturas que los lodos a base de agua.

Por tanto, son deseables los componentes o aditivos que imparten un efecto lubricante en lodos a base de agua. Los materiales lubricantes previamente utilizados incluyen, 5 por ejemplo, aceites minerales, aceites animales y vegetales y ésteres. Sin embargo, las normas cada vez más estrictas con respecto a la biodegradabilidad de los fluidos de perforación y sus constituyentes, restringen gradualmente el uso de los aceites minerales de otra manera particularmente 10 adecuados. Por tanto existe un creciente interés en alternativas que tengan mejor biodegradabilidad, tales como los ésteres, en particular. La EP 0 770 661, por ejemplo, describe ésteres de ácidos monocarboxílicos con alcoholes monohídricos como lubricantes adecuados para sistemas de 15 fluidos de perforación a base de agua. Sin embargo, se menciona solamente el oleato de 2-etilhexilo como un lubricante adecuado para fluidos acuosos que contienen silicato. Sin embargo, el uso de muchos ésteres de ácido carboxílico conocidos en sistemas a base de agua, conduce 20 frecuentemente a considerables dificultades. Por ejemplo, el desdoblamiento del éster de los aditivos de éster, da como resultado frecuentemente la formación de componentes con una marcada tendencia a espumar, lo cual introduce entonces efectos secundarios indeseables en los sistemas de fluido. 25 De manera similar, los sulfonatos de aceites vegetales, en

particular el sulfonato de aceite de soja, que también se han utilizado como lubricantes en sistemas a base de agua y de aceite, muestran un espumado significativo, especialmente en fluidos a base de agua, lo cual restringe su utilidad.

5 Por consiguiente, existe una necesidad continua de fluidos a base de agua que tengan propiedades mejoradas incluyendo lubricidad.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

10 En un aspecto, las modalidades descritas en la presente se refieren a un fluido de perforación a base de agua que incluye un fluido acuoso, al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante que incluye al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino.

15 En otro aspecto, las modalidades descritas en la presente se refieren a un método para tratar un sondeo, que incluye mezclar un fluido acuoso, al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante incluyendo al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso
20 derivado de aceite de ricino para formar un fluido de perforación a base de agua, y utilizar este fluido de perforación a base de agua durante una operación de perforación.

 Aún otra modalidad descrita en la presente se
25 refiere a un fluido para sondeo que incluye un fluido acuoso,

al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante; y un lubricante que incluye al menos un derivado de éster de ácido ricinoleico y al menos uno de sorbitán y pentaeritritol.

5 Otros aspectos y ventajas de la invención serán aparentes a partir de la siguiente descripción y las reivindicaciones adjuntas.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Las modalidades descritas en la presente se
10 refieren a lubricantes para su uso en formulaciones de fluido de sondeo a base de agua. En particular, las modalidades descritas en la presente se refieren lubricantes que comprenden derivados de éster de ácidos grasos encontrados en el aceite de ricino. En la siguiente descripción, se exponen
15 numerosos detalles para proporcionar un entendimiento de la presente descripción. Sin embargo, los expertos en la técnica entenderán que la presente descripción puede practicarse sin estos detalles y que pueden ser posibles numerosas variaciones o modificaciones a partir de las
20 modalidades descritas.

En una modalidad, un fluido de perforación a base de agua comprende un fluido acuoso, un lubricante y al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante. El lubricante puede comprender al menos un derivado de éster de
25 al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino. En

32

otra modalidad, un fluido de sondeo puede comprender un fluido acuoso, un lubricante, y al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante, en donde el lubricante puede comprender al menos un derivado de éster de ácido ricinoleico. Alguien de experiencia ordinaria en la técnica reconocería que los fluidos de perforación o de sondeo pueden comprender también otros varios aditivos.

Lubricante a base de aceite de ricino

En una modalidad, el lubricante puede formarse mediante la reacción de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino con al menos un mono, di, tri, o poliol, para formar un derivado de éster. Tales ácidos grasos que se presentan de manera natural en el aceite de ricino pueden incluir al menos uno de ácido ricinoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linoleico, ácido linolénico y ácido eicosanoico.

El componente principal del aceite de ricino es el ácido ricinoleico que tiene una abundancia relativamente constante de aproximadamente 89.5%. El aceite de ricino es la única fuente natural del ácido graso hidroxilado monoinsaturado de carbono 18, el ácido ricinoleico. Tanto el grupo hidroxilo como la olefina del ácido ricinoleico, pueden permitir la funcionalización y refinación química adicional de las propiedades físicas. Adicionalmente, los derivados de éster del ácido ricinoleico, así como otros ácidos grasos que

se presentan en el aceite de ricino, pueden ser no tóxicos y fácilmente biodegradables. Los ácidos grasos de cadena larga también pueden proporcionar derivados que tienen los perfiles de viscosidad/reológicos deseables. Por ejemplo, el
5 tetraéster de pentaeritritol con ácido ricinoleico, tiene un índice de viscosidad (VI) de 155.

En una modalidad, el aceite de ricino, y por tanto la mezcla de ácidos grasos que se presentan de manera natural en el aceite de ricino, se somete directamente a la
10 esterificación con al menos un mono, di, tri o poliol, para formar una mezcla de derivados de éster de ácido graso. En otra modalidad, cualquier combinación de ácidos grasos incluyendo ácido ricinoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linoleico,
15 ácido linolénico o ácido eicosanoico, puede esterificarse con al menos un mono, di, tri o poliol. Aún en otra modalidad, el ácido ricinoleico puede hacerse reaccionar con al menos un mono, di, tri o poliol.

En una modalidad, al menos un éster de ácido graso
20 derivado del aceite de ricino, puede hacerse reaccionar con al menos un mono, di, tri o poliol. En una modalidad particular, el poliol puede comprender al menos uno de sorbitán, pentaeritritol, poliglicol, glicerol, neopentil glicol, trimetanolpropano, di y/o tripentaeritritol y lo
25 similar. En otra modalidad, el derivado de éster puede

formarse mediante la reacción con al menos uno de sorbitán o pentaeritritol. La reacción de al menos un ácido graso con al menos un mono, di, tri o poliol, puede conducirse de una manera conocida por los expertos en la técnica. Tales reacciones pueden incluir, pero no se limitan a por ejemplo, esterificación Fischer (catalizada por ácido) y transesterificación catalizada por ácido.

En una modalidad, la relación molar de ácido graso al componente de alcohol, puede variar desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 5:1. En otra modalidad, la relación puede ser de aproximadamente 2:1 hasta aproximadamente 4:1. Más específicamente, esta relación molar se refiere al equivalente molar reactivo de los grupos hidroxilo disponibles con el equivalente molar de los grupos funcionales de ácido carboxílico del ácido graso. En una modalidad, la relación molar del ácido carboxílico del al menos un ácido graso del aceite de ricino a los grupos hidroxilo del al menos uno de sorbitán o pentaeritritol, puede variar desde aproximadamente 1:1 hasta aproximadamente 5:1 y desde aproximadamente 2:1 y aproximadamente 4:1, en otra modalidad.

Formulación del Fluido de Perforación/Sondeo

En una modalidad, un fluido de perforación a base de agua comprende un fluido acuoso, un lubricante derivado de aceite de ricino o sus componentes, como se describió en lo

anterior, y al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante.

El fluido acuoso del fluido de sondeo puede incluir al menos uno de agua dulce, agua de mar, salmuera, mezclas de
5 agua y compuestos orgánicos solubles en agua, y mezclas de los mismos. Por ejemplo, el fluido acuoso puede formularse con mezclas de las sales deseadas en agua dulce. Tales sales pueden incluir, pero no se limitan a, por ejemplo, cloruros, hidróxidos o carboxilatos de metal alcalino. En varias
10 modalidades del fluido de perforación descrito en la presente, la salmuera puede incluir agua de mar, soluciones acuosas en donde la concentración de sal es menor que la del agua de mar, o soluciones acuosas en donde la concentración de sal es mayor que la del agua de mar. Las sales que pueden
15 encontrarse en el agua de mar incluyen, pero no se limitan a, sales de sodio, calcio, aluminio, magnesio, potasio, estroncio, y litio de cloruros, bromuros, carbonatos, yoduros, cloratos, bromatos, formatos, nitratos, óxidos, fosfatos, sulfatos, silicatos y fluoruros. Las sales que
20 pueden incorporarse en una salmuera dada incluyen cualquiera o más de las presentes en el agua de mar natural o cualquier otra sal disuelta orgánica o inorgánica. Adicionalmente, las salmueras que pueden utilizarse en los fluidos de perforación descritos en la presente pueden ser naturales o sintéticas,
25 tendiendo, las salmueras sintéticas, a ser mucho más simples

en su constitución. En una modalidad, la densidad del fluido de perforación puede controlarse incrementando la concentración de sal en la salmuera (hasta la saturación). En una modalidad particular, una salmuera puede incluir sales de haluro o carboxilato de cationes mono o bivalentes de metales, tales como cesio, potasio, calcio, zinc y/o sodio.

En una modalidad, el fluido de perforación a base de agua puede incluir un agente lastrante. Los agentes lastrantes o materiales de densidad adecuados para su uso en los fluidos descritos en la presente incluyen, galena, hematita, magnetita, óxidos de hierro, ilmenita, barita, siderita, celestita, dolomita, calcita y lo similar. La cantidad de tal material agregado, si lo hay, puede depender de la densidad deseada de la composición final. Típicamente, el agente lastrante se agrega para dar como resultado una densidad del fluido de perforación de hasta aproximadamente 24 libras por galón. El agente lastrante puede agregarse hasta 21 libras por galón en una modalidad, y hasta 19.5 libras por galón en otra modalidad.

En otra modalidad, el fluido de perforación a base de agua puede incluir un agente gelificante. Los agentes gelificantes adecuados para su uso en los fluidos descritos en la presente pueden incluir, por ejemplo, polímeros de alto peso molecular tales como poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA), biopolímeros, bentonita, atapulgita, y

sepiolita. Ejemplos de biopolímeros incluyen goma guar, almidón, goma de xantano y lo similar. Tales materiales se utilizan frecuentemente como materiales de pérdida de fluido y para mantener la estabilidad del sondeo.

5 Otros aditivos que pueden incluirse en los fluidos de sondeo descritos en la presente incluyen, por ejemplo, agentes humectantes, arcillas organofílicas, viscosificantes, agentes de control de pérdida de fluido, surfactantes, inhibidores de pizarra, reductores de filtración,
10 dispersantes, reductores de tensión interfacial, amortiguadores de pH, solventes mutuos, diluyentes (tales como ligninas y taninas), agentes diluyentes y agentes limpiadores. La adición de tales agentes debe ser muy conocida por alguien de experiencia ordinaria en la técnica
15 de formulación de fluidos y lodos de perforación.

También pueden utilizarse viscosificantes, tales como polímeros solubles en agua y resinas de poliamida. La cantidad de viscosificante utilizada en la composición puede variar de acuerdo al uso final de la composición. Sin
20 embargo, normalmente es suficiente un intervalo por peso de aproximadamente 0.1% a 6% para la mayoría de las aplicaciones. Otros viscosificantes incluyen DUOVIS® y BIOVIS® fabricados y distribuidos por M-I L.L.C. En algunas modalidades la viscosidad de los fluidos de desplazamiento es
25 suficientemente alta de manera que el fluido de

desplazamiento puede actuar también como su propio soporte de desplazamiento.

Una variedad de agentes de control de pérdida de fluido puede agregarse a los fluidos de perforación descritos en la presente que se seleccionan generalmente de un grupo que consiste de polímeros orgánicos sintéticos, biopolímeros y mezclas de los mismos. Los agentes de control de pérdida de fluido tales como lignita modificada, polímeros, almidones modificados y celulosas modificadas, también pueden agregarse al sistema de fluido de perforación a base de agua de esta invención. En una modalidad, estos aditivos deben seleccionarse para tener baja toxicidad y para ser compatibles con los aditivos aniónicos comunes de fluido de perforación tales como carboximetilcelulosa polianiónica (PAC o CMC), poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA), lignosulfonatos, goma de xantano, mezclas de estos y lo similar. Los agentes de control de pérdida de fluido pueden incluir, por ejemplo, celulosa polianiónica (PAC) POLYPAC® UL, que se encuentra disponible de M-I L.L.C. (Houston, TX), un polímero soluble en agua que ocasiona un mínimo incremento en la viscosidad en lodos a base de agua.

Pueden agregarse diluyentes al fluido de perforación a fin de reducir la resistencia a la afluencia y el desarrollo del gel en varias de las modalidades descritas

en la presente. Típicamente, se agregan lignosulfonatos, materiales ligníticos, lignosulfonatos modificados, polifosfatos y taninas. En otras modalidades, también pueden agregarse poliacrilatos de bajo peso molecular como
5 diluyentes. Otras funciones llevadas a cabo por los diluyentes incluyen la reducción de la filtración y del grosor de la costra, para contrarrestar los efectos de las sales, para minimizar los efectos del agua sobre las formaciones perforadas, para emulsionar el aceite en agua y
10 para estabilizar las propiedades del lodo a temperaturas elevadas. El polímero líquido TACKLE® (fabricado y comercialmente disponible de M-I L.L.C.), es un diluyente aniónico de bajo peso molecular que puede utilizarse para desflocular un amplio intervalo de fluidos de perforación a
15 base de agua.

La inhibición de pizarra se logra evitando la absorción del agua por las arcillas y proporcionando una integridad superior de los fragmentos. Los aditivos inhibidores de pizarra inhiben efectivamente la hidratación
20 de la pizarra o arcillas pegajosas y minimizan el potencial de apelmazamiento de la barrena. Los inhibidores de pizarra pueden incluir ULTRAHIB™ (fabricado y distribuido por M-I L.L.C.) que es una poliamina líquida. Otros aditivos importantes pueden incluir ULTRACAP™, un copolímero de
25 acrilamida importante para encapsular los fragmentos e

40

inhibir la dispersión de la arcilla. El inhibidor de pizarra puede agregarse directamente al sistema de lodo sin ningún efecto sobre las propiedades de viscosidad o filtración. Muchos inhibidores de pizarra sirven a la doble función también como reductores de filtración. Los ejemplos pueden incluir, pero no se limitan a ACTIGUARDTM ASPHASOL, y CALCAPTM todos fabricados y distribuidos por M-I L.L.C. Otros reductores de filtración pueden incluir UNITROLTM a base de polisacáridos, fabricado y distribuido por M-I L.L.C.

10 En una modalidad, un método para tratar un sondeo comprende mezclar un fluido acuoso que comprende al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante, comprendiendo el lubricante al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino para formar un fluido de sondeo a base de agua. El fluido de sondeo a base de agua puede entonces utilizarse durante una operación de perforación. El fluido puede bombearse hacia el fondo del pozo a través de una tubería de perforación, en donde el fluido emerge a través de los puertos en la barrena de perforación, por ejemplo. En una modalidad, el fluido puede utilizarse en conjunto con cualquier operación de perforación, que puede incluir, por ejemplo, perforación vertical, perforación de alcance extendido, y perforación direccional. El experto en la técnica reconocería que los lodos de perforación a base de

25

agua pueden prepararse con una gran variedad de formulaciones. Las formulaciones específicas pueden depender del estado de perforación en un pozo en un momento particular, por ejemplo, dependiendo de la profundidad y/o la
5 composición de la formación. Las composiciones de lodo de perforación antes descritas pueden adaptarse para proporcionar lodos de perforación a base de agua mejorados bajo condiciones de alta temperatura y presión, tales como las que se encuentran en pozos profundos.

10 **Formulaciones Muestra**

Los siguientes ejemplos se utilizaron para probar la efectividad de los derivados de éster de los ácidos grasos de aceite de ricino descritos en la presente, como lubricantes. En los siguientes ejemplos, se utilizan varios
15 aditivos incluyendo: DUOVIS®, una goma de xantano, y BIOVIS®, un viscosificante de escleroglucano, como viscosificantes; UNITROL™ es un polisacárido modificado utilizado en filtración; celulosa polianiónica (PAC) POLYPAC® UL, un polímero soluble en agua diseñado para controlar la pérdida
20 de fluido; ULTRACAP™, un copolímero de acrilamida seco de bajo peso molecular diseñado para proporcionar la encapsulación de los fragmentos y la inhibición de la dispersión de la arcilla; ULTRAFREE™, un aditivo anti-aglomeración que puede utilizarse para eliminar el
25 apelmazamiento de la barrena y para mejorar la tasa de

42

penetración (ROP); ULTRAHIB™, un inhibidor de pizarra, EMI-936, un agente de control de pérdida de fluido; EMI-1001, un inhibidor de pizarra; y EMI-915, un inhibidor de pizarra encapsulado, todos los cuales se encuentran comercialmente disponibles de M-I L.L.C. (Houston, Texas). El EMI-919 es un lubricante utilizado por comparación con uno de los nuevos ésteres de ácido graso de aceite de ricino, el Éster A, que es un éster producido de la reacción entre el aceite de ricino y el sorbitol, y se encuentra disponible de Special Products, Inc., una subsidiaria de Champion Technologies, 3130 FM 521, Fresno, TX 77245, E.U.A., bajo el nombre comercial GS-25-62. Con referencia a la Tabla 1 siguiente, se muestran las formulaciones de los fluidos a base de agua para las Muestras 1-2.

Tabla 1. Formulaciones de Fluido de Perforación

Muestra #	1	2
Agua	248.0	248.0
Sal de mar	10.6	10.6
UNITROL™	1.0	1.0
BIOVIS®	2.0	2.0
ULTRACAP™	2.0	2.0
ULTRAHIB™	10.5	10.5
ULTRAFREE™	10.5	10.5
EMI-919	10.5	--
Ester A	--	10.5
Barita	303.4	303.4

La reología del fluido se midió a temperatura ambiente después de la maduración a 275°F durante 16 horas como se muestra abajo en la Tabla 2. Las propiedades reológicas de las diversas formulaciones de lodo a 120°F se determinaron utilizando un viscómetro Fann Modelo 35, disponible de Fann Instrument Company. También se midió la pérdida de fluido y lubricidad.

Tabla 2. Reología después de la termomaduración a 275°F durante 16 horas

Muestra #	1	2
600/300	100/62	107/66
200/100	48/33	52/35
6/3	8/6	10/8
10"/10'	6/8	7/8
PV/YP	38/24	41/25
pH	7.9	8.0
Pérdida de Fluido	18.0 cc	10.8 cc
Lubricidad 5'/10'	6.2/6.0	7.7/7.5

Las formulaciones de los fluidos a base de agua para las Muestras 3-5 se muestran abajo en la Tabla 3.

94

Tabla 3. Formulaciones de Fluido de Perforación

# de Muestra	3	4	5
Agua	248.0	248.0	248.0
Sal de mar	10.6	10.6	10.6
UNITROL™	2.0	2.0	2.0
BIOVIS®	1.0	1.0	1.0
ULTRACAP™	2.0	2.0	2.0
ULTRAHIB™	10.5	10.5	10.5
ULTRAFREE™	10.5	10.5	10.5
EMI-919	--	10.5	--
Ester A	--	--	10.5
Barita	303.4	303.4	303.4

La reología del fluido se midió después de la maduración a 275°F como se muestra abajo en la Tabla 4. Las propiedades reológicas de las diversas formulaciones de lodo a 120°F se determinaron utilizando un viscómetro Fann Modelo 35, disponible de Fann Instrument Company. También se midió la pérdida de fluido y lubricidad.

45

Tabla 4. Reología después de la termomaduración a 275°F
durante 16 horas

	# de Muestra	3	4	5
5	600/300	96/63	100/78	115/74
	200/100	47/31	54/37	57/37
	6/3	7/5	8/5	10/7
	10"/10'	8/11	8/10	7/8
	PV/YP	33/30	22/56	41/33
10	pH	8/3	7.8	8.3
	Pérdida de Fluido	32 cc	22 cc	19 cc

Se formaron mezclas de gel de 22.5 ppb de los lubricantes, EMI-919 (Muestra 6) y éster A (Muestra 7) en un fluido base (Muestra 8), y se midió su reología de fluido antes y después de la maduración a 150°F durante 16 horas como se muestra en la Tabla 5. Las propiedades reológicas de las diversas mezclas a 120°F se determinaron utilizando un viscosímetro Fann Modelo 35, disponible de Fann Instrument Company. Se midió también la pérdida de fluido y lubricidad.

Tabla 5. Reología antes y después de la termomaduración

Muestra #	6-Antes	7-Antes	8-Antes	6-Después	7-Después	8-Después
600/300	69/46	59/38	52/34	83/60	64/42	60/39
200/100	36/25	30/20	26/18	48/34	33/22	30/20
6/3	9/8	7/6	7/6	13/12	8/7	7/6
10"/10"	9/27	7/23	7/22	12/31	6/23	7/23
PV/YP	23/23	23/21	18/16	23/37	22/20	21/18
pH	7.85	7.81	8.36	8.23	7.57	8.4
Pérdida de Fluido (cc)	12.2	11.8	12.6	12.8	12.2	12.8
Lubricidad 1% 5"/10"	14.8/10.8	9.0/7.4	32.2/30.1	--	--	--
Lubricidad 3% 5"/10"	8.2/4.8	6.9/5.3	32.2/30.1	9.6/7.4	8.1/7.2	35.8/31.5

Los lubricantes de aceite de ricino modificado (Muestras 2, 5, 7) se desempeñaron en general aproximadamente igual o mejor en comparación con el lubricante EMI-919 conocido (Muestras 1, 4, 6) y mostraron lubricidad mejorada en comparación con una muestra de control (Muestra 8). Las propiedades del lodo que se mejoraron incluyen la reología del fluido, la lubricidad y la pérdida de fluido.

Con referencia a la Tabla 6 siguiente, se muestran las formulaciones de los fluidos a base de agua para las Muestras 9-16. Los fluidos incluyeron varios ésteres de aceite de ricino de las modalidades descritas en la presente, formados a partir de proporciones variadas de alcohol a aceite de ricino: éster B (pentaeritritol:aceite de ricino -

3:4); C (pentaeritritol:aceite de ricino - 3:12); D (pentaeritritol:aceite de ricino - 3:8); E (sorbitol:aceite de ricino - 6:6); y F (sorbitol:aceite de ricino - 3:12). Los ésteres se compararon con EMI-919 como se describió
5 anteriormente, aceite de ricino crudo no modificado y aceite de ricino refinado no modificado.

Tabla 6. Formulaciones de Fluido de Perforación

Muestra #	9	10	11	12	13	14	15	16
10 Agua	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0	248.0
Sal de mar	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
UNITROL™	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
BIOVIS®	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
ULTRACAP™	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
15 ULTRAHIB™	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
ULTRAFREE™	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
EMI-919	10.5	--	--	--	--	--	--	--
Ester B	--	10.5	--	--	--	--	--	--
Ester C	--	--	10.5	--	--	--	--	--
20 Ester D	--	--	--	10.5	--	--	--	--
Ester E	--	--	--	--	10.5	--	--	--
Ester F	--	--	--	--	--	10.5	--	--
Aceite de ricino (crudo)	--	--	--	--	--	--	10.5	--
Aceite de ricino (refinado)	--	--	--	--	--	--	--	10.5
25 Barita	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4	303.4

La reología del fluido se midió a 120°F después de la maduración a 275°F durante 16 horas como se muestra abajo en la Tabla 6. Las propiedades reológicas de las diversas formulaciones de lodo a 120°F se determinaron utilizando un viscosímetro Fann Modelo 35, disponible de Fann Instrument Company. También se midió la pérdida de fluido y lubricidad. Tabla 6. Reología a 120°F después de la termomaduración a 275°F, 16 horas

Muestra #	9	10	11	12	13	14	15	16
600/300	100/62	114/76	98/62	101/63	107/66	102/62	95/60	98/62
200/100	48/33	64/42	49/33	49/31	52/35	47/32	47/32	49/34
6/3	8/6	8/5	8/6	6/4	10/8	7/5	8/5	8/5
10"/10'	6/8	5/5	6/6	4/3	7/8	5/6	5/4	5/4
PV/YP	38/24	38/38	36/26	38/25	41/25	40/22	35/25	36/26
pH	7.9	7.9	8.0	7.9	8.0	8.0	7.5	7.7
HTHP@275°F (cc)	18	9	12.8	25	10.8	19.6	43	15
Lubricidad 1% 5'/10'	6.2/6.0	9.7/10	8.5/5.7	12.8/12.2	7.7/7.5	10.0/10.0	9.7/10.4	8.6/8.6

De nuevo, los derivados de éster modificado de aceite de ricino (Muestras 10-13) mostrados, exhibieron propiedades mejoradas, tales como reología, pérdida de fluido, y lubricidad, en comparación con EMI-919 (Muestra 9) y el aceite de ricino no modificado (Muestras 15-16). Además, estas formulaciones también fueron estables hasta

275°F.

Las ventajas de las modalidades descritas en la presente pueden incluir propiedades reológicas mejoradas de los fluidos que incorporan los derivados de aceite de ricino descritos en la presente. Adicionalmente, la incorporación de ésteres de ácidos grasos componentes de aceite de ricino puede proporcionar propiedades benéficas emolientes y lubricantes. Los grupos funcionales de alcohol polar en los ácidos grasos, tales como el ácido ricinoleico, pueden impartir características benéficas de solubilidad en agua a los derivados de éster de los ácidos grasos de aceite de ricino. Tales incrementos en la lubricidad pueden ayudar a disminuir el desgaste del equipo de perforación. Los ésteres de aceite de ricino también pueden exhibir bajo espumado en agua y estabilidades a alta temperatura, lo cual puede proporcionar una mejora en operaciones de perforación de alcance extendido. Debido a que el aceite de ricino es generalmente un recurso no tóxico, biodegradable y renovable, sus derivados pueden proporcionar lubricantes de perforación ambientalmente compatibles. Cuando se utilizan en fluidos a base de agua, los lubricantes descritos en la presente pueden reducir significativamente el espumado, lo cual a su vez, puede facilitar el ajuste de la viscosidad y la densidad.

Aunque la invención se ha descrito con respecto a un número limitado de modalidades, los expertos en la

técnica, que se beneficien de esta descripción, apreciarán que pueden contemplarse otras modalidades que no se alejen del alcance de la invención como se describe en la presente. Por consiguiente, el alcance de la invención debe limitarse
5 únicamente por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un fluido de perforación a base de agua que comprende:

un fluido acuoso;

5 al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante; y

un lubricante que comprende al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino.

10 2. El fluido de perforación de la reivindicación 1, en donde el al menos un ácido graso comprende al menos uno de ácido ricinoleico, ácido linoleico, ácido oleico, ácido esteárico, ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linolénico y ácido eicosanoico.

15 3. El fluido de perforación de la reivindicación 1, en donde el al menos un ácido graso comprende ácido ricinoleico.

4. El fluido de perforación de la reivindicación 1, en donde el derivado de éster del al menos un ácido graso
20 se forma de al menos uno de un mono, di, tri y poliol.

5. El fluido de perforación de la reivindicación 4, en donde el derivado de éster de al menos un ácido graso comprende un éster a base de poliol, en donde el poliol comprende al menos uno de sorbitán, pentaeritritol,
25 poliglicerina y poliglicol.

6. El fluido de perforación de la reivindicación 5, en donde el derivado de éster del al menos un ácido graso comprende al menos uno de un sorbitán y un éster a base de pentaeritritol.

5 7. El fluido de perforación de la reivindicación 1, en donde el derivado de éster se forma del al menos un ácido graso y al menos un alcohol en una proporción de al menos 1:1.

8. El fluido de perforación de la reivindicación 10 6, en donde el éster se forma del al menos un ácido graso y al menos uno de sorbitán y pentaeritritol en una proporción de al menos 2:1.

9. El fluido de perforación de la reivindicación 1, que comprende además:

15 al menos uno de un viscosificante, reductor de filtración, inhibidor de pizarra, agente de control de pérdida de fluido y diluyente.

10. Un método para tratar un sondeo, que comprende:

20 mezclar un fluido acuoso, al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante que comprende al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino para formar un fluido de sondeo a base de agua, y

25 utilizar dicho fluido de sondeo a base de agua

durante una operación de perforación.

11. El método de la reivindicación 10, en donde el al menos un ácido graso comprende al menos uno de ácido ricinoleico, ácido linoleico, ácido oleico, ácido esteárico, 5 ácido palmítico, ácido dihidroxiesteárico, ácido linolénico y ácido eicosanoico.

12. El método de la reivindicación 11, en donde el al menos un ácido graso comprende ácido ricinoleico.

13. El método de la reivindicación 10, en donde el 10 derivado de éster del al menos un ácido graso se forma a partir de al menos uno de un mono, di, tri y poliol.

14. El método de la reivindicación 13, en donde el derivado de éster de al menos un ácido graso comprende un éster a base de poliol, en donde el poliol comprende al menos 15 uno de sorbitán, pentaeritritol, poliglicerina y poliglicol.

15. El método de la reivindicación 14, en donde el derivado de éster del al menos un ácido graso comprende al menos uno de un sorbitán y un éster a base de pentaeritritol.

16. El método de la reivindicación 10, en donde el 20 derivado de éster se forma a partir del al menos un ácido graso y al menos un alcohol en una proporción de al menos 1:1.

17. El método de la reivindicación 15, en donde el éster se forma del al menos un ácido graso y al menos uno de 25 sorbitán y pentaeritritol en una proporción de al menos 2:1.

18. El método de la reivindicación 10, en donde el fluido de sondeo comprende además:

al menos uno de un viscosificante, reductor de filtración, inhibidor de pizarra, agente de control de
5 pérdida de fluido y diluyente.

19. Un fluido de sondeo que comprende:

un fluido acuoso;

al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante; y

10 un lubricante que comprende al menos un derivado de éster de ácido ricinoleico y al menos uno de sorbitán y pentaeritritol.

20. El fluido de perforación de la reivindicación 19, que comprende además:

15 al menos uno de un viscosificante, reductor de filtración, inhibidor de pizarra, agente de control de pérdida de fluido y diluyente.

RESUMEN

Se describe un fluido de perforación a base de agua que incluye un fluido acuoso, al menos uno de un agente lastrante y un agente gelificante y un lubricante que incluye
5 al menos un derivado de éster de al menos un ácido graso derivado de aceite de ricino.

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER*C09K 8/02(2006.01)i*

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 8 C09K

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

Korean Utility Models and applications for Utility Models since 1975

Japanese Utility Models and applications for Utility Models since 1975

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

eKIPASS(KIPO internal), USPAT, PAJ

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 20040235674 A1 (YOUNGSON et al.) 25 November 2004 See claims, abstract	1-20
A	US 4181617 A (ELROD et al.) 01 January 1980 See claims, abstract	1-20
A	WO 9604349 A1 (BAROID TECHNOLOGY, INC.) 15 February 1996 See the whole document	1-20
A	EP 770661 A1 (B W MUD LIMITED) 02 May 1997 Cited in the application, see the whole document	1-20

☐ 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 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

26 OCTOBER 2007 (26.10.2007)

Date of mailing of the international search report

26 OCTOBER 2007 (26.10.2007)

Name and mailing address of the ISA/KR

Korean Intellectual Property Office
920 Dunsan-dong, Seo-gu, Daejeon 302-701,
Republic of Korea

Facsimile No. 82-42-472-7140

Authorized officer

SQHN, Chang Ho

Telephone No. 82-42-481-8398



57

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No.

PCT/US2007/072948

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US2004235674A1	25.11.2004	BR200409257A CA2521259AA EP1618168A2 NO20054613A NO20054613A0 US07087554 US2004204323AA US7087554BB WO2004090067A2 WO2004090067A3	28.03.2006 21.10.2004 25.01.2006 09.11.2005 07.10.2005 08.08.2006 14.10.2004 08.08.2006 21.10.2004 24.02.2005
US4181617A	01.01.1980	None	
W09604349A1	15.02.1996	AU3271495A1 US5925598A	04.03.1996 20.07.1999
EP0770661A1	02.05.1997	GB9522076A0	03.01.1996

REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

No. de Solicitud Internacional
PCT/US2007/072948

A. CLASIFICACION DEL ASUNTO RELACIONADO
C9K 8/02(2006.01)i

De acuerdo con la Clasificación Internacional de Patentes (IPC) o tanto la clasificación nacional como la IPC.

B. CAMPOS BUSCADOS

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido por los símbolos de clasificación)

IPC 8 C09K

Documentación buscada diferente de la documentación mínima, al alcance que estos documentos se incluyen en los campos buscados.

Modelos de Utilidad Coreanos y Solicitudes de Modelos de Utilidad desde 1975

Modelos de Utilidad Japoneses y Solicitudes de Modelos de Utilidad desde 1975

Bases de datos electrónicas, consultadas durante la búsqueda internacional (nombre de la base de datos, donde se puede practicar, términos buscados usados)

Ekipass((KIPO interna), USPAT, PAJ

C. DOCUMENTOS QUE SE CONSIDERAN PERTINENTES

Categoría*	Cita del documento, con indicación, donde es apropiado, de los párrafos pertinentes	Pertinente para la reivindicación No
A	US 20040235674 A1 (YOUNGSON et al) 25 noviembre 2004	1-20
A	US 4181617 A (ELROD et al) 1 enero 1980 Ver las reivindicaciones y el extracto	1-20
A	WO 9604349 A1 (BAROID TECHNOLOGY, UINC.) 15 febrero 1996 Ver el documento completo	1-20
A	EP 770661 a1 (B W MUD LIMITED) 2 mayo 1997 Citada en la solicitud, ver el documento completo	1-20

☐ Documentos adicionales se listan en la continuación del cuadro C.	☒ Los miembros de la familia de patentes se listan en el anexo
--	--

* Categoría especial de los documentos citados:

"A"	Documento que define el estado general de la técnica, que no se considera que es de pertinencia particular	"T"	Documento posterior publicado después de la fecha de presentación internacional o la fecha de prioridad, y que no provoca conflicto con la solicitud, pero se cita para entender el principio o teoría que trata la invención
"E"	Documento anterior, pero publicado en o después de la fecha de presentación internacional	"X"	Documento de pertinencia particular; la invención reivindicada no se puede considerar nueva o no se puede considerar que comprende un paso inventivo cuando el documento se toma solo
"L"	Documento que puede crear dudas de la reivindicación(es) de prioridad o que se cita para establecer la fecha de publicación de otra situación u otra razón especial (como se especifique)	"Y"	Documento de pertinencia particular; la invención reivindicada no se puede considerar que comprende un paso inventivo cuando el documento se combina con uno o más de estos documentos, estas combinaciones son obvias para una persona experta en la técnica
"O"	Documento que se refiere a una descripción oral, uso, exhibición u otro medio	"&"	Documento miembro de la misma familia de patentes
"P"	Documento publicado antes de la fecha de presentación internacional, pero después de la fecha de prioridad reivindicada		

Fecha de la terminación actual de la búsqueda internacional 26 de octubre de 2007 (26.10.2007)	Fecha de envío del reporte de búsqueda internacional 26/10/2007
Nombre y dirección de envío ISA/KR Oficina de Propiedad Intelectual de Corea 920 Dunsan-dong, Seo-gu, Daejeon 302-701, República de Corea Facsimil No. 82-42-472-7140	Funcionario autorizado Sohn, Chang Ho

Forma PCT/ISA/210 (segunda hoja) (Abril 2007)

59

REPORTE DE BUSQUEDA INTERNACIONAL

Información sobre los miembros de la familia

No. de Solicitud Internacional**PCT/US2007/072948**

Documento de patente citado en el reporte de búsqueda	Fecha de publicación	Miembros(s) de la Familia de Patentes	Pertinente para la reivindicación No
US2004235674A1	25.11.2004	BR200409257A CA2521259AA EP1618168 A2 NO20054613A NO20054613A0 US07087554 US2004204323AA US7087554BB WO2004090067A2 WO2004090067A3	28.03.2006 21.10.2004 25.01.2006 09.11.2005 07.10.2005 08.08.2006 14.10.2004 08.08.2006 21.10.2004 24.02.2005
US4181617A	01.01.1980	Ninguno	
WO9604349A1	15.02.1996	AU3271495A1 US5925598A	04.03.1996 20.07.1999
EP0770661A1	02.05.1997	GB952076A0	03.01.1996

Forma PCT/ISA210 (Anexo de la familia de patente (abril de 2007))

60

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 10,301
FECHA : FEBRERO 9 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-012221- -00000-0000

Fecha: 2009-02-09 16:22:05 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 62

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
GOMEZ PINZON ASEMARCA	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	105053572	09/02/2009	540,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	540,000.00
	TOTAL :	\$ 540,000.00

EN: QUINIENTOS CUARENTA MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

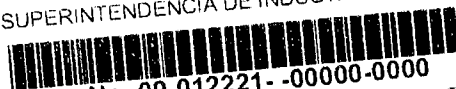
09/12/21

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 09 - 10,296
FECHA : FEBRERO 9 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-012221- -00000-0000

Fecha: 2009-02-09 16:22:05 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 62

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
GOMEZ PINZON ASEMARCAS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	105053583	09/02/2009	1,100,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	
		99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	125,000.00
TOTAL :			\$ 125,000.00

SUN: CIENTO VEINTICINCO 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.



No. 09-012221- -00000-0000

Fecha: 2009-02-09 16:22:05 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 62



Superintendencia de Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE PCT

PATENTE DE INVENCION

☒

MODELO DE UTILIDAD ☐

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente ☒
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☒
- ◆ Descripción de la invención ☒
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes ☒
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☒

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

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

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

Sandra Rodriguez
Firma Responsable

Fecha Febr 9. 09

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
JARAMILLO CAMPUZANO MAURICIO

REFERENCIA	Radicación No.	9 12221
	Solicitud internacional	PCTUS2007/072948
	Fecha inicio fase nacional	07/02/2009
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	3782

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.

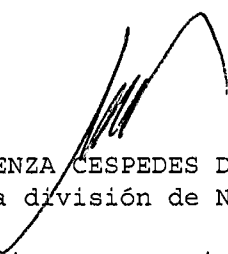
En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud 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 Unica No.10 de 2001.

Continúa en la página siguiente...

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación No.: 9 12221



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

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de
fecha 27 MAR. 2009
jfernand