

225

Clarke, Modet & Co

COLO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 05-009450- -00009-0000

Fecha 2009-03-27 15 04 18 Dep 2020 NUECREACIONE
Tra 11 PATENTEIYII Eve 379 FASENACIONALI
Act 444 RESPUESTAREQUE Folios 6

P-613

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
E. S. D.

Re: Expediente No. **05.009.450**
Solicitud de patente a nombre de **M-I L.L.C.**

Yo, DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN, identificada como aparece al pie de mi firma, domiciliada en la carrera 11 No. 86-53, piso 6, obrando como apoderada de la sociedad **M-I L.L.C.** domiciliada en Houston, Texas, Estados Unidos de América, solicitante de la patente de la referencia, en respuesta al oficio No. 14987 notificado por fijación en lista el 21 de noviembre de 2008, relacionado con el concepto técnico de fondo No. 3050, cuyo término fue prorrogado mediante escrito radicado el 11 de febrero de 2009, me permito manifestar:

1. Con fundamento en la facultad que confiere el artículo 34 de la Decisión 486 al solicitante para modificar la solicitud de patente en cualquier momento del trámite, presento junto con este memorial un nuevo capítulo reivindicatorio en el cual se eliminan las reivindicaciones 1 a 8, 12 y 13..

En cuanto a estas modificaciones, me permito decir que las mismas no amplían de ninguna manera la materia objeto de la presente solicitud y se realizaron con el ánimo de superar las objeciones a la claridad y nivel inventivo planteadas por el examinador en su concepto técnico.

De acuerdo con la respuesta del señor Superintendente Delegado, Dr. Giancarlo Marcenaro Jimanéz, al derecho de petición radicado por la Dra. Ana María castro Wey bajo el número 09-012566 del 4 de marzo de 2009, no anexamos recibo de pago por esta modificación dado que el número de reivindicaciones del nuevo capítulo reivindicatorio es inferior a 15.

2. Claridad de la Solicitud

El examinador objeta la claridad de la reivindicación 6, nueva reivindicación 3, argumentando que la misma busca proteger un resultado a alcanzar. Al respecto, el solicitante quisiera aclarar que lo que se esta reivindicando es una propiedad de la materia prima, no un resultado a alcanzar con dicho compuesto, por lo que le divulgado en dicha reivindicación 6 es perfectamente aceptable.

P-613

Clarke, Modet & Cº

COLOMBIA

2

3. Novedad

El examinador objeta la novedad de la solicitud a la luz del documento US 6.247.543 (en adelante D1) argumentando que el fluido de perforación que comprende un agente inhibidor de hidratación de esquisto ya era conocido en el estado de la técnica. Al respecto el solicitante quisiera comentar lo siguiente:

En cuanto al estudio de la novedad, cabe recordar que el la novedad solo se ve afectada si todas y cada una de las características de la invención se encuentran contenidas en el estado de la técnica. No basta con que algunas de las características se compartan entre las dos solicitudes, sino que debe ser posible identificar absolutamente todos los elementos reivindicados para poder afirmar que una invención carece de novedad.

En este sentido, me permito manifestar que el artículo 16 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece que la invención se considera como nueva cuando no está comprendida en el estado de la técnica.

Si de acuerdo con el espíritu de la norma legal indicada anteriormente, la invención no se considera como nueva si está “comprendida” en el estado de la técnica, dicha norma se está refiriendo, naturalmente, a la **totalidad del invento y no a alguno o a algunos de los componentes**. Para que la invención pierda su calidad de novedosa, es claro que **TODA ELLA**, ha de estar contenida en el “conjunto de conocimientos existentes que son aplicables al proceso industrial” como define el estado de la técnica el Tribunal de justicia del Acuerdo de Cartagena (Proceso No. 6-IP-89, sentencia de 31 de octubre de 1989, publicada en Jurisprudencia del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena, Tomo 11, BID-INTAL, Buenos Aires, 1994, página 60).

Esto se conoce como **NOVEDAD ABSOLUTA**, de conformidad con lo cual para desvirtuar el requisito de novedad de una invención será necesario que lo reivindicado por la invención bajo estudio corresponda de **forma total** con lo revelado en un documento o anterioridad señalada, conclusión a la que se llega después de un análisis íntegro mediante una comparación entre el capítulo reivindicatorio de la invención en estudio y la divulgación D1.

Es necesario resaltar que el examinador esta considerando los aspectos generales de la invención, sin tener en cuenta que son las particularidades las que conceden la novedad.

Ahora bien, si un determinado elemento, condición o circunstancia de la nueva creación ya hace parte del estado de la técnica, no quiere ello decir, desde luego, que la invención deba ser rechazada por carecer del requisito de novedad. No sin

razón ha dicho el mencionado Tribunal: “*hay que advertir que toda creación es en cierta forma, producto del estado de la técnica existente, en el sentido de que el inventor ha de tener en cuenta un conjunto de conocimientos técnicos que le permitan crear nuevos procedimientos aplicables a la industria*” (Ibidem, páginas 53 y 54) (el subrayado es mío).

Por lo tanto, como mínimo la novedad debe contemplar los siguientes aspectos:

-Que la invención en estudio esté contenida de forma **TOTAL y ABSOLUTA** en el documento que se menciona como anterioridad o de forma independiente en los documentos que se mencionan, si son varios; y

-Que la invención en estudio puede partir de conocimientos conocidos, caso en el cual habrá que hacer la comparación no de lo conocido sino de lo inédito y novedoso, teniendo que analizarse el valor agregado que aporta la invención con sus nuevas características al campo técnico al cual pertenece la invención en estudio.

Aplicando lo anterior al caso concreto, para que las razones que aduce ese despacho para desvirtuar la novedad fuesen ciertas, sería forzoso que se demostrara que la invención de mi mandante esté comprendida en el estado de la técnica de forma **TOTAL**, lo cual no sucede como se demuestra a continuación.

En primer lugar, el Manual Andino de Patentes en su página 60 establece lo siguiente:

“Si un elemento equivale a otro, la objeción no podría ser por falta de novedad sino por falta de mérito inventivo. Así un hilo de cobre y uno de plata son equivalentes por tener la misma función pero no son lo mismo.”

Por lo que se deduce que, si bien las jefaminas ya eran conocidas según la información de D1, estas son muy diferentes de las jefaminas que se definen en la reivindicación 1 del capítulo reivindicatorio adjunto. Por lo tanto, los compuestos como tal son equivalentes pero no son idénticos, razón suficiente para declarar la existencia de novedad entre la anterioridad y la solicitud.

En segundo lugar, el técnico con habilidad ordinaria en la materia notará que la fórmula general de los compuestos de D1 es $H_2N-CH(CH_3)CH_2\{-OCH_2CH(CH_3)-\}_x-NH_2$ y que dicha fórmula general no corresponde a ninguno de los compuestos que se encuentran en la reivindicación 1 del nuevo capítulo reivindicatorio anexo.

Tercero, el examinador afirma que la anterioridad D1 ya enseñaba sales de ácidos

Clarke, Modet & C^o

COLOMBIA

4

próticos de jefaminasn, como las reivindicadas en la presente solicitud. Dicha afirmación es falsa ya que, como se establece arriba, las jefaminas de D1 no son las mismas de la presente solicitud y, si bien se divulgan sales de ácido cítrico, no se mencionan las sales de los demás ácidos incluidos en la presente solicitud. Volviendo a la cita del Manual Andino de Patentes, el hecho que sean equivalentes no afecta de ninguna manera la novedad de los compuestos de la presente solicitud.

Por último, lo que se reivindica en la presente solicitud es una composición que comprende todos y cada uno de sus componentes en conjunto, no de manera independiente. Por lo tanto no es aceptable argumentar que la composición carece de novedad basándose cada uno de sus componentes de manera individual. Es así como afirmar que carece de novedad porque emplea la misma fase acuosa que D1 equivale a un estudio errado de la novedad, por lo que las objeciones presentadas de manera independiente a cada una de las reivindicaciones no es aceptable, dado que la invención debe considerarse como una suma de partes y no como las partes de manera individual.

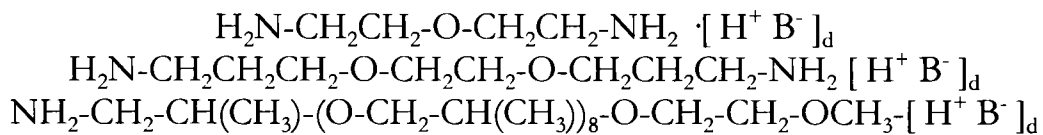
De lo anterior queda claro que el examinador ha cometido un error al evaluar la novedad de la solicitud, ignorando de plano las diferencias que resultan evidentes para cualquier técnico con habilidad ordinaria en la materia, aún sin las modificaciones al capítulo reivindicatorio que se llevan a cabo con el fin de atender las objeciones presentadas por el examinador en su último oficio.

En resumen, me permito decir que gracias a los argumentos anteriormente mencionados, la presente solicitud cumple cabalmente con los requisitos de claridad y novedad respecto la composición expuesta en el capítulo reivindicatorio. Por lo tanto, solicito comedidamente a ese despacho se sirva reconocer estos requisitos y conceder el privilegio de patente de invención a la solicitud en estudio.

En consecuencia, solicitamos a ese despacho pronunciarse en relación con todos los argumentos presentados en este memorial dando estricta aplicación al principio del debido proceso consagrado en el artículo 29 de la Constitución Nacional. De igual forma, si el examinador considera que subsisten razones para objetar la presente invención ruego expedir otro examen de fondo con los debidos motivos y razones que sustenten su objeción con el fin de que mi mandante tenga la posibilidad de exponer sus argumentos con base en la interpretación de los artículos 45 de la Decisión 486 -el cual otorga la facultad al examinador para emitir los exámenes de fondo-, 35 y 59 del Código Contencioso Administrativo que señala que: *"habiéndose dado oportunidad a los interesados para expresar sus opiniones, y con base en las pruebas e informes disponibles, se tomará la decisión que será motivada al menos en forma sumaria si afecta a particulares"* y *"(..) deberá proferirse*

REIVINDICACIONES

1. Un fluido de perforación base-agua para el uso en perforación de pozos a través de una formación que contiene una arcilla esquistosa la cual se hincha en presencia de agua, el fluido de perforación contiene una fase continua de base acuosa;
un material de peso, y
un agente inhibidor de hidratación de esquisto seleccionado del grupo:



en donde B^- es la base conjugada de un ácido prótico y d es un valor igual a o menor que 2,

y mezclas de estos,

en donde el agente inhibidor de hidratación está presente en el fluido de perforación en concentraciones desde 3.86 hasta 69.48 gramos por litro (gpl) (1 hasta 18 libras por barril (lbs/bbl o lpb por sus siglas en inglés)) y con mayor preferencia en una concentración entre 7.72 hasta 46.32 gramos por litro (2 hasta 12 libras por barril) para reducir el hinchamiento de la arcilla.

2. El fluido de perforación de la reivindicación 1 en donde B^- es la base conjugada de un ácido seleccionado del grupo que incluye: ácido clorhídrico, bromhídrico, sulfúrico, fosfórico, nítrico, bórico, perclórico, fórmico, acético, acético halogenado, propiónico, butírico, maleico, fumárico, glicólico, láctico y combinaciones de estos.
3. El fluido de perforación de la reivindicación 1 en donde el agente inhibidor de hidratación de esquisto está además caracterizado por baja toxicidad, definida por un LC50 mayor a 30000ppm, y compatibilidad con componentes aniónicos del fluido de perforación.
4. El fluido de perforación de la reivindicación 1 en donde la fase continua de base acuosa es seleccionada de: agua dulce, agua de mar, salmuera, mezclas de agua y compuestos orgánicos solubles en agua y mezclas de estos.

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
16 May 2002 (16.05.2002)

PCT

(19) International Publication Number
WO 02/38697 A2

- (51) International Patent Classification¹ C09K 7/02 (41) Designated States (national): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, ES, FI, GB, GR, HU, IL, IN, JP, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, RU, SD, SE, SG, SI, SK, SL, SM, SN, SV, TH, TJ, TT, UA, UG, UZ, VN, YU, ZA, ZW.
- (21) International Application Number: PCT/US01/47311
- (22) International Filing Date: 13 November 2001 (13.11.2001)
- (23) Filing Language: English
- (24) Publication Language: English
- (36) Priority Date: 10 November 2000 (10.11.2000) US 09/093562
- (71) Applicant: M4 L.L.C. (US/US); 1207 Landmark Street, Houston, TX 77002 (US).
- (72) Inventor: PATTEL, Arvind, B., 11038 Watson Mill Court, Sugar Land, TX 77478 (US); STAMAKIZAKIS, Konstantinos, 13911 Dairy Court, Houston, TX 77077 (US); DAVIS, Eric, 7522 San Lucas Dr., Houston, TX 77063 (US).
- (74) Agent: WHITE, Carter, L., Honey Stinson Arnold and White, LLP, 750 Spring Drive, Houston, TX 77057-2196 (US).
- (84) Designated States (regional): ARIPO patent (CH, GM, GR, IT, JP, MW, NZ, SD, SI, SZ, TG, TH, TN), European patent (AM, AZ, BY, BG, CZ, DE, DK, EE, FI, FR, GB, GR, HU, IL, IN, JP, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, RU, SD, SE, SG, SI, SK, SL, SM, SN, SV, TH, TJ, TT, UA, UG, UZ, VN, YU, ZA, ZW).
- Published: without international search report and to be republished upon receipt of that report
- For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guide to the Preparation of International Applications" and to the "Table of Symbols and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

WO 02/38697 A2

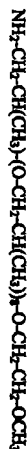
(59) Title: SHALE HYDRATION INHIBITION AGENT AND METHOD OF USE

(57) Abstract: A water-based drilling fluid for use in drilling wells through a formation containing a shale which swells in the presence of water. The drilling fluid preferably includes an aqueous based continuous phase, a weight material, and a shale hydration inhibition agent having the formula: $\text{H}_2\text{N}-\text{R}-\text{O}(\text{CH}_2)_n-\text{Y}$, in which R and Y are alkylene groups having 1 to 6 carbon atoms and n is a value from about 1 to about 25. The Y group should be an amine or alkyne group, preferably a primary amine or a tertiary amine. The shale hydration inhibition agent should be present in sufficient concentration to reduce the swelling of the shale. Also included in the present invention is a method of reducing the swelling of shale clay encountered during the drilling of a wellbore, well, the method comprising circulating in the well a water-based fluid formulated in accordance with the present invention.

WO 02/38697

PCT/US01/47311

- 5 -



and mixtures of these. As with the previously described drilling fluid, the hydration inhibition agent should be present in the drilling fluid in sufficient concentrations to reduce the swelling of the clay.

Further the shale hydration inhibition agents should preferably be characterized by a relatively low toxicity as measured by the Mysid shrimp test and compatibility with anionic drilling fluid components that may be present in the drilling fluid. The United States Environmental Protection Agency has specified a Mysid shrimp bioassay as the means for assessing marine aquatic toxicity of drilling fluids. A detailed account of the procedure for measuring toxicity of drilling fluids is described in Duke, T. W., Parrish, P. R., "Acute Toxicity of Eight Laboratory Prepared Generic Drilling Fluids to Mysids (*Mysidopsis*)" 1984 EPA-600 / 3-84-067, the subject matter of which is incorporated herein by reference.

For purposes of understanding the term "low toxicity" within the context of this application, the term refers to a drilling fluid with an LC50 of greater than 30,000 ppm by the Mysid shrimp test. Although 30,000 has been the number used for purposes of evaluation it should not be considered a limitation on the scope of this invention. Rather, the tests provide a context for use of the term "low toxicity" as used in the present invention which will be readily understood by those with ordinary skill in the art. Other LC50 values may be viable in various environmental settings. An LC50 value of greater than 30,000 has been equated to an "environmentally compatible" product.

The drilling fluids of the present invention preferably have an aqueous based continuous phase selected from: fresh water, sea water, brine, mixtures of water and water soluble organic compounds and mixtures thereof. In addition such a drilling fluid may further contain a fluid loss control agent selected from the group of organic synthetic polymers, biopolymers and sized particle diatomaceous earth, and mixtures thereof. It is in the scope of the present invention that the drilling fluid may further contain an encapsulating agent such as one preferably selected from

shale inhibition agents of the present invention is that the selected compounds or mixture of compounds should provide effective inhibition of shale hydration when the shale is exposed to the drilling fluid.

The value of x has been found to be a factor in the ability of the shale hydration inhibitors to carry out their desired role. The value of x may be a whole number or fractional number that reflects the average molecular weight of the compound. In one embodiment of the present invention x may have a value from about 1 to about 25 and preferably have a value between about 1 and about 10.

In one preferred illustrative embodiment of the present invention the shale hydration inhibition agent may be selected from:

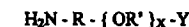


and mixtures of these, and similar compounds.

The shale hydration inhibition agent should be present in sufficient concentration to reduce either or both the surface hydration based swelling and/or the osmotic based swelling of the shale. The exact amount of the shale hydration inhibition agent present in a particular drilling fluid formulation can be determined by a trial and error method of testing the combination of drilling fluid and shale formation encountered. Generally however, the shale hydration inhibition agent of the present invention may be used in drilling fluids in a concentration from about 1 to about 18 pounds per barrel (lbs/bbl or ppb) and more preferably in a concentration from about 2 to about 12 pounds per barrel of drilling fluid.

In addition to the inhibition of shale hydration by the shale hydration inhibition agent, other properties are beneficially achieved. In particular it has been found that the shale hydration inhibition agents of the present invention may also be further characterized by their compatibility with other drilling fluid components, tolerant to contaminants, temperature stability and low toxicity. These factors contribute to the concept that the shale hydration inhibition

formulated in accordance with the present disclosure. Preferably such a fluid would include: an aqueous based continuous phase, a weight material and a shale hydration inhibition agent having the formula:



As noted above, R and R' are alkylene groups having 1 to 6 carbon atoms and x should have a value from about 1 to about 25. Preferably x has a value between about 1 and about 10. The Y group should be an amine or alkoxy group, preferably a primary amine or a methoxy group. Further the drilling fluid should include the shale hydration inhibition agent present in sufficient concentration to reduce the swelling of the clay encountered in the well drilling process.

Another embodiment of the present inventive method includes a method of reducing the swelling of shale in a well comprising circulation in the well, a water-base fluid formulated in accordance with the teachings of this disclosure.

The following examples are included to demonstrate preferred embodiments of the invention. It should be appreciated by those of skill in the art that the techniques disclosed in the examples which follow represent techniques discovered by the inventors to function well in the practice of the invention, and thus can be considered to constitute preferred modes for its practice. However, those of skill in the art should, in light of the present disclosure, appreciate that many changes can be made in the specific embodiments which are disclosed and still obtain a like or similar result without departing from the scope of the invention.

Unless otherwise stated, all starting materials are commercially available and standard laboratory techniques and equipment are utilized. The tests were conducted in accordance with the procedures in API Bulletin RP 13B-2, 1990. The following abbreviations are sometimes used in describing the results discussed in the examples:

"PV" is plastic viscosity (CPS) which is one variable used in the calculation of viscosity characteristics of a drilling fluid.

"YP" is yield point (lbs/100 ft²) which is another variable used in the calculation of viscosity characteristics of drilling fluids.

923
233

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

2020

Abogada
DILIA MARIA RODRIGEZ D'ALEMAN
Apoderada

ASUNTO	Radicación	05-9450
	Trámite	011
	Evento	379
	Actuación	519
	Oficio	008
	Folios	008

Patente de Invención	☒	Patente de Modelo de Utilidad	☐
Vía Nacional	☐		
Vía PCT (fase nacional)	☒	Cap. I	☐
		Cap. II	☒

No. Sol. Internacional	<u>PCT/US2003/021717</u>
Fecha de Presentación Internal.	<u>14 de Julio de 2003</u>

Como resultado del examen de fondo, realizado con fundamento en el artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica:

1. Documentos estudiados

- | | | |
|------|------------------------------|--|
| 1.1. | <u>Descripción:</u> | Folios: 45 a 102 |
| | | Folios: 160 a 206 (modificación) |
| 1.2. | <u>Reivindicaciones:</u> | Folios: 103 a 109 |
| | | Folios: 230 (modificación) |
| 1.3. | <u>Prioridad:</u> | 16 de Julio de 2002, US No. 10/195,686 |
| 1.4. | <u>Rta. del solicitante:</u> | Folios: 225 a 229 |

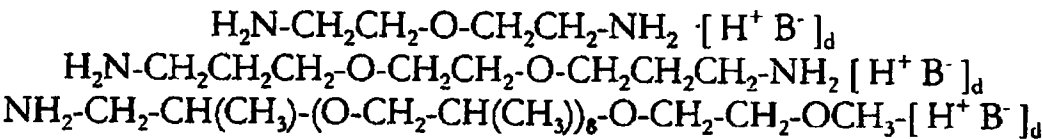
2. Objeto de la invención

- El Título de la solicitud es: "AGENTE INHIBIDOR DE HIDRATACION DE ESQUISTO Y METODO DE USO" (Folio 1).

- La presente invención...

En la **Reivindicación Independiente 1** se define un fluido de perforación base-agua para el uso en perforación de pozos a través de una formación que contiene una arcilla esquistosa la cual se hincha en presencia de agua, el fluido de perforación contiene:

- Una fase continua de base acuosa;
- Un material de peso, y
- Un agente inhibidor de hidratación de esquisto seleccionado del grupo:



En donde B⁻ es la base conjugada de un ácido prótico y d es un valor igual a o menor que 2,

Y mezclas de estos,

En donde el agente inhibidor de hidratación está presente en el fluido de perforación en concentraciones desde 3,86 hasta 69,48 gramos por litro (gpl) (1 hasta 18 libras por barril (lbs/bbl o lpb por sus siglas en inglés)) y con mayor preferencia en una concentración entre 7,72 hasta 46,32 gramos por litro (2 hasta 12 libras por barril) para reducir el hinchamiento de la arcilla.

- El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de desarrollar un fluido de perforación que permita reducir el hinchamiento de arcilla o esquisto de una formación subterránea durante la perforación de un pozo.
- El objeto de la invención definido se catalogó como **C09K 7/02** y **E21B 21/00**, según la Clasificación Internacional de Patentes (IPC).

3. Determinación del Estado de la Técnica

- La fecha que se ha tenido en cuenta para determinar el Estado de la Técnica es:

Fecha de presentación de la solicitud prioritaria: **15 de Julio de 2002**

- Teniendo en cuenta la fecha indicada se realizó la búsqueda en el estado de la técnica de documentos relacionados con la solicitud encontrándose los siguientes:

Nº	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	US6247543	"SHALE HYDRATION INHIBITION AGENT AND METHOD OF USE"	19 de Junio de 2001
D2	WO0238697	"SHALE HYDRATION INHIBITION AGENT AND METHOD OF USE"	16 de Mayo de 2002

4. Análisis de patentabilidad (artículo 14 D 486)

4.1. Nivel Inventivo (artículo 18 D 486)

- El Técnico

El técnico de nivel medio versado en la materia encargado de resolver el problema técnico puede ser un ingeniero químico que labore en la industria del petróleo y que atiende a planes de mejoramiento continuo normalmente formulados por las empresas.

- El Problema Técnico

El problema de hinchamiento de arcilla esquistosa en presencia de agua es algo ya identificado por los técnicos y procurado resolver tal como se puede demostrar de la lectura de cualquiera de las anterioridades citadas para el presente caso.

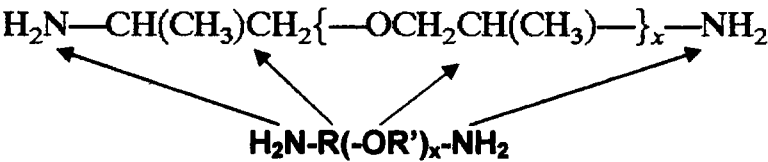
- El Estado de la Técnica

En el documento **US6247543** (D1) se divulga un fluido de perforación para uso en perforación de pozos petroleros a través de una formación que contiene arcilla esquistosa la cual se hincha naturalmente en presencia de agua. La composición del fluido de D1 es la siguiente:

Una fase continua de base acuosa que puede ser agua salada o de mar (Columna 1, línea 22).

Un material de peso y

Un agente inhibidor de hidratación de esquisto, que pueden representarse por la siguiente fórmula general:



Donde x menor de 15, de entre 1 a 15 y preferible de entre 1 a 3

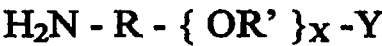
En D1 se incluye una prueba en la cual se forma una sal de ácido prótico de polioxialquilendiaminas mediante la **neutralización con ácido cítrico**, lo cual produce un agente inhibidor de hidratación que presenta un desempeño superior de los productos de la invención (Ver Ejemplo 7).

En D1 el agente inhibidor de hidratación de esquisto está presente en una concentración desde **3,86 hasta 69,48 gramos por litro** (equivalente de 1 a 18 libras por barril) y con mayor preferencia en una concentración entre **7,72 hasta 46,32 gramos por litro** (equivalente de 2 a 12 libras por barril) (Columna 5, líneas 28 – 40).

En D1 se enseña que el agente inhibidor de hidratación de esquisto presenta baja toxicidad, entendida como un fluido de perforación con un LC₅₀ mayor de 30000 ppm (Columna 3, líneas 64 – 67).

En el documento **WO0238697** (D2) se divulga un fluido de perforación para uso en perforación de pozos petroleros a través de una formación que contiene arcilla esquistosa la cual se hincha naturalmente en presencia de agua. La composición del fluido de D1 es la siguiente:

- Una fase continua de base acuosa que puede ser agua salada o de mar (Resumen)
- Un material de peso (Resumen) y
- Un agente inhibidor de hidratación de esquisto, que pueden representarse por la siguiente fórmula general:



Donde R y R' son grupos alquileo que tienen de 1 a 6 átomos de carbono y x podría tener un valor de entre 1 y 25, preferiblemente de entre 1 y 10.

El grupo Y podría ser una amina o un grupo alcoxi, preferiblemente amina primaria o un grupo metoxi (Página 10, líneas 1 – 10).

En D1 se incluye una prueba en la cual se forma una sal de ácido prótico de polioxialquilendiaminas mediante la **neutralización con ácido hidrocórico (HCl)**, lo cual produce un agente inhibidor de hidratación que presenta un buen desempeño de los productos de la invención en las propiedades de inhibición (Ver Ejemplo 2).

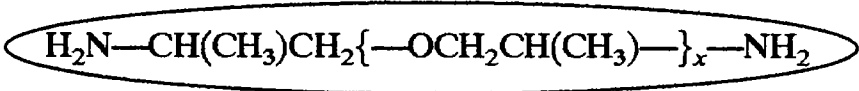
En D1 se enseña que el agente inhibidor de hidratación de esquisto presenta baja toxicidad, entendida como un fluido de perforación con un LC₅₀ mayor de 30000 ppm (Página 5, líneas 18 – 24).

En D1 el agente inhibidor de hidratación de esquisto está presente en una concentración desde **3,86 hasta 69,48 gramos por litro** (equivalente de 1 a 18 libras por barril) y con mayor preferencia en una concentración entre **7,72 hasta 46,32 gramos por litro** (equivalente de 2 a 12 libras por barril) (Página 7, líneas 4 – 8).

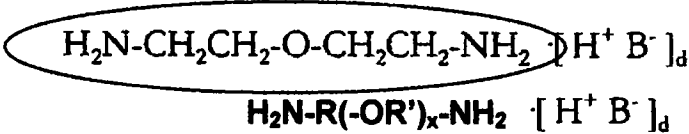
- La Solución Técnica

Un fluido de perforación (Reivindicaciones 1 a 4)

De acuerdo con las reivindicaciones de la solicitud en estudio se entiende que el principio técnico sobre el cual se fundamenta la propuesta consiste en que el fluido tenga la siguiente composición: i) una fase continua de base acuosa ii) un material de peso y iii) un agente inhibidor de hidratación de esquisto seleccionado del grupo señalado en la reivindicación independiente 1. No obstante, D1 es un documento cercano a la propuesta de la invención porque comparten la mayor cantidad de elementos técnicos. En este documento también se revela un fluido de perforación para inhibir la hidratación de arcillas esquistosas que también presenta i) una fase continua de base acuosa de la misma naturaleza química ii) un material de peso de la misma naturaleza química y iii) un agente inhibidor de hidratación de esquisto representado por la siguiente fórmula:



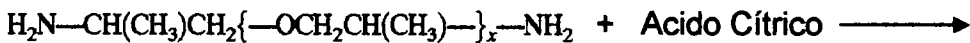
Equivalente al agente inhibidor de la solicitud en estudio en la porción orgánica:



En D1 existe una clara sugerencia que un técnico de nivel medio versado en la materia podría considerar y es la siguiente:

*“Ha sido realizada la evaluación del inhibidor de hidratación de esquisto (I) **neutralizado con ácido cítrico a un pH de 7,0**. El resultado en las tablas 26 – 28 presenta un desempeño superior de los productos de la invención a un pH de 7,0” (Negrita Personal) (Ver Ejemplo 7)*

Lo anterior implica que D1 abarca la alternativa de que el inhibidor de hidratación de esquisto se haga reaccionar con un ácido prótico como el ácido cítrico de la siguiente manera:



Donde B⁻ es la base conjugada de un ácido prótico como el ácido cítrico.

Ahora bien, la única diferencia entre el agente inhibidor de la formulación de la solicitud en estudio y D1 es que la solicitud propone la alternativa de un agente inhibidor como base conjugada de un ácido prótico que puede ser ácido clorhídrico, bromhídrico, sulfúrico, fosfórico, nítrico, bórico, perclórico, fórmico, acético, acético halogenado, propiónico, butírico, maléico, fumárico, glicólico, láctico y combinaciones de estos, mientras que en D1 el ácido señalado el ácido cítrico. Sin embargo, en D2 se encuentra dicha sugerencia así:

“Se ha realizado la evaluación del producto de dioxietilendiamina que ha sido neutralizado ... con ácido hidroc্লórico a un pH de 9,0...un técnico en el arte puede que el producto de dioxietilendiamina provee buenas propiedades de inhibición a un pH de 9,0” (Ver D2; Ejemplo 2).

Dado lo anterior, un técnico de nivel medio versado en la materia con acceso a D1 y D2 se vería motivado a desarrollar ensayos de rutina para analizar una formulación de fluido de perforación que incluya un agente inhibidor de hidratación modificado con ácido prótico tal como ácido cítrico, ácido hidroc্লórico (HCl) y otros ácidos equivalentes de modo que se logren agentes inhibidores neutralizados y así, escoger la formulación que presente un óptimo desempeño en inhibir la hidratación de arcillas esquistosas.

Así las cosas, proponer una formulación como la de la solicitud en estudio no parece generar un efecto sorprendente que evidencie un salto tecnológico respecto el arte previo sino que parece ser un mejoramiento que cae dentro de la línea normal del avance de la tecnología que un técnico de nivel medio versado en la materia puede lograr a partir de las enseñanzas y sugerencias de D1 y D2.

- En conclusión, la formulación de la solicitud no tiene Nivel Inventivo y por lo tanto no cumpliría con el requisito de Nivel Inventivo del artículo 18 de la Decisión 486.

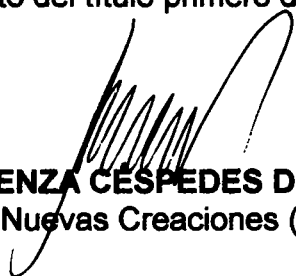
5. Conclusión

Los requisitos de patentabilidad de la presente solicitud se encuentran afectados así:

N°	Documento N°	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US6247543	1 – 4	Nivel Inventivo
D2	WO0238697		

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de **60 días** contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. **En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.**

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


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

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 04 JUN. 2010

CONCEPTO TÉCNICO No. 1802	EXAMINADOR TÉCNICO Código No. 202042
-------------------------------------	--