

Señores

Superintendencia de Industria y Comercio

Dirección de Nuevas Creaciones

E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-174655- -00003-0000

Fecha: 2014-01-07 15:31:25 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 71

Ref: Expediente No. 12-174655

**Solicitud de registro de patente de invención denominada
"FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDA QUE TIENEN
REOLOGÍA MEJORADA"**

Solicitante: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Luz Helena Adarve Gómez, identificada como aparece al pie de mi firma, y obrando en mi condición de apoderado de **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, solicitante de la patente en referencia, a continuación doy respuesta al Oficio No. 18855 que fueron notificados por fijación en lista el 08 de Octubre de 2013.

1. Respecto al título de la solicitud

El Examinador considera que el objeto a proteger consiste en un fluido de perforación invertido con aditivo para la mejora de la reología, no es claro el objeto del método para perforación de agujeros. Por lo cual, el título propuesto no especifica claramente el objeto a proteger, ni corresponde con la materia de la solicitud.

Por esta razón, el título fue modificado de la siguiente manera:

**FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDA QUE TIENEN REOLOGÍA
MEJORADA**

2. Respecto a las Objeciones a la Claridad y Concisión de las reivindicaciones (Art. 30 D486 y Art 22 PCT).

En el numeral 3 del oficio No. 18855, se presentan las siguientes objeciones a la claridad de las reivindicaciones:

- *Las reivindicaciones 1 a 13, 19 y 20 tienen por objeto un proceso, sin embargo no muestran una secuencia de etapas técnicas por medio de las cuales se transforme una materia en un producto o se obtenga un resultado; es así como se limita a suministrar las características del producto que será empleado en dicho proceso. De tal manera, se está caracterizando un*

proceso por las características de un compuesto. Al respecto no debe olvidarse que las reivindicaciones de producto y de procedimiento/método son diferentes y, por ello, deben redactarse de manera independiente en el pliego reivindicatorio. Sobre las mismas, el Tribunal Andino de Justicia ha dicho lo siguiente:

"El objeto de la invención de producto está constituido por un cuerpo cierto destinado a llenar una necesidad industrial que el estado de la técnica aún no ha satisfecho. En cambio, el objeto de la invención de procedimiento se encuentra conformado por "una serie o sucesión de operaciones que inciden sobre una materia (solida, liquida o gaseosa) que se encamina a la obtención de una cosa o un resultado". (Otero Lastres, José Manuel. Ob. Cit)

- En las reivindicaciones 3, 6 a 8, 11, 12, 14, 18 y 19, los términos: "parcialmente", "alrededor de", "mejoradas", "similar", "inferior", "al menos", "alta temperatura", son imprecisos y/o relativos, por lo cual no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere eliminarlos o sustituirlos por términos precisos o rangos concretos.
- Las reivindicaciones: 1, 3, 4, 5, 12, 14, 16 y 20 presentan términos generales, tales como: "un fluido de perforación de emulsión invertida", "una fase continua oleaginosa", "una fase discontinua no oleaginosa", "un grupo hidrofóbico", "una diamina de un dimero graso", "un éster", "olefina", "n-parafinas", iso-parafinas", "alcanos cíclicos", "alcanos ramificados", "agentes de ponderación", "sólidos inertes", "agentes para control de pérdida de fluidos", "emulsionantes", "sales", "auxiliares de dispersión", "inhibidores de corrosión", "adelgazadores de la emulsión", "espesantes de emulsión", "agentes de viscosidad", "agentes de control de emulsionante-filtración a HPHT", "una base de aceite natural o sintético", una solución acuosa", "un modificador de reología". Los cuales sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones, se sugiere realizar las modificaciones respectivas utilizando términos que describan de forma menos general.
- Las reivindicaciones 1, 9, 10, 11, 14, 17, se refieren a "el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara (...) una resistencia del gel aumentada", "contiene un material que disminuye la actividad del agua", "el fluido de perforación con el aditivo de amina

hidrofóbica, cuando se compara (...) tiene una menor pérdida de fluidos a HPHT", "el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, bajo condiciones de HPHT, tiene YP, LSYP y resistencia del Gel mejoradas pero una PV similar o inferior, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica"; los cuales corresponden a resultados a alcanzar y no definen el proceso ni el compuesto, puesto que las reivindicaciones incluirían no sólo la solución propuesta por el solicitante, sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado. Se sugiere reemplazarlo por las características esenciales, estructurales o funcionales, que contribuyen a la obtención de ese efecto.

- La reivindicación 12 no se encuentra suficientemente soportada en las reivindicaciones 1 a 11, puesto que corresponde a un componente adicional, el cual no se ha divulgado en ninguna de las reivindicaciones a las cuales hace referencia.
- La reivindicación 13, no se encuentra contenida dentro del alcance de las reivindicaciones precedentes, por cuanto no caracterizan el método de perforación, sino la composición.
- En la reivindicación 19, la expresión "caracterizado porque la formación subterránea es una formación subterránea de alta temperatura", no corresponde a una característica técnica de un proceso, por tal razón no es aceptada.
- El objeto de las reivindicaciones 6 y 8, se encuentra incluido dentro del alcance de la reivindicación 19, y las reivindicaciones 5 y 20 comparten la misma materia, por lo cual estas reivindicaciones no son concisas.
- Las reivindicaciones 1 y 3 con la 14; 9 con la 17 y 6, 8 y 15 con la 19; aunque presentan preámbulos distintos "Un método para perforación" y "Un fluido de perforación", muestran el mismo objeto a proteger, una vez que el método de las reivindicaciones 1 a 13, 19 y 20, está caracterizado por el fluido de perforación, que corresponde al mismo reclamado en las reivindicaciones 14 a 18.
- Las reivindicaciones 3 y 14 no son concisas porque las definiciones de R, R1, R2 y N son géneros funcionales, se sugiere restringir la solicitud a una razonable generalización del tipo de compuestos que ha sido probado, es

decir, que se encuentran debidamente sustentados en la descripción y en los ejemplos.

Con el fin de superar las objeciones presentadas con respecto a la claridad y concisión de las reivindicaciones, **es deseo del solicitante presentar un nuevo capítulo reivindicatorio compuesto por 4 reivindicaciones**, que encuentran su debido sustento en las reivindicaciones y la descripción originalmente presentadas, sin que ello conlleve ampliación de la invención.

A continuación se explicará cómo este nuevo capítulo reivindicatorio busca superar cada una de las objeciones de claridad expuestas previamente:

- Las reivindicaciones 1 a 13, 19 y 20 fueron eliminadas del capítulo reivindicatorio.
- Los términos imprecisos de las reivindicaciones 14 y 18 fueron eliminados del nuevo capítulo reivindicatorio.
- Con respecto a los términos generales presentes en las reivindicaciones 14 y 16, se desea aclarar respetuosamente al Examinador que el Solicitante no se está de acuerdo con que los términos "un fluido de perforación en emulsión invertida", "una fase continua de aceite", entre otras, sean generales o inexactas. Lo anterior se debe a que una persona medianamente versada en la materia sabría lo que significa cada uno de los términos y además, toda la información complementaria se encuentra contenida en la memoria descriptiva. Especificar este tipo de expresiones implicaría delimitar innecesariamente la invención.
- En cuanto a los resultados a alcanzar que se encuentran en las reivindicaciones 14 y 17, es relevante mencionar que los mismos proveen una mayor claridad a ambas reivindicaciones, indicándole al lector la funcionalidad del fluido de perforación y de cada uno de sus componentes.
- Con respecto a la definición de cada uno de los grupos funcionales (R1, R2 y N) es relevante mencionar que estos están definidos en la nueva reivindicación 1 y también en la especificación. La definición dada para cada uno de los grupos funcionales se muestra a continuación:
 - R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor

de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático.

- N es una amina primaria, secundaria o terciaria
- los grupos R1 y R2 pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos.

3. Respecto a la Descripción (Art 28 D 486)

En el numeral 3 del oficio No. **18855**, se presentan las siguientes objeciones a la claridad de la descripción:

- *En el capítulo descriptivo se encuentra el uso de marcas registradas; por ejemplo: página 37, líneas 19 y 20, "los ésteres que comprenden la base ACCOLADE® u olefinas isomerizadas que comprenden la base ENCORE®", páginas 39 a 41 "aditivos que tienen nombres comerciales COLDTROL®, ATC® y OMC®, aditivos para potenciar la viscosidad, por ejemplo un aditivo que tiene el nombre comercial RHEMOD L™", "dimero C36 graso hidrogenado VERSAMINE® 552", "diamina del dimero C36 graso VERSAMINE® 551", entre otros; las cuales no definen el producto; puesto que su composición puede cambiar con el paso del tiempo aunque conserve el mismo nombre. Se sugiere aclarar cuáles son las características de los productos en cuestión.*
- *En las páginas 43 y 44, las estructuras químicas presentadas muestran diferencias con la solicitud internacional.*
- *En la página 32, líneas 15 a 18, se hace referencia a "la invención proporciona fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite con reología mejorada sin la adición de sólidos inertes" -Subrayado fuera de texto -. Sin embargo, en los ejemplos reportados en la Tabla 1, composiciones 2 a 4, Tabla 2, composiciones 5 y 6, Tabla 4, composiciones 9 a 11, Tabla 5, composiciones 12 y 13 o Tabla 6, composiciones 16 y 17, contienen TAU-MOD™, BARACARB 5® los cuales corresponden a material inerte (Pág. 54, líneas 5 a 7) o Barita, y los resultados obtenidos no son concluyentes en cuanto al efecto de la no adición de sólidos inertes.*
- *Las figuras 1 y 3 a 5, no presentan el rotulo del eje "y", por lo cual dichas figuras no son claras.*

A continuación se explicará cómo la nueva descripción presentada busca superar cada una de las objeciones de claridad expuestas previamente:

- Las marcas referidas en la especificación se utilizan como adjetivos, mostrando el sustantivo que sigue la identidad genérica del producto que porta la marca. Se han suministrado todos los detalles de los que se dispone. La mayor parte de las empresas no suministran la formulación exacta de un producto de marca pero el contexto de la solicitud explica de manera general qué es cada producto de marca.
- Las figuras de la memoria descriptiva en fase nacional han sido corregidas con el fin de ser iguales a aquellas de la fase internacional.
- En relación con el término "sin agregar sólidos inertes", el soporte de esta frase se encuentra en la Figura 3 y en el párrafo [0019] que declara lo siguiente: [0019] La Figura 3 es un gráfico que muestra el efecto de un modificador de la reología de la amina hidrofóbica en un fluido de perforación de ejemplo de la invención que no contiene ningún aditivo sólido inerte.
- Favor referirse a las figuras modificadas adjuntas, en donde se incluyeron los rótulos del eje y.

4. Con respecto a la Determinación del Estado de la Técnica y al Examen de Patentabilidad

Novedad

En los numerales 4, 5 y 6 del oficio citado, ese Despacho concluye que la presente solicitud de patente carece de novedad frente a las enseñanzas de los documentos **US 2004/0097380 (D1)** y **US 2008/0194433 (D2)**.

El señor Examinador considera que la novedad de la presente invención, en la reivindicación 1, está afectada debido a que D1 y D2 revelan todas las características esenciales de la invención. En este sentido, el Examinador presenta la siguiente comparación:

Características esenciales	D1	D2
Un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene	Un sistema de fluido de perforación de emulsión inversa (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	Un fluido de perforación de emulsión inversa que comprende: (Pág. 6, reivindicación 1)
Una (ase continua oleaginosa,	Comprende una fase continua oleaginosa y (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	un líquido oleaginoso, en el que el fluido oleaginoso es la fase externa continua del fluido de perforación: (Pág. 6, reivindicación 1)
Una fase discontinua no oleaginosa, y	Una fase dispersa no oleaginosa, (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	un fluido no oleaginosa, en el que el fluido no oleaginosa es la fase acuosa interna discontinua del fluido de perforación: y (Pág. 6, reivindicación 1)

Un aditivo de amina hidrofóbica	Dicha fase dispersa comprende una cantidad de al menos un compuesto organofuncional. (Pág. 6, reivindicación 1). Dicho compuesto organofuncional comprende un ingrediente activo seleccionado del grupo que consiste en diamiociclohexano, sal de diaminociclohexano y sus combinaciones. (Pág. 8, reivindicación 30)	un agente de viscosidad fase acuosa, en la que el aumentador de la viscosidad de la fase acuosa se dispersa en el fluido no oleaginosa en una concentración suficiente para aumentar una viscosidad a bajo cizallamiento de la invertido fluido de perforación de emulsión. (Pág. 6, reivindicación 1) la formulación de fluido de perforación ácidos grasos, jabones de ácidos grasos, amidoaminas, poliamidas, poliaminas, esteres tales como oleato de sorbitán monooleato, dioleato de sorbitán, derivados de imidazolina o los derivados del alcohol, y combinaciones y derivados de los mismos. (Pág. 2, Párr. 14)
---------------------------------	--	---

Como fue mencionado anteriormente, la reivindicación 1 ha sido eliminada.

Nivel inventivo

En los numerales 4, 5 y 6 del oficio citado, ese Despacho concluye la reivindicación 14 carece de nivel inventivo frente a las enseñanzas de los documentos **US 2004/0097380 (D1)** y **US 2008/0194433 (D2)**.

El señor Examinador considera que el nivel inventivo de la presente invención, en la reivindicación 14, está afectada por D1 y D2. En este sentido, el Examinador presenta la siguiente comparación:

Características esenciales	D1	D2
Un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene	Un sistema de fluido de perforación de emulsión inversa (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	Un fluido de perforación de emulsión inversa que comprende: (Pág. 6, reivindicación 1)
un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 ppg a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m ³), que comprende:	No mencionado	Los agentes de peso se adicionan, dependiendo de la densidad requerida para el producto final. Típicamente, los materiales de peso, se adicionan hasta alcanzar densidades aproximadamente de 24 ppg, preferiblemente hasta 21 ppg y más preferiblemente 19,5 ppg. (Pág. 3 y 4, Párr. 23).
una base de aceite natural o sintético;	Comprende una fase continua oleaginosa y (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	un líquido oleaginoso, en el que el fluido oleaginoso es la fase externa continua del fluido de perforación; (Pág. 6, reivindicación 1)

una solución acuosa; y	Una fase dispersa no oleaginosa, (Pág. 6, reivindicación 1, Pág. 8, reivindicación 30)	un fluido no oleaginosa, en el que el fluido no oleaginosa es la fase acuosa interna discontinua del fluido de perforación; y (Pág. 6, reivindicación 1)
------------------------	--	--

un modificador de reología que comprende una amina hidrofóbica que tiene la siguiente estructura general: donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R1 y R2 pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionados del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo	Dicha fase dispersa comprende una cantidad de al menos un compuesto organofuncional. (Pág. 6, reivindicación 1). Dicho compuesto organofuncional comprende un ingrediente activo seleccionado del grupo que consiste en diamiociclohexano, sal de diaminociclohexano y sus combinaciones. (Pág. 8, reivindicación 30)	un agente de viscosidad fase acuosa, en la que el aumentador de la viscosidad de la fase acuosa se dispersa en el fluido no oleaginoso en una concentración suficiente para aumentar una viscosidad a bajo cizallamiento de la invertido fluido de perforación de emulsión. (Pág. 6, reivindicación 1) la formulación de fluido de perforación ácidos grasos, jabones de ácidos grasos, amidoaminas, poliamidas, poliaminas, ésteres tales como oléalo de sorbitán monooleato. dioleato de sorbitán, derivados de imidazolina o los derivados del alcohol, y combinaciones y derivados de los mismos. (Pág. 2, Párr. 14)
---	---	--

en donde la emulsión invertida tiene una relación aceite:agua de al menos alrededor de 50:50	Típicamente, la cantidad de líquido oleaginoso es al menos aproximadamente 50% vol. del total del fluido de la emulsión inversa. (Pág. 1, Párr. 11). La cantidad de líquido no oleaginoso en el fluido de emulsión invertido varía dependiendo del líquido no oleaginoso usado y de la aplicación en particular. (Pág. 2, Párr. 12). Típicamente, la cantidad de líquido no oleaginoso es preferiblemente de aproximadamente 1% vol. a aproximadamente 50% vol. (Pág. 2, Párr. 24).	En una realización, el fluido oleaginoso está presente en una relación en volumen de fluido no oleaginoso de aproximadamente 30:70 a aproximadamente 95:5, y más preferiblemente de aproximadamente 50:50 a aproximadamente 80:20. (Pág. 2, Párr. 12).
y se formula sin la adición de sólidos inertes;	El sistema de fluidos de perforación de emulsión inversa evita la necesidad de utilizar altas concentraciones de sales metálicas con el fin de lograr la estabilización de esquistos. (Pág. 1, Párr. 7).	No mencionado

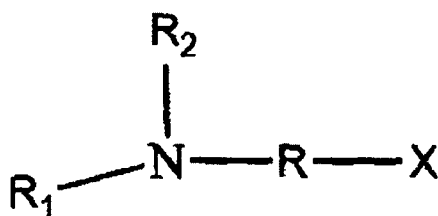
Para superar las objeciones presentadas por el Examinador, se ha modificado la reivindicación 14 (nueva reivindicación 1) para enfatizar las características esenciales de la presente invención que la hacen claramente diferente y con nivel inventivo de las definidas en D1 y D2, sin que haya lugar a ampliación de materia, pues dichas características se encontraban divulgadas en la solicitud inicialmente presentada. A continuación ilustramos la nueva reivindicación 1:

1. Un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene un peso de lodos en el intervalo de 9 ppg a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³), que comprende:

una base de aceite natural o sintético;

una solución acuosa; y

un modificador de reología que comprende una amina hidrofóbica que tiene la siguiente estructura general:

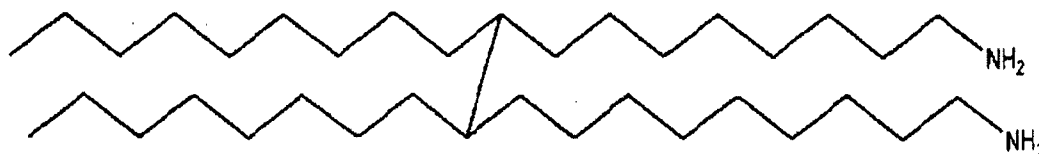


donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R₁ y R₂ pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionados del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betainas, ésteres, ácidos carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos, nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolininas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos, en donde la emulsión invertida tiene una relación aceite:agua de 50:50 hasta 95:5 y se formula sin la adición de sólidos inertes;

caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una característica seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo

cortante aumentado; una Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos;

y caracterizado porque la amina hidrofóbica es una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



Es posible notar que a la nueva reivindicación 1, le fue agregada la característica ilustrada en la antigua reivindicación 15 de la siguiente manera:

- *y caracterizado porque la amina hidrofóbica es una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:*



Es relevante mencionar que la anterior característica cumple con los requisitos de claridad, concisión, novedad y nivel inventivo, lo cual implica que al ser incluida a la nueva reivindicación 1, le aporta todos los requisitos de patentabilidad descritos en la Decisión 486 de la CAN para que la misma sea concedida. A su vez, es fundamental afirmar que con los argumentos mencionados anteriormente, la presente solicitud posee nivel inventivo sobre el estado del arte, específicamente sobre los documentos D1 y D2 referenciados por el Examinador en el examen técnico.

5. Conclusión

Las modificaciones realizadas a las reivindicaciones de la presente solicitud de patente y las aclaraciones presentadas a lo largo del presente escrito, permiten superar completamente las objeciones realizadas a la claridad de las reivindicaciones, por lo cual, la presente solicitud cumple a cabalidad las exigencias establecidas por el artículo 30 de la Decisión 486 y el artículo 22 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes PCT, según los requerimientos del examinador.

De otra parte, los argumentos expuestos en el numeral 4 del presente escrito, ponen de manifiesto de una manera clara y contundente, que lo revelado en las nuevas reivindicaciones de la presente solicitud, resulta completamente NOVEDOSO E INVENTIVO sobre las enseñanzas del estado del arte más cercano representado por los documentos D1 y D2, toda vez que nada dentro de dicho documento revela en forma directa o al menos llega al fluidos de perforación invertida que tienen reología mejorada, descritos en la invención. Por consiguiente, no se puede derivar la inexistencia de los requisitos de ley para la concesión del privilegio de patentabilidad.

En consecuencia, me permito solicitar a ese Despacho, proceder con la revisión de las modificaciones y de los argumentos aquí presentados, para conceder el privilegio de patente solicitado para la materia objeto de las 4 reivindicaciones ahora presentadas en el capítulo reivindicatorio modificado, y que de subsistir alguna duda o inquietud con respecto a la patentabilidad de la presente invención, a pesar de las modificaciones y argumentos técnicos ahora presentados, sin apartarse del espíritu inventivo originalmente revelado en la solicitud internacional, se le brinde la oportunidad al solicitante de aclararla o de limitar aún más la invención, mediante la emisión de un segundo examen de fondo, teniendo en cuenta el nuevo capítulo reivindicatorio que se somete a revisión, antes de que se emita una decisión definitiva por parte de ese Despacho, de conformidad con lo dispuesto en 1.2.2.5.1 del artículo primero de la Resolución 54093 de 2012.

6. Anexos

- Capítulo reivindicatorio modificado, en donde se han llevado a cabo las modificaciones mencionadas anteriormente.
- Memoria descriptiva modificada, en donde se han llevado a cabo las modificaciones mencionadas anteriormente.
- Figuras modificadas, en donde se han llevado a cabo las modificaciones mencionadas anteriormente.

Petición

Solicito al Despacho que proceda a emitir un segundo examen de fondo sobre el nuevo capítulo reivindicatorio, en el evento en que el Examinador considere que pese a las modificaciones presentadas, aún persisten las objeciones planteadas.

Atentamente,



LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ.

C.C 41.575.435 de Bogotá.

T.P. 14.884 C.S.J.

NPV

P-661

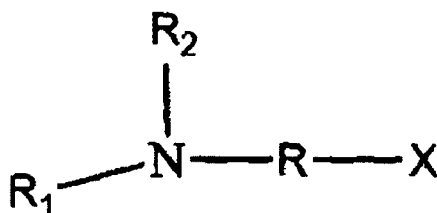
Nuevo Capítulo Reivindicatorio con Marcas de Corrección

1. Un método para perforación en una formación subterránea que comprende proporcionar o usar en la perforación un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene una fase continua oleaginoso, una fase discontinua no oleaginoso, y un aditivo de amina hidrofóbica,

— caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una características seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante aumentado; una Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos.

— 2. Un método de conformidad con la reivindicación 1 caracterizado porque el fluido de perforación está libre de arcillas.

— 3. Un método de conformidad con la reivindicación 1 ó 2 caracterizado porque el aditivo de amina hidrofóbica tiene la siguiente estructura general:



donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria caracterizada porque los grupos R₁ y R₂ pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionado del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betainas, ésteres, ácido carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos, nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolinas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos.

— 4. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el aditivo de amina hidrofóbica es una diamina de un dímero graso.

— 5. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque la fase aceitosa comprende: un aceite sintético que comprende un éster u olefina; un aceite diesel; o

~~un aceite mineral seleccionado del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.~~

~~6. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación tiene un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³).~~

~~7. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación comprende desde alrededor de 0.25 ppb a alrededor de 18 ppb (0.25 a 51.3 kg/m³) del aditivo de amina hidrofóbica.~~

~~8. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación tiene una relación aceite:agua en el intervalo de alrededor de 50:50 a alrededor de 95:5.~~

~~9. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque la solución acuosa contiene un material que disminuye la actividad del agua seleccionado del grupo que consiste de: azúcar, glicerol, sales seleccionadas del grupo que consiste de cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, y formiato; y combinaciones de los mismos.~~

~~10. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, tiene una menor pérdida de fluidos a HPHT.~~

~~11. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, bajo condiciones de HPHT, tiene YP, LSYP y Resistencia del Gel mejoradas pero una PV similar o inferior, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica.~~

~~12. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de emulsión invertida comprende al menos un aditivo del grupo que consiste de: agentes de ponderación, sólidos inertes, agentes para control de pérdida de fluidos, emulsionantes, sales, auxiliares de dispersión, inhibidores de corrosión, adelgazadores de la emulsión, espesantes de emulsión, agentes de viscosidad, agentes de control de emulsionante filtración a HPHT, y cualquier combinación de los mismos.~~

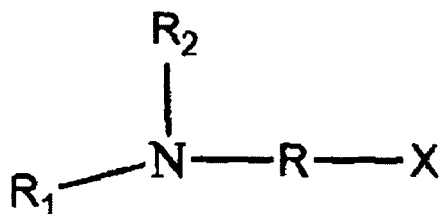
~~13. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado además porque comprende perforación, correr la tubería de revestimiento y/o cementación de un pozo de perforación en la formación subterránea.~~

141. Un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 ppg a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³), que comprende:

una base de aceite natural o sintético;

una solución acuosa; y

un modificador de reología que comprende una amina hidrofóbica que tiene la siguiente estructura general:



donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R1 y R2 pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionados del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betaínas, ésteres, ácidos carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos, nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolinas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos, en donde la emulsión invertida tiene una relación aceite:agua de al menos alrededor de 50:50 hasta 95:5 y se formula sin la adición de sólidos inertes;

caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una característica seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante aumentado; una Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos;

~~15. Un fluido de perforación de emulsión invertida de conformidad con la reivindicación 14y~~ caracterizado porque la amina hidrofóbica es una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



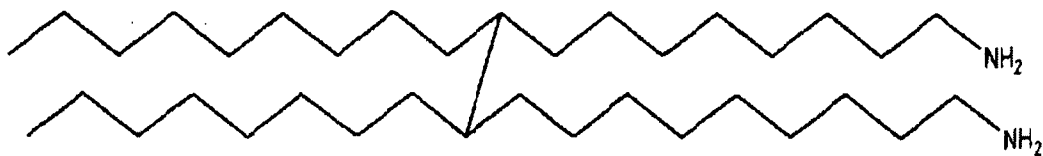
~~162.~~ Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14 o 15, caracterizado porque el aceite básico comprende: un aceite sintético que comprende un éster u olefina; un aceite

diesel; o un aceite mineral seleccionado del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y cualquier mezcla de los mismos.

473. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14, 15 o 20-16, caracterizado porque la solución acuosa contiene un material que disminuye la actividad del agua seleccionado del grupo que consiste de: azúcar; glicerol; sales seleccionadas del grupo que consiste de cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, y formiato; y cualquier combinación de los mismos.

484. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14, 152, o 16-3 o 17 caracterizado porque comprende alrededor de 1 ppb (2.9 kg/m³) a alrededor de 6 ppb (17.1 kg/m³) del modificador de reología.

19. Un método de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque la formación subterránea es una formación subterránea de alta temperatura, el fluido de perforación de emulsión invertida tiene un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 ppg (1080 kg/m³) hasta alrededor de 18 ppg (2160 kg/m³), la fase aceitosa continua y la fase no aceitosa discontinua están presentes en una relación aceite:agua en el intervalo de alrededor de 50:50 a alrededor de 95:5, y el aditivo de amina hidrofóbica comprende una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



20. Un método de conformidad con la reivindicación 19 caracterizado porque el fluido de perforación tiene una fase aceitosa seleccionada del grupo de aceites que consisten de: aceites diesel; aceites de éster; olefinas; y aceite minerales seleccionados del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.

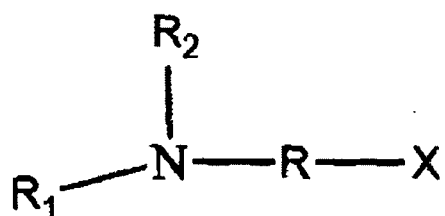
Nuevo Capítulo Reivindicatorio

1. Un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene un peso de lodos en el intervalo de 9 ppg a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³), que comprende:

una base de aceite natural o sintético;

una solución acuosa; y

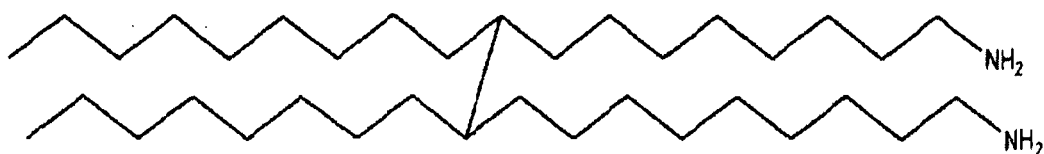
un modificador de reología que comprende una amina hidrofóbica que tiene la siguiente estructura general:



donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R₁ y R₂ pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionados del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betainas, ésteres, ácidos carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos, nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolinas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos, en donde la emulsión invertida tiene una relación aceite:agua de 50:50 hasta 95:5 y se formula sin la adición de sólidos inertes;

caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una característica seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante aumentado; una Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos;

y caracterizado porque la amina hidrofóbica es una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



2. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque el aceite básico comprende: un aceite sintético que comprende un éster u olefina; un aceite diesel; o un aceite mineral seleccionado del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y cualquier mezcla de los mismos.

3. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 1 o 2, caracterizado porque la solución acuosa contiene un material que disminuye la actividad del agua seleccionado del grupo que consiste de: azúcar; glicerol; sales seleccionadas del grupo que consiste de cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, y formiato; y cualquier combinación de los mismos.

4. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 1, 2 o 3 caracterizado porque comprende alrededor de 1 ppb (2.9 kg/m³) a alrededor de 6 ppb (17.1 kg/m³) del modificador de reología.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA

MEJORADA

CAMPO DE LA INVENCION

5 La presente invención se refiere a composiciones y
métodos para perforación, cementado y revestimiento de
agujeros en formaciones subterráneas, particularmente
formaciones que llevan hidrocarburos. Más particularmente, la
presente invención se refiere a métodos para mejorar la
10 reología de fluidos de perforación de emulsión invertida,
particularmente a altas temperaturas, y a composiciones para
fluidos de perforación de emulsión invertida con bajo peso de
lodos, con propiedades de buena estabilidad y alto desempeño.

15 ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Un fluido o lodo de perforación es un fluido
especialmente diseñado que se circula a través de un pozo de
perforación cuando el pozo de perforación es perforado para
facilitar la operación de perforación. Las diversas funciones
20 de un fluido de perforación incluyen retirar los recortes de
perforación del pozo de perforación, enfriar y lubricar la
barrena de perforación, auxiliar en el soporte de la tubería
de perforación y barrena de perforación, y proporcionar un
cabezal hidrostático para mantener la integridad de las
paredes del pozo de perforación y evitar reventones del pozo.

Una propiedad importante del fluido de perforación es su
reología, y los parámetros reológicos específicos se
pretenden para perforar y circular el fluido a través del
pozo de perforación. El fluido debe ser lo suficientemente

viscoso para suspender la barita y recortes perforados y llevar los recortes a la superficie del pozo. Sin embargo, el fluido no debería ser tan viscoso como para interferir con la operación de perforación.

5 Los sistemas específicos de fluidos de perforación se seleccionan para optimizar una operación de perforación de acuerdo con las características de una formación geológica en particular. Los lodos de base aceite se usan normalmente para perforar lutitas hinchadas o desprendidas, formaciones que
10 contienen sulfuro de hidrógeno, y agujeros calientes (mayores de alrededor de 300 grados Fahrenheit ("°F") (149° C), pero se pueden usar también en otros agujeros que penetren una formación subterránea.

Un fluido de perforación con base en emulsión invertida
15 y base aceite puede comprender comúnmente entre alrededor de 50:50 hasta alrededor de 95:5 en volumen de fase aceite a fase agua. Tales lodos basados en aceite usados en perforación típicamente comprenden: un aceite base que comprende la fase externa de una emulsión invertida; una
20 solución acuosa, salina (típicamente una solución que comprende alrededor de 30% de cloruro de calcio) que comprende la fase interna de la emulsión invertida; emulsionantes en la interfaz de las fases interna y externa; y otros agentes o aditivos para suspensión, peso o densidad, humectación de aceite, pérdida de fluido o control de filtración, y control de reología. En el pasado, tales aditivos incluyeron comúnmente arcillas organofílicas y lignitos organofílicos. Ver H.C.H. Darley y George R. Gray, Composition y Properties de Perforación y Completion Fluids

66-67, 561-562 (5a. ed. 1988). Sin embargo, la tecnología reciente como se describe por ejemplo en las patentes de E.U.A. Nos. 7,462,580 y 7,488,704 para Kirsner, et al., introdujeron fluidos de perforación basados en emulsión invertida "libres de arcilla", los cuales ofrecen ventajas importantes sobre los fluidos de perforación que contienen arcillas organofílicas.

Como se usa en la presente y para los propósitos de la presente invención, el término "libre de arcilla" (o "sin arcilla") significa un fluido de perforación hecho sin la adición de ningunas arcillas organofílicas o lignitos organofílicos a la composición del fluido de perforación. Durante la perforación, tales fluidos de perforación "libres de arcilla" pueden adquirir arcillas y/o lignitos a partir de la formación o a partir del mezclado con fluidos reciclados que contienen arcillas y/o lignitos. Sin embargo, tal contaminación de fluidos de perforación "libres de arcilla" se evitan preferiblemente y las arcillas organofílicas y lignitos organofílicos no deberían agregarse deliberadamente a fluidos de perforación "libres de arcilla" durante la perforación. Sin embargo, los fluidos de perforación de la presente invención pueden tolerar contaminación a partir de pequeñas cantidades de arcilla, sin pérdida o reducción de las ventajas de la presente invención. En particular, los fluidos de perforación pueden comprender arcilla en el intervalo desde arriba de 0 hasta 3 ppb, preferiblemente desde arriba de 0 hasta 2 ppb, o preferiblemente desde arriba de 0 hasta 1 ppb, sin efecto adverso para la presente invención.

Los lodos o fluidos de perforación basados en emulsión invertida (también denominados lodos invertidos de perforación o lodos o fluidos invertidos) comprenden un segmento clave de la industria de los fluidos de perforación, y los lodos de base emulsión invertida "libres de arcillas", particularmente aquellos capaces de un comportamiento de "gel frágil" como se describe en las patentes de E.U.A. Nos. 7,462,580 y 7,488,704 para Kirsner, et al., se están volviendo crecientemente populares.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcillas, como el fluido de perforación INNOVERT® disponible de Halliburton Energy Services, Inc., en Duncan, Oklahoma y Houston, Texas, por ejemplo, han demostrado producir un alto desempeño en perforación, con resistencias de "gel frágil" y reología que conducen a menor densidad en circulación equivalente (ECDs) y una relación mejorada de penetración ROP.

Un factor limitante en la perforación de una porción particular de un pozo es el peso del lodo (densidad del fluido de perforación) que puede usarse. Si se usa un peso de lodo demasiado alto, se crean fracturas en las zonas de circulación perdida con pérdida resultante de fluido de perforación y otros problemas operativos. Si se usa un peso de lodo demasiado bajo, los fluidos de la formación pueden ocupar espacio del pozo, se puede presentar un colapso del agujero debido a un insuficiente soporte hidrostático, y en casos extremos se puede comprometer la seguridad debido a la posibilidad de un reventón en el pozo. Muchas veces, se perforan los pozos a través de zonas débiles o propensas a la

pérdida de circulación previo a alcanzar una zona de producción potencial, lo que requiere el uso de un bajo peso de lodo y la instalación de sartas de tubería de revestimiento secuenciales para proteger las zonas más débiles arriba de la zona productora potencial. Un escenario de perforación particularmente crítico es uno que combina sobrecarga de aguas profundas y someras, como es típico de los campos de aguas ultra-profundas en Brasil. Este escenario se caracteriza por presión alta del fluido en el poro, bajas tensiones efectivas, bajos gradientes de fractura y ventanas estrechas de peso de lodos.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcilla comercialmente disponibles pueden tener una reología menor a la preferida a pesos bajos de lodos, es decir, pesos de lodos en el intervalo desde alrededor de 9 ppg (1080 kg/m3) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m3), con temperaturas de hasta alrededor de 375°F (191 °C) o superiores. La adición de sólidos inertes puede mejorar la reología, pero resulta en una relación de penetración disminuida durante la perforación y pérdida de o declinación en otros beneficios que se observan con un sistema libre de arcillas. Tales sólidos inertes incluyen por ejemplo, carbonato de calcio de tamizado fino, y el término como se usa en la presente no quiere decir que se entienda que incluye o se refiera a recortes de perforación. Los fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite libres de arcilla con bajo peso de lodo o densidad reducida pueden también mostrar una declinación en la característica deseada de resistencia de "gel frágil" de los fluidos de perforación

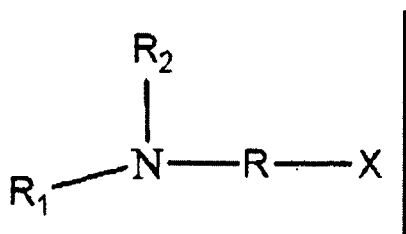
de emulsión invertida libres de arcillas. La resistencia de "gel frágil" se refiere generalmente a la capacidad del fluido de perforación tanto a suspender los recortes de perforación en reposo y mostrar una carencia de un pico de presión al reiniciar la perforación.

Crecientemente los fluidos de perforación de base en emulsión invertida están siendo sujetos a un desempeño y demandas de costo incluso superiores así como a restricciones ambientales. Consecuentemente, existe una necesidad continua e interés en toda la industria en nuevos fluidos de perforación que proporcionen un desempeño mejorado mientras permiten todavía una aceptación económica y ambiental.

SUMARIO DE LA INVENCION

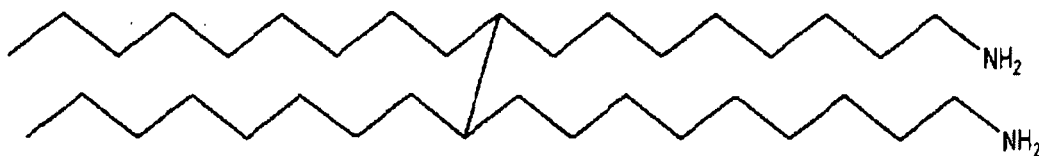
La presente invención proporciona fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite con reología mejorada sin la adición de sólidos inertes, y a temperaturas en el intervalo desde alrededor de 100°F (38 °C) hasta alrededor de 375°F (191 °C) o superiores. La presente invención también proporciona métodos mejorados de perforación de pozos de perforación en formaciones subterráneas que emplean lodos o fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite que tienen bajo peso de lodo. Como se usa en la presente, el término "perforación" o "pozos de perforación" se entenderá en su sentido más amplio de operaciones de perforación, lo cual incluye corrimiento, revestimiento y cementación así como perforación, a menos que se indique específicamente de otra manera.

El fluido de perforación de emulsión invertida de la presente invención, o usado en los métodos de la presente invención, comprende una relación aceite:agua preferiblemente en el intervalo de 50:50 a 95:5 y preferiblemente emplea un aceite natural, tal como por ejemplo sin limitación, aceite diesel o aceite mineral, o una base sintética, como la fase aceite y agua que comprende cloruro de calcio como la fase acuosa. El modificador de reología o aditivo para estabilidad de la reología es un aditivo de amina hidrofóbica, que tiene la siguiente estructura general:



donde R representa un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono desde 16 - 54 el cual puede ser de cadena lineal o ramificada y puede ser alifático, cicloalifático y aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R₁ y R₂ pueden ser un grupo hidrógeno, grupo alquilo, grupo ciano alquilo, grupo amino alquilo, grupos amino arilo, grupo hidroxilo alquilo o un derivado de los mismos; X comprende un grupo hidrofílico tal como una amina que puede ser primaria, secundaria o terciaria con sustituyentes que son un grupo hidrógeno, grupo alquilo, grupo ciano alquilo, grupo amino alquilo, grupo amino arilo, grupo hidroxilo alquilo, o un derivado de los mismos; alternatively el grupo X puede ser un grupo amida, grupo óxido de amina, grupo betaína, grupo éster, grupo ácido carboxílico, grupo éter, grupo hidroxilo, grupo fosfato, grupo fosfonato, grupo pirrolidona, grupo haloformilo, grupo

nitrate, grupo nitrito, grupo sulfato, grupo sulfonato, grupo imidazolina, grupo piridina, grupo azúcar, o una combinación o derivado de los mismos. Lo más preferiblemente, la amina hidrofóbica usada en la presente invención es una diamina del
5 dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



Una diamina del dímero C36 preferida comercialmente
10 disponible contiene la monoamina grasa C18 y la triamina del trímero graso C54 las cuales se obtienen durante la producción comercial de la diamina del dímero. Generalmente, se prefieren las cantidades de tal amina hidrofóbica que están en el intervalo desde alrededor de 1 ppb (2.9 kg/m³) a
15 alrededor de 6 ppb (17 kg/m³) y son efectivas incluso cuando el peso de lodos es bajo, es decir, está en el intervalo de alrededor de 9 (1080 kg/m³) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m³).

La adición del aditivo de amina hidrofóbica al fluido de
20 perforación incrementa el Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP), Límite de elasticidad (YP), y la Resistencia de gel a 10 minutos pero limita el incremento en la Viscosidad plástica (PV) hasta alrededor de 60% o menor, con relación al fluido de perforación que no tiene el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se mide a 120°F (49 °C). A condiciones de Alta Temperatura y Alta Presión (HPHT), el fluido de perforación de emulsión invertida de la presente invención que comprende el aditivo de amina hidrofóbica tiene LSYP, YP, y Resistencia del Gel a 10 minutos incrementadas

pero una PV similar o inferior, con relación al fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica. Tal PV inferior que se observa con el fluido de perforación de emulsión invertida de la invención se cree que ayuda a minimizar la cantidad de incremento de la densidad provocado por el bombeo del fluido. Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la invención también pueden demostrar un comportamiento de "gel frágil" cuando el fluido de perforación está "libre de arcillas"

10

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

La Figura 1 es una gráfica de barras que compara la viscosidad plástica, límite de elasticidad y límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante de las formulaciones del fluido de perforación del ejemplo, 9 ppg (1080 kg/m^3) de la invención que tiene diversas concentraciones de un modificador de reología de amina hidrofóbica, con una formulación sin ese aditivo.

La Figura 2a es una gráfica que compara, a alta temperatura y presión, el límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante de una formulación de ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m^3) de modificador de reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 2b es una gráfica que compara, a alta temperatura y presión, el límite de elasticidad de una formulación de ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m^3) de modificador de

reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 2c es una gráfica que compara, a alta temperatura y presión, la viscosidad plástica de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m³) de modificador de reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 3 es una gráfica que muestra el efecto de un modificador de reología de amina hidrofóbica sobre un ejemplo de fluido de perforación de la invención que no contiene ningún aditivo de sólidos inertes.

La Figura 4 es una gráfica de barras que compara las características reológicas de fluidos de perforación ejemplares de la invención que tienen diferentes bases de aceite mineral.

La Figura 5 es una gráfica de barras que compara la reología de un fluido de perforación de la invención ejemplar de 12 ppg (34.3 kg/m³) con una base o fluido de perforación de control que no tiene un modificador de reología de amina hidrofóbica, después de rolado en caliente por 16 horas a 350°F (350 °C).

La Figura 6 es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de 9 ppg (1080 kg/m³) de fluido de perforación de la invención comparado con el comportamiento de un fluido de perforación de 9 ppg (1080 kg/m³) que no tiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 7a es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene un peso de lodos de 16 ppg (1920 kg/m³).

5 La Figura 7b es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene un peso de lodos de 18 ppg (2160 kg/m³).

10

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

La presente invención proporciona un fluido de perforación de emulsión invertida de base aceite, con desempeño mejorado en el campo a pesos de lodo en el intervalo de alrededor de 9 ppg (1080 kg/m³) hasta alrededor
15 de 18 ppg (2160 kg/m³), y un método de perforación que emplea ese fluido de perforación. La base aceite puede ser un aceite natural tal como ejemplo aceite diesel, o una base sintética tal como, por ejemplo, los ésteres que comprenden la base ACCOLADE® u olefinas isomerizadas que comprenden la base
20 ENCORE®, ambos disponibles de Halliburton Energy Services, Inc., en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma. Un aceite mineral puede incluso ser usado exitosamente como la base aceite en la presente invención, aunque en el arte previo se han experimentado algunas dificultades en la obtención de propiedades reológicas deseables con aceites minerales bajo determinadas condiciones tales como pesos bajos de lodos, es decir, pesos de lodo en el intervalo desde alrededor de 9 (1080 kg/m³) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m³), y particularmente a altas temperaturas (mayores de 225°F

[107°]). Aceites minerales particularmente adecuados para uso en la invención se seleccionan del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.

5 Una solución acuosa que contiene un compuesto, composición o material que disminuye la actividad del agua, comprende la fase interna de la emulsión invertida. Tal solución es preferiblemente una solución salina que comprende cloruro de calcio (típicamente alrededor de 25% a alrededor
10 de 30%, dependiendo de la salinidad o actividad del agua de la formación subterránea), aunque otras sales o materiales que disminuyen la actividad del agua tales como por ejemplo glicerol o azúcar conocidos en la técnica, se pueden usar adicional o alternativamente. Tales otras sales pueden
15 incluir por ejemplo cloruro de sodio, bromuro de sodio, bromuro de calcio y sales de formiato. El agua preferiblemente comprende menos del 50%, o tanto como alrededor de 50%, del fluido de perforación y la relación de aceite:agua preferiblemente está en el intervalo de alrededor
20 de 50:50 a alrededor de 95:5.

Los fluidos de perforación de la presente invención incluyen particularmente un aditivo de amina hidrofóbica como un modificador de reología, como se discutirá además a continuación. Además, los fluidos de perforación de, o para uso en, la presente invención, han añadido a ellos o se han mezclado con su base aceite de emulsión invertida, otros fluidos o materiales necesarios para comprender fluidos de perforación completos. Tales otros materiales pueden incluir opcionalmente, por ejemplo: aditivos para reducir o controlar

la reología a baja temperatura o para proporcionar adelgazamiento, por ejemplo, aditivos que tienen los nombres comerciales COLDTROL®, ATC®, y OMC2™; aditivos para potenciar la viscosidad, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial RHEMOD L™ (ácido graso modificado); aditivos para proporcionar viscosidad temporal aumentada para embarque (transporte al sitio del pozo) y para uso en barridos, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial TEMPERUS™ (ácido graso modificado); aditivos para control de filtración, por ejemplo, aditivos que tienen los nombres comerciales ADAPTA® y BDF-366; un activador del emulsificador, tal como, por ejemplo, cal; aditivos para control de alta temperatura y alta presión (HTHP) y estabilidad de la emulsión, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial FACTANT™ (derivado de *tall oil* altamente concentrado); y aditivos para emulsificación, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial EZ MUL® NT (ácido graso poliaminado). Todos los productos de marca comercial antes mencionados están disponibles de Halliburton Energy Services, Inc., en Houston, Texas, y Duncan, Oklahoma, U.S.A. Como con todos los fluidos de perforación, las formulaciones exactas de los fluidos de la invención varían con los requerimientos particulares de la formación subterránea.

Un sistema de fluido de perforación preferido, comercialmente disponible, para uso en la invención es el sistema de fluido de perforación INNOVERT®, que tiene una base de parafina/aceite mineral, disponible de Baroid, una empresa de Halliburton, en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma. El sistema de fluido de perforación INNOVERT® típicamente

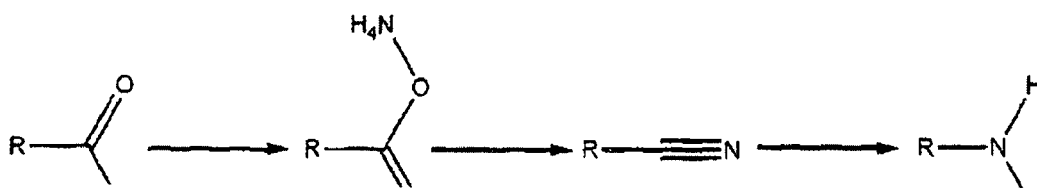
comprende los siguientes aditivos, además de la base de parafina/aceite mineral y salmuera, para uso como un fluido de perforación de emulsión invertida: suspensión de ácido graso modificado RHEMOD™ L y agente de viscosidad, BDF-366™ o
5 copolímero ADAPTA™ para control de la filtración a HPHT, particularmente para uso a altas temperaturas, y el agente emulsionante de ácido graso poliaminado/humectante de aceite EZ MUL® NT, también particularmente para uso a altas temperaturas. Los sistemas comercialmente disponibles de
10 fluido de perforación INNOVERT® también incluyen típicamente material amorfo/fibroso TAU-MOD™ como un agente de suspensión y viscosificador. Sin embargo, con la presente invención, donde al sistema del fluido de perforación se le ha añadido particularmente un aditivo de amina hidrofóbica como un
15 modificador de la reología, el material TAU-MOD™ es opcional.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención, que comprenden el aditivo de amina hidrofóbica, conservan mediciones de reología aceptables e incluso preferidas a pesos bajos de lodos y no experimentan
20 una tasa disminuida de penetración (y con fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcillas, tampoco experimentan una declinación en la Resistencia del Gel frágil deseada) cuando se usan en perforación incluso a altas temperaturas y presiones. A condiciones de HPHT, los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención, que comprenden el aditivo de amina hidrofóbica, tienen LSY, YP, aumentadas y Resistencia del Gel a 10 minutos pero similar o menor PV con relación al fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica. Estas

ventajas de la presente invención se cree que se deben a la adición del aditivo de amina hidrofóbica al fluido de perforación. Las ventajas de la presente invención se aprecian especialmente en donde el fluido de perforación no
5 contiene tampoco arcilla organofílica o lignito.

Las aminas hidrofóbicas preferidas, comercialmente disponibles adecuadas para uso en la presente invención incluyen sin limitación diamina del dímero C36 graso hidrogenado VERSAMINE® 552, y diamina del dímero C36 graso
10 VERSAMINE® 551, ambos disponibles de Cognis Corporation (productos funcionales) de Monheim, Alemania y Cincinnati, Ohio. Típicamente, una cantidad de tal diamina de dímero en el intervalo de alrededor de 1 libra por barril (ppb) (2.9 kg/m³) hasta alrededor de 3 ppb (8.6 kg/m³) es suficiente
15 para los propósitos de la invención. Estas diaminas de dímeros grasos se preparan comercialmente a partir de diácidos de dímeros grasos los cuales se han producido a partir de la dimerización de ácido oleico vegetal o ácido graso del *tall oil* por métodos térmicos o catalizados con
20 ácidos.

La dimerización de los ácidos grasos de *tall oil* C18 produce el material que conduce a los ácidos del dímero C36. Este material es una mezcla de un ácido dicarboxílico monocíclico, ácido dicarboxílico acíclico y ácido dicarboxílico bicíclico junto con cantidades pequeñas de triácidos triméricos. Estos diácidos se convierten en diaminas por medio del Esquema de Reacción dado a continuación:



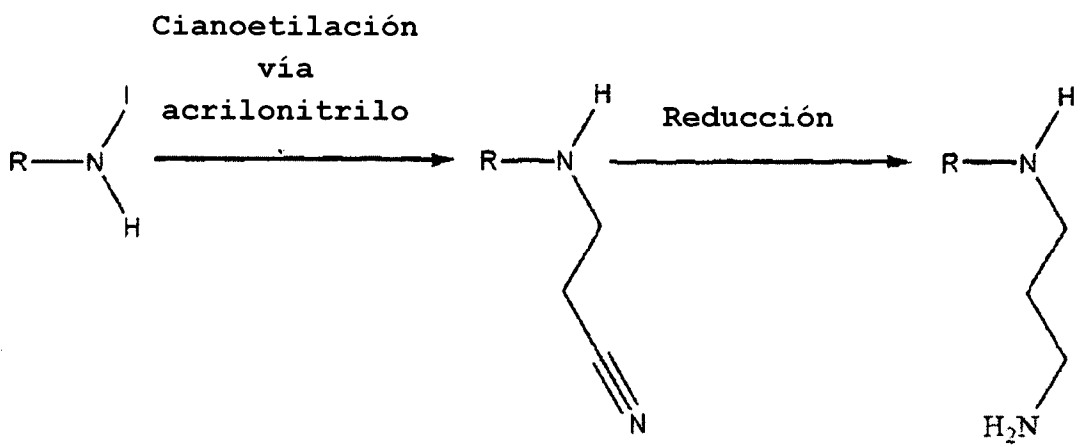
Esquema de Reacción I.

5

Estas diaminas se convierten además en compuestos que caen bajo el alcance de aditivos de aminas hidrofóbicas. Estas diaminas se convierten en derivados de cianoetilo por medio de cianoetilación con acrilonitrilo; estos derivados de cianoetilo se reducen además en aminopropil aminas por medio de reducción como se muestra en el Esquema de Reacción II a continuación, como se enseña en la patente de Estados Unidos No. 4,250,045, concedida el 10 de febrero de 1981 a Coupland, et al.

15

20

**Esquema de Reacción II**

La diamina del dímero dicianoetilado está disponible comercialmente como Kemamine DC 3680 y 3695 y la diamina del

dímero di-N-aminopropilado está disponible comercialmente como Kemamine DD 3680 y 3695 de Chemtura Corporation USA. Diferentes estructuras del aditivo dimérico de aminos hidrofóbicas se dan a continuación:

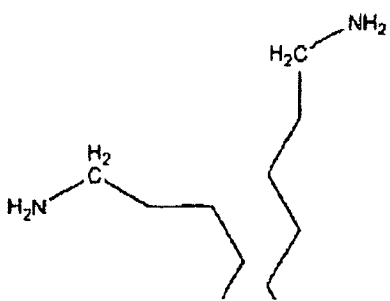
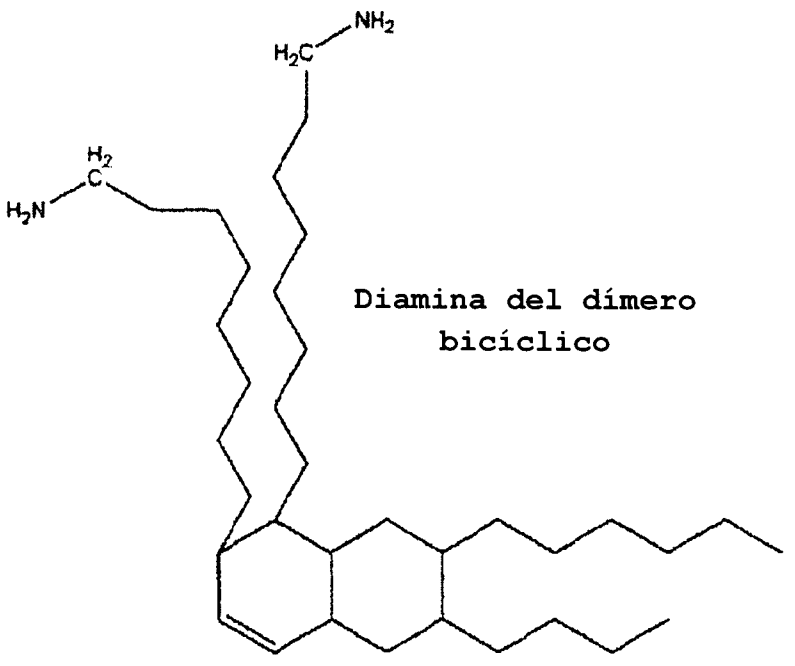
5

10

Diamina del
dímero
monocíclico

15

20



Diamina del dímero
aromático

5

10

Diamina del dímero
acrílico



15

20

Las pruebas de laboratorio demuestran la efectividad de la presente invención. Con referencia a los experimentos cuyos resultados se grafican en la Figura 1, un fluido de perforación de emulsión invertida de 9 ppg (1080 kg/m3) ESTNOVERT® se preparó al usar una base de parafina/aceite mineral en una relación de agua a aceite de 60:40 con salmuera de cloruro de calcio que tiene una salinidad en fase de agua de 200,000 partes por millón (ppm). Para esto, los aditivos se mezclaron para un fluido de perforación que tiene los componentes como se indican en la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1

Componentes	control	Formulaciones de la invención que contienen

		diamina del dímero C36		
	1	2	3	4
	Peso del lodo: ppg (kg/m3)	9(1080)	9(1080)	9(1080)
5	Relación de aceite-agua	60/40	60/40	60/40
	Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)
	Emulsionante EZ- MUL® NT; lb(kg)	8(3.6)	8(3.6)	8(3.6)
10	Cal; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)	3(1.4)
	Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)	3(1.4)
15	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	1.5(0.7)	1.5(0.7)	1.5(0.7))
	Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)
	Material TAU- MOD™; lb/kg	5(2.3)	5(2.3)	5(2.3)
20	REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)	20(9.1)
	Barita; lb(kg)	9.9(4.5)	9.9(4.5)	9.9(4.5))
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)	20(9.1)
	Diamina del dímero C36; lb(kg)	-	1(0.5)	3(1.4) 6(2.7)
	Rolado en caliente 16 hr; temp. °F(°C)	250(121)	250(121)	250(121))

5

10

15

20

Propiedades				
600 rpm	43	58	68	74
300 rpm	25	35	43	49
200 rpm	19	28	34	38
100 rpm	12	18	23	27
6 rpm	4	6.0	9.0	11.0
3 rpm	3.5	5.0	8.0	10.0
Viscosidad Plástica; cP(Pa.s)	18(0.018)	23(0.023)	25(0.025)	25 (0.025)
Límite de Elasticidad; lb/100 ft ² (Pa)	7(3.4)	12(5.7)	18(8.6)	24(11.5)
Geles 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	3.5(1.68)	6.0(2.87)	11.0 (5.27)	11.0 (5.27)
Geles 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	5(2.4)	15(7.2)	20(9.6)	21(10.1)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	3(1.4)	4.0(1.92)	7.0(3.35)	9.0 (4.31)
TAUO; lb/100 ft ² (Pa)	3.26(1.56)	4.52 (2.16)	7.18 (3.44)	8.60 (4.12)
E.S. @ 120°F (48.9°C); V	168	143	150	200
HPHT@250°F (121.1°C), ml	2.0	1.6	1.4	1.2

Todos los productos de marcas registradas anteriores y en otras tablas a continuación están disponibles de Halliburton Energy Services, Inc., en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma, excepto que el REV DUST es un sólido de perforación artificial disponible de Milwhite Inc, en Houston Texas. Estas composiciones establecidas en la Tabla 1 se rolaron en caliente a 250°F (121 °C) por 16 horas. Los fluidos luego se mezclaron además durante 5 minutos y se evaluaron en un reómetro FANN 35 a 120°F (49°C), probando la

Viscosidad plástica (PV), Límite de elasticidad (YP), tensión de fluencia (τ_0) y Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP).

La Viscosidad plástica (PV), Límite de elasticidad (YP),
5 Tensión de fluencia (τ_0) y Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP) del fluido de perforación de emulsión invertida se determinaron en un reómetro de indicación directa, un reómetro FANN 35, impulsado por un motor eléctrico. El reómetro consiste de dos cilindros
10 concéntricos, el cilindro interior se llama un peso conductor, mientras que el cilindro exterior se denomina manga del rotor. La muestra del fluido de perforación se coloca en un depósito controlado por termostato y la temperatura del fluido se ajusta a $120 (\pm 2)^\circ\text{F}$ ($49^\circ\text{C} \pm 1.1^\circ\text{C}$).
15 El fluido de perforación en el depósito controlado por termostato luego se coloca en el espacio anular entre los dos cilindros concéntricos del FANN 35. El cilindro exterior o manga del rotor se impulsa en una velocidad rotatoria constante. La rotación de la manga del rotor en el fluido
20 produce un torque en el cilindro interior o peso conductor. Un resorte de torsión limita el movimiento del peso conductor, y un selector unido al peso conductor indica el desplazamiento del peso conductor. Las lecturas del selector se miden a velocidades diferentes de la manga del rotor de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 revoluciones por minuto (rpm).

En general, el Límite de Elasticidad (YP) se define como el valor obtenido a partir del modelo reológico plástico de Bingham cuando se extrapola a una relación de esfuerzo cortante de cero. Se puede calcular al usar lecturas de

relación de esfuerzo cortante de 300 rpm y 600 rpm como se
 señala anteriormente sobre un reómetro estándar para campo
 petrolero, tal como un reómetro FANN 35 o un FANN 75.
 Similarmente, la Tensión de fluencia o Tau cero es la tensión
 5 que debe ser aplicada a un material para hacerlo que comience
 a fluir (o tener fluencia), y se puede calcular comúnmente a
 partir de lecturas del reómetro medidas a relaciones de 3, 6,
 100, 200, 300 y 600 rpm. La extrapolación se puede efectuar
 al aplicar un ajuste de mínimos cuadrados o ajuste de curva
 10 al modelo reológico de Herchel-Bulkley. Un medio más
 conveniente de estimar la Tensión de fluencia es al calcular
 el Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP) por
 la fórmula que se muestra a continuación en la Ecuación 2
 excepto con las lecturas de 6 rpm y 3 rpm sustituidas por las
 15 lecturas de 600 rpm y 300 rpm, respectivamente. La viscosidad
 plástica (PV) se obtiene a partir del modelo reológico
 plástico de Bingham y representa la viscosidad de un fluido
 cuando se extrapola hasta un esfuerzo cortante infinito. La
 PV se obtiene a partir de las lecturas de 600 rpm y 300 rpm
 20 como se dan a continuación en la Ecuación 1. Una baja PV
 puede indicar que un fluido es capaz de usarse en perforación
 rápida debido, entre otras cosas, a que el fluido tiene baja
 viscosidad al salir de la barrena de perforación y tiene una
 relación de flujo creciente. Una alta PV puede ser provocada
 por un fluido de base viscosa, sólidos coloidales en exceso,
 o ambos. La PV y YP se calculan por el siguiente conjunto de
 ecuaciones:

$$PV = (\text{lectura } 600 \text{ rpm}) - (\text{lectura } 300 \text{ rpm}) \text{ (Ecuación 1)}$$

$$YP = (\text{lectura } 300 \text{ rpm}) - PV \text{ (Ecuación 2)}$$

Más particularmente, cada una de estas pruebas se efectuaron conforme a los procedimientos estándar establecidos en la Práctica Recomendada 13B-2, Práctica Recomendada para Pruebas en Campo de Fluidos de perforación base Aceite, Cuarta Edición, Instituto Americano del Petróleo, 1 de marzo de 2005, los contenidos de la cual se incorporan en la presente como referencia.

Los resultados de las pruebas graficadas en la Figura 1 demuestran que de 1 a 3 ppb (2.9 a 8.6 kg/m^3) de aditivo de diamina del dímero C36 (amina hidrofóbica) fue suficiente para impartir una reología adecuada en el lado bajo hasta los 9 ppg (8.6 kg/m^3) del fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT®. Los resultados en la Tabla 1 muestran que la PV se incrementó en 60 % mientras que la YP, LSY y Resistencia del Gel a 10 minutos se incrementaron por 250, 200 y 300% respectivamente con la adición de 6 ppb (17.1 kg/m^3) del aditivo de amina hidrofóbica (formulación 4 de la invención) con relación al control (formulación 1).

Las muestras de 9 ppg (1080 kg/m^3) de fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT® que contienen 3 ppb (8.6 kg/m^3) de diamina del dímero C36 se evaluaron además con un reómetro FANN 75 al usar condiciones simuladas dentro de pozo, y particularmente probar la reología a alta temperatura y alta presión. El reómetro FANN 75 mide similarmente como el reómetro FANN 35 pero puede medir la reología bajo alta temperatura y presión. Las composiciones de estas muestras (muestras de formulación 6) se establecen en la Tabla 2(a) a continuación y los resultados de estas pruebas se graficaron en las Figuras 2(a), 2(b) y 2(c). Antes de probar, las muestras se rolaron en caliente a 325°F

(162.8 °C). La muestra de la Formulaci3n 5 en la Tabla 2(a) fue un "control," el fluido de perforaci3n sin un aditivo de d3mero de diamina (amina hidrof3bica). Los datos para estas figuras se proporcionan en la Tabla 2(b) (muestra de la formulaci3n de control 5) y Tabla 2(c) (muestra de la formulaci3n de la invenci3n 6) a continuaci3n. Las Tablas 2(b) y 2(c) muestran que la adici3n del aditivo de amina hidrof3bica increment3 el YP y LSYP del fluido de perforaci3n de emulsi3n invertida, pero mantuvo una PV similar o inferior con relaci3n al control (formulaci3n 5), bajo condiciones de Alta Presi3n y Alta Temperatura (HPHT).

Tabla 2(a) Formulaciones

	Componentes	Control	Formulaciones de la invenci3n que contienen diamina del d3mero C36
15		5	6
	Peso del lodo: ppg (kg/m3)	9(1080)	9(1080)
	Relaci3n de aceite-agua	60/40	60/40
	Parafina EDC 99 DW@/ aceite mineral; bbl (litros)	0.51(81)	0.51(81)
20	Emulsionante EZ-MUL@ NT; lb(kg)	8(3.6)	8(3.6)
	Cal; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
	Suspensi3n RHEMOD@L y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
	Agente de control de filtraci3n ADAPTA@; lb(kg)	2.5(1.1)	2.5(1.1)
	Salmuera de CaCl2 al 20%; lb/bbl (kg/m3)	162.2(462.8)	162.2(462.8)
	Material TAU-MOD™; lb/kg	5(2.3)	5(2.3)
	REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)
	Barita; lb(kg)	27.3(12.4)	27.3(12.4)

	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	NIL	NIL
	Diamina del dímero C36; lb(kg)	NIL	3 (1.4)
5	Temperatura de rolado en caliente; °F(°C)	325 (163)	325 (163)
	E.S.@ 120°F (49°C)	101	130
	HPHT @ 325°F, ml	3.6	2.4

10

15

20

Tabla 2(b) - Resultados de Pruebas de Reología

(Control-Formulación 5)

RPM	FANN 35	FANN 75										
		120°F (49°C)			250°F (121°C)				325°F (163°C)			
	0 psi	0 psi	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	0 psi	1000 psi ^A (703.1 Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)	1000 psi ^A (703.1 Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)
600	52	53	67	54	33	37	44	54	26	29	34	42
300	29	31	38	31	21	23	27	34	17	19	22	27
200	21	23	29	24	17	19	22	27	15	17	19	24
100	13	16	18	16	14	15	17	20	15	15	16	20
6	5	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	8
3	4	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	7
PV; cP (Pa.s)	23 (0.023)	22 (0.022)	29 (0.029)	23 (0.023)	12 (0.012)	14 (0.014)	17 (0.017)	21 (0.021)	9 (0.009)	10 (0.010)	12 (0.012)	15 (0.015)
YP; lb/1000 ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	9 (4.3)	8 (3.8)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	13 (6.2)	8 (3.8)	9 (4.3)	10 (4.8)	12 (5.7)
LSYP; lb/1000 ft ² (Pa)	3 (1.4)	3 (1.4)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	5 (2.4)	5 (2.4)	6 (2.9)	6 (2.9)	7 (3.4)	7 (3.4)

^A (6.895 MPa) ^B (20.68 MPa) ^C (41.37 MPa) ^D (68.948 MPa)

86

Tabla 2(c) - Resultados de Pruebas de Reología

(Formulación 6)

RPM	FANN 35	FANN 75								
	120°F (49°C)	120°F (49°C)	250°F (121°C)				325°F (163°C)			
	0 psi	0 psi	1000 psi ^A (703. Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)	1000 psi ^A (703. Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)
600	70	68	37	43	54	68	29	33	38	49
300	42	42	26	31	37	45	22	25	29	36
200	32	33	22	26	30	37	20	22	25	32
100	21	23	18	20	23	28	17	18	21	25
6	8	9	9	12	12	13	11	10	11	14
3	7	8	8	10	11	12	11	10	11	10
PV; cP (Pa.s)	28 (0.028)	26 (0.026)	10 (0.10)	13 (0.013)	17 (0.017)	23 (0.023)	7 (0.007)	8 (0.008)	9 (0.009)	13 (0.013)
YP; lb/1000 ft ² (Pa)	14(6.7)	15(7.2)	16(7.7)	18(8.6)	20(9.6)	21 (10.1)	15(7.2)	16(7.7)	20(9.6)	23(11.0)
LSYP; lb/1000 ft ² (Pa)	6(2.9)	8(3.8)	7(3.4)	8(3.8)	11(5.3)	12(5.7)	10(4.8)	10(4.8)	11(5.3)	6(2.9)

^A(6.895 MPa) ^B(20.68 MPa) ^C(41.37 MPa) ^D(68.948 MPa)

32

b4

La Figura 3 muestra los resultados de las pruebas del efecto del aditivo de diamina del dímero C36 (amina hidrofóbica) sobre la reología de 10 ppg (1200 kg/m³) peso de lodos del fluido de perforación de emulsión invertida de base aceite INNOVERT® formulado sin material amorfo/fibroso TAU-MOD™ o un agente de puenteo de molienda fina tal como el material BARACARB® 5. La formulación exacta del fluido de perforación y los datos de prueba se muestran en la Tabla 3. Estas pruebas indicaron que las 10 ppg (1200 kg/m³) de fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT® que contiene 6 ppb (17.1 kg/m³) de diamina del dímero C36 tiene una reología efectiva en el extremo bajo, esto es, reología efectiva incluso a pesos bajos de lodos, e incluso sin aditivos de agente de viscosidad/agente de suspensión tal como el material amorfo/fibroso TAU-MOD™ y el agente de puenteo de molienda fina BARACARB® 5. La adición de diamina del dímero C36 incrementó la PV por alrededor de 30% e incrementó el YP, LSYF y la Resistencia del Gel en 10 minutos por alrededor de 250% con relación al control (formulación 7).

Tabla 3

Formulación	7	8
Componentes	Control	Formulación de la invención que contienen diamina del dímero C36
Peso del lodo: ppg (kg/m ³)	10 (1200)	10 (1200)
Relación de aceite-agua	70/30	70/30
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.57 (90.6)	0.57 (90.6)
Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	8.00 (22.8)	8.00 (22.8)
Cal; lb(kg)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3.00 (8.56)	3.00 (8.56)
Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
Solución de CaCl ₂ ; ppb (kg/m ³)	120.90 (344.93)	120.90 (344.93)
REV DUST; ppb(kg/m ³)	20.00 (57.06)	20.00 (57.06)
BAROID; ppb(kg/m ³)	105.90 (302.13)	105.90 (302.13)
Diamina del dímero C36; ppb(kg/m ³)	0	6.00 (17.1)
Rolado en caliente a 250 °F(121°C) por 16 horas		
Reología FANN 35 a 120F (49°C)		
600 rpm	34	58
300 rpm	20	40
200 rpm	15	33
100 rpm	10	23
6 rpm	4	9

5

3 rpm	3	8
PV; cP (Pa.s)	14 (0.014)	18 (0.018)
YP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	22(10.5)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	2(1.0)	7 (3.4)
Tau 0; lb/100 ft ² (Pa)	3.2 (1.53)	5.9 (2.82)
Gel, 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	5 (2.4)	10 (4.8)
Gel, 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	5 (2.4)	18 (8.6)

10

15

20

REOLOGÍA FANN 75 - para Formulación 8					
Presión en psi (MPa)	0	1000(6.8 95)	3000 (20.68)	6000 (41.37)	10,000
Temperatura en °F (°C)	120(49)	250(121)			
600 rpm	55	32	35	39	46
300 rpm	38	25	26	30	36
200 rpm	32	22	23	26	32
100 rpm	24	19	20	22	28
6 rpm	8	11	13	14	19
3 rpm	8	10	12	13	18
PV; cP(Pa.s)	17 (0.017)	7(0.007)	9 (0.009)	9 (0.009)	10 (0.010)
YP; lb/100ft ² (Pa)	21(10.1)	18(8.6)	17(8.1)	21 (10.1)	26 (12.4)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	12 (5.7)	17 (8.1)
Tau 0; lb/100 ft ² (Pa)	8.6 (4.12)	8.7 (4.17)	12.3 (5.89)	12.5 (5.99)	17.7 (8.47)
Gel, 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	-	9 (4.3)	9 (4.3)	10 (4.8)	14 (6.7)
Gel, 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	-	8 (3.8)	9 (4.3)	12 (5.7)	16 (7.7)

Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención también se prepararon y probaron en laboratorio con otras bases comercialmente disponibles de emulsión invertida de aceites minerales, particularmente la base de aceite mineral EDC 99-DW, disponible de Total en Paris, Francia, base de aceite mineral ESCAID®-110, disponible de ExxonMobil, en Houston, Texas, y la base de aceite mineral XP-07, disponible de Petrochem Carless en Wynnewood, Oklahoma y en el Reino Unido. Más particularmente, estas muestras tuvieron las formulaciones establecidas en la Tabla 4 a continuación. Cada formulación tuvo un peso de lodos de 9 ppg y una relación aceite:agua de 60:40. Después del rolado en caliente a 250°F (121 °C) por 16 horas, se evaluaron las reologías de las muestras con un reómetro FANN 35 a 120°F (49°C). Los datos de prueba se muestran en la Tabla 4 y estos resultados se grafican en la Figura 4, que muestran que la invención es efectiva con una variedad de bases de fluidos de perforación de emulsión invertida de aceite mineral comercialmente disponibles.

Tabla 4

Formulación	9	10	11
Peso del lodo: ppg (kg/m3)	9(1080)	9(1080)	9(1080)
Relación de aceite-agua	60/40	60/40	60/40
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.51 (81)	-	-
Base de aceite ESCAID® 110; bbl(litros)	-	0.502 (79.8)	-
Base de aceite XP-07, bbl(litros)	-	-	0.5 (80)

5	Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	9 (4.1)	9 (4.1)	9 (4.1)
	Cal; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
	Suspensión RHEMODOL y agente de viscosidad; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)
	Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	162.2 (462.8)	161.7 (461.3)	161.1 (459.6)
10	Material TAU-MOD™; lb(kg)	5 (2.3)	5 (2.3)	5 (2.3)
	REV DUST; ppb(kg/m ³)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)
	Barita; lb(kg)	27.3 (12.4)	31.8 (14.4)	36.25 (16.44)
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
15	Diamina del dímero C36; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
	Rolado en caliente °F(°C)	250 (121)	250 (121)	250 (121)
	600 rpm	73	87	72
	300 rpm	44	54	49
20	200 rpm	34	42	40
	100 rpm	23	28	30
	6 rpm	8.0	10.0	13.0
	3 rpm	7.0	9.0	12.0
	Viscosidad plástica; cP(Pa.s)	29 (0.029)	33 (0.033)	23 (0.023)
	Límite de elasticidad; lb/100ft ² (Pa)	15 (7.2)	21 (10.1)	26 (12.4)
	Geles 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	8.0 (3.83)	10.0 (4.79)	13.0 (6.22)
	Geles 10 min/30 min; lb/100ft ² (Pa)	14 (6.7) / 15 (7.2)	25 (12.0) / 25 (12.0)	20 (9.6) / 21 (10.1)
	LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6.0 (2.87)	8.0 (3.83)	11.0 (5.27)

TAUO; lb/100ft ² (Pa)	6.5 (3.11)	7.82 (3.74)	10.2 (4.88)
E.S. a 120°F (49°C); V	164	145	121
HPHT 250°F (121°C), ml	<1.0	1.8	2.0

5 La Figura 5 compara resultados de las pruebas de
desempeño del fluido de perforación de emulsión invertida
INNOVERT® 12 ppg (1440 kg/m3) (que tiene una relación
aceite:agua de 70:30), con (Formulación 13) y sin diamina del
dímero C36 (Formulación 12), rolado en caliente durante 16
10 horas a 350°F (177 °C). Estos resultados demuestran el
desempeño superior obtenido con la inclusión de un aditivo de
amina hidrofóbica tal como la diamina del dímero C36. La
formulación de las muestras probadas y los resultados de la
prueba se establecen en la Tabla 5 a continuación. Estos
15 resultados indican que con la adición de la diamina del
dímero C36, la PV se incrementó por alrededor de 12.5%
mientras que el YP, LSYF y la resistencia del gel por 10 min
se incrementaron por alrededor de 200% con relación a los
fluidos sin el aditivo.

20

Tabla 5

Formulación	12	13
Peso del lodo: ppg (kg/m3)	12(1440)	12(1440)
Relación de aceite-agua	70/30	70/30
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.48(76.3)	0.48(76.3)
Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	9 (4.1)	9 (4.1)
Derivado de resina líquida (tall oil) altamente concentrado FACTANT™; lb(kg)	1(0.5)	1(0.5)
Cal; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)

5	Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
	Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	110.9 (50.30)	110.9 (50.30)
	Material TAU-MOD™; lb(kg)	5 (2.3)	5 (2.3)
	REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)
10	Barita; lb(kg)	159.2(72.21)	159.2 (72.21)
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	50 (22.7)	50 (22.7)
	Diamina del dímero C36; lb(kg)	Nulo	2 (0.9)
	Temperatura de Rolado en caliente °F(°C) 16 horas	350(177)	350(177)
	600 rpm	71	92
15	300 rpm	39	56
	200 rpm	28	43
	100 rpm	18	29
	6 rpm	5	11
	3 rpm	4	10
20	Viscosidad plástica; cP(Pa.s)	32 (0.032)	36 (0.036)
	Límite de elasticidad; lb/100ft ² (Pa)	7 (3.4)	20 (9.6)
	Geles 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	13 (6.2)
	Geles 10 min/30 min; lb/100ft ² (Pa)	9(4.3)/ 12(5.7)	25(12.0)/ 27(12.9)
	LSYP; lb/100ft ² (Pa)	3(1.4)	9(4.3)
	TAUO; lb/100ft ² (Pa)	4.06(1.94)	9.21(4.41)
	E.S. a 120°F (49°C); V	199	292
	HPHT 250°F (121°C), ml	3.2	2.4

La Figura 6 proporciona una gráfica que muestra la curva de forma "L" característica favorable del "gel frágil" obtenida en la prueba del fluido formulado con emulsión invertida INNOVERT® 9 ppg (1080 kg/m3) con diamina del dímero C36. Esta Figura muestra que incluso a bajo peso de

lodo fluido de perforación con un aditivo de amina hidrofóbica de la presente invención demuestra el comportamiento de "gel frágil" con relación al fluido sin el aditivo de amina hidrofóbica.

5 Las Figuras 7a y 7b proporcionan gráficas que muestran el comportamiento de "gel frágil" del ejemplo de fluidos de perforación libres de arcilla de la invención que tienen pesos de lodo de 16 y 18 ppg (1920 y 2160 kg/m³), respectivamente. Estas gráficas muestran que incluso a un
10 peso alto de lodos y temperaturas superiores de rolado en caliente, un fluido de perforación de emulsión invertida libre de arcilla con el aditivo de amina hidrofóbica de la presente invención demuestra un comportamiento de "gel frágil". La Tabla 6 también muestra otra ventaja de la
15 invención- que las pérdidas de fluido HPHT de fluidos de perforación con alto peso de lodos con un aditivo de amina hidrofóbica de la invención son menores que las de fluidos de perforación de otra manera comparables sin el aditivo de amina hidrofóbica. Además, el filtrado de HPHT de estos
20 fluidos sin el aditivo de amina hidrofóbica mostró una presencia indeseable de una masa sólida.

Las formulaciones para los fluidos de 16 y 18 ppg (1920 y 2160 kg/m³), cuyos resultados de prueba se grafican en las Figuras 7a y 7b, se muestran en la Tabla 6 a continuación, junto con los datos de prueba.

Tabla 6

Número de formulación	14	15	16	17
	Control	Formulación de la	Control	Formulación de la

			invención		invención
	Peso del lodo: ppg (kg/m ³)	18 (2160)	18 (2160)	18 (2160)	18 (2160)
5	Relación de aceite-agua	90/10	90/10	80/20	80/20
	Aceite básico EDC 99 DW®; bbl (litros)	0.468 (74.4)	0.468 (74.4)	0.45 (71.5)	0.45 (71.5)
	Emulsionante EZ-MUL® NT; ppb (kg/m ³)	14 (40)	14 (40)	14 (40)	14 (40)
10	FACTANT™; ppb (kg/m ³)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)
	Cal; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
15	Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
	Agente de control de filtración ADAPTA®; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	3 (8.6)	3 (8.6)
20	BDF 366, ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	0 (0)	0 (0)
	Salmuera de CaCl ₂ ; bbl (litros)	0.066 (10.49)	0.066 (10.49)	0.139 (22.10)	0.139 (22.10)
	REV DUST; ppb (kg/m ³)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	50 (142)	50 (142)
	BAROID; ppb	546.2	546.2	387.4	387.4

	(kg/m ³)	(1558)	(1558)	(1105)	(1105)
	Diamina del dímero C36; ppb (kg/m ³)	-	2 (5.7)	-	2 (5.7)
5	Temperatura de Rolado en caliente °F(°C) 16 horas	375 (191)	375 (191)	350 (177)	350 (177)
	600 rpm	131	126	139	154
	300 rpm	71	71	81	91
10	200 rpm	51	51	60	68
	100 rpm	31	31	38	44
	6 rpm	8	9	13	16
	3 rpm	7	9	12	15
	PV; cP (Pa.s)	60 (0.60)	55 (0.055)	58 (0.058)	63 (0.063)
	YP; lb/100ft ² (Pa)	11 (5.3)	16 (7.7)	23 (11.0)	28 (13.4)
15	LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	15 (7.2)	14 (6.7)
	Gel 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	10 (4.8)	16 (7.7)	24 (11.5)	22 (10.5)
20	Gel 10 min; lb/100ft ² (Pa)	18 (8.6)	26 (12.4)	30 (14.4)	31 (14.8)
	HTHP ml en 30 min 350 F (177°C) para 16 ppg (1920 kg/m ³) / 375F (191°C) para 18 ppg (2160 kg/m ³)	28	12	7.2	3

Las ventajas de los métodos de la invención pueden obtenerse al emplear un fluido de perforación de la invención en operaciones de perforación. Las operaciones de perforación

-ya sea la perforación de un agujero vertical o direccional u horizontal, efectuar un barrido, o correr el revestimiento y cementación- se pueden efectuar como se conoce por aquellos expertos en la técnica con otros fluidos de perforación. Esto

5 es, un fluido de perforación de la invención se prepara u obtiene y circula a través de un pozo de perforación cuando el pozo de perforación se está perforando (o barrido o cementado y con tubería de revestimiento), para facilitar la operación de perforación. El fluido de perforación retira los

10 recortes de perforación a partir del pozo de perforación, enfría y lubrica la barrena de perforación, ayuda a soportar la tubería de perforación y barrena de perforación, y proporciona una cabeza hidrostática para conservar la integridad de las paredes del pozo de perforación y evitar

15 los reventones del pozo. La formulación específica del fluido de perforación de acuerdo con la presente invención se optimiza para la operación de perforación particular y para las características y condiciones particulares de la formación subterránea (tales como temperaturas). Por ejemplo,

20 el fluido se carga como sea apropiado para las presiones de la formación y se adelgaza como sea apropiado para las temperaturas de la formación. Los fluidos de la invención permiten un monitoreo en tiempo real y ajuste rápido del fluido para ajustar los cambios en tales condiciones de la formación subterránea. Además, los fluidos de la invención se pueden reciclar durante una operación de perforación tal que los fluidos circulados en un pozo de perforación se puedan recircular en el pozo de perforación después de regresar a la superficie para la remoción de recortes de perforación por

ejemplo. El fluido de perforación de la invención puede incluso seleccionarse para uso en una operación de perforación para reducir la pérdida de lodo de perforación durante la operación de perforación y/o para cumplir con las regulaciones ambientales que gobiernan las operaciones de perforación en una formación subterránea en particular.

La descripción anterior de la invención se pretende que sea una descripción de modalidades preferidas. Se pueden hacer diversos cambios en los detalles de los fluidos y métodos de uso descritos sin alejarse del alcance pretendido de esta invención como se define por las reivindicaciones anexas.

15

20

62

Hoja nueva

1/10

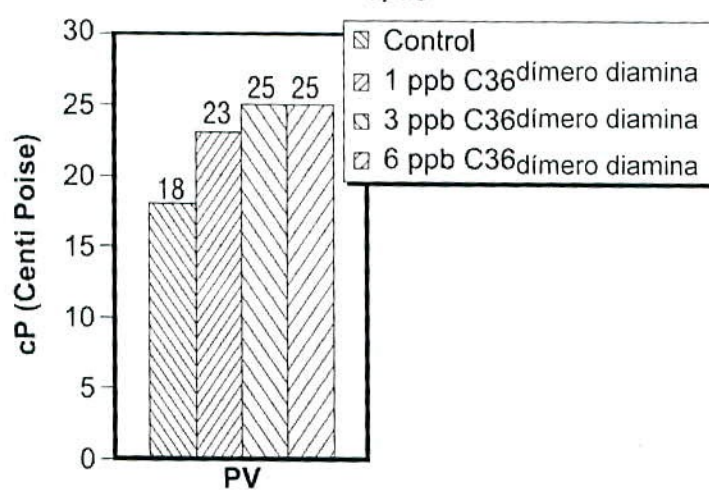


FIG. 1A

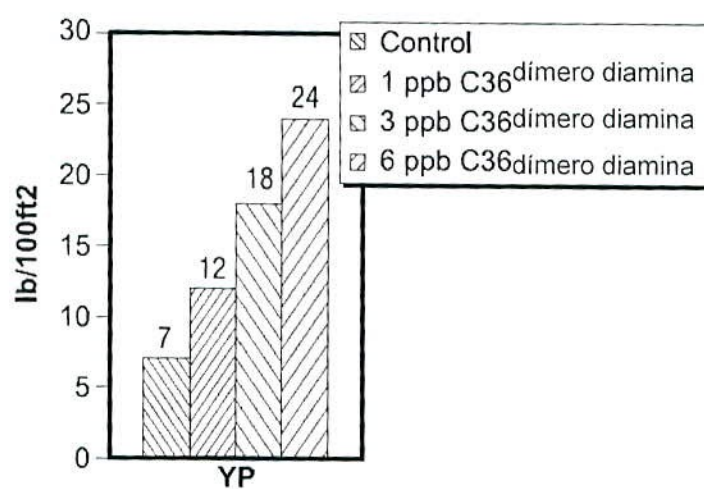


FIG. 1B

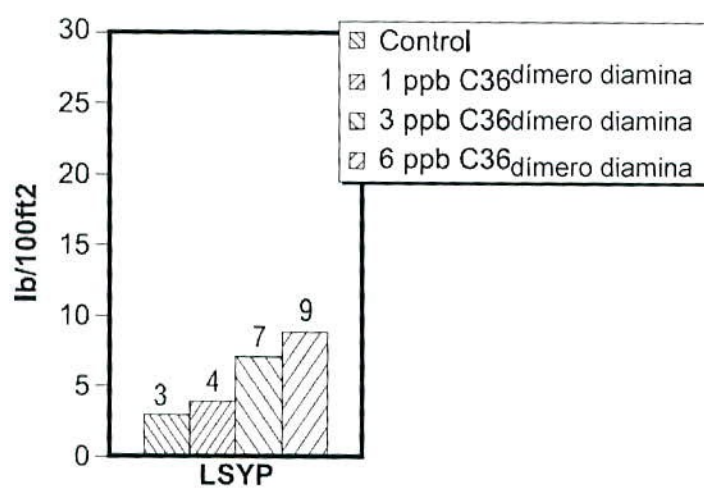


FIG. 1C

2/10

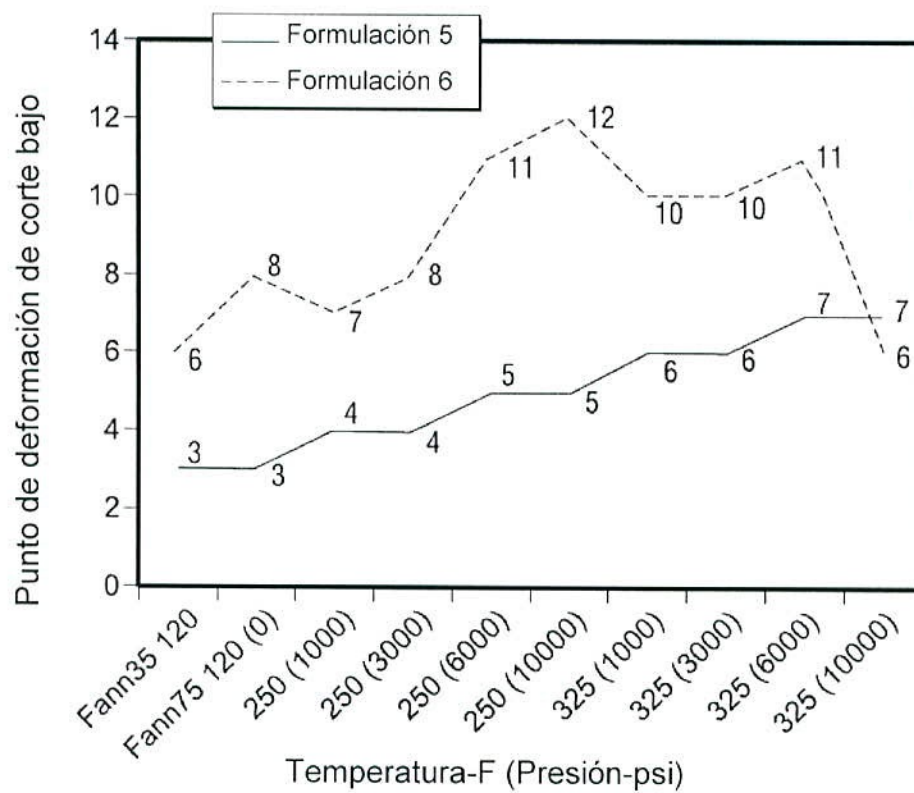


FIG. 2A

3/10

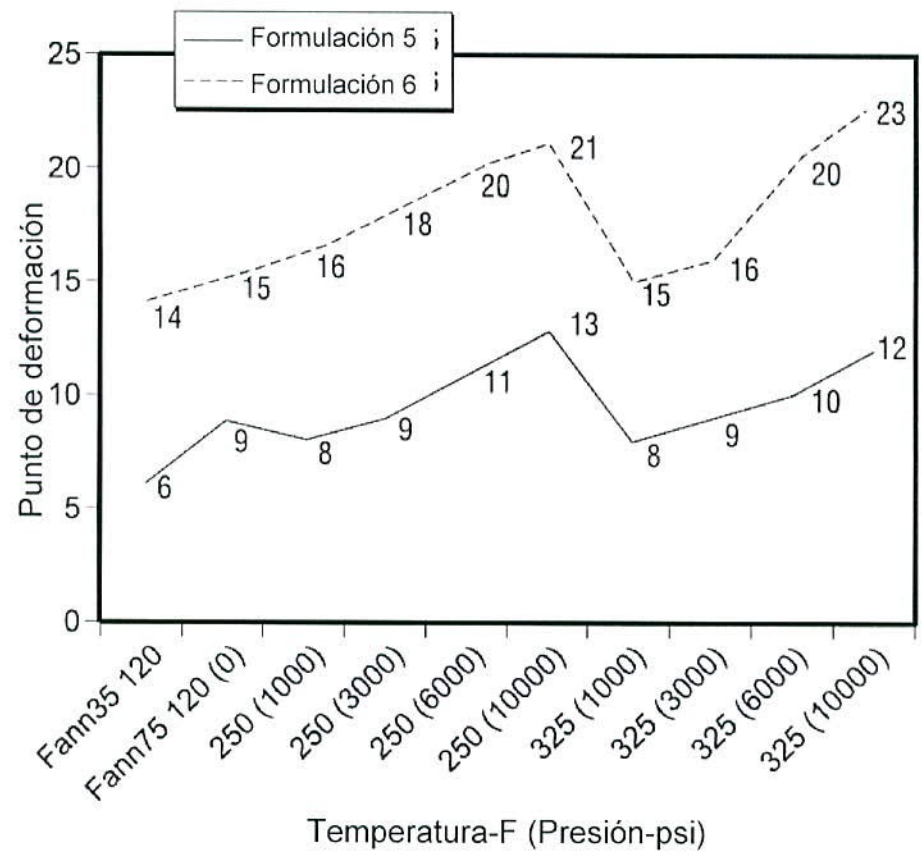


FIG. 2B

4/10

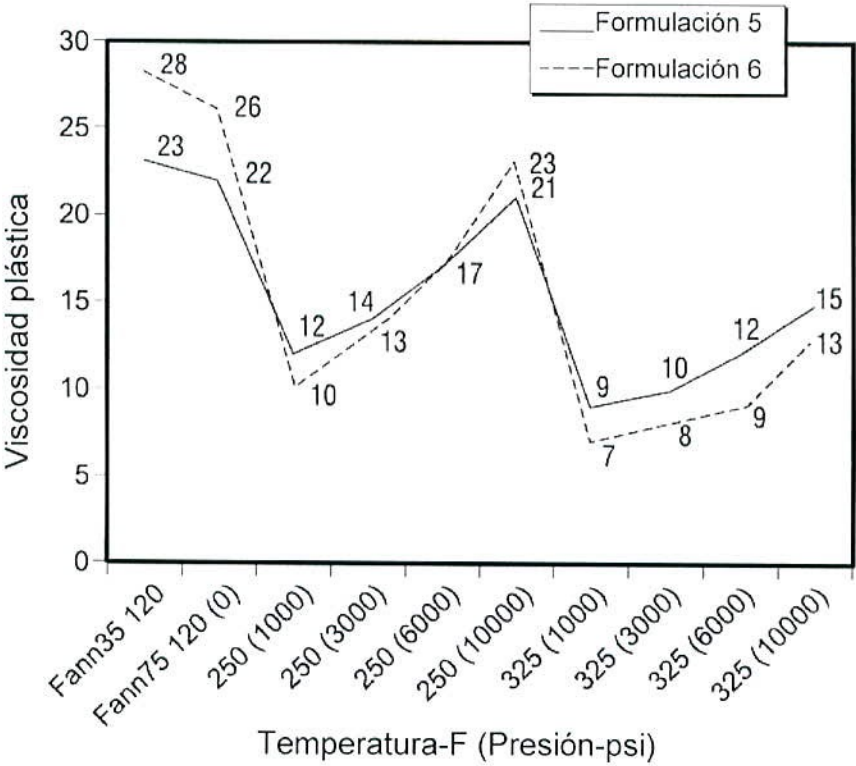
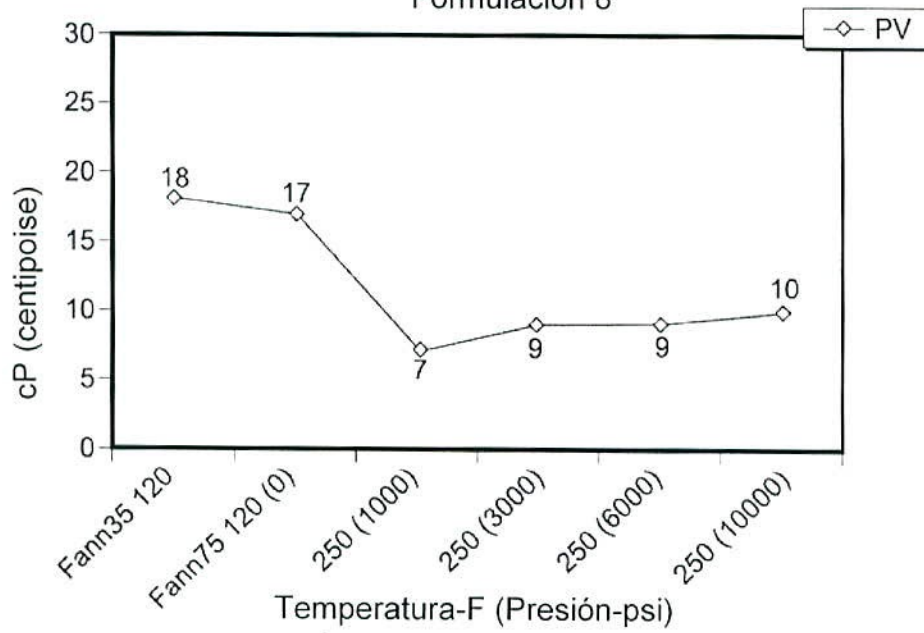
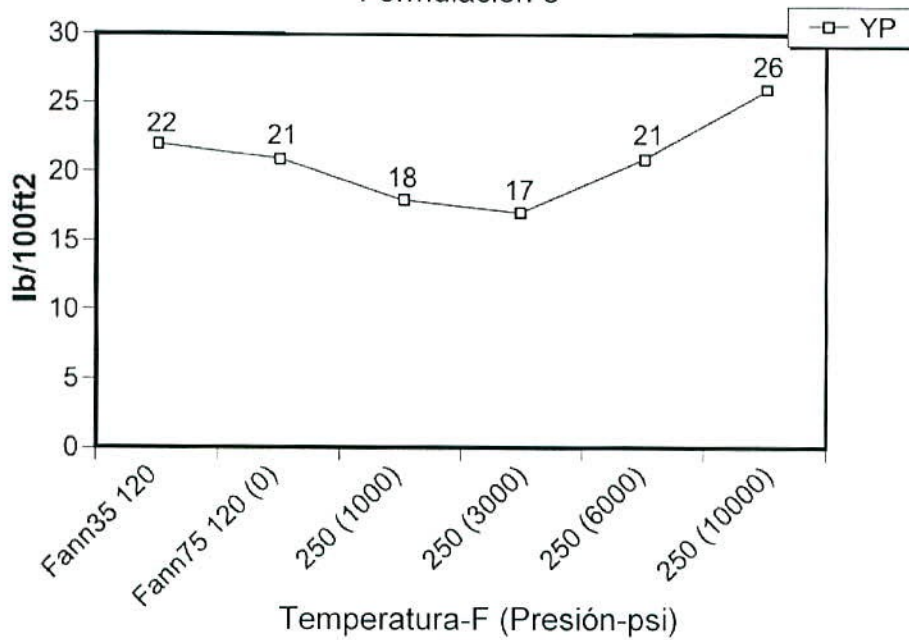


FIG. 2C

Hoja nueva

5/10

Formulación 8

FIG. 3A
Formulación 8

Hoja nueva

6/10

Formulación 8

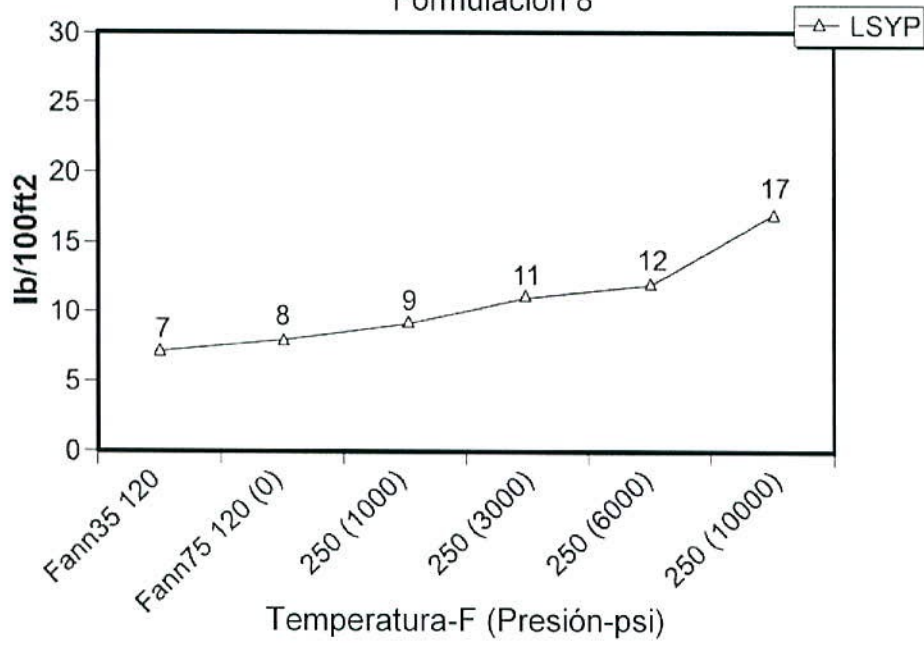


FIG. 3C

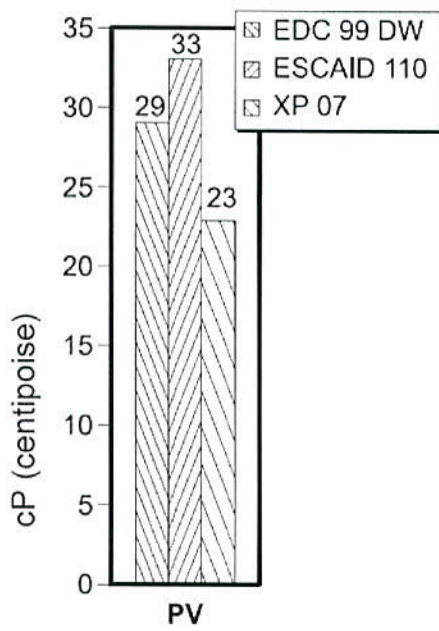


FIG. 4A

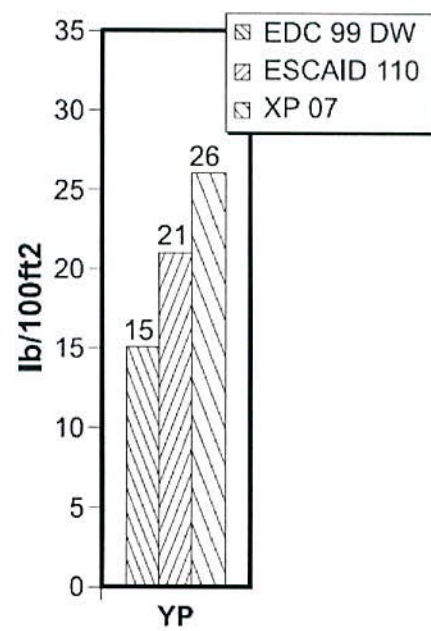
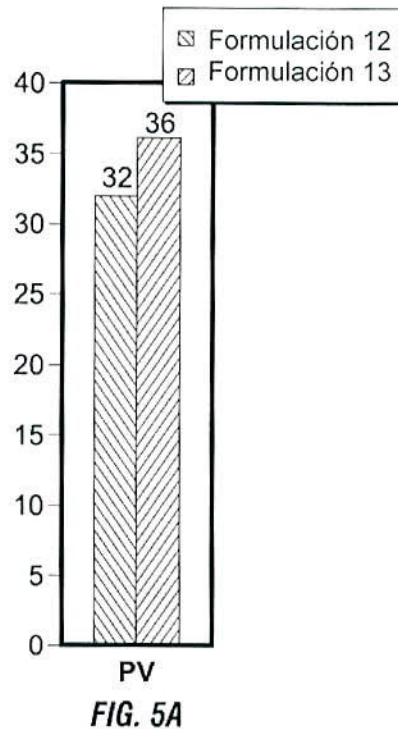
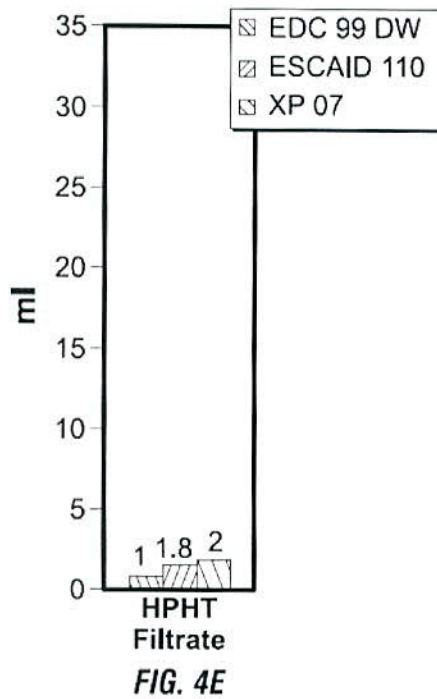
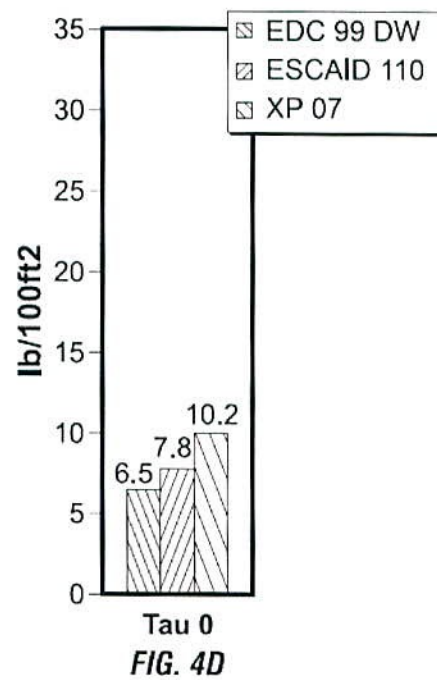
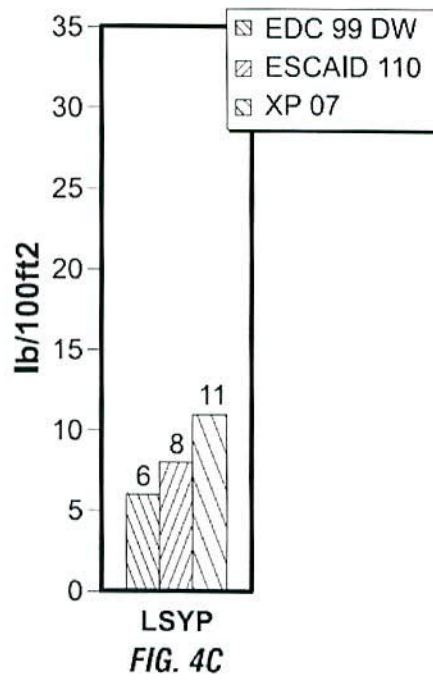


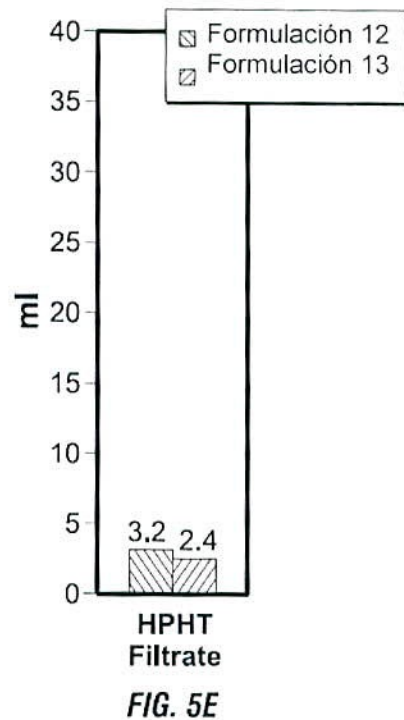
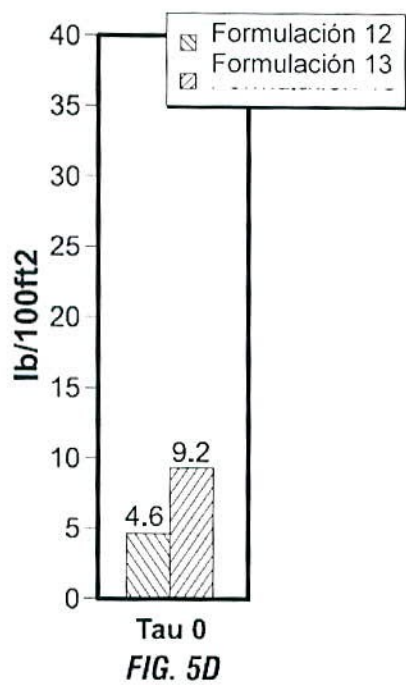
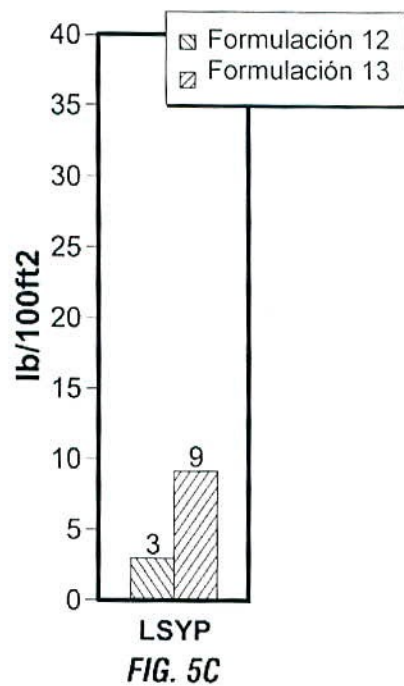
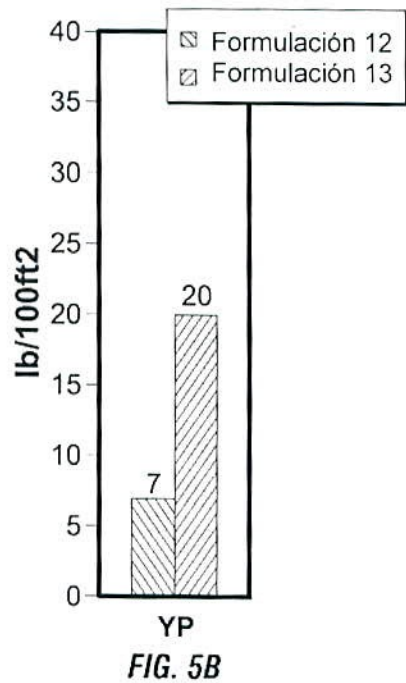
FIG. 4B

Hoja nueva

7/10



Hoja nueva
8/10



Hoja nueva

9/10

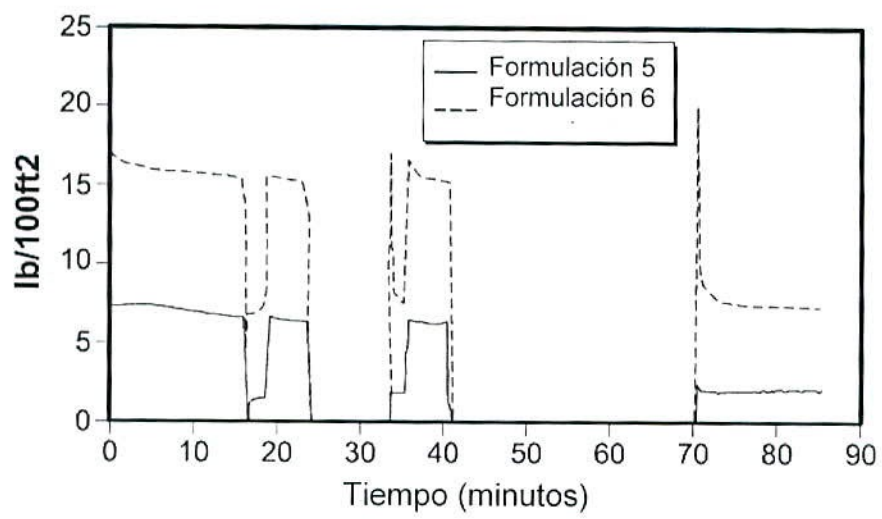


FIG. 6

Hoja nueva

10/10

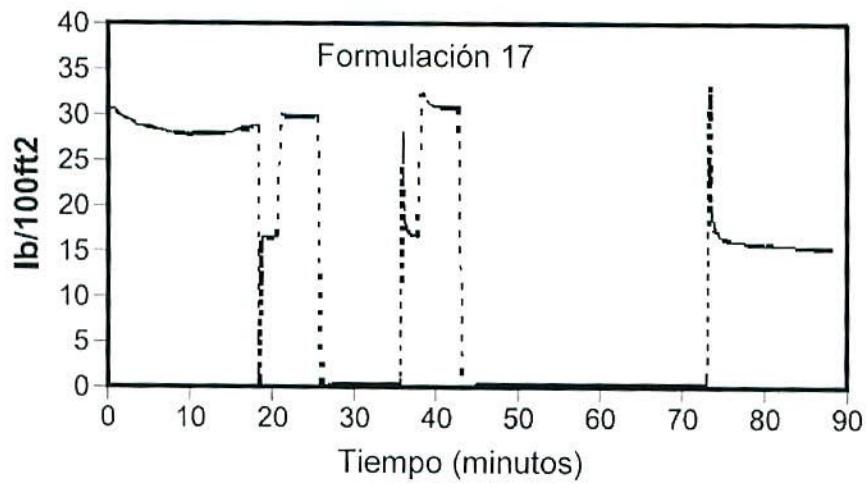


FIG. 7A

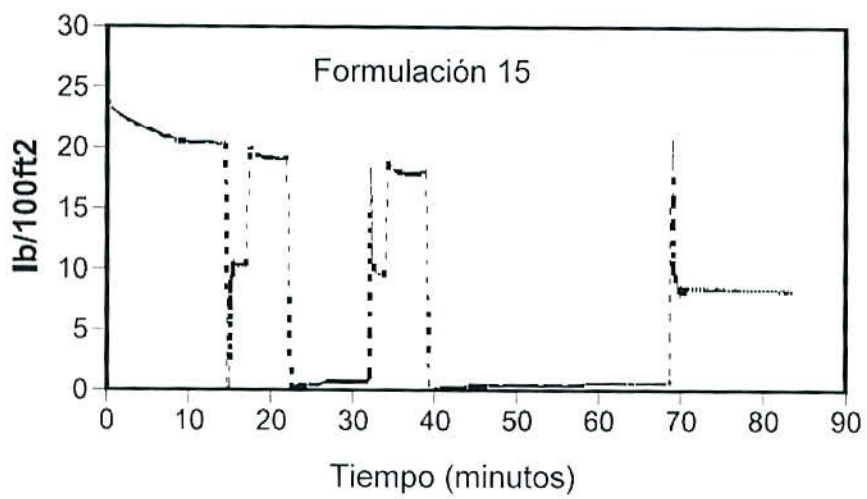


FIG. 7B