



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 345 922**

51 Int. Cl.:
C09K 8/32 (2006.01)
E21B 33/13 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **00989596 .2**
96 Fecha de presentación : **29.12.2000**
97 Número de publicación de la solicitud: **1356010**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **29.10.2003**

54 Título: **Diluyentes para emulsiones inversas.**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
06.10.2010

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
06.10.2010

73 Titular/es: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, Inc.**
10200 Bellaire Boulevard
Houston, Texas 77072-5206, US
EMERY OLEOCHEMICALS GmbH

72 Inventor/es: **Muller, Heinz;**
Kirsner, Jeffrey, P. y
Burrows, Kimberly

74 Agente: **Ungría López, Javier**

ES 2 345 922 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Diluyentes para emulsiones inversas.

5 Esta invención se refiere, en general, a métodos y composiciones para perforación y mantenimiento de pozos en formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos. Particularmente, esta invención se refiere a sistemas de fluido de perforación basados en aceite que comprenden emulsiones inversas de agua en aceite, a diluyentes que potencian o posibilitan el uso de dichos fluidos, a temperaturas de o por debajo de aproximadamente 50 grados Fahrenheit (aproximadamente 10 grados centígrados).

10 Un fluido o "lodo" de perforación, como también se llama habitualmente al fluido de perforación, es un fluido diseñado especialmente que se hace circular en un pozo mientras el pozo se está perforando para facilitar la operación de perforación. Las diversas funciones de un fluido de perforación incluyen retirar los cortes de perforación del pozo, refrigerar y lubricar la broca de perforación, ayudar a soportar la tubería de perforación y la broca de perforación y proporcionar una carga hidrostática para mantener la integridad de las paredes del pozo y evitar explosiones en el pozo. Los sistemas de fluido de perforación específicos se seleccionan para optimizar una operación de perforación de acuerdo con las características de una formación geológica particular.

20 Un fluido de perforación, típicamente, comprende agua y/o aceite o aceite sintético u otro material sintético o fluido sintético ("sintético") como un fluido de base, con sólidos en suspensión. Un fluido de perforación de base no acuosa típicamente contiene petróleo o sintético como la fase continua y puede contener también agua dispersada en la fase continua por emulsión, de manera que no hay una capa distinguible de agua en el fluido. Dicha agua dispersada en aceite generalmente se denomina emulsión inversa o emulsión de agua en aceite.

25 Pueden incluirse numerosos aditivos en dichos fluidos de perforación basados en aceite y emulsiones inversas para potenciar ciertas propiedades del fluido. Dichos aditivos pueden incluir, por ejemplo, emulsionantes, agentes de ponderación, aditivos de pérdida de fluido o agentes de control de pérdida de fluido, o viscosificantes o agentes de control de viscosidad y álcali. Un análisis general y descripción adicionales de los fluidos de perforación basados en aceite se proporciona en P. A. Boyd *et al.*, New Base Oil Used In Low Toxicity Oil Muds, Journal of Petroleum Technology, páginas 137-142 (1985), que se incorpora en este documento por referencia.

30 Un criterio esencial para evaluar la utilidad de un fluido como fluido de perforación o como un fluido para el mantenimiento de un pozo son los parámetros reológicos del fluido, particularmente en condiciones de perforación y de formación del pozo. Para su uso como fluido de perforación o como fluido para el mantenimiento de un pozo, el fluido debe ser capaz de mantener ciertas viscosidades adecuadas para perforar y circulación en el pozo. Preferiblemente, un fluido de perforación será suficientemente viscoso para ser capaz de soportar y llevar a la superficie del pozo cortes de perforación sin ser demasiado viscoso como para interferir en la operación de perforación. Además, un fluido de perforación debe ser suficientemente viscoso para poder suspender barita y otros agentes de ponderación. Sin embargo, el aumento de viscosidad puede dar como resultado una adhesividad problemática de la secuencia de perforación, y un aumento de las presiones de circulación que puede contribuir a problemas de pérdida de circulación.

35 Pueden añadirse diluyentes a los sistemas de fluido de perforación o de lodo de perforación antes de y durante el transcurso de la perforación. Los tensioactivos aniónicos, particularmente, del grupo de sulfatos de alcohol graso, los sulfatos de éter de alcohol graso y los alquilbencenosulfonatos son ejemplos de dichos diluyentes conocidos en la técnica anterior. Aunque se ha demostrado que dichos compuestos diluyen eficazmente los fluidos de perforación, los problemas con dichos diluyentes de la técnica anterior pueden ocurrir cuando se usan los lodos de perforación a bajas temperaturas (temperaturas a o por debajo de aproximadamente 50°F (10°C)).

40 A dichas bajas temperaturas, a pesar del uso de diluyentes conocidos de la técnica anterior, los fluidos de perforación basados en aceite típicamente tienen una viscosidad alta o mayor, que puede hacer a los fluidos indeseables para la perforación. Después de bombearlos al pozo, los fluidos de perforación pueden experimentar calentamiento por la formación, dependiendo de la profundidad del pozo y de la temperatura de la formación. Por ejemplo, un calentamiento en el intervalo de aproximadamente 150° a aproximadamente 250°F (de aproximadamente 66° a aproximadamente 121°C) es bastante habitual y se conocen temperatura subterráneas tan altas como aproximadamente 350°F (aproximadamente 178°C), particularmente en pozos muy profundos. La región del Ártico, por ejemplo, se sabe que tiene temperaturas superficiales muy bajas pero temperaturas subterráneas muy altas. Aún más problemáticos son los pozos profundos (es decir, típicamente pozos por debajo de al menos 457 m (1500 pies)), que someten a los fluidos de perforación a refrigeración debido a las aguas de refrigeración que rodean al elevador a medida que el fluido vuelve a la superficie desde la formación subterránea a alta temperatura. Dicha refrigeración de los fluidos de perforación basados en aceite típicamente aumenta su viscosidad mientras que dicho calentamiento subterráneo de los fluidos de perforación basados en aceite típicamente reduce su viscosidad.

45 Preferiblemente, los diluyentes que reducen la viscosidad de los fluidos de perforación a bajas temperaturas no afectarán a la viscosidad de los fluidos a altas temperaturas. Es decir, en muchos casos, se desea un aglutinante que sea capaz de influir selectivamente en la reología o particularmente de reducir la viscosidad de fluidos de perforación basados en aceite solo a menores temperaturas, tal como puede encontrarse en la superficie del suelo de un pozo, o en el elevador rodeado por las aguas por encima del pozo profundo mar adentro, por ejemplo.

ES 2 345 922 T3

Los diluyentes y otros aditivos para fluidos de perforación, así como fluidos de perforación empleados en pozos tierra adentro y mar adentro, deben satisfacer habitualmente normativas medioambientales estrictas respecto a biodegradabilidad y toxicidad. Adicionalmente, los fluidos de perforación y aditivos para los fluidos de perforación deben ser capaces de soportar las condiciones subterráneas que los fluidos encontrarán típicamente en un pozo, tal como altas temperaturas, altas presiones y cambios de pH.

Existe una necesidad de aditivos de modificación de reología o de reducción de viscosidad para fluidos de perforación basados en aceite y, particularmente, para fluidos de perforación que comprenden emulsiones inversas (agua en aceite) que se espera que se usen o que encuentren bajas temperaturas en las operaciones de perforación. Como se usa en este documento, a menos que se indique otra cosa, se entenderá que “bajas temperaturas” se refiere a temperaturas a o por debajo de aproximadamente 50°F (aproximadamente 10°C).

La invención se describe mediante las reivindicaciones adjuntas.

De acuerdo con el método de la presente invención, un compuesto se añade a una emulsión de agua en aceite o inversa de un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo que reduce la viscosidad del fluido de perforación o el fluido de mantenimiento de pozo a temperaturas bajas o que permite o potencia la capacidad del fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo para mantener su viscosidad a bajas temperaturas. El compuesto, que generalmente puede denominarse “diluyente”, continúa teniendo este efecto sobre un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo durante la perforación o mantenimiento de pozos en formaciones subterráneas, particularmente formaciones subterráneas que poseen hidrocarburos. Adicionalmente, este compuesto no afecta significativamente a la viscosidad de la emulsión a altas temperaturas.

El compuesto tiene la siguiente fórmula:



donde R es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono, n es un número que varía de 1 a 10, m es un número que varía de 0 a 10 y k es un número que varía de 0 a 10.

La invención comprende también la composición de una emulsión de agua en aceite o inversa de un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo que contiene este compuesto diluyente.

La Figura 1 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 2 a diferentes temperaturas.

La Figura 2 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 3 a diferentes temperaturas.

La Figura 3 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 4 a diferentes temperaturas.

La Figura 4 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 5 a diferentes temperaturas.

La Figura 5 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 6 a diferentes temperaturas.

La Figura 6 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 7 a diferentes temperaturas.

La Figura 7 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 8 a diferentes temperaturas.

La Figura 8 es un gráfico que compara el límite de fluencia de los sistemas de lodo con y sin diluyentes de la invención ensayados como se muestra en la Tabla 9 a diferentes temperaturas.

La presente invención proporciona un método para reducir la viscosidad de fluidos de perforación o fluidos para mantenimiento de pozo que comprenden emulsiones inversas (agua en aceite). El método es particularmente aplicable para fluidos que se van a usar en formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos para penetración en pozos y tiene ventajas particulares en aplicaciones donde los fluidos se someten a bajas temperaturas, como en la perforación o en el mantenimiento de pozos profundos mar adentro. Dichos fluidos de perforación y fluidos de mantenimiento de pozo típicamente comprenden una fase oleosa continua, agua dispersada en la fase oleosa, sólidos insolubles en el fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo suspendido en el fluido y diversos aditivos. Como el término se usa en este documento, “emulsión inversa” o “emulsión de aceite en agua” se entiende que se refiere a la parte líquida del fluido de perforación que comprende una emulsión (excluyendo sólidos). El término “fluido de perforación de emulsión inversa” se refiere a la suma total de lo que circula como fluido de perforación.

ES 2 345 922 T3

En el método de esta invención, una composición de compuesto que tiene la siguiente fórmula (I), se añade a la emulsión inversa o fluido de perforación basado en aceite (o fluido de mantenimiento de pozo) para reducir la viscosidad del fluido o potenciar la capacidad del fluido para mantener su viscosidad o resistir un aumento de viscosidad a bajas temperaturas. El compuesto puede añadirse al fluido durante la preparación inicial del fluido o, posteriormente, a medida que el fluido se usa para perforar o con propósito de mantenimiento del pozo en la formación. La cantidad añadida es una cantidad eficaz para mantener o lograr la viscosidad deseada del fluido de perforación. Para los propósitos de esta invención, una "cantidad eficaz" de diluyente de fórmula (I) es preferiblemente de 0,5 a 15 libras por barril (1,4 a 42,8 g/l) del fluido o lodo de perforación. Una cantidad más preferida de diluyente varía de 1 a 5 libras por barril (2,9 a 14,3 g/l) de fluido de perforación y una cantidad aún más preferida es de 1,5 a 3 libras de diluyente por barril (4,3 a 8,6 g/l) del fluido de perforación.

La fórmula (I) es:



donde R es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono, n es un número que varía hasta 10, m es un número que varía de 0 a 10, k es un número que varía de 0 a 10. Preferiblemente, R tiene de 8 a 18 átomos de carbono; más preferiblemente, R tiene de 12 a 18 átomos de carbono y, aún más preferiblemente, R tiene de 12 a 14 átomos de carbono. También, más preferiblemente, R es saturado y lineal.

Las composiciones o compuestos de fórmula (I) pueden prepararse por técnicas habituales de alcoxilación tales como alcoxilar los alcoholes grasos correspondientes con óxido de etileno y/o óxido de propileno o butileno, óxido a presión y en presencia de catalizadores ácidos alcalinos como se sabe en la técnica. Dicha alcoxilación puede tener lugar en el sentido de las agujas del reloj, es decir, el alcohol graso puede hacerse reaccionar en primer lugar con óxido de etileno, óxido de propileno u óxido de butileno y, posteriormente, si se desea, con uno o más de los otros óxidos alcalinos. Como alternativa, dicha alcoxilación puede realizarse aleatoriamente, en la que cualquier mezcla deseada de óxido de etileno, óxido de propileno y/o óxido de butileno se hace reaccionar con el alcohol graso.

En la fórmula (I), los subíndices n y m representan, respectivamente, el número de moléculas o grupos de óxido de etileno (EO) y óxido de propileno (PO) en una molécula del alcohol graso alcoxilado. El subíndice k indica el número de moléculas o grupos de óxido de butileno (BO). No es necesario que los subíndices n y m y k sean enteros, puesto que indican, en cada caso, medias estadísticas de la alcoxilación. Se incluyen, sin limitación, aquellos compuestos de fórmula (I) cuya distribución de grupos epoxi, propoxi y/o butoxi es muy estrecha, tal como, por ejemplo, "etoxilados de intervalo estrecho" denominados también "NRE" por los expertos en la materia.

Para conseguir los propósitos de esta invención, el compuesto de fórmula (I) debe contener al menos un grupo etoxi. Preferiblemente, el compuesto de fórmula (I) contendrá también al menos un grupo propoxi (C_3H_6O-) o un grupo butoxi (C_4H_8O-). Los alcóxidos mixtos que contienen los tres grupos alcóxido: óxido de etileno, óxido de propileno y óxido de butileno, son posibles para la invención, aunque no preferidos.

Preferiblemente, para su uso de acuerdo con esta invención, el compuesto de fórmula (I) tendrá un valor para m que varía de 1 a 10 con k cero o un valor para k que varía de 1 a 10 con m cero. Más preferiblemente, m será de 1 a 10 y k será cero.

Otros compuestos preferidos para su uso en la invención que tienen la fórmula (I) anterior tendrán n que varía de 1 a 6, m que varía de 1 a 6 y k igual a cero. Aún otros compuestos preferidos para su uso en la invención que tienen la fórmula (I) anterior tendrán n que varía de 2 a 5 y m que es 3 ó 4 con k cero. Esto es particularmente ventajoso para establecer la distribución de grupos óxido de etileno y óxido de propileno en los compuestos de fórmula (I) en una proporción de óxido de etileno a óxido de propileno de aproximadamente 1:1 a aproximadamente 2:1 o, aún más preferiblemente, de aproximadamente 2:1,5.

Los compuestos preferidos adicionales para su uso en la invención que tienen la fórmula 1 anterior tendrán radicales alquilo que contienen de 12 a 18 átomos de carbono o, más preferiblemente, de 12 a 14 átomos de carbono, teniendo cada uno de los subíndices n y m valores de 4 ó 5.

Usados como diluyentes de acuerdo con el método de la invención, los compuestos de fórmula (I) reducen la viscosidad o disminuyen el límite de fluencia del fluido de perforación al que se añaden. Estos diluyentes son particularmente eficaces a temperaturas bajas, es decir, temperatura de o menores de 50°F (10°C) y más particularmente eficaces a temperaturas de o menores de 40°F (4°C). El límite inferior de eficacia para estos diluyentes es de 14°F (-10°C). Los diluyentes no influyen significativamente o afectan a la reología de los fluidos de perforación a altas temperaturas, particularmente temperaturas que varían de 100 a 250°F (38 a 121°C o mayor).

Los compuestos de fórmula (I) son biodegradables y son poco o nada tóxicos. Se espera que sean capaces de satisfacer regulaciones medioambientales cada vez más estrictas que afectan a la industria del petróleo y gas por todo el mundo.

ES 2 345 922 T3

Los fluidos de perforación ejemplares que comprenden emulsiones inversas (agua en aceite) de uso particular en el método de la invención generalmente tienen una fase oleosa que comprende aceite diesel, aceite de parafina y/o aceite mineral o un aceite sintético. Como alternativa, pueden usarse otros fluidos de soporte, tales como ésteres carboxílicos, alcoholes, éteres, olefinas internas, alfaolefinas (IO y/o AO) y polialfaolefinas (PAO); que pueden estar ramificadas o no ramificadas pero que preferiblemente son lineales y preferiblemente son ecológicamente aceptables (aceites no contaminantes). Preferiblemente, los aceites o fluidos de soporte usados para la fase oleosa del fluido de perforación estarán comprendidos por compuestos que son fluidos y bombeables a temperaturas por encima de 32°F (0°C) o al menos tan bajas como 40°F (5°C), así como a temperaturas mayores. Por ejemplo, se cree que los compuestos seleccionados entre uno o más de los siguientes grupos o clases a continuación son particularmente adecuados para comprender la fase oleosa de los fluidos de perforación usados en la presente invención:

(a) más preferiblemente, ésteres carboxílicos de la fórmula:



donde R' es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 5 a 23 átomos de carbono y R'' es un radical alquilo, ramificado o no ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 1 a 22 átomos de carbono;

(b) también preferiblemente, olefinas lineales o ramificadas que tienen de 8 a 30 átomos de carbono;

(c) éteres simétricos o asimétricos insolubles en agua de alcoholes monohídricos de origen natural o sintético, conteniendo dichos alcoholes de 1 a 24 átomos de carbono;

(d) alcoholes insolubles en agua de la fórmula:



donde R''' es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono;

(e) diésteres carbónicos.

Dichos aceites adecuados se muestran adicionalmente, por ejemplo, en: las Solicitudes de Patente Europea 0 374 671, 0 374 672, 0 382 070 y 0 386 638 de Cognis; Memorias Descriptivas Europeas Abiertas a Inspección Pública 0 765 368 de Cognis (olefinas lineales); Solicitud Europea 0 472 557 (éteres simétricos a asimétricos insolubles en agua de alcoholes monohídricos de origen natural o sintético, que contienen de aproximadamente 1 a aproximadamente 24 átomos de carbono); Solicitud Europea 0 532 570 (diésteres carbónicos). Los ésteres carboxílicos de la fórmula (II) anterior se prefieren para la fase oleosa de los fluidos de perforación usados en esta invención y se prefieren particularmente los ésteres descritos en la Memoria Descriptiva Europea Abierta a Inspección Pública EP 0 374 672 y EP 0 386 636.

En una realización preferida de esta invención, los compuestos de fórmula (I) se añaden a fluidos de perforación que comprenden emulsiones inversas que tienen una fase oleosa que comprende ésteres de fórmula (II) donde el radical R' en la fórmula (II) es un radical alquilo que tiene de 5 a 21 átomos de carbono (o más preferiblemente de 5 a 17 átomos de carbono o aún más preferiblemente de 11 a 17 átomos de carbono). Los alcoholes particularmente adecuados para preparar dichos ésteres son alcoholes ramificados o no ramificados con 1 a 8 átomos de carbono, por ejemplo, metanol, isopropanol, isobutanol y 2-etilhexanol. Los alcoholes que tienen de 12 a 18 átomos de carbono pueden preferirse como alternativa para preparar otros ésteres adecuados para la invención.

Por ejemplo, los ésteres preferidos adicionales para la fase oleosa de los fluidos de perforación usados en la invención incluyen, sin limitación: ésteres de ácido graso C12-C14 saturados y ácidos grasos C16-C18 insaturados (con isopropil, isobutil o 2-etilhexanol como el componente alcohol); octanoato de 2-etilhexilo, ésteres de ácido acético; especialmente acetatos de alcoholes grasos C8-C18; los ésteres carboxílicos ramificados descritos en el documento WO 99/33932 de Chevron o en el documento EP 0 642 561 de Exxon; mezclas de alfa olefinas descritas en el documento EP 0 765 368 A1 de Cognis y Halliburton como está descrito; y mezclas de estos diversos ésteres.

La fase oleosa de las emulsiones de los fluidos de perforación usados en la invención está comprendida preferiblemente por al menos aproximadamente el 50% en volumen de uno o más de los compuestos preferidos (a)-(e) anteriores. Más preferiblemente, dichos compuestos preferidos comprenden del 60% al 80% en volumen de dicha fase oleosa y, aún más preferiblemente, dichos compuestos preferidos comprenden aproximadamente el 100% de la fase oleosa.

El agua está presente preferiblemente en la fase oleosa de los fluidos de perforación usados en la invención y preferiblemente en cantidades menores de 0,5% en volumen (excluyendo los sólidos en la fase líquida). En una realización preferida de esta invención, se añaden los diluyentes de fórmula (I) a los fluidos de perforación que comprenden

ES 2 345 922 T3

emulsiones inversas que contienen del 10 al 35% en volumen de agua y, más preferiblemente, el 20% en volumen de agua y aproximadamente el 80% en volumen de fase oleosa. Para compensar el gradiente osmótico entre el lodo de perforación y el agua de formación o congénita, el agua en los fluidos de perforación usados en la presente invención típicamente incluye fracciones de electrolitos, tales como sales de calcio y/o sales de sodio. CaCl_2 , en particular, se usa frecuentemente, aunque otras sales del grupo de los metales alcalinos y/o de los metales alcalinotérreos pueden ser adecuadas también, siendo los acetatos y formiatos de potasio los ejemplos habituales.

Los fluidos de perforación preferidos usados en esta invención tienen la siguiente reología: viscosidad plástica (VP) en el intervalo de 10 a 60 cP, y preferiblemente en el intervalo de 15 a 40 cP y un límite de fluencia (LF) en el intervalo de 5 a 40 libras/100 pie² (2,4 a 19,1 kPa) y preferiblemente en el intervalo de 10 a 25 libras/100 pie² (4,8 a 12,0 kPa), a aproximadamente 120°F (aproximadamente 50°C). A menores temperaturas, es decir a o por debajo de 40°F (4°C), el LF no debería superar aproximadamente las 75 libras/100 pie² (35,9 kPa) y preferiblemente debería estar en el intervalo de 10 a 65 libras/100 pie² (4,8 a 31,1 kPa), más preferiblemente de 15 a 45 libras/100 pie² (7,2 a 21, 5 kPa) y aún más preferiblemente menor de 35 libras/100 pie² (16,8 kPa). Un límite menor practicable preferido para el LF para los fluidos de perforación usados en esta invención es de 5 libras/100 pie² (2,4 kPa).

Los métodos para determinar estos parámetros de VP y LF los conocen bien los expertos en la materia. Un ejemplo de referencia es "Manual of Drilling Fluids Technology", particularmente el capítulo de Ensayo de Lodos, disponible en Baroid Drilling Fluids, Inc., en Houston, Texas (EE.UU.) incorporado en este documento por referencia.

El contenido de sólidos (sin incluir los sólidos de baja gravedad), o la cantidad de agentes de ponderación, en los fluidos de perforación usados en esta invención es preferiblemente de 0 a 50 libras/bbl (de 0 a 1427 g/l) y más preferiblemente de 150 a 300 libras/bbl (428 a 999 g/l). El peso del lodo, es decir, la densidad de los fluidos de perforación preferiblemente está en el intervalo de 8 a 18 libras/galón (959 a 2157 g/l), y más preferiblemente de 9 a 15 libras/galón (1078 a 1797 g/l). Dichos sólidos o agentes de ponderación, que sirven para aumentar la densidad de los fluidos de perforación puede ser cualquier sólido conocido por aquellos expertos en la materia como útiles para dicho propósito. Aunque preferiblemente serán inertes o respetuosos con el medio ambiente.

Los fluidos de perforación usados en esta invención pueden contener también opcionalmente otros aditivos conocidos por aquellos expertos en la materia, tal como aditivos de control de pérdida de fluido y emulsionantes. También pueden usarse álcalis, preferiblemente cal (hidróxido cálcico u óxido cálcico) para unir o reaccionar con los gases ácidos (tales como CO_2 y H_2S) encontrados durante la perforación en la formación. Se sabe que dicho álcali o una reserva de álcali, evita la hidrólisis de los gases ácidos de los ésteres generalmente inestables a ácidos del fluido de perforación. Las cantidades preferidas de tiempo muerto en los fluidos de perforación varían de 1 a 10 libras/bbl (2,9 a 28,5 g/l), más preferiblemente de 1 a 4 libras/bbl (2,9 a 11,4 g/l), aunque intervalos menores, tales como menores de 2 libras/bbl (5,7 g/l) se prefieren para ciertos ésteres que tienden a hidrolizarse en presencia de compuestos alcalinos, como sabrán aquellos expertos en la materia. Pueden usarse también otros agentes adecuados como una alternativa a la cal para ajustar y/o estabilizar las emulsiones inversas de los fluidos de perforación con respecto a ácidos. Un ejemplo de dichos agentes alternativos es una amina protonada como se describe en la Patente de Estados Unidos N° 5.977.031.

Otros aditivos opcionales que pueden estar presentes en los fluidos de perforación usados en esta invención incluyen electrolitos tales como cloruro cálcico, bentonita organófila y lignito organófilo. Pueden añadirse también glicoles y/o glicerol. Aún adicionalmente, pueden usarse adyuvantes de dispersión, inhibidores de corrosión y/o desespumantes. Estos y otros auxiliares adecuados y aditivos se usan en cantidades conocidas por aquellos expertos en la materia dependiendo de las condiciones del pozo particular y de la formación subterránea.

Aunque la invención se ha descrito principalmente en el contexto de un método de uso de los compuestos de fórmula (I) como diluyentes para fluidos de perforación a bajas temperaturas, los compuestos de fórmula (I) pueden ser eficaces también como diluyentes para fluidos de mantenimiento de pozo tales como fluidos de exploración o fluidos de acondicionamiento a bajas temperaturas.

ES 2 345 922 T3

Se muestra una descripción y uso adicionales de la invención en los siguientes ejemplos:

Ejemplos

5 Para mostrar el efecto de la invención, se realizaron los siguientes experimentos. En cada caso, se preparó un sistema de lodo de perforación de emulsión inversa de la siguiente composición general:

10	Éster	bbbl	0,496 / l	78,9
	Agua	bbbl	0,233 / l	37,0
15	Emulsionante	lb	6,0 / g	2722
	Bentonita organófila	lb	1,0 / g	454
	Lignito organófilo	lb	5,0 / g	2268
20	Reserva de álcali (cal)	lb	1,5 / g	680
	CaCl ₂ ·2H ₂ O	lb	27,2 / g	12.338
	Barita	lb	314,0 / g	142.428
25	Auxiliar de dispersión	lb	0,5 / g	227
	Diluyente	lb/bbl	2,0 (5,7 g/l)	

30

La fase oleosa (A) usada era un octanoato de 2-etilhexilo como se describe en el documento EP 0 386 636. El emulsionante usado en el producto EZ MUL NTE (Baroid Drilling Fluids Inc., Houston, Texas). La proporción aceite/agua era 70/30 en cada caso. Las mediciones se realizaron en un sistema sin diluyente (C1) y con un sulfato de alcohol graso C_{12/14} + 2 EO, sal sódica (C2), con un sulfato de éter C₁₂, sal sódica (C3) y con un sulfonato de ácido oleico, sal disódica (C4), respectivamente, como diluyentes de la técnica anterior, y la comparación se realizó con estos diluyentes y con compuestos de fórmula (I) de acuerdo con la invención. Los compuestos de fórmula (I) usados para este fin fueron los siguientes:

- 40 E1 Alcohol graso C12/C14 que contiene 2 EO y 4 PO
- E2 Alcohol graso C12/C14 que contiene 5 EO y 4 PO
- 45 E3 Alcohol graso C12/C18 que contiene 5 EO y 4 PO
- E4 Alcohol graso C12/C14 que contiene 6 EO y 4 PO

50 Los lodos inversos se prepararon de una manera convencional y, posteriormente, a 40°F (4,4°C) y 122°F (50°C), se determinaron las características reológicas de viscosidad plástica (VP) y límite de fluencia (LF) y la resistencia del gel después de 10 segundos y 10 minutos usando un reómetro Fann SR12 (de Fann).

55 Las mediciones E5, E6 y E7 se realizaron usando los diluyentes E1, E2 y E4, pero en contraste con el caso anterior, se añadieron 45 libras (20,4 kg) de sólidos (polvo inv, es decir, se añadieron también cenizas de filtro a cada uno de los lodos, para demostrar la acción ventajosa de los compuestos de fórmula (I) usados de acuerdo con la invención en el caso de alta carga de sólidos de las emulsiones. En estos casos, las mediciones se tomaron únicamente después de 16 horas de envejecimiento a 150°F (65,6°C). El diluyente no se añadió a los lodos E5 a E7 hasta después del envejecimiento.

60 Los resultados de las mediciones se dan en las Tablas 1a y 1b a continuación:

65

5
10
15
20
25
30
35
40
45
50
55
60
65

Tabla 1a

	C1	C1	C2	C2	C2	C3	C3	C3	C4	C4	C4	E1	E1	E2	E2	E2	E3	E3	E3	E4	E4	E4	
Temperatura °F/°C	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4
VP (cP)	94	28	105	30	n.m.	33	91	24	93	31	87	28	94	28	83	29							
LF																							
lb/100 pie ² / kPa	68/33	29/14	71/34	35/17	n.m.	62/30	69/33	20/10	70/34	41/20	34/16	33/16	62,30	41/20	30/14	30/14							
Geles 10 ⁷ /10'	27/29	12/13	24/29	15/15	n.m.	26/31	25/25	6/7	25/28	17/19	11/13	14/16	20/24	17/18	8/11	13/14							

n.m.: no mensurable

ES 2 345 922 T3

TABLA 1b

Mediciones con adición de 45 libras (20,4 kg) de polvo inv

5		C1	C1	E5	E5	E8	E8	E7	E7
10	Temperatura	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0	40/4,4	122/50,0
	°F/°C								
	VP (cP)	94	28	107	37	108	40	106	37
	LF								
15	lb/100 pie ² /	68/33	29/14	37/18	23/11	72/34	42/20	46/22	30/14
	kPa								
20	Geles	27/29	12/13	12/14	7/9	26/30	14/18	17/19	12/14
	10"/10'								

25 Los datos, especialmente para el límite de fluencia (LF), indicaron claramente el efecto diluyente ventajoso de los compuestos de fórmula (I) usados en el método y en las emulsiones de la invención, especialmente a bajas temperaturas, en comparación con la técnica anterior. La mayor viscosidad plástica para E5 a E7 se atribuye a la mayor proporción de sólidos en los sistemas de lodo.

30 Pueden verse otros experimentos en las Tablas 2 a 9. En estos casos, el límite de fluencia (LF) de los sistemas ensayados se investigó a diferentes temperaturas y se representa como un gráfico. Esto ilustra particularmente bien la influencia ventajosa de los compuestos de fórmula (I) sobre la reología a bajas temperaturas (40°F, 4°C) sin ninguna influencia notable a altas temperaturas (120°F, 50°C). Las mediciones se realizaron usando un viscosímetro Fann 35 (de Fann). Las tablas indican también las lecturas del dial a diferentes velocidades de rotación por minuto (rpm).

35 En las Tablas 2 a 9:

- PETROFREE LV[®] es octanoato de 2-etilhexilo (de Cognis, Alemania)
- 40 PETROFREE LE[®] es alfa-olefina lineal (de Cognis, Alemania)
- PETROFREE[®] es 2-etilhexil éster de ácido graso C8-C14 (de Cognis, Alemania)
- GELTONE II[®] es bentonita organófila (de Baroid, Houston, Texas)
- 45 Diluyente E1 es el alcohol graso C12/C14 de Fórmula I de la invención, que contiene 2 EO y 4 PO
- Diluyente E2 es el alcohol graso C12/C14 de Fórmula I de la invención, que contiene 5 EO y 4 PO

50

(Tabla pasa a página siguiente)

55

60

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 2

5	Sistema de lodo	PETROFREE LV					
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	14,0/1678					
15	Proporción aceite/agua	70/30					
20	Contaminante	Sólidos de perforación					
	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0	3 / 8,6	5 / 14,3			
25	Temperatura, °F / °C	40/4	120/4	40/4	120/49	40/4	120/49
30	Viscosidad plástica, cP	118	40	113	34	107	35
35	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	38/18	14/7	25/12	14/7	19/9	13/6
40	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	16/8	6/3	10/5	6/3	6/3	6/3
45	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	22/11	11/5	13/6	8/4	9/4	8/4
50	Lecturas del dial de Fann 35						
	600 rpm	274	94	251	82	233	83
	300 rpm	156	54	138	48	126	48
	200 rpm	114	40	97	35	88	35
	100 rpm	70	25	56	22	49	22
	6 rpm	17	6	10	7	7	6
	3 rpm	14	5	7	6	5	5

ES 2 345 922 T3

TABLA 3

5	Sistema de lodo	PETROFREE			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	14,0/1678			
15	Proporción aceite/agua	75/25			
	Contaminante	Exceso de GELTONE II			
		0 / 0		3 / 8,6	
20	E2, lb/bbl / g/l				
	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
25	Viscosidad plástica, cP	180	51	126	50
30	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	230/110	152/73	19/9	125/60
35	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	108/52	64/31	10/5	50/24
40	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	110/53	66/52	13/6	52/25
45					
	Lecturas del dial de Fann 35				
50	600 rpm	590	254	271	225
	300 rpm	410	203	145	175
	200 rpm	336	179	103	149
55	100 rpm	248	146	59	119
	6 rpm	112	79	10	62
60	3 rpm	100	70	8	58

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 4

5	Sistema de lodo	PETROFREE LV			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	16,0/1917			
15	Proporción aceite/agua	80/20			
	Contaminante	Sólidos de perforación			
20	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
25	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
30	Viscosidad plástica, cP	152	51	142	40
35	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	62/30	27/13	40/19	19/9
40	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	22/11	10/5	18/9	10/5
45	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	48/23	26/12	22/11	12/6
50	Lecturas del dial de Fann 35				
	600 rpm	366	129	324	99
	300 rpm	214	78	182	59
55	200 rpm	158	59	130	45
	100 rpm	98	38	78	30
	6 rpm	24	11	16	10
60	3 rpm	20	9	12	9

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 5

5	Sistema de lodo	PETROFREE			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	11,0/1318			
15	Proporción aceite/agua	70/30			
	Contaminante	Exceso de GELTONE II			
20	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
25	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
30	Viscosidad plástica, cP	132	31	88	29
35	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	54/26	53/25	37/18	53/25
40	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	33/16	23/11	13/6	26/12
45	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	38/18	27/13	17/8	30/14
50	Lecturas del dial de Fann 35				
	600 rpm	318	115	213	111
	300 rpm	186	84	125	82
55	200 rpm	139	71	90	70
	100 rpm	91	54	56	55
	6 rpm	35	25	15	28
60	3 rpm	32	21	13	25

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 6

5	Sistema de lodo	PETROFREE			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	11,0/1318			
15	Proporción aceite/agua	70/30			
	Contaminante	Sólidos de perforación			
20	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
25	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
30	Viscosidad plástica, cP	118	34	113	34
35	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	90/43	47/23	73/35	44/21
40	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	38/18	21/10	27/13	20/10
45	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	44/21	24/11	30/14	22/11
50	Lecturas del dial de Fann 35				
	600 rpm	310	115	299	112
	300 rpm	200	81	186	78
55	200 rpm	157	67	142	64
	100 rpm	110	50	95	48
	6 rpm	42	23	31	22
60	3 rpm	38	21	27	19

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 7

5	Sistema de lodo	PETROFREE LE			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	16,4/1965			
15	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
20	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
25	Viscosidad plástica, cP	173	40	107	43
30	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	21/10	9/4	18/9	7/3
35	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	16/8	8/4	11/5	8/4
40	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	19/9	11/5	15/7	11/5
45	Lecturas del dial de Fann 35				
50	600 rpm	367	89	232	93
50	300 rpm	194	49	125	50
50	200 rpm	135	35	88	37
50	100 rpm	74	22	50	22
55	6 rpm	12	5	9	6
55	3 rpm	10	4	7	5

60

65

ES 2 345 922 T3

TABLA 8

5	Sistema de lodo	PETROFREE LE			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	11,6/1390			
15	E2, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
20	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
25	Viscosidad plástica, cP	80	31	56	32
30	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	25/12	18/9	27/13	16/8
35	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	12/6	8/4	17/8	9/4
40	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	20/10	11/5	23/11	11/5
45	Lecturas del dial de Fann 35				
	600 rpm	185	80	139	80
	300 rpm	105	49	83	48
50	200 rpm	77	37	63	37
	100 rpm	46	24	43	24
	6 rpm	11	7	14	8
55	3 rpm	9	6	13	7

ES 2 345 922 T3

TABLA 9

5	Sistema de lodo	PETROFREE LV			
10	Peso de lodo, lb/gal / g/l	14,6/1678			
15	Proporción aceite/agua	70/30			
	Contaminante	Sólidos de perforación			
20	E1, lb/bbl / g/l	0 / 0		3 / 8,6	
25	Temperatura, °F / °C	40/4	120/49	40/4	120/49
30	Viscosidad plástica, cP	118	40	113	35
35	Límite de fluencia, lb/100 pie ² / kPa	38/18	14/7	41/20	16/8
40	Gel 10 s lb/100 pie ² / kPa	16/8	6/3	16/8	9/4
45	Gel 10 min, lb/100 pie ² / kPa	22/11	11/5	20/10	11/5
50	Lecturas del dial de Fann 35				
	600 rpm	274	94	267	86
	300 rpm	156	54	154	51
55	200 rpm	114	40	114	39
	100 rpm	70	25	71	26
	6 rpm	17	6	18	8
60	3 rpm	14	5	14	8

Se pretende que la descripción anterior de la invención sea una descripción de las realizaciones preferidas. Pueden hacerse diversos cambios en los detalles de la composición y el método descritos, sin alejarse del alcance pretendido de esta invención, como se define mediante las reivindicaciones adjuntas.

ES 2 345 922 T3

REIVINDICACIONES

5 1. Un método para reducir la viscosidad de un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo que comprende una emulsión inversa, para su uso en la perforación o mantenimiento de un pozo mar adentro, que encuentra temperaturas de o por debajo de 10°C y temperaturas en el intervalo de 100 a 250°F (38 a 121°C), comprendiendo dicho método añadir a dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo, antes o durante la perforación, un compuesto que tiene la fórmula:



15 donde R es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono, n es un número que varía de 1 a 6, m es un número que varía de 1 a 6 y k es cero, de manera que dicho compuesto reduce la viscosidad del fluido a temperaturas de 10°C o menores sin reducir significativamente la viscosidad del fluido a temperaturas de 100 a 250°F (38 a 121°C).

20 2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 en el que dicha emulsión inversa comprende una fase oleosa continua que comprende compuestos o composiciones, y la viscosidad de dicho fluido es suficientemente reducida para permitir que el fluido se bombee al pozo a temperaturas al menos tan bajas como 40 grados Fahrenheit (4°C), opcionalmente a temperaturas por encima de 32 grados Fahrenheit (0°C).

25 3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2 en el que dicha fase oleosa comprende compuestos o composiciones seleccionadas entre el grupo que comprende:

(f) ésteres carboxílicos de la fórmula:



30 donde R' es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 1 a 23 átomos de carbono y R'' es un radical alquilo, ramificado o no ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 1 a 23 átomos de carbono;

(g) olefinas lineales o ramificadas que tienen de 8 a 30 átomos de carbono;

35 (h) éteres simétricos o asimétricos, insolubles en agua, de alcoholes monohídricos de origen natural o sintético, conteniendo dicho alcoholes de 1 a 24 átomos de carbono;

(i) alcoholes insolubles en agua de fórmula:



donde R''' es un radical alquilo saturado, insaturado, lineal o ramificado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono; y

45 (j) diésteres carbónicos.

50 4. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores que comprende adicionalmente uno o más de los siguientes: dicho compuesto se añade a dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo en una cantidad suficiente para mantener o reducir la viscosidad de dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo a temperaturas menores de 50 grados Fahrenheit (10°C); dicho compuesto se añade a dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo en cantidades que varían de 0,5 libras a 15,0 libras de dicho compuesto por barril (1,4 a 42,9 g/l) de dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo; dicho compuesto se añade a dicho fluido cuando se prepara dicho fluido; dicho compuesto se añade a dicho fluido mientras que dicho fluido se pone en circulación en un pozo.

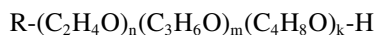
55 5. Un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo que comprende una fase oleosa continua, agua dispersada en dicha fase oleosa, sólidos insolubles en dicha fase oleosa y un compuesto que tiene la fórmula:



65 donde R es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono, n es un número que varía de 1 a 10, m es un número que varía de 0 a 10 y k es un número que varía de 0 a 10, en el que dicho fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo tiene una densidad de 0 a 18 libras/galón (959 a 2157 g/l), tiene un límite de fluencia de no más de 75 libras/100 pie² (35,9 kPa) a 40°F (4°C) y dicho compuesto reduce la viscosidad de dicho fluido a temperaturas de 4°C o menores sin reducir significativamente la viscosidad del fluido a temperaturas de 110°F a 250°F (38 a 121°C).

ES 2 345 922 T3

6. Un método para reducir la viscosidad de una emulsión inversa de un fluido de perforación o fluido de mantenimiento de pozo durante la perforación de un pozo mar adentro que encuentra temperaturas de o menores de 10°C en un elevador en agua, en el que el pozo penetra en una formación subterránea que tiene temperaturas en el intervalo de 100°F a 250°F (38 a 121°C), comprendiendo dicho método añadir a dicho fluido una cantidad eficaz del compuesto que tiene la fórmula:



donde R es un radical alquilo lineal o ramificado, saturado o insaturado, que tiene de 8 a 24 átomos de carbono, n es un número que varía de 1 a 10, m es un número que varía de 0 a 10 y k es un número que varía de 0 a 10, en el que dicho compuesto reduce la viscosidad de dicho fluido a temperaturas de 4°C o menores sin reducir significativamente la viscosidad del fluido a temperaturas de 100°F a 250°F (38 a 121°C) en la formación subterránea.

7. Un método de acuerdo con la reivindicación 6 que comprende adicionalmente hacer circular dicho fluido en el pozo y añadir dicho compuesto a dicho fluido durante dicha circulación.

8. Un método de acuerdo con la reivindicación 6 ó 7, que comprende adicionalmente preparar dicho fluido y añadir dicho compuesto a dicho fluido durante dicha preparación.

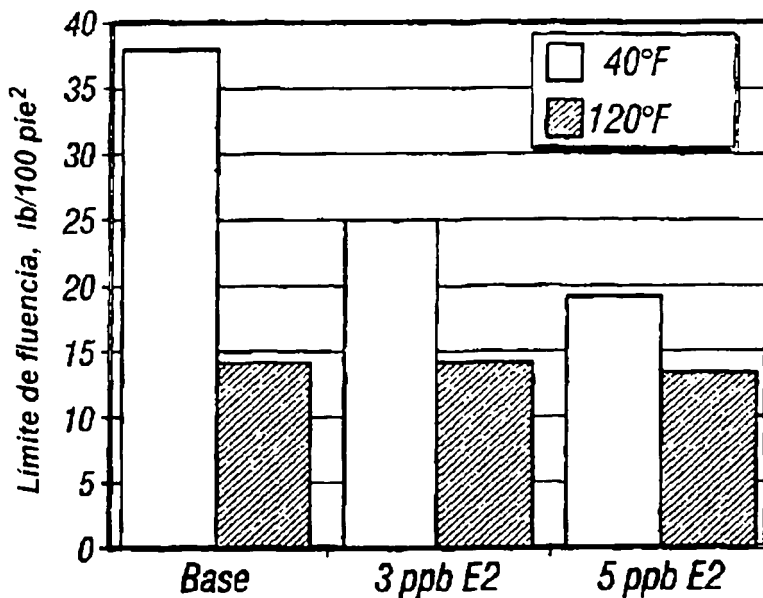


FIG. 1

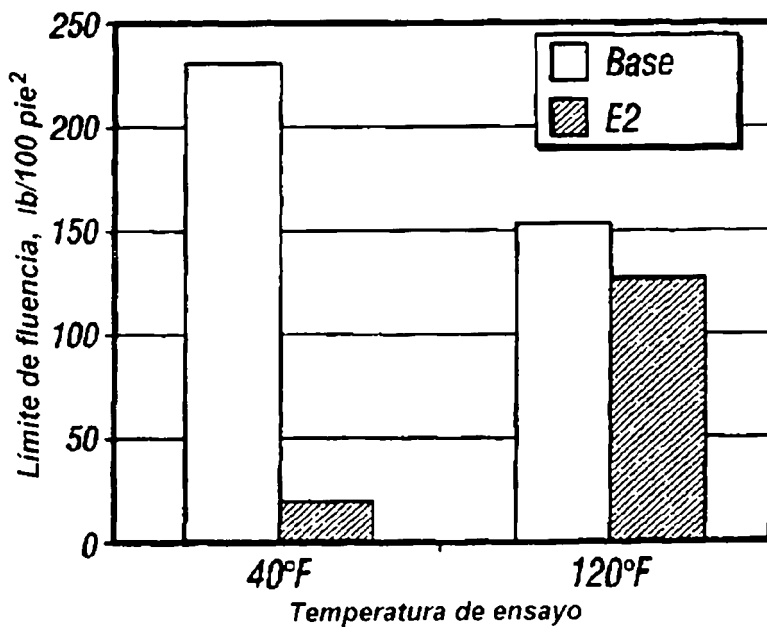


FIG. 2

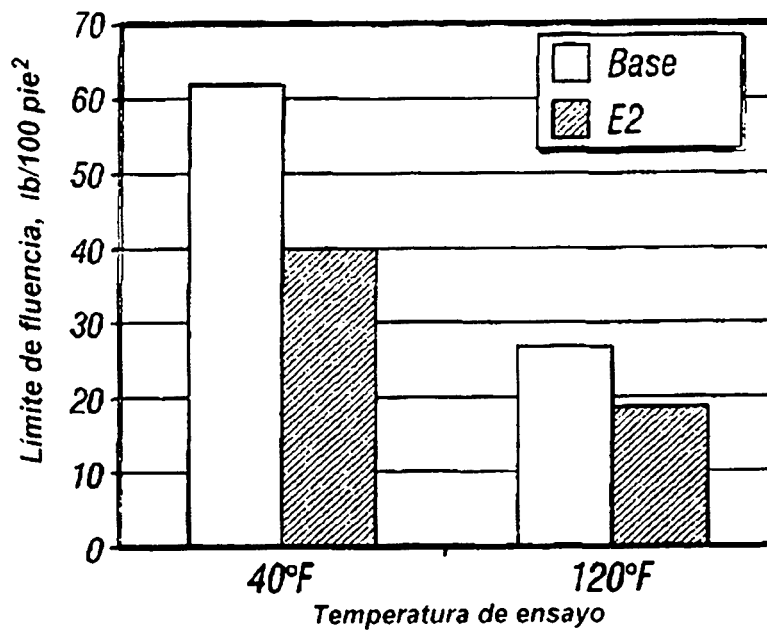


FIG. 3

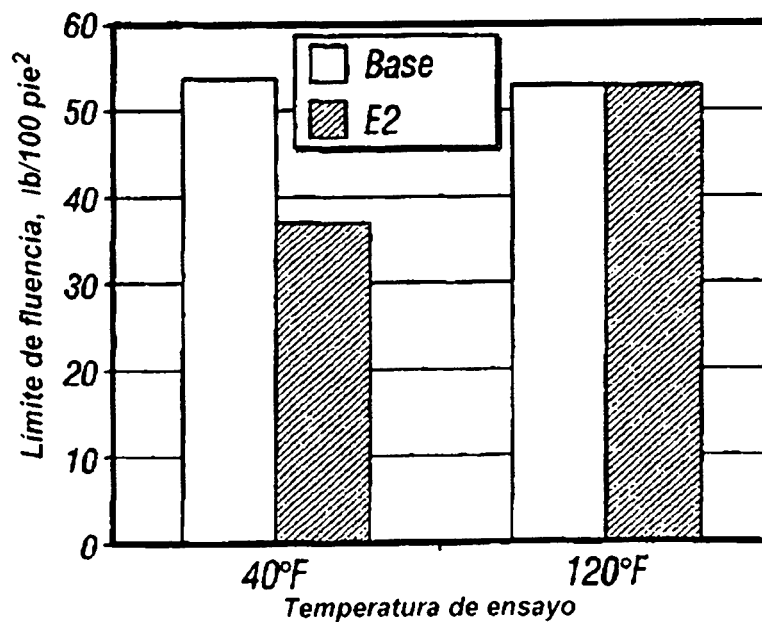


FIG. 4

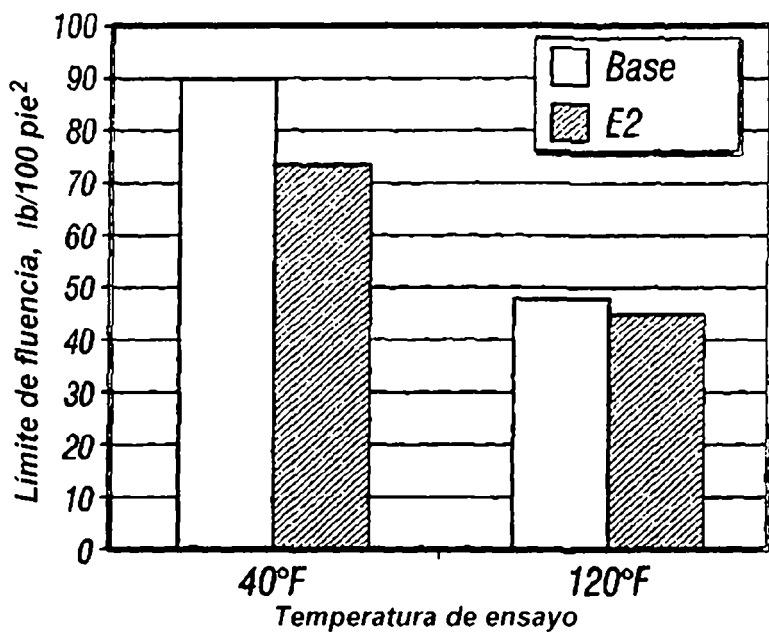


FIG. 5

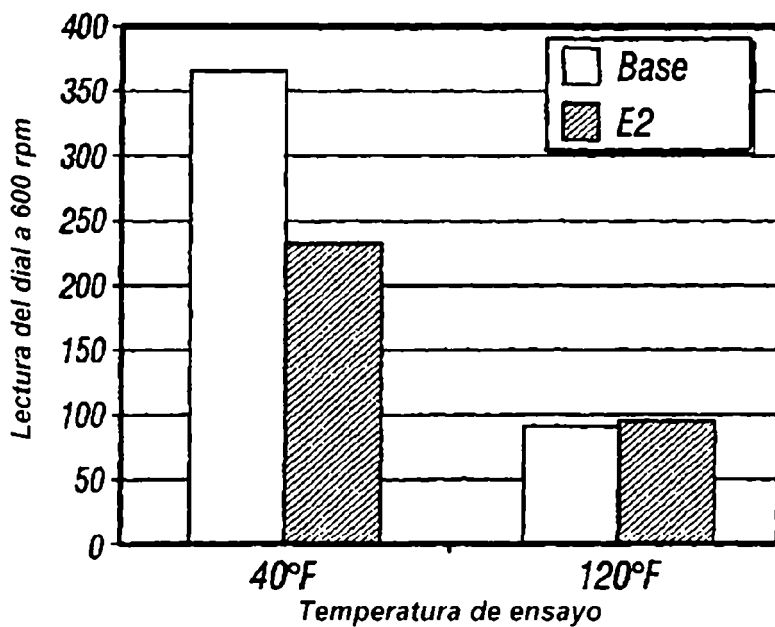


FIG. 6

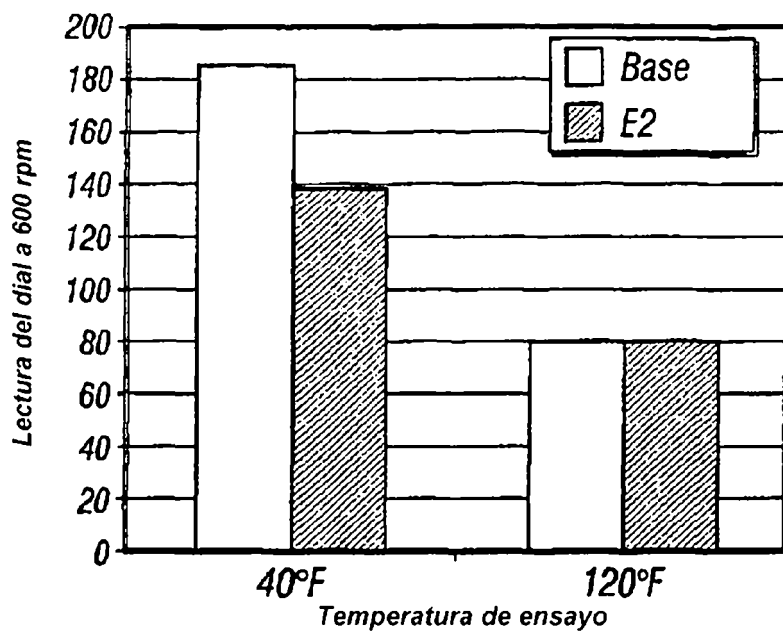


FIG. 7

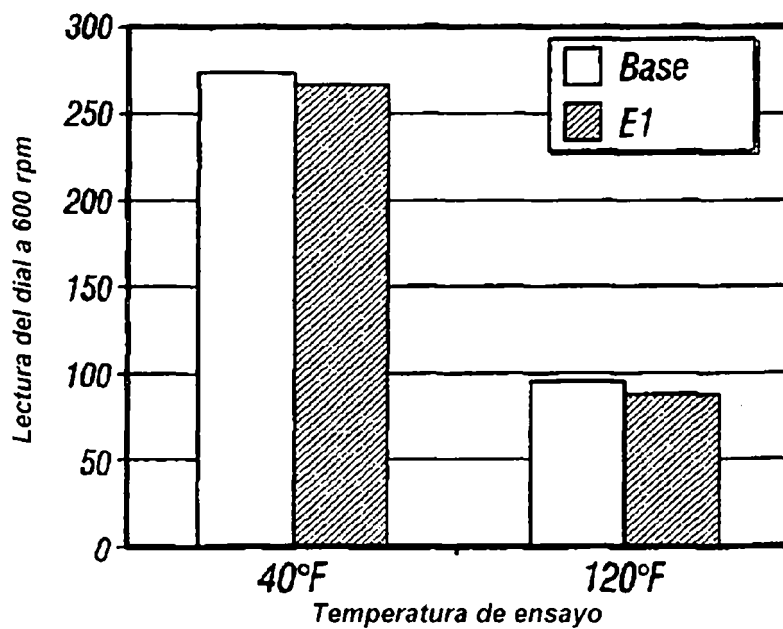


FIG. 8