



FORMULAR 02 055682 SOLICITUD DE PATENTE

1) SOLICITUD DE:

☒ Patente de invención ☐ Patente de Modelo de Utilidad

2) SOLICITANTE (71)

Nombre:
1. Halliburton Energy Services, Inc.
2. Cognis Deutschland GmbH
Dirección:
1. 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072-5208 Estados Unidos
2. Henkelstrabe 67 Dusseldorf D-40551, Alemania
Nacionalidad o domicilio:
1. Houston, Texas
2. Dusseldorf, Alemania
Lugar de constitución:
1. Texas, Estados Unidos
2. Alemania
Teléfono: **Fax:**
E. Mail

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☐ NIT: ☐

C.E. ☐ OTRO ☐

NÚMERO _____

Ver folio 47 y 8A

3) REPRESENTANTE APODERADO (74)

Nombre: DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D'ALEMAN
Dirección: Carrera 11 N°. 93-43 Of. 404 Santafé de Bogotá D.C.
Teléfono: 6350835 **Fax:** 6350824
E. Mail: clarkemodet@clarkemodet.com.co

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☒ NIT: ☐

C.E. ☐ OTRO ☐

NÚMERO: 41.654.882
TP: 20824 CSJ

4) INVENTOR (ES) (72)

Nombre:
1. Heinz Muller
2. Jeff Kirsner
3. Kimberly Burrows
Dirección:
1. SparberstraBe 5 Monheim D040789, Alemania
2. 5108 Edenvale Court, Friendswood Texas 77546 Estados Unidos
3. 20914 Greenfield Trail, Kingwood Texas 77346, Estados Unidos
Nacionalidad o Domicilio:
1. Monheim, Alemania
2. y 3. Texas, Estados Unidos

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☐ NIT: ☒

C.E. ☐ OTRO ☐

NÚMERO _____

5) Título (54) REDUCTORES DE VISCOSIDAD PARA EMULSIONES INVERSAS

6) Clasificación internacional (51)

7) PRIORIDAD

SI ☐ NO ☒

33) País de Origen

(32) Fecha

(31) Número de Solicitud

8) Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6 meses ☐ 12 meses ☐ 18 meses ☐ Otro ☐

9) Comprobante de pago N°.02- 41.942 Fecha: Junio 26, 2002

2

NIT : 800176089-2

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicación : 02033662 09230990 Folios: 44
Fecha (REC): 2002-06-27 11:59:16
Trámite : C92 PATENTES D 1 REGISTRADO/ 411 PRESENTY
Dependencia: 2620 DIVISION DE NUEVOS CRECIMIENTOS

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 02 - 41,942
FECHA : JUNIO 26 DE 2002

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CLARKE NOBET Y CO. COLOMB	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	4112789	25/06/2002	3,659,000.00

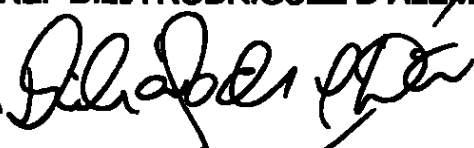
***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
7		TRAMITES DE SOL. DE DISEÑOS INDUS	378,000.00
		TOTAL :	\$ 378,000.00

SON: TRESCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

10)	ANEXOS
☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica ☐ Poderes, si fuera el caso ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante ☒ Descripción de la invención ☒ Una o más reivindicaciones ☒ Dibujos y /o planos necesarios ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico ☐ Arte final 12 x 12 y 6 x 6 cm	
11) FIGURA CARACTERÍSTICA:	
12)	NOMBRE: DILIA RODRÍGUEZ D'ALEMAN FIRMA  C.C. 41.654.882 de Bogotá TP 20824 CSJ

MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA PATENTE DE INVENCION

SOBRE:

REDUCTORES DE VISCOSIDAD PARA EMULSIONES INVERSAS

SOLICITADA POR: 1- Halliburton Energy Services, Inc.
2- Cognis Deutschland GmbH

CON DOMICILIO EN: 1- 10200 Bellaire Boulevard
Houston, Texas 77072-5206
USA
2- Henkelstrabe 67
Dusseldorf
D-40551
Alemania

POR EL PLAZO DE Veinte AÑOS

REDUCTORES DE VISCOSIDAD PARA EMULSIONES INVERSAS

Antecedentes de la invención

1. Campo Técnico de la Invención

Esta invención está substancialmente relacionada con métodos y composiciones para perforar o realizar servicios en pozos realizados para explotar formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos. Particularmente, esta invención está relacionada con un sistema de fluido de perforación base aceite que comprende emulsiones inversas del tipo agua en aceite, y a reductores de viscosidad que mejoran o permiten el uso de tales fluidos de perforación a temperaturas menores o iguales de aproximadamente 50 °F (aproximadamente 10 °C).

2. Descripción del arte anterior relacionado

Un fluido de perforación, o "lodo" como se denomina en forma frecuente a un fluido de perforación, es un fluido especialmente diseñado que se hace circular en un pozo cuando el pozo se está perforando para facilitar la operación de perforación. Las diferentes funciones de un fluido de perforación incluyen la remoción desde el pozo de los cortes producidos por la herramienta, el enfriamiento y la lubricación de la herramienta de perforación (trépano), ayuda a soportar las varillas de perforación y la herramienta, y proporciona una presión hidrostática suficiente para mantener la integridad de las paredes del pozo y prevenir las erupción del pozo. Los sistemas específicos de fluidos de perforación se seleccionan para optimizar una operación de perforación de acuerdo a las características de una formación geológica determinada.

Como fluido base, un fluido de perforación comprende típicamente agua y/o un aceite del tipo hidrocarburo (aceite), o un aceite sintético u otro material

sintético o fluido sintético ("sintético"), con sólidos en suspensión. Un fluido de perforación de base no acuosa contienen típicamente un aceite o sintético como fase continua, y puede contener también agua dispersa emulsionada en la fase continua de forma tal que no existe una capa de agua diferenciada en el fluido. Tal agua dispersa en aceite se denomina generalmente emulsión inversa o emulsión agua en aceite.

En tales fluido de perforación base aceite y emulsiones inversas se pueden incluir diferentes aditivos para mejorar las propiedades del fluido. Tales aditivos pueden incluir por ejemplo, emulsionantes, agentes densificantes, aditivos para reducción de filtrado y agentes de control de pérdida de fluido, agentes para aumentar la viscosidad o agentes para controlar la viscosidad, y álcalis. Una descripción general y descripción de los fluidos de perforación base aceite se encuentra en P.A. Boyd y colaboradores, "New Base Oil Used in Low Toxicity Oil Muds", Journal of Petroleum Technology, pp 137-142 (1985), dicha publicación se incorpora aquí como referencia.

Un criterio esencial para determinar la utilidad de un fluido para usarlo como fluido de perforación o como fluido para servicio en pozos son los parámetros reológicos del fluido, particularmente en las condiciones de perforación y del pozo. Para usar como fluido de perforación, o como fluido para servicio en pozos, el fluido debe ser capaz de mantener su viscosidad en un rango apropiado para perforar y circular por el pozo. Preferiblemente, un fluido de perforación debe ser suficientemente viscoso para ser capaz de soportar y arrastrar a la superficie del pozo los cortes realizados por la herramienta, sin ser tan viscoso como para interferir con la operación de perforación. Además, un fluido de perforación debe ser suficientemente viscoso

×
:
:
:
:
×

para ser capaz de suspender a la barita u otro agente densificante. Sin embargo, un aumento en la viscosidad puede resultar en un atascamiento problemático del conjunto de varillas de perforación, y el aumento de las presiones de circulación puede contribuir a generar problemas de pérdida de circulación.

Los reductores de viscosidad se pueden agregar al fluido de perforación o sistema de lodo de perforación antes o durante el curso de la perforación. Los tensioactivos aniónicos, particularmente aquellos del grupo de los sulfatos de alcoholes grasos, los sulfatos de los éteres de alcoholes grasos y los alquilbencenosulfonatos son ejemplos de tales reductores de viscosidad conocidos en el arte anterior. Aunque tales compuestos han demostrado reducir la viscosidad de los fluidos de perforación, con tales reductores de viscosidad del arte anterior pueden presentarse problemas cuando los lodos de perforación se usan a bajas temperaturas (temperaturas iguales o menores de aproximadamente 50 °F (10 °C)).

A tan bajas temperaturas, a pesar del uso de los reductores de viscosidad del arte anterior, los fluidos de perforación base aceite tienen típicamente una alta viscosidad o sufren un aumento en su viscosidad, lo que puede hacer que los fluidos se tornen inútiles para la perforación. Luego de que son bombeados al pozo, los fluidos de perforación pueden sufrir un calentamiento tomando calor de la formación, dependiendo de la profundidad del pozo y de la temperatura de la formación. Por ejemplo, es común el calentamiento a temperaturas en el rango de aproximadamente 150 °F a aproximadamente 250 °F (de aproximadamente 66 °C a aproximadamente 121 °C) y se conocen temperaturas subterráneas tan altas como 350 °F (aproximadamente 178 °C),

particularmente en pozos muy profundos. La región del Ártico, por ejemplo, es conocida por tener muy bajas temperaturas en la superficie, pero muy altas temperaturas subterráneas. Aún mas problemáticos son los pozos en aguas profundas (es decir típicamente por debajo de aproximadamente 1500 pies) en los cuales los fluidos de perforación son sometidos a enfriamiento en las aguas frías que rodean el tubo de subida cuando el fluido retorna a la superficie desde la formación subterránea de alta temperatura. Tal enfriamiento de los fluidos de perforación base aceite típicamente aumenta su viscosidad mientras que dicho calentamiento subterráneo de los fluidos de perforación base aceite típicamente reduce su viscosidad.

Preferiblemente, los reductores de viscosidad que reducen la viscosidad de los fluidos de perforación a bajas temperaturas no afectarán la viscosidad de los fluidos a altas temperaturas. Es decir, en muchos casos, se desea que un reductor de viscosidad sea capaz de tener una influencia "selectiva" sobre la reología, o particularmente reducir la viscosidad de los fluidos de perforación base aceite solo a bajas temperaturas, tales como las que se pueden encontrar, por ejemplo, en la superficie de un pozo en tierra, o en el tubo de subida rodeado por aguas que están por encima de un pozo en aguas profundas costa afuera.

Los reductores de viscosidad y otros aditivos para los fluidos de perforación empleados en los pozos en tierra o costa afuera, deben cumplir comúnmente con estrictas regulaciones ambientales relativas a la biodegradabilidad y toxicidad. Además, los fluidos de perforación deben ser capaces de soportar las condiciones subterráneas que los fluidos encuentran

típicamente en un pozo, tales como alta temperatura, alta presión, y cambios en el pH.

Existe una necesidad de mejores aditivos reductores de viscosidad o modificadores de la reología para los fluidos de perforación base aceite, y particularmente para fluidos de perforación que comprenden emulsiones inversas (agua en aceite), los cuales serán usados en condiciones de baja temperatura o encontrarán condiciones de baja temperatura en las operaciones de perforación. Como se usa aquí el término, a menos que se indique de otro modo, por "bajas temperaturas" se debe entender que se hace referencia a temperaturas menores o iguales a 50 °F (aproximadamente 10 °C).

Resumen de la invención

De acuerdo al método de la presente invención, a un fluido de perforación o fluido para servicio en pozos del tipo emulsión inversa o agua en aceite, se agrega un compuesto que reduce la viscosidad del fluido de perforación o fluido para servicio en pozos a baja temperatura, o que permite, o mejora, la capacidad del fluido de perforación o fluido para servicio en pozos para mantener su viscosidad a baja temperatura. El compuesto, que en forma general se lo puede denominar como "thinner" (Reductor de viscosidad) continúa teniendo efecto sobre el fluido de perforación o fluido para servicio en pozos cuando éste se usa para perforar o realizar servicios en pozos en las formaciones subterráneas, particularmente las formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos. Además, este compuesto no afecta en forma significativa la viscosidad de la emulsión a alta temperatura.

El compuesto tiene la fórmula siguiente:



donde R es un radical alquílico lineal o ramificado, saturado o no saturado que tiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 10, m es un número en el rango de aproximadamente 0 a aproximadamente 10, y k es un número en el rango de aproximadamente 0 a aproximadamente 10.

La invención también comprende la composición de un fluido de perforación o fluido para servicio en pozos del tipo emulsión inversa o agua en aceite que contiene este compuesto reductor de viscosidad.

Breve descripción de las figuras

La Fig. 1 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención, ensayados como se indica en la Tabla 2 a diferentes temperaturas.

La Fig. 2 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 3 a diferentes temperaturas.

La Fig. 3 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 4 a diferentes temperaturas.

La Fig. 4 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 5 a diferentes temperaturas.

La Fig. 5 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 6 a diferentes temperaturas.

La Fig. 6 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 7 a diferentes temperaturas.

La Fig. 7 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 8 a diferentes temperaturas.

La Fig. 8 es un gráfico que compara el punto de fluencia de sistemas de lodos con y sin reductores de viscosidad de la invención ensayados, como se indica en la Tabla 9 a diferentes temperaturas.

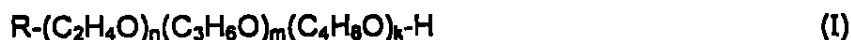
Descripción detallada de las realizaciones preferidas

La presente invención proporciona un método para modificar la reología, y particularmente para reducir la viscosidad, de fluidos de perforación o fluidos para servicio en pozos que comprenden emulsiones inversas de agua en aceite. El método es particularmente aplicable a fluidos de uso en pozos que penetran las formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos y tiene ventajas particulares en aplicaciones donde los fluidos están sometidos a bajas temperaturas, como en el caso de perforación o servicio en pozos costa afuera en aguas profundas. Tales fluidos de perforación o fluidos para servicio en pozos comprenden típicamente una fase continua constituida por aceite, agua dispersa en la fase aceite, sólidos insolubles en el fluido de perforación o fluido para servicio en pozos que están en suspensión en el fluido, y diferentes aditivos. Como se usa aquí, el término "emulsión inversa" o "emulsión agua en aceite" se debe entender que se refiere a la porción líquida en el fluido de perforación que comprende una emulsión (excluyendo a los sólidos). El término

"fluido de perforación de emulsión inversa" se refiere a la suma total de lo que se hace circular como fluido de perforación.

En el método de la presente invención, una composición o compuesto que tiene la fórmula (I) siguiente se agrega a la emulsión inversa o fluido de perforación base aceite (o fluido para servicio en pozos) para reducir la viscosidad del fluido o mejorar la capacidad del fluido para mantener su viscosidad, o para resistir el aumento de viscosidad a bajas temperaturas. El compuesto se puede agregar al fluido durante su preparación inicial, o luego, mientras que el fluido está en uso en la perforación o en el servicio del pozo dentro de la formación. La cantidad a agregar es una cantidad efectiva para mantener o lograr la viscosidad deseada en el fluido de perforación. Para los objetivos de la presente invención, una "cantidad efectiva" de reductor de viscosidad de la fórmula (I) es preferiblemente de aproximadamente 0,5 a aproximadamente 15 libras por barril (lb/bbl) de fluido de perforación o lodo. De mayor preferencia una cantidad de aproximadamente 1 lb/bbl a aproximadamente 5 lb/bbl de fluido de perforación, y de máxima preferencia una cantidad de aproximadamente 1,5 lb/bbl a aproximadamente 3 lb/bbl de fluido de perforación.

La fórmula (I) es:



donde R es un radical alquílico lineal o ramificado, saturado o no saturado que tiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 10, m es un número en el rango de aproximadamente 0 a aproximadamente 10, y k es un número en el rango de aproximadamente 0 a aproximadamente 10.

Preferiblemente, R tiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 18 átomos de carbono; de mayor preferencia R tiene de aproximadamente 12 a aproximadamente 18 átomos de carbono; y de máxima preferencia R tiene de aproximadamente 12 a aproximadamente 14 átomos de carbono. También de máxima preferencia R es saturado y lineal.

Las composiciones o compuestos de la fórmula (I) se pueden preparar por técnicas de alcoxilación convencionales, tales como alcoxilar los alcoholes grasos correspondientes con óxido de etileno y/u óxido de propileno u óxido de butileno bajo presión y en presencia de un catalizador ácido o alcalino, como se conoce en el arte. Tal alcoxilación puede ocurrir en bloque, es decir que un alcohol graso se puede hacer reaccionar primero con óxido de etileno, óxido de propileno u óxido de butileno y a continuación, si se desea, con uno o más de los otros óxidos de alquileo. En forma alternativa, tal alcoxilación se puede llevar a cabo al azar, en la cual cualquier mezcla deseada de óxido de etileno, óxido de propileno y/u óxido de butileno se hace reaccionar con el alcohol graso.

En la fórmula (I) los subíndices n y m respectivamente representan el número de moléculas o grupos óxido de etileno (OE) y óxido de propileno (OP) en una molécula de alcohol graso alcoxilado. El subíndice k indica el número de moléculas o grupos óxido de butileno (OB). Los subíndices n, m y k no necesariamente son enteros, ya que indican en cada caso promedios estadísticos de la alcoxilación. Se incluyen sin limitaciones aquellos compuestos de la fórmula (I) cuya distribución de grupos etoxi, propoxi, y/o butoxi es muy estrecha, tal como por ejemplo, el caso de los "etoxilados de

rango estrecho" también denominados "NREs" por aquellos experimentados en el arte.

Para realizar los propósitos de la presente invención, el compuesto de fórmula (I) debe contener por lo menos un grupo etoxi. Preferiblemente, el compuesto de la fórmula (I) también contiene por lo menos un grupo propoxi (C_3H_7O-) o butoxi (C_4H_9O-). Las mezclas de alcóxidos que contienen los tres grupos alcóxido (óxido de etileno, óxido de propileno y óxido de butileno) son posibles en la realización de la invención pero no son preferidas.

Preferiblemente, para su uso de acuerdo con la presente invención, el compuesto de la fórmula (I) tiene para m un valor en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 10 con k igual a cero, o un valor de k en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 10 con m igual a cero. De máxima preferencia, m tendrá un valor de aproximadamente 1 a aproximadamente 10 y k será igual a cero.

Otros compuestos preferidos para usar en la presente invención y que tienen la fórmula (I) anterior tendrán un valor de n en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 6, m en el rango de aproximadamente 1 a aproximadamente 6, y k igual a cero. Todavía otros compuestos preferidos para usar en la presente invención y que tienen la fórmula (I) anterior, tendrán un valor de n en el rango de aproximadamente 2 a aproximadamente 5, m es aproximadamente 3 o aproximadamente 4, y k igual a cero. Es particularmente ventajoso establecer la distribución de los grupos óxido de etileno y óxido de propileno en los compuestos de la fórmula (I) en una relación de óxido de etileno a óxido de propileno de aproximadamente 1:1 a aproximadamente 2:1, o aún de mayor preferencia de aproximadamente 2:1,5.

Los compuestos adicionales preferidos para usar en la presente invención y que tienen la fórmula (I) anterior tendrán radicales alquilo que tienen de aproximadamente 12 a aproximadamente 18 átomos de carbono, o de mayor preferencia de aproximadamente 12 a 14 átomos de carbono, con los subíndices n y m que tienen, cada uno, valores de aproximadamente 4 o aproximadamente 5.

En el uso como reductores de viscosidad de acuerdo al método de la presente invención, los compuestos de la fórmula (I) reducen la viscosidad o reducen el punto de fluencia del fluido de perforación al cual se agregan. Estos reductores de viscosidad son particularmente efectivos a bajas temperaturas, es decir temperaturas menores o iguales a aproximadamente 50 °F (aproximadamente 10 °C) y particularmente de máxima efectividad a temperatura menores o iguales a aproximadamente 40 °F (aproximadamente 4 °C). El límite inferior de efectividad para estos reductores de viscosidad es de aproximadamente 14 °F (aproximadamente -10 °C). Los reductores de viscosidad no tienen una influencia significativa, o afectan la reología de los fluidos de perforación a altas temperaturas, particularmente a temperatura en el rango de aproximadamente 100 °F a aproximadamente 250 °F o mayores.

Los compuestos de la fórmula (I) son biodegradables y tiene poca toxicidad, o no son tóxicos. Se espera que sean capaces de cumplir con las crecientes restricciones en las regulaciones ambientales que afectan la industria del petróleo y gas en todo el mundo.

Los fluidos de perforación representativos que comprenden emulsiones inversas (agua en aceite) de uso particular en el método de la invención tienen substancialmente una fase aceite que comprende diesel oil, aceite parafínico,

y/o aceite mineral, o un aceite sintético. En forma alternativa, como vehículo se pueden usar otros fluidos, tales como ésteres carboxílicos, alcoholes, éteres, olefinas internas, α -olefinas (IO y/o AO), y pol(α -olefinas) (PAO), las cuales puede ser ramificadas o lineales, pero son preferiblemente lineales, y preferiblemente son aceptables desde el punto de vista ecológico. Preferiblemente, los aceites o fluidos vehículo usados para la fase aceite del fluido de perforación, comprenderán compuestos que fluyen o se pueden bombear a temperaturas superiores a los 32 °F (aproximadamente 0 °C) o por lo menos tan bajas como aproximadamente 40 °F (aproximadamente 5 °C) así como a mayores temperaturas. Por ejemplo, los compuestos seleccionados a partir de uno o más de los siguientes grupos o clases se cree que son particularmente apropiados para constituir la fase aceite de los fluidos de perforación usados en la presente invención:

(a) de máxima preferencia, ésteres carboxílicos de la fórmula:



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

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

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

(d) alcoholes insolubles en agua de la fórmula:

R'''-OH

(III)

donde R''' es un radical alquílico lineal o ramificado, saturado o no saturado que tiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 24 átomos de carbono; y (e) diésteres del ácido carbónico.

Tales aceites apropiados son descritos adicionalmente, por ejemplo, en las Solicitudes de Patente Europea 0 374 671; 0 374 672; 0 382 070; y 0 386 638 de Cognis; la Memoria Descriptiva Europea abierta al público 0 765 368 de Cognis (olefinas lineales); Solicitud Europea 0 472 557 (éteres simétricos o 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 del ácido carbónico). Los ésteres carboxílicos de la fórmula (II) anterior son preferidos para la fase aceite de los fluidos de perforación usados en la presente invención, y particularmente preferidos son los ésteres descritos en la Solicitud Europea Abierta al Público EP 0 374 672 y EP 0 386 636.

En una realización preferida de la presente invención, los compuestos de la fórmula (I) se agregan a los fluidos de perforación que comprenden emulsiones inversas que tienen una fase aceite que comprende ésteres de la fórmula (II) donde el radical R' en la fórmula (II) es un radical alquilo que tiene de aproximadamente 5 a aproximadamente 21 átomos de carbono (o de mayor preferencia de aproximadamente 5 a aproximadamente 17 átomos de carbono, o de máxima preferencia de aproximadamente 11 a aproximadamente 17 átomos de carbono). Los alcoholes particularmente apropiados para preparar tales ésteres son alcoholes lineales o ramificados con aproximadamente 1 a aproximadamente 8 átomos de carbono, por ejemplo,

metanol, isopropanol, isobutanol, y 2-etilhexanol. Los alcoholes que tienen de aproximadamente 12 a aproximadamente 18 átomos de carbono pueden ser preferidos en forma alternativa para hacer otros ésteres apropiados para la invención.

Por ejemplo, los ésteres preferidos adicionales para la fase aceite de los fluidos de perforación usados en la invención incluyen, sin limitaciones: ésteres de ácidos grasos saturados C_{12} - C_{14} y ácidos grasos no saturados C_{16} - C_{18} (con alcohol isopropílico, isobutílico y 2-etilhexanol como componente alcohol); octanoato de 2-etilhexilo; ésteres de ácido acético, especialmente acetatos de alcoholes grasos C_8 - C_{18} ; ésteres carboxílicos ramificados descritos en la WO 99/33932 de Chevron, o la EP 0 642 561 de Exxon; mezclas de α -olefinas como las reveladas en la EP 0 765 368 A1 de Cognis y Halliburton; y mezclas de estos diferentes ésteres.

La fase aceite de las emulsiones de los fluidos de perforación usados en la invención preferiblemente comprende por lo menos el 50 % en volumen de uno o más de los compuestos preferidos (a) – (e) anteriores. De mayor preferencia, tales compuestos preferidos constituyen de aproximadamente 60 % a aproximadamente 80 % en volumen de dicha fase aceite, y de máxima preferencia, tales compuestos preferidos constituyen aproximadamente el 100 % de la fase aceite.

El agua, está presente preferiblemente en la fase líquida de los fluidos de perforación usados en la presente invención, y preferiblemente en cantidades no menores de aproximadamente 0,5 % en volumen (excluyendo los sólidos en la fase líquida). En una realización preferida de la presente invención, los reductores de viscosidad de la fórmula (I) se agregan a los fluidos de

perforación que comprende las emulsiones inversas que contienen de aproximadamente el 15 % a aproximadamente el 35 % en volumen de agua, y de mayor preferencia aproximadamente el 20 % en volumen de agua y aproximadamente el 80 % en volumen de fase aceite. Para compensar el gradiente osmótico entre el fluido de perforación y el agua de la formación, el agua en el fluido de perforación usado en la presente invención incluye típicamente fracciones de electrolitos, tales como sales de calcio y/o sales de sodio. En particular el CaCl_2 se usa en forma frecuente, aunque otras sales del grupo de los metales alcalinos o metales alcalino térreos también son apropiadas, siendo ejemplos comunes el acetato y el formiato de potasio.

Los fluidos de perforación preferidos usados en la presente invención tienen los siguientes parámetros reológicos: viscosidad plástica (VP) en el rango de aproximadamente 10 cP a aproximadamente 60 cP, y preferiblemente en el rango de aproximadamente 15 cP a aproximadamente 40 cP, y un punto de fluencia (PF) en el rango de aproximadamente 5 lb/100 ft² a aproximadamente 40 lb/100 ft², y preferiblemente en el rango de aproximadamente 10 lb/100 ft² a aproximadamente 25 lb/100 ft², a aproximadamente 122 °F (aproximadamente 50 °C). A temperaturas menores, es decir a una temperatura menor o igual a 40 °F (aproximadamente 4 °C), el PF no debe exceder de aproximadamente 75 lb/100 ft², y preferiblemente debe estar en el rango de aproximadamente 10 lb/100 ft² a aproximadamente 65 lb/100 ft², de mayor preferencia de aproximadamente 15 lb/100 ft² a aproximadamente 45 lb/100 ft², y de máxima preferencia debe ser menor de aproximadamente 35 lb/100 ft². Un límite inferior practicable preferido para el

punto de fluencia para los fluidos de perforación usados en la presente invención es de aproximadamente 5 libras/100 pies cuadrados.

Los métodos para determinar estos parámetros de VP y PF son bien conocidos por aquellos experimentados en el arte. Un ejemplo de referencia es el "Manual of Drilling Fluids Technology", particularmente el capítulo sobre "Mud Testing", disponible en Baroid Drilling Fluids, Inc., Houston, Texas (USA), que se incorpora aquí como referencia.

El contenido de sólidos (sin incluir los sólidos de bajo peso), o la cantidad de agentes densificantes en los fluidos de perforación usados en la presente invención es preferiblemente de aproximadamente 0 libras por barril (lb/bbl) a aproximadamente 500 lb/bbl, y de máxima preferencia de aproximadamente 150 lb/bbl a aproximadamente 350 lb/bbl. El peso del lodo, es decir la densidad del fluido de perforación, está preferiblemente en el rango de 8 libras por galón (lb/gal) a aproximadamente 18 lb/gal, y de mayor preferencia de aproximadamente 9 lb/gal a aproximadamente 15 lb/gal. Tales sólidos, o agentes densificantes, los cuales sirven para aumentar la densidad de los fluidos de perforación, pueden ser cualquiera de los sólidos conocidos por aquellos experimentados en el arte como útiles para tal propósito, pero preferiblemente serán inertes o aceptables desde el punto de vista ambiental.

Los fluidos de perforación usados en esta invención pueden también, en forma opcional, contener otros aditivos conocidos por aquellos experimentados en el arte, tales como aditivos para control de filtrado y emulsionantes. También se puede usar un álcali, preferiblemente cal (hidróxido de calcio u óxido de calcio), para capturar o reaccionar con los gases ácidos (tales como el CO₂ o H₂S) que se encuentran durante la perforación de la formación. Tal álcali, o

reserva alcalina, se conoce que evita la hidrólisis provocada por los gases ácidos sobre los ésteres presentes en los fluidos de perforación que son lábiles a los ácidos. Las cantidades preferidas de la cal libre en los fluidos de perforación está en el rango de aproximadamente 1 lb/bbl a aproximadamente 10 lb/bbl, y de mayor preferencia de aproximadamente 1 lb/bbl a aproximadamente 4 lb/bbl, aunque rangos menores, tales como menores de aproximadamente 2 lb/bbl son preferidos para ciertos ésteres que tienden a hidrolizarse en presencia de compuestos alcalinos, como será conocido por aquellos experimentados en el arte. También se pueden usar otros agentes apropiados como alternativa a la cal para ajustar y/o estabilizar las emulsiones inversas de los fluidos de perforación con respecto a los ácidos. Un ejemplo de tales agentes alternativos es una amina protonada, como se describe en la Patente de los Estados Unidos No. 5.977.031.

Los aditivos opcionales adicionales que pueden estar presentes en los fluidos de perforación usados en la presente invención incluyen a electrolitos, tales como cloruro de calcio, bentonita organofílica, y lignito organofílico. También se pueden usar glicoles y/o glicerol. Además se pueden usar agentes dispersantes, inhibidores de corrosión y/o antiespumantes. Estos, y otros aditivos y auxiliares apropiados se usan en cantidades conocidas por aquellos experimentados en el arte según las condiciones del pozo en particular y de la formación subterránea.

Aunque la invención ha sido primariamente descripta en el contexto de un método para usar compuestos de la fórmula (I) como reductores de viscosidad a bajas temperaturas, los compuestos de la fórmula (I) también pueden ser

22

efectivos como reductores de viscosidad en fluidos para servicio en pozos, tales como fluido de exploración o reparación a bajas temperaturas.

Una descripción y usos adicionales de la invención se proporciona por medio de los siguientes ejemplos:

Ejemplos

Para mostrar el efecto de la invención, se llevaron a cabo los siguientes experimentos. En cada caso se preparó un sistema de lodo de perforación del tipo emulsión inversa de la composición general siguiente:

Ester	bbl	0,496
Agua	bbl	0,233
Emulsionante	lb	6,0
Bentonita organofílica	lb	1,0
Lignito organofílico	lb	5,0
Reserva alcalina (cal)	lb	1,5
CaCl ₂ · 2 H ₂ O	lb	27,2
Barita	lb	314,0
Auxiliar dispersante	lb	0,5
Reductor de viscosidad	lb/bbl	2,0

La fase aceite (A) usada es un octanoato de 2-etilhexilo como el revelado en la EP 0 386 636. El emulsionante usado es EZ MUL NTE (Baroid Drilling Fluids Inc. Houston Texas). La relación aceite/agua fue 70/30 en cada caso. Las mediciones se realizaron sobre un sistema sin reductor de viscosidad (C1), y con una sal de sodio de un sulfato de alcohol graso C_{12/14} + 2 OE (C2), con una sal de sodio de un éter sulfato C₁₂ (C3), y con una sal disódica de un ácido oleico sulfonado (C4), respectivamente como reductores de viscosidad del arte

anterior; y se realizó una comparación con estos reductores de viscosidad y con compuestos de la fórmula (I) de acuerdo con la presente invención. Los compuestos de la fórmula (I) usados para este propósito fueron los siguientes:

- E1 Alcohol graso C_{12}/C_{14} que contiene 2 moles de OE y 4 moles de OP
- E2 Alcohol graso C_{12}/C_{14} que contiene 5 moles de OE y 4 moles de OP
- E3 Alcohol graso C_{12}/C_{18} que contiene 5 moles de OE y 4 moles de OP
- E4 Alcohol graso C_{12}/C_{14} que contiene 6 moles de OE y 4 moles de OP

Los lodos de emulsión inversa se prepararon de una manera convencional y a continuación se determinaron las características reológicas de viscosidad plástica (VP) y punto de fluencia (PF) y resistencia de gel luego de 10 segundos y 10 minutos a 40 °F y a 122 °F usando un viscosímetro Fann SR12 (de Fann).

Las mediciones E5, E6 y E7 se llevaron a cabo usando los reductores de viscosidad E1 y E2, pero en contraste con lo detallado arriba, también se agregaron 45 lb de sólidos (rev. dust, es decir cenizas de filtro) a cada uno de los lodos para demostrar la acción ventajosa de los compuestos de la fórmula (I) usados de acuerdo con la invención en el caso de que la emulsión esté cargada con muchos sólidos. En estos casos, las mediciones se tomaron solo luego de 16 horas de envejecimiento a 150 °C. El reductor de viscosidad no se agregó a los lodos E5 a E7 hasta que finalizó el período de envejecimiento.

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

Tabla 1a

	C1	C1	C2	C2	C3	C3	C4	C4	E1	E1	E2	E2	E3	E3	E4	E4
Temperatura °F	40	122	40	122	40	122	40	122	40	122	40	122	40	122	40	122
PV (cP)	94	28	105	30	n.m	33	91	24	93	31	87	28	94	28	83	29
YP lb/100 pie ²	68	29	71	35	n.m	62	69	20	70	41	34	33	62	41	30	30
Geles 10"/10'	27/29	12/1 3	24/2 9	15/1 5	n.m	26/3 1	25/2 5	6/7	25/2 8	17/1 9	11/1 3	14/1 6	20/2 4	17/1 8	8/11	13/1 4

n.m : no mensurable

Tabla 1b - Mediciones con agregado de 45 libras de *rev dust* (cenizas de filtro)

	C1	C1	E5	E5	E6	E6	E7	E7
Temperatura °F	40	122	40	122	40	122	40	122
PV (cP)	94	28	107	37	108	40	106	37
YP lb/100 pie ²	68	29	37	23	72	42	46	30
Geles 10"/10'	27/29	12/13	12/14	7/9	26/30	14/1 8	17/1 9	12/14

Los datos, especialmente los de punto de fluencia (PF), indican claramente el ventajoso efecto de reducción de viscosidad de los compuestos de la fórmula (I) usados en el método y en las emulsiones de la invención, especialmente a bajas temperaturas, en comparación con el arte anterior. La mayor viscosidad plástica para E5 y E7 es atribuible a la alta proporción de sólidos en el sistema del lodo.

En las Tablas 2 a 9 se pueden ver resultados de experimentos adicionales. En estos casos, el punto de fluencia (PF) de los sistemas ensayados se investigó a diferentes temperaturas y se presenta en forma de gráfico. Esto ilustra particularmente bien la ventajosa influencia de los compuestos de fórmula (I) sobre la reología a baja temperatura (40 °F, 4 °C) sin una marcada influencia a alta temperatura (120 °F, 50 °C). Las mediciones se llevaron a cabo con un viscosímetro Fann 35 (de Fann). En las tablas también se indican las lecturas en el dial a diferentes velocidades de rotación (rpm).

En las Tablas 2 a 9:

- PETROFREE LV® es octanoato de 2-etilhexilo (Cognis, Alemania)
- PETROFREE LE® es una α-olefina lineal (Cognis, Alemania)
- PETROFREE® es un éster de 2-etilhexilo de ácido graso C₈₋₁₄ (Cognis)
- GELTONE II® es bentonita organofílica (Baroid, Houston, Texas)
- Red. de visc. E1 es un alcohol graso C₁₂/C₁₄ de fórmula (I) de la invención que contiene 2 moles de OE y 4 moles de OP
- Red. de visc. E2 es un alcohol graso C₁₂/C₁₄ de fórmula (I) de la invención que contiene 5 moles de OE y 4 moles de OP

En las tablas 2 a 9:

- PETROFREE LV ®es octanoato de 2-etilhexilo (de Cognis, Alemania)
- PETROFREE LE® es alfa-olefina lineal (de Cognis, Alemania)
- PETROFREE® es un 2-etilhexil éster de ácido graso C8-14 (de Cognis, Alemania)
- GELTONE II® es bentonita organofílica (de Baroid, Houston, Texas)
- Reductor de viscosidad E1 es el alcohol graso C12/C14 de Fórmula I de la invención que contiene 2 EO y 4 PO
- Reductor de viscosidad E2 es el alcohol graso C12/C14 de Fórmula I de la invención que contiene 5 EO y 4 PO

Tabla 2

Sistema de lodo	PETROFREE LV					
Densidad del lodo, lb/gal	14.0					
Relación aceite/agua	70/30					
Contaminante	Sólidos de perforación					
E2, lb/bbl	0	3	5			
Temperatura, °F	40	120	40	120	40	120

27

Viscosidad plástica, cP	118	40	113	34	107	35
Punto de fluencia, lb/100ft ²	38	14	25	14	19	13
gel de 10 seg, lb/100ft ²	16	6	10	6	6	6
gel de 10 min, lb/100ft ²	22	11	13	8	9	8
Lecturas del dial 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

Tabla 3

Sistema de lodo	PETROFREE			
Densidad del lodo, lb/gal	14.0			
Relación aceite/agua	75/25			
Contaminante	Excess GELTONE II			
E2, lb/bbl	0	3		
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	180	51	126	50
Punto de fluencia, lb/100ft ²	230	152	19	125
gel de 10 seg, lb/100ft ²	108	64	10	50
gel de 10 min, lb/100ft ²	110	66	13	52
Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	590	254	271	225
300 rpm	410	203	145	175
200 rpm	336	179	103	149

100 rpm	248	146	59	119
6 rpm	112	79	10	62
3 rpm	100	70	8	58

Tabla 4

Sistema de lodo	PETROFREE LV			
Densidad del lodo, lb/gal	16.0			
Relación aceite/agua	80/20			
Contaminante	Sólidos de perforación			
E2, lb/bbl	0		3	
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	152	51	142	40
Punto de fluencia, lb/100ft ²	62	27	40	19
gel de 10 seg, lb/100ft ²	22	10	18	10
gel de 10 min, lb/100ft ²	48	26	22	12
Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	366	129	324	99
300 rpm	214	78	182	59
200 rpm	158	59	130	45
100 rpm	98	38	78	30
6 rpm	24	11	16	10
3 rpm	20	9	12	9

Tabla 5

Sistema de lodo	PETROFREE
Densidad del lodo, lb/gal	11.0
Relación aceite/agua	70/30
Contaminante	Excess GELTONE II

E2, lb/bbl	0		3	
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	132	31	88	29
Punto de fluencia, lb/100ft ²	54	53	37	53
gel de 10 seg, lb/100ft ²	33	23	13	26
gel de 10 min, lb/100ft ²	38	27	17	30
Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	318	115	213	111
300 rpm	186	84	125	82
200 rpm	139	71	90	70
100 rpm	91	54	56	55
6 rpm	35	25	15	28
3 rpm	32	21	13	25

Tabla 6

Sistema de lodo	PETROFREE			
Densidad del lodo, lb/gal	11.0			
Relación aceite/agua	70/30			
Contaminante	Sólidos de perforación			
E2, lb/bbl	0		3	
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	110	34	113	34
Punto de fluencia, lb/100ft ²	90	47	73	44
gel de 10 seg, lb/100ft ²	38	21	27	20
gel de 10 min, lb/100ft ²	44	24	30	22

Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	310	115	299	112
300 rpm	200	81	186	78
200 rpm	157	67	142	64
100 rpm	110	50	95	48
6 rpm	42	23	31	22
3 rpm	38	21	27	19

Tabla 7

Sistema de lodo	PETROFREE LE			
Densidad del lodo, lb/gal	16.4			
E2, lb/bbl	0	3		
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	173	40	107	43
Punto de fluencia, lb/100ft ²	21	9	18	7
gel de 10 seg, lb/100ft ²	16	8	11	8
gel de 10 min, lb/100ft ²	19	11	15	11
Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	367	89	232	93
300 rpm	194	49	125	50
200 rpm	135	35	88	37
100 rpm	74	22	50	22
6 rpm	12	5	9	6
3 rpm	10	4	7	5

Tabla 8

Sistema de lodo	PETROFREE LE			
Densidad del lodo, lb/gal	11.6			
E2, lb/bbl	0	3		
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	80	31	56	32
Punto de fluencia, lb/100ft ²	25	18	27	16
gel de 10 seg, lb/100ft ²	12	8	17	9
gel de 10 min, lb/100ft ²	20	11	23	11

Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	185	80	139	80
300 rpm	105	49	83	48
200 rpm	77	37	63	37
100 rpm	46	24	43	24
6 rpm	11	7	14	8
3 rpm	9	6	13	7

Sistema de lodo	PETROFREE LV			
Densidad del lodo, lb/gal	14.0			
Relación aceite/agua	70/30			
Contaminante	Sólidos de perforación			
E1, lb/bbl	0		3	
Temperatura, °F	40	120	40	120
Viscosidad plástica, cP	118	40	113	35
Punto de fluencia, lb/100ft ²	38	14	41	16
gel de 10 seg, lb/100ft ²	16	6	16	9
gel de 10 min, lb/100ft ²	22	11	20	11
Lecturas del dial Fann 35				
600 rpm	274	94	267	86
300 rpm	156	54	154	51
200 rpm	114	40	114	39
100 rpm	70	25	71	26
6 rpm	17	6	18	8
3 rpm	14	5	14	8

La siguiente descripción de la presente invención tiene por objeto ser una descripción de las realizaciones preferidas. Se pueden efectuar diversas modificaciones en los detalles de las composiciones descritas y del método, sin apartarse del alcance pretendido de la presente invención, tal como se lo define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES:

1. Un método para influir sobre la reología de un fluido de perforación o fluido de servicio de pozo que comprende una emulsión inversa, CARACTERIZADO PORQUE dicho método comprende agregar a dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo un compuesto de la fórmula:



donde R es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 8 y aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, m es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10, y k es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10.

2. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE en dicha fórmula, k es cero y m es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, o m es cero y k es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10.

3. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE en dicha fórmula, n es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 6, m es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 6, y k es cero.

4. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicha emulsión inversa comprende una fase oleosa continua que comprende compuestos o composiciones fluidas y bombeables a temperaturas tan bajas como por lo menos 40 grados Fahrenheit.

5. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicha

emulsión inversa comprende una fase oleosa continua que comprende compuestos o composiciones fluidas y bombeables a temperaturas por encima de aproximadamente 32 grados Fahrenheit.

6. El método de la cláusula 5 CARACTERIZADO PORQUE dicha fase oleosa comprende compuestos o composiciones que se seleccionan del grupo compuesto por:

(a) ésteres carboxílicos de la fórmula:



donde R' es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 1 y aproximadamente 23 átomos de carbono y R'' es un radical alquilo, de cadena lineal o ramificada, saturado o insaturado, que tiene entre aproximadamente 1 y aproximadamente 23 átomos de carbono;

(b) olefinas de cadena lineal o ramificada que tienen entre aproximadamente 8 y aproximadamente 30 átomos de carbono;

(c) éteres de alcoholes monohídricos de origen natural o sintético, simétricos o asimétricos, insolubles en agua, tales que dichos alcoholes contienen entre aproximadamente 1 y aproximadamente 24 átomos de carbono;

(d) alcoholes insolubles en agua de la fórmula:



donde R''' es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 8 y aproximadamente 24 átomos de carbono; y

(e) diésteres carbónicos.

7. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto se agrega a dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo en una cantidad suficiente para causar una reducción en la viscosidad de dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo.

8. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto se agrega a dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo en una cantidad suficiente para mantener la fluidez y la bombeabilidad de dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo a temperaturas menores que aproximadamente 50 grados Fahrenheit.

9. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto se agrega a dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo en cantidades entre aproximadamente 0.5 libras y aproximadamente 15.0 libras de dicho compuesto por barril de dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo.

10. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto reduce la viscosidad de dicho fluido de perforación o fluido de servicio de pozo a bajas temperaturas.

11. El método de la cláusula 10 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto no afecta en forma significativa la viscosidad de dicho fluido a altas temperaturas.

12. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto se agrega a dicho fluido cuando se prepara dicho fluido.

13. El método de la cláusula 1 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto se agrega a dicho fluido mientras dicho fluido está circulando en un conducto de pozo.

14. Un fluido de perforación o fluido de servicio de pozo **CARACTERIZADO PORQUE** comprende una fase oleosa continua, agua dispersa en dicha fase oleosa, sólidos insolubles en dicha fase, y un compuesto de la fórmula:



donde R es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 8 y aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, m es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10, y k es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10.

15. El fluido de perforación o fluido de servicio de pozo de la cláusula 14 **CARACTERIZADO PORQUE** dicho compuesto se agrega en cantidades suficientes para reducir la viscosidad de dicho fluido a bajas temperaturas.

16. El fluido de perforación o fluido de servicio de pozo de la cláusula 14 **CARACTERIZADO PORQUE** tiene una densidad de entre aproximadamente 8 y aproximadamente 18 lbs/gal.

17. El fluido de perforación o fluido de servicio de pozo de la cláusula 14 **CARACTERIZADO PORQUE** tiene un punto de fluencia de no más que aproximadamente 75 lbs/100 ft² a aproximadamente 40°F.

18. Un método para reducir la viscosidad de una emulsión inversa, un fluido de perforación o fluido de servicio de pozo a bajas temperaturas **CARACTERIZADO PORQUE** comprende agregar a dicho fluido una cantidad efectiva del compuesto de la fórmula:

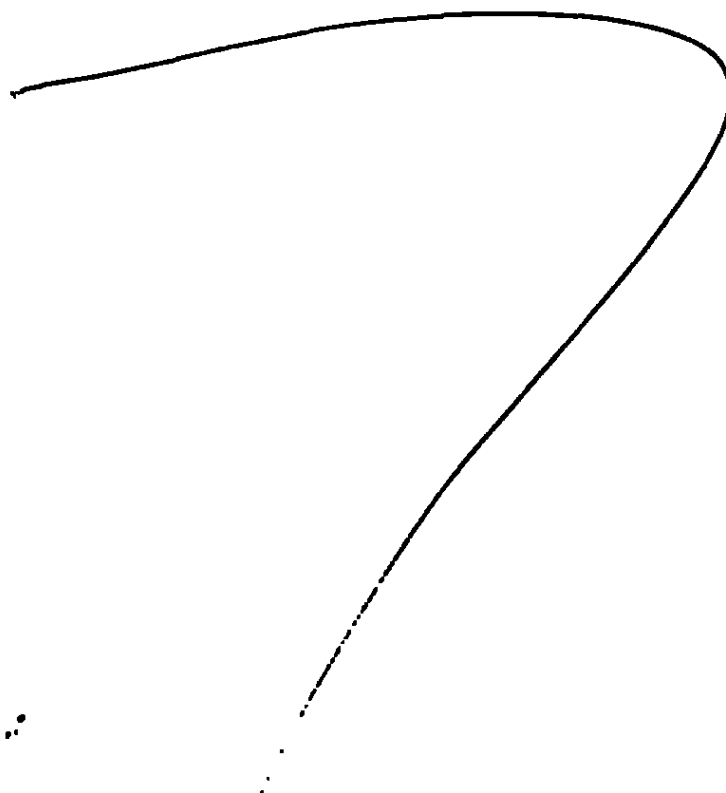


donde R es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 8 y aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, m es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10, y k es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10.

19. El método de la cláusula 18 CARACTERIZADO PORQUE dicho compuesto no afecta en forma significativa la viscosidad del fluido de perforación a altas temperaturas.

20. El método de la cláusula 18 CARACTERIZADO PORQUE comprende además hacer circular dicho fluido en un conducto de pozo y agregar dicho compuesto a dicho fluido durante dicha circulación.

21. El método de la cláusula 18 CARACTERIZADO PORQUE comprende además preparar dicho fluido y agregar dicho compuesto a dicho fluido durante dicha preparación.



Resumen

Un método para reducir la viscosidad de fluidos de perforación y fluidos de servicio de pozo de base oleosa a bajas temperaturas y un compuesto diluyente para utilizar en dichos fluidos de perforación y fluidos de servicio de pozo. El método comprende agregar a dichos fluidos de perforación o fluidos de servicio de pozo un diluyente de la fórmula:



donde R es un radical alquilo saturado o insaturado, de cadena lineal o ramificada que tiene entre aproximadamente 8 y aproximadamente 24 átomos de carbono, n es un número comprendido entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10, m es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10, y k es un número comprendido entre aproximadamente 0 y aproximadamente 10.

1/4

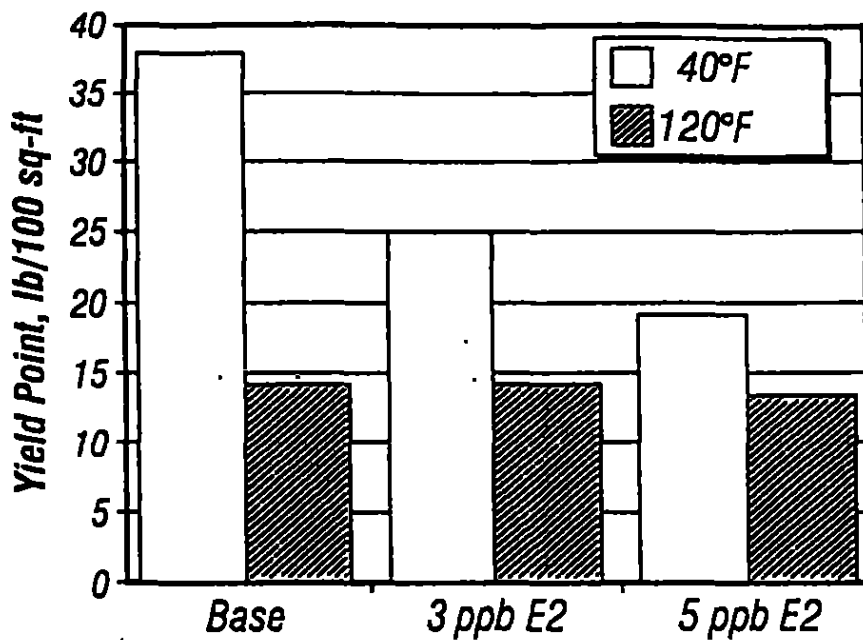


FIG. 1

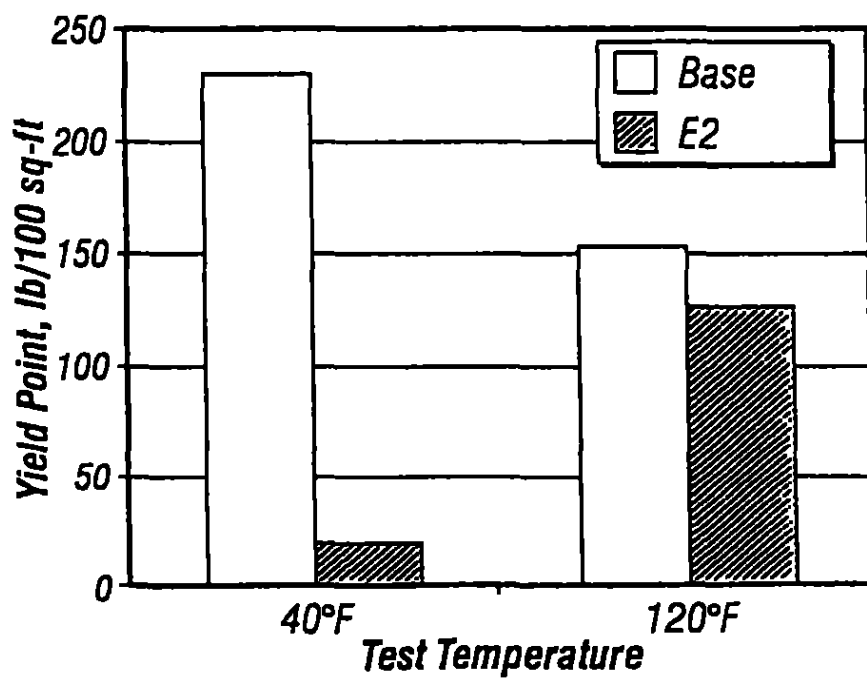


FIG. 2

2/4

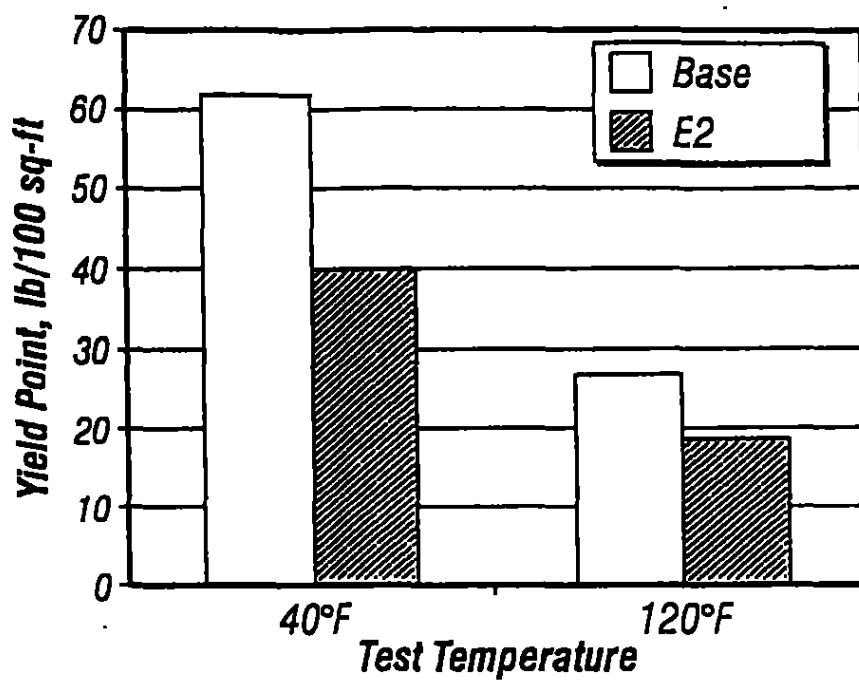


FIG. 3

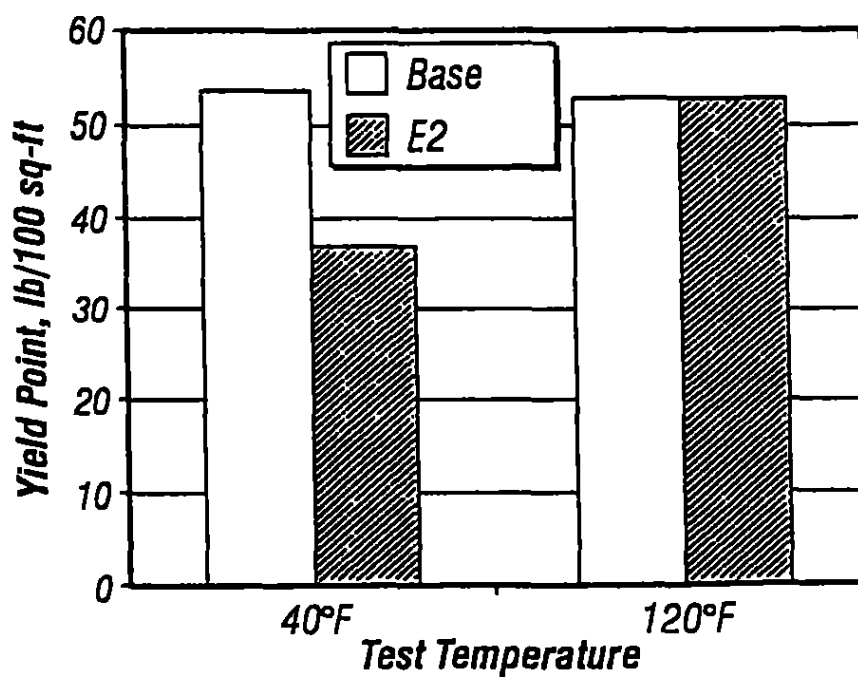


FIG. 4

3/4

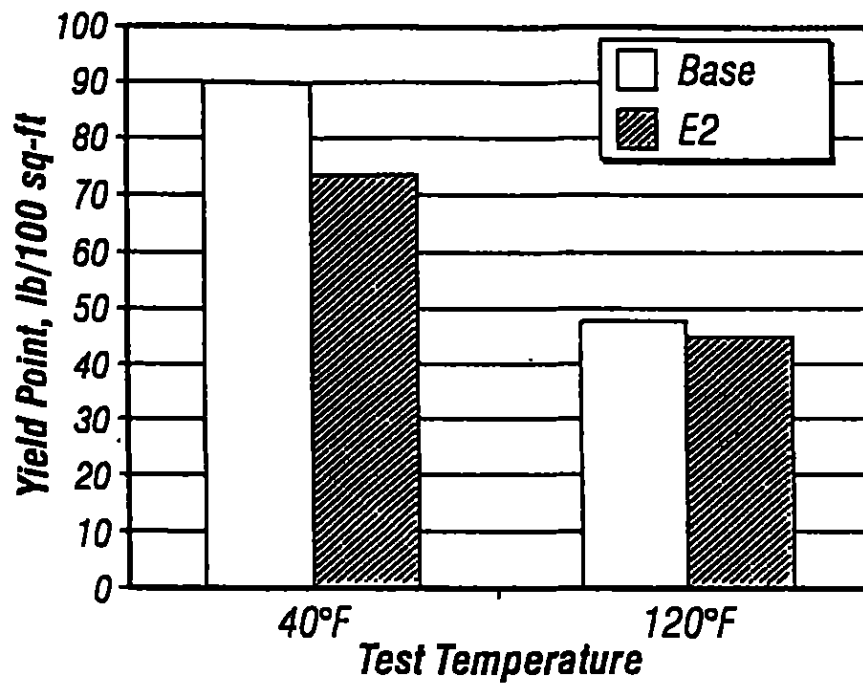


FIG. 5

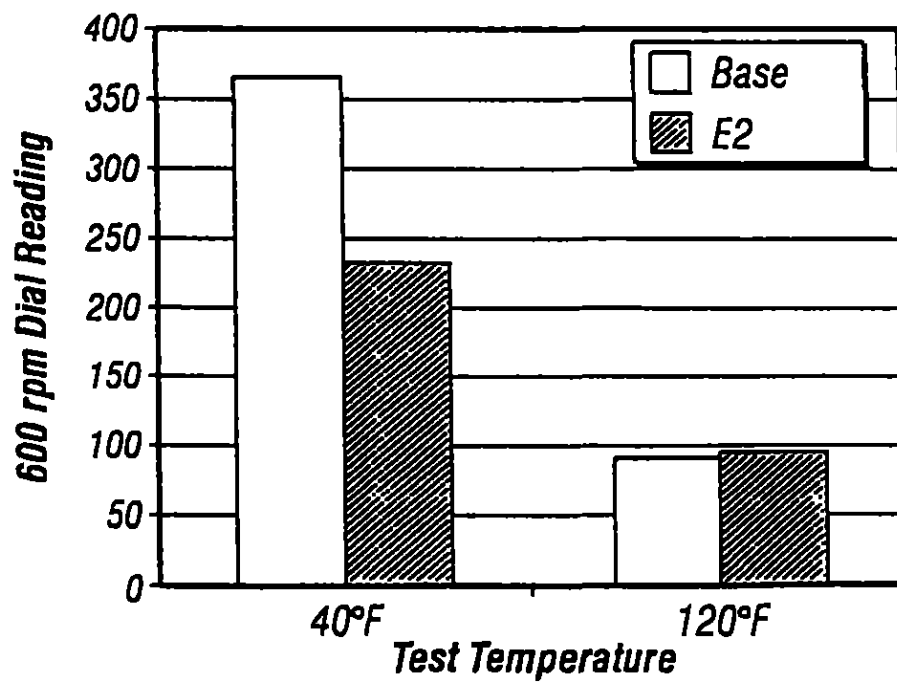


FIG. 6

4/4

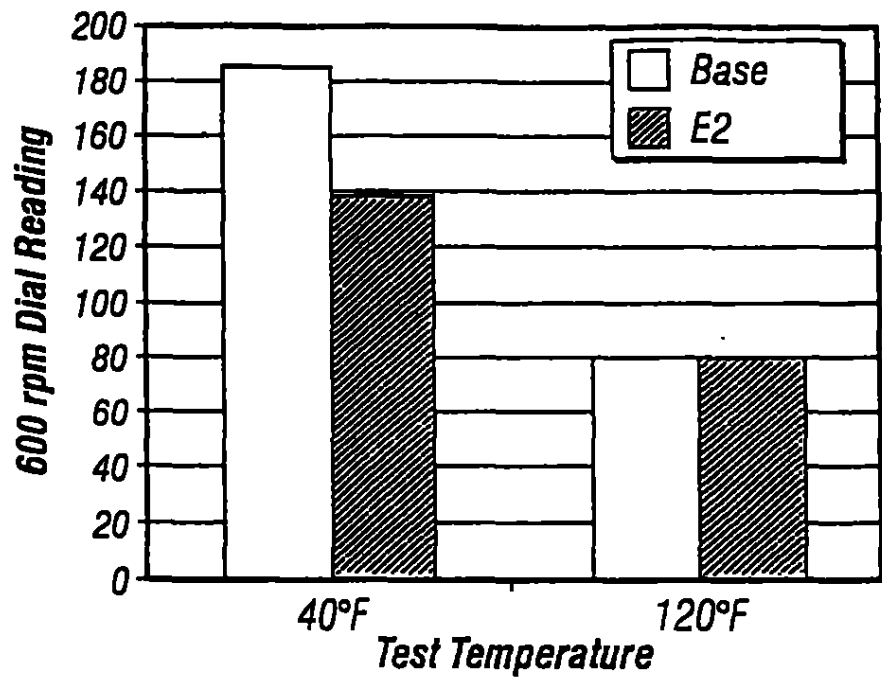


FIG. 7

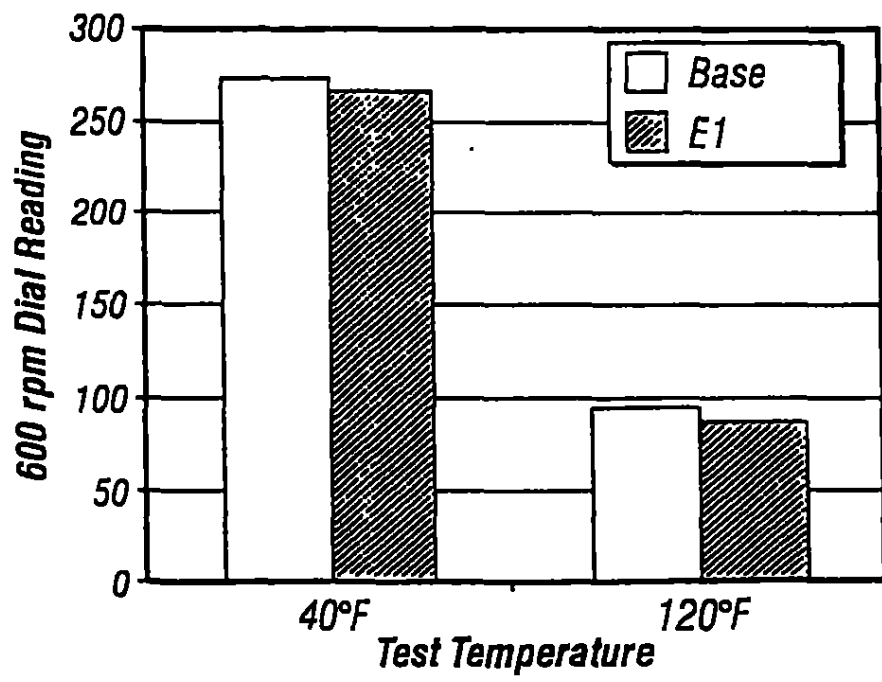


FIG. 8

HONORARIOS S/TARIFAS	800.-
DESCUENTO 20%	160.-
Sub total	640.-
IVA 21%	134.40
HONORARIOS FACTURADOS	774.40
N° DE ITEMS	1
TOTAL HONORARIOS	774.40

HONORARIOS S/TARIFAS	55
DESCUENTO 20%	11
Sub total	44
IVA 21%	9.24
HONORARIOS FACTURADOS	53.24
N° DE ITEMS	1
TOTAL HONORARIOS	53.24

Departamento contable

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACIÓN Y AGILIZACIÓN DEL TRÁMITE

USUARIO RADICADOR

PATENTE DE INVENCION [1]

MODELO DE UTILIDAD []

- Indicación de que se solicita la concesión de una patente [] [1]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [] [1]
- Descripción de la invención [] [1]
- Dibujos de ser estos pertinentes [] [1]
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas [] [1]

COMPLETA [1]

INCOMPLETA [] []

DISEÑO INDUSTRIAL []

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

COMPLETA []

INCOMPLETA [] []

ESQUEMA DE TRAZADO []

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

COMPLETA []

INCOMPLETA [] []

Firma Responsable

Fecha:

Carrera 13 No. 27-00 Piso 2 mazzanin
Conmutador: 352 08 40
Fax: 350 52 20 e-mail: info@sic.gov.co
Bogotá D.C. - Colombia