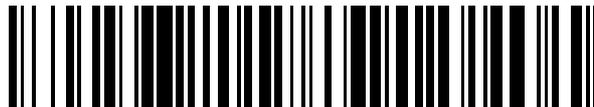


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 527 331**

51 Int. Cl.:

C09K 8/34 (2006.01)

C09K 8/32 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.04.2010 E 10717786 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.10.2014 EP 2419487**

54 Título: **Fluido de perforación para prospección en aguas profundas**

30 Prioridad:

15.04.2009 FR 0901830

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

22.01.2015

73 Titular/es:

**TOTAL MARKETING SERVICES (100.0%)
24, Cours Michelet
92800 Puteaux, FR**

72 Inventor/es:

LAMRANI-KERN, SAMIA

74 Agente/Representante:

DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto

ES 2 527 331 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

Fluido de perforación para prospección en aguas profundas

5 La presente invención se refiere a un fluido de perforación especialmente adaptado para las perforaciones en prospecciones en aguas profundas (en alta mar), es decir, perforaciones en condiciones de temperaturas de profundidades particularmente difíciles. Así, se puede operar en los grandes fondos marinos hasta 5500 m, pudiendo alcanzar el gradiente de temperatura entre la entrada del pozo y el fondo del pozo los 200 °C, pudiendo acercarse la temperatura de entrada del pozo a temperaturas polares y la temperatura de fondo del pozo a más de 160 °C. La presente invención se refiere igualmente al lodo de perforación que comprende dicho fluido, y a la utilización del mismo.

10 Los fluidos de perforación entran en la composición de los lodos de perforación a un nivel de 30 a 95 % en peso. Estos lodos de perforación desempeñan un papel esencial durante las operaciones de perforación en tierra o en mar, porque permiten lubricar la herramienta de perforación (o broca) para limitar su desgaste, y asimismo permiten subir a la superficie para su tratamiento, los restos de roca (recortes) generados durante la perforación y mantenerlos en suspensión durante las fases de parada de circulación de los lodos, y finalmente asegurar el mantenimiento de la presión en la formación con el fin de evitar las fugas y/o los desmoronamientos de las paredes.

15 El lodo de perforación generalmente se almacena en la superficie del pozo con el fin de ser bombeado.

Los lodos de perforación tienen formulaciones muy complejas dependiendo de la naturaleza de las formaciones atravesadas, de la profundidad, de la geometría, de las condiciones de presión, de temperatura y otras características del pozo.

20 Existen dos categorías principales de lodos de perforación: los lodos a base de agua y los lodos a base de aceite.

En los lodos a base de agua (WBM o Water Base Mud en inglés), el fluido de perforación es el agua, por lo tanto se reservan para aplicaciones de baja tecnología y para las perforaciones en tierra (onshore) o en el mar muy poco profundas (algunos metros).

25 En los lodos a base de aceite (OBM o Oil Base Mud en inglés), el fluido de perforación es un fluido hidrocarbonado seleccionado entre diferentes compuestos disponibles en el mercado.

Se clasifican estos fluidos de perforación en tres grandes categorías:

El grupo I comprende los fluidos de perforación fuertemente aromáticos que contienen de 5 a 30 % de compuestos monoaromáticos y/o poliaromáticos derivados del refinado de petróleo crudo, es decir, los gasóleos y los aceites minerales convencionales.

30 El Grupo II comprende los fluidos de perforación moderadamente aromáticos derivados del refinado de petróleo crudo y que contienen de 0,5 a 5 % de compuestos monoaromáticos y/o poliaromáticos como los aceites minerales no convencionales o débilmente hidrotratados a menudo denominados LTMO (Low Toxicity Mineral Oil o aceite mineral de baja toxicidad).

35 Por último, el Grupo III comprende los fluidos de perforación débilmente aromáticos, es decir, que contienen menos de 0,5 % de productos aromáticos totales de los cuales menos de 10 ppm son poliaromáticos. Estos líquidos se derivan de síntesis químicas, o de fracciones refinadas severamente hidrotratadas, hidrocracqueadas o hidroisomerizadas. También pueden estar compuestos de parafinas sintéticas derivadas del procedimiento de Fischer Tropsch, de olefinas polimerizadas (olefinas internas o IO, alfa-olefinas lineales o LAO y poli alfa-olefinas o PAO), así como de ésteres. Estos fluidos del grupo III se denominan sintéticos de acuerdo con la definición del Protocolo OSPAR por la Decisión 2000/3 « on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings »

40 Estos fluidos del Grupo III son preferidos por los operadores no sólo por su estabilidad térmica, su resistencia a la oxidación, por su baja toxicidad relacionada con su débil aromaticidad, por su carácter no irritante y respetuoso con el medio ambiente, sino también por su respeto a las exigencias de seguridad, por un punto de inflamación elevado

45 y una menor volatilidad.

En efecto, los vapores hidrocarbonados del fluido de perforación en suspensión en el aire ambiental pueden alcanzar concentraciones significativas alrededor de los tamices vibratorios de recuperación del lodo, y alrededor de los puntos de almacenamiento y de tratamiento del lodo. De este modo, los operadores presentes en las operaciones de perforación pueden estar en contacto con los lodos que contienen estos fluidos, ya sea por contacto dérmico o por inhalación. Este personal puede estar expuesto, por lo tanto, a concentraciones de productos hidrocarbonados vaporizados superiores a 450 mg/m³. En Noruega, las autoridades (Norwegian Labour Inspection Authority 2003) limitan el nivel de exposición de los operadores (OEL Occupational Exposure Limit) a 50 mg/m³ de vapores hidrocarbonados en el entorno de un pozo de perforación. Se ha constatado un aumento significativo del riesgo de cáncer o de fibrosis pulmonar entre 50 y 100 mg/m³.

Además, aparte de la volatilidad intrínseca relacionada con la naturaleza hidrocarbonada y con la composición del fluido, la temperatura del lodo a la salida del pozo y su caudal de circulación influirán en la cantidad de vapor en la zona de trabajo y como consecuencia, en el nivel de exposición de los operadores.

5 El conocimiento de la tasa de volatilidad del fluido de perforación es por lo tanto esencial para el control de los impactos sobre la salud y la seguridad de los operadores. Sin embargo, esta volatilidad es difícil de cuantificar, especialmente para los fluidos hidrocarbonados poco volátiles.

Sin embargo, este criterio de volatilidad no es importante más que en el momento de la vuelta del lodo a la superficie, y el lodo debe presentar sobre todo, todas las características necesarias para que la broca hasta el fondo del pozo no se desgaste demasiado rápido o no se bloquee.

10 Las propiedades reológicas principales de los lodos a base de aceite que contienen de 60 % a 95 % en peso de al menos un fluido de perforación, en particular en términos de viscosidad a presión, dependen esencialmente de las del fluido. En este caso, una buena reología en frío entre -10 °C y -20 °C consiste en lograr una buena viscosidad a estas temperaturas mientras se mantienen iguales las otras características.

15 Para alcanzar temperaturas negativas, en particular inferiores a -10 °C, se prefiere utilizar a menudo hidrocarburos ligeros que presentan buenas propiedades de viscosidad en frío. Sin embargo, dichos hidrocarburos presentan el inconveniente de ser igualmente muy volátiles lo que aumenta los riesgos relacionados con la seguridad y la salud de los operadores en la subida a la cabeza del pozo en donde la temperatura del lodo alcanza más de 60 °C. Además, se buscan fluidos de viscosidad muy baja, por ejemplo de viscosidad cinemática a 40 °C inferior a 2,5 mm²/s según la norma ISO 3104 o ASTM D445, en el caso de perforaciones profundas con el fin de limitar las pérdidas de energía por fricción, principalmente a nivel de la barra de perforación, con el fin de reducir el tiempo de perforación.

20 Para seleccionar los fluidos de perforación, es habitual medir sus viscosidades cinemáticas a 20 °C (Kv20°C) y a 40 °C (Kv40°C) según la norma ISO 3104 (o ASTM D445). Sin embargo, esto no es suficiente para representar el comportamiento reológico del fluido en función de las diferentes temperaturas a las que será sometido. Se prefiere establecer una curva reológica del fluido correspondiente a la evolución de su viscosidad cinemática entre -20 °C y 100 °C por medidas sucesivas según la norma ISO 3104.

25 Para comparar la volatilidad de los fluidos de perforación, se pueden discriminar dichos fluidos sobre la base de sus puntos de inflamación medidos según la norma ASTM D 93. Sin embargo, esta medida es insuficiente para apreciar la volatilidad efectiva, especialmente la del lodo a la salida de un pozo que se está perforando. Se han desarrollado numerosos métodos para intentar cuantificar esta volatilidad. En Europa, se han recopilado 7 métodos que han sido reconocidos por la HSPA (Asociaciones de productores de disolventes de hidrocarburos) para cuantificar la volatilidad de los fluidos hidrocarbonados. Estos métodos se describen en el documento OCDE Guidelines 104 de 7 de julio de 1995. Estos métodos no permiten determinar con ayuda de un método único la volatilidad sobre la totalidad del dominio posible comprendido entre 10⁻⁴ y 10⁻⁵ Pa (0,1 a 1000 milibares). Además, para medir las tensiones de vapor bajas, o las presiones inferiores a 0,005 mbar a 20 °C, los métodos recopilados tienen intervalos de reproducibilidad demasiado grandes que no permiten discriminar fácilmente los productos unos de otros, especialmente para los productos de muy baja volatilidad.

30 Para modelar estos métodos, los norteamericanos y los europeos han desarrollado herramientas de cálculo de volatilidad comunes, teniendo en cuenta las características físico-químicas y la composición de los fluidos. En la actualidad, se han propuesto dos protocolos: el VPtool recomendado en Europa por la HSPA (Asociaciones de productores de disolventes de hidrocarburos) descrito en el texto OCDE Guidelines 104 del 27/07/1995 disponible de la administración europea, y el EPIWINNT recomendada en los Estados Unidos por la USEPA (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos). Estas herramientas de cálculo modeladas permiten definir la tensión de vapor a 20 °C (o presión de vapor a 20 °C) de un fluido a partir de las características físico-químicas y de la composición de dicho fluido.

35 Entre los fluidos para lodos a base de aceite utilizados sobre los campos petrolíferos, las fracciones de Diesel aromáticas derivadas de los gasóleos de destilación directa de temperaturas de destilación comprendidas entre 250 y 380 °C presentan una viscosidad a 40 °C determinada según la norma ISO 3104 del orden de 3 mm²/s para una volatilidad a 100 °C de 10 mbar (1 kPa). Estos líquidos se utilizan cada vez menos porque su toxicidad es elevada debido al hecho de su alto contenido en productos aromáticos, superior al 10 %, lo que los hace inadecuados para las perforaciones en alta mar puesto que están en contradicción con las reglamentaciones ambientales de la mayoría de los países.

40 Se conocen igualmente los fluidos de perforación a base de fracciones de queroseno débilmente hidrotratadas presentes en el mercado y cuya viscosidad varía desde 1,7 hasta 1,9 mm²/s para una volatilidad de 20-25 mbar (2 a 2,5 kPa). Si la viscosidad a 40 °C es buena, estos fluidos son muy volátiles, lo que va en contra de las normas ambientales y de seguridad.

Los perforadores utilizan pero de forma menos sistemática, hidrocarburos con mayoría de n-parafinas: su viscosidad varía de 1,5 a 2 mm²/s, mientras que su volatilidad permanece por encima de 11 mbar (1,1 KPa): su punto de fluidez es próximo a 0 °C (ASTM D97), y su viscosidad a baja temperatura es muy elevada (viscosidad cinemática a 0 °C superior a 12 cSt según la norma ASTM D445) los hace inadecuados para la perforación en aguas profundas.

- 5 La Patente WO97/34963 recomienda el empleo como fluidos de perforación de fracciones hidrocarbonadas obtenidas por transformación de GTL o gas a líquido, de un gas de síntesis después de hidrocrqueo e hidroisomerización del producto obtenido. Este documento recomienda la utilización de fluidos de perforación no tóxicos, no contaminantes y biodegradables, estando compuestos estos fluidos de una mezcla de n-parafinas C10 a C24 y de isoparafinas, variando la relación de isoparafinas-n-parafinas de 0,5:1 a aproximadamente 9:1, conteniendo las isoparafinas más de 50 % en peso de especies monometiladas con respecto al peso total de las isoparafinas presentes en la mezcla. Sin embargo, si las características de viscosidad a 40 °C son aceptables no se dice nada sobre la volatilidad de estas fracciones.

El propósito de la presente invención es disponer aquí de un fluido de perforación que presente el mejor compromiso en términos de viscosidad y volatilidad.

- 15 En particular, tiene como objetivo la obtención de un fluido cuyas características presentan el mejor compromiso entre una viscosidad a 40 °C siempre inferior a 2,5 mm²/s y una volatilidad calculada según el protocolo VPool caracterizada por una presión de vapor a 100 °C siempre inferior a 10 mbar (1 kPa).

- 20 La presente invención tiene por lo tanto por objeto un fluido de perforación de viscosidad a 40 °C inferior o igual a 2,5 mm²/s y de presión de vapor a 100 °C inferior o igual a 10 mbar (kPa) obtenido a partir de una fracción hidrocarbonada de temperatura de destilación comprendida entre 200 y 350 °C con un contenido en hidrocarburos nafténicos inferior a 40 %, preferiblemente inferior a 35 % en peso de dicha fracción, y preferiblemente cuyo punto de fluidez es inferior a -20 °C según la norma ASTM D97. Preferiblemente, el fluido tiene una viscosidad cinemática a 40 °C inferior a 2,3 mm²/s.

- 25 Para obtener los valores de presión de vapor, el solicitante ha utilizado un modelo de cálculo perfectamente correlacionado con la herramienta VPool, que tiene la ventaja de calcular la tensión de vapor de un fluido hidrocarbonado entre 0 y 200 °C a partir de sus características físico-químicas y de su composición.

- 30 Además del hecho de que este fluido es un buen compromiso para equilibrar la viscosidad y la tensión de vapor, también presenta buenas propiedades disolventes para los aditivos utilizados generalmente en los lodos de perforación, y sobre todo una buena resistencia al frío, ligada a un punto de fluidez bajo, pero también una baja toxicidad debida a su tasa muy baja de productos aromáticos, una biodegradabilidad importante, superior al 60 % según el protocolo OECD 306 así como excelentes propiedades ecotoxicológicas (compatibles con la reglamentación OSPAR).

- 35 En el marco de la presente invención, este fluido comprende fracciones hidrocarbonadas obtenidas por destilación directa de petróleos crudos, siendo posteriormente los productos destilados hidrocrqueados y/o, hidrotratados o incluso hidrodessparafinados. Estos fluidos pueden ser utilizados eventualmente en mezcla con ésteres de aceites vegetales en proporciones de concentración comprendidas entre 10/90 y 90/10.

Por hidrotratamiento se entiende desulfurar y/o desaromatizar, pudiendo ser muy elevada la tasa de desulfuración y/o de desaromatización.

- 40 Preferiblemente, estos fluidos presentan un contenido en productos aromáticos inferior a 500 ppm y un contenido en azufre inferior a 50 ppm.

Con preferencia, el contenido en productos aromáticos será inferior a 100 ppm y el contenido en azufre inferior a 10 ppm.

Este fluido se obtiene a partir de hidrocarburos del grupo constituido por los chorros y los querosenos fuertemente desaromatizados y desulfurados de punto de fluidez inferior a -20 °C medido según la norma ASTM D97.

- 45 Por chorro, se entiende mezclas de fracciones de gasolina de temperaturas de ebullición comprendidas entre 130 y 210 °C y de fracciones de queroseno de temperaturas de ebullición comprendidas entre 180 y 260 °C medidas según la norma ASTM D86.

- 50 De forma más particular, el fluido según la invención comprende más de 50 % en peso de hidrocarburos que contienen de 12 a 24 átomos de carbono, y con preferencia más de 70 % de hidrocarburos de 16 a 22 átomos de carbono.

Estos fluidos están compuestos de más de 25 % en peso de isoparafinas y menos de 45 % en peso de n-parafinas y menos de 500 ppm de productos aromáticos. Más particularmente, se eligen los fluidos que contienen de 25 a 70 % de isoparafinas y de 5 a 45 % de n-parafinas y menos de 100 ppm de productos aromáticos. Típicamente, estos

fluidos contienen una concentración en naftenos comprendida entre 20 a 40 % en peso, con preferencia entre 25 y 35 % en peso del fluido.

5 Estos fluidos se pueden utilizar solos o en combinación con fluidos de la técnica anterior, si las características finales del fluido compuesto respetan las características de viscosidad y de volatilidad calculadas, y del punto de fluidez, objeto de la invención.

10 Otro objeto de la invención es la utilización de este fluido en la fabricación de los lodos de perforación, lodos a base de aceite y/o lodos a base de agua. Con preferencia, el lodo de perforación comprenderá más del 30 % del fluido de perforación. Se utilizará en combinación con aditivos funcionales según el tipo de aplicación del lodo. Uno de los principales aditivos funcionales del lodo o del fluido es el agente espesante esencialmente constituido por barita. Otros aditivos que pueden ser utilizados en combinación son los agentes emulsionantes, los agentes humectantes, los viscosificantes, los agentes reductores de filtrados, los agentes de partículas para formar los filtros de grava, los agentes de sostenimiento para mantener las fracturas abiertas de forma hidráulica en las formaciones subterráneas, tales como el celofán, el escleroglucano y el xantano.

15 Las composiciones de estos lodos obtenidos a partir de fluidos según la invención, variará en función de que sean utilizados como fluido tampón, como lodo de perforación o como fluido de fracturación de las formaciones subterráneas.

Con preferencia, este lodo de perforación estará constituido por 30 % a 95 % de fluido y 5 % a 70 % de aditivos funcionales de dicho lodo.

20 Un tercer objeto de la invención es la utilización del lodo que contiene de 30 a 95 % del fluido según la invención para la perforación en el mar a profundidades de más de 2000 m, preferiblemente de más de 4000 m, para la perforación de pozos igualmente de más de 2000 m, con preferencia de más de 4000 m, siendo estos pozos, pozos convencionales, horizontales o desviados.

Este lodo se puede utilizar como fluido tampón, como lodo de perforación o como fluido de fracturación de las formaciones subterráneas.

25 A título de ilustración de la invención, se dan ejemplos a continuación, pero no se pueden interpretar como limitativos de la invención.

Ejemplo 1

El presente ejemplo pretende comparar las características de los fluidos según la invención presentados a continuación denominados Di con los utilizados normalmente referenciados como Ti

30 La tabla I que sigue reagrupa las características técnicas de cada uno de estos fluidos.

Tabla I

Densidad	Punto de inflamación °C	Punto de fluidez °C	Punto de anilina °C	T °C / número de carbonos (°C)	Isoparafinas %	N-parafinas %	Naftenos %	Aromáticos %
T1	115	-27	91	250-335 (C14-C18)	48 %	8 %	44 %	< 0,010 %
T2	100	-51	80	230-270 (C13-C16)	35 %	6 %	59 %	<0,005 %
T3	95	-6	87	210-250 (C11-C17)	<5 %	95,6 %	<5 %	<0,2 %
T4**	83	-39	85	200-250 (C10-C15)	37 %	22 %	41 %	<0,5 %
T5	68	-50	64	188-250 (C11-C16)	40 %	<5 %	40 %	15 %
T6	87	-15	<60	(C9 - C27)				> 20 %
D1	100	-27	79,3	230-262 (C12-C16)	25	42	33	<0,005
D2	100	-30	87	225-325 (C12-C20)	63	9	28	<0,010
D3 *	100	-27	82	225-300 (C12-C18)	45	25	30	<0,010

*D3 = 0,5 D1 + 0,5 D2

** T4 según la técnica anterior, documento W097 / 34963

ES 2 527 331 T3

Las características comparadas de los compuestos según la invención y de los productos de la técnica anterior se dan en la Tabla II que sigue.

Tabla II

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	D1	D2	D3
VP a 100 °C (mbar)	1,456	6.311	11.747	22,381	25,6	28.564	8.371	4.088	6,19
Kv40 (cSt)	3,5	2,3	1,8	1,7	1,5	2,9	2,1	2,5	2,2
Dens. (kg / m ³)	820	814	763	796	800	844	807	790	810

5 * Densidad medida a 15 °C según la norma EN ISO12185.

Los valores de Vp se han calculado utilizando la herramienta VP Tool a 100 °C.

Los resultados se comparan con la ayuda del gráfico representado en la figura 1. El mejor compromiso consiste en tener un KV40 a 40 °C inferior a 2,5 cSt, y un Vp calculado a 100 °C inferior a 10 mbar. Se prefieren los puntos en los intervalos inferiores a 2,3 cSt y menos de 10 mbar. En comparación con los productos de la técnica anterior, D1, D2 y D3 presentan las características óptimas en términos de volatilidad y viscosidad a la vez que presentan un contenido en productos aromáticos bajo.

10

REIVINDICACIONES

1. Un fluido de perforación obtenido a partir de una fracción hidrocarbonada de temperatura de destilación comprendida entre 200 y 350 °C que contiene:
 - un contenido en hidrocarburos nafténicos inferior al 40 % en peso de dicha fracción,
- 5 - un contenido en isoparafinas que varía de 25 % a 70 %,
 - un contenido en n-parafinas que varía de 5 % a 45 %,
 - un contenido en productos aromáticos inferior a 100 ppm, cuya viscosidad a 40 °C es inferior o igual a 2,5 mm²/s para una presión de vapor a 100 °C inferior o igual a 10 mbar (1 kPa).
2. El fluido según la reivindicación 1, que contiene un contenido en hidrocarburos nafténicos inferior al 35 %.
- 10 3. El fluido según una de las reivindicaciones 1 y 2, que presenta un punto de fluidez inferior a -20 °C.
4. El fluido según la reivindicación 1, caracterizado por que su viscosidad cinemática a 40 °C es inferior a 2,3 mm²/s.
5. Un fluido según una de las reivindicaciones 1 a 4, caracterizado por que comprende las fracciones hidrocarbonadas obtenidas por hidro craqueo y/o por hidrot ratamiento o hidrodesparafinado de las fracciones derivadas de la destilación directa de los petróleos crudos, eventualmente en mezcla con ésteres de aceites vegetales.
- 15 6. Un fluido según una de las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado por que su contenido en azufre es inferior a 50 ppm.
7. Un fluido según una de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado por que se obtiene a partir de hidrocarburos del grupo constituido por los chorros y los querosenos fuertemente desaromatizados y desulfurados, de punto de fluidez inferior a -20 °C medido según la norma ASTM D97.
- 20 8. Un fluido según una de las reivindicaciones 1 a 7, caracterizado por que comprende más de 50 % en peso de hidrocarburos que contienen de 12 a 24 átomos de carbono, y con preferencia más del 70 % de hidrocarburos de 16 a 22 átomos de carbono.
9. Un fluido según una de las reivindicaciones 1 a 8, caracterizado por que contiene más del 25 % en peso de isoparafinas y menos del 45 % en peso de n-parafinas para una concentración de naftenos inferior a 35 % en peso.
- 25 10. Un lodo de perforación que comprende más de 30 % del fluido de perforación según una de las reivindicaciones precedentes, en combinación con aditivos funcionales.
11. Un lodo según la reivindicación 10, caracterizado por que comprende de 30 a 95 % de fluido y de 5 a 70 % de aditivos funcionales elegidos del grupo constituido por los agentes espesantes, los emulsionantes, los agentes humectantes, los viscosificantes, los agentes reductores de filtrados, los agentes de partículas para formar los filtros de grava, los agentes de sostenimiento para mantener las fracturas abiertas de forma hidráulica en las formaciones subterráneas, tales como el celofán, el escleroglucano, el xantano.
- 30 12. El uso del lodo según una de las reivindicaciones 10 u 11, para la perforación, especialmente la perforación en el mar, ventajosamente a profundidades de más de 2000 m, con preferencia de más de 4000 m, para la perforación de pozos también de más de 2000 m, con preferencia de más de 4000 m, siendo estos pozos, pozos convencionales, horizontales o desviados.
- 35

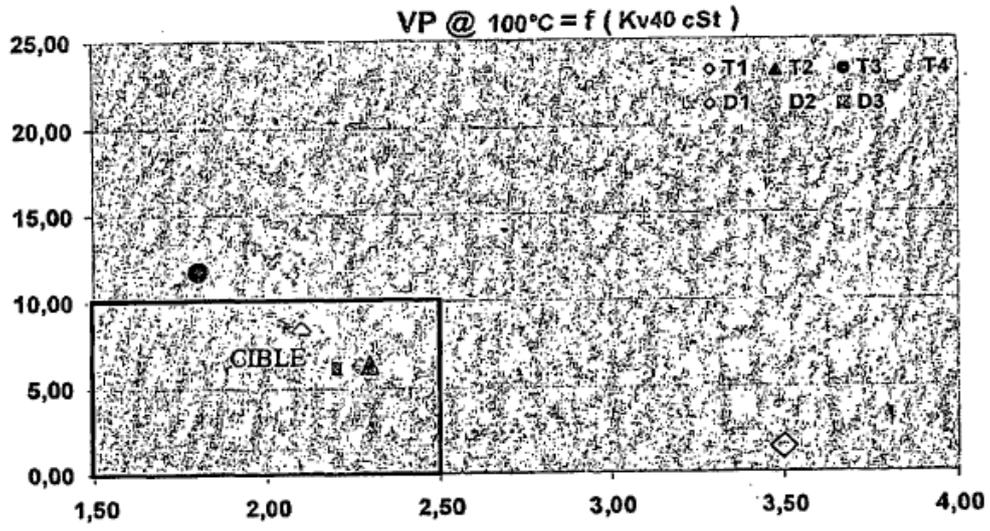


Figura 1