



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 281 814**

51 Int. Cl.:
C09K 8/50 (2006.01)
C09K 8/03 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Número de solicitud europea: **04743489 .9**
86 Fecha de presentación : **19.07.2004**
87 Número de publicación de la solicitud: **1664481**
87 Fecha de publicación de la solicitud: **07.06.2006**

54 Título: **Método de perforación.**

30 Prioridad: **25.07.2003 US 48917 P**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
01.10.2007

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
01.10.2007

73 Titular/es: **BP EXPLORATION OPERATING
COMPANY LIMITED**
Chertsey Road
Sunbury-on-Thames TW16 7BP, GB
BP Corporation North America Inc.

72 Inventor/es: **Alberly, Mark, William;**
Aston, Mark Shelton y
McLean, Micheal Richard

74 Agente: **Carvajal y Urquijo, Isabel**

ES 2 281 814 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

Método de perforación.

5 La presente invención se refiere a la perforación de pozos a través de una formación subterránea, y más particularmente a un método para aumentar la resistencia a la fractura de la pared del pozo durante las operaciones de perforación.

10 De manera convencional, la perforación de un pozo en la tierra mediante técnicas de perforación por rotación, implica la circulación de un fluido de perforación desde la superficie de la tierra por una columna perforadora que tiene una broca de perforación en el extremo más bajo de la misma y a través de tomas provistas en la broca de perforación al fondo del pozo y desde allí vuelve a la superficie a través de la corona circular formada alrededor de la columna perforadora. Comúnmente, se emplean fluidos de perforación que son o bien con base acuosa o bien de petróleo. Estos fluidos se tratan para proporcionar propiedades reológicas deseadas que hacen a los fluidos particularmente útiles para la perforación de pozos.

15 Un problema que aparece frecuentemente en la perforación de un pozo es la pérdida de cantidades inaceptablemente grandes de fluido de perforación en las formaciones subterráneas penetradas por el pozo. Este problema se denomina generalmente "pérdida de circulación," y las formaciones en las que se pierde el fluido de perforación se denominan frecuentemente "zonas de pérdida de circulación" o "zonas absorbentes". Diversas causas pueden ser responsables de la pérdida de circulación que aparece en la perforación de un pozo. Por ejemplo, una formación penetrada por el pozo puede presentar una permeabilidad inusualmente alta o puede contener fracturas o grietas en la misma. Además, una formación puede simplemente no ser suficientemente competente para soportar la presión aplicada por el fluido de perforación y puede disgregarse bajo esta presión y permitir al fluido de perforación fluir hacia su interior.

20 Es esta última situación en la que la formación se disgrega por la presión del fluido de perforación a la que va dirigida la presente invención. Uno de los factores limitativos al perforar una parte particular de un pozo es el peso del lodo (densidad del fluido de perforación) que puede utilizarse. Si se utiliza un lodo de peso muy elevado, se crean fracturas en la pared del barreno dando como resultado la pérdida de fluido de perforación y otros problemas de funcionamiento. Por otra parte, si se utiliza un lodo de peso demasiado bajo, puede producirse la invasión de fluidos de la formación, puede producirse el colapso del barreno debido al apoyo insuficiente de la presión del fluido en el pozo, y en casos extremos la seguridad puede estar comprometida debido a la posibilidad de que el pozo reviente. En muchos casos, los pozos se perforan a través de zonas débiles o susceptibles de pérdida de circulación antes de alcanzar una zona de yacimiento potencial, lo que requiere utilizar un lodo de peso bajo y la instalación de columnas de perforación entubadas secuenciales para proteger zonas más débiles por encima de una zona de yacimiento potencial. Si pudiera utilizarse un lodo de peso mayor para perforar a través de zonas más débiles o agotadas, entonces hay un potencial para eliminar una o más columnas de perforación entubadas en el pozo. La eliminación de incluso una columna de perforación entubada de un pozo proporciona importantes ahorros de tiempo, material y costes de perforación del pozo. De este modo, hay una necesidad de un método de perforación de barrenos que utiliza un peso mayor de lodo del que podría utilizarse normalmente sin encontrar problemas de disgregación de formaciones.

25 De manera sorprendente, se ha descubierto ahora que la disgregación de la formación durante la perforación puede controlarse perforando el barreno utilizando un lodo de pérdida de fluido ultrabaja con la presión del lodo de perforación mantenida por encima de la presión de fractura inicial de la formación en la que las fracturas que se inducen en la pared del pozo se rellenan en o cerca de la boca de la misma con un material particulado sólido que se añade al lodo de perforación y el relleno se sella mediante la acumulación de aditivos de pérdida de fluido en los vacíos entre las partículas de relleno y/o la precipitación de aditivos de pérdida de fluido en las partículas de relleno. La presencia del relleno fluido impermeable en o cerca de la boca de la fractura refuerza la región cercana al pozo de la formación generando una jaula resistente. Después, la perforación del pozo se continúa con la presión del lodo de perforación mantenida por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

30 De este modo, según un primer aspecto de la presente invención se proporciona un método de reducción de disgregación de formaciones durante la perforación de un pozo comprendiendo el método:

35 (a) hacer circular un lodo de perforación en el pozo que comprende (i) un fluido acuoso o con base de petróleo, (ii) al menos un aditivo de pérdida de fluido a una concentración eficaz para conseguir una pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (high temperature high pressure, HTHP) del lodo de perforación inferior a 2 ml/30 minutos y (iii) un material particulado sólido de relleno que tiene un diámetro medio de partícula de 25 a 2000 micras y una concentración de al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³);

40 (b) aumentar la presión en el pozo por encima de la presión de fractura inicial de la formación de manera que se inducen fracturas en la formación y se forma un relleno impermeable básicamente fluido que comprende el material particulado sólido de relleno y el/los aditivo(s) de pérdida de fluido en o cerca de la boca de las fracturas reforzando de ese modo la formación;

45 (c) después continuar con la perforación del pozo con la presión en el pozo mantenida por encima de la presión de fractura inicial de la formación y por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

ES 2 281 814 T3

Para evitar toda duda, la formación reforzada puede ser una formación permeable o no permeable.

Sin querer restringirse a la teoría, el mecanismo por el cual el método de la presente invención refuerza la pared del pozo y por tanto reduce la disgregación de formaciones consiste en según se induce una fractura deliberadamente en la pared del pozo, el material particulado sólido entra y rellena la fractura en o cerca de la boca de la fractura. Los aditivos que se incluyen convencionalmente en el lodo de perforación para reducir la pérdida de fluido del lodo de perforación en la formación posteriormente o bien precipitan en el material particulado sólido que rellena la fractura o bien llena los vacíos entre el material particulado sólido estableciendo así una masa de fluido inmóvil impermeable o relleno en o cerca de la boca de la fractura. En consecuencia, el fluido del lodo de perforación ya no puede pasar a la fractura y la presión en el interior de la fractura puede comenzar a disiparse hasta ser básicamente la misma que la presión de la formación que la rodea. La tasa de reducción de la presión dentro de la fractura más allá del relleno dependerá de la permeabilidad de la roca y otros factores tales como la acción de soporte del relleno que mantiene el desplazamiento de la roca provocado por la fractura y la acción de sellado del relleno que evita la pérdida de fluido del lodo de perforación en la fractura. El desplazamiento de la roca provocado por la fractura sitúa a la roca en la región cercana al pozo de la formación (por ejemplo, dentro de una distancia radial de hasta 5 pies (1,524 metros) desde la pared del pozo) en un estado de compresión, incrementando de este modo la “tensión circular” y generando una “jaula resistente”. Si hay una reducción de la presión en la fractura más allá del relleno, la fractura intentará cerrarse y esto transmitirá tensión a la masa de fluido inmóvil impermeable o relleno que, a su vez, conduce a que se transmita tensión de compresión adicional a la roca en la región cercana al pozo de la formación. La tensión de compresión aumentada en la región cercana al pozo de la formación da como resultado que la pared del pozo tenga una resistencia mayor a una fracturación adicional. El método de la presente invención permite por tanto que se emplee un lodo de perforación de mayor densidad al perforar el pozo del que podría utilizarse en ausencia de refuerzo de la formación. El método también tiene un efecto beneficioso adicional de reducción de la pérdida de fluido del lodo de perforación a la formación debido al sellado de las fracturas con la masa de fluido inmóvil impermeable.

El método del primer aspecto de la presente invención difiere de un “taponamiento preventivo de la punta de la fractura” convencional en que el “taponamiento preventivo de la punta de la fractura” requiere el uso de un lodo de perforación de alta pérdida de fluido de modo que el material particulado se acumula rápidamente en la punta de la fractura sellando así la fractura y evitando la propagación adicional de la fractura. Al experto en la técnica le preocuparía que el uso de un lodo de perforación de pérdida de fluido ultrabaja ralentizaría la deposición de material particulado en la punta de la fractura. Además, no se entendía que puede ser preferible rellenar en o cerca de la boca de la fractura. Por tanto, los lodos de perforación convencionales empleados en un “taponamiento preventivo de la punta de la fractura” se designan de modo que el material particulado penetre fácilmente en la fractura para depositarse en la punta de la fractura. También, un “taponamiento preventivo de la punta de la fractura” no crea una “jaula resistente” eficaz cercana al pozo. Aunque la roca en la punta de la fractura estaría bajo tensión de compresión aumentada (debida a la acumulación de material particulado en la punta de la fractura), ésta no se aplicaría a la roca entre la punta de la fractura y la boca de la fractura. Finalmente, había un prejuicio contra la utilización de un lodo de perforación con pérdida de fluido baja debido a una creencia de que un lodo de perforación con pérdida de fluido baja ralentizaría la “tasa de penetración” mientras se perforaba. Era por tanto sorprendente que un lodo de perforación con pérdida de fluido ultrabaja no redujera significativamente la “tasa de penetración”.

El valor de pérdida de fluido para el lodo de perforación se determina utilizando una prueba de pérdida de fluido convencional de alta temperatura y alta presión (HTHP), según las especificaciones del American Petroleum Institute (API, Instituto Americano del Petróleo), tal como se describe en “Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids”, API Recommended Practice 13B-2 tercera edición, febrero de 1998, sección 5.2.1 a 5.2.3 o en Recommended Practice 13B-1 segunda edición, septiembre de 1997, sección 5.3.1 a 5.3.2. La prueba emplea una celda presurizada equipada con un papel de filtro endurecido convencional como medio de filtración. El comportamiento de filtración del lodo de perforación se determina con un diferencial de presión convencional a través del papel de filtro de 500 psi (3,45 M Pa). Se permite que una torta de filtración se acumule en el papel de filtro durante 30 minutos y se registra el volumen de filtrado recogido después de este periodo de 30 minutos. Debido a que el área de filtración (3,5 pulgadas cuadradas ($2,258 \times 10^{-3} \text{ m}^2$)) de la celda presurizada es la mitad del área (7 pulgadas cuadradas ($4,516 \times 10^{-3} \text{ m}^2$)) de filtración de una prueba de pérdida de fluido convencional de baja temperatura y baja presión (low temperature low pressure, LTLP) de API, el volumen de filtrado después de 30 minutos se dobla para dar un valor de API de pérdida de fluido corregido. De manera adecuada, la temperatura a la que se lleva a cabo la prueba de pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (HTHP) corresponde a la temperatura en el barreno. Generalmente, la temperatura de prueba está en el intervalo de 50° a 150°C.

Por “presión de fractura” se entiende la presión mínima de fluido en el pozo a la que se crea una fractura en la pared del pozo. Como sería evidente para el experto en la técnica, la creación de una “jaula resistente” cerca de un pozo aumentará la presión de fractura de la formación reforzada. Consecuentemente, por “presión de fractura inicial” de una formación se entiende la presión de fractura de la formación antes de la creación de la “jaula resistente”. La presión de fractura inicial de una formación puede determinarse fácilmente, por ejemplo, a través de datos históricos.

Por “presión de disgregación de la formación reforzada” se entiende la presión máxima de fluido que puede sostenerse dentro del pozo sin crear una fractura en la formación reforzada y/o sin descomponer el/los relleno(s) que se han formado en o cerca de la boca de la(s) fractura(s).

ES 2 281 814 T3

De manera adecuada, la presión en el pozo en la etapa (c) del método del primer aspecto de la presente invención es al menos de 50 psi (0,34 M Pa) superior a la presión de fractura inicial de la formación, preferiblemente, al menos de 300 psi (2,07 M Pa) superior a la presión de fractura inicial de la formación, por ejemplo de 300 a 1000 psi (de 2,07 M Pa a 6,90 M Pa) superior a la presión de fractura inicial de la formación, con la condición de que la presión en el pozo en la etapa (c) esté por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

Como es de sobra conocido para el experto en la técnica, la presión de la formación normalmente aumenta con el aumento de la profundidad del pozo. Por tanto es generalmente necesario aumentar de manera continua la presión del lodo de perforación durante la operación de perforación, por ejemplo, aumentando la densidad del lodo de perforación. Surge un problema cuando la presión aumentada del lodo de perforación excede la presión de fractura inicial de una formación de perforación previa o excede la presión de fractura inicial de una formación que todavía no se ha perforado (denominada a continuación en el presente documento como "formación débil"). El método del primer aspecto de la presente invención puede por tanto utilizarse para reforzar formaciones débiles de este tipo permitiendo así que aumente la presión del lodo de perforación que se emplea para completar la operación de perforación por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil. El método del primer aspecto de la presente invención es particularmente ventajoso cuando la formación débil es una formación agotada es decir una formación que tiene una presión de poro disminuida debido a la producción de hidrocarburos a partir de la misma. Esta disminución en la presión de poro debilita la formación agotada mientras que las formaciones de baja permeabilidad vecinas o intercaladas pueden mantener su presión de poro.

Por tanto, en una realización específica del primer aspecto de la presente invención se proporciona un método de reducción de disgregación de formaciones durante la perforación de un pozo a través de una formación débil con un lodo de perforación circulante comprendiendo el método:

(a) hacer circular un lodo de perforación en un pozo que comprende (i) un fluido acuoso o con base de petróleo, y (ii) al menos un aditivo de pérdida de fluido a una concentración eficaz para conseguir una pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (HTHP) del lodo de perforación inferior a 2 ml/30 minutos y (iii) un material particulado sólido de relleno que tiene un diámetro medio de partícula de 25 a 2000 micras y una concentración de al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³);

(b) aumentar la presión del lodo de perforación por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil de manera que se inducen fracturas en la formación débil y se forma un puente impermeable básicamente fluido que comprende el material particulado sólido y el/los aditivo(s) de pérdida de fluido en o cerca de la boca de las fracturas reforzando de ese modo la formación débil;

(c) después continuar con la perforación del pozo con la presión en el pozo mantenida por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil y por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

Se prevé que el pozo pueda perforarse utilizando un lodo de perforación convencional hasta que la presión en el pozo se acerque a la presión de fractura inicial de la formación débil. El lodo de perforación convencional se sustituye entonces por (o se convierte en) el lodo de perforación empleado en la etapa (a) antes de aumentar la presión en el pozo por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil. El lodo de perforación convencional puede convertirse en el lodo de perforación empleado en la etapa (a) añadiéndole al menos un aditivo (ii) de pérdida de fluido al lodo hasta que el valor de pérdida de fluido de HTHP del lodo sea inferior a 2 ml/30 minutos y añadiéndole el material (iii) particulado sólido de relleno al lodo en una cantidad de al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³). De manera adecuada, el material (iii) particulado sólido de relleno puede añadirse a un lodo de perforación que comprende componentes (i) y (ii) inmediatamente antes de aumentar la presión del lodo de perforación por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil. Por tanto, el lodo de perforación que se utiliza para perforar el pozo hasta que la presión en el pozo se acerca a la presión de fractura inicial de la formación débil puede comprender componentes (i) y (ii) en ausencia del componente (iii).

La formación débil puede descansar en una sección perforada previamente del pozo y/o en la roca que va a perforarse. Cuando la formación débil está en la roca que va a perforarse, es necesario sustituir la totalidad del fluido del pozo por el lodo de perforación empleado en la etapa (a). Por tanto, la formación débil se refuerza a medida que se perfora el pozo. Cuando la formación débil descansa en una sección del pozo perforada previamente, sólo es necesario sustituir el fluido del pozo en la proximidad de la formación débil. Así, un lodo de perforación que tiene una alta concentración del material particulado sólido puede introducirse en el pozo como una "píldora" y puede hacerse circular a la formación débil en la que la composición de lodo de perforación concentrada se inyecta en la formación débil a una presión por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil de modo que el material particulado de relleno rellena las fracturas que se inducen en la pared del pozo en o cerca de la boca de la misma. Normalmente, la píldora se inyecta en la formación débil sellando la corona circular entre una columna de perforación y la pared del pozo, levantando la columna de perforación hasta que descansa inmediatamente por debajo de la formación débil, y bombeando la píldora al pozo a través de la columna de perforación hasta que la presión en la proximidad de la formación débil es mayor que la presión de fractura inicial. De manera general, el pozo se confina entonces durante un periodo de hasta 0,5 horas. Después de reforzar la formación débil, puede continuarse con la perforación del pozo utilizando un lodo de perforación convencional con la condición de que la presión en el pozo en la proximidad de la formación reforzada se mantenga por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada. De manera adecuada, la concentración del material de relleno en la píldora debe ser de al menos 50 libras por barril (143 kg/m³)

ES 2 281 814 T3

preferiblemente de al menos 80 libras por barril (228,8 kg/m³). Se prevé también que la “píldora” pueda emplearse como un fluido de completación y puede bombearse al pozo por adelantado de un cemento cuando se entuba un pozo.

5 En otro aspecto de la presente invención se proporciona una composición de lodo de perforación que comprende (a) un fluido acuoso o con base de petróleo, (b) al menos un aditivo de pérdida de fluido a una concentración eficaz para conseguir una pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (HTHP) del lodo de perforación inferior a 2 ml/30 minutos y (c) un material particulado sólido de relleno que tiene un diámetro medio de partícula de 25 a 2000 micras y una concentración de al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³);

10 De manera adecuada, el peso específico del lodo de perforación está en el intervalo de 0,9 a 2,5, preferiblemente en del intervalo de 1,0 a 2,0.

15 De manera adecuada, el material particulado sólido de relleno que se incluye en el lodo de perforación para rellenar las fracturas (a continuación en el presente documento “material de relleno”) comprende al menos un sólido particulado básicamente resistente al aplastamiento de modo que los apoyos del material de relleno abren las fracturas (grietas y fisuras) que se inducen en la pared de un pozo. Por “resistente al aplastamiento” se entiende que el material de relleno es físicamente lo suficientemente resistente para aguantar las tensiones de cierre ejercidas en el relleno de la fractura. Los materiales de relleno preferidos para añadir al lodo de perforación incluyen grafito, carbonato de calcio (preferiblemente mármol), dolomita (MgCO₃, CaCO₃), celulosas, micas, materiales de consolidación tales como 20 arenas o partículas cerámicas y combinaciones de las mismas. Estos materiales son muy inertes y aceptables desde un punto de vista medioambiental. También se prevé que una parte del material de relleno pueda comprender detritos de perforación que tengan el diámetro medio de partícula deseado en el intervalo de 25 a 2000 micras.

25 La concentración del material de relleno puede variar con el lodo de perforación utilizado y las condiciones de uso. La concentración debe ser al menos lo suficientemente grande para que el material de relleno rellene rápidamente las fracturas (es decir grietas y fisuras) que se inducen en la pared del pozo pero que no debe ser tan alta como para hacer la circulación del lodo de perforación poco práctica. De manera adecuada, el material de relleno debe rellenar las fracturas que se inducen en la pared del pozo en el plazo de menos de 10 segundos, preferiblemente menos de 5 segundos desde que se abre la fractura para que la fractura siga siendo corta. De este modo, el sellado rápido de la 30 fractura mitiga el riesgo de que la fractura se propague. De manera adecuada, la concentración de material de relleno en el lodo de perforación es de al menos 5 libras por barril (14,3 kg/m³), preferiblemente de al menos 10 libras (28,6 kg/m³) por barril, más preferiblemente de al menos 15 libras (42,9 kg/m³) por barril, por ejemplo, al menos 30 libras por barril (85,8 kg/m³). Sin embargo, tal como se ha explicado anteriormente al menos 50 libras por barril (143 kg/m³), preferiblemente al menos 80 libras por barril (228,8 kg/m³).

35 De manera adecuada, el material de relleno se dimensiona para no introducirse en los poros de cualquier roca permeable a través de la cual se está perforando el pozo. Preferiblemente, el material de relleno tiene un diámetro medio de partícula en el intervalo de 50 a 1500 micras, más preferiblemente de 250 a 1000 micras. El material de relleno puede comprender partículas básicamente esféricas. Sin embargo, se prevé también que el material de relleno pueda comprender partículas alargadas, por ejemplo, bastoncillos o fibras. Cuando el material de relleno comprende partículas alargadas, la longitud media de las partículas alargadas debe ser tal que las partículas alargadas puedan 40 rellenar las fracturas inducidas en o cerca de la boca de las mismas. Normalmente, las partículas alargadas tendrán una longitud media en el intervalo de 25 a 2000 micras, preferiblemente de 50 a 1500 micras, más preferiblemente de 250 a 1000 micras.

45 El material de relleno se dimensiona para formar fácilmente un relleno en o cerca de la boca de las fracturas inducidas. Normalmente, las fracturas que se inducen en la pared del pozo tienen una anchura de fractura en la boca en el intervalo de 0,1 a 5 mm. La anchura de fractura es dependiente, entre otros factores, de la resistencia (rigidez) de la roca de formación y la extensión a la que aumenta la presión en el pozo por encima de la presión de fractura 50 inicial de la formación durante la etapa (b) de inducción de la fractura del método de la presente invención (en otras palabras, la anchura de fractura depende de la diferencia de presión entre el lodo de perforación y la presión de fractura inicial de la formación durante la etapa de inducción de la fractura). Se prefiere que al menos una parte del material de relleno, preferiblemente una parte principal del material de relleno, tenga un diámetro de partícula que se aproxime a la anchura de la boca de la fractura. Preferiblemente, el material de relleno tiene una distribución de tamaños de 55 partícula amplia (polidispersa).

60 Es necesario mantener el material de relleno en suspensión en el lodo de perforación. Generalmente, un lodo de perforación se recircula al pozo después de la eliminación de básicamente todos los detritos de perforación. Los detritos de perforación pueden eliminarse utilizando tamices tal como sería de sobra conocido por el experto en la técnica. Normalmente el lodo de perforación se filtra utilizando un tamiz de tamaño de 200 de malla (serie de tamices estadounidense) que retiene partículas con un tamaño superior a 74 micras. Sin embargo, en el método de la presente invención, es necesario filtrar el lodo utilizando un tamiz más grueso con el fin de evitar la separación de cantidades 65 sustanciales de material de relleno del lodo. De manera adecuada, el lodo de perforación se filtra utilizando un tamiz de 35 de malla (serie de tamices estadounidense) que retiene partículas con un tamaño superior a 500 micras. Sin embargo, si la reología del lodo se deteriora por la acumulación de detritos de perforación finos en el lodo, puede ser necesario emplear tamices de malla más fina durante un periodo corto de tiempo. También se prevé que puedan emplearse métodos de separación que permiten retener los sólidos de relleno pero separar una parte principal de los

5 detritos, preferiblemente de manera básica todos los detritos, del lodo de perforación. En particular, los detritos pueden separarse del lodo de perforación basándose en las diferencias en las densidades de los detritos y de las partículas de relleno, por ejemplo, utilizando centrífugas o hidrociclones. Con el fin de mantener la concentración del material de relleno en el valor deseado en el lodo de perforación y/o mantener el valor de pérdida de fluido del lodo de perforación en menos de 2 ml/30 minutos, puede ser necesario introducir material de relleno nuevo y/o aditivos de pérdida de fluido nuevos respectivamente en el lodo de perforación circulante. De manera alternativa, o además, el lodo de perforación nuevo puede añadirse de manera continua o intermitente al lodo de perforación que se está haciendo circular en el pozo.

10 El lodo de perforación tiene un valor de pérdida de fluido de HTHP inferior a 2 ml/30 minutos, preferiblemente inferior a 1 ml/30 minutos, más preferiblemente inferior a 0,5 ml/30 minutos, por ejemplo de 0,1 a 0,3 ml/30 minutos. Tal como sería de sobra conocido por un experto en la técnica, tales valores de pérdida de fluido ultra bajos pueden conseguirse incorporando al menos un aditivo de pérdida de fluido al lodo de perforación. Sin querer restringirse a la teoría, se cree que el/los aditivo(s) de pérdida de fluido se acumularán en el material particulado sólido que rellena las fracturas en o cerca de la boca de la misma formando una masa de fluido inmóvil impermeable. Cuando el material particulado sólido de relleno es poroso, los aditivos de pérdida de fluido pueden también introducirse en los poros del material de relleno para sellar los poros.

20 Los aditivos de pérdida de fluido que pueden incorporarse al lodo de perforación de la presente invención incluyen polímeros de origen orgánico o sintético. Polímeros adecuados incluyen almidón o almidones modificados químicamente; derivados de la celulosa tales como carboximetilcelulosa y celulosa polianiónica (PAC); goma guar y goma xantana; homopolímeros y copolímeros de monómeros seleccionados del grupo que consiste en ácido acrílico, acrilamida, ácido acrilamido-2-metilpropanosulfónico (AMPS), ácido estirenosulfónico, N-vinilacetamida, N-vinilpirrolidona, y N,N-dimetilacrilamida en los que el copolímero tiene un peso molecular promedio en número de 25 desde 100.000 hasta 1.000.000, y preferiblemente de 200.000 a 500.000; asfaltos (por ejemplo, asfaltos sulfonatados); gilsonita; lignita y su derivado, ácido húmico; lignina y sus derivados tales como sulfonato de lignina o sulfonatos de lignina poliméricos condensados; y combinaciones de los mismos. Estos aditivos poliméricos son particularmente adecuados para su uso en lodos de perforación con base de petróleo. Como alternativa o, además, de emplear aditivos poliméricos de este tipo, la pérdida de fluido del lodo de perforación de la presente invención puede reducirse 30 añadiendo partículas finamente dispersas tales como arcillas (por ejemplo, illita, caolinita, bentonita, o sepiolita) al lodo de perforación. De manera adecuada, las partículas finamente dispersas tienen un tamaño medio de partícula inferior a 10 micras, preferiblemente, inferior a 5 micras, por ejemplo, aproximadamente 1 micra. Preferiblemente, el lodo de perforación contiene un intervalo de tamaños de partícula uniforme/continuo que oscila de desde aproximadamente 1 micra para los aditivos de pérdida de fluido particulados finamente dispersos hasta un diámetro medio de 35 partícula del material de relleno de hasta 2000 micras es decir tiene una distribución de tamaños de partícula amplia (polidispersa).

Se prevé que un lodo de perforación con base de petróleo pueda contener una cantidad significativa de una fase de agua discontinua dispersa en una fase de petróleo por medio de al menos un emulsionante (una emulsión de agua en 40 petróleo). El valor de pérdida de fluido de lodos de perforación de este tipo puede variar dependiendo en la razón de petróleo con respecto a agua y la naturaleza del/de los emulsionante(s) empleados para formar la emulsión de agua en petróleo (y por tanto en el tamaño de las gotitas de agua dispersas). Preferiblemente, el contenido de agua del lodo de perforación está en el intervalo de 80:20 a 50:50, más preferiblemente de 70:30 a 55:45. Emulsionantes preferidos incluyen imidazolininas, ácidos grasos y combinaciones de los mismos.

45 Lodos de perforación con base de petróleo con pérdida de fluido ultrabaja particularmente preferidos se describen en el documento SPE 77446, "Towards Zero Fluid Loss Oil Base Muds", M. Aston, P. Mihalik, J Tunbridge y S Clarke, publicado en 2002.

50 La eficacia del método de la presente invención se ha demostrado tanto en laboratorio como en condiciones de campo tal como se muestra en los siguientes ejemplos.

55 Ejemplo 1

Se evaluaron formulaciones de lodos con base de petróleo en el laboratorio inyectando diferentes lodos de perforación en una fractura modelo (tal como se describe en el documento SPE/IADC 87130, "Drilling Fluids for Wellbore Strengthening", 2-4 March 2004, M S Aston *et al*). Se formó la fractura modelo a partir de dos trozos de roca con forma rectangular (arenisca "Ohio" con permeabilidad de 0,3 miliDarcy). Cada trozo de roca tenía aproximadamente 60 dimensiones de 5 cm de anchura x 20 cm de longitud x 1 cm de profundidad. Se intercalaron entre sí los dos trozos de roca para crear una fractura con una apertura de boca de 1 mm con la apertura de la fractura ahusándose hasta 0,5 mm en el extremo lejano de la misma (punta de la fractura). Se proporcionó una válvula a la salida de la punta de la fractura de manera que la punta de la fractura pudiera abrirse y cerrarse. Se colocó la intercalación de roca en un soporte fabricado para este fin que se soportaba en un bastidor de carga dentro de una celda de prueba. Se mantuvo 65 la anchura de la fractura constante utilizando espaciadores fijos. Se midió la presión del fluido dentro de la fractura justo dentro de la boca de la fractura utilizando un transductor de presión. Inicialmente, se llenaron la fractura y los espacios porosos de la roca con un fluido claro (agua) y se calentó el sistema hasta una temperatura de 60°C. Se aplicó una presión de aproximadamente 100 psi (0,69 M Pa) para comprimir todo el aire del sistema. Se inyectó el lodo de

ES 2 281 814 T3

perforación a una presión de 400 psi (2,76 M Pa) en la boca de la fractura con la punta de la fractura abierta (para aportar una presión diferencial a través de la fractura de 300 psi (2,07 M Pa)). Tras 3 minutos, se cerró la salida de la punta de la fractura utilizando la válvula para que la presión pudiera aumentar dentro de la fractura (n.b. la fuerza de accionamiento inicial para la formación de relleno en la boca de la fractura era la fuga de fluido a través de la punta de la fractura). Se aumentó entonces la presión de inyección gradualmente hasta 2000 psi (13,79 M Pa). Una presión baja medida en el transductor de presión indicó un sellado eficaz en la boca de la fractura.

Los resultados mostrados en la tabla 1 a continuación comparan las presiones medidas justo dentro de la boca de la fractura para lodos de perforación diferentes empleados en el procedimiento de prueba anterior. La presión justo dentro de la boca de la fractura se midió después de alcanzar un valor estable en cada inyección de presión.

TABLA 1

Eficacia de los lodos de perforación en el sellado de una fractura modelo

Sistema de lodo		Presión justo dentro de la boca de la fractura, medida después de distintas presiones de inyección (injection pressures, IP) de lodo en psi		
		IP 400 (2,76 M Pa)	IP 1000 (6,70 M Pa)	IP 2000 (13,79 M Pa)
Lodo 1 (Comparativo)	Mezcla A de lodo base más material particulado de relleno; pérdida de fluido de HTHP de API = 3 ml/30 minutos a una temperatura de 60°C	300 (2,07 M Pa)	900 (6,21 M Pa)	1900 (13,10 M Pa)
Lodo 2	Como el lodo, pero contiene 5 libras/barril de Pliolite, pérdida de fluido de HTHP de API = 0,3 ml/30 minutos a una temperatura de 60°C	0	30 (1,31 M Pa)	1900 (13,10 M Pa)
Lodo 3	Mezcla B de lodo base más material particulado de relleno más 5 libras/barril de Pliolite (14,3 kg/m ³), pérdida de fluido de HTHP de API = 0,1 ml/30 minutos a una temperatura de 60°C	0	0	0

ES 2 281 814 T3

El lodo 2 forma un sellado más eficaz que el lodo 1 (comparativo). Esto se consiguió reduciendo la pérdida de fluido de HTHP de API del sistema de lodo desde 3 ml/30 minutos hasta 0,3 ml/30 minutos. El lodo 3 consiguió un sellado total en la boca de la fractura utilizando una mezcla mejorada de material particulado de relleno en un lodo que tiene una pérdida de fluido de HTHP de API de 0,1 ml/30 minutos.

La formulación para el lodo base empleado en los ensayos anteriores fue la siguiente:

Aceite mineral:	0,517 barriles (0,0822 m ³)
Versamul™ (emulsionante, de MI)	4,7 libras/barril (13,4 kg/m ³)
Versawet™ (agente humectante, de MI)	7 libras/barril (20,0 kg/m ³)
Geltone™ (organoarcilla, de Halliburton)	6 libras/barril (17,2 kg/m ³)
Cal viva	5,25 libras/barril (15,0 kg/m ³)
Cloruro de calcio	17,6 libras/barril (50,4 kg/m ³)
Agua	0,346 libras/barril (1,0 kg/m ³)
Barita (sulfato de bario)	50 libras/barril (143 kg/m ³)
Arcilla Hymod Prima (sólidos de perforación simulados)	4,5 libras/barril (12,9 kg/m ³)

El lodo 1 es el lodo base que contiene los siguientes materiales particulados de relleno (mezcla A):

Baracarb™ 150:	46 libras/barril (131,6 kg/m ³)
Baracarb™ 600:	9,3 libras/barril (26,6 kg/m ³)

El lodo 2 es como el lodo 1 con la adición de 5 libras/barril de Pliolite® DF-01 (aditivo de control de pérdida de fluido suministrado por Goodyear)

El lodo 3 es el lodo base que contiene 5 libras/barril (143 kg/m³) de Pliolite® DF-01 y los siguientes materiales particulados de relleno (mezcla B):

Baracarb™ 150:	18 libras/barril (51,5 kg/m ³)
Baracarb™ 600:	18 libras/barril (51,5 kg/m ³)
Steelseal™:	15 libras/barril (42,9 kg/m ³)

Baracarb™ 150, Baracarb™ 600 y Steelseal™ se obtuvieron de Halliburton. Baracarb™ 150, Baracarb™ 600 son carbonatos de calcio con un diámetro medio de partícula de 150 micras y 600 micras, respectivamente. Steelseal™ es un carbono grafitico disponible de Halliburton, con un intervalo medio de tamaño de aproximadamente 400 micras.

Ejemplo 2

Se realizó un ensayo de campo en tierra firme en la cuenca de Arkoma, Estados Unidos, para determinar si el método de la presente invención podía aumentar la resistencia a la fractura en una formación de esquisto. El pozo era un pozo vertical que tenía una entubación de 9 5/8" (24,5 cm). Se llevó a cabo un ensayo de fuga extendida (tratamiento de inyección de píldora) en 10 pies (3,048 metros) de formación de esquisto expuesta (orificio abierto) justo por debajo de la zapata de la entubación de 9 5/8" (24,5 cm). En este ensayo, se utilizaron procedimientos de "fuga" convencionales mediante los cuales la corona circular se cerró mientras se bombeaba lodo en el pozo. Inicialmente, estaba presente en el pozo un lodo convencional con base de diésel y este lodo se bombeó en el pozo a una velocidad de 0,25 barriles/minuto (0,04 m³/minuto) hasta que tuvo lugar la disgregación de la formación de esquisto expuesta.

La figura 1 ilustra la curva de presión de fuga extendida para el lodo convencional con base de diésel (curva 1). La formación de esquisto se fracturó a aproximadamente 1200 psi (8,27 MPa), momento en el que se detuvo el bombeo del lodo de perforación convencional con base de diésel para minimizar el crecimiento de fracturas. La presión se estabilizó en 800 psi (5,52 MPa), que es la presión de propagación de las fracturas determinada por el estado de tensión de campo lejano. La presión en exceso en el pozo se purgó (de nuevo hasta la presión hidrostática) de modo que las fracturas se cerraran y se repitió a continuación el procedimiento de fuga bombeando una píldora de un lodo según la presente invención (a continuación en el presente documento "lodo de diseño") al pozo también a una velocidad de 0,25 barriles/minuto (0,04 m³/minuto). La figura 1 ilustra adicionalmente la curva de fuga extendida para el lodo de diseño (curva 2). Las fracturas inducidas en la pared del orificio abierto del pozo se rellenan y sellan mediante las partículas de relleno y los aditivos de pérdida de fluido del lodo de diseño y la presión de disgregación de la formación reforzada asciende hasta más de 2000 psi (13,79 MPa) antes de que el sellado se disgregue. Esto constituye un aumento de la presión de disgregación de aproximadamente 850 psi (5,86 MPa) comparado con el estado original de la formación de esquisto, equivalente a 5,4 libras por galón (lpg) (647 kg/m³) de peso de lodo.

ES 2 281 814 T3

El valor de pérdida de fluido de HTHP de API para el lodo de diseño empleado en el ensayo de campo fue de 0,45 ml a una temperatura de 115°F (46°C) (temperatura en el fondo del orificio), mientras que el lodo convencional con base de diésel tenía una pérdida de fluido de HTHP de API de 10 ml a una temperatura de 250°F (121°C). El lodo de diseño se fabricó añadiendo sólidos de relleno de carbonato de calcio, sólidos de relleno de material grafitico y aditivos de pérdida de fluido al lodo convencional con base de diésel según la presente invención. Los sólidos de relleno oscilaban en tamaño de 10 a 800 micras y se añadieron en una cantidad de 80 libras por barril (228,8 kg/m³). El lodo original con base de diésel tenía un peso de lodo de 9,0 lpg (1078 kg/m³) y carecía de sólidos de relleno añadidos.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

65

ES 2 281 814 T3

REIVINDICACIONES

1. Método de reducción de disgregación de la formación durante la perforación de un pozo, método que comprende:

5 (a) hacer circular un lodo de perforación en el pozo que comprende (i) un fluido acuoso o con base de petróleo, (ii) al menos un aditivo de pérdida de fluido a una concentración eficaz para conseguir una pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (HTHP) del lodo de perforación inferior a 2 ml/30 minutos, en el que la pérdida de fluido de HTHP se determina utilizando un ensayo de HTHP según las especificaciones del American Petroleum Institute (API), tal como se describe en API Recommended Practice 13B-2 tercera edición, febrero de 1998, sección 5.2.1 a 10 5.2.3 o en Recommended Practice 13B-1 segunda edición, septiembre de 1997, sección 5.3.1 a 5.3.2, y (iii) un material particulado sólido de relleno que tiene un diámetro medio de partícula de 25 a 2000 micras y una concentración de al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³);

15 (b) aumentar la presión en el pozo por encima de la presión de fractura inicial de la formación de manera que se inducen fracturas en la formación y se forma un relleno impermeable básicamente fluido que comprende el material particulado sólido de relleno y el/los aditivo(s) de pérdida de fluido en o cerca de la boca de las fracturas reforzando de ese modo la formación;

20 (c) después continuar con la perforación del pozo con la presión en el pozo mantenida por encima de la presión de fractura inicial de la formación y por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

25 2. Método según la reivindicación 1, en el que la presión en el pozo en la etapa (c) se mantiene al menos en 300 psi (2,07 MPa) por encima de la presión de fractura inicial de la formación y por debajo de la presión de disgregación de la formación reforzada.

3 3. Método según las reivindicaciones 1 o 2, en el que el material particulado sólido de relleno se añade a un lodo de perforación circulante que tiene un valor de pérdida de fluido de HTHP inferior a 2 ml/30 minutos antes de aumentar la presión en el pozo por encima de la presión de fractura inicial de la formación.

30 4. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la formación reforzada es una formación agotada.

35 5. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que la formación reforzada es una formación débil en una sección del pozo perforada previamente.

6 6. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el lodo de perforación tiene un valor de pérdida de fluido de HTHP inferior a 1 ml/30 minutos, preferiblemente inferior a 0,5 ml/30 minutos.

40 7. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la concentración del material particulado sólido de relleno en el lodo de perforación circulante es de al menos 10 libras por barril (26,6 kg/m³), preferiblemente al menos 15 libras por barril (42,9 kg/m³).

45 8. Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el lodo de perforación se recircula al pozo después de separar del mismo el material que tiene un tamaño superior 500 micras utilizando un tamiz de 35 de malla (serie de tamices estadounidense).

9 9. Método según la reivindicación 8, en el que se añade nuevo material particulado sólido de relleno al lodo de perforación antes de recircular el lodo de perforación al pozo.

50 10. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que se recircula el lodo de perforación al pozo después de separar los detritos de perforación de los lodos de perforación utilizando una centrífuga o un hidrociclón.

55 11. Método según las reivindicaciones 5 o 6, en el que una píldora del lodo de perforación que tiene una concentración de material particulado sólido de relleno de al menos 50 libras por barril (143 kg/m³) se hace circular hasta la formación débil y se inyecta en la formación débil con la presión en el pozo en las proximidades de la formación débil mantenida por encima de la presión de fractura inicial de la formación débil.

60 12. Composición de lodo de perforación que comprende (a) un fluido acuoso o con base de petróleo; (b) al menos un aditivo de pérdida de fluido a una concentración eficaz para conseguir una pérdida de fluido de alta temperatura y alta presión (HTHP) del lodo de perforación inferior a 2 ml/30 minutos, en la que la pérdida de fluido de HTHP se determina utilizando un ensayo de HTHP según las especificaciones del American Petroleum Institute (API), tal como se describe en API Recommended Practice 13B-2 tercera edición, febrero de 1998, sección 5.2.1 a 5.2.3 o en Recommended Practice 13B-1 segunda edición, septiembre de 1997, sección 5.3.1 a 5.3.2, y (c) un material particulado sólido de relleno que tiene un diámetro medio de partícula en el intervalo de 50 a 1500 micras y una concentración de 65 al menos 0,5 libras por barril (1,43 kg/m³);

ES 2 281 814 T3

13. Composición de lodo de perforación según la reivindicación 12, que tiene un peso específico en el intervalo de 0,9 a 2,5.

5 14. Composición de lodo de perforación según las reivindicaciones 12 o 13, en la que el material particulado sólido de relleno comprende al menos un sólido particulado básicamente resistente al aplastamiento seleccionado del grupo que consiste en grafito, carbonato de calcio (preferiblemente mármol), dolomita, celulosas, micas, arena y partículas cerámicas.

10 15. Composición de lodo de perforación según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en la que la concentración del material particulado sólido de relleno es de al menos 10 libras por barril (28,6 kg/m³), preferiblemente de al menos 15 libras por barril (42,9 kg/m³).

15 16. Composición de lodo de perforación según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 15, en la que el material particulado sólido de relleno tiene un diámetro medio de partícula en el intervalo de 250 a 1000 micras.

17. Composición de lodo de perforación según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 16, que tiene un valor de pérdida de fluido de HTHP inferior a 1 ml/30 minutos, preferiblemente inferior a 0,5/30 minutos.

20 18. Composición de lodo de perforación según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 17, en la que el/los aditivo(s) de pérdida de fluido se selecciona de polímeros orgánicos de origen sintético o natural y arcillas finamente dispersas.

25

30

35

40

45

50

55

60

65

FIG. 1

