

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 545 664**

51 Int. Cl.:

C09K 8/60 (2006.01)

C09K 8/66 (2006.01)

C09K 8/70 (2006.01)

C09K 8/80 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.06.2013 E 13171326 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.05.2015 EP 2722378**

54 Título: **Método de fracturación o fracturación hidráulica de un pozo**

30 Prioridad:

18.10.2012 US 201261715351 P

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

14.09.2015

73 Titular/es:

**LINDE AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Klosterhofstrasse 1
80331 München, DE**

72 Inventor/es:

**SHIRLEY, ARTHUR I.;
WEXLER, EUGENE;
SCHNEIDER, PATRICK y
WATTS, ROBIN**

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 545 664 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 fracturación o fracturación hidráulica de un pozo

Campo técnico de la presente invención

5 La presente invención se refiere a un método para formar nano-burbujas llenas de gas sobre la superficie de las partículas de agente de sostén.

La presente invención se refiere, además, a un método para la fracturación o la fracturación hidráulica de pozo productor de gas y/o petróleo (US 2010/0252262 A1)

Antecedentes tecnológicos de la presente invención

10 La generación de nano-burbujas llenas de gas sobre superficies sólidas se ha logrado de una diversidad de maneras. Por ejemplo, se aplica una irritación física a micro-burbujas contenidas en un líquido de modo que las micro-burbujas se contraen bruscamente para formar nano-burbujas.

Alternativamente, nano-burbujas han sido producidas mediante una boquilla generadora de nano-burbujas, capaz de generar nano-burbujas al permitir que el gas fluya en el líquido fluyente sin un dispositivo separado para mezclar las burbujas.

15 También se han creado nano-burbujas empleando una filtración a través de un medio poroso.

En la producción de gas natural a partir de esquisto o de otras formaciones "de gas ligero", la fracturación hidráulica (o "frac") se utiliza para romper la roca alrededor del agujero del pozo y para reducir la resistencia al flujo de gas. La técnica frac generalmente requiere inyectar en el pozo grandes cantidades de fluidos que son compresibles tales como nitrógeno (N₂) o dióxido de carbono (CO₂) o incompresibles tales como agua o gas licuado de petróleo.

20 Los fluidos se bombean a alta presión para crear grandes fuerzas de compresión alrededor del agujero del pozo. Los fluidos pueden ser bombeados a profundidades de 10.000 pies (= aproximadamente 3.048 metros) a 20.000 pies (= aproximadamente 6.096 metros) por debajo de la superficie de la tierra utilizando técnicas de perforación convencionales (verticales) y no convencionales (horizontales). Estas fuerzas rompen la roca y crean pequeñas fisuras para que el gas y/o petróleo fluya a la superficie.

25 Uno de los parámetros que afectan a la producción de petróleo y gas del pozo es la conductividad del agente de sostén una vez que se deposite dentro de las fisuras. Esto está directamente relacionado con la carga del agente de sostén y la distribución dentro del agente de fracturación hidráulica (fracturación) o del fluido de fracturación hidráulica (fracturación), así como la capacidad de dicha mezcla de penetrar en las fracturas de tamaño pequeño y, específicamente, redes de fracturas secundarias caracterizadas por anchuras de sub-milimétricas y alturas y
30 longitudes a menudo bastante significativas.

Habilitar el acceso a dichas redes secundarias de fractura puede resultar en un aumento de hasta el quince por ciento en la producción de hidrocarburos. La distribución no uniforme del agente de sostén resulta en una colocación incontrolada del agente de sostén que puede simplemente bloquear los pasajes.

35 Una mezcla de fluido/agente de sostén ideal, por ejemplo, contendría cantidades reducidas de un agente de sostén distribuido de manera uniforme para permitir la disposición uniforme del mismo dentro de las fracturas. Una sola capa de partículas de agente de sostén puede ser suficiente para mantener la fractura abierta mientras que proporciona una conductividad óptima. Esto requeriría una baja gravedad específica para permitir la distribución uniforme, la entrega y/o la colocación y alta resistencia/resistencia al aplastamiento para soportar altas presiones de
40 formación/esfuerzos de cierre.

Actualmente, el mercado de agente de sostén en todo el mundo es de aproximadamente diecisiete billones de libras al año (aproximadamente 7.711 millones de kilogramos), 99 por ciento de los cuales consiste en arena, arena recubierta con resina y agentes de sostén de material cerámico. A pesar de un cierto número de esfuerzos para desarrollar agentes de sostén fuertes, de peso ligero y ultraligero, la mayoría de ellos tienen una aplicación limitada y
45 siguen teniendo un costo prohibitivo. Las partículas de arena esféricas de diámetro más pequeño siguen siendo, por lo tanto, una solución rentable.

En relación con los antecedentes tecnológicos de la presente invención se puede hacer referencia al documento US 2008/0237141 A1, al documento US 2010/0065271 A1, al documento US 2010/0256024 A1 o al documento US

2012/0071371 A1.

Descripción de la presente invención: objeto, solución, ventajas

A partir de las desventajas y deficiencias según se describen anteriormente y teniendo en cuenta la técnica anterior según se comenta, un objeto de la presente invención es superar los problemas que los métodos anteriores han experimentado.

Este objeto se puede conseguir mediante un método que comprende las características de la reivindicación 1, así como mediante un método que comprende las características de la reivindicación 5, en particular mediante el establecimiento de un agente de sostén de nano-burbujas mejorado para la fracturación de pozos o la fracturación hidráulica de pozos. Realizaciones ventajosas y mejoras convenientes de la presente invención se describen en las respectivas reivindicaciones dependientes.

La presente invención comprende un método para formar nano-burbujas estables, llenas de gas en la superficie de una partícula de agente de sostén, que comprende las etapas de

- mezclar agua con un tensioactivo;
- añadir la mezcla al agente de sostén; y
- presurizar durante un período de tiempo establecido.

De acuerdo con una realización ventajosa de la presente invención,

- la mezcla de agua y tensioactivo se añade al agente de sostén mediante el suministro de la mezcla a un recipiente lleno con el agente de sostén, y
- el recipiente se presuriza durante el período de tiempo establecido.

La presurización durante el período de tiempo establecido se consigue por medio de al menos un gas, favorablemente seleccionado del grupo que consiste en nitrógeno, argón, metano, dióxido de carbono, helio e hidrógeno.

De acuerdo con una realización preferida de la presente invención, el período de tiempo establecido es de aproximadamente dos escalas de tiempo de difusión de gas a aproximadamente tres escalas de tiempo de difusión de gas.

La presente invención comprende, además, un método para la fracturación o la fracturación hidráulica de pozo productor de gas y/o petróleo, que comprende las etapas de

- formar nano-burbujas en la superficie de una partícula de agente de sostén y la combinación de la partícula de agente de sostén rodeada por nano-burbujas con al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica para formar espuma o una emulsión; y
- añadir al pozo la espuma o emulsión formada.

De acuerdo con una realización ventajosa de la presente invención, la formación de las nano-burbujas llenas de gas sobre la superficie de las partículas de agente de sostén se selecciona del grupo que consiste en

- el método descrito anteriormente para la formación de nano-burbujas estables, llenas de gas, sobre la superficie de una partícula de agente de sostén,
- la adsorción de las moléculas de gas de al menos una disolución acuosa,
- la formación ultrasónica,
- la generación electrolítica, y/o
- la nucleación de la superficie a partir de disoluciones acuosas enriquecidas con gas.

De acuerdo con una realización conveniente de la presente invención, se proporciona la combinación de las partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas con el al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica mediante la suspensión de las partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas dentro del al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica, favorablemente seleccionado del grupo que consiste en emulsiones y/o espumas de dióxido de carbono, emulsiones y/o espumas de nitrógeno, gas natural licuado, gas de petróleo líquido, agua aceitosa y/o mezclas de los mismos.

De acuerdo con una realización preferida de la presente invención, la espuma o emulsión formada se añade como un agente de fracturación o de fracturación hidráulica o un fluido de fracturación o de fracturación hidráulica.

De acuerdo con una realización ventajosa de la presente invención, la espuma o emulsión formada se añade a al menos un agujero del pozo.

De acuerdo con una realización conveniente de la presente invención, la espuma o emulsión formada se añade al pozo bajo presión.

De acuerdo con una forma de realización favorecida de la presente invención, el método mejora además

- la distribución de las partículas de agente de sostén dentro del agente de fracturación o de fracturación hidráulica o del fluido de fracturación o de fracturación hidráulica,
 - la entrega y/o la disposición de las partículas de agente de sostén en fracturas de pequeño tamaño, en
- 5 redes de fracturas secundarias particulares, en particular, para permitir una alta conductividad.

Dependiendo del agente de sostén empleado, se puede emplear un tensioactivo catiónico tal como un polímero de bajo peso molecular, que puede ser modificado de manera hidrófoba. Alternativamente, se puede utilizar un polímero de bajo peso molecular aniónico, que puede ser modificado hidrófobamente.

- 10 Más particularmente, cuando el agente de sostén empleado es arena (SiO_2), pueden emplearse tensioactivos catiónicos seleccionados del grupo que consiste en polímeros que tienen pesos moleculares de menos de 30 kilogramos/mol, que pueden ser modificados de manera hidrófoba.

Estos polímeros catiónicos de bajo peso molecular se pueden seleccionar del grupo que consiste en copolímeros de ácido acrílico, acrilamida, ácido maleico y ésteres de ácido maleico, alfa-olefinas, ésteres de ácido acrílico y

15 derivados de acrilamida parcialmente hidrolizadas o catiónicamente modificados.

Cuando el agente de sostén empleado es un material cerámico, pueden emplearse tensioactivos aniónicos seleccionados del grupo que consiste en polímeros que tienen pesos moleculares de menos de 30 kilogramos/mol, que pueden ser modificados de manera hidrófoba.

- 20 Estos polímeros aniónicos de bajo peso molecular se pueden seleccionar del grupo que consiste en sulfonatos, sulfatos y tensioactivos basados en ácidos carboxílicos, en particular del grupo que consiste en copolímeros basados en ácido acrílico, ácido maleico, alfa-olefinas, ésteres de ácido acrílico y productos de condensación de ácido naftalenosulfónico.

De acuerdo con una realización preferida de la presente invención, el tensioactivo

- aumenta el deslizamiento del agente de fracturación o de fracturación hidráulica o del fluido de fracturación o de fracturación hidráulica, en particular para la facilidad de bombeo, y/o
 - ayuda al agente de fracturación o de fracturación hidráulica o al fluido de fracturación o de fracturación hidráulica a volver a la superficie del pozo.
- 25

La presente invención es un método para la producción de un agente de sostén mejorado y su suspensión dentro de un agente de fracturación o de fracturación hidráulica o de un fluido de fracturación o de fracturación hidráulica.

30 Nano-burbujas llenas de gas estables se adhieren a la superficie de partículas de sostén y estas partículas de sostén modificados se pueden utilizar

- con agentes de fracturación o de fracturación hidráulica o fluidos de fracturación o de fracturación hidráulica convencionales, en particular con agua aceitosa, y/o
 - con agentes de fracturación o de fracturación hidráulica o fluidos de fracturación o de fracturación hidráulica no convencionales y/o energizados, en particular con emulsiones de dióxido de carbono/nitrógeno y/o espumas, respectivamente.
- 35

Las nano-burbujas llenas de gas pueden reducir la gravedad específica de las partículas de sostén y permitir

- una distribución más uniforme de cargas reducidas de agente de sostén dentro del agente de fracturación o de fracturación hidráulica o del fluido de fracturación o de fracturación hidráulica no convencional y/o energizado, así como
 - suministro y/o disposición en fracturas de pequeño tamaño, en particular redes de fracturas secundarias.
- 40

Breve descripción de los dibujos

Para una comprensión más completa de las descripciones de realización de la presente invención y como ya se ha discutido anteriormente, existen varias opciones para realizar así como para mejorar la enseñanza de la presente invención de una manera ventajosa. Para este objetivo, se puede hacer referencia a las reivindicaciones dependientes de la reivindicación 1 y de la reivindicación 5; mejoras adicionales, características y ventajas de la presente invención se explican a continuación con más detalle con referencia a realizaciones preferidas a modo de ejemplo no limitativo y a la figura del dibujo adjunto tomada en conjunto con la siguiente descripción de las realizaciones, de las cuales:

45

- 50 La Fig. 1 es un esquema de una realización de acuerdo con la presente invención, a saber de un método para formar nano-burbujas sobre la superficie de un agente de sostén y la combinación del agente de sostén tratado con al menos dióxido de carbono para la adición a un pozo productor de gas y/o de petróleo.

Descripción detallada de los dibujos; mejor manera de realizar la presente invención

La presente invención proporciona un agente de sostén PR mejorado para su uso en una operación de frac(turación) u operación de fracturación hidráulica.

5 Al crear nano-burbujas NB llenas de gas sobre la superficie de las partículas del PR de sostén, el propio PR de sostén no se altera y se consigue una mejor distribución del PR de sostén dentro del agente de fracturación o de fracturación hidráulica o del fluido de fracturación o de fracturación hidráulica, un mejor suministro y/o una disposición más uniforme del PR de sostén en las fracturas para permitir una alta conductividad.

10 Un agente de sostén de bajo costo convencional se puede entonces emplear creando las nano-burbujas NB en la superficie del PR de sostén en lugar de utilizar un material de sostén más caro, o alterar directamente el material de sostén. La presente invención proporciona una reducción en la gravedad específica del PR de sostén utilizado en una operación de fracturación o de fracturación hidráulica.

Pasando a la Fig. 1, agua H₂O se mezcla con un agente tensioactivo SF apropiado y se suministra a un recipiente cargado con un PR de sostén. Este recipiente se presuriza con gas nitrógeno N₂ durante la duración del proceso, que es típicamente igual a aproximadamente dos a tres escalas de tiempo de difusión de gas.

15 Una vez que el agua H₂O se satura con gas N₂, comienza la nucleación de nano-burbujas NB sobre la superficie de las partículas del PR de sostén. La mezcla del agua H₂O y partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas NBSPR se combina a continuación con dióxido de carbono CO₂ en aproximadamente el cuarenta por ciento a setenta por ciento para formar espuma o una emulsión de FE.

20 El NBSPR de sostén rodeado por nano-burbujas resultante se suspende, por lo tanto, dentro de una espuma/emulsión FE acuosa de dióxido de carbono. La espuma de dióxido de carbono FE también puede estabilizarse con nano-partículas para permitir un contenido menor en burbujas de un tamaño más pequeño y un menor contenido en dióxido de carbono con fines de control de la viscosidad.

25 La espuma/emulsión FE acuosa de dióxido de carbono con NBSPR de sostén rodeado por nano-burbujas se alimenta entonces a un agujero de un pozo WE bajo presión adecuada. Este proceso puede ser facilitado para permitir la formación in situ del NBSPR de sostén rodeado por nano-burbujas en el agente de fracturación o de fracturación hidráulica o el fluido de fracturación o de fracturación hidráulica.

30 Aunque la presente invención describe medios para la generación de nano-burbujas NB sobre la superficie de las partículas de agente de sostén PR, las nano-burbujas NB se pueden generar por otros métodos tales como adsorción de moléculas de gas a partir de disoluciones acuosas, la formación de ultrasonidos, la generación electrolítica, la nucleación en superficie de disoluciones acuosas enriquecidas con gas.

Los gases que se pueden emplear se seleccionan del grupo que consiste en nitrógeno, argón, metano, dióxido de carbono, helio e hidrógeno.

35 Agentes de fracturación o de fracturación hidráulica o fluidos de fracturación o de fracturación hidráulica son tipos convencionales tales como agua aceitosa, emulsiones/espumas de dióxido de carbono y/o nitrógeno, incluyendo espumas estabilizadas con nano-partículas, así como mezclas de gas licuado de petróleo/gas licuado natural gelificadas/espumadas.

La mezcla de fluido de sostén-fracturación o fracturación hidráulica rodeada por nano-burbujas utiliza dióxido de carbono CO₂ como un ejemplo, pero puede comprender dos o más gases diferentes.

Lista de números de referencia

40	CO ₂	dióxido de carbono
	FE	espuma o emulsión, en particular, espuma/emulsión de dióxido de carbono
	H ₂ O	agua
	NB	nano-burbuja(s)
45	NBSPR	agente de sostén potenciado por nano-burbujas o agente de sostén rodeado por nano-burbujas, en particular, partícula de agente de sostén potenciado por nano-burbujas o partícula de agente de sostén rodeado por nano-burbujas
	N ₂	nitrógeno
	PR	agente de sostén, en particular, partícula de agente de sostén
	SF	tensioactivo
50	WE	pozo

REIVINDICACIONES

1. Un método para formar nano-burbujas (NB) estables, llenas de gas sobre la superficie de partículas de agente de sostén (PR), que comprende las etapas de
 - mezclar agua (H₂O) con un tensioactivo (SF);
 - añadir la mezcla al agente de sostén (PR); y
 - presurizar la mezcla con al menos un gas seleccionado del grupo que consiste en nitrógeno (N₂), argón, metano, dióxido de carbono (CO₂), helio e hidrógeno durante un período de tiempo establecido.
2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que
 - el agente de sostén (PR) es arena (SiO₂), y
 - el tensioactivo (SF) es al menos un polímero catiónico seleccionado del grupo que consiste en copolímeros basados en ácido acrílico, acrilamida, ácido maleico y ésteres de ácido maleico, alfa-olefinas, ésteres de ácido acrílico y derivados de acrilamida parcialmente hidrolizadas o catiónicamente modificados.
3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que
 - el agente de sostén (PR) es al menos una material cerámico, y
 - el tensioactivo (SF) se selecciona del grupo que consiste en copolímeros basados en ácido acrílico, ácido maleico, alfa-olefinas, ésteres de ácido acrílico y productos de condensación de ácido naftalenosulfónico.
4. El método de acuerdo con al menos una de las reivindicaciones 1 a 3, en el que
 - la mezcla se añade al agente de sostén (PR) suministrando la mezcla a un recipiente cargado con el agente de sostén (PR), y
 - el recipiente está presurizado.
5. Un método para la fracturación o la fracturación hidráulica de un pozo (WE) productor de gas y/o petróleo, que comprende las etapas de
 - formar nano-burbujas (NB) llenas de gas sobre la superficie de partículas de agente de sostén (PR);
 - combinar las partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas (NBSPR) con al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica para formar espuma o una emulsión (FE); y
 - añadir al pozo (WE) la espuma o emulsión (FE) formada.
6. El método de acuerdo con la reivindicación 5, en el que la combinación de las partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas (NBSPR) con al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica se proporciona suspendiendo las partículas de agente de sostén rodeadas por nano-burbujas (NBSPR) dentro del al menos un medio de fracturación o de fracturación hidráulica.
7. El método de acuerdo con la reivindicación 5 ó 6, en el que el medio de fracturación o de fracturación hidráulica se selecciona de emulsiones y/o espumas de dióxido de carbono (CO₂), emulsiones y/o espumas de nitrógeno (N₂), gas natural licuado, gas de petróleo líquido, agua aceitosa y/o mezclas de los mismos.
8. El método de acuerdo con al menos una de las reivindicaciones 5 a 7, en el que la espuma o emulsión (FE) formada se añade como un agente de fracturación o de fracturación hidráulica o fluido de fracturación o de fracturación hidráulica.
9. El método de acuerdo con al menos una de las reivindicaciones 5 a 8, en el que la espuma o emulsión (FE) formada se añade a al menos un agujero del pozo (WE).
10. El método de acuerdo con al menos una de las reivindicaciones 5 a 9, en el que la espuma o emulsión (FE) formada se añade al pozo (WE) bajo presión.

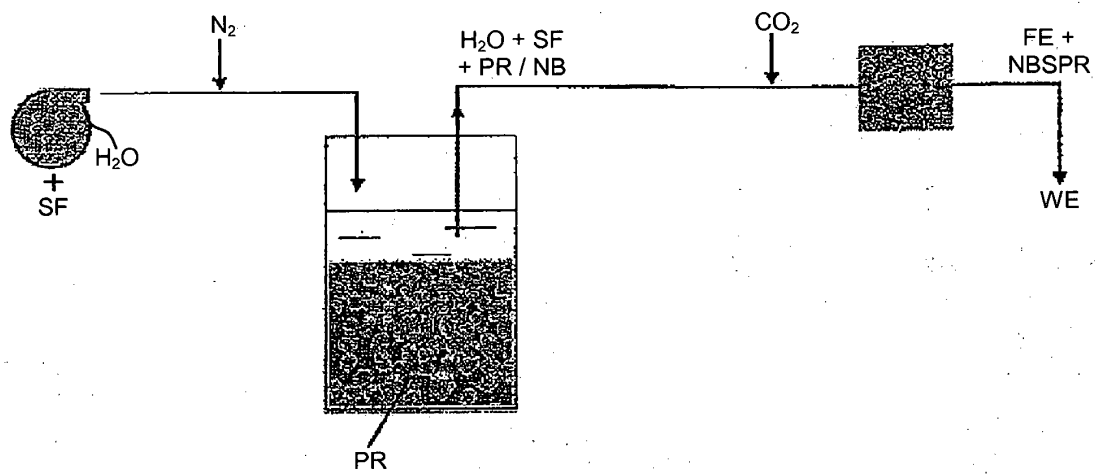


Fig. 1