



Industria y Comercio

S U P E R I N T E N D E N C I A

Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

PCT
SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No.

05-117180

54. TÍTULO

METODOS PARA CONTROLAR PRODUCCION DE
AGUA Y MATERIAL PARTICULADO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

DOMICILIO DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

74. APODERADO HUMBERTO RUBIO CAMACHO

22. BOGOTÁ, D. C., 18 DE NOVIEMBRE DE 2005

PETITORIO

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

SOLICITUD DE:

☒ Patente de Invención ☐ Patente de Modelo de Utilidad

☒ Capítulo I ☐ Capítulo II

SOLICITANTE
(71)
Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
Dirección: **P.O. BOX 1431**
Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
E-mail:
Domicilio: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**
Lugar de constitución: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

REPRESENTANTE
(74)
Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN
Dirección: **Carrera 7 No. 74 - 64, Of. 506** C.C. ☒ NIT ☐
O APODERADO Teléfono: **3132408** Fax: **3131647** C.E. ☐ OTRO ☐
E-mail: No. 17192.082 T.P. 50.007 C8J

INVENTOR(ES)
(72)
Nombre: **1.- Philip, D. NGUYEN**
2.- David, L. BROWN
Dirección: **1.- 1107 Jones Avenue**
2.- Route 1, Box 171
Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
Domicilio: **1.- DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**
2.- TEMPLE, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/082004/001842** Fecha **20 DE ABRIL DE 2.004**
Publicación Internacional No. **WO 2004/104368** Fecha **02 DE DICIEMBRE DE 2.004**

TÍTULO (54) MÉTODOS PARA CONTROLAR PRODUCCIÓN DE AGUA Y MATERIAL PARTICULADO

Clasificación Internacional (51) **E 21 B 43/02**

Prioridad	(88) País de origen	(82) Fecha	(81) Número de solicitud
SI ☒ NO ☐	ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	23 DE MAYO DE 2.003	10/444,408

Comprobante de pago No. **05-88,999** Fecha: **18 DE NOVIEMBRE DE 2.005**

cpfm.-

**EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE PATENTE DE INVENCION
DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL**

(21) No. SOLICITUD:

(51) INT. CL.:

**(32) FECHA DE
PRESENTACIÓN:**

**(71) SOLICITANTE: HALLIBURTON ENERGY
SERVICES, INC.**

(30) PRIORIDAD: ESTADOUNIDENSE

**(31) No. DE SOLICITUD: 10/444,408 (72) INVENTORES: Philip, D. NGUYEN
David, L. BROWN**

**(32) FECHA DE
PRESENTACIÓN: 23 de mayo de 2.003**

(33) PAÍS: ESTADOS UNIDOS DE AMERICA (74) APODERADO: Humberto RUBIO CANACHO

Solicitud Internacional No. PCT/GB2004/001842 Fecha 29 DE ABRIL DE 2.004

Publicación Internacional No. WO 2004/104368 Fecha 2 DE DICIEMBRE DE 2.004

FECHA ENTRADA EN FASE NACIONAL:

**(54) TITULO: "MÉTODOS PARA CONTROLAR PRODUCCIÓN DE AGUA Y
MATERIAL PARTICULADO"**

RESUMEN:

Un método para estabilizar una formación subterránea, que comprende los pasos de: aplicar a la formación subterránea una solución de pre-lavado que comprende un líquido acuoso y un polímero resistente al agua; aplicar a la formación subterránea un líquido acuoso que comprenda un surfactante; aplicar a la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad, y aplicar a la formación subterránea un fluido post-lavado.

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
 Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☒ Poderes, si fuere el caso. *Protocolo No. 18581 de 18/08/1998*
 Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- Declaraciones
- ☒ Copia de la publicación PCT
☒ Copia informe búsqueda internacional.
☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen Preliminar (IPEA).
 Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA.
 Copia de las modificaciones efectuadas de acuerdo con el Artículo 28 PCT en Fase Nacional.
- De ser el caso, copia del contrato de acceso.
 De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
 De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- Arte final 12 x 12
 De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
 De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- Otros

(11) Figura característica:

(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA

Rose

C.C.

17'192.062 de Bogotá

T.P.

50.007 Consejo Superior de La Judicatura

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION:
METODOS PARA CONTROLAR
PRODUCCION DE AGUA Y
MATERIAL PARTICULADO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 05117100 00000000 Folios: 35
Fecha (MM): 2005-11-18 15:20:42
Tramite : 011 PET-PATENT 370 FASE NUCI 411 PRESENTAC
Dependencia: 2920 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

NIT : 000176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 05 - 88,999
FECHA : NOVIEMBRE 18 DE 2005

***** C O N S I G N A C I O N *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO ABOGADOS	RECIBO DE CAJA			88998	18/11/2005	1,038,000.00

***** C O N C E P T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
		1	TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN
			TOTAL : 9
			443,000.00
			443,000.

SON: CUATROCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL PESOS

RESPONSABLE : 

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

MÉTODOS PARA CONTROLAR PRODUCCIÓN DE AGUA Y MATERIAL PARTICULADO

1. Campo de la Invención

5 La presente invención se refiere a métodos mejorados para estabilizar regiones no consolidadas y para controlar la producción de agua de formaciones subterráneas.

2. Descripción de la Técnica Anterior

10 Los pozos de hidrocarburos están localizados frecuentemente en zonas subterráneas que contienen material particulado no consolidado que migra fuera de la formación subterránea con el petróleo, gas, agua y/u otros fluidos producidos por los pozos. La presencia de material particulado, tal como arena de formación, en fluidos producidos, es inconveniente e indeseable en el sentido de que el material particulado puede desgastar el equipo de bombeo y otro equipo de
15 producción y reducir las capacidades de producción de fluido de las zonas productoras. Zonas subterráneas no consolidadas incluyen aquellas que contienen material particulado y aquellas en las que el material particulado ligado tiene una fuerza de unión insuficiente para resistir las fuerzas producidas por la producción de fluidos a través de las zonas.

20 Un método para controlar material particulado en formaciones no consolidadas es colocar un lecho de filtración que contenga gravilla cerca del pozo con el fin de presentar una barrera física al transporte de materiales finos con la producción de hidrocarburos. Típicamente, dichas "operaciones de empaquetamiento de gravilla" implican el bombeo y colocación de una cantidad de
25 un material particulado deseado dentro de la formación no consolidada en un área adyacente a un pozo. Este tipo de empaquetamientos pueden tomar tiempo y ser muy costosos de instalar.

Otro método que se usa para controlar material particulado en formaciones no consolidadas implica consolidar zonas productoras subterráneas no consolidadas en masas permeables duras aplicando una resina seguida por un fluido espaciador y luego por un catalizador. Dicha aplicación de resina puede ser un problema cuando, por ejemplo, se usa una cantidad insuficiente de fluido espaciador entre la aplicación de la resina y la aplicación del catalizador externo. La resina puede entrar en contacto con el catalizador externo en el pozo y no en la zona productora subterránea no consolidada. Cuando la resina es contactada con un catalizador externo ocurre una reacción exotérmica la cual puede resultar en polimerización rápida, dañando potencialmente la formación taponando los canales porosos, saltando el bombeo cuando el pozo es taponado con material sólido, o resultando en una explosión hoyo abajo como resultado del calor de la polimerización. Tampoco es práctico usar estos procesos convencionales para tratar intervalos largos de regiones no consolidadas debido a la dificultad en determinar si todo el intervalo ha sido tratado exitosamente tanto con la resina como con el catalizador externo.

Con frecuencia, las arenas de formación no consolidada migran fuera de la formación cuando se produce agua en la formación. Esto se debe, en parte, al hecho de que la cementación más natural entre los granos de arena de a formación se desintegra cuando entra en contacto con una fase móvil acuosa. La producción de agua de una zona productora subterránea es inconveniente debido a su efecto en arenas de formación móviles y debido a que la producción de agua constituye un gasto mayor en la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas, especialmente teniendo en cuenta la energía que se consume en la producción, separación y eliminación del agua.

Se ha usado una variedad de métodos y técnicas para reducir la permeabilidad de agua de formaciones subterráneas. Por ejemplo, uno de estos métodos implica contactar la formación con una solución de tratamiento que tenga disuelta un surfactante formado por uno o más compuestos de imidazolil de ácido graso para controlar el flujo de agua de la formación. Si bien estos métodos han

alcanzado un éxito moderado, las soluciones de tratamiento solo pueden inyectarse en la formación a corta distancia puesto que a medida que la solución de tratamiento sale del pozo a la formación subterránea, se adhiere en sitios de adsorción en superficies dentro de los poros de la formación. Una vez la solución de tratamiento sea adsorbida en las superficies en la formación cerca de la boca del pozo, su presencia no solo bloquea el flujo de agua de la formación, sino que también bloquea el flujo de solución de tratamiento adicional más profundo en la formación. Esto limita la penetración en la formación y en las zonas productoras de agua, lo cual limita la reducción en la producción de agua que se obtenga.

10

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención provee métodos mejorados para controlar producción de agua y migración de arena de formación en zonas productoras subterráneas.

15

Una realización de la presente invención describe un método para estabilizar una formación subterránea que comprende los pasos de aplicar a la formación subterránea una solución de pre-lavado que comprende un líquido acuoso y un polímero resistente a agua, aplicar a la formación subterránea un líquido acuoso que comprende un surfactante, aplicar a la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad, y aplicar a la formación subterránea un fluido post-lavado.

20

Otra realización de la presente invención describe un método para reducir la producción de material particulado y agua de una formación subterránea, que comprende los pasos de aplicar a la formación subterránea una solución de pre-lavado que comprende un líquido acuoso y un polímero resistente a agua, aplicar a la formación subterránea un líquido acuoso que comprenda un surfactante, aplicar a la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad, y aplicar a la formación subterránea un fluido post-lavado.

25

Otros objetos, características y ventajas de la presente invención serán fácilmente aparentes para las personas versadas en la técnica luego de leer la siguiente descripción de realizaciones preferidas.

DESCRIPCIÓN DE REALIZACIONES PREFERIDAS

5 La presente invención provee métodos mejorados para controlar producción de agua y evitar la migración de material particulado suelto e incompetente, tal como arena de formación y material fino en formaciones subterráneas.

 Ciertas realizaciones de los métodos de la presente invención comprenden sucesivamente, colocar en la zona subterránea un fluido de pre-lavado, un fluido
10 surfactante acuoso, un fluido de consolidación de baja viscosidad y un fluido de post-lavado. Cada colocación sucesiva de un fluido de tratamiento desplaza el fluido de tratamiento anterior más profundo dentro de la formación subterránea.

 El fluido pre-lavado comprende un líquido acuoso y uno o más polímeros resistentes a agua. El líquido acuoso usado puede ser agua dulce, agua salada,
15 (por ej: agua que contenga una o más sales disueltas), salmuera (por ej: agua sal saturada), agua marina, o cualquier otro líquido acuoso que no reaccione en forma adversa con los demás componentes utilizados de acuerdo con esta invención o con la formación subterránea.

 Polímeros resistentes a agua, conocidos también como modificadores de permeabilidad relativa, actúan, entre otras cosas, para adsorber en las superficies
20 dentro de los poros de una formación para reducir la permeabilidad de agua de la formación. En la presente invención, se indica una variedad de polímeros para uso como polímeros resistentes a agua. Ejemplos de polímeros especialmente indicados incluyen, más no se limitan a poliacrilamida, poliacrilamida hidrolizada,
25 xantano, escleroglucano, polisacáridos, polímeros anfotéricos hechos de archilamida, ácido acrílico y cloruro de dialildimetilamonio, terpolímeros de vinil sulfonato/vinil amida/archilamida, copolímeros de vinil sulfonato/archilamida, copolímeros de ácido archilamida/archilamido-metilpropanosulfónico, copolímeros

de acrilamida/vinilpirrolidona, celulosa de carboximetil sódico, poli[dialquilaminoacrilato-co-acrilato-g-poli(etilenóxido)], copolímero de bromuro de acrilamida/octadecildimetil amoniometil metacrilato, terpolímero de bromuro de dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/hexadecildimetilamoniometil metacrilato, terpolímero de acrilamida/2-acrilamido-2-metil propano ácido sulfónico/2-etilhexil y combinaciones de lo mismo. Tal como se usa en este contexto, "-g-" en una fórmula significa que la molécula inmediatamente siguiente en la fórmula está injertada a la molécula de polímero anterior.

Generalmente, al menos un polímero resistente a agua se incluye en el fluido de pre-lavado en una cantidad suficiente para reducir la producción de agua de la formación. En una realización, el polímero resistente a agua se incluye en el fluido de pre-lavado entre 0,01% y 10,0% por peso del fluido de pre-lavado. En otra realización, el polímero resistente a agua se incluye en el fluido de pre-lavado entre 0,1% y 1,0% por peso del fluido de pre-lavado. Una persona versada en la técnica, que se base en esta descripción, podrá determinar la cantidad de polímero resistente a agua suficiente para reducir la producción de agua de la formación por el nivel deseado.

En los métodos de la presente invención, una vez se haya puesto fluido de pre-lavado en la formación subterránea, se le pone un fluido surfactante acuoso. El fluido surfactante acuoso comprende un líquido y un surfactante, y actúa entre otras cosas, para desplazar el fluido de pre-lavado más adentro de la formación y preparar la formación subterránea para colocarle posteriormente un fluido de consolidación de baja viscosidad. Generalmente, el volumen de fluido surfactante acuoso que se coloca dentro de la formación subterránea es entre 1 y 50 veces el volumen del fluido de pre-lavado.

El componente líquido acuoso del fluido surfactante acuoso puede ser agua dulce, agua salada, salmuera, sal marina o cualquier otro líquido acuoso que no reaccione adversamente con los demás componentes utilizados según esta invención, ni con la formación subterránea. En la presente invención puede usarse cualquier surfactante compatible con el fluido de consolidación de baja viscosidad

que se utilice de último y que pueda facilitar el recubrimiento del fluido de consolidación en las partículas subterráneas y ayude al fluido de consolidación a que fluya a los puntos de contacto entre material particulado contiguo en la formación. Dichos surfactantes incluyen, mas no se limitan a: ésteres de nonil fenol fosfato etoxilado, mezclas de uno o más surfactantes catiónicos, uno o más surfactantes no iónicos y un surfactante de alquil fosfonato. Mezclas adecuadas de uno o más surfactantes catiónicos y no iónicos se describen en la Patente U.S. No. 6,311.773 otorgada a Todd y otros, el 6 de noviembre de 2001, cuya descripción se incorpora en este contexto por referencia. Otro surfactante adecuado es cloruro de bencilo cuaternario de tris-2-4-6-dimetilaminometil fenol. El surfactante o surfactantes utilizados se incluyen en el líquido acuoso en una cantidad suficiente para preparar la formación subterránea para que reciba un tratamiento de resina de baja viscosidad humedeciendo el material particulado en la formación de modo que la resina pueda adherirse a ese material particulado. En algunas realizaciones de la presente invención, el fluido surfactante comprende surfactante en una cantidad entre 0,1% y 15% por peso del líquido acuoso.

De acuerdo con los métodos de la presente invención, una vez se ha puesto el fluido surfactante en la formación subterránea, se coloca en la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad. Fluidos de consolidación de baja viscosidad adecuados para uso en la presente invención comprenden, por lo general, un componente de resina endurecida y un componente de solvente. Los fluidos de consolidación de baja viscosidad de la presente invención pueden clasificarse como uno de cuatro tipos: un fluido de consolidación de dos componentes basado en epoxi que comprende un componente de resina endurecida y un componente de agente de endurecimiento; un fluido de consolidación basado en furano; un fluido de consolidación basado en fenólico; o un fluido de consolidación de alta temperatura ("T") basado en epoxi. En ciertas realizaciones, el fluido de consolidación de baja viscosidad es activado por un activador interno o por la temperatura subterránea ambiente de modo que no se requiera el catalizador externo.

La selección de un fluido de consolidación de baja viscosidad puede asociarse con la temperatura de la formación subterránea a la cual se le introduce el fluido. A modo de ejemplo, y no como limitación, para formaciones subterráneas que tengan una temperatura estática de fondo de pozo ("BHST")
5 (*bottom hole static temperature*) entre 60°F y 250°F, se prefieren fluidos de consolidación de dos componentes, basados en epoxi que comprendan un componente de resina endurecible y un componente de agente de endurecimiento. Para formaciones subterráneas que tengan un BHST entre 300°F y 600°F, se prefiere un fluido de consolidación de un componente, basado en
10 furano. Para formaciones subterráneas que tengan un BHST entre 200°F y 400°F, se indica un fluido de consolidación de un componente basado en fenólico o un fluido de consolidación de un componente HT basado en epoxi.

Independiente del tipo de fluido de consolidación de baja viscosidad que se escoja, preferiblemente, su viscosidad debe ser controlada con el fin de garantizar
15 que pueda penetrar lo suficientemente en las porciones no consolidadas de la formación subterránea. Para alcanzar el nivel deseado de penetración, la viscosidad del fluido de consolidación es preferiblemente por debajo de 100cP, más preferiblemente por debajo de 50 cP, y más preferiblemente por debajo de 10 cP. Obtener la viscosidad deseada implicará por lo general usar un solvente o
20 usar el calor para reducir la viscosidad de la resina escogida. Factores que pueden influenciar la cantidad de solvente requerido incluyen el lugar geográfico del pozo y las condiciones ambientales que le rodean. En algunas realizaciones, las relaciones adecuadas de fluido de consolidación a solvente varían entre 1:0,2 y 1:20. En la capacidad de la persona versada en la técnica y basada en esta
25 descripción, estará determinar una cantidad suficiente de un solvente adecuado para alcanzar la viscosidad deseada y de este modo, alcanzar la penetración preferida dentro de la formación subterránea.

Un fluido de consolidación de baja viscosidad de la presente invención, es un fluido de consolidación de dos componentes basado en epoxi, que comprende
30 un componente de resina endurecible y un solvente opcional. El solvente se puede

agregar a la resina para reducir su viscosidad y facilitar su manipulación, mezclado y transferencia. En la capacidad de la persona versada en la técnica y basada en esta descripción, estará determinar si y cuanto solvente se requiera para lograr la viscosidad indicada para las condiciones subterráneas. Factores que pueden

5 afectar esta decisión incluyen la localización geográfica del pozo y las condiciones climáticas que le rodean. Otra forma de reducir la viscosidad de la resina líquida endurecible es calentándola. Este método evita el uso de un solvente, o cual puede ser aconsejable en ciertos casos. El segundo componente es el componente de agente de endurecimiento líquido, el cual comprende un agente de

10 endurecimiento, un agente de acoplamiento de silano, un surfactante, un éster hidrolizable opcional, y un fluido de vehículo líquido, para entre otras cosas, reducir la viscosidad del componente del agente de endurecimiento. En la capacidad de la persona versada en la técnica y basada en esta descripción, estará determinar si y cuánto fluido de vehículo líquido se requiere para lograr una

15 viscosidad indicada para las condiciones subterráneas.

Ejemplos de resinas endurecibles que pueden usarse en el componente de resina líquida endurecible incluyen, más no se limitan a resinas orgánicas, tales como resina de bisfenol A-epiclorhidrina, resina de poliepóxido, resina de novolak, resina de poliéster, resina de fenol-aldehído, resina de urea-aldehído, resina de

20 furano, resina de uretano, glicidil éteres y mezclas de lo mismo. De éstas, se prefiere la resina de bisfenol A-epiclorhidrina. La resina utilizada se incluye en el componente de resina líquida endurecible en una cantidad suficiente para consolidar el material particulado recubierto. En algunas realizaciones de la presente invención, la resina utilizada se incluye en el componente de resina

25 líquida endurecible entre 70% y 100% por peso del componente de resina líquida endurecible.

Cualquier solvente que sea compatible con la resina endurecible y que alcance el efecto de viscosidad deseado, es indicado para uso en la presente invención. Solventes preferidos son aquellos que tienen puntos de deflagración

30 altos (más preferiblemente aproximadamente 125°F) debido a consideraciones

ambientales, entre otras cosas. Tal como se describe arriba, el uso de un solvente en la composición de resina endurecible es opcional, pero puede ser aconsejable para reducir la viscosidad del componente de resina endurecible por una variedad de razones, incluida facilidad para manipulación, mezcla y transferencia. En la capacidad de la persona versada en la técnica y basada en esta descripción, estará determinar si y cuánto solvente se requiere para alcanzar una viscosidad adecuada. Solventes indicados para uso en la presente invención incluyen, más no se limitan a: butilglicidil éter, dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, propilen carbonato, metanol, alcohol butílico, d'limonene y metil ésteres de ácido graso. De éstos, se prefiere butilglicidil.

Ejemplos de agentes de endurecimiento que pueden utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido de los fluidos de consolidación de dos componentes de la presente invención, incluyen, más no se limitan a: aminas, aminas aromáticas, poliaminas, aminas alifáticas, aminas ciclo-alifáticas, amidas, poliamidas, 2-etil-4-metil imidazol y 1,1,3-triclorofluoroacetona. La selección de un agente de endurecimiento preferido depende, en parte de la temperatura de la formación a la que se use el agente de endurecimiento. A modo de ejemplo y como limitación, en formaciones subterráneas que tengan una temperatura entre 60°F y 250°F, se prefieren aminas y aminas ciclo-alifáticas, tales como piperidina, trietilamina, N,N-dimetilaminopiridina, bencildimetilamina, tris(dimetilaminometil) fenol, y 2-(N₂N-dimetilaminometil)fenol, y de éstas, se prefiere aún más N,N-dimetilaminopiridina. En formaciones subterráneas que tengan temperaturas altas, un agente de endurecimiento adecuado puede ser 4,4-diaminodifenil sulfona. El agente de endurecimiento utilizado se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad suficiente para consolidar el material particulado recubierto. En algunas realizaciones de la presente invención, el agente de endurecimiento utilizado se incluye en el componente de la resina endurecida líquida entre 40% y 60% por peso del componente del agente de endurecimiento líquido.

El agente de acoplamiento de silano puede usarse, entre otras cosas, para actuar como mediador para ayudar a adherir la resina a la superficie de arena. Ejemplos de agentes de acoplamiento de silano que pueden utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido de los fluidos de consolidación de dos componentes de la presente invención incluyen, más no se limitan a: N-2-
5 (aminoetil)-3-aminopropiltrimetoxisilano, 3-glicidoxipropiltrimetoxisilano y n-beta(aminoetil)-gamma-aminopropil trimetoxisilano. De éstos, se prefiere n-beta-(aminoetil)-gamma-aminopropil trimetoxisilano. El agente de acoplamiento de silano utilizado se incluye en el componente del agente de endurecimiento líquido
10 en una cantidad que pueda adherir suficientemente la resina al material particulado. En algunas realizaciones de la presente invención, el agente de acoplamiento de silano utilizado se incluye en el componente de la resina endurecible líquida entre 0,1% y 3% por peso del componente del agente de endurecimiento líquido.

En la presente invención se puede usar cualquier surfactante compatible con el agente de endurecimiento líquido. Dichos surfactantes incluyen, más no se limitan un éster de nonil fenol fosfato etoxilado, mezclas de uno o más surfactantes catiónicos, y uno o más surfactantes no iónicos y un surfactante de alquil fosfonato. Otro surfactante indicado es un cloruro de bencil cuaternario de
20 tria-2-4-6-dimetilaminometil fenol. Las mezclas de uno o más surfactantes catiónicos y no iónicos se describen en la Patente U.S. No. 6,311,773 otorgada a Todd y otros, el 6 de noviembre de 2001, la cual se incorpora por referencia. El surfactante o los surfactantes utilizados se incluyen en el componente del agente de endurecimiento líquido en una cantidad entre 2% y 15% por peso del
25 componente del agente de endurecimiento líquido.

El uso de un diluyente o fluido de vehículo líquido en la composición de la resina endurecida es opcional y puede usarse para reducir la viscosidad del componente de resina endurecible para facilitar la manipulación, mezcla o transferencia. En la capacidad de la persona versada en la técnica y basada en
30 esta descripción, estará determinar si y cuánto fluido de vehículo líquido se

requiere para alcanzar una viscosidad indicada para las condiciones subterráneas. Para uso en la presente invención es indicado cualquier fluido de vehículo adecuado que sea compatible con la resina endurecible y que alcance los efectos de viscosidad deseados. Los fluidos del vehículo líquido que pueden utilizarse en el componente del agente de endurecimiento líquido de los fluidos de consolidación de dos componentes de la presente invención, incluyen preferiblemente aquellos que tengan puntos de deflagración altos (más preferiblemente por encima de aproximadamente 125°). Ejemplos de fluidos de vehículo líquido indicados para uso en la presente invención incluyen, más no se limitan a: dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, metanol propilen carbonato, d'limonene y metil ésteres de ácido graso. De éstos, se prefiere dipropilen glicol metil éter.

Cuando el fluido de consolidación de baja viscosidad de la presente invención sea un fluido de consolidación basado en furano, resinas basadas en furano adecuadas incluyen, más no se limitan a: alcohol furfurílico, una mezcla de alcohol furfurílico con un aldehído, y una mezcla de resina de furano y resina fenólica. De éstos, se prefiere alcohol furfurílico.

El fluido de consolidación basado en furano puede combinarse con un solvente para controlar la viscosidad si se desea. Solventes adecuados para uso en los fluidos de consolidación basados en furano de la presente invención, incluyen, más no se limitan a: 2-butoxi etanol, butil acetato y furfural acetato. De éstos, se prefiere 2-butoxi etanol.

Cuando el fluido de consolidación de baja viscosidad de la presente invención sea un fluido de consolidación basado en fenólico, resinas basadas en fenólico adecuadas incluyen, más no se limitan a: terpolímeros de fenol, resinas de formaldehído fenólico y una mezcla de resinas fenólicas y de furano. De éstas, se prefiere una mezcla de resinas fenólicas y de furano.

El fluido de consolidación basado en fenólico puede combinarse con un solvente para controlar la viscosidad si se desea. Solventes adecuados para uso en los fluidos de consolidación basados en fenólico de la presente invención, incluyen, más no se limita a: butil acetato, butil lactato, furfural acetato y 2-butoxi etanol. De éstos, se prefiere 2-butoxi etanol.

Cuando el fluido de consolidación de baja viscosidad de la presente invención sea un fluido de consolidación HT basado en epoxi, componentes adecuados HT basados en epoxi incluyen, más no se limitan a: resina de A-epiclorohidrina, resina de poliepóxido, resina de novolak, resina de poliéster, glicidil éteres y mezclas de lo mismo. De éstas, se prefiere resina de bisfenol A-epiclorohidrina.

Se prefiere usar un solvente con los fluidos de consolidación HT basados en epoxi de la presente invención. Solventes indicados para uso en los fluidos de consolidación HT basados en epoxi de la presente invención son solventes que puedan disolver sustancialmente la resina HT de epoxi escogida para uso en el fluido de consolidación. Dichos solventes incluyen, más no se limitan a: dimetil sulfóxido y dimetil formamida. De éstos, se prefiere dimetil sulfóxido. También se puede usar un co-solvente tal como dipropileno glicol metil éter, dipropileno glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietileno glicol metil éter, etileno glicol butil éter, dietileno glicol butil éter, propileno carbonato, d-limoneno y metil ésteres de ácido graso, en combinación con el solvente. De estos co-solventes, se prefiere dipropileno glicol metil éter.

Luego de introducir el fluido de consolidación de baja viscosidad en la formación subterránea, se introduce en la formación un fluido de post-lavado para desplazar el fluido de consolidación de baja viscosidad de los canales porosos de la formación subterránea y para forzar el fluido de consolidación y el polímero resistente a agua dentro de la formación subterránea. El fluido de post-lavado es introducido en la formación a una tasa de flujo de matriz de modo que la resina de baja viscosidad se desplace de los canales, pero no se desplace de su lugar deseado entre las partículas de arena de la formación. Generalmente, el volumen

de fluido de post-lavado introducido en la formación subterránea varía entre 0,1 y 50 veces el volumen de la resina de baja viscosidad. En algunas realizaciones de la presente invención, el volumen de fluido de post-lavado introducido en la formación subterránea varía entre 2 y 5 veces el volumen de la resina de baja viscosidad.

Opcionalmente, al fluido post-lavado se le puede agregar un polímero resistente a agua, tal como se describe arriba. Cuando se haga, el polímero resistente a agua se incluye en el fluido post-lavado en una cantidad entre 0,01% y 10,0% por peso del líquido acuoso. En algunas realizaciones de la presente invención, el polímero resistente a agua se incluye en el fluido post-lavado en una cantidad entre 0,1% y 1,0% por peso del líquido acuoso.

Una vez se introduzca el fluido post-lavado, la formación subterránea puede cerrarse por un tiempo que permita que la resina en el fluido de consolidación se cure a una fuerza de compresión no confinada deseada. El periodo de tiempo requerido depende de la resina que se utilice, la temperatura de la formación y la fuerza de compresión no confinada que se desee. Generalmente, el periodo de tiempo escogido será entre 0,5 horas y 72 horas. En algunas realizaciones de la presente invención, el periodo de tiempo escogido varía entre 6 y 48 horas. Determinar el tiempo indicado de curación está dentro de la capacidad de la persona versada en la técnica, que se base en esta descripción.

Por lo tanto, la presente invención está bien adaptada para llevar a cabo los objetos y alcanzar los fines y ventajas mencionados, así como los que son inherentes a ella. Si bien la persona versada podrá hacer varios cambios, dichos cambios se abarcan dentro del espíritu y alcance de esta invención tal como se define por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES:

1 Un método para estabilizar una formación subterránea, que comprende los pasos de:

5 aplicar a la formación subterránea una solución de pre-lavado que comprende un líquido acuoso y un polímero resistente al agua;

aplicar a la formación subterránea un líquido acuoso que comprenda un surfactante;

aplicar a la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad, y

10 aplicar a la formación subterránea un fluido post-lavado.

2 El método de la reivindicación 1, que además comprende el paso de esperar un periodo de tiempo escogido luego de aplicar el fluido de post-lavado.

3 El método de la reivindicación 2, en donde el periodo de tiempo escogido es entre 6 y 48 horas.

15 **4** El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de consolidación tiene una viscosidad por debajo de 100 cP.

5 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de consolidación comprende un componente de resina endurecible que comprende una resina endurecible y un componente de agente de endurecimiento, el cual comprende un
20 agente de endurecimiento líquido, un agente de acoplamiento de silano y un surfactante.

6 El método de la reivindicación 5, en donde la resina endurecible en el componente de resina endurecible líquida es una resina orgánica que comprende resina de bisfenol A-epiclorhidrina, resina de poliepóxido, resina novolak, resina de
25 poliéster, resina de fenol-aldehído, resina de úrea-aldehído, resina de furano, resina de uretano, glicidil éteres, o mezclas de lo mismo.

7 El método de la reivindicación 5, que además comprende un solvente para la resina endurecible en el componente de la resina endurecible líquida.

8 El método de la reivindicación 7, en donde el solvente de la resina endurecible en el componente de resina endurecible líquida comprende:
5 butilglicidil éter, dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, metanol propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso o mezclas de lo mismo.

9 El método de la reivindicación 5, en donde el agente de
10 endurecimiento líquido en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende aminas, aminas aromáticas, aminas alifáticas, aminas ciclo-alifáticas, piperidina, trietilamina, bencildimetilamina, N,N-dimetilaminopiridina, 2-(N₂N-dimetilaminometil)fenol, tris(dimetilaminometil)fenol, o mezclas de lo mismo.

10 El método de la reivindicación 5, en donde el agente de acoplamiento
15 de silano en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende N-2-(aminoetil)-3-aminopropiltrimetoxisilano, 3-glicidoxipropiltrimetoxisilano, n-beta-(aminoetil)-gamma-aminopropil trimetoxisilano o mezclas de lo mismo.

11 El método de la reivindicación 5, en donde el agente de endurecimiento líquido comprende además un éster hidrolizable.

20 12 El método de la reivindicación 11, en donde el éster hidrolizable comprende dimetilglutarato, dimetiladipato y dimetilsuccinato, sorbitol, catechol, dimetiltiolato, metil salicilato, dimetil salicilato, dimetilsuccinato, ter-butilhidroperóxido, o mezclas de lo mismo.

25 13 El método de la reivindicación 5, en donde el surfactante en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende ésteres de nonil fenol fosfato etoxilados, mezclas de uno o más surfactantes catiónicos, un surfactante de alquil fosfonato C₁₂-C₂₂, un cloruro de bencilo cuaternario de tris-2-

4-6-dimetilaminometil fenol, o uno o más surfactantes no iónicos y un surfactante de alquil fosfonato, o mezclas de lo mismo.

14 El método de la reivindicación 3, en donde el agente de endurecimiento líquido comprende además un fluido del vehículo líquido.

5 15 El método de la reivindicación 14, en donde el fluido del vehículo líquido comprende dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso o mezclas de lo mismo.

10 16 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de consolidación comprende una resina basada en furano.

17 El método de la reivindicación 16 en donde la resina basada en furano comprende alcohol furfurílico, una mezcla de alcohol furfurílico con un aldehído, una mezcla de resina de furano y resina fenólica o mezclas de lo mismo.

15 18 El método de la reivindicación 17, que además comprende un solvente para la resina basada en furano en el componente de la resina endurecible líquida.

19 El método de la reivindicación 18, en donde el solvente comprende 2-butoxi etanol butil acetato, furfuril acetato, o mezclas de lo mismo.

20 20 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de consolidación comprende una resina basada en fenólico.

21 El método de la reivindicación 20, en donde la resina basada en fenólico comprende terpolímero de fenol, resina de formaldehído fenólico, una mezcla de resina fenólica o de furano, o mezclas de lo mismo.

25 22 El método de la reivindicación 21, que además comprende un solvente para la resina basada en fenólico.

23 El método de la reivindicación 22, en donde el solvente comprende butil acetato, butil lactato, furfural acetato, 2-butoxi etanol, o mezclas de lo mismo.

24 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de consolidación comprende una resina de alta temperatura basada en epoxi y un solvente.

5 25 El método de la reivindicación 24, en donde la resina de alta temperatura basada en epoxi comprende bisfenol A-epiclorohidrin, resina de poliepóxico, resina de novolak, resina de poliéster, glicidil éteres, o mezclas de lo mismo.

10 26 El método de la reivindicación 25, en donde el solvente comprende dimetil sulfóxido, dimetil formamida, dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilen glicol metil éter, etilen glicol butil éter, dietilen glicol butil éter, propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso, o mezclas de lo mismo.

15 27 El método de la reivindicación 1, en donde el líquido acuoso en la solución de pre-lavado comprende agua salda, salmuera, o mezclas de lo mismo.

20 28 El método de la reivindicación 1, en donde el polímero resistente a agua comprende poliacrilamida, poliacrilamida hidrolizada, xantano, escleroglucano, polisacáridos, polímeros anfotéricos hechos de archilamida, ácido acrílico y cloruro de dialildimetilamonio, terpolímeros de vinil sulfonato/vinil amida/archilamida, copolímeros de vinil sulfonato/archilamida, copolímeros de ácido archilamida/archilamido-metilpropanosulfónico, copolímeros de archilamida/vinilpirrolidona, celulosa de carboximetil sódico, poli[dialquilaminoacrilato-co-acrilato-g-poli(etilenóxido)], copolímero de bromuro de acrilamida/octadecildimetil amoniometil metacrilato, terpolímero de bromuro de
25 dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/hexadecildimetilamoniometil metacrilato, terpolímero de acrilamida/2-acrilamido-2-metil propano ácido sulfónico/2-etilhexil y mezclas de lo mismo.

29 El método de la reivindicación 1, en donde el líquido acuoso que comprende un surfactante, comprende agua salada, salmuera, o mezclas de lo mismo.

5 30 El método de la reivindicación 1, en donde el líquido acuoso que comprende un surfactante comprende un éster de nonil fenol fosfato, un surfactante catiónico, un surfactante no iónico, surfactante de alquil fosfonato, o mezclas de lo mismo.

31 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de post-lavado es un líquido que comprende agua salada, salmuera o mezclas de lo mismo.

10 32 El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de post-lavado comprende un polímero resistente a agua.

33 El método de la reivindicación 32, en donde el polímero resistente a agua comprende poliacrilamida, poliacrilamida hidrolizada, xantano, escleroglucano, polisacáridos, polímeros anfotéricos hechos de archilamida, ácido
15 acrílico y cloruro de dialildimetilamonio, terpolímeros de vinil sulfonato/vinil amida/archilamida, copolímeros de vinil sulfonato/archilamida, copolímeros de ácido archilamida/archilamido-metilpropanosulfónico, copolímeros de archilamida/vinilpirrolidona, celulosa de carboximetil sódico, poli[dialquilaminoacrilato-co-acrilato-g-poli(etilenóxido)], copolímero de bromuro de
20 acrilamida/octadecildimetil amoniometil metacrilato, terpolímero de bromuro de dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/hexadecildimetilamonioetil metacrilato, terpolímero de acrilamida/2-acrilamido-2-metil propano ácido sulfónico/2-etilhexil y mezclas de lo mismo.

34 Un método para reducir la producción de material particulado y agua
25 de una formación subterránea, que comprende los siguientes pasos:

aplicar a la formación subterránea una solución de pre-lavado que comprende un líquido acuoso y un polímero resistente al agua;

aplicar a la formación subterránea un líquido acuoso que comprenda un surfactante;

aplicar a la formación subterránea un fluido de consolidación de baja viscosidad, y

5 aplicar a la formación subterránea un fluido post-lavado.

35 El método de la reivindicación 34, que además comprende el paso de esperar un periodo de tiempo escogido luego de aplicar el fluido de post-lavado.

36 El método de la reivindicación 36, en donde el periodo de tiempo escogido es entre 6 y 48 horas.

10 37 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de consolidación tiene una viscosidad por debajo de 100 cP.

38 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de consolidación comprende un componente de resina endurecible que comprende una resina endurecible y un componente de agente de endurecimiento, el cual comprende un
15 agente de endurecimiento líquido, un agente de acoplamiento de silano y un surfactante.

39 El método de la reivindicación 38, en donde la resina endurecible en el componente de resina endurecible líquida es una resina orgánica que comprende resina de bisfenol A-epiclorhidrina, resina de poliepóxido, resina
20 novolak, resina de poliéster, resina de fenol-aldehído, resina de úrea-aldehído, resina de furano, resina de uretano, glicidil éteres, o mezclas de lo mismo.

40 El método de la reivindicación 39, que además comprende un solvente para la resina endurecible en el componente de la resina endurecible líquida.

25 41 El método de la reivindicación 40, en donde el solvente de la resina endurecible en el componente de resina endurecible líquida comprende: butilglicidil éter, dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil

formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, metanol propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso o mezclas de lo mismo.

5 42 El método de la reivindicación 38, en donde el agente de endurecimiento líquido en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende aminas, aminas aromáticas, aminas alifáticas, aminas ciclo-alifáticas, piperidina, trietilamina, bencildimetilamina, N,N-dimetilaminopiridina, 2-(N₂N-dimetilaminometil)fenol, tris(dimetilaminometil)fenol, o mezclas de lo mismo.

10 43 El método de la reivindicación 38, en donde el agente de acoplamiento de silano en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende N-2-(aminoetil)-3-aminopropiltrimetoxisilano, 3-glicidoxipropil trimetoxisilano, n-beta- (aminoetil)-gamma-aminopropil trimetoxisilano o mezclas de lo mismo.

15 44 El método de la reivindicación 38, en donde el agente de endurecimiento líquido comprende además un éster hidrolizable.

45 El método de la reivindicación 44, en donde el éster hidrolizable comprende dimetilglutarato, dimetiladipato y dimetilsuccinato, sorbitol, catechol, dimetiltiolato, metil salicilato, dimetil salicilato, dimetilsuccinato, ter-butilhidroperóxido, o mezclas de lo mismo.

20 46 El método de la reivindicación 38, en donde el surfactante en el componente del agente de endurecimiento líquido comprende ésteres de nonil fenol fosfato etoxilados, mezclas de uno o más surfactantes catiónicos, un surfactante de alquil fosfonato C₁₂-C₂₂, un cloruro de bencilo cuaternario de tris-2-4-6-dimetilaminometil fenol, o uno o más surfactantes no iónicos y un surfactante
25 de alquil fosfonato, o mezclas de lo mismo.

47 El método de la reivindicación 38, en donde el agente de endurecimiento líquido comprende además un fluido del vehículo líquido.

48 El método de la reivindicación 47, en donde el fluido del vehículo líquido comprende dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilenglicol metil éter, etilenglicol butil éter, dietilenglicol butil éter, propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso o mezclas de lo mismo.

49 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de consolidación comprende una resina basada en furano.

50 El método de la reivindicación 49 en donde la resina basada en furano comprende alcohol furfurílico, una mezcla de alcohol furfurílico con un aldehído, una mezcla de resina de furano y resina fenólica o mezclas de lo mismo.

51 El método de la reivindicación 50, que además comprende un solvente para la resina basada en furano en el componente de la resina endurecible líquida.

52 El método de la reivindicación 51, en donde el solvente comprende 2-butoxi etanol butil acetato, furfuril acetato, o mezclas de lo mismo.

53 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de consolidación comprende una resina basada en fenólico.

54 El método de la reivindicación 53, en donde la resina basada en fenólico comprende terpolímero de fenol, resina de formaldehído fenólico, una mezcla de resina fenólica o de furano, o mezclas de lo mismo.

55 El método de la reivindicación 54, que además comprende un solvente para la resina basada en fenólico.

56 El método de la reivindicación 55, en donde el solvente comprende butil acetato, butil lactato, furfuril acetato, 2-butoxi etanol, o mezclas de lo mismo.

57 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de consolidación comprende una resina de alta temperatura basada en epoxi y un solvente.

58 El método de la reivindicación 57, en donde la resina de alta temperatura basada en epoxi comprende bisfenol A-epiclorohidrin, resina de poliepóxico, resina de novolak, resina de poliéster, glicidil éteres, o mezclas de lo mismo.

5 59 El método de la reivindicación 57, en donde el solvente comprende dimetil sulfóxido, dimetil formamida, dipropilen glicol metil éter, dipropilen glicol dimetil éter, dimetil formamida, dietilen glicol metil éter, etilen glicol butil éter, dietilen glicol butil éter, propilen carbonato, d'limonene, metil ésteres de ácido graso, o mezclas de lo mismo.

10 60 El método de la reivindicación 34, en donde el líquido acuoso en la solución de pre-lavado comprende agua salda, salmuera, o mezclas de lo mismo.

61 El método de la reivindicación 34, en donde el polímero resistente a agua comprende poliacrilamida, poliacrilamida hidrolizada, xantano, escleroglucano, polisacáridos, polímeros anfotéricos hechos de archilamida, ácido
15 acrílico y cloruro de dialildimetilamonio, terpolímeros de vinil sulfonato/vinil amida/archilamida, copolímeros de vinil sulfonato/archilamida, copolímeros de ácido archilamida/archilamido-metilpropanosulfónico, copolímeros de archilamida/vinilpirrolidona, celulosa de carboximetil sódico, poli[dialquilaminoacrilato-co-acrilato-g-poli(etilenóxido)], copolímero de bromuro de
20 acrilamida/octadecildimetil amoniometil metacrilato, terpolímero de bromuro de dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/hexadecildimetilamonioetil metacrilato, terpolímero de acrilamida/2-acrilamido-2-metil propano ácido sulfónico/2-etilhexil y mezclas de lo mismo.

62 El método de la reivindicación 34, en donde el líquido acuoso que
25 comprende un surfactante, comprende agua salada, salmuera, o mezclas de lo mismo.

63 El método de la reivindicación 34, en donde el líquido acuoso que comprende un surfactante comprende éster de nonil fenol fosfato, un surfactante

catiónico, un surfactante no iónico, surfactante de alquil fosfonato, cloruro de bencilo cuaternario de tris-2-4-6-dimetilaminoetil fenol, o mezclas de lo mismo.

64 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de post-lavado es un líquido que comprende agua salada, salmuera o mezclas de lo mismo.

5 65 El método de la reivindicación 34, en donde el fluido de post-lavado comprende además un polímero resistente a agua.

66 El método de la reivindicación 65, en donde el polímero resistente a agua comprende poliacrilamida, poliacrilamida hidrolizada, xantano, escleroglucano, polisacáridos, polímeros anfotéricos hechos de archilamida, ácido
10 acrílico y cloruro de dialildimetilamonio, terpolímeros de vinil sulfonato/vinil amida/archilamida, copolímeros de vinil sulfonato/archilamida, copolímeros de ácido archilamida/archilamido-metilpropanosulfónico, copolímeros de archilamida/vinilpirrolidona, celulosa de carboximetil sódico, poli[dialquilaminoacrilato-co-acrilato-g-poli(etilenóxido)], copolímero de bromuro de
15 acrilamida/octadecildimetil amoniometil metacrilato, terpolímero de bromuro de dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/hexadecildimetilamoniometil metacrilato, terpolímero de acrilamida/2-acrilamido-2-metil propano ácido sulfónico/2-etilhexil y mezclas de lo mismo.

MÉTODOS PARA CONTROLAR PRODUCCIÓN DE AGUA Y MATERIAL PARTICULADO

La presente invención provee métodos para reducir la producción de agua y
5 de material particulado de formaciones subterráneas; los métodos son particularmente útiles junto con formaciones subterráneas que rodean pozos y fracturas. Los métodos comprenden los pasos de aplicar a una formación subterránea un fluido de pre-lavado, aplicar un surfactante acuoso, aplicar un fluido de consolidación de baja viscosidad y aplicar un fluido post-lavado.

10

15

29

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
2 December 2004 (02.12.2004)

PCT

(18) International Publication Number
WO 2004/104368 A3

(51) International Patent Classification: E21B 43/02,
33/138

(74) Agents: WAIN, Christopher, Paul et al.; A A Thornton
& Co, 235 High Holborn, London WC1V 7LB (GB).

(21) International Application Number:
PCT/GB2004/001842

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI,
FR, GB, GR, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE,
KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD,
MG, MK, MN, MW, MX, MY, NA, NI, NO, NZ, OM, PG,
PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SY, TJ, TM,
TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM,
ZW.

(22) International Filing Date: 29 April 2004 (29.04.2004)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
10444,408 23 May 2003 (23.05.2003) US

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI,
SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,
GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

(71) Applicant (for all designated States except US): HALL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P.O.
Box 1431, Duncan, OK 73533 (US).

Published
— with international search report

(71) Applicant (for MW only): WAIN, Christopher, Paul
[GB/GB]; A.A. Thornton & Co., 235 High Holborn,
London WC1V 7LB (GB).

(86) Date of publication of the international search report:
24 March 2005

(72) Inventor: and

(75) Inventor/Applicants (for US only): NGUYEN, Philip,
D. [US/US]; 1107 Jones Avenue, Duncan, OK 73533 (US).
BROWN, David, L. [US/US]; Route 1, Box 171, Temple,
OK 73568 (US).

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guid-
ance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the begin-
ning of each regular issue of the PCT Gazette.

WO 2004/104368 A3

(54) Title: METHODS FOR CONTROLLING WATER AND PARTICULATE PRODUCTION FROM SUBTERRANEAN FOR-
MATIONS

(57) Abstract: The present invention provides methods of reducing the production of both water and particulates from subterranean
formations; the methods are particularly useful in conjunction with subterranean formations surrounding wellbores and fractures.
The methods comprise the steps of applying to a subterranean formation a pre-flush fluid, applying aqueous surfactant fluid, applying
a low-viscosity consolidating fluid, and applying an after-flush fluid.

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
2 December 2004 (02.12.2004)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2004/104368 A2

(51) International Patent Classification⁷: E21B 43/02,
33/138

(74) Agents: WAIN, Christopher, Paul et al.; A A Thornton
& Co, 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(21) International Application Number:
PCT/GB2004/001842

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI,
GB, GD, GF, GH, GM, GR, GU, HD, IL, IN, IS, JP, KE,
KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD,
MG, MK, MN, MW, MX, MY, NA, NI, NO, NZ, OM, PG,
PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SY, TJ, TM,
TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM,
ZW.

(23) International Filing Date: 29 April 2004 (29.04.2004)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Date:
10444,408 23 May 2003 (23.05.2003) US

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SI, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI,
SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,
GW, ML, MR, NR, SN, TD, TG).

(71) Applicant (for all designated States except US): HAT-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P.O.
Box 1431, Duncan, OK 73533 (US).

(71) Applicant (for MW only): WAIN, Christopher, Paul
[GB/GB]; A.A. Thornton & Co., 235 High Holborn,
London WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors and

(73) Inventors/Applicants (for US only): NGUYEN, Philip,
D. [US/US]; 1107 Jones Avenue, Duncan, OK 73533 (US).
BROWN, David, L. [US/US]; Route 1, Box 171, Temple,
OK 73568 (US).

Published:

— without international search report and to be republished
upon receipt of that report

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guid-
ance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the begin-
ning of each regular issue of the PCT Gazette.

WO 2004/104368 A2

(54) Title: METHODS FOR CONTROLLING WATER AND PARTICULATE PRODUCTION

(57) Abstract: The present invention provides methods of reducing the production of both water and particulates from subterranean formations; the methods are particularly useful in conjunction with subterranean formations surrounding wellbores and fractures. The methods comprise the steps of applying to a subterranean formation a pre-flush fluid, applying aqueous surfactant fluid, applying a low-viscosity consolidating fluid, and applying an after-flush fluid.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No.
.../GB2004/001842

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
IPC 7 E21B43/02 E21B33/138

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
IPC 7 E21B C09K

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the International search (name of data base and, where practical, search terms used)
EPO-Internal

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category *	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	US 4 042 032 A (BOWLES BOBBY K ET AL) 16 August 1977 (1977-08-16)	1,5-10, 14, 16-22, 24,34, 38-43, 47, 49-55,57
A	column 1, line 26 - line 35 column 2, line 8 - column 4, line 14 column 4, line 46 - column 8, line 41; examples I,VI ----- -/-	4,23,27, 31,37, 60,64

☒ Further documents are listed in the continuation of box C.

☒ Patent family members are listed in annex.

* Special categories of cited documents:

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *L* document which may have doubts on priority claims or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (see specification)
- *O* document relating to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

- *T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
- *X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
- *Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.
- *Z* document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

22 November 2004

Date of mailing of the international search report

10/12/2004

Name and mailing address of the ISA

European Patent Office, P.O. Box 29116
NL - 2500 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2240, Tel. 31 681 691 40
Fax (+31-70) 340-2016

Authorized officer

Boulton, A

34
32

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No
.../GB2004/001842

C.(Continuation) DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category *	Character of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	US 3 176 768 A (PARKER JR PHILLIP H ET AL) 6 Apr 11 1965 (1965-04-06) column 1, line 32 - column 2, line 59 column 3, line 27 - column 5, line 55	1,5-7,9, 14, 24-26, 34,38, 39,42, 47,57-59
Y	US 3 047 067 A (WILLIAMS ROBERT E ET AL) 31 July 1962 (1962-07-31) column 1, line 1 - line 50 column 2, line 15 - column 3, line 36	1,5,6,9, 13,20, 21,34, 38,39, 42,46, 53,54
Y,P	EP 1 403 466 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC) 31 March 2004 (2004-03-31) paragraph '0003! paragraph '0008! - paragraph '0009! paragraph '0018! - paragraph '0023!	1,5-14, 25,26, 34, 38-47, 58,59
A,P	EP 0 864 726 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC) 16 September 1998 (1998-09-16) column 3, line 36 - column 6, line 18	15,48
Y	EP 1 396 606 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC) 10 March 2004 (2004-03-10) paragraph '0005! - paragraph '0009! paragraph '0012! - paragraph '0018! paragraph '0025!	1,5-10, 14,16, 20,22, 34, 38-43, 49,53,55
Y,P		1,5-8, 10-13, 16-19, 34, 38-41, 43-46, 49-52

35
33

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

information on patent family members

International Application No.

.../882004/001842

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 4042032	A	16-08-1977	DE 2425312 A1 16-01-1975
			DE 2462298 A1 09-09-1976
			DK 303874 A 20-01-1975
			EG 12072 A 30-09-1978
			ES 427058 A1 16-07-1976
			FR 2232672 A1 03-01-1975
			GB 1453001 A 20-10-1976
			IE 39396 B1 27-09-1978
			IT 1012850 B 10-03-1977
			MY 23277 A 31-12-1977
			NL 7407104 A 10-12-1974
			NO 742043 A ,B, 06-01-1975
			SE 408655 B 25-06-1979
			SE 7407564 A 09-12-1974
US 3176768	A	06-04-1965	NONE
US 3047067	A	31-07-1962	NONE
EP 1403466	A	31-03-2004	US 2004000402 A1 01-01-2004
			CA 2441332 A1 30-03-2004
			EP 1403466 A2 31-03-2004
			US 2003188872 A1 09-10-2003
			US 2004221992 A1 11-11-2004
EP 0864726	A	16-09-1998	US 5791415 A 11-08-1998
			CA 2232051 A1 13-09-1998
			DE 69820138 D1 15-01-2004
			DE 69820138 T2 27-05-2004
			DK 864726 T3 22-03-2004
			EP 0864726 A2 16-09-1998
			NO 981102 A 14-09-1998
EP 1396606	A	10-03-2004	US 2004048752 A1 11-03-2004
			BR 0302601 A 24-08-2004
			CA 2438288 A1 05-03-2004
			EP 1396606 A2 10-03-2004

34
36

INFORME DE PROTOCOLO

Expediente 05 - 117180

Fecha: 18 de Noviembre de 2005

Se informa que:

Desde fecha 18 de agosto de 1998,
del folio 99451 al folio 99455 del
libro de Protocolo Nl 345, obra el poder
Nl 18581 conferido por HALLIBURTON
ENERGY SERVICES, INC
domiciliado(a) en Oklahoma, E.U.A
al doctor HUMBERTO RUBIO CAMACHO Y/O GABRIEL
REINA ROMERO Y/O TINEKE STOL

Facultad para desistir Si

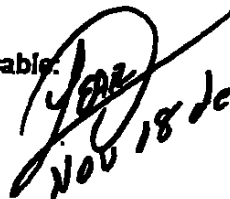
Revisado 202030

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACION Y AGILIZACION DEL TRAMITE

	USUARIO	RADICADOR	
PATENTE DE INVENCION			
MODELO DE UTILIDAD	()	()	
- Indicación de que se solicita la concesión de una patente. ✓	()	()	
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que se presenta la solicitud. ✓	()	()	
- Descripción de la invención. ✓	()	()	
- Dibujos de ser estos pertinentes. X	()	()	
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas. ✓	()	()	
COMPLETA ()			INCOMPLETA ()
DISEÑO INDUSTRIAL ()			
- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial	()	()	
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.	()	()	
- Representación gráfica o fotográfica del Diseño Industrial o muestra del Material que incorpora el diseño.	()	()	
- Comprobante de pago de las tasas establecidas	()	()	
COMPLETA ()			INCOMPLETA ()
ESQUEMA DE TRAZADO ()			
- Indicación de que solicita el registro de un Esquema de trazado.	()	()	
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.	()	()	
- Representación gráfica del esquema de trazado	()	()	
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.	()	()	
COMPLETA ()			INCOMPLETA ()

Firma Responsable:

Fecha:


Nov 18 de 2005

28
36

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
RUBIO CAMACHO HUMBERTO
Apoderado(a) y/o Representante de
HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

REFERENCIA	Radicación No.	5 117180
	Solicitud internacional	GB2004/001842
	Fecha inicio fase nacional	23/12/2005
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	13676

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante. (Art. 26-k) Decisión 486.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No.10 de 2001.


CLARA DE JAIMÉS
Jefe de la división de Nuevas Creaciones (E)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 23 DIC. 2005
adpall