

CAVELIER

ABOGADOS

www.cavelier.com
cavelier@cavelier.com

EDIFICIO SISKI
CARRERA 4 No. 72 - 35
BOGOTÁ 8, COLOMBIA

Teléfono: (57-1) 347 3611
Teléfono: 11 8650
0 4814
5 7743

Señor Director
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 07-118312- -00006-0000
Fecha: 2011-08-17 16:54:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 44
Act. 523 RESPUESTA Folios: 45

Trámite : 011
Evento : 378
Actuación : 444

Referencia : Expediente No. 07118312
Asunto : Solicitud de patente para: **MÉTODOS ÚTILES PARA CONTROLAR LA PÉRDIDA DE FLUIDO EN TRATAMIENTOS SUBTERRÁNEOS**
Solicitante : HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
Clase : C09K 008/508, C09K 008/516, C09K 008/68, E21B 043/26
Fecha solicitud : 08 de noviembre 2007

1. Yo, Luz Clemencia DE PÁEZ, en mi condición de apoderada de la sociedad solicitante de la patente de la referencia, de conformidad con la sustitución de poder otorgada a mí por el doctor Emilio FERRERO, me refiero al oficio No. **8336** notificado por fijación en lista del 20 de mayo de 2011.

2. Mediante oficio No. **8336** se puso en conocimiento del solicitante el informe que contiene las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente. Las observaciones realizadas en el oficio son las siguientes:

2.1 De la solicitud de patente

2.1.1 Reivindicaciones

Indica el Examinador que la reivindicación 13 no es clara al emplear el término "aproximadamente".

2.1.2 Descripción

Se solicita convertir aquellas unidades que no se presentaron de conformidad con el Sistema Internacional de Unidades.

2.2 Análisis de patentabilidad

2.2.1 Novedad

El Examinador considera que el documento D1: CO5221131 y titulado: "Métodos Para Reducir la Permeabilidad al Agua en las Formaciones Subterráneas" afecta la novedad de las reivindicaciones 1, 25 y sus respectivas dependientes. Una comparación técnica entre las reivindicaciones 1 y 25 y el documento D1 lleva al Examinador a concluir que todas y cada una de las características esenciales definidas en dichas reivindicaciones ya habían sido reveladas en D1.

2.2.2 Nivel inventivo

Para la evaluación de este requerimiento el Examinador ha empleado el documento D1 y un documento adicional D2: US4814096 titulado: "Enhanced Oil Recovery Process Using a Hydrophobic Associative Composition Containing a Hydrophilic/Hydrophobic polymer". Según el Examinador, la única diferencia entre el objeto de la presente solicitud y D1 es que el método emplea un fluido de fracturamiento y que dicha diferencia ya había sido revelada en D2, por lo que la combinación de D1 y D2 hace obvia la reivindicación 21 y sus dependientes.

3. Respuesta a las objeciones

Con el ánimo de superar las objeciones formuladas por el Examinador, se presenta en esta oportunidad las siguientes modificaciones, aclaraciones y argumentos:

3.1 Modificación a una solicitud en trámite

De acuerdo con el artículo 34 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, donde se establece que la modificación de una solicitud es posible en cualquier momento del trámite mientras no implique una ampliación de la solicitud inicial, me permito presentar una nueva memoria descriptiva, así como un nuevo pliego reivindicatorio conformado por 17 reivindicaciones.

Así, siguiendo las amables sugerencias del Examinador, se procedió a modificar la descripción de la solicitud para indicar las unidades de conformidad con el Sistema Internacional de Unidades. Sin embargo, se han dejado las unidades originales entre paréntesis para mejor referencia del lector.

Por otra parte, se ha modificado el pliego reivindicatorio para diferenciar mejor la presente invención frente al arte previo. Específicamente, la reivindicación 1 ha sido modificada para señalar las características del polímero soluble en agua, basado en el contenido del pliego reivindicatorio original y de la descripción.

Los métodos de las reivindicaciones 21 y 25, los cuales corresponden a las nuevas reivindicaciones 8 y 9 también han sido modificados para señalar las características del polímero soluble en agua, en concordancia con la nueva reivindicación 1.

Finalmente, se ha eliminado el término “aproximadamente” del pliego reivindicatorio, para que las características técnicas que definen la invención sean claras.

Las anteriores modificaciones permiten entonces presentar una memoria descriptiva y un pliego reivindicatorio más claros, por lo que las objeciones formuladas a este respecto se ven superadas. Adicionalmente, estas modificaciones permiten superar las objeciones por falta de novedad y nivel inventivo, tal como se indica a continuación.

3.2 Sobre la patentabilidad de la invención

Siguiendo los lineamientos de la legislación actual y específicamente de la Decisión 486, artículos 16 y 18, se considera que la presente solicitud resulta tanto novedosa como inventiva frente a los documentos D1 y D2.

En este sentido, se solicita atentamente tener en cuenta las modificaciones introducidas al pliego reivindicatorio y específicamente a las reivindicaciones 1, 21 y 25 (nuevas reivindicaciones 1, 8 y 9), las cuales indican con mayor detalle las características técnicas del polímero soluble en agua empleado en el método. De manera particular, la nueva reivindicación 1 indica que el polímero soluble en agua comprende una estructura polimérica con heteroátomos polares y en donde dicho polímero soluble en agua tiene por lo menos una modificación hidrófoba seleccionada del grupo que consiste de:

un producto de reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el producto de reacción tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10, y

un producto de reacción de polimerización de una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el

producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10.

Igualmente, la nueva reivindicación 9 (anterior reivindicación 25) señala que el polímero soluble en agua hidrófobamente modificado es formado a partir de:

una reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el polímero soluble en agua tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10, y

una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10, en donde el polímero soluble en agua comprende una estructura de polímero que comprende heteroátomos polares

Dichas características técnicas no han sido reveladas ni enseñadas por el documento D1. Consecuentemente, la novedad de dichas reivindicaciones no se ve afectada por esta anterioridad.

Adicionalmente, tal como señala el Examinador, D1 revela un método mejorado para el tratamiento de una formación subterránea y no soluciona el problema técnico de la solicitud, es decir que no enseña un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo, por lo que la persona medianamente versada en la materia no tendría en cuenta D1 a la hora de buscar una solución para el problema técnico y por ende, no sería un documento relevante para el análisis de la presente invención, en los términos del análisis problema-solución.

De otro lado, la nueva reivindicación 8 (anterior reivindicación 21) señala ahora que el polímero soluble en agua comprende una estructura polimérica con heteroátomos polares y en donde dicho polímero soluble en agua tiene por lo menos una modificación hidrófoba seleccionada del grupo que consiste de:

un producto de reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el producto de reacción tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10, y

un producto de reacción de polimerización de una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10;

en donde el monómero hidrófilo hidrófobamente modificado comprende una ramificación hidrófoba que tiene una cadena alquilo de 4 carbonos a 22 carbonos

Las anteriores características no han sido enseñadas o sugeridas en el documento D1, D2 o en su combinación y la persona medianamente versada en la materia no podría llegar de manera obvia a la presente invención a partir de la combinación de dichos documentos.

Tal como se indicó anteriormente D1 no enseña un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo. Por su parte, el documento D2 tampoco enseña un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo. Este documento enseña un proceso para forzar un medio acuoso de inundación desde un pozo de inyección a través de una formación subterránea, hacia un pozo de producción.

Por lo tanto, la persona medianamente versada en la materia no accedería a los documentos D1 y D2 al momento de solucionar el problema técnico de la presente solicitud y tampoco encuentra en ellos enseñanzas claras que lo lleven a obtener de manera obvia el método reivindicado.

Consecuentemente, D1 y D2 no resultan anterioridades válidas capaces de afectar el nivel inventivo de la presente solicitud.

En conclusión, ni la novedad ni el nivel inventivo de la presente solicitud se ven afectadas por las revelaciones de los documentos D1 y D2 y las objeciones formuladas en este sentido se ven superadas.

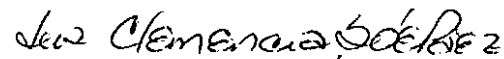
4. Puesto que se han atendido a cabalidad las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente, atentamente solicito que se continúe su tramitación.

5. Anexos

- Nueva memoria descriptiva
- Nuevo pliego reivindicatorio conformado por 17 reivindicaciones

- Formulario de modificaciones en solicitud pendiente
- Recibo por concepto de presentación de siete (7) reivindicaciones adicionales a la décima por valor de \$189.000
- Copia auténtica la sustitución del poder otorgado por el Doctor EMILIO FERRERO, a mi favor, para lo cual solicito me sea reconocida personería y así continuar con el trámite de este asunto en favor de la sociedad solicitante.

Señor Director,


LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ

C.C. 35.456.344 de Usaquén

T.P.A. No. 23.555

 COLO-10756-841-001-6
JMS\JMS\ID-198822\WPC10756
No. M-2011-198822\JMS



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

Espacio reservado para el adhesivo de radicación

FORMULARIO UNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES

1

SOLICITUD DE:

☐ Corrección de Error Material ☒ Modificación a una solicitud

2

SOLICITANTE

Nombre: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Sociedad constituida y existente bajo las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América

Dirección: P.O. Box 1431,
Duncan
Oklahoma 73533
Estados Unidos de América

Domicilio: Duncan,
Oklahoma
Estados Unidos de América

Teléfono: 546 09 70 **Fax:** 249 40 70
E-mail: clientes@cavelier.com

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐

Número: _____

3

REPRESENTANTE O APODERADO

Nombre: LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ

Dirección: Carrera 4ª. No. 72-35

Teléfono: 347 36 11

Fax: 211 86 50

E-mail: clientes@cavelier.com

Domicilio: Bogotá, Colombia.

IDENTIFICACIÓN

C.C. ☒ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐

Cual _____

Número 35.456.344 T. P. 23.555

4

Número de expediente: 07.118.312

5

Descripción de la corrección o modificación solicitada:

Presento nueva memoria descriptiva y nuevo capítulo reivindicatorio compuesto por 17 reivindicaciones con el fin de superar las objeciones hechas por Su Despacho a la presente solicitud de patente y pido respetuosamente que el examen de patentabilidad sea realizado sobre estas nuevas reivindicaciones presentadas.

6

Comprobante de pago No. 11-0076203 **Fecha:** 08 de agosto de 2001

Comprobante de pago No. 11-0078859 **Fecha:** 16 de agosto de 2001

7

Anexos

- ☐ Comprobante de pago de la tasa por \$118.000, por concepto de modificaciones.
- ☒ Comprobante de pago por 7 reivindicaciones adicionales después de la décima reivindicación por \$189.000
- ☐ Poderes, si fuere el caso
- ☒ Copia auténtica de la sustitución que del poder otorgado por la Sociedad Solicitante hizo el Doctor EMILIO FERRERO a mi favor, para lo cual solicito me sea reconocida personería y así continuar con el trámite de la presente solicitud en favor del Solicitante.

8

NOMBRE: LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ FIRMA: Luz Clemencia De Páez

C.C. 35.456.344 de Usaquén T.P.A. 23.555

JMS

CAVELIER

ABOGADOS

WEB SITE: www.cavelier.com
E-MAIL: cavelier@cavelier.com

EDIFICIO SISKI
CARRERA 4 No. 72 - 35
BOGOTÁ 8, COLOMBIA

TELEFONO: (57) (1) 347-3611
TELEFAX: (57) (1) 217-9211 (57) (1) 310-4995

Señores

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

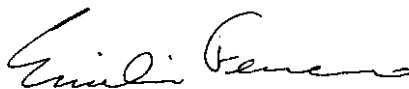
E. S. D.

Poderdante : HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Poder conferido el : 13/03/2008

Yo, EMILIO FERRERO, obrando como apoderado principal del poderdante arriba mencionado, mediante el presente escrito sustituyo el poder a mi otorgado a la doctora LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, identificada con cédula de ciudadanía No. 35.456.344 y Tarjeta Profesional N°23.555, con todas las facultades que me fueron conferidas.

Hago la anterior sustitución conforme al artículo 66 del Código de Procedimiento Civil.

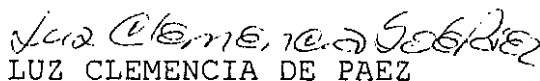


EMILIO FERRERO

T.P.A. N° 31.929

C.C. N° 438.019 de Usaquén

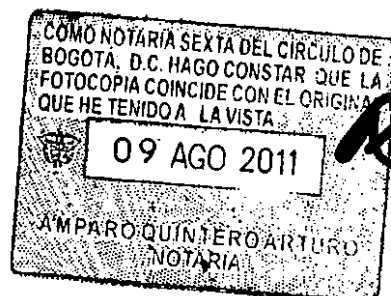
Acepto:



LUZ CLEMENCIA DE PAEZ

T.P.A. N° 23.555

C.C. No. 35.456.344 de Usaquén



NOTARIA SEXTA DE BOGOTA
RECONOCIMIENTO Y PRESENTACION PERSONAL
 Bogotá, D.C.
 Ante mi AMPARO QUINTERO ARTURO **07 NOV 2009**
 NOTARIA SEXTA DEL CIRCULO DE
 BOGOTA, D.C.
 Comparado(aron)
 Quien(es) exhibió(aron) la(s) C.C.
 Y declaró(aron) que la(s) firma(s) que se hace(n)
 en el presente documento es(son) la(s) cuya(s) y
 que el contenido del mismo es cierto.
 En constancia se firma esta diligencia.

Amelia F...
Luz Clemente



COMO NOTARIA SEXTA DEL CIRCULO DE
 BOGOTA, D.C. HAGO CONSTAR QUE LA
 FOTOCOPIA COINCIDE CON EL ORIGINAL
 QUE HE TENIDO A LA VISTA
09 AGO 2011
 AMPARO QUINTERO ARTURO
 NOTARIA

28

MÉTODOS ÚTILES PARA CONTROLAR PÉRDIDA DE FLUIDO EN TRATAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

ANTECEDENTES

La presente invención se relaciona con tratamientos subterráneos y, más particularmente, con el uso de aditivos de control de pérdida de fluido que comprenden un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba o hidrofílica.

Un problema encontrado a menudo durante los tratamientos subterráneos es la pérdida o la chorreadura no deseada de fluido hacia la formación. Esta pérdida o chorreadura no deseada es comúnmente denominada como "pérdida de fluido". Tales tratamientos incluyen, pero no están limitados a, operaciones de perforación, operaciones de limpieza, operaciones de re-acondicionamiento, operaciones de completamiento, tratamientos de estimulación (por ejemplo, fracturamiento, acidificación), y tratamientos de control de arenas (por ejemplo, relleno de cascajo). En los tratamientos de fracturamiento, la pérdida de fluido en la formación puede dar como resultando una reducción en la eficiencia del fluido, de tal forma que el fluido de fracturamiento no puede propagar la fractura como se desee. Como se utiliza aquí, el término "tratamiento", o "tratar", se refiere a cualquier tratamiento subterráneo que utiliza un fluido en conjunto con una función deseada y/o para un propósito deseado. El término "tratamiento", o "tratar" no implica ninguna acción particular por el fluido o cualquier componente particular de éste.

La pérdida de fluido en la formación puede dar como resultado un número de condiciones abajo del pozo, tal como la permeabilidad de la formación alta, las presiones de sobre equilibrio, los intervalos de agujero perforado o descubierto en la perforación, y grandes presiones diferenciales asociadas con la segregación diferencial en pozos completados en un reservorio multicapa. En algunos casos, la pérdida de fluido puede estar en una porción de baja presión de la formación debido a las presiones de sobre equilibrio, por ejemplo donde un pozo es completado en un reservorio multicapa.

Los métodos tradicionales de combatir la pérdida de fluido pueden involucrar el aislamiento mecánico o químico de las porciones de la formación subterráneas en la cual ocurre la pérdida de fluido. Sin embargo, en ciertos tratamientos subterráneos (por ejemplo, operaciones de re-acondicionamiento), el completamiento mecánico en si mismo puede no permitir que tal aislamiento ocurra. En algunos casos, el uso de fluidos de baja densidad, tal como los fluidos basados en hidrocarburos o fluidos espumados se puede utilizar para combatir la pérdida de fluido en la formación. Sin embargo, en algunos casos, las condiciones del pozo pueden no permitir el uso de fluidos basados en hidrocarburos, por ejemplo, debido a las presiones hidrostáticas asociadas con los fluidos basados en hidrocarburo. Adicionalmente, el uso de fluidos espumados puede agregar costos y complejidad no deseados a las operaciones de limpieza de la perforación, así como también a consideraciones de seguridad adicionales.

En otros casos, para evitar que ocurra la pérdida de fluido, los aditivos de control de pérdida de fluido comúnmente pueden estar incluidos en los fluidos de tratamiento. Ejemplos de aditivos de control de pérdida de fluido comúnmente utilizados incluyen, pero no están limitados a, agentes gelificantes, tales como hidroxietilcelulosa y xantano. El control de la pérdida de fluido adicional se puede suministrar al reticular el agente gelificante o al incluir los materiales de control de pérdida de fluido, tal como los sólidos calibrados (por ejemplo, carbonato de calcio), partículas de sílice, resinas solubles en petróleo, y partículas degradables, en los fluidos de tratamiento. Los materiales de control de pérdida de fluido se pueden utilizar en combinación con o separadamente de los aditivos de control de pérdida de fluido convencionales. Estos métodos convencionales comúnmente trabajan en la perforación y/o la cara de formación y si ellos invaden el reservorio, puede ocurrir un daño en la formación. Adicionalmente, el uso de fluidos reticulados puede impactar la geometría de la fractura, por ejemplo, creando fracturas más amplias, y más cortas. Además, los fluidos reticulados pueden formar una torta de filtro, que puede estar en detrimento con la producción de los fluidos del reservorio.

Las píldoras de control de pérdida de fluido químico también se pueden utilizar para combatir la pérdida de fluido. Las píldoras de control de pérdida de fluido químicas convencionales se pueden caracterizar como píldoras que contienen sólidos o píldoras libres de sólidos. Ejemplos de píldoras que contienen

sólidos incluyen píldoras de sales dimensionadas y píldoras de carbonato dimensionado. Estas píldoras que contienen sólidos a menudo no están optimizadas para el equipo en el fondo del pozo particular y las condiciones que se puedan encontrar. Por ejemplo, los tamaños de partícula de los sólidos no están optimizados para una aplicación particular y, como resultado, puede incrementar el riesgo de invasión al interior de la matriz de formación, lo cual puede incrementar mayormente la dificultad de la remoción mediante los tratamientos de remedio posteriores. Adicionalmente, la carga alta de sólidos en las píldoras, en conjunto con los grandes volúmenes de estas píldoras necesarias para controlar las pérdidas de fluido, pueden incrementar grandemente la complejidad de la limpieza posterior. Adicionalmente, la alta carga de los almidones y los biopolímeros en las píldoras de sal dimensionada se pueden agregar a la dificultad de la limpieza por el reflujo o los tratamientos de remedio. Las píldoras de control de pérdida de fluido libres de sólidos comúnmente comprenden geles de polímero hidratados que pueden no ser efectivos sin alguna invasión en la matriz de formación. Estas píldoras típicamente requieren grandes volúmenes para controlar la pérdida de fluido y remover los tratamientos de remedio.

Una vez que el control de pérdida de fluido ya no se requiera, por ejemplo, después de completar un tratamiento, los tratamientos de remedio se pueden requerir para remover las píldoras previamente colocadas, *entre otros*, de tal forma que los pozos se pueden colocar en producción. Por ejemplo, un rompedor químico, tal como un ácido, oxidante, o enzima se puede utilizar para disolver los sólidos o reducir la viscosidad de la píldora. En muchos casos, sin embargo, el uso de un rompedor químico para remover la píldora desde el interior de la perforación y/o la matriz de formación puede no ser efectivo o no ser una opción económicamente viable. Adicionalmente, los rompedores químicos pueden ser corrosivos a las herramientas abajo en el fondo del pozo. Adicionalmente, como los rompedores químicos chorrean hacia la formación, ellos pueden llevar finos no disueltos que pueden taponar y/o dañar la formación o pueden producir reacciones indeseables con la formación.

RESUMEN

La presente invención se relaciona con tratamientos subterráneos y, más particularmente, con el uso de aditivos de control de pérdida de fluido que comprende un polímero soluble en agua con modificación hidrófoba o hidrofílica.

Una modalidad de la presente invención suministra un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo. En un ejemplo de tal método, el método puede comprender suministrar un fluido de tratamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero soluble en agua con modificación hidrófoba o hidrofílica; e introducir el fluido de tratamiento en una perforación que penetra una formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en pérdida de fluido en por lo menos una porción de la formación subterránea proveniente del fluido de tratamiento y/u otro fluido acuoso introducido en la perforación posterior al fluido de tratamiento.

Otra modalidad de la presente invención suministra un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento de fracturamiento. En un ejemplo de tal método, el método puede comprender suministrar un fluido de fracturamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero soluble en agua con modificación hidrófoba o hidrofílica; y poner en contacto una formación subterránea con el fluido de fracturamiento a una presión suficiente para crear o mejorar una o más fracturas en la formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en la pérdida de fluido proveniente del fluido de fracturamiento en por lo menos una porción de la formación subterránea.

Otra modalidad de la presente invención suministra un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo. En un ejemplo de tal método, el método puede comprender suministrar un fluido de tratamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero modificado hidrófobamente soluble en agua, en donde el polímero modificado hidrófobamente comprende un copolímero de amino metacrilato/alquil amino metacrilato; e introducir el fluido de tratamiento en una perforación que penetra una formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en la pérdida de fluido en por lo menos una porción de la formación subterránea proveniente del fluido de tratamiento y/u otro fluido acuosos introducido en la perforación posterior al fluido de tratamiento.

Otras y adicionales características y ventajas de la presente invención serán fácilmente evidentes para aquellos expertos en la técnica luego de leer la descripción de las modalidades preferidas que siguen.

DIBUJOS

Un entendimiento más completo de la presente descripción y las ventajas de ésta se pueden adquirir al referirse a la siguiente descripción tomada en conjunto con los dibujos que la acompañan, en donde:

La Figura 1 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba de pérdida dinámica de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Berea H.P. y varios fluidos de muestra.

La Figura 2 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba de pérdida dinámica de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Berea L.P. y varios fluidos de muestra.

La Figura 3 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba de pérdida dinámica de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Ohio y varios fluidos de muestra.

La Figura 4 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba dinámica de pérdida de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Berea H.P. y varios fluidos de muestra.

La Figura 5 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba dinámica de pérdida de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Berea L.P. y varios fluidos de muestra.

La Figura 6 es una gráfica del volumen de pérdida de fluido por tiempo durante una prueba dinámica de pérdida de fluido desarrollada utilizando una celda redonda que contiene un núcleo de arenisca de Ohio y varios fluidos de muestra.

Aunque la presente invención es susceptible a varias modificaciones y formas alternativas, las modalidades de ejemplo específicas de éstas se han mostrado por vía de ejemplo en los dibujos y se describen aquí en detalle. Se debe entender, sin embargo, que la descripción aquí de las modalidades específicas no pretende limitar o definir la invención a las formas particulares descritas, sino por el contrario, la intención es cubrir todas las modificaciones, equivalentes, y alternativas que caen dentro del espíritu y alcance de la invención como se define en las reivindicaciones finales. Las figuras no deben ser consideradas de ninguna manera, limitantes a los términos de las reivindicaciones.

DESCRIPCIÓN DE LAS MODALIDADES PREFERIDAS

La presente invención se relaciona con tratamientos subterráneos y, más particularmente, con el uso de aditivos de control de pérdida de fluido que comprende un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba o hidrofílica. Como se utiliza aquí, "soluble en agua" se refiere a por lo menos 0,01 por ciento en peso soluble en agua destilada. Como se utiliza aquí, la frase "hidrófobamente modificado", o "modificación hidrofóbica", se refiere a la incorporación en la estructura de polímero hidrofílica de grupos hidrófobos, en donde la longitud de la cadena de alquilo es de aproximadamente 4 a 22 carbonos. Como se utiliza aquí, la frase "hidrofílicamente modificado", o "modificación hidrofílica", se refiere a la incorporación en la estructura de polímero hidrofílica de grupos hidrofílicos, tales como introducir ramificación o incrementar el grado de ramificación en el polímero hidrofílico. Los métodos y composiciones de la presente invención se pueden utilizar en porciones de pozos horizontales, verticales, inclinados, o formados de otra manera.

Los fluidos de tratamiento de la presente invención generalmente comprenden un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido que comprende un polímero soluble en agua con modificación hidrófoba o hidrofílica. Una variedad de aditivos adicionales adecuados para el uso en el tratamiento

escogido se pueden incluir en los fluidos de tratamiento según se desee. El líquido acuoso de los fluidos de tratamiento de la presente invención puede incluir agua fresca, agua con sal, solución salina (por ejemplo, agua salada saturada), o agua de mar. En general, el líquido acuoso puede provenir de cualquier fuente, siempre y cuando ésta no contenga componentes que puedan afectar adversamente a otros componentes en el fluido de tratamiento.

En general, los aditivos de control de pérdida de fluido utilizados en los fluidos de tratamiento de la presente invención comprenden un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba o hidrofílica. Un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba se denomina con hidrófobamente modificado. Un polímero soluble en agua con una modificación hidrofílica se denomina como modificado hidrofílicamente. Entre otras cosas los aditivos de control de pérdida de fluido deben reducir la pérdida de fluido proveniente del fluido de tratamiento o cualquier otros fluidos acuosos posteriormente introducidos en la perforación. Se cree que después de la chorreadura en la porosidad de la formación subterránea, el polímero soluble en agua debe unirse a las superficies dentro de la porosidad de la formación subterránea, reduciendo de esta manera la permeabilidad de la formación subterránea a los fluidos acuosos sin cambiar sustancialmente su permeabilidad a los hidrocarburos.

Los polímeros hidrófobamente modificados útiles en la presente invención típicamente tienen pesos moleculares en el rango de desde aproximadamente 100.000 a aproximadamente 10.000.000. Aunque estos polímeros hidrófobamente modificados tiene grupos hidrofóbicos incorporados en la estructura de polímero hidrofílica, ellos deben permanecer solubles en agua. En algunas modalidades, una proporción en mol de un monómero hidrofílico al compuesto hidrófobo en el polímero modificado hidrófobamente está en el rango de desde aproximadamente 99,98:0,02 a aproximadamente 90:10, en donde el monómero hidrofílico es una cantidad calculada presente en el polímero hidrofílico. En ciertas modalidades, los polímeros hidrófobamente modificados pueden comprender una estructura de polímero que comprenda heteroátomos polares. En general, los heteroátomos polares presentes dentro de la estructura del polímero de los polímeros hidrófobamente modificados incluyen, pero no están limitados a, oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo.

Los polímeros hidrófobamente modificados se pueden sintetizar utilizando cualquier método adecuado. En un ejemplo, los polímeros hidrófobamente modificados pueden ser un producto de reacción de un polímero hidrofílico y un compuesto hidrófobo. En otro ejemplo, los polímeros hidrófobamente modificados se pueden preparar de una reacción de polimerización que comprende un monómero hidrofílico y un monómero hidrofílico hidrófobamente modificado. Aquellos expertos en la técnica, con el beneficio de esta descripción, serán capaces de determinar otros métodos adecuados para la síntesis de polímeros hidrófobamente modificados adecuados.

En ciertas modalidades, los polímeros hidrófobamente modificados adecuados se pueden sintetizar mediante la modificación hidrofóbica de un polímero hidrofílico. Los polímeros hidrofílicos adecuados para la formación de los polímeros hidrófobamente modificados utilizados en la presente invención deben ser capaces de reaccionar con los compuestos hidrófobos. Los polímeros hidrofílicos adecuados incluyen, homo, co, o terpolímeros tal como, pero no limitados a, poliacrilamidas, polivinilaminas, poli(vinilaminas/vinil alcoholes), polímeros de alquil acrilato en general, y derivados de éste. Ejemplos adicionales de los polímeros de alquil acrilato incluyen, pero no están limitados a, polidimetilaminoetil metacrilato, polidimetilaminopropil metacrilamida, poli(acrilamida/dimetilaminoetil metacrilato), poli(ácido metacrílico/dimetilaminoetil metacrilato), poli(ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico/dimetilamino etil metacrilato), poli(acrilamida/dimetilaminopropil metacrilamida), poli (ácido acrílico/dimetilaminopropil metacrilamida), y poli(ácido metacrílico/dimetilaminopropil metacrilamida). En ciertas modalidades, los polímeros hidrofílicos comprenden una estructura de polímero y grupos amino reactivos en la estructura del polímero o como grupos colgantes, los grupos amino reactivos capaces de reaccionar con los compuestos hidrofóbicos. En algunas modalidades, los polímeros hidrofílicos comprenden grupos colgantes dimetil amino y un monómero que comprende dimetilaminoetil metacrilato o dimetilaminopropil metacrilamida. En ciertas modalidades de la presente invención, los polímeros hdirofílicos comprenden una estructura de polímero que comprende heteroátomos polares, en donde los heteroátomos polares presentes dentro de la estructura del polímero de los polímeros hidrofílicos incluyen, pero no están limitados a, oxígeno, nitrógeno, azufre, o fósforo. Los polímeros hidrofílicos adecuados que comprenden los heteroátomos polares dentro de la estructura del

polímero incluye homo, co, o terpolímeros, tal como, pero no limitados a, celulosas, chitosans, poliamidas, polieteteraminas, polietilenoiminas, polihidroxieteraminas, polilisinas, polisulfonas, gomas, almidones, y derivados de éstos. En una modalidad, el almidón es un almidón catiónico. Un almidón catiónico adecuado se puede formar al hacer reaccionar un almidón, tal como maíz, maíz, maíz ceroso, papa, y tapioca, y similares con el producto de reacción de epíclorohidrina y triálquilamina.

Los compuestos hidrófobos que son capaces de reaccionar con los polímeros hidrofílicos de la presente invención incluyen, pero no están limitados a, alquil haluros, sulfonatos, sulfatos, ácidos orgánicos, y derivados de ácido orgánico. Ejemplos de ácidos orgánicos adecuados y derivados de éstos incluyen, pero no están limitados a, ácido octenil succínico; ácido dodecenil succínico; y anhídridos, éteres, imidas, y amidas de ácido octenil succínico o ácido dodecenil succínico. En ciertas modalidades, los compuestos hidrófobos pueden tener una longitud de cadena de alquilo de desde aproximadamente 4 a aproximadamente 22 carbonos. En otra modalidad, los compuestos hidrófobos pueden tener una longitud de cadena de alquilo de desde aproximadamente 7 a aproximadamente 22 carbonos. En otra modalidad, los compuestos hidrófobos pueden tener una longitud de cadena de alquilo de desde aproximadamente 12 a aproximadamente 18 carbonos. Por ejemplo, donde el compuesto hidrófobo es un haluro de alquilo, la reacción entre el compuesto hidrófobo y el polímero hidrofílico puede dar como resultado la cuaternización de por lo menos algunos de los grupos amino de polímero hidrofílico con un haluro de alquilo, en donde la longitud de la cadena de alquilo va de aproximadamente 4 a aproximadamente 22 carbonos.

Como se mencionó previamente, en ciertas modalidades, los polímeros hidrófobamente modificados adecuados también se pueden preparar de una reacción de polimerización que comprende un monómero hidrofílico y un monómero hidrofílico hidrófobamente modificado. Ejemplos de métodos adecuados de su preparación se describen en la Patente U.S. Número 6,476,169, cuya descripción relevante se incorpora aquí como referencia. Los polímeros hidrófobamente modificados sintetizados de las reacciones de polimerización pueden tener pesos moleculares estimados en el rango de desde aproximadamente 100.000 a aproximadamente 10.000.000 y las proporciones en mol de monómero(s) hidrofílico a monómero(s) hidrofílico hidrófobamente

modificado en el rango de desde aproximadamente 99,98:0,02 a aproximadamente 90:10.

Una variedad de monómeros hidrofílicos se puede utilizar para formar los polímeros hidrófobamente modificados útiles en la presente invención. Ejemplos de monómeros hidrofílicos adecuados incluyen, pero no están limitados a acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico, N,N-dimetilacrilamida, vinil pirrolidona, dimetilaminoetil metacrilato, ácido acrílico, dimetilaminopropilmetacrilamida, vinil amina, vinil acetato, cloruro de trimetilamonioetil metacrilato, metacrilamida, hidroxietil acrilato, ácido vinil sulfónico, ácido vinil fosfónico, ácido metacrílico, vinil caprolactama, N-vinilformamida, N,N-dialilacetamida, haluro de dimetildialil amonio, ácido itacónico, ácido estireno sulfónico, haluro de metacrilamidoetiltrimetil amonio, derivados de sal cuaternaria de acrilamida, y derivados de sal cuaternaria de ácido acrílico.

Una variedad de monómeros hidrofílicos hidrófobamente modificados también se pueden utilizar para formar los polímeros hidrófobamente modificados útiles en la presente invención. Ejemplos de monómeros hidrofílicos hidrófobamente modificados adecuados incluyen, pero no están limitados a, alquil acrilatos, alquil metacrilatos, alquil acrilamidas, haluros de alquil metacrilamidas alquil dimetilamonioetil metacrilato, y haluros de alquil dimetilamoniopropil metacrilamida, en donde los grupos alquilo tienen de desde aproximadamente 4 a aproximadamente 22 átomos de carbono. En otra modalidad, los grupos alquilo tienen desde aproximadamente 7 a aproximadamente 22 carbonos. En otra modalidad, los grupos alquilo tienen desde aproximadamente 12 a aproximadamente 18 carbonos. En ciertas modalidades, el monómero hidrofílico hidrófobamente modificado comprende bromuro de octadecildimetilamonioetil metacrilato, bromuro de hexadecildimetilamonioetil metacrilato, bromuro de hexadecildimetilamoniopropil metacrilamida, 2-etilhexil metacrilato, o hexadecil metacrilamida.

Los polímeros hidrófobamente modificados adecuados que se pueden formar de las reacciones anteriormente descritas incluyen, pero no están limitados a, copolímero de acrilamida/bromuro de octadecildimetilamonioetil metacrilato, terpolímero de dimetilaminoetil metacrilato/vinil pirrolidona/bromuro de hexadecildimetilamonioetil metacrilato, y terpolímero de acrilamida/ ácido 2-

acrilamido-2-metil propano sulfónico/2-etilhexil metacrilato. Otro polímero hidrófobamente modificado adecuado formado de la reacción anteriormente descrito comprende un copolímero de amino metacrilato/alquil amino metacrilato. Un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/alquildimetilamonioetil metacrilato adecuado es un copolímero dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilaminoetil metacrilato. Como se discutió previamente, estos copolímeros se pueden formar mediante reacciones con una variedad de haluros de alquilo. Por ejemplo, en algunas modalidades, el polímero hidrófobamente modificado puede comprender un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/bromuro de hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato.

En otra modalidad de la presente invención, los aditivos de control de pérdida de fluido de la presente invención pueden comprender un polímero hidrofílicamente modificado soluble en agua. Los polímeros hidrofílicamente modificados de la presente invención tienen típicamente pesos moleculares en el rango de desde aproximadamente 100.000 a aproximadamente 10.000.000. En ciertas modalidades, los polímeros hidrofílicamente modificados comprenden una estructura de polímero que comprenden heteroátomos polares. En general, los heteroátomos polares presentes dentro de la estructura del polímero de los polímeros hidrofílicamente modificados incluyen, pero no están limitados a, oxígeno, nitrógeno, azufre, o fósforo.

Los polímeros hidrofílicamente modificados se pueden sintetizar utilizando cualquier método adecuado. En un ejemplo, los polímeros hidrofílicamente modificados pueden ser un producto de reacción de un polímero hidrofílico y un compuesto hidrofílico. Aquellos medianamente expertos en la técnica, con el beneficio de esta descripción, serán capaces de determinar otros métodos adecuados para la preparación de polímeros hidrofílicamente modificados adecuados.

En ciertas modalidades, los polímeros hidrofílicamente modificados adecuados se pueden formar mediante la modificación hidrofílica adicional, por ejemplo, al introducir ramificación o al incrementar el grado de ramificación, de un polímero hidrofílico. Los polímeros hidrofílicos adecuados para formar los polímeros hidrofílicamente modificados utilizados en la presente invención deben ser capaces de reaccionar con los compuestos hidrofílicos. En ciertas

modalidades, los polímeros hidrofílicos adecuados incluyen, homo, co, o terpolímeros, tales como, pero no limitados a, poliacrilamidas, polivinilaminas, poli(vinilaminas/vinil alcoholes), y polímeros de alquil acrilato en general. Ejemplos adicionales de polímeros de alquil acrilato incluyen, pero no están limitados a, polidimetilaminoetil metacrilato, polidimetilaminopropil metacrilamida, poli(acrilamida/dimetilaminoetil metacrilato), poli(ácido metacrílico/dimetilaminoetil metacrilato), poli(ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico/dimetilamino etil metacrilato), poli(acrilamida/dimetilaminopropil metacrilamida), poli (ácido acrílico/dimetilaminopropil metacrilamida), y poli(ácido metacrílico/dimetilaminopropil metacrilamida). En ciertas modalidades, los polímeros hidrofílicos comprenden una estructura de polímero y grupos amino reactivos en la estructura de polímero o como grupos colgantes, los grupos amino reactivos capaces de reaccionar con los compuestos hidrofílicos. En algunas modalidades, los polímeros hidrofílicos comprenden grupos colgantes dialquil amino. En algunas modalidades, los polímeros hidrofílicos comprenden un grupo colgante dimetil amino y por lo menos un monómero que comprende dimetilaminoetil metacrilato o dimetilaminopropil metacrilamida. En otras modalidades, los polímeros hdrofílicos comprenden una estructura de polímero que comprende heteroátomos polares, en donde los heteroátomos polares presentes dentro de la estructura del polímero de los polímeros hidrofílicos incluyen, pero no están limitados a, oxígeno, nitrógeno, azufre, o fósforo. Los polímeros hidrofílicos adecuados que comprenden los heteroátomos polares dentro de la estructura del polímero incluye homo, co, o terpolímeros, tales como, pero no limitados a, celulosas, chitosans, poliamidas, polieteraminas, polietilenoiminas, polihidroxieteraminas, polilisinas, polisulfonas, gomas, almidones, y derivados de éstos. En una modalidad, el almidón es un almidón catiónico. Un almidón catiónico adecuado se puede formar al hacer reaccionar un almidón, tal como maíz, maíz, maíz ceroso, papa, tapioca, y similares con el producto de reacción de epíclorohidrina y trialquilamina.

Los compuestos hidrofílicos adecuados para la reacción con los polímeros hidrofílicos incluyen poliéteres que comprenden halógenos, sulfonatos, sulfatos, ácidos orgánicos, y derivados de ácido orgánico. Ejemplos de poliéteres adecuados incluyen, pero no están limitados a, óxidos de polietileno, óxidos de polipropileno, y óxidos de polibutileno, y copolímeros, terpolímeros, y mezclas de

éstos. En algunas modalidades, el poliéter comprende un metil éter de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina.

Los polímeros hidrofílicamente modificados formados de la reacción de un polímero hidrofílico con un compuesto hidrofílico puede tener pesos moleculares estimados en el rango de desde aproximadamente 100.000 a aproximadamente 10.000.000 y puede tener proporciones en peso de los polímeros hidrofílicos a los poliéteres en el rango de desde aproximadamente 1:1 a aproximadamente 10:1. Los polímeros hidrofílicamente modificados adecuados que tienen pesos moleculares y proporciones en peso en los rangos establecidos anteriormente incluyen, pero no están limitados a, el producto de reacción del polidimetilaminoetil metacrilato y el polietilenóxido metil éter terminado en epiclorohidrina; el producto de reacción de la polidimetilaminopropil metacrilamida y el polietilenóxido metil éter terminado en epiclorohidrina; y el producto de reacción de poli(acrilamida/dimetilaminopropil metacrilamida) y el polietilenóxido metil éter terminado en epiclorohidrina. En algunas modalidades, el polímero hidrofílicamente modificado comprende el producto de reacción de un polidimetilaminoetil metacrilato y polietilenóxido metil éter terminado en epiclorohidrina que tiene una proporción en peso de polidimetilaminoetil metacrilato a polietilenóxido metil éter terminado en epiclorohidrina de aproximadamente 3:1.

Las concentraciones suficientes de los aditivos de control de pérdida de fluido de la presente invención deben estar presentes en fluidos de tratamiento de la presente invención para suministrar el nivel deseado de control de pérdida de fluido. En algunas modalidades, los aditivos de control de pérdida de fluido deben estar presentes en los fluidos de tratamiento de la presente invención en una cantidad en el rango de desde aproximadamente 0,02% a aproximadamente 10% en peso del fluido de tratamiento. En otra modalidad, el aditivo de control de pérdida de fluido debe estar presente en los fluidos de tratamiento de la presente invención en una cantidad en el rango de desde aproximadamente 0,05% a aproximadamente 1,0% en peso del fluido de tratamiento. En ciertas modalidades de la presente invención, el aditivo de control de pérdida de fluido se puede suministrar en una solución acuosa concentrada antes de su combinación con los otros componentes necesarios para formar los fluidos de tratamiento de la presente invención.

Los aditivos adicionales se pueden agregar a los fluidos de tratamiento de la presente invención según se considere apropiado para una aplicación particular por un experto en la técnica con el beneficio de esta descripción. Ejemplos de tales aditivos incluyen, pero no están limitados a, agentes densificantes, tensoactivos, inhibidores de incrustaciones, agentes antiespumantes, bactericidas, sales, agentes espumantes, ácidos, aditivos de control de pérdida de fluido convencionales, agentes viscosificantes, agentes reticulantes, rompedores de gel, inhibidores de hinchamiento de shale, combinaciones de éstos, y similares.

Los fluidos de tratamiento de la presente invención se pueden utilizar en tratamientos subterráneos donde sea deseable suministrar control de pérdida de fluido. En general, los aditivos de control de pérdida de fluido se pueden utilizar en cualquier etapa de un tratamiento subterráneo. En ciertas modalidades, el fluido de tratamiento puede ser un fluido de perforación, un fluido de fracturamiento, un fluido de re-acondicionamiento, un fluido de limpieza de perforación, un fluido de relleno de cascajo, o cualquier otro fluido acuoso adecuado utilizado en los tratamientos subterráneos. En otra modalidad, los fluidos de tratamiento pueden ser una píldora de control de pérdida de fluido que se introduzca en la perforación en cualquier etapa del tratamiento subterráneo. Por ejemplo, el fluido de tratamiento puede ser un preflujo que se introduzca en la perforación antes del tratamiento subterráneo.

En general, los métodos de la presente invención comprenden introducir un fluido de tratamiento de la presente invención que comprenda un fluido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido que comprenda un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba o hidrofílica en una perforación que penetre una formación subterránea con el fin de reducir la pérdida de fluido en por lo menos una porción de la formación subterránea proveniente del fluido de tratamiento u otro fluido acuoso introducido en la perforación posterior al fluido de tratamiento. En general, por lo menos una porción del fluido de tratamiento debe penetrar en la porosidad de por lo menos una porción de la formación subterránea a por lo menos alguna profundidad de la superficie tratada durante la chorreadura normal proveniente del fluido de tratamiento. Se cree que el polímero soluble en agua presente en la porción del fluido de tratamiento que chorrea desde la formación debe unirse a las superficies dentro de la porosidad de la porción de la formación subterránea. La presencia de los polímeros solubles en agua allí debe

reducir la permeabilidad de la porción tratada de la formación subterránea a los fluidos acuosos sin cambiar sustancialmente la permeabilidad de ésta a hidrocarburos. Esto debe reducir la pérdida de fluido en la porción tratada proveniente del fluido de tratamiento y/o cualquier otro fluido acuoso (por ejemplo, fluidos de re-acondicionamiento, fluidos de limpieza, fluidos de fracturamiento, fluidos de rellenos de cascajo, fluidos de perforación, etc.) posteriormente introducidos en la perforación. Además, los polímeros solubles en agua también pueden reducir los problemas subsecuentes asociados con el flujo de agua a la perforación desde la porción tratada de la formación subterránea. Entre otras cosas, los tratamientos de remedio posteriores no deben requerir remover los polímeros solubles en agua antes de colocar el pozo en producción.

Para facilitar un mejor entendimiento de la presente invención, son dados los siguientes ejemplos de algunas de las modalidades preferidas. De ninguna manera los siguientes ejemplos deben ser leídos como limitantes, o definir, el alcance de la invención.

EJEMPLOS

EJEMPLO 1

Un aditivo de control de pérdida de fluido útil en la presente invención se preparó al mezclar 47,7 gramos ("g") de agua desionizada, 0,38 g de (n-hexadecil) bromuro de dimetilamonio etil metacrilato, y 1,1 g de acrilamida, y rociar con nitrógeno durante aproximadamente 30 minutos. Posteriormente, un iniciador de polimerización, tal como 0,0127 g de 2,2'-azo bis(2-amidinopropano) diclorhidrato se agrega. La solución resultante se calentó entonces, con agitación a 43,3°C (110°F) y se mantuvo durante 18 horas para producir una solución de polímero altamente viscosa.

EJEMPLO 2

Un aditivo de control de pérdida de fluido útil en la presente invención se preparó al mezclar 41,2 g de agua desionizada, 0,06 g de octadecil metacrilato, 0,45 g de tensoactivo de cocoamidopropil botaina, y 1,26 g de acrilamida. Posteriormente, se agrega un iniciador de polimerización tal como 0,0127 g de

2,2'-azo bis(2-amidinopropano) diclorhidrato. La solución resultante se calentó entonces, con agitación a 43,3 °C (110°F) y se mantuvo durante 18 horas para producir una solución de polímero altamente viscosa.

EJEMPLO 3

Un aditivo de control de pérdida de fluido útil en la presente invención se preparó como sigue. Primero, un polímero se preparó al mezclar 1,968 g de agua desionizada, 105 g de dimetilaminoetil metacrilato y rociar con nitrógeno durante 30 minutos. Posteriormente, el pH se ajustó a aproximadamente 7,9 con ácido sulfúrico y un iniciador de polimerización, tal como 0,46 g de 2,2'-azo bis(2-amidinopropano) diclorhidrato que se agregó. La solución resultante se calentó entonces, con agitación a 43,3°C (110°F) y se mantuvo durante 18 horas para producir poli(dimetilaminoetil metacrilato).

El poli(dimetilaminoetil metacrilato) fue entonces modificado hidrofóbicamete al agregar 71,0 g de éste a un recipiente redondo de 250 ml, seguido por NaOH al 15% para lograr un pH de aproximadamente 8,9. Luego, 54,6 g de agua, 0,36 g de alquil (n-hexadecil) bromuro C16, y 0,39 g de un tensoactivo de bromuro de benzilcetildimetilamonio se agregaron para cuaternarizar el homopolímero de poli(dimetilaminoetil metacrilato) y formar un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato. Esta mezcla se calentó entonces, con agitación, a 60°C (140°F) y se mantuvo durante 24 horas para producir una solución de polímero altamente viscosa.

EJEMPLO 4

Las pruebas de control de pérdida de fluido desarrolladas utilizando un núcleo de arenisca Berea hueca con las siguientes dimensiones: 6,99 cm (2,75 pulgadas) de longitud, 6,35 cm (2,5 pulgadas) de diámetro exterior, 2,54 cm (1 pulgada) de diámetro interior. El núcleo de arenisca Berea se montó en una celda en la cual los fluidos pueden ser bombeados a través del núcleo en dos direcciones. En una dirección, definida como la "dirección de producción", el fluido se hace fluir desde el exterior del núcleo, a través del núcleo, y hacia el interior hueco. El fluido también se puede hacer fluir en la dirección opuesta a la dirección de producción de tal forma que el fluido se hace fluir desde el interior hueco del

núcleo, a través del núcleo, y al exterior del núcleo. El fluido que fluye opuesto a la dirección de producción representa pérdida de fluido desde la perforación hacia la formación. Dos soluciones de tratamiento se prepararon para estas series de pruebas.

El fluido de tratamiento de la muestra utilizado en la Prueba No. 1 (comparativo) fue una solución salina que contenía 21% de cloruro de potasio en peso. La Prueba No. 1 se desarrolló a temperatura ambiente.

El fluido de tratamiento de la muestra utilizado en las Pruebas No. 2 se preparó al agregar 0,2% del aditivo de control de pérdida de fluido en peso a una solución salina que contiene 21% de cloruro de potasio en peso. De acuerdo con esto, el fluido de tratamiento de la muestra utilizado en la Prueba No. 2 comprende 21% de cloruro de potasio en peso y 0,2% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metracrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3. La Prueba No. 2 se desarrolló a temperatura ambiente.

El siguiente procedimiento se utilizó para esta serie de pruebas. Para cada prueba, el núcleo experimentó una secuencia de flujo de 1) solución salina, 2) petróleo (queroseno), 3) lodo de perforación (para construir una torta de filtro), 4) fluido de tratamiento de la muestra, 5) petróleo (queroseno). La primera etapa de flujo, solución salina, estuvo en la dirección de producción y preparó el núcleo para la prueba. La solución salina utilizada en la primera etapa de flujo fue una solución salina que contenía 7% de cloruro de potasio en peso. Luego, en la segunda etapa de flujo, el queroseno se hizo fluir en la dirección de producción a una tasa constante hasta que se estabilizó la presión, y se calculó la permeabilidad inicial del núcleo. Posteriormente, en la tercera etapa, una muestra de lodo de perforación se colocó en el interior hueco del núcleo y se aplicó presión, de tal forma que la torta del filtro de fluido de perforación se formó sobre la superficie interior del núcleo. Después de la formación de la torta de filtro del fluido de perforación, en la cuarta etapa de flujo, el fluido de tratamiento de muestra se colocó en el hueco interior, y se aplicó una presión constante de 827 kPa (120 psi). La pérdida de filtrado proveniente del fluido de tratamiento de muestra fue entonces medida como una función del tiempo. En la quinta etapa de flujo, el

queroseno se hizo fluir en la dirección de producción a la misma tasa y la permeabilidad final del núcleo se calculó. Para cada una de las series de pruebas, la permeabilidad inicial y final del núcleo al queroseno estuvo esencialmente sin cambio. La Tabla 1 contiene los datos para las series de pruebas.

TABLA 1

Prueba	Concentración del Polímero	Pérdida de Filtrado (ml) a un Tiempo Dado (horas)							
		1 hr	3 hrs	5 hrs	6,2 hrs	7 hrs	7,6 hrs	7,9 hrs	8,3 hrs
No. 1 a temperatura ambiente	0	1,7	2,3	3,2	3,6	10	31	50	80
No. 2 a temperatura ambiente	2000 ppm	1,7	2,3	3,2	3,6	3,9	4,1	4,3	4,4

De acuerdo con esto, este ejemplo indica que los aditivos de control de pérdida de fluido anteriormente descritos que comprenden los polímeros hidrófobamente modificados pueden ser útiles para controlar la pérdida de fluido proveniente de una perforación a una formación subterránea.

EJEMPLO 5

Las pruebas de reducción de permeabilidad se desarrollaron utilizando dos soluciones de tratamiento y un manguito Hassler de toma multi-presión que contiene un núcleo de arenisca Brown. El manguito Hassler contenía tres tomas de presión, así como también una entrada y una salida para determinar la presión, dividiendo de esta manera el núcleo en cuatro segmentos. La Prueba No. 3 se desarrolló a 65,6 °C (150°F), y la Prueba No.4 se desarrolló a 79,4°C (175°F).

El fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 3 se preparó al agregar 0,6% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso a un 2% en peso de solución salina de cloruro de potasio ("KCl"). Así, el fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 3 comprendió 2% de KCl en peso y 0,6% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3.

El fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 4 se preparó al agregar 0,2% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso a un 2% en peso de solución salina de KCl. Así, el fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 4 comprendió 2% de KCl en peso y 0,2% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3.

El siguiente procedimiento se utilizó para esta serie de pruebas. Para cada prueba, el núcleo experimentó una secuencia de flujo de 1) solución salina, 2) petróleo (queroseno), 3) solución salina, 4) fluido de tratamiento de muestra, 5) solución salina. La solución salina utilizada en etapas de flujo 1, 3, y 5 fue una solución salina que contenía 7% de cloruro de potasio en peso. Las primeras dos etapas de flujo de la solución salina y el petróleo prepararon el núcleo para la prueba. El flujo de solución salina en la etapa 3 se mantuvo hasta que se estabilizó la presión, produciendo una permeabilidad inicial para el núcleo, listado en las Tablas 2 y 3 de adelante como "Permeabilidad de Núcleo Inicial". Luego, 15 ml del fluido de tratamiento de muestra son fluidos hacia el núcleo. Luego, el flujo de solución salina se reestableció hasta que la presión se estabilizó para determinar la permeabilidad del núcleo después del tratamiento con el fluido de tratamiento de muestra, listado en las Tablas 2 y 3 de adelante como "Permeabilidad de Núcleo Final". Las Permeabilidades del Núcleo Inicial y final se utilizaron para determinar una reducción porcentual de la permeabilidad del agua de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Reducción de Permeabilidad de Agua} = (1 - \text{Permeabilidad Final/Permeabilidad Inicial}) \times 100$$

Como se discutió previamente, el manguito Hassler de la toma multi-presión dividió el núcleo en cuatro segmentos. Para las pruebas anteriormente descritas, las etapas de flujo 1, 2, 3, y 5 fueron del segmento 1 al segmento 4, y la etapa de flujo 4 fue desde el segmento 4 al segmento 1. Los resultados de la Prueba No. 3 que utiliza una concentración de polímero de 6000 ppm se suministran en la Tabla No. 2 de adelante.

TABLA 2

	Permeabilidad de Núcleo Inicial cm ² (mDarcy)	Permeabilidad de Núcleo Final cm ² (mDarcy)	% de Reducción de Permeabilidad de Agua
Segmento 1	0,00366839 (371,7)	0,00324293 (328,59)	12
Segmento 2	0,0029959 (303,56)	0,00019817 (20,08)	93
Segmento 3	0,00354227 (358,92)	0,00029874 (30,27)	92
Segmento 4	0,00094932 (96,19)	1,6679 x 10 ⁻⁰⁵ (1,69)	98
Total	0,00238303 (241,46)	8,2507 x 10 ⁻⁰⁵ (8,36)	97

Los resultados de la Prueba No. 4 que utilizan una concentración de polímero de 2000 ppm se suministran en la Tabla No. 3 adelante.

TABLA 3

	Permeabilidad de Núcleo Inicial cm ² cm ² (mDarcy)	Permeabilidad de Núcleo Final cm ² (mDarcy)	% de Reducción de Permeabilidad de Agua
Segmento 1	0,02032855 (2059,79)	0,00812879 (823,65)	60
Segmento 2	0,04315796 (4372,98)	0,01760957 (1784,29)	59
Segmento 3	0,00280049 (283,76)	1,7172 x 10 ⁻⁰⁵ (1,74)	99
Segmento 4	0,0521287 (5281,94)	4,7471 x 10 ⁻⁰⁵ (4,81)	100
Total	0,00712568 (722,01)	4,3721 x 10 ⁻⁰⁵ (4,43)	99

De acuerdo con esto, el Ejemplo 5 indica que los aditivos de control de pérdida de fluido útiles en la presente invención que comprende polímeros hidrófobamente modificados puede ser útiles para controlar la pérdida de fluido de una perforación en una formación subterránea.

EJEMPLO 6

Las pruebas de reducción de permeabilidad fueron desarrolladas utilizando dos soluciones de tratamiento y un manguito Hassler de toma multi-presión que contiene un núcleo de arenisca Brown. El manguito Hassler contenía tres tomas de presión, así como también una entrada y una salida para determinar la presión), dividiendo de esta manera el núcleo en cuatro segmentos.

El fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 5 se preparó al agregar 0,2% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso a 2% en

peso de solución salina de KCl. Así, el fluido de tratamiento de muestra utilizado en la Prueba No. 4 comprendió 2% de KCl en peso y 0,2% de un aditivo de control de pérdida de fluido en peso. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3. La Prueba No. 5 se desarrolló a 65,6°C (150°F).

Se utilizó el siguiente procedimiento para las series de pruebas. Para cada prueba, el núcleo experimentó una secuencia de flujo de 1) solución salina, 2) petróleo (queroseno), 3) fluido de tratamiento de muestra, 4) petróleo (queroseno). La primera etapa de flujo de la solución salina preparó el núcleo para la prueba. La solución salina utilizada en la etapa de flujo 1 fue una solución salina que contenía 7% de KCl en peso. El flujo de petróleo en la etapa 2 se mantuvo hasta que la presión se estabilizó, produciendo una permeabilidad inicial para el núcleo, listado en las Tablas 2 y 3 de adelante como "Permeabilidad de Núcleo Inicial". Luego, el fluido de tratamiento de muestra fluyó hacia el núcleo. Luego, el flujo de petróleo se reestableció hasta que se estabilizó la presión para determinar la permeabilidad del núcleo después del tratamiento con el fluido de tratamiento de muestra, listado en las Tablas 2 y 3 de adelante como "Permeabilidad de Núcleo Final". Las Permeabilidades de Núcleo Inicial y Final se utilizaron para determinar una reducción porcentual de la permeabilidad de petróleo de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Reducción de Permeabilidad de Petróleo} = (1 - \text{Permeabilidad Final/Permeabilidad Inicial}) \times 100$$

Como se discutió previamente, el manguito Hassler de toma multi-presión dividió el núcleo en cuatro segmentos. Para las pruebas descritas anteriormente, las etapas de flujo 1, 2, y 4 fueron del segmento 1 al segmento 4, y la etapa de flujo No. 3 fue desde el segmento 4 al segmento 1. Los resultados de la Prueba No. 5 que utiliza una concentración de polímero de 2000 ppm se suministra en la Tabla No. 4 de adelante.

TABLA 4

	Permeabilidad de Núcleo Inicial cm ² (mDarcy)	Permeabilidad de Núcleo Final cm ² (mDarcy)	% de Reducción de Permeabilidad de Agua
Total	0,03524797 (3571,5)	0,04663459 (4725,25)	-32

De acuerdo con esto, este ejemplo indica que los aditivos de control de pérdida de fluido anteriormente descritos que comprenden polímeros hidrófobamente modificados pueden ser útiles para controlar la pérdida de fluido proveniente de una perforación en una formación subterránea.

EJEMPLO 7

Un aditivo de control de pérdida de fluido útil en la presente invención se prepara como sigue. Primero, un polímero se preparó al mezclar 45,0 g de dimetilaminoetil metacrilato, 6,8 g de ácido acrílico, 372,0 g de agua y rociar con nitrógeno durante 30 minutos. Posteriormente, el pH se ajustó a aproximadamente 5,3 con 5,7 mL de ácido sulfúrico concentrado, seguido por la adición de 0,2 mL de 2-mercaptoetanol y 1,3 g de 2,2'-azo bis (2-amidinopropano) diclorhidrato. La solución resultante fue entonces calentada a 71°C, con agitación, y mantenida durante 18 horas para producir poli(dimetilaminoetil metacrilato/ácido acrílico).

El poli(dimetilaminoetil metacrilato/ácido acrílico) fue entonces hidrofílicamente modificado al agregar 95,0 g de polímero a un recipiente de fondo redondeado de 250 mL, seguido por la adición de 5,7 g de una solución al 65% de un metil éter de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina y 8,0 g de cloruro de sodio. Aproximadamente 17 mL de solución de hidróxido de sodio activo al 3% se agregó entonces para alcanzar un pH de aproximadamente 8,2. La mezcla fue entonces calentada, con agitación, a 71°C. La viscosidad de la solución se monitoreó, y cuando la viscosidad alcanzó 2000 centipoises (medida con un viscosímetro Brookfield LVT, uso #2 a 12 rpm, 25°C) la reacción terminó al remover la fuente de calentamiento y agregar 5 mL de ácido clorhídrico al 17%, 2,0 g de cloruro de sodio y 14,7 g de agua.

EJEMPLO 8

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámicas se desarrollaron utilizando cuatro muestras de fluido y una celda redonda que contiene una muestra de núcleo de formación. Arenisca Berea de Alta Presión ("HP"), Arenisca Berea de Baja Presión ("LP"), y muestras de núcleo de Arenisca de Ohio se utilizaron para estas series de pruebas.

El siguiente procedimiento se utilizó para estas series de pruebas. Las muestras de núcleo de formación se cortaron para un soporte de núcleo redondo y se colocaron en el soporte de núcleo. El soporte de núcleo redondo utilizó un núcleo de 3,81 cm (1,5 pulgadas de diámetro). Hubo un espacio de 0,406 cm (0,16 pulgadas) para permitirle al fluido fluir a través de la celada y a través de la cara del núcleo para las condiciones de prueba dinámica. Las celdas redondas fueron calentadas a 60°C (140°F).

Después de que se prepararon las celdas redondas, el fluido de muestra se bombeó a través de una tubería de 103,6 m (340 pies) de 0,492 cm (0,194 pulgadas) I.D. para suministrar un pre-acondicionamiento y una historia de corte para el fluido.

La tasa de corte fue de aproximadamente 440 seg^{-1} a una tasa de bombeo de 0,31 L/min. Después de salir de esta tubería, el fluido de muestra se bombeó hacia una sección de la tubería de 1,021 cm (0,402 pulgadas) I.D. 33,5 m (110 pies) que se sumergió en un baño caliente. Esto simuló una tasa de corte inferior del flujo de fluido en una fractura. La tasa de corte fue de aproximadamente 50 seg^{-1} . Para esta serie de pruebas, el fluido de muestra se calentó a 60°C (140°F) en la medida en que éste fluyó a través de esta sección de tubería. Después de salir de esta sección de tubería, el fluido de muestra se forzó a través de las celdas redondas calientes donde ocurrió la pérdida de fluido dinámica. El espacio para el flujo de fluido en la celda redonda creó la misma tasa de corte (50 seg^{-1}) como en la sección de tubería previa. Un diferencial de presión de 6895 kPa (1000 psi) maneja la pérdida de fluido a través de la formación de la muestra de núcleo. La prueba de pérdida de fluido continuó durante la cantidad deseada de tiempo aunque se recolectaron los volúmenes de pérdida de fluido.

El Fluido de Muestra No. 1 (comparativo) fue un sistema de fluido WaterFrac™ 25 que tiene una concentración de agente gelificante de 3 kg/m³ (25 libras por miles de galones) (lbs/mgal). El WaterFrac™ 25 es un sistema de fluido que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. El Fluido de Muestra No. 1 se preparó al agregar 3 kg/m³ (25 lbs/mgal) del agente gelificante WG-22™ a un fluido base. El WG-22™ es un agente gelificante basado en guar que está comercialmente disponible Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. El fluido base fue agua que contenía 2% de KCl en peso. El Fluido de Muestra No. 1 tuvo un pH de 8,01. La viscosidad del Fluido de Muestra No. 1 se encontró que era 0,017 pascal por segundo (17cP) a 23,4 °C (74,1°F) sobre un Viscómetro Fann® Modelo 25 1/5 de resorte a 300 rpm.

El Fluido de Muestra No. 2 se preparó al agregar 0,254 m³/3,785m³ (67 galones por miles de galones gal/mgal) de un aditivo de control de pérdida de fluido al sistema de fluido WaterFrac™ 25 del Fluido de Muestra No. 1. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3. Luego, la muestra se amortiguó a un pH de 6,09 utilizando un agente de amortiguamiento BA-20™, que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. La viscosidad del Fluido de Muestra No. 2 se encontró que es 0,0197 pascal por segundo (19,7 cP) a 23,4°C (74,1°F) sobre un Viscómetro Fann® Modelo 25 1/5 de resorte a 300 rpm.

El Fluido de Muestra No. 3 (comparativo) fue un sistema de fluido Delta Frac® 140 25 que tiene una concentración de agente gelificante de 3 kg/m³ (25 lbs/mgal). El Delta Frac® 140 25 es un sistema de fluido que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. La Muestra No. 2 se preparó al agregar 3 kg/m³ (25 lbs/mgal) de agente gelificante WG-22™ a un fluido base. El WG-22™ es un agente gelificante basado en guar que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. El fluido base fue agua que contenía 2% de KCl en peso. El gel base tuvo un pH de 7,72. La viscosidad del gel base se encontró que es 0,0161 pascal por segundo (16,1 cP) a 22,4 °C (72,3°F) sobre un Viscómetro Fann® Modelo 35 1/5 de resorte a 300 rpm. Luego, 0,007571 m³/3,785 m³ (2 gals/mgal) de agente reticulante BC-2 se agregó al gel base. El BC-2 es un agente reticulante de borato que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan,

Oklahoma. Luego, se agregó $0,000006435 \text{ m}^3/3,785 \text{ m}^3$ (0,0017 gals/mgal) de un agente rompedor N-Zyme 3™ al gel base. El N-Zyme 3™ es un agente rompedor que está comercialmente disponible de Halliburton Energy Services, Inc., Duncan, Oklahoma. El Fluido de Muestra gelificada y reticulada No. 3 tuvo un pH de 8,55

El Fluido de Muestra No. 4 se preparó al agregar $0,254 \text{ m}^3/3,785 \text{ m}^3$ (67 gal/mgal) de un aditivo de control de pérdida de fluido al sistema de fluido Delta Frac® 140 25 del Fluido de Muestra No. 3. El aditivo de control de pérdida de fluido fue un copolímero de dimetilaminoetil metacrilato/hexadecil-dimetilamonioetil metacrilato preparado como se describe en el Ejemplo 3. El Fluido de Muestra No. 4 tuvo un pH de 8,54. La viscosidad del Fluido de Muestra No. 4 se encontró que era 0,0162 pascal por segundo (16,2 cP) a 23,39°C (74,1°F) de un Viscómetro Fann® Modelo 35 1/5 de resorte a 300 rpm.

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámicas se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior utilizando la muestra de núcleo de arenisca Berea H.P. para ambos Fluidos de Muestra No. 1 y Fluido de Muestra No. 2. La Tabla 5 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total después de 4 minutos para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 1.

TABLA 5

NÚCLEO DE ARENISCA BEREHA H.P.		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido $\text{m}^3/3,785 \text{ m}^3$ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 4 Minutos (ml/cm ²)
Fluido de Muestra No. 1 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0	86,76
Fluido de Muestra No. 2 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0,254 (67)	24,69

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámicas se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior utilizando las muestras de núcleo de arenisca Berea L.P. tanto para la Muestra de Fluido No. 1 como para la Muestra de Fluido No. 2. La Tabla 6 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total después de 1 hora para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 2.

TABLA 6

NÚCLEO DE ARENISCA BEREAL.P.		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido m ³ /3,785m ³ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 1 Hora (ml/cm ²)
Fluido de Muestra No. 1 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0	39,46
Fluido de Muestra No. 2 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0,254 (67)	3,42

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámicas se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior utilizando la muestra de núcleo de arenisca de Ohio tanto para la Muestra de Fluido No. 1 como para la Muestra de Fluido No. 2. La Tabla 7 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total después de 1 hora para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 3.

TABLA 7

NÚCLEO DE ARENISCA DE OHIO		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido m ³ /3,785m ³ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 1 Hora (ml/cm ²)
Fluido de Muestra No. 1 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0	1,25
Fluido de Muestra No. 2 (Sistema de Fluido WaterFrac™ 25)	0,254 (67)	1,18

Además de las pruebas anteriores para los Fluidos de Muestra No. 1 y No. 2, las pruebas de control de pérdida de fluido dinámico también se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior para los Fluidos de Muestra No. 3 y No.4 en cada una de las muestras de núcleo de formación. Primero, las pruebas de pérdida de fluido dinámico se condujeron utilizando una muestra de núcleo de arenisca Berea H.P. La Tabla 8 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total después de 1 hora para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 4.

TABLA 8

NÚCLEO DE ARENISCA BERE A H.P.		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido $m^3/3,785m^3$ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 1 Hora (ml/cm ²)
Fluido de Muestra No. 3 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0	4,13
Fluido de Muestra No. 4 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0,254 (67)	2,51

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámicas se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior utilizando muestras de núcleo de arenisca Berea L.P. tanto para la Muestra de Fluido No. 3 como para la Muestra de Fluido No. 4. La Tabla 9 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total después de 1 hora para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 5.

TABLA 9

NÚCLEO DE ARENISCA BERE A L.P.		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido $m^3/3,785m^3$ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 1 Hora (ml/cm ²)
Fluido de Muestra No. 3 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0	1,83
Fluido de Muestra No. 4 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0,254 (67)	1,16

Las pruebas de control de pérdida de fluido dinámica se condujeron de acuerdo con el procedimiento anterior utilizando una muestra de núcleo de arenisca de Ohio tanto para la Muestra de Fluido No. 3 como para la Muestra de Fluido No. 4. La Tabla 10 de adelante lista el volumen de pérdida de fluido total

después de 1 hora para cada muestra. Los resultados de esta prueba también se describen en la Figura 6.

TABLA 10

NÚCLEO DE ARENISCA DE OHIO		
Fluido	Aditivo de Control de Pérdida de Fluido m³/3,785m³ (gals/mgal)	Pérdida de Fluido Total Después de 1 Hora (ml/cm²)
Fluido de Muestra No. 1 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0	1,84
Fluido de Muestra No. 2 (Sistema de Fluido Delta Frac® 140 25)	0,254 (67)	1,33

De acuerdo con esto, este Ejemplo ilustra que los aditivos de control de pérdida de fluido útiles en la presente invención pueden ser adecuados para suministrar el control de pérdida de fluido dinámica en una variedad de tipos de roca de formación y sistemas de fluido.

Por lo tanto, la presente invención está bien adoptada para llevar a cabo los objetos y lograr los extremos y las ventajas mencionadas así como también aquellos que son inherentes a éste. Aunque numerosos cambios se pueden hacer por aquellos expertos en la técnica, tales cambios están comprendidos dentro del espíritu y alcance de ésta invención como se define en las reivindicaciones finales. Los términos en las reivindicaciones tienen su significado normal, ordinario a menos que se especifique otra cosa por el solicitante.

REIVINDICACIONES

1. Un método para suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo, que comprende:

suministrar un fluido de tratamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba, en donde el polímero soluble en agua comprende una estructura polimérica con heteroátomos polares y en donde dicho polímero soluble en agua tiene por lo menos una modificación hidrófoba seleccionada del grupo que consiste de:

un producto de reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el producto de reacción tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10; y

un producto de reacción de polimerización de una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10; e

introducir el fluido de tratamiento en una perforación que penetra una formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en la pérdida de fluido en por lo menos una porción de la formación subterránea de por lo menos el fluido de tratamiento y/u otro fluido acuoso introducido en la perforación luego del fluido de tratamiento.

2. El método de la reivindicación 1 en donde el polímero hidrófilo comprende una estructura de polímero y un grupo amino reactivo en la estructura de polímero o como un grupo colgante, el grupo amino reactivo capaz de reaccionar con el compuesto hidrófobo.

3. El método de la reivindicación 1 en donde el polímero hidrófilo comprende un grupo colgante dialquil amino.
4. El método de la reivindicación 1 en donde el polímero hidrófilo comprende un grupo colgante dimetil amino.
5. El método de la reivindicación 1 en donde el polímero hidrófilo comprende por lo menos un polímero seleccionado del grupo que consiste de: una poliacrilamida; una polivinilamina; un poli(vinilamina/vinil alcohol); un polímero de alquil acrilato; una celulosa; un chitosan; una poliamida; una polieteramina; una polietilenoimina; una polihidroxieteramina; un polilisina; una polisulfona; una goma; un almidón y derivados de éstos.
6. El método de la reivindicación 1 en donde el compuesto hidrófobo comprende por lo menos uno compuesto seleccionado del grupo que consiste de: un alquil haluro; un sulfonato; un sulfato; un ácido orgánico y un derivado de ácido orgánico.
7. El método de la reivindicación 1 en donde por lo menos una porción del fluido de tratamiento chorrea hacia la porción de la formación subterránea y el aditivo de control de pérdida de fluido presente en la porción del fluido de tratamiento reduce la permeabilidad de la porción de la formación subterránea a los fluidos acuosos sin cambiar sustancialmente la permeabilidad de la porción a hidrocarburos.
8. Un método de suministrar por lo menos algún grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento de fracturamiento, que comprende:

suministrar un fluido de fracturamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero soluble en agua con una modificación hidrófoba, en donde el polímero soluble en agua comprende una estructura polimérica con heteroátomos polares y en donde dicho

polímero soluble en agua tiene por lo menos una modificación hidrófoba seleccionada del grupo que consiste de:

un producto de reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el producto de reacción tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10, y

un producto de reacción de polimerización de una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10;

en donde el monómero hidrófilo hidrófobamente modificado comprende una ramificación hidrófoba que tiene una cadena alquilo de 4 carbonos a 22 carbonos;

y

poner en contacto una formación subterránea con el fluido de fracturamiento a una presión suficiente para crear o mejorar una o más fracturas en la formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en la pérdida de fluido desde el fluido de fracturamiento hacia por lo menos una porción de la formación subterránea.

9. Un método de suministrar por lo menos un grado de control de pérdida de fluido durante un tratamiento subterráneo, que comprende:

suministrar un fluido de tratamiento que comprende un líquido acuoso y un aditivo de control de pérdida de fluido, el aditivo de control de pérdida de fluido comprende un polímero hidrófobamente modificado soluble en agua formado a partir de:

una reacción que comprende un polímero hidrófilo y un compuesto hidrófobo en donde el polímero soluble en agua tiene una proporción

molar de monómero hidrófilo respecto al compuesto hidrófobo entre 99,98:0,02 y 90:10, y

una reacción que comprende un monómero hidrófilo y un monómero hidrófilo hidrófobamente modificado, en donde el producto de reacción de polimerización tiene una proporción molar de monómero hidrófilo respecto al monómero hidrófobamente modificado entre 99,98:0,02 y 90:10, en donde el polímero soluble en agua comprende una estructura de polímero que comprende heteroátomos polares; e

introducir el fluido de tratamiento en una perforación que penetra una formación subterránea, en donde existe por lo menos una reducción parcial en la pérdida de fluido en por lo menos una porción de la formación subterránea desde por lo menos el fluido de tratamiento y/u otro fluido acuoso introducido en la perforación posterior al fluido de tratamiento.

10. El método de la reivindicación 1 en donde el polímero soluble en agua comprende el producto de reacción de la reacción entre el compuesto hidrófobo y el polímero hidrófilo y en donde el compuesto hidrófobo comprende un alquil haluro.
11. El método de la reivindicación 8 en donde el polímero soluble en agua comprende el producto de reacción de la reacción entre el compuesto hidrófobo y el polímero hidrófilo y en donde el compuesto hidrófobo comprende un alquil haluro.
12. El método de la reivindicación 9 en donde el polímero soluble en agua comprende el producto de reacción de la reacción entre el compuesto hidrófobo y el polímero hidrófilo y en donde el compuesto hidrófobo comprende un alquil haluro.
13. El método de la reivindicación 8 en donde el polímero hidrófilo comprende una estructura de polímero y un grupo amino reactivo en dicha estructura de polímero o como grupo colgante, dicho grupo amino es capaz de reaccionar con el compuesto hidrófobo.

14. El método de la reivindicación 8 en donde el polímero hidrófilo comprende un grupo colgante dimetil amino.
15. El método de la reivindicación 9 en donde el polímero hidrófilo comprende una estructura de polímero y un grupo amino reactivo en dicha estructura de polímero o como grupo colgante, dicho grupo amino es capaz de reaccionar con el compuesto hidrófobo.
16. El método de la reivindicación 9 en donde el polímero hidrófilo comprende un grupo colgante dimetil amino.
17. El método de la reivindicación 9 en donde el compuesto hidrófobo comprende por lo menos uno compuesto seleccionado del grupo que consiste de: un alquil haluro; un sulfonato; un sulfato; un ácido orgánico y un derivado de ácido orgánico.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0076203

Bogotá D.C., Agosto 08 de 2011 - 16:50:34

RECIBIDO DE : CAVELIER ABOGADOS

NI 860.041.367

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	411764135	08/08/2011	48.753.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	27.000.00	27.000.00
				\$27.000.00

SON: **VEINTISIETE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-118312-00006-0000

Fecha: 2011-08-17 16:54:33

Tra. 11 PATENTEIYII

Act. 523 RESPUESTA

Act. 523 RESPUESTA

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Eve: 378 FASENACIONALI

Folios: 44

Folios: 45

COWO: 10756-841-001-6

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Agosto 8 de 2011 - 16:50:43

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

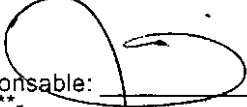
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 11 - 0078859
		Bogotá D.C., Agosto 16 de 2011 - 17:18:01

RECIBIDO DE : CAVELIER ABOGADOS	NI 860.041.367
---------------------------------	----------------

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	411764091	16/08/2011	55.696.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NUEVAS CREACIONES	162.000.00 162.000.00
			\$162.000.00
=====			

SON: **CIENTO SESENTA Y DOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 07-118312- -00006-0000
Fecha: 2011-08-17 16:54:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 44
Act. 523 RESPUESTA Folios: 45

COCO: 10756-841-001-6