

FORMULARIO ÚNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES
2000-10

①

SOLICITUD DE:

Corrección de Error Material XXX Modificación a una solicitud

②

Nombre: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

Dirección: P.O. BOX 1431

SOLICITANTE E-mail:

Domicilio: LINCOLN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

③

Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

IDENTIFICACIÓN

REPRESENTANTE Dirección: **Cra. 7 No. 74-64, Of. 506**

C.C. X NIT

O APODERADO Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**

C.E. OTRO

E-mail:

No. **17'192.062** TP. **50.007**

④

Número de expediente:

TÍTULO

02-049.489

"CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA TRATAMIENTOS DE FORMACIONES SUBTERRANEAS, FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y METODOS"

⑤

Descripción de la corrección o modificación solicitada

Para dar cumplimiento con el artículo 34 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, presento nuevos capítulos descriptivo

y reivindicatorio con las modificaciones realizadas, y que no implican ningún cambio sustancial, ni material de la solicitud presentada inicialmente.

⑥

Comprobante de pago No. 06-15,463 Fecha: 24 de febrero de 2006

⑦

Anexos:

X Comprobante de pago de la tasa

XXX Poderes, si fuere el caso. PROTOCOLO No. 18851 DE 18 DE AGOSTO DE 1998

 Certificado de Existencia y Representación legal de las partes, cuando sean personas jurídicas.

⑧

NOMBRE **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

FIRMA

Hsec

Cpfn.-

C.C. 17'192.062 de Bogotá T.P. 50.007

151 2
154
PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

**MODIFICACION:
PATENTE DE INVENCION:
CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA
TRATAMIENTO DE FORMACIONES
SUBTERRANEAS, FLUIDOS PARA
TRATAMIENTO Y METODOS**

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 06 - 15,463
FECHA : FEBRERO 24 DE 2006

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicaion: 02049489 00000006
Fecha (AM): 2006-03-13 17:17:48
Folios: 36
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 329 COMPLEME
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO ABOGADOS	LCONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	36561260	24/02/2006	2,461,000.00

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

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-03	CAMBIO DE MODALIDAD Y MODIFICA	
		12 MARCAS Y LEMAS COMERCIALES	95,000.00
		TOTAL :	\$ 95,000.00

SON: NOVENTA Y CINCO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

152 3
155

CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA TRATAMIENTO DE FORMACIONES SUBTERRÁNEAS, FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y MÉTODOS

Antecedentes de la Invención

1. Campo de la Invención

5 La presente invención se refiere a métodos y composiciones para el tratamiento de formaciones de pozo subterráneas, y más específicamente, a concentrados de fluidos, fluidos de tratamiento y métodos de tratamiento para formaciones subterráneas.

2. Descripción de la Técnica Anterior

10 La producción de formaciones subterráneas penetradas por agujeros de pozo es tratada frecuentemente para aumentar las permeabilidades o conductividades de los mismos. Un tipo de tratamiento de simulación de la producción de este tipo incluye fracturar la formación utilizando un fluido de tratamiento viscoso. Es decir, la formación subterránea o zona de producción en
15 ella es fracturada hidráulicamente con lo cual se producen allí una o más grietas o "fracturas". La fracturación puede hacerse en pozos que sean completados en formaciones subterráneas prácticamente para cualquier propósito. Los candidatos normales para fracturar u otros procedimientos de simulación son pozos de producción completados en formaciones que contengan petróleo y/o gas. Sin
20 embargo, los pozos de inyección en operaciones de recuperación secundaria o terciaria para la inyección de os fluidos también pueden ser fracturados con el fin de facilitar la inyección de los fluidos.

inyección?

La fracturación hidráulica se hace inyectando un fluido de fracturación viscoso en una formación o zona subterránea a una tasa y presión suficientes para
25 hacer que la formación o la zona se rompa con la consiguiente producción de una o más fracturas. A medida que se crea la fractura, una porción del fluido contenido en el fluido de fracturación viscoso pasa a la formación permeable y una torta de filtro compuesta por un agente de gelación depositado se crea en las paredes de la fractura, lo cual ayuda entonces a prevenir o reducir más pérdida de fluido del
30 fluido de fracturación en la formación. El continuo bombeo del fluido de

¿Fracturación?
viscosificadores?
enlace cruzado?

fracturación viscoso extiende las fracturas y un agente de soporte tal como arena u otro material particulado se puede suspender en el fluido de fracturación e introducirse en las fracturas creadas. El material de soporte funciona para prevenir que las fracturas formadas se cierren con la reducción de la presión

5 hidráulica que se aplicó para crear la fractura en la formación o zona con lo cual permanecen los canales conductivos a través de los cuales los fluidos producidos pueden fluir fácilmente al pozo una vez se complete el tratamiento de fracturación.

El fluido de fracturación debe tener una viscosidad lo suficientemente alta para retener el material de soporte en suspensión a medida que el fluido de

10 fracturación fluye a las fracturas creadas. Hasta ahora se ha utilizado un viscosificador para gelatinizar un fluido de base, con lo cual se provee un fluido de fracturación que tenga la alta viscosidad necesaria para realizar los máximos beneficios del proceso de fracturación. Luego de que el fluido de fracturación de alta viscosidad haya sido bombeado en la formación y ocurra la fracturación de la

15 formación, por lo general, el fluido de fracturación hace que se revierta en un fluido de baja viscosidad para ser retirado de la formación rompiendo el gel. La ruptura de fluidos de fracturación viscosificados se ha hecho comúnmente agregando un separador de viscosidad al fluido de fracturación antes de bombearlo a la formación subterránea.

Los fluidos de fracturación utilizados hasta ahora han sido predominantemente líquidos basados en agua que contienen un agente de gelación compuesto por un polisacárido tal como goma de guar. Polímeros guar y derivados de guar tal como hidroxipropilguar son polímeros económicos solubles en agua los cuales pueden usarse para crear alta viscosidad en un fluido acuoso y

25 su enlace cruzado se hace fácilmente lo cual aumenta además la viscosidad del fluido. Si bien el uso de fluidos de fracturación de polisacárido gelado y de enlace cruzado ha sido altamente exitoso, los fluidos de fracturación no han sido térmicamente estables a temperaturas por encima de 93°C. Es decir, los fluidos gelados y de enlace cruzado de alta viscosidad pierden viscosidad con el tiempo a

30 altas temperaturas. Para compensar la pérdida de viscosidad se ha aumentado la concentración del agente de gelación, lo cual implica un mayor costo y causa aumento en la presión de fricción en la tubería a través de la cual el fluido es inyectado en una formación subterránea lo cual hace más difícil el bombeo de los

¿polisacárido gelado?

fluidos de fracturación. Estabilizadores térmicos tales como tiosulfato de sodio han sido incluidos en los fluidos de fracturación para la barrida de gases de combustión y con ello aumentar las estabilidades de los fluidos de fracturación a altas temperaturas. Sin embargo, el uso de estabilizadores térmicos también
5 aumenta el costo de los fluidos de fracturación.

Otro problema que se ha experimentado en el uso de fluidos de fracturación de polisacáridos gelados y de enlace cruzado implica la fractura de dichos fluidos de fracturación una vez se hayan formado las fracturas. Separadores tales como oxidantes, enzimas y agentes de liberación de ácido que atacan los enlaces acetales en la estructura primaria del polímero polisacárido han sido utilizados con éxito.
10

Con el fin de que los fluidos de fracturación de polisacáridos gelados y de enlace cruzado utilizados hasta ahora lleven suficiente agente de soporte, la concentración del agente de enlace utilizado a reunido ha tenido que aumentarse, lo cual a la vez aumenta el costo y la viscosidad del fluido de fracturación. Los
15 fluidos de fracturación basados en agua que incluyen agentes de gelación de polisacáridos gelados y de enlace cruzado han tenido pérdida de fluido considerablemente reducida en comparación con otros fluidos lo cual reduce o elimina la necesidad de aditivos costosos de pérdida de fluido. Sin embargo,
20 debido a que los polisacáridos gelados y de enlace cruzado han tenido pesos moleculares altos, la torta de filtro producida del fluido de fracturación viscoso en las paredes de los pozos que penetran las formaciones y en las fracturas que se forman allí con frecuencia es muy difícil de remover.

Otro problema que se ha encontrado en el uso de un fluido de fracturación basado en agua que incluye un agente de gelación de polisacáridos gelados y de enlace cruzado es que debe mezclarse en tanques de retención durante un tiempo considerable para que ocurra la hidratación del agente de gelación. Durante el proceso de fracturación que se lleva a cabo en un pozo, generalmente el fluido de fracturación hidratado es bombeado de los tanques de retención, mezclados con
25 el agente de soporte y otros aditivos en el camino y bombeado al agujero del pozo de la formación que está siendo fracturada. Si durante el trabajo, el perfil de la presión de fondo de pozo y otros parámetros que se obtienen en tiempo real
30

155

156

indican que se requiere un cambio en las propiedades del fluido de fracturación, es decir, un cambio en la viscosidad del fluido de fracturación para evitar que pase fuera de la fractura o similar, generalmente es imposible hacerlo ya que toma mucho tiempo para hacer un cambio y para que el fluido de fracturación cambiado
5 llegue a la formación que está siendo fracturada. Otro problema relacionado con el bombeo del fluido de fracturación de los tanques de retención y combinación del material de soporte, enlazador cruzado u otros aditivos que se usen en el camino, es que el procedimiento requiere el uso de contadores costosos y otro equipo similar. ? ? ? ?

10 Finalmente, en muchas áreas ambientalmente sensibles, los fluidos de fracturación basados en agua que contienen agentes de gelación de polisacáridos deben ser recuperados del pozo y dispuestos por medios ambientalmente apropiados lo cual aumenta e costo total del tratamiento de fracturación.

15 Por ello, existe la necesidad de fluidos y métodos mejorados para el tratamiento de formaciones subterráneas, mediante los cuales los fluidos no sean térmicamente inestables, no produzcan residuos insolubles, tengan altas capacidades de transporte del agente de soporte, produzcan una torta de filtro fácilmente removida, no tengan que se hidratados en tanques de retención por largos periodos de tiempo, se les pueda cambiar las propiedades durante el uso y
20 puedan recuperarse y reutilizarse si se desea.

Resumen de la Invención

La presente invención provee concentrados de fluidos ^{de} para el tratamiento de formaciones subterráneas, fluidos mejorados de tratamiento los cuales pueden ser utilizados para fracturación así como varios otros tratamientos y métodos para
25 formaciones subterráneas usando los fluidos de tratamiento que cumplan con las necesidades arriba descritas y superen las deficiencias de la técnica anterior.

Un concentrado de fluido para el tratamiento de una formación subterránea de esta invención se compone básicamente de agua y un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. El concentrado de
30 fluido de tratamiento también puede incluir una variedad de aditivos requeridos en los fluidos de tratamiento producidos utilizando el concentrado tal como

compuestos de ajuste de pH para ajustar el pH del fluido de tratamiento formado con el concentrado, tamponadores, dispersantes, surfactantes para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento formado con el concentrado y los fluidos de la formación subterránea, bactericidas y similares.

- 5 El concentrado de fluido de tratamiento es preparado en un lugar distante al sitio del pozo para que sea tratado y transportado al sitio del pozo antes de su uso. El concentrado es sustancialmente completamente hidratado y puede almacenarse por largos periodos de tiempo antes de usarlo. Cuando se usa, el concentrado se mezcla continuamente con agua y con los aditivos adicionales que
- 10 se requieran y se bombea dentro de la formación subterránea para ser tratado por el camino del agujero del pozo donde penetra. Debido a que hay muy poca demora en la mezcla del concentrado de fluido de tratamiento con agua adicional y otros aditivos y el bombeo del fluido de tratamiento formado en una formación subterránea, las propiedades del fluido de tratamiento pueden cambiarse
- 15 periódicamente o continuamente durante el tiempo que tenga lugar el bombeo del fluido de tratamiento.

- Los fluidos de tratamiento mejorados de formación subterránea de esta invención están compuestos básicamente de agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado, un compuesto de ajuste de pH para
- 20 ajustar el pH del fluido de tratamiento a un nivel óptimo para enlace cruzado y un agente de enlace cruzado para enlace cruzado del polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. Si bien los fluidos de tratamiento mejorados de formación subterránea de esta invención pueden utilizarse para llevar a cabo una variedad de tratamientos de pozo subterráneo tales como
- 25 fracturación de formaciones subterráneas, formación de paquetes de gravilla en formaciones subterráneas, formación de bloques temporales en el agujero del pozo y como fluidos de completamiento y fluidos de perforación, los fluidos de la invención son particularmente útiles como fluidos de fracturación para producir una o más fracturas en una formación subterránea. Cuando se utiliza como un fluido
- 30 de fracturación, el fluido de tratamiento contiene generalmente un agente de enlace cruzado y un material de soporte los cuales son mezclados con el fluido de tratamiento cuando éste se forma mezclando el concentrado de fluido de tratamiento que se describe arriba con agua adicional. El polímero

8
157
160

despolimerizado sustancialmente completamente hidratado utilizado en el concentrado y el fluido de tratamiento que se produce del mismo, es preferiblemente un polímero polisacárido despolimerizado y más preferiblemente, hidroxipropilguar despolimerizado.

5 Los métodos mejorados para el tratamiento de una formación subterránea penetrada por una broca de pozo, se comprenden básicamente de los siguientes pasos. Se prepara un fluido de tratamiento gelado y de enlace cruzado compuesto por agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado, un compuesto de ajuste de pH para ajustar el pH del
10 fluido de tratamiento a un pH óptimo para en lace cruzado y un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado del polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. Luego, el fluido de tratamiento gelado y de enlace cruzado es introducido en la formación subterránea para ser tratado.

Otro método mejorado de tratamiento de una formación subterránea
15 penetrada por una broca de pozo en el cual se formen una o más fracturas comprende básicamente de los siguientes pasos: Se prepara un fluido de fracturación gelado y de enlace cruzado compuesto por agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado, un compuesto de
20 ajuste de pH para ajustar el pH del fluido de fracturación y un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado del polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. Luego, la formación subterránea es contactada con el fluido de fracturación gelado y de enlace cruzado bajo condiciones efectivas para crear al menos una fractura en la formación subterránea. Una vez se cree una
25 fractura en la formación, se puede mezclar un material de soporte con una porción del fluido de fracturación e introducirlo en la fractura creada para finalmente sostener la fractura creada en posición abierta luego de completar el tratamiento de fracturación.

Por lo tanto, un objeto general de la presente invención es proveer concentrados de fluidos mejorados para el tratamiento de formaciones
30 subterráneas, fluidos de tratamiento y métodos.

158

9
161

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

Descripción de las Realizaciones Preferidas

5 Tal como se menciona arriba, la presente invención provee un fluido de tratamiento de formación subterránea el cual es preparado en el sitio del trabajo de manera muy rápida a partir de un concentrado de fluido para el tratamiento de formación subterránea, sustancialmente, completamente hidratado. El concentrado de fluido de tratamiento es producido en un lugar distante del sitio y
10 puede almacenarse por largos periodos de tiempo antes o después de ser transportado al lugar del trabajo. El fluido de tratamiento mejorado de formación subterránea es preparado en el sitio del trabajo simplemente mezclando el concentrado de fluido de tratamiento sustancialmente completamente hidratado con agua adicional y cualquier aditivo requerido que no esté contenido en el
15 concentrado. La preparación del fluido de tratamiento incluye los pasos de medir el concentrado de fluido de tratamiento en un mezclador, en donde es mezclado con agua adicional y aditivos, los cuales también pueden medirse en el mezclador o de otra forma agregarse al fluido. La mezcla es luego bombeada sustancialmente simultáneamente fuera del mezclador y en la formación subterránea para ser
20 tratada por medio de una broca de pozo que la penetre. Desde cuando comienza el proceso de medición, mezclado y bombeo hasta cuando el fluido de tratamiento formado llega a la formación subterránea para ser tratado, implica un periodo de tiempo de solo unos pocos minutos el cual permite que se hagan cambios en las propiedades del fluido de tratamiento en la superficie que se requieran durante el
25 tiempo en que el fluido de tratamiento está siendo bombeado. Por ejemplo, en un procedimiento de fracturación que se lleve a cabo en una formación subterránea para simular la producción de la formación subterránea, se pueden hacer cambios al fluido de fracturación durante el bombeo del fluido en respuesta a parámetros de fondo de pozo monitoreados continuamente para alcanzar los resultados de
30 fracturación deseados, es decir, la viscosidad del fluido de fracturación, la cantidad del material de soporte transportado por el fluido de fracturación y otras propiedades del fluido de fracturación pueden medirse continuamente en la

159 10 162

superficie y cambiarse según se requiera para lograr resultados óptimos de tratamiento de fondo de pozo en tiempo real.

El concentrado de fluido para el tratamiento de una formación subterránea de esta invención comprende básicamente de agua y un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado.

El polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado puede hacerse por varios medios. El polímero puede hacerse formando un polímero hidratable que tenga un peso molecular relativamente alto como resultado de la derivatización de un polisacárido y luego someterlo a extensa despolimerización, con lo cual la estructura primaria del polímero se divide en segmentos de polímero de cadena corta. La fabricación de este tipo de polímeros puede hacerse mediante técnicas de derivatización y despolimerización conocidas en la técnica o según se describe en la solicitud U.S. titulada "*Galactomannan Compositions and Methods for Making and Using the Same*", radicada el 11 de junio de 2001 (Jesse Magallanes, Sylvain Diguët, William Stivers) (referida en adelante como la solicitud Magallanes). De acuerdo con una realización de la invención, el polímero despolimerizado de la presente invención puede prepararse agregando el polímero que vaya a ser despolimerizado a un vaso reactor junto con una cantidad de peróxido de hidrógeno y agua. En una realización preferida, el polímero galactomannan despolimerizado es preparado por los métodos descritos en la solicitud Magallanes, cuya descripción completa se incorpora en este contexto por referencia. El vaso reactor puede calentarse a una temperatura elevada tal como 38°C para iniciar la reacción si la temperatura ambiente es insuficiente para iniciar la reacción. Una vez iniciada, la reacción de despolimerización es exotérmica y la temperatura del vaso reactor generalmente debe mantenerse entre 38-93°C por un tiempo suficiente para que el polímero se degrade al peso molecular deseado. Alternativamente, el polímero puede hacerse de monómeros de peso molecular bajo que son polimerizados hasta que se alcance el peso molecular deseado. El polímero hidratable utilizado para formar segmentos de cadena corta, puede ser sustancialmente cualquier polisacárido y es preferiblemente un polímero derivado de guar seleccionado del grupo compuesto por hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietil celulosa, hidroxietil celulosa injertada con glicidol o ácido vinil fosfónico,

160 163

carboximetil celulosa, carboximetilhidroxietil celulosa y similares. De éstos se prefiere hidroxipropilguar despolimerizado. El polímero despolimerizado debe tener un peso molecular promedio entre 25,000 y 400,000 y preferiblemente tiene un peso molecular promedio entre 100,000 y 250,000. Preferiblemente, el polímero despolimerizado debe tener una relación de polidispersidad de entre 1 y 12 según se determina por la cromatografía de permeación de gel divulgada en "Practical High Performance Liquid Chromatography" editada por C.F. Simpson (Hyden & Son Ltd., 1976). La relación de polidispersidad de polisacáridos u otros polímeros puede variar generalmente entre 2 y tanto como 250. Se ha encontrado que el polímero despolimerizado de la presente invención exhibe las propiedades superiores que se identifican aquí cuando se mantiene dentro de la relación de polidispersidad indicada. Si se desea para propósitos de transporte, almacenamiento u otro, el polímero despolimerizado puede almacenarse en forma seca y cuando se requiera, puede rehidratarse para formar el concentrado fluido de tratamiento. El polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado se mezcla con agua en una cantidad en exceso de 6% por peso del concentrado para formar el concentrado de fluido de tratamiento. Preferiblemente, el polímero está presente en una cantidad entre 6% a en exceso de 30% por peso, y más preferiblemente, entre 6% y 20% por peso del concentrado. Generalmente, la viscosidad del concentrado de fluido de tratamiento puede ser entre 15,000 a en exceso de 35,000 cps según se determine con un viscómetro de resorte Brookfield DV II + RV fabricado por Brookfield Engineering Laboratories de Middleboro, MA. La viscosidad se determina por mediciones realizadas a una temperatura de aproximadamente 24°C y una velocidad rotacional de 20 rpm usando un contrapeso LV3. También se pueden usar otros instrumentos similares para medir la viscosidad del concentrado de fluido.

El agua utilizada para formar el concentrado de fluido de tratamiento puede ser agua dulce, agua salada no saturada o agua salada saturada. Generalmente, el polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado utilizado en la presente invención se mezcla con agua en una cantidad entre 6% y 30% por peso del agua.

En algunos casos, podrá ser aconsejable agregar un agente de dispersión al polímero para dispersar el polímero hidratable despolimerizado cuando éste

12
161

haya sido almacenado en forma seca y facilitar su rehidratación en agua. Se puede utilizar cualquiera de una variedad de agentes de dispersión que conozcan las personas versadas en la técnica. Se ha encontrado que un agente de dispersión especialmente indicado es un aceite de hidrocarburo liviano tal como
5 aceite diesel, kerosén, olefinas o similares. Otro agente de dispersión es polietilenglicol. De éstos, se prefiere aceite diesel. Cuando se utiliza un agente de dispersión de aceite, se incluye con el polímero en una cantidad entre menos de 5% a en exceso de 60% por peso del polímero.

Una variedad de otros aditivos se puede incluir en un concentrado de esta
10 invención en el momento de su fabricación. Dichos aditivos incluyen generalmente compuestos de ajuste de pH para ajustar el pH del fluido de tratamiento a un pH óptimo o deseado para enlace cruzado cuando se forma con el concentrado. Ejemplos de dichos compuestos que pueden utilizarse incluyen, más no se limitan a ácido fórmico, ácido fumárico, ácido acético, anhídrido acético,
15 ácido clorhídrico, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido de litio, varios carbonatos o cualquier otro agente de control de pH que se utilice comúnmente que no reaccione de manera adversa con el polímero para prevenir su uso de acuerdo con el método de la presente invención. De éstos, se prefiere hidróxido de sodio. Cuando se usa, el compuesto de ajuste de pH se incluye en el
20 concentrado en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso del agua que haya allí.

En el concentrado también se puede incluir un tamponador de pH. Ejemplos de tamponadores que pueden usarse incluyen, más no se limitan a carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, diacetato de sodio o potasio, fosfato de sodio o potasio, hidrógeno fosfato
25 de sodio o potasio, dihidrógeno fosfato de sodio o potasio y similares. Cuando se usa, el tamponador se incluye en el concentrado en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso del agua que haya allí.

Otro aditivo que puede incluirse en el concentrado es un surfactante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento que se forma
30 con el concentrado y los fluidos de la formación subterránea. Ejemplos de surfactantes que pueden usarse incluyen, más no se limitan a alquil sulfonatos, alquil arilo sulfonatos, incluidos alquilo bencilo sulfonatos tales como sales de

ácido dodecilbenceno sulfónico, cloruro de alquil trimetilamonio, alcoholes alquil etoxilados ramificados, mezclas de resina de fenol-formaldehído no iónico, cocobetainas, sulfosuccinato de dioctil sodio, imidazolininas, sulfatos alfa olefina, alcoholes alquil etoxilados lineales, cloruro de trialquil bencilamonio y similares.

- 5 De éstos, se prefieren sales de ácidos dodecilbenceno sulfónico. Cuando se usa, el surfactante se incluye en el concentrado en una cantidad entre 0,01% y 1% por peso del agua en el fluido de tratamiento. Sustancialmente se puede utilizar cualquier otro surfactante que se sepa es indicado para uso en el tratamiento de formaciones subterráneas y que no reaccione adversamente con el fluido de la presente invención.

10

Aún otro aditivo que puede incluirse en el concentrado es un estabilizador de arcilla. Ejemplos de estabilizadores de arcilla que pueden usarse incluyen, más no se limitan a cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y cloruro de tetrametil amonio y similares. Ejemplos de algunos estabilizadores de arcilla

15 temporales indicados para uso en la presente invención se divulgan por ejemplos en las Patentes US Nos. 5,197,544; 5,097,904; 4,977,962; 4,974,678; 4,828,726, cuyas descripciones se incorporan en este contexto por referencia. De éstos, se prefieren cloruro de potasio y cloruro de tetrametil amonio. Cuando se usa, el estabilizador de arcilla se incluye en el concentrado en una cantidad entre 2% y

20 20% por peso del agua que haya allí.

20

Cuando el concentrado de esta invención se mezcla con agua adicional y cualquier otro aditivo deseado para formar un fluido de tratamiento subterráneo, no se requiere tiempo de hidratación puesto que el concentrado ya está sustancialmente completamente hidratado. El agua adicional se mezcla con el

25 concentrado en una relación agua:concentrado entre 4:1 y 20:1 dependiendo de la viscosidad final deseada en el fluido de tratamiento. El agua utilizada puede ser agua dulce, agua salada no saturada incluidas salmueras o agua marina o agua salada saturada.

25

Con el fin de aumentar la viscosidad del fluido de tratamiento formado con

30 el concentrado, un agente de enlace cruzado se mezcla con el agua y el concentrado. Los segmentos de enlace cruzado de cadena corta del polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado en el concentrado son

30

sometidos a enlace cruzado por el agente de enlace cruzado produciendo de este modo un fluido de tratamiento viscoso que tenga propiedades inesperadas. Estas propiedades inesperadas incluyen las siguientes: (1) El fluido de tratamiento que incluye los segmentos de polímero hidratados y de enlace cruzado extensamente despolimerizados tiene una estabilidad térmica a temperaturas por encima de 93°C y preferiblemente entre 93°C y 135°C sin el uso de estabilizadores de gel. (2) Los polímeros convencionales hidratados de peso molecular alto utilizados en fluidos de tratamiento convencionales de enlace cruzado producen torta de filtro en las paredes de las brocas de pozo que producen las formaciones y en las fracturas que se forman allí lo cual es muy difícil de remover. Los fluidos de tratamiento de enlace cruzado de la presente invención producen una torta de filtro que contiene segmentos de polímero de peso molecular bajo, los cuales se ha descubierto que hacen fácilmente removible la torta de filtro. (3) Según se describe arriba, los fluidos de tratamiento de la presente invención no tienen que se pre-hidratados y el fluido de tratamiento es mezclado con agua y aditivos adicionales en la superficie en un periodo de tiempo corto haciendo posibles los cambios de tiempo real en las propiedades del fluido de tratamiento a medida que el fluido es bombeado. (4) Los fluidos de tratamiento convencionales formados con polímeros hidratados de enlace cruzado producen residuos cuando se rompen, lo cual daña a menudo la formación de producción que se vaya a tratar. Es decir, cuando se hace que los fluidos de tratamiento de polímero hidratado de enlace cruzado, usados hasta ahora, se reviertan a fluidos delgados por los separadores químicos que hay allí, se forma considerable residuo en el fluido separado. Esto contrasta con los fluidos de tratamiento de la presente invención los cuales producen muy poco residuo cuando se reduce en viscosidad. El concentrado de fluido de tratamiento utilizado de acuerdo con esta invención es procesado durante su manufactura para remover el residuo del concentrado. Como resultado, los fluidos de tratamiento que producen bajos residuos de esta invención, producen fracturas a conductividades más altas que las que hasta ahora se han usado en fluidos de tratamiento. (5) Tal como se describe a continuación, los fluidos de tratamiento de esta invención pueden, cuando se emplean ciertos polímeros y agentes de enlace cruzado incluyen sitios de enlace cruzado reversibles de ácido. Cuando se utilizan ciertos agentes de enlace cruzado, los enlaces cruzados se separan simplemente reduciendo el pH a un

nivel por debajo de 9. En este rango de pH, el fluido de tratamiento no es de enlace cruzado y aún los enlaces acetales que forman los sitios de enlace cruzado son estables y pueden volverse a someter a enlace cruzado. Esta característica permite recuperar el fluido de tratamiento de una formación subterránea tratada y de la broca de pozo, y reutilizarse en lugar de tener que disponer de él en lugares ambientalmente sensibles. La recuperación y reutilización de los fluidos de tratamiento de esta invención los hace mucho más económicos de usar que los fluidos convencionales de la técnica anterior.

Los fluidos de tratamiento de formación subterránea mejorados de esta invención están compuestos básicamente de agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado y un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado del polímero despolimerizado hidratado. Tal como se menciona antes, el agua puede seleccionarse de agua dulce, agua salada no saturada incluidas salmueras y agua marina y agua salada saturada.

Tal como se indica arriba en relación con el concentrado de fluido de tratamiento, el polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado en el fluido de tratamiento puede ser un polisacárido despolimerizado y es preferiblemente un polímero derivado de guar despolimerizado sustancialmente completamente hidratado seleccionado del grupo compuesto por hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietilguar y carboximetilhidroxietilguar. De éstos, se prefiere hidroxipropilguar despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. El polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado está generalmente presente en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0,2% y 5% por peso del agua que hay allí.

Ejemplos de agentes de enlace cruzado preferidos que pueden utilizarse en el fluido de tratamiento incluyen, más no se limitan a compuestos de boro, como por ejemplo, ácido bórico, octaborato tetrahidrato disódico, diborato de sodio y pentaboratos, ulexita y colemanita, compuestos que pueden suministrar iones de circonio IV, como por ejemplo, lactato de circonio, lactato trietanolamina de circonio, carbonato de circonio, acetilacetato de circonio y diisopropilamina lactato de circonio, compuestos que puedan suministrar iones de titanio IV, como por ejemplo amonio lactato de titanio, trietanolamina de titanio, acetilacetato de

titanio, compuestos de aluminio como lactato de aluminio o citrato de aluminio o compuestos que puedan suministrar iones de antimonio. De éstos, se prefiere un compuesto de borato. El tipo exacto y cantidad del agente o agentes de enlace cruzado utilizado depende del polímero despolimerizado específico que vaya a ser sometido a enlace cruzado, a condiciones de la temperatura de la formación y a otros factores conocidos por las personas versadas en la técnica. El agente de enlace cruzado utilizado se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 50 mg/L y 5000 mg/L de agente de enlace cruzado activo.

También como se menciona arriba en relación con el concentrado, en el fluido de tratamiento se puede incluir un compuesto de ajuste de pH para ajustar el pH del fluido de tratamiento al pH óptimo para enlace cruzado. El compuesto de ajuste de pH puede seleccionarse de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido de litio, ácido fumárico, ácido fórmico, ácido acético, ácido clorhídrico, anhídrido acético y similares. De éstos, se prefiere hidróxido de sodio. El compuesto de ajuste de pH se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso del agua en el fluido de tratamiento.

Cuando se usa el agente de enlace cruzado preferido, es decir, un compuesto de borato, se utiliza el compuesto de ajuste de pH para elevar el pH del fluido de tratamiento por encima de 9. En ese pH, el compuesto de borato del agente de enlace cruzado enlaza los segmentos de polímero hidratado de cadena corta. Cuando el pH del fluido de tratamiento de enlace cruzado cae por debajo de 9, los sitios de enlace cruzado ya no son sometidos a enlace cruzado. De este modo, cuando el fluido de fracturación de enlace cruzado de esta invención contacta la formación subterránea que está siendo tratada, el pH se reduce a un grado que comienza el proceso de separación. Con el fin de que un fluido de fracturación se revierta completamente en un fluido delgado en un corto periodo de tiempo, en el fluido de tratamiento se puede incluir un desenlazador retardado que pueda reducir el pH del fluido de tratamiento. Ejemplos de desenlazadores demorados que pueden utilizarse incluyen, más no se limitan a varias lactonas, ésteres, ácidos encapsulados y compuestos generadores de ácidos lentamente solubles, oxidizantes que producen ácidos en reacción con agua, metales reactivos a agua tales como aluminio, litio y magnesio y similares. De éstos, se prefieren los ésteres. El desenlazador se incluye en el fluido de tratamiento en una

cantidad entre 0% y 1% por peso del agua que haya allí. Alternativamente, se puede utilizar cualquiera de los separadores demorados utilizados convencionalmente, empleados con enlazadores de iones metálicos, por ejemplo, oxidizantes tales como clorito de sodio, bromato de sodio, persulfato de sodio, persulfato de amonio, persulfato de sodio encapsulado, persulfato de potasio o persulfato de amonio y similares, así como peróxido de magnesio. Los separadores de enzimas que pueden emplearse incluyen análisis alfa y beta, amiloglucosidasa, invertasa, maltasa, celulasa y hemicelulasa. El separador o desenlazador específico utilizado, bien sea o no que esté encapsulado, así como la cantidad del mismo que se emplea, dependerá del tiempo de separación deseado, la naturaleza del polímero y el agente de enlace cruzado, características y condiciones de la formación y otros factores.

Cuando el fluido de tratamiento de la formación subterránea de esta invención sea utilizado para llevar a cabo un procedimiento de simulación de fracturas, el material de soporte se incluye en al menos una porción del fluido de tratamiento a medida que el mismo sea bombeado en la formación subterránea que se vaya a fracturar y en las fracturas que se creen allí. El material de soporte se mide en el fluido de tratamiento a medida que se forma el fluido de tratamiento y, tal como se menciona arriba, la cantidad del material de soporte por volumen del fluido de tratamiento puede cambiarse según se requiera en tiempo real. Ejemplos de material de soporte que pueden utilizarse incluye, más no se limitan a resina recubierta o arena no recubierta, bauxita sinterizada, materiales de cerámica o perlas de vidrio. El material de soporte utilizado está generalmente incluido en el fluido de tratamiento en una cantidad entre aproximadamente 1 a aproximadamente 24 libras de material de soporte por galón del fluido de tratamiento.

Tal como se mencionó arriba en relación con el concentrado, componentes adicionales que pueden incluirse en el fluido de tratamiento de esta invención y que pueden ser parte del concentrado de fluido de tratamiento utilizado para formar el fluido de tratamiento de tratamiento incluyen un tamponador seleccionado del grupo compuesto por carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, diacetato de sodio o potasio, fosfato de sodio o potasio, fosfato hidrógeno de sodio o potasio, dihidrógeno fosfato de

167 18 170

sodio o potasio y similares. De éstos, se prefiere carbonato de sodio. El tamponador está generalmente presente en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso de agua que haya allí.

El fluido de tratamiento así como el concentrado también pueden incluir un surfactante para evitar que la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento y los fluidos de la formación subterránea sea contactada por el fluido de tratamiento. Ejemplos de dichos surfactantes incluyen, más no se limitan a alquil sulfonatos, alquil aril sulfonatos incluidos alquil bencilo sulfonatos, tales como sales de ácido dodecibenceno sulfónico, cloruro de alquil trimetilamonio, alcoholes alquil etoxilados ramificados, mezclas de resina aniónica de fenol-formaldehído, cocobetainas, sulfosuccinato de dioctil sodio, imidazolinas, sulfatos alfa olefina, alcoholes alquil etoxilados lineales, cloruro de trialquil bencilamonio y similares. De éstos, se prefieren sales de ácidos dodecibenceno sulfónico. El surfactante está generalmente presente en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0,01% y 1% por peso del agua que haya allí.

El fluido de tratamiento y el concentrado también pueden incluir un estabilizador de arcilla seleccionado, por ejemplo, del grupo compuesto por cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y cloruro de tetrametil amonio y similares. De éstos, se prefieren cloruro de potasio y cloruro de tetrametil amonio. Cuando se usa, el estabilizador de arcilla está generalmente presente en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso del agua que haya allí.

Otros aditivos pueden incluirse en el fluido de tratamiento de la formación subterránea de esta invención que no estén normalmente en el concentrado de fluido de tratamiento utilizado para formar el fluido de tratamiento. Por ejemplo, en aplicaciones donde un agente de control de pérdida de fluido debe incluirse en el fluido de tratamiento, un agente de control de pérdida de fluido puede medirse en el mezclador durante la mezcla del tratamiento de fluido. Ejemplos de agentes de control de pérdida de fluido que pueden utilizarse incluyen, más no se limitan a harina de sílice, almidones, ceras y resinas. El agente de control de pérdida de fluido se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 1% por peso del agua que haya allí.

El fluido de tratamiento de la formación subterránea también puede incluir compuestos para retardar el movimiento del material de soporte introducido en el fluido dentro de la fractura creada. Por ejemplo, materiales en forma de fibras, hojuelas, cintas, perlas, virutas, plaquetas y similares compuestas de vidrio, cerámica, compuesto de carbono, polímeros naturales o sintéticos o metales y similares pueden mezclarse con el fluido y material de soporte introducido en la formación subterránea para retardar o prevenir el movimiento del material de soporte introducido. Una descripción más detallada de los materiales anteriores se divulga por ejemplo en las Patentes U.S. 5,330,005; 5,439,055 y 5,501,275 cuyas descripciones se incorporan en este contexto por referencia. Alternativamente, o en adición a los materiales anteriores, un material que comprenda un compuesto de pegajosidad se puede mezclar con el fluido o el material de soporte para recubrir al menos una porción del material de soporte u otros materiales sólidos arriba identificados de modo que el material recubierto y el particulado adyacente al mismo se adhieran para formar aglomerados que puentearán la fractura creada para prevenir el retroflujo del material particulado. El compuesto de pegajosidad también puede introducirse en la formación con el fluido de tratamiento antes o después de la introducción del material de soporte en la formación. El material recubierto es efectivo para inhibir el retroflujo del material particulado fino en el paquete de soporte que tiene un tamaño aproximado al del material de soporte a menos de 600 de malla. El material de soporte recubierto u otro material es efectivo para consolidar los particulados finos en la formación en forma de aglomerados para prevenir el movimiento de los particulados finos durante la producción de los fluidos de la formación de la broca del pozo posterior al tratamiento. Una descripción más detallada del uso del anterior compuesto de pegajosidad y los métodos de uso del mismo se describe en las Patentes U.S. Nos. 5,775,415; 5,787,986; 5,833,000; 5,839,510; 5,871,049; 5,853,048 y 6,047,772 cuyas descripciones se incorporan en este contexto por referencia.

Aditivos adicionales que pueden incluirse en los fluidos de tratamiento de esta invención y conocidos por las personas versadas en la técnica, incluyen, más no se limitan a inhibidores de escala, demulsificadores, estabilizadores de arcilla, bactericidas, activadores de separadores y similares.

Un método mejorado de esta invención para el tratamiento de una formación subterránea penetrada por una broca de pozo comprende los siguientes pasos: (a) preparar un fluido de tratamiento gelado y de enlace cruzado que comprende agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado y un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado de dicho polímero despolimerizado hidratado; y (b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido de tratamiento gelado de enlace cruzado.

Otro método mejorado de la presente invención para el tratamiento de una formación subterránea penetrada por una broca de pozo, mediante el cual se forma una o más fracturas en dicha formación, comprende los siguientes pasos: (a) preparar un fluido de fracturación gelado y de enlace cruzado compuesto de agua, un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado, un agente de enlace cruzado para enlace cruzado de dicho polímero despolimerizado hidratado y un material de soporte; y (b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido de fracturación gelado y de enlace cruzado, bajo condiciones efectivas para crear al menos una fractura en dicha formación subterránea.

El agua utilizada para preparar los fluidos gelados y de enlace cruzado de los anteriores métodos puede ser agua dulce, agua salada no saturada incluidas salmueras y agua marina y agua salada saturada. El polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado puede ser un polisacárido despolimerizado sustancialmente completamente hidratado y es preferiblemente un polímero derivado de guar despolimerizado sustancialmente completamente hidratado seleccionado del grupo compuesto por hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietil celulosa, hidroxietil celulosa injertada, carboximetil celulosa, carboximetilhidroxietil celulosa y similares. De éstos, se prefiere hidroxipropilguar despolimerizado. El polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado se incluye en el fluido de tratamiento o fluido de fracturación en una cantidad entre aproximadamente 0,2% y 5% por peso del agua que haya allí.

El agente de enlace cruzado utilizado en el fluido de tratamiento y fluido de fracturación es seleccionado preferiblemente del grupo de compuestos de boro como por ejemplo, ácido bórico, octaborato tetrahidrato disódico, diborato de sodio

y pentaboratos, compuestos que puedan suministrar iones de circonio IV, como por ejemplo, lactato de circonio, lactato trietanolamina de circonio, carbonato de circonio, acetilacetato de circonio y diisopropilamina lactato de circonio, compuestos que puedan suministrar iones de titanio IV, como por ejemplo amonio lactato de titanio, trietanolamina de titanio, acetilacetato de titanio, compuestos de aluminio como lactato de aluminio o citrato de aluminio o compuestos que puedan suministrar iones de antimonio. De éstos, se prefiere un compuesto de borato. El agente de enlace cruzado utilizado se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad entre 50 mg/L y 5000 mg/L de enlazador cruzado activo.

10 El fluido de fracturación también incluye un material de soporte el cual puede ser una resina recubierta o arena no recubierta, bauxita sinterizada, materiales cerámicos, perlas de vidrio y similares. El material de soporte se incluye en el fluido de fracturación en una cantidad entre ,454 Kg y 10,9 Kg de material de soporte por m³ del fluido de tratamiento.

15 El fluido de tratamiento o de fracturación también puede incluir un compuesto de ajuste de pH para elevar el pH del fluido. El compuesto de ajuste de pH puede seleccionarse de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido de litio, ácido fórmico, ácido fumárico, ácido acético, anhídrido acético, ácido clorhídrico y similares. De éstos, se prefiere hidróxido de sodio. El compuesto de ajuste de pH se incluye en el fluido de tratamiento o fracturación en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso del agua en el fluido de tratamiento.

20 El fluido de tratamiento o de fracturación también puede incluir un tamponador seleccionado del grupo compuesto por carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, diacetato de sodio o potasio, fosfato de sodio o potasio, hidrógeno fosfato de sodio o potasio, dihidrógeno fosfato de sodio o potasio y similares. De éstos, se prefiere carbonato de sodio. El tamponador está generalmente presente en el fluido de tratamiento o fracturación en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso del agua que haya allí.

25 Otro componente que puede incluirse en el fluido de tratamiento o de fracturación es un surfactante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento o fracturación y los fluidos de la formación subterránea. Ejemplos de surfactantes que pueden usarse incluyen, más no se limitan a alquil

sulfonatos, alquil arilo sulfonatos, incluidos alquilo bencilo sulfonatos tales como sales de ácido dodecilbenceno sulfónico, cloruro de alquil trimetilamonio, alcoholes alquil etoxilados ramificados, mezclas de resina de fenol-formaldehído no iónico, cocobetainas, sulfosuccinato de dioctil sodio, imidazolininas, sulfatos alfa olefina, alcoholes alquil etoxilados lineales, cloruro de trialquil bencilamonio y similares. De éstos, se prefieren sales de ácidos dodecilbenceno sulfónico. El surfactante se incluye en el fluido de tratamiento o fracturación en una cantidad entre 0% y 0,1% por peso del agua que haya allí.

Aún otro componente que puede incluirse en el fluido de tratamiento o de fracturación es un estabilizador de arcilla. Ejemplos de estabilizadores de arcilla incluyen, más no se limitan a cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y cloruro de tetrametil amonio y similares. De éstos, se prefieren cloruro de potasio y cloruro de tetrametil amonio. Cuando se usa, el estabilizador de arcilla se incluye en el concentrado en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso del agua que haya allí.

Aún otro componente que puede incluirse en el fluido de tratamiento o fluido de fracturación es un agente de control de pérdida de fluido como por ejemplo harina de sílice, almidones, ceras y resinas. El agente de control de pérdida de fluido se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad entre aproximadamente 0% y 1% por peso del agua que haya allí.

Un componente final que usualmente se incluye en el fluido de tratamiento o fluido de fracturación es un separador o desenlazador de enlace cruzado para hacer que el fluido se revierta rápidamente en un fluido delgado. Ejemplos de separadores o desenlazadores indicados incluyen, más no se limitan a un separador o desenlazador retardado que pueda reducir el pH del fluido de tratamiento para hacer que enlace cruzado del polímero se revierta. Ejemplos de separadores o desenlazadores retardados que pueden utilizarse incluye, más no se limitan a varias lactosas, ésteres, ácidos encapsulados, compuestos generadores de ácido lentamente solubles, oxidizantes que producen ácidos en reacción con agua, metales reactivos en agua como aluminio, litio y magnesio y similares. De éstos, se prefieren los ésteres. Alternativamente, cualquiera de los separadores convencionales empleados con enlazadores cruzados de iones

172 23 175

metálicos se pueden usar, como por ejemplo, clorito de sodio, bromato de sodio, persulfato de sodio, persulfato de amonio, persulfato de sodio encapsulado, persulfato de potasio o persulfato de amonio y similares, así como peróxido de magnesio. Separadores de enzimas que pueden emplearse incluyen amilasas

5 alfa y beta, amiloglucosidasa, invertasa, maltasa, celulasa y hemicelulasa. El separador o desenlazador se incluye en el fluido de tratamiento o fracturación en una cantidad entre 0% y 1% por peso de agua que haya allí.

Los fluidos de tratamiento de formación subterránea de la presente invención también pueden incluir sustancialmente cualquiera de los agentes de

10 espuma conocidos convencionalmente que no reaccionen adversamente con los constituyentes fluidos, de modo que un compuesto gaseoso tal como nitrógeno, aire, dióxido de carbono u otro compuesto de gasificación pueda combinarse con el fluido para formar una espuma para ser introducida en la formación subterránea. El compuesto gaseoso puede mezclarse con el fluido en una cantidad entre 5% a

15 más de 90% para formar un fluido de tratamiento espumoso para uso en la simulación de una formación subterránea. Cuando produce la espuma, el fluido de la presente invención provee los mismos beneficios que se encuentran en el uso de otros fluidos de tratamiento espumosos. El fluido espumoso resulta en que se introduce menos polímero en la formación, puede proveer control mejorado de pérdida de fluido y puede proveer un asistente de gas cuando se retire el fluido de

20 tratamiento de la broca del pozo al término del tratamiento.

A continuación se presentan los siguientes ejemplos con el fin de ilustrar más aún los concentrados de fluidos para el tratamiento de formaciones subterráneas, fluidos de tratamiento y métodos de esta invención.

Ejemplo 1

La capacidad del polímero despolimerizado de la presente invención de proveer control de pérdida de fluido estático a un fluido de tratamiento introducido en una formación subterránea simulada y la permeabilidad recuperada posterior al

tratamiento en comparación con fluidos de tratamiento convencionales se

30 determina de acuerdo con el siguiente procedimiento. Se prepara un material núcleo sintético que comprende una cerámica con una permeabilidad de 5 micrones en largos de aproximadamente 3,5 a 4 cm. Los núcleos tienen un

173

24
176

diámetro aproximado de 2,37 cm. Los núcleos son saturados al vacío en salmuera API filtrada. Los núcleos individuales son luego montados en un dispositivo de camisa Hassler tal como se ilustra en la Figura 1. La dirección de flujo de izquierda a derecha se designa como la dirección de producción y de derecha a izquierda se designa como la dirección de tratamiento para simular las direcciones relativas de movimiento en el tratamiento de una formación subterránea real. Se instala un espaciador hueco adyacente al núcleo para que actúe como cavidad de perforación. La presión de sobrecarga en la camisa Hassler es administrada para mantener presión diferencial de la presión de tratamiento que esté siendo utilizada. El núcleo es calentado y luego se mantiene durante toda a prueba a una temperatura de 52°C. Luego el núcleo es lavado con 25 ml de salmuera API filtrada en la dirección de producción. La permeabilidad inicial a la salmuera API se determina luego en la dirección de producción mediante flujo con una presión diferencial de 138 Kpa. Las tasas son medidas cada 25 ml de producción para determinar la permeabilidad inicial. El fluido que se vaya a probar es luego introducido en un reservorio en comunicación con las líneas de flujo de la dirección del tratamiento. Se pone una presión diferencial alta de aproximadamente 1380 Kpa a través del núcleo en la dirección del tratamiento a medida que el fluido de tratamiento fluye en el núcleo. La presión diferencial se anota en la siguiente tabla para cada prueba. El volumen de fluido de pérdida de esfuerzo y todos los volúmenes de producción se recolectaron en intervalos de tiempo suficientes para determinar la pérdida de fluido. Una vez se completa la fase de pérdida de fluido de la prueba, se mide la permeabilidad de retorno o recuperación inyectando 500 ml de salmuera API en el núcleo en dirección de la producción. No se intenta exprimir ni remover químicamente la torta de filtro creada del fluido de prueba de la cara del núcleo. La permeabilidad recuperada se determina luego de los datos de flujo recopilados. La Tabla I muestra la permeabilidad recuperada. Cada fluido individual probado es preparado de los polímeros identificados en la Tabla mediante hidratación por tiempo suficiente para formar un polímero completamente hidratado y luego, si está presente, un enlazador cruzado que comprende una fuente de borato es mezclado con el fluido en la cantidad indicada.

124
174

TABLA I

Pruebas de Pérdida de Fluido Estático y de Permeabilidad Recuperada

No. de prueba	Polímero	Concentración polímero Kg/m ³	pH	Concentración enlazador cruzado mg/L	Pérdida de fluido		% Permeabilidad recuperada
					Calc. Esfuerzo	Cw	
1	Guar	4,98 Kg/m ³	ND	0	-134	7,416x10 ⁻⁴	50,6
2	Guar	4,98 Kg/m ³	8,4	115	6,6x10 ⁻²	2,754x10 ⁻⁴	79,6
3	Hidroxipropilguar	4,98 Kg/m ³	8,2	315	2,69x10 ⁻²	4,722x10 ⁻⁴	86,9
4	Hidroxipropilguar	4,98 Kg/m ³	8,4	315	1,8x10 ⁻³	7,87x10 ⁻⁵	89,8
5	HPG despolimerizado	4,98 Kg/m ³	9	105	9,45x10 ⁻³	3,148x10 ⁻⁴	92,95
6	HPG despolimerizado	4,98 Kg/m ³	9	315	1,96x10 ⁻³	2,791x10 ⁻⁴	96,3

Los anteriores datos ilustran claramente que para pérdida de fluido similar, en comparación con fluidos de tratamiento convencionales, el uso del polímero despolimerizado de la presente invención resulta en permeabilidad recuperada mejorada de la formación.

PD 26
170

Ejemplo 2

Con el fin de evaluar el desempeño de los diversos fluidos, se hacen pruebas dinámicas de pérdida de fluido usando el polímero despolimerizado de la presente invención en comparación con los fluidos de tratamiento convencionales de acuerdo con el siguiente procedimiento. Se preparan muestras de núcleo para que se ajusten en una célula modificada API de flujo lineal. Cada muestra tiene un área de 10 pulgadas cuadradas. Se separan dos galletas de núcleo dejando un espacio de ,762 cm para dejar que el fluido pase a través de la célula para las condiciones de prueba dinámica. Luego se prepara el fluido de prueba incluida la adición de cualquier agente de enlace cruzado. El fluido de prueba es bombeado a través de 103,6 m de una tubería de acero de ,492 cm de diámetro para proveer preacondicionamiento corte al fluido de prueba. La tasa de corte en el fluido es de aproximadamente 1800 seg^{-1} . El fluido es luego introducido en una sección de tubería de 1,574 cm de diámetro inmersa en un baño caliente para simular la tasa de corte más baja de un fluido en una fractura. La tasa de corte es de aproximadamente 50 seg^{-1} . El fluido es calentado a una temperatura de prueba de aproximadamente 82°C a medida que pasa a través de la tubería. El fluido de prueba es luego introducido en la célula de flujo donde tiene lugar la pérdida de fluido dinámica. Se usa una fuerza de presión diferencial de 6895 Kpa para dirigir el fluido a través de los núcleos. Luego se continúa la prueba durante 60 minutos para permitir la determinación de los coeficientes de pérdida de fluido con base en los volúmenes de fluido recolectados. La Tabla II siguiente muestra los resultados. Para la muestra 1, los fluidos de prueba comprendieron una concentración de ,4882^{m3} de concentrado de fluido de tratamiento de polímero despolimerizado y agua corriente que contiene 2% KCl por 3,785^{m3} de fluido el cual fue sometido a enlace cruzado con una fuente de borato a un pH de aproximadamente 10,1. Para la muestra 2, el fluido comprendió guar hidratado en agua corriente con ,00757⁻³ por 3,785^{m3} de fluido de una solución de cloruro de tetrametil amonio al 50% y un separador que comprendía ,1133Kg de persulfato de sodio y ,1133Kg de persulfato de sodio encapsulado por 3,785^{m3} de fluido el cual fue sometido a enlace cruzado con una fuente de borato a un pH por encima de 9,5. Para la muestra 3, el fluido comprendió guar hidratado en agua corriente

177

177

TABLA II

Coeficientes de Pérdida de fluido dinámica con galletas de núcleo de arenisca de Ohio (0,1 a 0,3 md)

Muestra	Polímero	Concentración de polímero % por peso	Separador	$C_w m/5^{0,5}$	Esfuerzo m^3/m^2
1	HPG despolimerizado	1,49	Ninguno	$7,39 \times 10^{-5}$	$1,20 \times 10^{-4}$
2	Guar	0,3	Persulfato	$1,29 \times 10^{-4}$	0
3	Guar	0,3	Cloruro de sodio activado	$1,40 \times 10^{-4}$	$1,10 \times 10^{-4}$

178 29
101

Los resultados ilustran que la presente invención provee un fluido de tratamiento con una pérdida de fluido dinámica más baja que los fluidos de tratamiento convencionales.

Ejemplo 3

Con el fin de determinar la conductividad de un paquete de soporte, se usó la siguiente prueba para simular producción a través de un paquete de soporte para determinar la conductividad de la fractura. Se abrió la célula de prueba de cada prueba en el Ejemplo 2 y el espacio entre las dos galletas del núcleo se rellenó con material de soporte de arena de Ottawa de malla 20/40 a una concentración específica de Kg/m². Luego se cerró la célula de prueba y se colocó en una prensa donde se pudiera aplicar tensión de cierre y se pueda simular temperatura del reservorio calentando la célula a 82°C. La conductividad del paquete de soporte luego se midió durante un periodo de al menos 48 horas hasta que se obtuvo un valor estable haciendo fluir agua a través del núcleo y del paquete de soporte dentro de la célula de prueba. La Tabla III siguiente muestra los resultados de las pruebas. Las muestras se comparan con una determinación de línea de base determinada colocando material de soporte entre dos galletas de núcleo con la concentración de material de soporte designada sin que ningún fluido de fracturación haya pasado a través del núcleo.

TABLA III

Valores de conductividad del Paquete de soporte

Muestra	Concentración mat. de soporte Kg/m ²	Esfuerzo de cierre kPa	Conductividad md-m	Porcentaje de línea de base %
1	9,76	13790	836	65
		27580	519	74
		41370	165	62
2	9,76	13790	205	16
		27580	119	17
		41370	64	24
3	9,76	13790	770	60
		27580	308	44
		41370	149	56

129 -30
102

Los resultados ilustran que el fluido de tratamiento de la presente invención alcanza una conductividad superior del paquete de soporte en comparación con los fluidos de tratamiento convencionales sin necesidad de usar ningún separador en el fluido de tratamiento.

Ejemplo 4

Con el fin de evaluar el desempeño del fluido de tratamiento de la presente invención en un trabajo de campo real, se trataron dos pozos de acuerdo con los métodos de la presente invención. Cada uno de los pozos en la formación Cottage Grove tenía una profundidad aproximada de 2438,4m y una temperatura de fondo de pozo de aproximadamente 68°C. Se hizo un tratamiento con un separador adicionado en el fluido de tratamiento y se hizo otro tratamiento sin ningún separador adicional. En el primer trabajo, se prepararon 19,9^{m³} de concentrado de fluido de tratamiento con un hidroxipropilguar despolimerizado el cual se utilizó para preparar 11,4^{m³} de gel lineal la cual se usó para hacer un tratamiento de minifractura en el pozo y 113,4^{m³} de fluido de enlace cruzado el cual se usó para realizar el tratamiento principal y colocar el material de soporte. El fluido incluía hidróxido de sodio en una cantidad suficiente para elevar el pH del fluido a aproximadamente 12,1 y un enlazador cruzado de borato para el enlace cruzado del polímero despolimerizado. Se varió el voltaje constante del material de soporte de una concentración de entre ,453 Kg a 2,27 Kg ^{m³} para un total de cantidad inyectada de 22680 Kg. Un separador convencional que comprendía persulfato de amonio encapsulado se mezcló con el fluido gelado de enlace cruzado en una cantidad de entre ,907 a 1,814 Kg por 3,79^{m³} de fluido. El tratamiento se hizo a una tasa promedio de aproximadamente 2,067^{m³} por minuto y se colocó con éxito la cantidad total de material de soporte.

La producción de petróleo durante los dos meses siguientes al tratamiento sobrepasó la producción de pre-tratamiento por encima de 200%.

El segundo trabajo utilizó el mismo polímero despolimerizado. Se usaron aproximadamente 17,5 ^{m³} de concentrado de fluido de tratamiento para preparar 113,6 ^{m³} de fluido de enlace cruzado que se usa para hacer un tratamiento de fracturación en el pozo. El fluido incluía hidróxido de sodio en una cantidad suficiente para ajustar el pH a un nivel de aproximadamente 12,1 y un enlazador cruzado de borato para el enlace cruzado del polímero despolimerizado. Se varió el voltaje constante del material de soporte de una concentración de entre ,453 Kg a 2,27 Kg ^{m³} de fluido. El fluido no incluía ningún separador.

180 31 183

La producción de petróleo durante los dos meses posteriores al tratamiento sobrepasó la producción de pre-tratamiento por encima de 100%.

Por lo anterior, la presente invención está bien adaptada para alcanzar los objetos y ventajas mencionados así como los inherentes a los mismos. Las personas versadas en la técnica podrán hacer varios cambios de modo que los mismos queden abracados dentro del espíritu de esta invención según se define en las reivindicaciones que siguen a continuación.

32
181 104

REIVINDICACIONES:

- 1 Un concentrado de fluido de tratamiento de una formación subterránea que comprende:

agua y

un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado
- 2 El concentrado de la reivindicación 1, en el cual dicha agua es seleccionada del grupo compuesto por agua dulce, agua salada no saturada y agua salada saturada.
- 3 El concentrado de la reivindicación 1, en el cual dicho polímero despolimerizado tiene una relación de polidispersidad de entre 1 y 12.
- 4 El concentrado de la reivindicación 1 en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado es un polímero derivado de guar despolimerizado seleccionado del grupo compuesto por hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietil celulosa, hidroxietil celulosa injertada, carboximetil celulosa y carboximetilhidroxietil celulosa.
- 5 El concentrado de la reivindicación 1, en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado es hidroxipropilguar despolimerizado.
- 6 El concentrado de la reivindicación 1 en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado está presente en dicho concentrado en una cantidad mayor que 6% por peso de dicha agua en el concentrado.
- 7 El concentrado de la reivindicación 1, en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 6% y 20% por peso de dicho concentrado.
- 8 El concentrado de la reivindicación en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 6% y 30% por peso de dicho concentrado.

- 182 33 105
- 9 El concentrado de la reivindicación 1, el cual comprende además un compuesto de ajuste de pH para ajustar el pH del fluido de tratamiento que se formó con dicho concentrado, seleccionado del grupo compuesto por hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido de litio, ácido fumárico, ácido fórmico, ácido acético, anhidro acético y ácido clorhídrico.
 - 10 El concentrado de la reivindicación 9 en el cual dicho compuesto de ajuste de pH es hidróxido de sodio.
 - 11 El concentrado de la reivindicación 9 en el cual dicho compuesto de ajuste de pH está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso de dicha agua en el concentrado.
 - 12 El concentrado de la reivindicación 1, el cual comprende además un tamponador seleccionado del grupo compuesto por carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, diacetato de sodio, diacetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, dihidrógeno fosfato de sodio y dihidrógeno fosfato de potasio.
 - 13 El concentrado de la reivindicación 12, en el cual dicho tamponador es carbonato de sodio.
 - 14 El concentrado de la reivindicación 12 en el cual dicho tamponador está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso de dicha agua en el concentrado.
 - 15 El concentrado de la reivindicación 1, que además comprende un surfactante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento que se forma con dicho concentrado y los fluidos de formación subterránea, seleccionado del grupo compuesto por alquil sulfonatos, alquil arilo sulfonatos, incluidos alquilo bencilo sulfonatos tales como sales de ácido dodecibenceno sulfónico, cloruro de alquil trimetilamonio, alcoholes alquil etoxilados ramificados, mezclas de resina de fenol-formaldehído no iónico, cocobetainas, sulfosuccinato de dioctil sodio, imidazolininas, sulfatos alfa olefina, alcoholes alquil etoxilados lineales, cloruro de trialquil bencilamonio
 - 16 El concentrado de la reivindicación 15, en el cual dicho surfactante es una sal de ácido dodecibenceno sulfónico.

- 34
183
186
- 17 El concentrado de la reivindicación 15, en el cual dicho surfactante está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 0,01% y 1% por peso de dicha agua en el concentrado.
- 18 El concentrado de la reivindicación 1, que además comprende un estabilizador de arcilla seleccionado del grupo compuesto por cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de tetrametil amonio y estabilizadores de arcilla temporales.
- 19 El concentrado de la reivindicación 18, en el cual dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio.
- 20 El concentrado de la reivindicación 18, en el cual dicho estabilizador de arcilla está presente en dicho concentrado en una cantidad entre 2% y 20% por peso de dicha agua en el concentrado.
- 21 Un fluido de tratamiento mejorado de una formación subterránea que comprende:
- agua;
- un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado; y
- un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado de dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado.
- 22 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicha agua es seleccionada del grupo compuesto por agua dulce, agua salada no saturada y agua salada saturada.
- 23 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21 en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado es un polímero derivado de guar despolimerizado seleccionado del grupo compuesto por hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietil celulosa, hidroxietil celulosa injertada, carboximetil celulosa y carboximetilhidroxietil celulosa.
- 24 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado es hidroxipropilguar despolimerizado sustancialmente completamente hidratado.

- 35
184
107
- 25 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0,2% y 5% por peso de dicha agua en el fluido.
 - 26 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho agente de enlace cruzado es seleccionado del grupo consistente de compuestos de boro, compuestos que suministren iones de circonio IV, compuestos que suministren iones de titanio IV, compuestos de aluminio y compuestos que suministren iones de antimonio.
 - 27 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho agente de enlace cruzado es un compuesto de boro.
 - 28 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho agente de enlace cruzado está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 50 mg/L y 5000 mg/L.
 - 29 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un material de soporte seleccionado del grupo compuesto por resina recubierta o arena no recubierta, bauxita sinterizada, materiales de cerámica y perlas de vidrio.
 - 30 El fluido de tratamiento de la reivindicación 29, en el cual dicho material de soporte está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre ,453 Kg y 10,89 Kg de material de soporte por m³ de dicho fluido de tratamiento.
 - 31 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un compuesto de pegajosidad para controlar el material particulado fino o la migración del material de soporte dentro de la formación subterránea.
 - 32 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un compuesto de ajuste de pH para elevar el pH del fluido de tratamiento, seleccionado del grupo compuesto por hidróxido de sodio, hidróxido de potasio e hidróxido de litio.
 - 33 El fluido de tratamiento de la reivindicación 31, en el cual dicho compuesto de ajuste de pH está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 0,3 por peso de dicha agua en el fluido.

- 36
100
100
- 34 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un tamponador seleccionado del grupo compuesto por carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, diacetato de sodio, diacetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, dihidrógeno fosfato de sodio y dihidrógeno fosfato de potasio.
- 35 El fluido de tratamiento de la reivindicación 34, en el cual dicho tamponador es carbonato de sodio.
- 36 El fluido de tratamiento de la reivindicación 34, en el cual dicho tamponador está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 0,3% por peso de dicha agua en el fluido.
- 37 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un surfactante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento que se forma con dicho concentrado y los fluidos de formación subterránea, seleccionado del grupo compuesto por alquil sulfonatos, alquil arilo sulfonatos, incluidos alquilo bencilo sulfonatos tales como sales de ácido dodecilbenceno sulfónico, cloruro de alquil trimetilamonio, alcoholes alquil etoxilados ramificados, mezclas de resina de fenol-formaldehído no iónico, cocobetainas, sulfosuccinato de dioctil sodio, imidazolinas, sulfatos alfa olefina, alcoholes alquil etoxilados lineales, cloruro de trialquil bencilamonio.
- 38 El fluido de tratamiento de la reivindicación 37, en el cual dicho surfactante es una sal de ácido dodecilbenceno sulfónico.
- 39 El fluido de tratamiento de la reivindicación 37, en el cual dicho surfactante está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 0,1% por peso de dicha agua en el fluido.
- 40 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un estabilizador de arcilla seleccionado del grupo compuesto por cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de tetrametil amonio y estabilizadores de arcilla temporales.
- 41 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, en el cual dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio.
- 42 El fluido de tratamiento de la reivindicación 40, en el cual dicho estabilizador de arcilla está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0,5% y 10% por peso de dicha agua en el fluido.

- 37
186
189
- 43 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21, que además comprende un agente de control de pérdida de fluido seleccionado del grupo compuesto por harina de sílice, almidones, ceras y resinas.
- 44 El fluido de tratamiento de la reivindicación 43, en el cual dicho agente de control de pérdida de fluido está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad entre 0% y 1% por peso de dicha agua en el fluido.
- 45 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21 que además comprende un desenlizador retardado para hacer que dicho fluido de tratamiento se revierta en un fluido delgado seleccionado del grupo compuesto por desenlazadores de lactosa, desenlazadores de éster, desenlazadores de ácido encapsulados, desenlazadores generadores de ácido solubles lentamente, oxidizantes que producen ácidos con reacción y metales reactivos a agua.
- 46 El fluido de tratamiento de la reivindicación 45, en el cual dicho desenlizador retardado está presente en dicho fluido en una cantidad entre 0% y 1% por peso de dicha agua en el fluido.
- 47 El fluido de tratamiento de la reivindicación 21 que además comprende un separador retardado para hacer que dicho fluido de tratamiento se revierta en un fluido delgado seleccionado del grupo de oxidizante, oxidizantes encapsulados y separadores de enzimas compuestos de persulfato de sodio, persulfato de potasio, persulfato de amonio, peróxido de magnesio, clorito de sodio, bromato de sodio, amilasas alfa y beta, amiloglucosidasa, invertasa, maltasa, celulasa y hemicelulasa.
- 48 El fluido de tratamiento de la reivindicación 47, en el cual dicho separador retardado está presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad suficiente para separar dicho fluido de tratamiento y hacer que se revierta en un fluido delgado.

123 38
190

**CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA TRATAMIENTO DE FORMACIONES
SUBTERRÁNEAS, FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y MÉTODOS**

Resumen de la Descripción

La presente invención provee concentrados de fluidos, fluidos de tratamiento y métodos. Los concentrados de fluido de tratamiento se comprenden básicamente de agua y de un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado. Los fluidos de tratamiento que se forman agregando agua a los concentrados de fluidos de tratamiento comprende básicamente de agua, un polímero despolimerizado sustancial y un agente de enlace cruzado para el enlace cruzado del polímero despolimerizado hidratado.

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

COPY

**FORMULARIO UNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES
2000-10**

(1) **SOLICITUD DE:**

☐ Corrección de Error Material ☒ Modificación a una solicitud

(2) **SOLICITANTE** Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
Dirección: **P.O. BOX 1431**
Domicilio: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

(3) **REPRESENTANTE** Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN
Dirección: **Cra. 7 No. 74-64, Of. 506** C.C. X NIT
O APODERADO Teléfono: **3132408** Fax: **3131647** C.E. OTRO
E-mail: **No. 17'192.062 TP. 50.007**

(4) Número de expediente: **02-049.489** Título
**"CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA
TRATAMIENTO DE FORMACIONES
SUBTERRANEAS, FLUIDOS PARA TRATAMIENTO
Y METODOS"**

(5) Descripción de la corrección o modificación solicitada

Para dar cumplimiento con el Artículo 34 de la Decisión 486 de la
Comisión de la Comunidad Andina, presento nuevos capítulos
descriptivo y reivindicatorio con las modificaciones realizadas, y que no
implican ningún cambio sustancial, ni material de la solicitud presentada
inicialmente.

(6) Comprobante de pago No. **06-15,463** Fecha: **24 de febrero de 2006**

(7) ☒ Comprobante de pago de la tasa
☒ Poderes, si fuere el caso. **PROTOCOLO No. 18851 DE 18 DE AGOSTO DE 1.998**
☐ Certificado de Existencia y Representación legal de las partes, cuando sean
personas jurídicas.

(8)

NOMBRE **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

FIRMA Original Firmado
Por Humberto Rubio
C.C. 17'192.062 de Bogotá T.P. 50.007



European Patent
Office

EUROPEAN SEARCH REPORT

Application Number
EP 02 25 4023

192 5
195189

DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT			
Category	Citation of document with indication, where appropriate, of relevant passages	Relevant to claim	CLASSIFICATION OF THE APPLICATION (Int.Cl.7)
Y	US 5 305 832 A (GUPTA D V SATYANARAYANA ET AL) 26 April 1994 (1994-04-26) * column 1, line 61 - column 2, line 9 * * column 2, line 36 - column 4, line 30; example 1 *	1,2,4,6, 7,9,10, 12,13, 17,18	E21B43/26 E21B43/25
Y	WO 96/34179 A (RHONE POULENC INC) 31 October 1996 (1996-10-31) * page 1, line 25 - page 2, line 30 * * page 3, line 25 - page 4, line 15 * * page 5, line 9 - page 7, line 31 * * page 8, line 24 - page 10, line 2 *	1,2,4,6, 7,9,10, 12,13, 17,18	
Y	EP 0 343 294 A (CONOCO INC) 29 November 1989 (1989-11-29) * page 2, line 50 - page 3, line 25; claims 1,6,14 *	1,2,4	
			TECHNICAL FIELDS SEARCHED (Int.Cl.7)
			E21B
The present search report has been drawn up for all claims			
Place of search The Hague		Date of completion of the search 11 December 2003	Examiner Boulon, A
CATEGORY OF CITED DOCUMENTS			
X : particularly relevant if taken alone Y : particularly relevant if combined with another document of the same category A : technological background O : non-written disclosure P : intermediate document		T : theory or principle underlying the invention E : earlier patent document, but published on, or after the filing date D : document cited in the application L : document cited for other reasons & : member of the same patent family, corresponding document	

196
193
190

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES**

2020

Bogotá, D. C., 1 de Junio de 2006

Doctor

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

Representante **HALLIURTON ENERGY SERVICES, INC.**

ASUNTO	Radicación No.	02-049489
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	430 6282
	Oficio	
	Folios	003

Como resultado del examen de fondo, realizado con fundamento en el artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica

1) Documentos estudiados:

- a) Para el presente estudio se tendrán en cuenta el capítulo descriptivo, comprendido en los folios 155 a 183 de la solicitud en estudio. Se aceptan las modificaciones realizadas por el solicitante a este capítulo ya que no implican ampliación de la solicitud inicial.
- b) Para el presente estudio se tendrá en cuenta el capítulo reivindicatorio que comprende 48 reivindicaciones en los folios 184 a 189 de la solicitud en estudio. Se aceptan las modificaciones realizadas por el solicitante a este capítulo ya que no implican ampliación de la solicitud inicial.
- c) Conforme lo establece los artículos 9, 10 y 11 de la decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, la presente solicitud en estudio fue presentada el 11 de junio de 2002, y en el momento de la radicación **SI** se reclamo prioridad de la primera solicitud presentada en Estados Unidos US 09/879634.

2) Objeto de la invención

- a) Las reivindicaciones 1 a 48 de la solicitud en estudio se refieren a
 - i) (1.-) Un concentrado de fluido de tratamiento de una formación subterránea que comprende: agua y un polímero despolimerizado hidratado totalmente.
 - ii) (2.-) Un fluido de tratamiento mejorado de una formación subterránea que comprende: agua; un polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado y un agente para el enlace de dicho polímero despolimerizado sustancialmente completamente hidratado.
- b) Los anteriores productos buscan mejorar las condiciones de pozos de producción de petróleo o gas.
- c) Según la Clasificación Internacional de Patentes, la codificación para esta solicitud corresponde a E 21 B 21/14

187 194
191

3) Claridad de la Solicitud

- a) La descripción nuevamente se encuentra muy mal presentada. Al parecer la traducción sigue siendo realizada por alguien que no conoce del arte. Por tanto, la traducción es una traducción literal, con profundos errores y sin sentido técnico válido:

"...enlace cruzado...." No existe el enlace cruzado. Se deben estar refiriendo a entrecruzamiento.

"...Fracturación..." no existe en el español, y menos en el español técnico.

"...Viscosificados..." no existe en el español, y menos en el español técnico

"...gelados..." no existe en el español, y menos en el español técnico

Y un muy largo etcétera....

De la misma forma, en muchos apartes hacen traducciones sin sentido técnico. Por ejemplo, en el folio 158 habla de "contadores costosos...", también de "fluidos mejorados de tratamiento" cuando quieren hablar de "fluidos de tratamiento mejorados"

Es imposible realizar un examen técnico con una solicitud tan mal presentada. Se le dará una última oportunidad al solicitante para que anexe un nuevo capítulo descriptivo correctamente traducido y revisado por una persona que entienda del arte.

- b) El capítulo reivindicatorio no es claro toda vez que:

- i) No se encuentra correctamente redactado. Todas las observaciones hechas en el punto anterior, son también aplicables acá. La redacción es pésima. Se emplean términos que no existen en español. Es totalmente inaceptable lo presentado por el solicitante. Es imposible realizar un examen técnico con una solicitud tan mal presentada. El solicitante deberá anexar nuevo capítulo reivindicatorio correctamente traducido y revisado por una persona que entienda del arte.

- ii) No se precisa la materia sobre la cual se solicita protección. Cómo se explicará en el punto 4), la presente solicitud no posee unidad de invención, por lo que no está definida la materia sobre la cual se solicita protección.

De acuerdo a lo anterior, el capítulo reivindicatorio no cumple con el requisito de claridad de acuerdo a lo establecido en el Art. 30 de la Decisión 486.

4) Evaluación de la Unidad de Invención

El artículo 25 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina establece

"La solicitud de patente sólo podrá comprender una invención o un grupo de invenciones relacionadas entre sí, de manera que conformen un único concepto inventivo"

La presente solicitud carece de unidad de invención toda vez que configura **muy** diferentes objetos. Se dirigen a **concentrados, fluidos** donde la definición de la materia que caracteriza a cada una de las reivindicaciones independientes es diferente entre sí. Esto permite afirmar que no se trata del mismo objeto. Todo el problema radica en configurar varias reivindicaciones independientes con materia

diferente. El solicitante debe establecer una sola reivindicación independiente dirigida al **producto** en la forma más simple de la solicitud de invención. Partiendo de allí establecer reivindicaciones dependientes que amplíen esa forma más simple hasta su forma más compleja.

De acuerdo a lo anterior, la presente solicitud no cumple con el requisito de unidad de invención de acuerdo al Art. 25 de la Decisión 486.

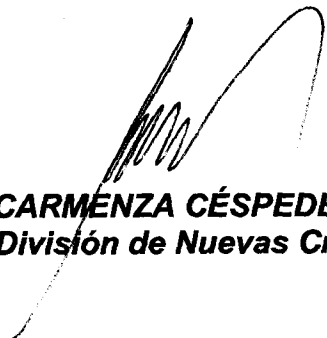
5) Determinación del Estado de la Técnica y Evaluación de los requisitos de patentabilidad

Cuando el solicitante haya corregido TODA LA SOLICITUD y la haya orientado de forma tal que sea claro lo que quiere le sea protegido, en ese momento esta oficina podrá elaborar una determinación correcta del estado de la técnica y una evaluación correcta de los requisitos de patentabilidad

6) Notificación

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que dentro del término de sesenta días contados a partir de la fecha de la notificación de la presente comunicación debe responder a la notificación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto por el numeral 5.2, literal e) del capítulo quinto del título primero de la Circular Única N° 10 de 2001


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe División de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en la lista, de fecha

08 JUN. 2006

Concepto Técnico N° 893	EXAMINADOR TÉCNICO Código No. 202003	EXAMINADOR JURÍDICO Código No.
--------------------------------	--	-----------------------------------