



02 049489

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación : 02049489 00000000

Folios: 51

Fecha (AMD): 2002-06-11 15:33:50

Trámite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
2000-3

①

SOLICITUD DE

☒

Patente de Invención

☐

Patente de Modelo de Utilidad

②

SOLICITANTE
(71)

Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.** IDENTIFICACIÓN

Dirección: **P.O. BOX 1431**

C.C. ☐ NIT ☐

Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**

C.E. ☐ OTRO ☐

E-mail:

Número

Domicilio: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

Lugar de constitución: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

③

REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)

Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN

Dirección: **Carrera 7 No. 74 - 64, Of. 506** C.C. ☒ NIT ☐

Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**

C.E. ☐ OTRO ☐

E-mail:

No. **17'192.062 T.P. 50.007 CSJ**

④

INVENTORES
(73)

Nombre: **Jim D. WEAVER; Steve F. WILSON;**

IDENTIFICACIÓN

Bobby M. BOWES; Billy F. SLABAUGH;

C.C. ☐ NIT ☐

Mark A. PARKER; David M. BARRICK;

C.E. ☐ OTRO ☐

Stanley J. HEATH; David G. WALTERS;

Número

R. CLAY COLE

Dirección: **OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**

E-mail:

Domicilio: **OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

⑤ TÍTULO (34) "CONCENTRADOS DE FLUIDOS PARA TRATAMIENTO DE FORMACIONES SUBTERRÁNEAS, FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y METODOS"

⑥ Clasificación Internacional (51) E 21 B 21/14, 43/114

⑦ Prioridad

(33) País de origen

(32) Fecha

(31) Número de solicitud

SI ☒ NO ☐

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

11 DE JUNIO, 2001

US 09/879,634

⑧ Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6 meses

12 meses

☒ 18 meses

Otro

⑨ Comprobante de pago No. 16,844 Fecha: 11 de marzo de 2002
16,864 11 de marzo de 2002

10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
- ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☒ Poderes, si fuere el caso. **Protocolo No. 18851 de 18 de agosto de 1.998**
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Descripción de la invención.
- ☒ Una o más reivindicaciones.
- ☐ Dibujos y/o planos necesarios.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser del caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☐ Arte final 12 x 12

(11) Figura característica:

(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA



C.C. 17'192.062 de Bogotá
T.P. 50.007 Consejo Superior de La Judicatura

PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 02049489 00000000

Folios: 51

Fecha (AMD): 2002-06-11 15:33:50

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

**REGISTRO
PATENTE DE INVENCIÓN:
"CONCENTRADOS DE FLUIDOS
PARA TRATAMIENTO DE
FORMACIONES SUBTERRÁNEAS,
FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y
METODOS"**

NIT : 809276000-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 02 - 11.244
FECHA : MAYO 11 DE 2002

==== CONSIGNACION =====

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PGO	VAL. PAGO
HUMBERTO RUBIO CAMACHO	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2407614	11/05/2002	11.244.000.00

==== CONCEPTO =====

CANT. ENTREGADO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	378.000.00
	TOTAL :	378.000.00

SON: TRESCIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE N°.

Folio 4 y 5
tarjetas
G

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA

4
Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicacion : 02049489 00000000

Folios: 51

Fecha (AMD): 2002-06-11 15:33:50

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTA

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PRIORIDAD
PATENTE DE INVENCIÓN:
"CONCENTRADOS DE FLUIDOS
PARA TRATAMIENTO DE
FORMACIONES SUBTERRÁNEAS,
FLUIDOS PARA TRATAMIENTO Y
MÉTODOS"

NIT : 900174089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 02 11 16.204
FECHA : MARZO 11 DE 2002

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PASO	BANCO	CUENTA	Nº. PASO	FECHA DEP.	Vº. PASO
HUMBERTO RUBIO CANACHO	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	350-00110-6	2407614	11/03/2002	11.146.000.00

***** CONCEPTO *****

CANT. REENTREGADO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	02 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NU	100.000.00
	TOTAL :	100.000.00

CON: CIENTO DESE MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA AFILIADO AL EXPEDIENTE N°.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

5

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

Antecedentes de la Invención

5

1. Campo de la Invención.

La presente invención se refiere a los métodos y composiciones para el tratamiento de formaciones de pozos subterráneos y más específicamente concentrados de fluidos para tratamiento de formaciones subterráneas, fluidos para tratamiento y métodos para utilizar los fluidos para el tratamiento.

10

2. Descripción del Arte anterior. Las formaciones subterráneas producidas penetradas por los perforadores de pozos se tratan a menudo para incrementar sus permeabilidades o conductividad. Uno de estos tratamientos de estimulación de la producción incluye la fracturación de la formación utilizando un fluido para tratamiento viscoso. Esto es, la formación subterránea o la zona de producción se fractura hidráulicamente en donde una o más fracturas (fisuras) se producen. La fracturación puede llevarse a cabo en pozos que terminan en formaciones subterráneas para cualquier propósito virtualmente. Los candidatos usuales para fracturación o para otros procesos de estimulación, son los pozos de producción terminados en petróleo y/o formaciones que contienen gas. Los pozos de inyección utilizados en operaciones de recuperación secundaria o terciaria para la inyección de fluidos pueden también fracturarse para facilitar la inyección de los fluidos. La fracturación hidráulico se lleva a cabo inyectando un fluido de fracturación viscoso en una formación subterránea o zona a una tasa y presión suficientes para lograr que la formación o el área se fracture con el asistente de producción en una o más fracturas. A medida que la fractura se crea una porción del fluido contenido en el fluido de fracturación viscoso gotea a la formación permeable y un registro de torta comprendido por un agente de gel depositado se edifica en las paredes de y luego ayuda a prevenir o reducir la pérdida posterior del fluido de

15

20

25

NO A
H
polio
ingreso

fracturación de la formación. El bombeo continuo del fluido de fracturación viscoso extiende las fracturas y un proppant tal como arena u otro material particulado puede suspenderse en el fluido de fracturación e introducirse en las fracturas creadas. Las funciones del material proppant previenen que las fracturas formadas se cierren a la reducción de la presión hidráulica que se aplicó para crear la fractura en la formación o en la zona en donde los canales conductivos permanecen y por medio de los cuales los fluidos producidos pueden fluir correctamente a la penetración del pozo cuando se termine el tratamiento de fracturación.

El fluido de fracturación debe poseer una viscosidad lo suficientemente alta para mantener el material en suspensión a medida que el fluido de fracturación fluye en las fracturas creadas.

Un viscosificador se ha utilizado entonces para gelatinizar un fluido de base en donde un fluido de fracturamiento con la alta viscosidad necesaria para realizar el máximo beneficio del proceso de fracturación se suministra. Después de que el fluido de fracturación de alta velocidad se ha bombeado a la formación y la fracturación de la formación ha ocurrido, el fluido de fracturación generalmente se revierte en un fluido de viscosidad baja para removerlo de la formación rompiendo el Gel. El rompimiento de los fluidos de fracturación viscosificados se han llevado a cabo comúnmente adicionando un rompedor al fluido de fracturación antes de bombearlo a la formación subterránea.

Los fluidos de fracturación utilizados han sido predominantemente líquidos basados en agua que contienen un agente gelatinoso que contiene un polisacárido tal como la goma del guar.

El guar y los polímeros de guar derivados tales como el hidroxipropilguar son polímeros económicos solubles en agua que se pueden utilizar para crear alta viscosidad en un fluido acuoso y de enlace cruzado, lo que aumenta además la viscosidad del fluido. Mientras que el uso de fluidos de fracturación polisacáridos de enlace cruzado e ionizados han tenido mucho éxito, los fluidos de fracturación no han sido estables técnicamente a temperaturas por encima de 200°F. Es decir que los fluidos de enlace cruzado y gelatinizados altamente viscosos pierden viscosidad con el tiempo a altas temperaturas. Para compensar la pérdida de viscosidad, la concentración del agente gelatinizador se aumenta, lo cual involucra un

Unidos

costo mayor y causa el incremento de la fricción en el tubo por entre el cual el fluido se inyecta en una formación subterránea, lo que hace que el bombeo de los fluidos de fracturación sea más difícil. Estabilizadores térmicos tales como el tri-sulfato de sodio se han incluido en los fluidos de fracturación para recoger el oxígeno y en consecuencia aumentar la estabilidad de los fluidos de fracturación a altas temperaturas. Sin embargo, el uso de estabilizadores térmicos también incrementa el costo de los fluidos de fracturación. Otro problema que se había experimentado en el uso de fluidos de fracturación polisacáridos de enlace cruzado y gelatinizado incluyen el rompimiento de dichos fluidos de fracturación, después de que las fracturas se han formado. Los rompedores tales como los oxidantes, las enzimas y los liberadores de ácido que atacan las uniones acetales en el eje del polímero polisacárido se han utilizado con éxito.

A fin de hacer que los denominados geles y polisacáridos usados en los fluidos de fracturación porten suficiente proppant, la concentración del agente de cruce utilizado a menudo se ha tenido que incrementar lo que a su vez aumenta el costo de la viscosidad del fluido de fracturación. Los fluidos de fracturación basados en agua, incluyendo los agentes polisacáridos de enlace cruzado y gelatinizados han sido reducidos de una manera importante comparados con los bajos fluidos de fracturación que reducen o eliminan la necesidad de utilizar aditivos de pérdida de fluidos costoso puesto que los polisacáridos de enlace cruzado y gelatinizados han tenido pesos moleculares altos. La torta de filtro producida por el fluido de fracturación viscosa en las paredes de las penetraciones del pozo producen formaciones en las fracturas que se han formado, lo cual es a menudo muy difícil de remover.

Otro problema experimentado en el uso de los fluidos de fracturación basados en agua, incluyendo un agente para gelificar por el polisacárido cruzado y gelatinizado es que debe mezclarse en tanques de soporte durante un tiempo considerable para la hidratación del agente gelificante. Durante el proceso de fracturamiento llevado a cabo en un pozo, el fluido de fracturación hidratado generalmente se bombea fuera de los tanques de soporte mezclado con proppant y otros aditivos en el bombeado a través de la filtración del pozo hasta la

formación que se ha fracturado. Si durante el trabajo el perfil de la presión del orificio inferior y otros parámetros que se obtienen en tiempo real indican que un cambio en las propiedades del fluido de fracturación se requiere, es decir, un cambio en la viscosidad de fracturación del fluido para prevenir un screen out, de la fractura o del mismo, es generalmente imposible efectuarlo puesto que toma largo tiempo para realizar el cambio para que el fluido de fracturación cambiado alcance. La formación que se fractura es otro problema relacionado como el bombeo de fluido de fracturación de los tanques de soporte y la combinación del material proppant, unificadores y otros aditivos usados en el vuelo es que el procedimiento requiere el uso de un metreo costoso y otros equipos.

- 10 Finalmente, en muchas áreas sensibles al medio ambiente, los fluidos de fracturación basados en agua contienen agentes gelificantes polisacáridos que deben recuperarse del pozo y evacuados por medios apropiados desde el punto de vista del medio ambiente lo cual aumenta el costo general del tratamiento de fracturación.

- 15 Así, se necesitan fluidos de tratamiento para formaciones subterráneas mejorados y métodos en los cuales los fluidos no sean inestables térmicamente que no produzcan residuos insolubles que tengan grandes capacidades portadoras de proppant que produzcan porta filtros fácilmente de remover, que no tengan que hidratarse en tanques de soporte durante grandes periodos de tiempo y que puedan cambiarse sus propiedades durante el uso y puedan recuperarse y reutilizarse si se desea.

20 Resumen de la invención

- La presente invención proporciona concentrados de fluidos para el tratamiento de formaciones subterráneas, fluidos de tratamiento mejorados que pueden utilizarse para fracturación lo mismo que para otros diferentes tratamientos de formación subterránea y métodos para utilizar los fluidos de tratamiento que cumplan las necesidades descritas anteriormente y sobrepasando las deficiencias del arte anterior. Un concentrado de fluido para tratamiento de formación subterránea, esta invención se comprende básicamente de agua y de polímeros hidratados totalmente, sustancialmente des polimerizado. El concentrado de fluido tratado, también puede incluir una variedad de aditivos requeridos para

todos los fluidos de tratamiento producidos utilizando el concentrado tal como componentes de ajuste del pH del fluido de tratamiento formado con el concentrado, amortiguadores, dispersantes, sulfatantes para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento formado con el concentrado y los fluidos de concentración subterránea, bactericidas y similares.

El concentrado de fluido para tratamiento se prepara en una localización lejos del sitio del pozo para ser tratado y se transporta al sitio antes de su uso. El concentrado es muy hidratado y puede almacenarse durante largos periodos de tiempo antes de su uso, cuando se utilice el concentrado se mezcla continuamente con agua y con cualquier aditivo adicional requerido y es bombeado a la formación subterránea para ser tratada por medio del penetrador de pozo que lo penetra.

Puesto que existe muy poco tiempo de espera para tratamiento con agua adicional y otros aditivos y bombear el fluido de tratamiento bombeado en una formación subterránea, las propiedades del fluido de tratamiento se pueden periódica o continuamente cambiar durante el tiempo en que el bombeo del fluido para tratamiento tiene lugar. Los fluidos para tratamiento de formación subterránea mejorados de esta invención, comprenden básicamente un polímero despolimerizado hidratado totalmente, un compuesto de pH ajustado para ajustar el pH del fluido para tratamiento hasta un nivel optimo para cruzar un agente de cruce para cruzar el polímero despolimerizado totalmente hidratado. Mientras que los fluidos para tratamiento de formación subterránea mejorado de esta invención se pueden utilizara para lleva a cabo una variedad de pozos subterráneos tales como formaciones de formación subterránea formando paquetes de gravilla en formaciones subterránea para formar bloques temporales en el penetrador el pozo y como fluido de finalización y fluidos de drill-in, ellos son particularmente útiles como fluidos de fracturación para producir una o más fracturas en una formación subterránea. Cuando se utilicen como fluidos de fracturación, los fluidos para tratamiento normalmente contienen un agente de cruce y un material proppant que se mezclan con el fluido para tratamiento cuando se forman al mezclar el concentrado de fluido para tratamiento descrito anteriormente con agua adicional. El polímero despolimerizado

hidratado totalmente utilizado en el concentrado y el fluido para el tratamiento ha producido suficiente proppant la concentración del agente de cruce utilizado a menudo se ha tenido que incrementar, lo cual a su vez aumenta el costo de la viscosidad del fluido de fracturación. Los fluidos de fracturación basados en agua, incluyendo los agentes polisacáridos cruzados y gelatinizados de estos es preferiblemente un polímero polisacárido despolimerizados, y mas preferiblemente un hidroxipropilguar depolimerizado.

Los métodos mejorados de tratamiento de una formación subterránea penetrada por un penetrador de pozo ~~están básicamente comprendidos~~ por los siguientes pasos. Un fluido para tratamiento de enlace cruzado y engelatinado se prepara con agua, un polímero despolimerizado totalmente hidratado, un compuesto de pH ajustado para ajustar el pH del fluido para tratamiento hasta alcanzar un pH óptimo para enlace de cruce y un agente de enlace de cruce para enlazar el cruce del polímero despolimerizado totalmente hidratado, en consecuencia, el fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado se introduce a la formación subterránea para tratarse. Otro método mejorado de tratamiento de una formación subterránea penetrada por un penetrador de pozo, en donde una o más fracturas se forman básicamente comprende los siguientes pasos. El fluido de fracturación de enlace cruzado y gelatinizado se prepara con agua, un polímero despolimerizado hidratado completamente, un compuesto que ajuste el pH para ajustar el pH del fluido de fracturación y un agente de enlace cruzado para enlazar el cruce del polímero despolimerizado hidratado totalmente, en consecuencia la formación subterránea se contacta con el fluido de fracturación de enlace cruzado y gelatinizado bajo condiciones efectivas para crear por lo menos una fractura en la formación subterránea. Después que se cree una fractura en la formación, un material proppant se puede mezclar con una porción del fluido de fracturación e introducirse en la fractura creada para posteriormente de proa la fractura creada en una posición abierta después de la finalización del tratamiento de fractura.-

En consecuencia es el objeto general de la presente invención proporcionar concentrados de fluidos para tratamiento de formaciones subterráneas, Fluidos para tratamiento y métodos.

Otros propósitos posteriores, rasgos y ventajas de la presente invención serán aparentes para aquellas que tengan habilidades en el arte después de leer la siguiente descripción.

Descripción de personificación preferida

5 Como se menciona anteriormente, la presente invención proporciona un fluido para tratamiento de formación subterránea mejorada que se prepara en el sitio de trabajo de una manera muy rápida de un concentrado de fluido para tratamiento de formación subterránea hidratado totalmente. Este concentrado de fluido para tratamiento se produce en una

10 localización de manufactura fuera de lugar y se puede almacenar durante varios periodos de tiempo antes o después de haber sido transportados a su sitio de trabajo. El fluido para tratamiento de formación subterránea mejorado se prepara en un sitio de trabajo, simplemente mezclando el concentrado de fluido para tratamiento hidratado totalmente con

15 agua adicional o cualquier aditivo requerido que no este contenido en el concentrado. La prelación del fluido para tratamiento incluye los pasos de medición del contenido de fluido para tratamiento en la cual se mezcla con agua adicional y aditivos que tambien pueden ser medidos en el mezclador o de otra manera agregados al fluido. La mezcla se bombea simultáneamente fuera del mezclador y en la formación subterránea para tratarse por medio de un penetrador de pozo. Desde que el proceso de bombeo de mezcla y bombeo comienza

20 hasta que el fluido para tratamiento formado alcanza la formación subterránea para ser tratada se incluye un periodo de tiempo de únicamente unos pocos minutos los cuales permiten cambios en las propiedades del fluido para el tratamiento en la superficie como se requiere durante el tiempo en que el fluido para tratamiento se bombea. Por ejemplo: en un procedimiento de fracturación llevado a cabo en una formación subterránea para estimular la producción de la formación subterránea se pueden efectuar cambios al fluido de fracturación durante el bombeo del fluido en respuesta a un control continuo de los parámetros barreno hacia abajo para lograr los resultados de fracturamiento deseados, es decir, la viscosidad de del fluido de fracturación, la cantidad de material proppant llevado por el fluido de

25

fracturamiento y otras propiedades de fracturamiento que pueden ser continuamente medidas en la superficie y cambiadas como se requiera para lograr resultados de barreno hacia abajo óptimos en tiempo real. El concentrado de fluido para tratamiento de formación subterránea para esta formación está básicamente comprendido por agua y un polímero despolimerizado hidratado totalmente. El polímero despolimerizado hidratado totalmente puede fabricarse por varios medios, el polímero puede fabricarse formando un polímero hidratable que tenga un peso molecular relativamente alto como resultado de la derivación de un polisacárido y luego sometiéndolo a una despolimerización extensa en la cual el eje del polímero se divide en segmentos cortos de un polímero en cadena, la fabricación de dichos polímeros se puede efectuar por técnicas de derivatización y despolimerización conocidas en el arte y como se describe en la aplicación del os Estados Unidos denominadas "composiciones galactomanias y métodos para utilizarlas presentadas en junio 11 de 2001 (Jesse Magallanes, Sylvain Diguët, William Stivers)(de ahora en adelante denominados como la aplicación Magallanes) de acuerdo con una descripción de la invención, el polímero despolimerizado de la presente invención se puede preparar agregando el polímero para ser despolimerizado en una vasija reactiva junto con una cantidad de peróxido de hidrógeno y agua. Preferiblemente prescrito, el polímero despolimerizado se prepara con los métodos descritos en las aplicaciones Magallanes, la revelación de la cual se incorpora en este instrumento por referencia. La vasija reactiva puede calentarse a una temperatura elevada de 100 oF, para iniciar la reacción. Si la temperatura ambiente es insuficiente para iniciar la reacción. Una vez que se inicie la reacción de despolimerización es exotermisada y la temperatura de la vasija reactiva generalmente se deberá mantener en el rango de 100 a 200 o F para un tiempo suficiente para que el peso se degrade al peso molecular deseado. Alternativamente el polímero se puede formar de monómeros de peso molecular menor que se polimericen hasta que el peso molecular deseado se logre. El polímero hidratable utilizado para formar los segmentos de cadena cortos pueden ser sustancialmente de cualquier polisacárido y preferiblemente de un polímero derivado del grupo consistente de hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietilcelulosa,

→ Tipo

- hidroxietil celulosa unido con glicidol o ácido vinil fosfónico o dioxidol, carboximetil celulosa, carboximetilhidroxietilo y similares . de estos, el hidroxipropiguar despolimerizado se prefiere, el polímero despolimerizado deberá tener un peso molecular en el rango de cerca de 25.000 a 400.000 y preferiblemente tener un peso molecular promedio en el rango de
- 5 100.000 a 250.000. el polímero depolimerizado preferiblemente deberá tener una despolimerización de cerca 1 a 12 o se determina por la cromatografía de permeabilización de gel como se revela en el estudio "cromatografía líquida de alto rendimiento práctico" editado por C.F. Simpson (Hyden & SonLtd., 1976). El radio de depolimerizado de polisacáridos o de otros polímeros generalmente se pueden poner en el rango de cerca de 2
- 10 hasta 250. el polímero despolimerizado de la presente invención se ha encontrado que exhibe la propiedades superiores identificadas en este instrumento cuando se mantienen dentro de la proporción indicada de polidispersiación, si los propósitos de transporte deseados, almacenamiento, el polímero despolimerizado debe almacenarse en forma seca y cuando se necesite debe re-hidratarse para formar el concentrado de fluido para tratamiento.
- 15 El polímero despolimerizado hidratado totalmente se mezcla con agua en una suma de cerca de 6% de peso de concentrado para formar el concentrado de fluido para tratamiento. Preferiblemente, el polímero está presente en una cantidad de 6% para que hasta que exceda el 30% del peso y preferiblemente de cerca de 6% a 20% por peso de concentrado. La viscosidad del concentrado de fluido para tratamiento generalmente está en el rango de
- 20 15.000 hasta 35.000j cps como se determina por el viscometro Brookfiel DV II mas RV fabricado por Brookfield Engineering laboratorios de Middleboro M.A. la viscosidad se determina por las medidas llevadas a cabo cerca de la temperatura de 75oRF, y una velocidad rotacional de 20 rpm utilizando un LV3.
- 25 Otros instrumentos similares tambien pueden utilizarse para medir la viscosidad del fluido concentrado. El agua utilizada para formar el concentrado de fluido para tratamiento puede ser agua fresca, agua salada no saturada o agua salada saturada, generalmente el polímero despolimerizado hidratado totalmente utilizado en la presente invención se mezcla con el

agua en una cantidad del rango de cerca de 6% A 30% de peso del agua, en algunos ejemplos puede ser deseable agregar un agente dispersador al polímero para dispersar el polímero hidratable despolimerizado cuando se ha almacenado en una forma seca y facilitando su rehidratación en agua. Cualquiera de la variedad de los agentes dispersantes

5 conocidos por estos individuos de capacidades ordinarias en el arte se pueden utilizar. Un agente dispersante particularmente se puede encontrar que es un petróleo hidrocarburo ligero como el petróleo diesel, keroseno, olefinas o similares, otro agente dispersante es el polietilénico estos preferiblemente se prefieren en petróleo diesel. Cuando un agente dispersador utilizado se incluye en una cantidad en el rango de cerca de menos de 5% para el exceso de 60% de peso del polímero. una variedad de otros aditivos se pueden incluir en un concentrado de esta invención en el momento de su fabricación, dichos aditivos generalmente incluyen un pH para ajusta el pH del fluido del tratamiento para ajusta un pH optimo o deseado para un enlace cruzado cuando se forme con el concentrado, ejemplos de dichos concentrados incluyen más no están limitados a, ácido fórmico, ácido fomárico, ácido 10 acético, ácido hidrocórico, sodio, hidróxido, hidróxido de potasio, hidróxido de litio, varios carbonatos o cualquier otro agente de control comúnmente utilizado para el pH que no reaccione adversamente con el polímero de acuerdo al uso de la presente invención. De estos el hidróxido de sodio es el preferido 0, cuando se utilice, el compuesto para ajustar el pH se incluye el compuesto para ajusta el pH se incluye en el concentrado en una cantidad en 15 el rango de 0.5% a 10% por peso de agua.

Un amortiguador de pH también se puede incluirse en concentrado, ejemplos de estos concentrados tambien pueden incluirse más no están limitados al carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, sodio o di acetato de potasio sodio o fosfato potasio sodio o fosfato hidrogeno potasio o fosfato di-hidrógeno 25 potasio y los similares, cuando se utilicen, el amortiguador se incluye en el concentrado en una cantidad en el rango de cerca de 0.5 a 10% por peso del agua en este instrumento.

Otro aditivo que puede incluirse en el concentrado es un sulfatante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido para tratamiento que se forma con el concentrado y los fluidos

de la formación subterránea. Ejemplo de los sulfatantes que se pueden utilizar, incluyen más no están limitados a sulfonatos alquilo y sulfonatos incluyendo sulfonato benzil alquilo tales como sales de ácidos sulfónico dodecilbenzeno, cloruro trimetilamonio alquilo, alcoholes etoxilados, alquilo ramificados mezclas de resinas no iónica, formas de hidrofeno, cocobetáinas, sulfocinato de sodio dioctil, imedazolin, sulfonatos olefin alfa, alcoholes etoxilados alquilo lineales, cloruro benzilamonio triakil y similares. De estos las sales de los ácidos sulfúricos dodecilbenzeno se prefieren cuando se utilice el sulfatante se incluye en el concentrado en una suma en el rango de cerca de 0.01% hasta cerca de 1% de peso del agua en el fluido del tratamiento. Cualquier otro sulfatante que sea conocido como adecuado para utilizarlo en el tratamiento de formaciones subterráneas y que no reaccione adversamente con el fluido de la presente invención se puede utilizar

También otro aditivo que puede incluirse en el concentrado es un estabilizador de arcilla. Ejemplos de estabilizadores de arcilla pueden usarse incluyen más no están limitados al cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y amonio tetrametil de cloruro y similares, ejemplos de estos estabilizadores de arcilla temporales que son adecuados para su uso en la presente invención se revela por ejemplo en las patentes US 5,197,544; 5,097,904; 4,977,962; 4,974,678; 4,828,726, todas las revelaciones que están incorporadas en el presente instrumento por referencia de estas el cloruro de potasio y el cloruro de amonio tetrametil se prefieren. Cuando se utilicen los estabilizadores de arcilla se incluyen en el concentrado en una cantidad en el rango de 2% hasta 20% por peso del agua.

Cuando el concentrado de esta invención se mezcle con agua adicional y cualquier otro aditivo deseado para formar un fluido de tratamiento subterráneo, ningún tiempo de hidratación se requiere puesto que el concentrado ya ha sido hidratado totalmente, el agua adicional se mezcla con el concentrado en agua para una proporción de concentrado en el rango de cerca 4:1 hasta cerca de 20:1 dependiendo de la viscosidad final deseada en el fluido para tratamiento, el agua utilizada puede ser agua fresca, agua salada no saturada incluyendo salmuera o agua de mar o agua salada saturada. Para incrementar la viscosidad del fluido de tratamiento formado con el concentrado un agente de enlace cruzado se mezcla

con el agua y el concentrado . segmentos de la cadena corta de enlace cruzado del polímero despolimerizado hidratado totalmente en el concentrado se enlazan en cruz por un agente que produce un fluido para tratamiento viscoso que tienen propiedades inesperadas. Estas propiedades inesperadas incluyen las siguientes: (1) el fluido para tratamiento incluyendo

5 segmentos de polímeros de enlace cruzado e hidratados despolimerizados ampliamente tiene una estabilidad térmica inesperada a temperaturas por encima de 200 oF y preferiblemente de cerca de 200 a 275 oF sin el uso de geles estabilizadores (2) los polímeros hidratados con alto peso molecular convencional utilizados en fluidos para tratamiento de enlace cruzado convencional que producen una torta de filtro en las paredes de los pozos penetrados

10 penetrando produciendo formaciones y fracturas formadas que son difíciles de remover. (3) como se describe anteriormente, los fluidos para tratamiento de la presente invención no han sido prehidratados y el fluido para tratamiento se mezcla con agua adicional y aditivos en la superficie y los cambios en tiempo real se hacen en muy corto tiempo en las propiedades del fluido de tratamiento como se hayan bombeado. (4) los fluidos para tratamiento convencional

15 formados con polímeros hidratados de enlace cruzado producen pesticidas que cuando se rompen producen daños, a menudo en la formación tratada, esto es, cuando el anterior polímero hidratado de enlace cruzado trate los fluidos y se suscite un revestimiento para fluidos delgados por rompedores químicos, un residuo considerable se forma a menudo en el fluido Root, esto se contrasta con los fluidos para tratamiento de la presente invención que

20 produce muy pocos residuos cuando reducen la viscosidad. El concentrado de fluido para tratamiento utilizado de acuerdo a esta invención se procesa durante su fabricación para remover los residuos del concentrado, como resultado el residuo bajo que produce fluidos para tratamientos de esta invención produce fracturas que tienen alta conductividad y se utilizan para tratar fluidos (5) como se describirá en adelante, los fluidos para tratamientos

25 de esta invención pueden incluir, cuando ciertos polímeros y enlaces cruzados se empleen, sitios de ácido reversible. Cuando ciertos tipos de enlaces cruzados de utilicen los enlaces cruzados se rompen simplemente disminuyendo el pH a un nivel de 9. a este nivel el pH para fluido no esta con enlace cruzado y así los envases acetales que forman los sitios de enlace

cruzado son estables y pueden volverse a enlazar en cruz, este aspecto permite que el fluido para tratamiento se recupere de una formación subterránea bien tratada y bien penetrada y reutilizarse en vez de echarse en localizaciones sensibles al medio ambiente, la recuperación y reutilización de los fluidos para tratamiento de esta invención hace que sea mucho más económico de utilizar que los fluidos convencionales anteriores en el arte. Los fluidos para tratamiento de formación subterránea de esta invención están básicamente comprendidos de agua, polímeros despolimerizados de agua, totalmente hidratados y un enlace cruzado del agente para cruzar el enlace del polímero despolimerizado deshidratado. Como se menciono anteriormente el agua se puede seleccionar entre agua fresca, agua salada sin saturar incluyendo salmueras y agua de mar y agua de mar saturada.

Como se indico anteriormente en lo referente al concentrado de fluido par tratamiento, en cuestión en el fluido para tratamiento se puede un polisacárido despolimerizado y preferiblemente es un polímero derivado del guar despolimerizado totalmente del grupo que consiste en hidroxipropilguar, carbosimetilhidropopilguar, carboximetilguar, hidroxietilguar y carboximetilhidroxietilguar. De estos, hidroxipropilguar despolimerizados hidratados totalmente son los más preferidos. El polímero en cuestión utilizado está generalmente presente en el fluido para tratamiento en una cantidad en un rango de cerca de 0.2% hasta 5% por peso de agua en este.

Los ejemplos de agentes de enlace cruzado que pueden utilizarse en el fluido para tratamiento incluyen más no están limitados a compuestos de tales como el ácido bórico, el tetrahidrato octaborato de sodio, diborato de sodio y pentaboratos, ulexites y colemanite, compuestos que pueden suministrar iones zirconio IV tales como por ejemplo el lactato de zirconio, trietanolamina lactato de zirconio, carbonato de zirconio, acetilacetato de zirconio y el lactato diisopropilamina de zirconio, compuestos que pueden suministra iones de titanio IV tales como por ejemplo el lactato de amonio titanio, trietanolamine titanio, el acetilacetato titanio, compuestos de aluminio tales como, lactato de aluminio, citrato de aluminio o compuestos que pueden suministra iones de antimonio. De estos un compuesto de borato es el más preferido, el tipo exacto y la cantidad de agentes para enlace cruzado,

utilizados depende del polímero despolimerizado específico para ser cruzado en enlace, las condiciones de temperatura de la formación y otros factores conocidos por los individuos que conocen el arte. El agente de enlace cruzado utilizado se incluye en el fluido para tratamiento en un rango de cerca a 50 ppm a cerca de 5000 ppm de enlace cruzado activo, como
5 también se menciona anteriormente en conexión con el concentrado, un compuesto que ajuste el pH para ajustar el pH del fluido para el tratamiento hasta conseguir el pH óptimo para efectuar el enlace cruzado, se puede incluir en el fluido para tratamiento. El compuesto para el ajuste de pH se puede seleccionar de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, ácido fumárico hidróxido de litio, ácido fórmico, ácido acético, ácido hidrocórico, híbrido acético y
10 similares, de estos el preferido es el hidróxido de sodio. El compuesto para ajustar el pH se incluye en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca del 0% a 0.3% por peso del agua en el fluido para tratamiento.

Cuando el agente para enlace cruzado preferido se utilice, es decir el compuesto borato, el compuesto para ajuste de pH se utiliza para elevar el pH del fluido para tratamiento por
15 encima de cerca de 9, en aquel pH el agente para enlace cruzado, compuesto borato un cruce de enlace de la cadena corta y de los segmentos del polímero de cadena corta hidratada, cuando el pH del fluido para tratamiento está en enlace cruzado cae por debajo de cerca de 9, y los sitios de enlace cruzado no permanecen más en enlace cruzado, así cuando el fluido para fracturación de enlace cruzado de esta invención contacta la formación
20 subterránea se trata el pH es más bajo en algún grado y este comienza el proceso de rompimiento para causar que el fluido de fracturamiento esté completamente revertido en un corto periodo de tiempo, un desenlazador demorado capaz de bajar el pH del fluido para tratamiento se puede tratar en el fluido para tratamiento, ejemplos de estos desenlazadores demorados pueden utilizarse incluyendo pero no limitados a varios lactones, esterres, ácidos
25 encapsulados y ácidos solubles lentos que generan compuestos oxidantes que producen ácidos a la reacción con agua, metales reactivos con agua tales como aluminio, litio, magnesio y similares de estos los esterres se prefieren, el desencadenador se incluye en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a cerca de 1% por peso del agua

de este. Alternativamente, cualquiera de los rompedores demorados utilizados convencionalmente empleados con enlazadores cruzados, iones metales se pueden utilizar por ejemplo oxidantes tales como el cloruro de sodio, bromato de sodio, persulfato de sodio, persulfato de amonio, persulfato de amonio encapsulado, persulfato potasio o persulfato amonio y similares, lo mismo que el peróxido de magnesio, rompedores de enzimas que pueden emplearse incluyen amilasas alfa y beta, amiloglucidasos, invertases, maltasas, celulosas y hemicelulosas. El rompedor específico, desencadenador utilizado así sea o no encapsulado lo mismo que la cantidad de este empleada dependerá del tiempo de rompimiento deseado, la naturaleza del polímero y el agente para enlace cruzado, características de la formación y condiciones y otros factores, cuando el fluido para tratamiento de formación subterránea de esta invención se utiliza para llevar a cabo un procedimiento de estimulación o fractura un material proppant se incluye en por lo menos una porción de fluido para tratamiento a medida que este se bombea a la formación subterránea para fracturarse, y en la fracturas creadas en esta. El material proppant se mide en el fluido para tratamiento a medida que el fluido para tratamiento se forma y como se menciono anteriormente la cantidad de material proppant por volumen en fluido para tratamiento se puede cambiar como se requiere en tiempo real. Ejemplos de material proppant que se pueden utilizar incluyen más no están limitados a arena cubierta o arena descubierta, bauxita sinterizado materiales cerámicos o cuentas de vidrio. El material proppant es generalmente en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 1 a 24 lb de material proppant por galón del fluido para tratamiento.

Como se menciono anteriormente en conexión con el concentrado, componentes adicionales que pueden incluir los componentes adicionales que se pueden incluir en el fluido para tratamiento a esta dimensión y que son una parte del concentrado de fluido para tratamiento se utilizan para formar el fluido para tratamiento que incluye un amortiguador seleccionado del grupo consistente en carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, di acetato de potasio o sodio, fosfato de potasio o de sodio, o un fosfato hidrogeno potasio, fosfato di hidrogeno potasio, fósforo de sodio y similares. De

estos el carbonato de sodio es el preferido, el amortiguador está generalmente presente en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a 0.3% por peso del agua contenida en este. El fluido para el tratamiento lo mismo que el concentrado pueden incluir también un sulfatante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido para el

5 tratamiento y los fluidos de la formación subterránea contactados por el fluido para tratamiento, ejemplos de estos sulfatantes incluyen más no están limitados únicamente a alquilo sulfanatos, alquilo aril sulfanatos, incluyendo sulfonatos sulfonatos benzilos alquilo, tales como sales de ácido sulfúrico dodecilbenzilo, cloruro trimetilamonio, alcoholes etoxilados alquilo ramificados, mezclas de resinas aniónicas, fenol-formaldeido, cocobetainas, sulfocinato

10 de sodio dioctilo, imidazolinas, alfa olefin sulfonatos, alcoholes ectoxilatados, alquilo lineales, cloruro benzilamonio tri alquilo y similares. De estos las sales ácidas sulfúricas dodecilbenzeno son preferidas. El sulfatante está generalmente presente en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a 0.1% por peso de agua contenida en este. El fluido para tratamiento y el concentrado también pueden incluir un estabilizador de arcilla

15 seleccionado por ejemplo del grupo que consiste en cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio y cloruro amonio tetrametilo y similares, de estos el cloruro de potasio y el cloruro de amonio tetrametilo son los preferidos, cuando se utilicen el estabilizador de arcilla está generalmente presente en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0.5% a cerca de 10% por peso del agua contenida ahí.

20 Otros aditivos pueden incluirse en un fluido para tratamiento de formación subterránea de esta invención que no estén normalmente en el concentrado de fluido para tratamiento utilizado para formar el fluido para tratamiento, por ejemplo en las aplicaciones en que un agente de control de pérdida de fluido se deba incluir en el fluido para tratamiento, un agente de control de pérdida del fluido se puede medir en un mezclador durante la mezcla del fluido

25 para tratamiento, ejemplos de agentes de control de pérdida de fluido que se pueden utilizar incluyen más no están limitados a arena silica, almidones, ceras y resinas, el agente de control de pérdida de fluido se incluye en el fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% a cerca de 1% por peso del agua

Los fluidos para tratamiento de formación subterránea puede incluir componentes para retardar el movimiento del proppant introducido en el fluido dentro de la fractura creada. Por ejemplo, materiales en forma de fibras, hojuelas, tiras, cuentas, cepillados, plaquetas y como comprimidos de vidrio, cerámicas, compuestos de carbón, polímeros o metales sintéticos o naturales y si se desea pueden mezclarse con el fluido y el proppant dentro de la formación subterránea para retardar o prevenir el movimiento del proppant introducido. Mas detalladamente la descripción de los anteriores materiales son descubiertos en , por ejemplo patentes US 5,330,005; 5,439,055 y 5,501,275 la totalidad de estos descubrimientos se incorporan bajo esta referencia. Alternativamente o en adición a los materiales anteriores, un material comprimido o compuesto pegajoso puede mezclarse con el fluido o el proppant para cubrir por lo menos una porción del proppant u otros materiales sólidos identificados anteriormente tales que el material recubierto y particulado adyacente a este adhiera juntos para formar aglomerados, los cuales harán un puente en la creación de la fractura para prevenir la retroalimentación del particulado. El compuesto pegajoso tambien puede introducirse a la formación con el fluido para tratamiento antes o después de la introducción del proppant a la formación. El material recubierto es efectivo para inhibidor la retroalimentación del particulado fino en el paquete proppant con un tamaño que va desde el proppant o menos de cerca de 600 de malla. El proppant recubierto u otro material es efectivo para consolidar finas partículas en la formación de la forma de aglomerados para prevenir el movimiento de los aglomerados finos durante la producción de la formación de fluidos desde el pozo penetrado, luego del tratamiento, una descripción más detallada del uso del compuesto pegajoso anterior y sus métodos de uso están revelados en las patentes US 5,775,415, 7,787,986, 5, 833,000; 5,839,510; 5,871,049; 5,853,048; y 6,047,772 y todas sus revelaciones se incorporan con este material de referencia a este instrumento.

Aditivos adicionales que pueden incluirse en el tratamiento de los fluidos de esta invención, que son muy conocidas para aquellos que conocen el arte, incluyen más no están limitados a inhibidores de escala, desmulsificadores, estabilizadores de arcilla, bactericidas, activadores rompedores y similares.

Un método mejorado de esta invención para tratamiento de formación subterránea por un pozo penetrado se comprende dentro de los siguiente pasos: (a) preparación de fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado que comprende agua, el polímero despolimerizado hidratado totalmente y un agente para enlace cruzado como el polímero despolimerizado hidratado y (b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido para tratamiento de enlace cruzado u otro método mejorado de esta invención para tratar una formación subterránea penetrada por un pozo penetrado en donde una o más fracturas se forman en este comprende los siguientes pasos: (a) preparar un fluido que fracture de enlace cruzado y gelatinizado que comprende agua, un polímero despolimerizado hidratado totalmente, un agente de enlace cruzado para el enlace dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente y un material proppant, y (b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido de fracturación de enlace cruzado y gelatinado bajo condiciones efectivas para crear una fractura en dicha formación subterránea, el agua utilizada para preparar los fluidos de enlace cruzado y gelatinado llamados por los anteriores métodos puede ser: agua fresca, agua salada no saturada, incluyendo salmueras y agua de mar y agua salada saturada, el polímero despolimerizado hidratado totalmente puede ser un polisacárido despolimerizado hidratado totalmente y es preferiblemente un polímero derivado guar despolimerizado hidratado totalmente seleccionado del grupo que consiste de hidroxipropilguar, carboximetildroxipropilguar, carboximetilguar, hidroxietil celulosa, celulosa hidroxietil unida, carboximetil celulosa, carboximetil hidroexietil celulosa y similares, de estos el hidroxipropilguar despolimerizado es el preferido, el polímero depolimerizado hidratado totalmente está incluido en el fluido para tratamiento o fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0.2% a 5% por peso del agua de este.

El agente de enlace cruzado utilizado en el fluido para tratamiento y fluido para fracturación es preferiblemente seleccionado del grupo que consiste de compuestos de , tales como ácido bórico, tetrahidrato octaborato disodio, diborato de sodio y pentaboratos, compuestos que pueden suministrar iones, zirconio IV e iones tales como lactato de zirconio, lactato de trietanolamina, carbonato de zirconio, acetilacetato de zirconio y lactato diisopropilamina

de zirconio, compuestos que pueden suministrar iones de titanio IV tales como por ejemplo el lactato de amonio titanio, trietanolamina de titanio, acetilacetato de titanio, compuestos de aluminio tales como lactato de aluminio o citrato de aluminio o compuestos que suministren iones antimonio, de estos un compuesto borato es el preferido, el agente, de enlace cruzado
5 utilizado se incluye en el fluido para tratamiento en una cantidad en El rango de cerca de 50 ppm ha cerca de 5000 ppm de enlazador cruzado activo.

El fluido de fracturación tambien incluye un material proppant que puede ser una resina recubierta o arena no recubierta o arena no recubierta o bauxita sinterizada, materiales
cerámicos, cuentas de vidrio y similares, el material proppant está incluido en el fluido de
10 fracturamiento en una cantidad en el rango de cerca de 1 a 24 libras de material proppant por galón del fluido para tratamiento. El fluido para fracturación o tratamiento puede incluir tambien un compuesto para elevar el pH del fluido, el compuesto para ajuste de pH puede seleccionarse de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido litio, ácido fórmico ácido
fúrmico, ácido acético, anhídrido acético, ácido hidrocórico y similares. De estos el
15 hidróxido de sodio es el preferido, el compuesto para ajuste de pH se incluye en el fluido de fracturamiento o fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a 0.3% por peso del agua en el fluido para tratamiento.

El fluido de fracturación o tratamiento puede incluir tambien un amortiguador seleccionado del grupo consistente de bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, sodio o di acetato
20 potasio, sodio o fosfato potasio, sodio o fosfato hidrogeno potasio, sodio o fosfato dihidrogeno potasio y similares. De estos el carbonato de sodio se prefiere. El amortiguador está generalmente presente en el fluido de fracturamiento o tratamiento en una cantidad en rango de 0% o cerca 0.3% por peso de agua de este.

Otro componente que puede incluir en fluirse en el fluido de fracturamiento o tratamiento es
25 un sulfatante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de fracturación o tratamiento y los fluidos de formación subterránea. Ejemplos de sulfatantes que pueden utilizarse incluyen más no están limitados a sulfonatos alquilo, sulfonatos aril alquilo, incluyendo sulfonatos alquilo benzilo tales como sales de ácido sulfónico dodecilbenzeno,

cloruro trimetilamonio alquilo, alcoholes etoxilados alquilo, ramificados mezclas de resina no iónica, formaldehído-fenol, cocobetainas, dioctil sodio sulfosucinato, imidazolinás, sulfanatos olefin alfa, alcoholes etoxilados alquilo lineales, cloruro benzilamonio trialquil y similares. De estos las sales de ácidos sulfónicos dodecilbenzenos son las preferidas. El sulfatante se incluye en el fluido de fracturación o tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% o cerca de 0.1% del peso del agua de este.

También otro componente que puede incluirse en el fluido para fracturación o tratamiento es un estabilizador de arcilla, ejemplos de estabilizadores de arcilla incluyen más no están limitados a cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio o cloruro amonio tetrametil y similares, de estos el cloruro de potasio y el cloruro amonio tetrametil son los preferidos. Cuando se utilicen, el estabilizador de arcilla se incluye en el concentrado en una cantidad en el rango de cerca de 0.5% y 10% por peso del agua de este.

Otro componente que puede incluirse en el fluido para fracturación o tratamiento es un agente de control de pérdida de fluido para fracturación o tratamiento tal como harina de silica, almidones, ceras y resinas, el agente de control de pérdida de fluido se incluye en el fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a cerca de 1% por peso del agua en este.

Un componente final que es usualmente incluido en el fluido para fracturación o tratamiento es un rompedor o un desenlazador de enlace cruzado para hacer que el fluido se revierta rápidamente hasta terminar en un fluido delgado, ejemplos de estos desenlazadores o rompedores incluyen más no están limitados a: rompedores retardados o un desenlazador capaz de disminuir el pH del fluido para tratamiento para hacer que el polímero de enlace cruzado se revierta. Ejemplos de rompedores retardados o desencadenadores que pueden utilizarse, incluyen más no están limitados a varios lactones, esterés, ácidos encapsulados y ácidos solubles lentos que generan compuestos oxidantes que producen ácidos a la reacción con el agua, con los metales reactivos con agua tales como aluminio, litio, magnesio y similares, de los cuales los esterés se prefieren. Alternativamente cualquiera de los rompedores utilizados convencionalmente empleados con enlazadores cruzados de los iones

de los metales se pueden utilizar tales como por ejemplo el sodio cloruro, bromatosodio, el persulfato sodio, persulfato amonio, persulfato de sodio encapsulado, persulfato de potasio o persulfato de amonio y similares, lo mismo que el peroxido de magnesio, rompedores de enzimas que pueden emplearse incluyen las amilasas alfa y beta , las aminoglucosidasas, invertasas, maltasas, celulazas y emicelulasas se prefieren. El rompedor o desenlazador se incluyen en el fluido para fracturación o tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a 1% de peso del agua de este. Los fluidos del tratamiento de la formación subterránea de la presente invención pueden incluir tambien sustancialmente cualquiera de los agentes espumosos conocidos convencionalmente que no reaccionen adversamente con los componentes del fluido tales como compuestos gaseosos como Nitrógeno, aire, dióxido de carbón u otro compuesto gasificador que se pueda mezclar con el fluido para formar una espuma para su introducción a la formación subterránea, el compuesto gaseoso se puede mezclar con el fluido en una cantidad de 5% hasta exceder de 90% para formar un fluido para tratamiento espumoso para usar en la estimulación de una formación subterránea, cuando en espuma, el fluido de la presente invención proporciona los mismos beneficios que se encuentran con el uso de otros fluidos para tratamiento espumoso. Los resultados del fluido espumoso en menos polímeros se han introducido a la formación y pueden suministrar control de perdida de fluido mejorada y proporcionar una asistencia de gas para remover el fluido del tratamiento del pozo penetrado al a conclusión del tratamiento. Para ilustrar más los fluidos para tratamiento concentrados para formación subterránea y los métodos de la presente invención se dan los siguientes ejemplos.

EJEMPLO 1

La habilidad del polímero depolimerizado de la presente invención para proporcionar control de pérdida de fluido estática a un fluido para tratamiento introducido en una formación subterránea simulada y que gana una p permeabilidad posteriormente al tratamiento en comparación con los fluidos de tratamiento convencionales se determina de acuerdo al siguiente procedimiento. Un material de núcleo sintético que comprende una cerámica con 5

micrones de permeabilidad se prepara en longitudes de cerca de 3.5 a 4 cm. Los núcleos tienen un diámetro de cerca de 2.37 cms, los núcleos luego se saturan aspirados en salmuera API filtrada. Núcleos individuales se montan luego en un aparato de manguito como se ilustra en la figura 1. la dirección del flujo de izquierda a derecha se designa como la producción-dirección y de derecha a izquierda se designa como la dirección del tratamiento para simular la dirección relativa del movimiento al tratar una formación subterránea. Un espaciador cóncavo se instala adyacente al núcleo para actuar como una cavidad de perforación. Presión de sobrecarga se administra al manguito hasdler, manteniendo la presión diferencial de la presión de tratamiento que se usa. El núcleo se calienta y luego se mantiene durante toda la prueba a una temperatura de 125 oF. El núcleo entonces se sofoca con 25 mL o con salmuera API filtrada en la dirección de la producción. La permeabilidad inicial es la salmuera API se determina luego en la dirección de la producción por flujo con una presión diferencial de 20 psi. Las tasas se miden cada 25 mL de producto para deteminar la permeabilidad inicial. El fluido para ser probado se introduce luego en un tanque en comunicación con la líneas de flujo de la dirección del tratamiento, una alta presión diferencial de cerca de 200 psi se coloca entre el núcleo en la dirección del tratamiento a medida que el fluido para tratamiento fluye en el núcleo. La presión diferencial se observa en la tabla a continuación para cada test. Chorro de volumen de perdida del fluido y todos los volúmenes del producto se cogieron en intervalos de tiempo para determinar la perdida del fluido. Después del a fase de perdida de fluido del test y que se hubiera finalizado, el retorno o la permeabilidad ganada de nuevo se midieron inyectando 500 mL de ap de salmuera API por medio del núcleo en la dirección de la producción, ningún intento se hizo para remover químicamente la torta del filtro creada por el test de la fase del núcleo. La permeabilidad vuelta a ganar se determino por los datos del fluido recogidos, la permeabilidad ganada de nuevo se estipula en la tabla I a continuación. Cada fluido individual que se pruebe se prepara de las polímeros identificados en la tabla por hidratación por un tiempo suficiente para formar un polímero hidratado totalmente y luego un enlazador cruzado que comprende una fuente de borato y se mezcla con el fluido en la cantidad indicada, si se presenta.2

TABLA I

Perdida de fluidos estáticos y pruebas de permeabilidad recuperados

Prueba numero	polímero	Concentración de polímeros Lbr./ 1000 gal	pH	Concentración de enlace cruzado ppm	Perdida de Fluido		% regained Permeabilidad
					Calcu sport	Cw	
1	Guar	41.6	ND	0	3.3	0.019	50.6
2	Guar	41.6	8.4	115	0.163	0.007	79.6
3	hidroxipropilguar	41.6	8.2	315	0.662	0.012	86.9
4	Hidroxipropilguar	41.6	8.4	315	0.045	0.002	89.8
5	Depolimerizado HPG	41.6	9	105	0.232	0.008	92.95
6	Depolimerizado HPG	41.6	9	315	0.048	0.007	96.3

Los siguientes datos ilustran claramente que para una pérdida de fluido similar, en comparación con los fluidos de tratamiento convencional, el uso de los polímeros despolimerizadores de la presente invención resulta en una formación de permeabilidad ganada de nuevo y recuperada.

5

Ejemplo 2

Para evaluar el rendimiento de los diferentes fluidos, test de pérdida de fluidos dinámicos se llevan a cabo utilizando el polímero despolimerizado de la presente invención en comparación con fluidos de tratamiento convencional de acuerdo con el siguiente

- 10 procedimiento. Muestra de núcleo se preparan para que quepan en la célula de flujo lineal modificada API, cada muestra tiene un área de superficie de 10 pulgadas cuadrada, 2 galletas de núcleo se colocan aparte con un intervalo de 0.30 inch de pulgada para permitir que el fluido fluya dentro de la célula para las condiciones dinámicas del test, el fluido del test entonces se prepara incluyendo la adición de cualquier enlazador cruzado,
- 15 el fluido del test se bombea por entre un tubo de 340 pies de 0.194 pulgadas de diámetro para proporcionar pre acondicionamiento y una historia de corte al fluido del test. La tasa de corte en el fluido es de cerca de 1800 sec⁻¹. el fluido entonces se introduce en una sección de un tubo de 062 pulgadas de diámetro inmerso en un baño caliente para simular la tasa de corte más bajo de un fluido en una fractura. La tasa de
- 20 corte es de cerca de 50sec⁻¹. el fluido se calienta a una temperatura de cerca de 180° F como si fuera pasando por el tubo, el fluido del test entonces se introduce ala célula del flujo en donde la pérdida de fluido dinámico ocurre, una fuerza de presión diferencial de 1000 psi se utiliza para conducir el fluido dentro de los núcleos. El test entonces se continúa por 60 minutos para permitir la determinación de coeficientes de pérdida de
- 25 fluido basándose en volúmenes de fluidos recolectados. Los resultados se colocan en la tabla 2 a continuación. Los fluidos del test comprenden para el ejemplo 1 una concentración de 129 galones de concentrado de fluido para tratamiento de polímero despolimerizado y agua con llave que contiene 2% de KCL x 1000 galones de fluido que

fueron enlazados en cruz con una fuente de borato, a un pH de cerca 10.1. para el ejemplo 2, el fluido comprendía guar hidratado en agua golpeada con 2 galones por 1000 galones de fluido de una solución de cloruro amonio tetrametil al 50% y un rompedor que comprende 0.25 libras de sodio persulfato y 0.25 libras de persulfato de sodio encapsulado por 1000 galones de fluido que fueron enlazados en cruz con una fuente de borato a un pH por encima de 9.5. para la muestra 3, el fluido comprendía guar hidratado en agua golpeado con 2 galones por 1000 galones de Fluido de 50% de una solución de cloruro amonio tetrametil y un rompedor que comprende 15 galones x 1000 galones de fluido de una solución de cloruro de sodio y 3 galones por 1000 galones de fluido de una solución de ácido etilenediaminetetraacético de cobre de enlace cruzado con una fuente borato a un pH por encima de 9.5.

TABLA II

Coeficientes de Perdida de fluidos dinámicos con galletas de núcleo de arena Ohio

Muestra	Polímero	Concentración de polímero % por wl	Rompedor	$C_w(\text{ft}/\text{min}^{0.5})$	Chorro (gal/ft^2)
1	HPG depolimerizado	1.49	Ninguno	0.001877	0.00294
2	Guar	0.3	Persulfato	0.00287	0
3	Guar	0.3	Cloruro de sodio activado	0.00357	0.0027

Los resultados ilustran que la presente invención proporciona un fluido para tratamiento con una pérdida de fluido dinámico más baja que la de los fluidos de tratamiento convencional.

5

Ejemplo 3

Para determinar la conductividad de la fractura de un empaque proppant, el siguiente test se utilizo para simular la producción por medio de un paquete proppant para determinar la conductividad de la fractura. La célula de cada test en el ejemplo 2 se abrió y el espacio entre las dos galletas de núcleo se lleno con una malla o tagua de 20/40 de área proppant a una concentración especificada en lb/pies cuadrados.

10

La célula del test luego se cerró y se colocó en una prensa en donde el estrés del cerramiento se podía aplicar y la temperatura del recipiente se podía simular calentando la célula a 180° F la conductividad del paquete proppant luego s midió durante un periodo de por lo menos 48 horas, hasta que se obtuvo el valor estable enviando agua por medio del núcleo y el paquete proppant dentro de la célula del test. Los resultados del test se colocan en la tabla III a continuación. Las muestras se comparan con una línea de base para determinar la conductividad colocando el proppant entre las dos galletas de núcleo con la concentración designada de proppant dentro del fluido de fracturación que paso por el núcleo.

15

20

TABLA III

Valores de Conductividad del paquete proppant

Muestra	Concentración proppant lb/ft ²	Estrés de cerramiento psi	Conductividad Md/ft	Porcentaje de línea de base %
1	2	2000	2744	65
		4000	1705	74
		6000	540	62
2	2	2000	674	16
		4000	390	17
		6000	209	24
3	2	2000	2526	60
		4000	1011	44
		6000	488	56

Los resultados demuestran que el fluido para tratamiento de la presente invención logra una conductividad superior a la del paquete proppant en comparación con los fluidos de tratamiento convencionales sin la necesidad del uso de cualquier rompedor en el fluido de tratamiento.

Ejemplo 4

10 Para evaluar el rendimiento del fluido del tratamiento de la presente invención en un campo de trabajo actual, dos pozos se trataron de acuerdo con los métodos de la presente invención. Los pozos en la formación de Cottage Grove, tenía cada uno una profundidad de 8000 pies y una temperatura de orificio inferior de cerca de 155° F. Un

tratamiento se llevo a cabo con un rompedor adicionado en el fluido de tratamiento y el otro tratamiento se lleva a cabo sin ningún rompedora adicional. El primer trabajo, 125 barriles de concentrado de fluido de tratamiento se prepararon con un hidroxipropilguar despolimerizado que se utilizó para preparar 3000 galones de gel lineal que se utilizo
5 para llevar a cabo un tratamiento minfrac en el pozo y 30.000 galones de fluido de enlace cruzado que se utilizo para llevar a cabo el tratamiento principal y colocar el proppant. El fluido incluía hidróxido de sodio en una cantidad suficiente para elevar el pH del fluido a cerca de 12.1 y un borato enlazado en cruz para enlazar en cruz el polímero despolimerizado. El proppant se llevo a una concentración de cerca de 1 a 5 libras por
10 galón por una cantidad total inyectada de 50.00 libras. Un rompedor convencional comprendiendo persulfato de amonio encapsulado se mezcla con el fluido gelatinizado de enlace cruzado en una cantidad de cerca de 1 a cerca de 4 libras por 100 galones de fluido. El tratamiento se llevo a cabo a una tasa promedio de 13 bpm y se coloco con éxito la cantidad total de proppant.

15 La producción de petróleo durante los dos meses siguientes al tratamiento se excedió por la producción del tratamiento por un exceso de 200%.

El segundo trabajo utiliza el mismo polímero despolimerizado, aproximadamente 110 barriles de concentrado de fluido para tratamiento se utilizaron para preparar 30.000 galones de fluido de enlace cruzado que se usaron para llevar a cabo un tratamiento de
20 fracturación en el pozo. El fluido incluía hidróxido de sodio en una cantidad suficiente a un ajuste del pH a un nivel de cerca de 12.1 y un borato de enlace cruzado para enlace cruzado del polímero despolimerizado. El proppant introducido con el fluido se elevó a una concentración de cerca de 1 a cerca de 5 libras por galón de fluido. El fluido no incluía ningún rompedor.

25 La producción de petróleo durante los dos meses después del tratamiento excedió la producción del pre-tratamiento en in exceso de 100%.

Por ello, la presente invención está bien adaptada para logra los objetos y ventajas mencionados, lo mismo que aquellos inherentes a esta, mientras que diferentes cambios

se pueden efectuar por aquellos que conocen el arte, dichos cambios están de acuerdo con el espíritu de esta invención como se define por las reivindicaciones anexas:

Lo que se reivindica es:

1. Un concentrado de fluido para tratamiento de formación subterránea que comprende: agua y un polímero despolimerizado hidratado totalmente X
2. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicha agua se selecciona del grupo que consiste en agua fresca, agua saladas sin saturar y agua salada saturada
3. El concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho polímero despolimerizado tiene una proporción de polidispersidad de 1 a cerca de 12.
4. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente es un polímero derivado del guar despolimerizado seleccionado del grupo que consiste de hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, celulosa hidroxietil, celulosa hidroxietil unida, celulosa carboximetil y celulosa carboximetilhidroxietil
5. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente es hidroxipropilguar despolimerizado ?
6. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente está presente en dicho concentrado en una cantidad superior a cerca de 6% del peso del agua de este. → NO SE ACEPTA.
7. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho es el mismo 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente está presente en una cantidad en el rango de 6% a 20% por peso de dicho concentrado. { REDACCIÓN
8. el concentrado de la reivindicación 1 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente está presente en dicho concentrado en una cantidad de cerca de 6% a cerca de 30% por peso de dicho concentrado ?
9. El concentrado de la reivindicación 1 en donde además comprende un compuesto para ajustar el pH del fluido de tratamiento que se forma con dicho concentrado seleccionado del grupo que consiste de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio,

hidróxido de litio, ácido fomárico, ácido formica, ácido acético, anhídrido acético y ácido hidroclicórico.

10. el concentrado de la reivindicación 9 en donde dicho compuesto para ajustar el pH es un hidróxido de sodio
- 5 11. el concentrado de la reivindicación 9 en donde dicho compuesto para ajustar el pH esta presente en el concentrado en un rango de cerca de 0% a 0.3% del peso del agua de este
- 10 12. El concentrado de la reivindicación 1 que además comprende un amortiguador seleccionado del grupo que consistente en carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, di acetato de sodio, di acetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, fosfato dihidrógeno de sodio, fosfato dihidrógeno de potasio.
- 15 13. el concentrado de la reivindicación 12 en donde dicho amortiguador es un carbonato de sodio
14. El concentrado de la reivindicación 12 en donde dicho amortiguador está presente en dicho concentrado en un a cantidad en el rango de cerca de 0.5 a cerca de 10% por el peso del agua en este.
- 20 15. el concentrado de la reivindicación 1 que además comprende un sulfatante para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido para tratamiento que se forma con dicho concentrado y los fluidos de las formaciones subterráneas seleccionados del grupo que consiste en sulfonatos alquilo, sulfonatos aril alquilo, tales como las sales del ácido sulfónico dodecilbenzeno, cloruro alquilotrimetilamonio, alcoholes etoxilatados alquilo ramificados, mezclas de resinas no iónicas fenol-formaldehído, cocobetaínas, sulfocinato de sodio dioctil, imidazolimas, sulfonatos olefin alfa, alcoholes etoxilatados alquilo lineales, y
- 25 16. el concentrado de la reivindicación 15 en donde dicho sulfatante es una sal de ácido sulfónico dodecilbenzeno.

Surfactante?

NO CORRESPONDE

Nombre no correspondiente.

17. El concentrado de la reivindicación 15 en donde dicho sulfatante está presente en dicho concentrado en una cantidad en el rango de cerca de 0.01 a cerca de 1% por el peso de agua de este.
- 5 18. El concentrado de la reivindicación 1 que además comprende un estabilizador de arcilla seleccionados del grupo que consiste en sulfonatos alquilo, sulfonatos aril alquilo, tales como las sales del ácido cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro de amonio tetrametil y estabilizadores de arcilla temporales.
- 10 19. el concentrado de la reivindicación 18 en donde dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio
20. El concentrado de la reivindicación 18 en donde dicho estabilizador de arcilla esta presente en dicho concentrado en una cantidad en el rango de cerca de 2% a cerca de 20% por peso del agua de este.
- 15 21. Una fluido para tratamiento de formación mejorado que comprende: agua; 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente y un agente para enlace cruzado para enlazar en cruz dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente.
22. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicha agua se selecciona del grupo consistente de agua fresca, agua salada no saturada y agua salada saturada.
- 20 23. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente es un polímero derivado del guar despolimerizado hidratado totalmente seleccionado del grupo consistente en hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, celulosa hidroxietil, celulosa hidroexitetil unida, celulosa carboximetil y celulosa el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende carboximetilhidroxietil.
- 25 24. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente es un hidroxipropilguar despolimerizado hidratado totalmente

NOTY

entrecruzamiento

NO

25. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente se presenta en dicho fluido para tratamiento en un rango de cerca de 0.2% a cerca de 5% por peso del agua de este.
- 5 26. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho agente para enlace cruzado se selecciona del grupo que consiste en compuestos de boro, compuestos que suministran iones IV de zirconio, compuestos que suministran iones de Titanio IV, compuestos de aluminio y compuestos que suministran iones de antimonio. *monitoreo*
- 10 27. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho agente para enlace cruzado es un compuesto boro
28. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 en donde dicho agente para enlace cruzado está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 50 ppm a cerca de 5000 ppm.
- 15 29. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un material proppant seleccionado del grupo consistente de resina cubierta, o arena descubierta, bauxita sinterizada, material de cerámica y cuentas de vidrio. *?????*
30. El fluido para tratamiento de la reivindicación 29 en donde dicho material proppant está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 1 a cerca de 24 libras de material proppant por galón de dicho material para tratamiento. *monitoreo*
- 20 31. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un compuesto pegajoso para controlar agregados finos o migración de proppant dentro de la formación subterránea.
- 25 32. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 el cual además comprende un compuesto pH para elevar el pH del fluido para tratamiento seleccionados del grupo consistente de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio e hidróxido de litio

→ Abacomb P

33. el fluido para tratamiento de la reivindicación 31 en donde dicho compuesto para ajustar el pH está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% y 0.3% por peso del agua de este.
- 5 34. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un amortiguador seleccionado del grupo consistente de carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, di acetato de sodio, di acetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, fosfato dihidrógeno de sodio, fosfato dihidrógeno de potasio.
- 10 35. el fluido para tratamiento de la reivindicación 34 en donde dicho amortiguador es el carbonato de sodio
36. El fluido para tratamiento de la reivindicación 34 en donde dicho amortiguador está presente en el fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a cerca de 0.3% por peso del agua de este.
- 15 37. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un sulfatante para la prevenir la formación de emulsiones entre dicho fluido para tratamiento y los fluidos de las formación subterránea seleccionados del grupo que consiste de sulfonatos alquilo, sulfonatos alquilo-aril tales como las sales de ácidos sulfónico dodecilbenzeno, cloruro trimetilamonio alquilo, alcoholes etoxilados, alquilo ramificados mezclas de resinas no iónicas, fenol-formaldehídos, cocobetaínas, sulfocinato de sodio dioctil, imedazolinas, sulfonatos olefin alfa, alcoholes etoxilados alquilo lineales, cloruro benzilamonio trialquilo
- 20 38. el fluido para tratamiento de la reivindicación 37 en donde dicho sulfatante es una sal de ácido sulfónico dodecilbenzeno
- 25 39. el fluido para tratamiento de la reivindicación 37 en donde dicho sulfatante está presente en dicho fluido para tratamiento en el rango de cerca de 0% a 0.1% por peso del agua de este
40. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 comprende un estabilizador de arcilla seleccionado del grupo consistente de cloruro de potasio, cloruro de sodio,

ALABAMA

REDACCIÓN

REDACCIÓN

cloruro de amonio, cloruro amonio tetrametil y estabilizadores de arcilla temporales

41. el fluido para tratamiento de la reivindicación 40 en donde dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio
- 5 42. el fluido para tratamiento de la reivindicación en donde dicho estabilizador de arcilla está en dicho fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0.5% a cerca de 10% por peso del agua de este.
- 10 43. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un agente de control de pérdida de fluido seleccionad del grupo consistente de fluor sílice, almidones, ceras y resinas
44. el fluido para tratamiento de la reivindicación 43 en donde dicho agente de control de pérdida de fluido esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% a cerca de 1% por peso del agua de este
- 15 45. El fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende desencadenadores retardantes para causar en dicho fluido para tratamiento la reversión a este fluido seleccionado de un grupo consistente de desencadenadores de lactona, desencadenadores ester, desencadenadores ácidos encapsulados, ácido solubles despaciosamente que generan desencadenadores, oxidantes que producen reacción sobre los ácidos, y metales reactivos de agua.
- 20 46. El fluido para tratamiento de la reivindicación 45 en donde dicho desencadenador retardante está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% a 1% por peso del agua de este.
- 25 47. el fluido para tratamiento de la reivindicación 21 además comprende un desencadenador retardante para hacer que el fluido para tratamiento se revierta convirtiéndose en un fluido delgado seleccionado del grupo de oxidantes encapsulados y enzimas rompedoras seleccionadas del grupo consistente de persulfato de sodio, persulfato de potasio, persulfato de amonio, peróxido de

Nounb

Aproposito

magnesio, clorito de sodio, bromato de sodio, amilasas alfa y beta, amiglucosidasa, invertasa, maltasa, celulaza y hemicelulaza.

5 48. el fluido para tratamiento de la reivindicación 47 en donde dicho rompedor retardante esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad suficiente para romper dicho fluido para tratamiento y revertirlo en un fluido delgado,

DESUELDO

49. un método apropiado para tratar una formación subterránea penetrada por un penetrador de pozo que comprende los pasos de:

10 a) preparar un fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado de agua, 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente y un agente para enlace cruzado para enlazar en cruz, dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente

→ ABSURDO
DESUELDO

b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado

15 50. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicha agua se selecciona del grupo que consiste de agua fresca, agua salada no saturada, agua salada saturada

Dependen
cia

20 51. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente es un polímero derivado del guar despolimerizado hidratado del grupo que consiste de hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, celulosa hidroxietil, celulosa hidroxietil unida, celulosa carboximetil y celulosa carboximetilhidroxietil

25 52. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde el polímero despolimerizado hidratado totalmente es hidroxipropilguar despolimerizado hidratado totalmente

53. El fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente esta presente en dicho fluido para

tratamiento en una cantidad en el rango de 0.2% a 5% por el peso del agua de este.

54. El fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicho agente de enlace cruzado se selecciona del grupo comprendido entre componentes de boro, compuestos que suministrar iones de zirconio IV, compuestos que suministran iones de titanio IV, compuestos de aluminio y compuestos que suministran iones de antimonio.
55. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicho agente para enlace cruzado es un compuesto de boro
56. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 en donde dicho agente de enlace cruzado esta presente en una cantidad en el rango de 50 ppm hasta cerca de 5000 ppm
57. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende un compuesto para ajuste del pH para elevar el pH al fluido de tratamiento seleccionado del grupo consistente de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio e hidróxido de litio
58. el fluido para tratamiento de la reivindicación 57 en donde dicho compuesto para ajuste de pH es hidróxido de sodio
59. el fluido para tratamiento de la reivindicación 57 en donde dicho compuesto para ajustar el pH está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% y 0.3% por peso del agua de este.
60. El fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende un amortiguador seleccionado del grupo consistente de carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, di acetato de sodio, di acetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, fosfato dihidrógeno de sodio, fosfato dihidrógeno de potasio.
61. el fluido para tratamiento de la reivindicación 60 en donde dicho amortiguador es el carbonato de sodio

{ 40

62. El fluido para tratamiento de la reivindicación 34 en donde dicho amortiguador está presente en el fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a cerca de 0.3% por peso del agua de este.
- 5 63. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende un sulfatante para la prevenir la formación de emulsiones entre dicho fluido para tratamiento y los fluidos de las formación subterránea seleccionados del grupo que consiste de sulfonatos alquilo, sulfonatos alquilo aril tales como las sales de ácidos sulfónico dodecilbenzeno, cloruro trimetilamonio alquilo, alcoholes etoxilatados, alquilo ramificados mezclas de resinas no iónicas, fenol-formaldehídos, cocobetaínas, 10 sulfocinato de sodio dioctil, imedazolinás, sulfonatos olefin alfa, alcoholes etoxilatados alquilo lineales, cloruro benzilamonio trialquilo
64. el fluido para tratamiento de la reivindicación 63 en donde dicho sulfatante es una sal de ácido sulfónico dodecilbenzeno
65. el fluido para tratamiento de la reivindicación 63 en donde dicho sulfatante está 15 presente en dicho fluido para tratamiento en el rango de cerca de 0% a 0.1% por peso del agua de este
66. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 comprende un estabilizador de arcilla seleccionado del grupo consistente de cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro amonio tetrametil y estabilizadores de arcilla 20 temporales
67. el fluido para tratamiento de la reivindicación 66 en donde dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio
68. el fluido para tratamiento de la reivindicación 66 en donde dicho estabilizador de arcilla está en dicho fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0.5% a 25 cerca de 10% por peso del agua de este.
69. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende un agente de control de pérdida de fluido seleccionad del grupo consistente de fluor sílice, almidones, ceras y resinas

70. el fluido para tratamiento de la reivindicación 69 en donde dicho agente de control de pérdida de fluido esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% a cerca de 1% por peso del agua de este
71. El fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende desencadenadores retardantes para causar en dicho fluido para tratamiento la reversión a este fluido seleccionado de un grupo consistente de desencadenadores de lactona, desencadenadores ester, desencadenadores ácidos encapsulados, ácido solubles despaciosamente que generan desencadenadores, oxidantes que producen reacción sobre los ácidos, y metales reactivos de agua.
72. El fluido para tratamiento de la reivindicación 71 en donde dicho desencadenador retardante esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% a 1% por peso del agua de este.
73. el fluido para tratamiento de la reivindicación 49 además comprende un desencadenador retardante para hacer que el fluido para tratamiento se revierta convirtiéndose en un fluido delgado seleccionado del grupo de oxidantes encapsulados y enzimas rompedoras seleccionadas del grupo consistente de persulfato de sodio, persulfato de potasio, persulfato de amonio, peróxido de magnesio, clorito de sodio, bromato de sodio, amilasas alfa y beta, amiglucosidasa, invertasa, maltasa, celulaza y hemicelulaza.
74. el fluido para tratamiento de la reivindicación 69 en donde dicho rompedor retardante esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad suficiente para romper dicho fluido para tratamiento y revertirlo en un fluido delgado
75. un método apropiado para tratar una formación subterránea penetrada por un penetrador de pozo que comprende los pasos de:
- Preparar un fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado de agua, 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente y un agente para

Abstract



enlace cruzado para enlazar en cruz dicho 1 polímero despolimerizado hidratado totalmente y agente de enlace cruzado para enlace en cruz con dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente y un material proppant. y

5 b) contactar dicha formación subterránea con dicho fluido para tratamiento de enlace cruzado y gelatinizado

76. el método de la reivindicación 75 en donde dicho polímero despolimerizado tiene un radio de polidispersación de 1 a cerca de 12

polidispersión

10 77. el método de la reivindicación 75 en donde dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente es un polímero derivado del guar despolimerizado hidratado del grupo que consiste de hidroxipropilguar, carboximetilhidroxipropilguar, carboximetilguar, celulosa hidroxietil, celulosa hidroxietil unida, celulosa carboximetil y celulosa carboximetilhidroxietil

15 78. el método de la reivindicación 75 en donde el polímero despolimerizado hidratado totalmente es hidroxipropilguar despolimerizado hidratado totalmente

79. el método de la reivindicación 75 en donde dicho polímero despolimerizado hidratado totalmente esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de 0.2% a 5% por el peso del agua de este.

20 80. El método de la reivindicación 75 en donde dicho agente de enlace cruzado se selecciona del grupo comprendido entre componentes de boro, compuestos que suministrar iones de zirconio IV, compuestos que suministran iones de titanio IV, compuestos de aluminio y compuestos que suministran iones de antimonio.

81. el método de la reivindicación 75 en donde dicho agente para enlace cruzado es un compuesto de boro

25 82. el método de la reivindicación 75 en donde dicho agente de enlace cruzado esta presente en una cantidad en el rango de 50 ppm hasta cerca de 5000 ppm

83. el método de la reivindicación 75 en donde dicho material proppant es seleccionado de un grupo consistente de una capa de resina, bauxita sinterizada, materiales de cerámica y cuentas de cristal
- 5 84. el método de la reivindicación 75 en donde dicho material proppant esta presente en dicho fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 1 a cerca de 24 libras de material proppant por galón de dicho fluido de tratamiento
85. el método de la reivindicación 75 además comprende un compuesto para ajuste del pH para elevar el pH al fluido de tratamiento seleccionado del grupo consistente de hidróxido de sodio, hidróxido de potasio e hidróxido de litio
- 10 86. el método de la reivindicación 85 en donde dicho compuesto para ajuste de pH es hidróxido de sodio
87. El método de la reivindicación 85 en donde dicho compuesto para ajustar el pH está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el rango de cerca de 0% y 0.3% por peso del agua de este.
- 15 88. El método de la reivindicación 75 además comprende un amortiguador seleccionado del grupo consistente de carbonato de sodio, carbonato de potasio, bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, di acetato de sodio, di acetato de potasio, fosfato de sodio, fosfato de potasio, fosfato dihidrógeno de sodio, fosfato dihidrógeno de potasio.
- 20 89. el método de la reivindicación 75 en donde dicho amortiguador es el carbonato de sodio
90. El método de la reivindicación 75 en donde dicho amortiguador está presente en el fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0% a cerca de 0.3% por peso del agua de este.
- 25 91. el método de la reivindicación 75 además comprende un sulfatante para la prevenir la formación de emulsiones entre dicho fluido para tratamiento y los fluidos de las formación subterránea seleccionados del grupo que consiste de sulfonatos alquilo, sulfonatos alquilo aril tales como las sales de ácidos sulfónico

dodecilbenzeno, cloruro trimetilamonio alquilo, alcoholes etoxilados, alquilo ramificados mezclas de resinas no iónicas, fenol-formaldehídos, cocobetáinas, sulfocinato de sodio dioctil, imedazolinás, sulfonatos olefin alfa, alcoholes etoxilados alquilo lineales, cloruro benzilamonio trialquilo

- 5 92. el método de la reivindicación 75 en donde dicho sulfatante es una sal de ácido sulfónico dodecilbenzeno
93. el método de la reivindicación 75 en donde dicho sulfatante está presente en dicho fluido para tratamiento en el rango de cerca de 0% a 0.1% por peso del agua de este
- 10 94. el método de la reivindicación 75 comprende un estabilizador de arcilla seleccionado del grupo consistente de cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de amonio, cloruro amonio tetrametil y estabilizadores de arcilla temporales
95. el método de la reivindicación 75 en donde dicho estabilizador de arcilla es cloruro de potasio
- 15 96. el método de la reivindicación 75 en donde dicho estabilizador de arcilla está en dicho fluido de tratamiento en una cantidad en el rango de 0.5% a cerca de 10% por peso del agua de este.
97. el método de la reivindicación 75 además comprende un agente de control de pérdida de fluido seleccionad del grupo consistente de fluor sílice, almidones, ceras y resinas
- 20 98. el método de la reivindicación 75 en donde dicho agente de control de pérdida de fluido esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad ene le rango de cerca de 0% a cerca de 1% por peso del agua de este
- 25 99. El método de la reivindicación 75 además comprende desencadenadores retardantes para causar en dicho fluido para tratamiento la reversión a este fluido seleccionado de un grupo consistente de desencadenadores de lactona, desencadenadores ester, desencadenadores ácidos encapsulados, ácido solubles

despaciosamente que generan desencadenadores, oxidantes que producen reacción sobre los ácidos, y metales reactivos de agua.

100. El método de la reivindicación 75 en donde dicho desencadenador retardante está presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad en el
5 rango de cerca de 0% a 1% por peso del agua de este.

101. el método de la reivindicación 75 además comprende un desencadenador retardante para hacer que el fluido para tratamiento se revierta convirtiéndose en un fluido delgado seleccionado del grupo de oxidantes encapsulados y enzimas rompedoras seleccionadas del grupo consistente de persulfato de sodio,
10 persulfato de potasio, persulfato de amonio, peróxido de magnesio, clorito de sodio, bromato de sodio, amilasas alfa y beta, amiglucosidasa, invertasa, maltasa, celulaza y hemicelulaza.

102. el método de la reivindicación 101 en donde dicho rompedor retardante esta presente en dicho fluido para tratamiento en una cantidad suficiente para
15 romper dicho fluido para tratamiento y revertirlo en un fluido delgado

CONCENTRADOS DE FLUIDOS DE TRATAMIENTO PARA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA, FLUIDO DE TRATAMIENTO Y MÉTODOS

RESUMEN DE LA REVELACIÓN

- 5 Los concentrados de fluido para tratamiento de formación subterránea, los fluidos para tratamiento y métodos son proporcionados por la presente invención. Los concentrados de fluido para tratamiento son básicamente comprendidos por agua y un polímero despolimerizado hidratado totalmente, los fluidos para tratamiento que se forman adicionando agua a los concentrados de fluido para tratamiento son básicamente
- 10 comprendidos de agua, un polímero despolimerizado hidratado totalmente y un agente para el enlace cruzado para enlazar en cruz el polímero despolimerizado hidratados totalmente.

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACIÓN

Fecha (AMD): 2002-06-11 15:33:50

Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

USUARIO RADICADOR

PATENTE DE INVENCION [✓]

MODELO DE UTILIDAD

[] []

- Indicación de que se solicita la concesión de una patente
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- Descripción de la invención
- Dibujos de ser estos pertinentes
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas

[] [✓]
[] [✓]
[] [✓]
[] [✓]
[] [✓]

COMPLETA [✓]

INCOMPLETA

[] []

SEÑO INDUSTRIAL []

- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial.
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño.
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.

[] []
[] []
[] []
[] []

COMPLETA

[]

INCOMPLETA

[] []

ESQUEMA DE TRAZADO []

- Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de trazado.
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.
- Representación gráfica del esquema de trazado
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.

[] []
[] []
[] []
[] []

COMPLETA []

INCOMPLETA

[] []

Firma Responsable

Fecha: _____

Carrera 13 No. 27-00 Piso 2 mezzanine
Conmutador: 382 08 40
Fax: 350 52 20 e-mail: info@sic.gov.co
Bogotá D.C. - Colombia

2020
Bogotá, D. C.

Doctor(a)
HUMBERTO RUBIO CAMACHO

Oficio No. **13047**

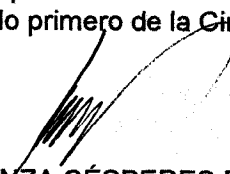
REFERENCIA:	Radicación	02-49489
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	430
	Folios	001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Debe allegar el poder otorgado al abogado que aparece en la solicitud como apoderado, con el lleno de los requisitos exigidos en el Código de Procedimiento Civil. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la existencia y representación legal de la sociedad solicitante, ya que el número de protocolo aportado en la solicitud no corresponde a la sociedad solicitante.
- Allegar copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente otorgado por los inventores al solicitante o a su causante (art. 26-k, Dec 486/2000).

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

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


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 11 JUL. 2002

Se recuerda al interesado que debe presentar, dentro de los dieciséis meses siguientes contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud cuya prioridad se invoca, copia de la misma certificada por la autoridad que las expidió y, en el caso en que haya lugar, la traducción simple del capítulo reivindicatorio. El incumplimiento de éste plazo, acarreará la pérdida de la prioridad invocada

202027

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador: 382 0840
Fax: 382 2695
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia