

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT

1 Titulo de la Invención(200 caracteres o espacios máximos)

MÉTODOS Y SISTEMA PARA CREAR FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD ALTA

2 Datos del Solicitante

Nombre:

LUBRIZOL
OILFIELD
SOLUTIONS, INC.

**Dirección
Electrónica:**

rubiola@radicacion@gmail.com

Dirección:

29400 Lakeland
Blvd., Wickliffe,
Ohio 44092,
Estados Unidos de
América

**Domicilio/País de
constitución:**

ESTADOS UNIDOS DE
AMERICA - OHIO - WICKLIFFE

Identificación:

☐ CEDULA DE
CIUDADANIA

☒ EMPRESA
EXTRANJERA

☐ PASAPORTE

☐ CEDULA DE
EXTRANJERIA

☐ NIT

Número:

516861770492-

3 Solicitantes

Apellidos - Nombres o Razón Social

Tipo

Identificación

1. LUBRIZOL OILFIELD
SOLUTIONS, INC.

EE

516861770492

4 Datos del Inventor

Nombre:	Rajesh K. SAINI	Dirección Electrónica:	rubiolawradicacion@gmail.com
Dirección:	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América	Domicilio/País de constitución:	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA - TEXAS - HOUSTON
Identificación: ☐ CEDULA DE CIUDADANIA ☐ CEDULA DE EXTRANJERIA ☐ EMPRESA EXTRANJERA ☐ NIT ☐ PASAPORTE ☒ No Aplica Número: -			
5	Inventor(es)		
Apellidos - Nombres		Domicilio	
1. SAINI Rajesh K.		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
2. SMITH Clayton S.		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
3. SAMUEL Mathew M.		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
4. SMITH Kern L.		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
5. HWANG Chih-Chau		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
6. VIGDERMAN Leonid		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
7. TREYBIG Duane		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	
6	Datos Inventor(es)		
País de Residencia		Departamento/Estado	Ciudad
			Dirección

1.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
2.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
3.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
4.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
5.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
6.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
7.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	TEXAS	HOUSTON	Clearwater International, LLC, 2000 St. James Place, Houston, Texas 77056, Estados Unidos de América
7	Datos del Representante Legal / Apoderado			
Nombre:		HUMBERTO RUBIO CAMACHO	Dirección Electrónica:	rubiolawradicacion@gmail.com
Dirección:		Carrera 7 No. 74 – 64 Oficina 506	Domicilio/País de constitución:	COLOMBIA - CUNDINAMARCA - BOGOTA D.C.
Identificación:				
☒ CEDULA DE CIUDADANIA		☐ CEDULA DE EXTRANJERIA		
☐ EMPRESA EXTRANJERA		☐ NIT		
☐ PASAPORTE				
Número:		17192062-		
Presentación de Poder				

Año de Radicación				
Número de Radicación				
8	Datos Solicitud: PCT / WO			
Número Solicitud:		PCT/IB2014/002490	Fecha Solicitud:	18/11/2014
Número Publicacion:		WO 2015/071750	Fecha Publicacion:	21/05/2015
9	Declaraciones de prioridad		☒ SI ☐ NO	
	(33) País de origen	Codigo del país	(31) No. Solicitud	(32) Fecha
1.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	US	61/905,340	18/11/2013
2.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	US	14/308,160	18/06/2014
10	Reivindicaciones			
Número reivindicaciones:		40	Pago Reivindicaciones:	Si
11	Reducción de tasas.			
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i> ☐ SI ☒ NO Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.				
☐ Micro, pequeñas y medianas empresas ☐ Universidades públicas o privadas ☐ Entidades sin ánimo de lucro Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos				
12	Documentos Anexos			
☒ Reivindicaciones ☒ Descripción ☒ Dibujos y/o Figuras ☒ Resumen ☐ Certificado Depósito Material Biológico ☐ Uso de Conocimiento tradicional ☐ Listado de secuencias ☐ Artes finales 12 x 12 cm ☐ Poderes, si fuere el caso ☐ Copia de la primera solicitud si se reivindica prioridad ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad ☒ Otros Anexos				

MÉTODOS Y SISTEMA PARA CREAR FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD ALTA

SOLICITUDES RELACIONADAS

- 5 La presente invención reivindica la prioridad provisional para y el beneficio de la solicitud de patente provisional de Estados Unidos con n.º de serie 61/905340 presentada el 18 de noviembre de 2013 (18/11/2013) y continuaciones en parte de las solicitudes de patente de Estados Unidos con n.º 12/690.292 presentada el 20/1/2010, 13/914.513 presentada el 10/6/2013, 10 13/914526 presentada el 10/6/2013, 14/308.160 presentada el 18/6/2014 y 12/247.985 presentada el 28/9/2011

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

1. Campo de la invención

- 15 Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para producir fluidos a partir de formaciones subterráneas a través de la formación de una red de pilares, conglomerados, columnas o islas de agente de sustentación en fracturas en una formación durante y/o después del fracturamiento de formaciones, redes de agente de sustentación y pilares de agente de sustentación.

- 20 Más en concreto, realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para producir fluidos a partir de formaciones subterráneas a través de la formación de una red de pilares, conglomerados, columnas o islas de agente de sustentación en fracturas en una formación durante y/o después del fracturamiento de formaciones, redes de agente de sustentación y pilares de 25 agente de sustentación, donde los métodos incluyen una secuencia de fases de agente de sustentación que están diseñadas para formar redes de agente de sustentación y pilares de agente de sustentación que aumentan la conductividad de fractura.

2. Descripción de la técnica anterior

- 30 Durante las aplicaciones de fracturamiento, agentes de sustentación se depositan en la fractura con la ayuda de fluido de fracturamiento para mantener la fractura abierta. En general, unas partículas de agente de sustentación se colocan en la fractura en unas concentraciones suficientes para formar un empaque compacto. Cuando las fracturas se cierran bajo presión, este cierre 35 da lugar a compactación, dando como resultado que algo del agente de

sustentación se triture, o que se embeba agente de sustentación en, el frente de fractura. Ambos fenómenos dan como resultado unos trayectos de flujo restringidos a través del volumen estimulado de fractura y, por lo tanto, da lugar a una conductividad de fractura disminuida. La porosidad del empaque
5 disminuye aún más si los agentes de sustentación no son de alta resistencia, esféricos o de un tamaño más grande. Una presión de formación más alta también conduce a una conductividad de fractura disminuida.

Históricamente, se han propuesto muchas técnicas para conseguir una fractura de conductividad alta. Por ejemplo, una técnica comporta depositar un
10 bajo volumen de agente de sustentación en las fracturas y crear una “monocapa parcial” para generar una conductividad alta. Los agentes de sustentación se colocan lejos uno de otro, pero siguen siendo capaces de mantener las fracturas abiertas. El fluido fluye en torno a unos agentes de sustentación ampliamente separados. Esto es puesto en práctica por
15 Halliburton usando agentes de sustentación plásticos y Baker Hughes usando agentes de sustentación de peso ligero o de peso ultraligero, por ejemplo, cáscara de nuez. Como otro ejemplo, Schlumberger usó la técnica de fracturamiento hidráulico de canales también denominada fracturamiento “HiWay” para crear trayectorias abiertas en el interior del empaque de agente
20 de sustentación, mediante el bombeo de forma intermitente de tapones de agentes de sustentación durante el fracturamiento con fibras para formar islas de agentes de sustentación o pilares en las fracturas. Los canales diseñados proporcionan unos trayectos muy conductivos para el flujo de fluidos en la formación fracturada. Como otro ejemplo, Halliburton describió el uso de unos
25 agentes de sustentación que están revestidos con sustancia adhesiva a una concentración más baja para hacer las fracturas de conductividad más alta. Para aún otro ejemplo, Halliburton describió la introducción de materiales degradables en el empaque de agente de sustentación, los cuales se degradan con el tiempo para proporcionar unas fracturas de porosidad más alta. También
30 se han propuesto, usado o introducido muchas otras técnicas para formar unas fracturas de porosidad alta.

A pesar de que se han usado muchas invenciones para lograr fracturas de conductividad alta que tienen una tendencia reducida a colapsarse en unas condiciones de producción de alta presión, la presente invención describe
35 métodos para crear una fractura de conductividad alta mediante el aumento de

la porosidad usando químicas de alteración de potencial zeta y agentes de sustentación que se introducen en condiciones de fracturamiento, donde las condiciones son suficientes para producir pilares de agente de sustentación en el interior de una formación fracturada a través de secuencias de inyecciones de diferentes fluidos de fracturamiento en una formación no incluyendo algunos agente de sustentación ni composiciones de agregación o de alteración de zeta, no incluyendo algunos agente de sustentación pero sí composiciones de agregación o de alteración de zeta, e incluyendo algunos tanto agentes de sustentación como composiciones de agregación o de alteración de zeta.

10 **SUMARIO DE LA INVENCION**

Realizaciones de la presente invención proporcionan métodos para lograr fracturas de conductividad alta en el interior de una formación que se está fracturando usando agentes de sustentación y una composición de alteración de zeta o de agregación. En ciertas realizaciones, la composición de alteración de zeta o de agregación se bombea con el fluido de fracturamiento y el agente de sustentación a la formación durante el tratamiento de fracturamiento. La composición de alteración de zeta o de agregación reviste o reviste parcialmente las partículas de agente de sustentación tales como arena cambiando el potencial zeta o la propensión de agregación de las partículas de agente de sustentación dando lugar a que las partículas se agreguen o se aglomeren para dar distintos pilares en fracturas de formación, permitiendo unas concentraciones más bajas de agentes de sustentación necesarias para sustentar para que se mantengan abiertas las fracturas y creando unas fracturas muy conductivas. Estos pilares aglomerados proporcionan la bastante resistencia para mantener las fracturas abiertas durante la producción conduciendo a una conductividad más grande en las fracturas. En otras realizaciones, el agente de sustentación se pretrata con la composición de alteración de zeta o de agregación para formar unas partículas de agente de sustentación revestidas o parcialmente revestidas tales como partículas de arena revestidas y parcialmente revestidas antes de añadir el agente de sustentación al fluido de fracturamiento y entonces bombear el fluido de fracturamiento resultante a la formación en condiciones de fracturamiento. Las partículas de agente de sustentación revestidas o parcialmente revestidas se aglomeran o se agregan para dar unos conglomerados que permiten que se usen menores concentraciones de agente de sustentación para rellenar las

fracturas que se forman durante el fracturamiento. En otras realizaciones, el agente de sustentación se pretrata con la composición de alteración de zeta o de agregación para formar las partículas de agente de sustentación revestidas o parcialmente revestidas tales como partículas de arena revestidas y

5 parcialmente revestidas y entonces añadir de forma intermitente el agente de sustentación al fluido de fracturamiento a medida que el fluido se está bombeando en el fondo del pozo a la formación en condiciones de fracturamiento para crear islas o pilares de partículas de agente de sustentación aglomeradas (por ejemplo, partículas de arena) en la fractura,

10 logrando de este modo una mayor porosidad y una conductividad más grande en la formación fracturada. En la presente técnica, las regiones de pilares y canales se pueden formar por el bombeo de forma intermitente del agente de sustentación, la composición de alteración de zeta o de agregación, y/o el agente de sustentación prerrevestido. Debido a la presencia del revestimiento o

15 revestimiento parcial de las partículas de agente de sustentación con la composición de alteración de zeta o de agregación, las regiones de pilares tienen una resistencia mejorada, permitiendo que la estructura permanezca junta después del fracturamiento y durante la producción o la inyección. En otras técnicas, se sospecha que los granos no permanecerán en su sitio

20 después del fracturamiento. La presente técnica se puede usar en sistemas de fracturamiento de fluido de baja fricción, sistemas de fracturamiento de VES, sistemas de fracturamiento de gel lineales, sistemas de fracturamiento reticulados o sistemas de fracturamiento híbridos usando fluidos de base de agua dulce o fluidos de base de salmuera.

25 Realizaciones de la presente invención proporcionan métodos para formar pilares de agente de sustentación en una formación durante el fracturamiento de formaciones, donde los métodos incluyen periodos de bombeo de un primer fluido de fracturamiento que incluye un agente de sustentación y una composición de agregación que incluye un producto de

30 reacción de un compuesto de fosfato o una pluralidad de fosfatos y una amina, periodos de bombeo de un segundo fluido de fracturamiento que excluye un agente de sustentación y una composición de agregación que incluye un producto de reacción de un compuesto de fosfato y periodos de bombeo de un

35 tercer fluido de fracturamiento que incluye una composición de agregación que incluye un producto de reacción de un compuesto de fosfato, donde el bombeo

de los tres fluidos de fracturamiento puede ser en cualquier orden y puede comportar bombeo continuo, bombeo por pulsos, bombeo intermitente o bombeo no continuo. En ciertas realizaciones, los métodos también pueden incluir periodos de tiempos de retención entre el bombeo de los diferentes fluidos a la formación.

Realizaciones de la presente invención proporcionan métodos para formar pilares de agente de sustentación en una formación durante el fracturamiento de formaciones, donde los métodos incluyen una secuencia de inyecciones de un fluido de fracturamiento o una pluralidad de diferentes fluidos de fracturamiento, donde los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que consiste en fluidos que incluyen un agente de sustentación y una composición de alteración de zeta o de agregación, fluidos que no incluyen el agente de sustentación y la composición de alteración de zeta o de agregación, fluidos que incluyen la composición de alteración de zeta o de agregación, pero no incluyen agente de sustentación alguno, y fluidos que incluyen un agente de sustentación, pero ninguna composición de alteración de zeta o de agregación. Las secuencias pueden incluir inyecciones singulares de cada fluido en cualquier orden o múltiples inyecciones de cada fluido en cualquier orden. Por lo tanto, una secuencia puede incluir inyectar un primer fluido que no incluye agente de sustentación alguno, la inyección de un segundo fluido que incluye la composición de alteración de zeta o de agregación, pero no incluye agente de sustentación alguno, y un tercer fluido que incluye el agente de sustentación y la composición de alteración de zeta o de agregación. Los fluidos que incluyen un agente de sustentación pueden incluir agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado que comprende partículas revestidas y parcialmente revestidas con la composición de alteración de zeta o de agregación, o mezclas de los mismos. Otra secuencia puede incluir una pluralidad de primeras inyecciones de fluido, una pluralidad de segundas inyecciones de fluido, y una pluralidad de terceras inyecciones de fluido. Otra secuencia puede incluir inyecciones singulares del primer, el segundo y el tercer fluidos que se repiten un número de veces durante el transcurso de la fase de colocación de agente de sustentación de una operación de fracturamiento. Otra secuencia puede incluir múltiples inyecciones de cada fluido en cualquier orden dado. La secuencia también puede incluir un periodo de retención entre cada inyección. Por lo tanto, una secuencia puede incluir

una primera inyección de fluido, un primer tiempo de retención, una segunda inyección de fluido, un segundo tiempo de retención, y una tercera inyección de fluido y un tercer tiempo de retención, donde el primer, el segundo y el tercer fluido pueden ser cualquiera de las composiciones de fluido que se han enumerado en lo que antecede.

Realizaciones de métodos de la presente invención proporcionan una etapa de colocación de agente de sustentación que comporta inyectar tapones alternantes de fluidos sin agente de sustentación y fluidos que contienen agente de sustentación en fracturas de la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un número de grupos de perforaciones. Los tapones de fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación en las fracturas durante el fracturamiento y/o después del fracturamiento a medida que se cierra la fractura.

Realizaciones de métodos de la presente invención proporcionan una etapa de colocación de agente de sustentación que comporta inyectar tapones alternantes de fluidos sin agente de sustentación y fluidos que contienen agente de sustentación en las fracturas de la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un número de grupos de perforaciones en un pozo de perforación, y dar lugar a que las secuencias de tapones de fluidos sin agente de sustentación y de fluidos que contienen agente de sustentación que se inyectan a través de grupos de perforaciones vecinos se muevan a través de las fracturas a diferentes tasas. Los tapones de fluidos que contienen agente de sustentación forman, una vez más, pilares, conglomerados o isla de agente de sustentación en las fracturas durante el fracturamiento y/o después del fracturamiento a medida que se cierra la fractura.

Realizaciones de métodos de la presente invención proporcionan una etapa de colocación de agente de sustentación que comporta inyectar tapones alternantes de fluidos sin agente de sustentación y fluidos que contienen agente de sustentación en las fracturas de la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un número de grupos de perforaciones en un pozo de perforación, y dar lugar a que las secuencias de tapones de fluidos sin agente de sustentación y fluidos que contienen agente de sustentación que se inyectan a través de por lo menos un par de grupos de

perforaciones estén separadas por una región de fluidos sin agente de sustentación inyectados. Una vez más, los tapones de fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación en las fracturas durante el fracturamiento y/o después del

5 fracturamiento a medida que se cierra la fractura.

Hay muchas variaciones opcionales de estos métodos incluyendo, sin limitación, (i) variar los fluidos sin agente de sustentación en algunos o la totalidad de los tapones de fluido sin agente de sustentación, (ii) variar los fluidos que contienen agente de sustentación en algunos o la totalidad de los

10 tapones de fluidos que contienen agente de sustentación, (iii) variar la composición de agente de sustentación en algunos o la totalidad de los fluidos que contienen agente de sustentación, (iv) variar las propiedades de tapón de algunos o la totalidad de los tapones, (v) variar la secuencia de tapones, (vi) variar el número de grupos de perforaciones, (vii) variar las separaciones de

15 grupos de perforaciones, (viii) variar una longitud de algunas o la totalidad de las longitudes de grupo, (ix) variar un número de perforación en algunos o la totalidad de los grupos, o (xii) variar otras propiedades de fluido, otras propiedades de tapón, otras propiedades de fracturamiento, etc.

En otras variaciones, los métodos pueden tener una etapa siguiendo la

20 etapa de colocación de agente de sustentación que comporta la introducción continua de un fluido que contiene agente de sustentación en el fluido de fracturamiento, donde el agente de sustentación tiene un tamaño de partícula esencialmente uniforme. Esta etapa siguiente puede incluir un material de refuerzo, un material de transporte de agente de sustentación, otros materiales,

25 o mezclas de los mismos. Los fluidos se pueden viscosificar con un polímero o con un tensioactivo viscoelástico. El número de agujeros en cada grupo de perforaciones puede ser el mismo o diferente. El diámetro de pozos en la totalidad de los grupos puede ser el mismo o diferente. Las longitudes de los grupos de perforaciones y los tramos que separan los grupos pueden ser las

30 mismas o diferentes. Se pueden usar por lo menos dos métodos de formación de grupo de perforaciones diferentes. Algunos de los grupos se pueden producir usando una técnica de perforación en condiciones de desequilibrio negativo o una técnica de perforación en condiciones de desequilibrio positivo. Las orientaciones de las perforaciones en la totalidad de los grupos en relación

35 con el plano de fractura preferido pueden ser las mismas o diferentes.

En otra variación, pares de grupos que producen pulsos de tapón en la formación pueden estar separados por un grupo de perforaciones que tiene unas perforaciones lo bastante pequeñas para que el agente de sustentación forme puentes y el fluido sin agente de sustentación entre en la formación a su través. En general, un número de perforación en cada grupo es de entre 2 y 300; en ciertas realizaciones, el número se puede encontrar entre 2 y 100. En general, la longitud de grupo de perforaciones entre grupos adyacentes es de entre 0,15 m y 3,0 m; en ciertas realizaciones, la longitud de grupo es de 0,30 m a 30 m. En general, la densidad de tiro de perforación es de 1 a 30 tiros por 0,3. En general, los tapones que contienen agente de sustentación tienen un volumen entre 80 litros y 16.000 litros.

En ciertas realizaciones, la secuencia de inyección de fluido se determina a partir de un modelo matemático; y/o la secuencia de inyección de fluido incluye una corrección para la dispersión de tapones; y/o el patrón de perforaciones se determina a partir de un modelo matemático.

En otras realizaciones, por lo menos uno de los parámetros incluyendo volumen de tapón, composición de tapón, composición de agente de sustentación, tamaño de agente de sustentación, concentración de agente de sustentación, número de agujeros por grupo de perforaciones, longitud de grupo de perforaciones, separación de grupos de perforaciones, orientación de grupo de perforaciones, densidad de tiro de grupo de perforaciones, longitudes de grupos de perforaciones, métodos de perforación, es constante a lo largo del pozo de perforación en la capa de fracturamiento, o aumenta o disminuye a lo largo del pozo de perforación en la capa de fracturamiento, o se alterna a lo largo del pozo de perforación en la capa de fracturamiento.

Los métodos de la presente invención se diseñan para permitir que se formen pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación en las fracturas de tal modo que los pilares de agente de sustentación no se extienden a lo largo de la totalidad de una dimensión de las fracturas en paralelo con respecto al pozo de perforación incluyendo regiones de pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación que son interrumpidos por trayectorias o canales de flujo entre los pilares forman trayectorias que conducen al pozo de perforación, es decir, los pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación se separan en una distribución en las fracturas para formar las trayectorias o canales de flujo. En ciertas realizaciones, las

- composiciones de agente de sustentación y la etapa de colocación de agente de sustentación se diseñan para bajar una cantidad de agente de sustentación necesaria para lograr un nivel deseado de conductividad de fractura mayor que una conductividad de fractura en ausencia de los pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación formados en las fracturas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La invención se puede entender mejor con referencia a la siguiente descripción detallada junto con los dibujos ilustrativos adjuntos en los que elementos semejantes están numerados de la misma forma:

- 10 **La Figura 1A** representa una realización de un perfil de fracturamiento de la presente invención.

La Figura 1B representa otra realización de un perfil de fracturamiento de la presente invención.

- 15 **La Figura 1C** representa otra realización de un perfil de fracturamiento de la presente invención.

La Figura 1D representa otra realización de un perfil de fracturamiento de la presente invención.

La Figura 2A representa una realización de un patrón o red de agente de sustentación en el interior de una fractura plana.

- 20 **La Figura 2B** representa una realización de un patrón o red de agente de sustentación en el interior de una fractura estrecha.

La Figura 2C representa una realización de un patrón o red de agente de sustentación en el interior de una fractura cuadrada ilustrativa.

- 25 **La Figura 2D** representa una realización de un patrón o red de agente de sustentación en el interior de una fractura ramificada.

La Figura 2E representa una realización de un patrón o red de agente de sustentación en el interior de un empaque de fracturamiento.

Las Figuras 3A - I representan nueve conglomerados de agente de sustentación diferentes ilustrativos.

- 30 **Las Figuras 4A - J** representan diez grupos de agente de sustentación diferentes de conglomerados de agente de sustentación.

Las Figuras 5A - D representan cuatro patrones de perforación diferentes.

- 35 **La Figura 6** representa una tabla de potenciales zeta y propensiones de agregación y una representación gráfica de potenciales zeta para carbón y

sílice sin tratar y carbón y sílice tratada.

DEFINICIONES DE EXPRESIONES USADAS EN LA INVENCION

5 Las siguientes definiciones se proporcionan con el fin de ayudar a los expertos en la materia en la comprensión de la descripción detallada de la presente invención.

La expresión “aproximadamente” quiere decir que el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 10 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 5 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 2,5 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 1 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 0,5 % del valor indicado.

15 La expresión “sustancialmente” quiere decir que el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 10 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 5 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 2,5 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 1 % del valor indicado. En ciertas realizaciones, el valor se encuentra dentro de aproximadamente un 0,5 % del valor indicado.

25 La expresión “pilar de agente de sustentación, isla de agente de sustentación, conglomerado de agente de sustentación, agregado de agente de sustentación o aglomerado de agente de sustentación” quieren decir que una pluralidad de partículas de agente de sustentación se agregan, se conglomeran, se aglomeran o se adhieren de otro modo entre sí para formar unas estructuras discretas.

30 La expresión “pilar de agente de sustentación, isla de agente de sustentación, conglomerado de agente de sustentación, agregado de agente de sustentación o aglomerado de agente de sustentación móvil” quiere decir pilar de agente de sustentación, isla de agente de sustentación, conglomerado de agente de sustentación, agregado de agente de sustentación o aglomerado de agente de sustentación móvil que son capaces de reposicionarse durante las operaciones de fracturamiento, de producción o de inyección.

35 La expresión “pilar de agente de sustentación, isla de agente de

sustentación, conglomerado de agente de sustentación, agregado de agente de sustentación o aglomerado de agente de sustentación móvil de autosanación” quiere decir pilar de agente de sustentación, isla de agente de sustentación, conglomerado de agente de sustentación, agregado de agente de sustentación o aglomerado de agente de sustentación móvil que se puede descomponer y volver a combinar durante las operaciones de fracturamiento, de producción o de inyección.

La expresión “ruptura prematura” tal como se usa en el presente documento se refiere a un fenómeno en el que una viscosidad de gel queda disminuida hasta un punto no deseable antes de que la totalidad del fluido se introduzca en la formación que se va a fracturar. Por lo tanto, para ser satisfactoria, la viscosidad de gel preferiblemente debería permanecer en el intervalo de aproximadamente un 50 % a aproximadamente un 75 % de la viscosidad inicial del gel para por lo menos dos horas de exposición a la temperatura de operación esperada. Preferiblemente, el fluido debería tener una viscosidad en exceso de 100 centipoise (cP) a 100 s^{-1} mientras que la inyección en el yacimiento según se mide en un viscosímetro Fann 50 C en el laboratorio.

La expresión “ruptura completa” tal como se usa en el presente documento se refiere a un fenómeno en el que la viscosidad de un gel se reduce a un nivel tal que el gel se puede eliminar de la formación por lavado mediante los fluidos de formación que fluyen o que este se puede recuperar mediante una operación de pistoneo. En situaciones de laboratorio, un gel completamente roto y no reticulado es uno cuya viscosidad es aproximadamente 10 cP o menos según se mide en un viscosímetro Modelo 35 Fann que tiene un rotor R1B1 y un conjunto de cilindro interior rotando a 300 rpm.

La expresión “anfotérico” se refiere a tensioactivos que tienen cargas tanto positivas como negativas. La carga neta del tensioactivo puede ser positiva, negativa o neutra, dependiendo del pH de la solución.

La expresión “aniónico” se refiere a aquellos tensioactivos viscoelásticos que poseen una carga neta negativa.

La expresión “fracturamiento” se refiere al proceso y métodos de descomposición de una formación geológica, es decir, la formación de roca en torno a un pozo de perforación, mediante el bombeo de fluido a muy altas

presiones, con el fin de aumentar las tasas de producción a partir de un yacimiento de hidrocarburos. Los métodos de fracturamiento de la presente invención usan técnicas por lo demás convencionales, que son conocidas en la técnica.

- 5 La expresión “agente de sustentación” se refiere a una sustancia granular que está suspendida en el fluido de fracturamiento durante la operación de fracturamiento, lo que sirve para evitar que la formación se vuelva a cerrar hacia abajo sobre sí misma una vez que se ha liberado la presión. Los agentes de sustentación previstos por la presente invención incluyen, pero no se limitan a, agentes de sustentación convencionales familiares a los expertos en la materia tales como arena, arena de 20 - 40 de malla, arena revestida con resina, bauxita sinterizada, perlas de vidrio y materiales similares.

La abreviatura “RPM” se refiere a modificadores de permeabilidad relativa, *relative permeability modifier*.

- 15 La expresión “tensioactivo” se refiere a un compuesto soluble o parcialmente soluble que reduce la tensión superficial de los líquidos, o reduce la tensión interfacial entre dos líquidos, o un líquido y un sólido al congregarse y orientarse a sí mismo en esas interfases.

- 20 La expresión “viscoelástico” se refiere a aquellos fluidos viscosos que tienen propiedades elásticas, es decir, el líquido vuelve por lo menos parcialmente a su forma original cuando se libera un esfuerzo aplicado.

- 25 La expresión “tensioactivos viscoelásticos” o “VES” se refiere a aquella clase de compuestos los cuales pueden formar micelas (esferulíticas, anisométricas, laminares, o de cristal líquido) en presencia de contraiones en soluciones acuosas, impartiendo de ese modo viscosidad al fluido. Se prefieren en particular micelas anisométricas, debido a que su comportamiento en solución se asemeja lo más posible al de un polímero.

- 30 La abreviatura “VAS” se refiere a un tensioactivo aniónico viscoelástico, *Viscoelastic Anionic Surfactant*, útil para las operaciones de fracturamiento y empaque de fracturamiento. Tal como se analiza en el presente documento, estos tienen una naturaleza aniónica con contraiones preferidos de potasio, amonio, sodio, calcio o magnesio.

La expresión “espumable” quiere decir una composición que, cuando se mezcla con un gas, forma una espuma estable.

- 35 La expresión “capa de fracturamiento” se usa para designar una capa, o

capas, de roca que se tiene por objeto fracturar en un único tratamiento de fracturamiento. Es importante entender que una “capa de fracturamiento” puede incluir uno o más de uno de estratos o capas de roca tal como se define por lo general por diferencias en la permeabilidad, el tipo de roca, la porosidad, el tamaño de grano, el módulo de Young, el contenido de fluido, o cualquiera de muchos otros parámetros. Es decir, una “capa de fracturamiento” es la capa o capas de roca en contacto con la totalidad de las perforaciones a través de las cuales el fluido se introduce a la fuerza en la roca en un tratamiento dado. El operador puede elegir fracturar, de una sola vez, una “capa de fracturamiento” que incluye zonas de agua y zonas de hidrocarburos, y/o zonas de alta permeabilidad y de baja permeabilidad (o incluso zonas impermeables tales como zonas de esquisto) etc. Por lo tanto, una “capa de fracturamiento” puede contener múltiples regiones que se denominan convencionalmente capas individuales, estratos, zonas, intercalaciones, zonas de producción, etc., y los inventores de la presente invención usan tales expresiones en su forma convencional para describir partes de una capa de fracturamiento. Por lo general, la capa de fracturamiento contiene un yacimiento de hidrocarburos, pero los métodos también se pueden usar para pozos de agua de fracturamiento, pozos de almacenamiento, pozos de inyección, etc. Obsérvese también que algunas realizaciones de la invención se describen en términos de perforaciones circulares convencionales (por ejemplo, como creadas con cargas conformadas), que por lo general tienen túneles de perforación. No obstante, la invención también se puede poner en práctica con otros tipos de “perforaciones”, por ejemplo aberturas o ranuras que se cortan en la tubería mediante chorro.

La expresión “gpt” quiere decir galones por millar de galones.

La expresión “ppt” quiere decir libras por millar de galones.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Los inventores de la presente invención han hallado que mediante el cambio de un potencial zeta o la propensión de agregación de agentes de sustentación tales como arena usando una composición de alteración de zeta o de agregación tal como SandAid™ disponible de Weatherford, los agentes de sustentación tenderán a agregarse y/o aglomerarse en fracturas de una formación durante y/o después del fracturamiento para formar unos pilares discretos permitiendo que se bombee una concentración más baja de

partículas de agente de sustentación en el fondo del pozo durante el fracturamiento. La composición de agregación y/o de aglomeración prevé que se formen unos pilares de resistencia más alta en las fracturas que tienen una tendencia reducida a ser triturados bajo fuerzas que se encuentran durante la producción. A diferencia de los tratamientos de la técnica anterior, donde se forman monocapas parciales sobre partículas de agente de sustentación se usan para sustentar, para que se mantengan abiertas, unas fracturas que no son capaces de soportar la fuerza de trituración que se encuentra durante la producción, las composiciones de alteración de zeta o de agregación de la presente invención modifican las partículas de agregación y/o de aglomeración para mejorar la resistencia a trituración de pilares y la propensión de agregación de pilares. Así mismo, el agente de sustentación que se embebe en la formación tiende a ahogar la permeabilidad y, por lo tanto, estas técnicas no se usan de forma generalizada. En la técnica de fracturamiento Hiway, los conglomerados se forman mediante la adición intermitente de partículas al fluido de fracturamiento con fibras. Las fibras ayudan a suspender los agentes de sustentación, pero se sospecha que los conglomerados que se forman no permanecen juntos para formar canales conductores. Por otro lado, en la presente invención, los inventores de la presente invención están seguros de que la aglomeración de agente de sustentación (por ejemplo, arena) con una composición de alteración de zeta o de agregación mantiene los conglomerados de partículas aglomeradas discretos e intactos. La ventaja añadida de esta técnica es que la misma evitará la migración de finos al capturar finos y evitar de este modo que la porosidad descienda con el tiempo.

Los inventores de la presente invención han hallado que, usando tanto química como una técnica de bombeo, se pueden producir en la formación unas estructuras de fracturamiento avanzadas de tipo pilar. Esta formación de pilares avanzada permitirá la maximización del flujo de fluido a partir del pozo debido a que la formación de pilares avanzada aumenta la conductividad.

Es el uso de la química de alteración de zeta para asegurar que los canales/pilares se forman de forma eficiente y tienen una mayor resistencia para soportar la erosión y la migración de agente de sustentación en comparación con las otras tecnologías que se han divulgado previamente. Las soluciones de la técnica anterior a caninvenciones comportan el uso de fibras solubles las cuales ayudan con la formación de pilares/canales pero se ha

observado que, una vez que los pozos se han vuelto a poner en producción incluso con una mínima tasa de flujo, los canales/pilares pierden su resistencia una vez que las fibras se han disuelto y los canales se colapsan y los pilares se erosionan dejando un empaque de fracturamiento convencional que
5 probablemente exhibirá flujo de retorno y migración de agente de sustentación.

Los inventores de la presente invención han hallado que se puede producir una composición que, cuando se añade a un material sólido que contiene óxido de metal particulado u otros materiales sólidos o a una suspensión o dispersión que incluye un material sólido que contiene óxido de
10 metal particulado u otros materiales sólidos, las partículas se modifican de tal modo que se alteran una propensión de agregación, un potencial de agregación y/o un potencial zeta de las partículas. Los inventores de la presente invención también han hallado que se pueden preparar partículas sólidas que contienen óxido de metal particulado u otras partículas sólidas que
15 tienen superficies modificadas o porciones de las mismas, donde las partículas modificadas tienen unas tendencias y/o propensiones de agregación mejoradas y/o alteran los potenciales zeta de partícula. Los inventores de la presente invención también han hallado que las composiciones y/o las partículas sólidas que contienen óxido de metal modificadas u otras partículas sólidas se pueden
20 usar en aplicaciones de campos de petróleo que incluyen perforación, fracturamiento, producción, inyección, control de arena, o cualquier otra aplicación de fondo de pozo. Los inventores de la presente invención también han hallado que las partículas sólidas que contienen óxido de metal particulado modificadas o partículas de cualquier otro material sólido se pueden usar en
25 cualquier otra aplicación donde son deseables unos potenciales de agregación de partículas aumentados o donde unos valores absolutos disminuidos del potencial zeta de las partículas, el cual es una medida de la propensión de agregación. Los inventores de la presente invención también han hallado que se pueden formar composiciones sólidas que contienen óxido de metal
30 particulado revestidas, donde el revestimiento es deformable y las partículas revestidas tienden a autoagregarse y tienden a pegarse a superficies que tienen revestimientos similares o que tienen unas propiedades químicas y/o físicas similares a las del revestimiento. Es decir, que las partículas revestidas tienden a preferir composiciones semejantes, las cuales aumentan su
35 propensión de autoagregación y aumentan su capacidad de adherirse a

superficies que tienen unas propiedades químicas y/o físicas similares. Los inventores de la presente invención han hallado que las composiciones de revestimiento de la presente invención son distintas de composiciones conocidas para modificar propensiones de agregación de partículas y que las

5 partículas revestidas están adaptadas idealmente como agentes de sustentación, donde las partículas tienen unos potenciales zeta alterados que cambian la carga sobre las partículas dando lugar a que estas se atraigan y se aglomeren. El cambio en el potencial zeta o la propensión de agregación da lugar a que cada partícula tenga un arrastre por fricción aumentado

10 manteniendo el agente de sustentación en la fractura. Las composiciones también están adaptadas idealmente para disminuir los finos que migran al interior de un empaque de fractura o para disminuir el impacto adverso de la migración de finos al interior de un empaque fracturado.

Las realizaciones se describirán para el fracturamiento hidráulico

15 convencional, pero se ha de entender que realizaciones de la invención también pueden incluir fracturamiento de agua y empaque de fracturamiento. También se debería entender que por la totalidad de la presente memoria descriptiva, cuando un intervalo de concentraciones o de cantidades se describe como que es útil, o adecuado, o similares, se pretende que todas y

20 cada una de las concentraciones o cantidades en el interior del intervalo, incluyendo los puntos de extremo, se consideren como que se han enunciado. Además, cada valor numérico se debería leer una vez como modificado por la expresión “aproximadamente” (a menos que ya se haya modificado de forma expresa de este modo) y entonces leerse de nuevo como si no se hubiera de

25 modificar de este modo a menos que se exprese lo contrario en el contexto. Por ejemplo, “un intervalo de de 1 a 10” se ha de leer como que indica todos y cada uno de los posibles números a lo largo del continuo entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10. Dicho de otra forma, cuando se expresa un cierto intervalo, incluso si solo unos pocos puntos de datos

30 específicos se identifican, o se hace referencia a los mismos, de forma explícita en el interior del intervalo, o incluso cuando no se hace referencia a punto de datos alguno en el interior del intervalo, se ha de entender que los inventores de la presente invención aprecian y entienden que se ha de considerar que se han especificado todos y cada uno de los puntos de datos en el interior del

35 intervalo, y que los inventores de la presente invención tienen en su poder la

totalidad del intervalo y todos los puntos en el interior del intervalo.

En ciertas realizaciones, los métodos incluyen periodos de bombeo de un fluido de fracturamiento diferente al interior de fracturas de una formación, donde el bombeo de los fluidos puede ser en cualquier orden y puede

5 comportar bombeo continuo, bombeo por pulsos, bombeo intermitente o bombeo no continuo, donde el bombeo puede ser en las mismas o diferentes condiciones de fracturamiento, donde las condiciones de fracturamiento incluyen por lo menos temperatura, perfil de temperaturas, presión, perfil de presiones, tasa de inyección, perfil de tasa de inyección, volumen de inyección

10 y perfil de volumen de inyección, composición de fluido y perfil de composición de fluido. En otras realizaciones, los métodos también pueden incluir periodos de retención. En la totalidad de estos métodos, los periodos pueden ser los mismos o diferentes.

Algunas realizaciones que ilustran la invención se describirán en

15 términos de fracturas verticales en pozos verticales, pero son igualmente aplicables a fracturas y a pozos de cualquier orientación, como ejemplos, fracturas horizontales en pozos verticales o desviados, o fracturas verticales en pozos horizontales o desviados. Las realizaciones se describirán para una fractura, pero se ha de entender que se puede formar más de una fractura de

20 una sola vez. Se describirán realizaciones para pozos de producción de hidrocarburos, pero se ha de entender que la invención se puede usar para pozos para la producción de otros fluidos, tales como agua o dióxido de carbono o, por ejemplo, para pozos de inyección o de almacenamiento. Las realizaciones se describirán para el fracturamiento hidráulico convencional,

25 pero se ha de entender que realizaciones de la invención también pueden incluir fracturamiento de agua y empaque de fracturamiento. También se debería entender que por la totalidad de la presente memoria descriptiva, cuando un intervalo de concentraciones o de cantidades se describe como que es útil, o adecuado, o similares, se pretende que todas y cada una de las

30 concentraciones o cantidades en el interior del intervalo, incluyendo los puntos de extremo, se consideren como que se han enunciado. Además, cada valor numérico se debería leer una vez como modificado por la expresión “aproximadamente” (a menos que ya se haya modificado de forma expresa de este modo) y entonces leerse de nuevo como si no se hubiera de modificar de

35 este modo a menos que se exprese lo contrario en el contexto. Por ejemplo,

“un intervalo de de 1 a 10” se ha de leer como que indica todos y cada uno de los posibles números a lo largo del continuo entre aproximadamente 1 y aproximadamente 10. Dicho de otra forma, cuando se expresa un cierto intervalo, incluso si solo unos pocos puntos de datos específicos se identifican, o se hace referencia a los mismos, de forma explícita en el interior del intervalo, o incluso cuando no se hace referencia a punto de datos alguno en el interior del intervalo, se ha de entender que los inventores de la presente invención aprecian y entienden que se ha de considerar que se han especificado todos y cada uno de los puntos de datos en el interior del intervalo, y que los inventores de la presente invención tienen en su poder la totalidad del intervalo y todos los puntos en el interior del intervalo.

En ciertas realizaciones, la colocación de agente de sustentación en el fracturamiento de capas de fracturamiento es un diseño de fracturamiento, donde el diseño de fracturamiento que incluye patrón de perforación, secuencia de fluido, composiciones de fluido, etc. crea una colocación superior de pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación en el interior de las fracturas para aumentar, optimizar o aumentar al máximo una cantidad de espacio abierto (vacío) o trayectorias de flujo en las fracturas. Esto, a su vez, asegura una conductividad hidráulica aumentada, optimizada o aumentada al máximo de las fracturas y una producción de hidrocarburos potenciada a partir de una capa de yacimiento. La creación y la colocación de (a) pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación, (b) regiones de pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación, (c) canales o trayectorias de flujo, o (d) regiones de canales o trayectorias de flujo en las fracturas tienen las ventajas de producir (a) fracturas más largas (y/o más altas) con la misma masa de agente de sustentación, y (b) limpieza de fracturas más eficaz de fluidos de fracturamiento a partir de las fracturas debido a que un volumen mayor de la fractura son trayectorias de flujo.

El diseño de perforaciones es particularmente eficaz cuando se usa en combinación con unas combinaciones de tapón de agente de sustentación diseñadas para reducir al mínimo la dispersión de tapones durante su transporte a través de la fractura hidráulica, lo cual se puede lograr a través del uso de las composiciones de agente de sustentación y las composiciones de agregación de la presente invención.

En general, la operación de fracturamiento incluye una primera fase que

incluye la inyección de un fluido de patín en la formación (por lo general, fluido viscosificado sin agente de sustentación), la cual inicia la formación de fractura y promueve la propagación de fractura. Una segunda fase de la operación de fracturamiento en general incluye un número de fases secundarias. Durante

5 cada fase secundaria, un tapón de fluido que contiene agente de sustentación que tiene una composición de agente de sustentación (diseñada o calculada) dada y una concentración se bombea (denominada una fase secundaria de tapón) a la formación seguido por una fase secundaria de intervalo de fluido sin agente de sustentación. Los volúmenes tanto de los tapones de fluido que

10 contiene agente de sustentación como de los tapones de fluido sin agente de sustentación afectan significativamente a la conductividad hidráulica de las fracturas debido a la formación y la colocación de pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación en las fracturas. La secuencia de tapones de fluido que contienen agente de sustentación y sin agente de sustentación se

15 puede repetir el número de veces necesario para lograr una distribución y/o colocación de pilares deseada en las fracturas. Una duración de cada fase secundaria, la composición de agente de sustentación, la concentración de agente de sustentación, y la naturaleza del fluido en cada tapón se pueden variar u optimizar para aumentar, optimizar o aumentar al máximo la colocación

20 de pilares, conglomerados o islas de agente de sustentación dando como resultado una conductividad de fractura aumentada, mejorada, optimizada o aumentada al máximo.

Al final del tratamiento se puede formar en las fracturas una estructura de agente de sustentación heterogénea. Siguiendo el cierre de fractura, los

25 pilares de agente de sustentación aprietan y forman unas formaciones de agente de sustentación estables (pilares) entre las paredes de fractura y evitan que la fractura se cierre por completo.

En los métodos de fracturamiento hidráulico de la presente invención para fracturar una formación subterránea, la secuencia de fracturamiento en

30 general incluye una primera fase o “fase de patín”, que comporta inyectar un fluido de fracturamiento en un agujero de pozo a un caudal lo bastante alto para que este cree fracturas hidráulicas en la formación. La fase de patín se bombea de tal modo que las fracturas serán de unas dimensiones suficientes para dar cabida al tapón subsiguiente que incluye fluidos que contienen agente

35 de sustentación. El volumen y la viscosidad del patín pueden ser diseñados por

los expertos en la materia del diseño de fracturas (por ejemplo, véase el documento “*Reservoir Stimulation*” 3ª Ed. M. J. Economides, K. G. Nolte, Editores, John Wiley and Sons, Nueva York, 2000).

Los fluidos de fracturamiento a base de agua son comunes, con
5 polímeros solubles en agua naturales o sintéticos que se añaden para
aumentar la viscosidad del fluido y se usan por la totalidad del patín y las fases
sustentadas subsiguientes. Estos polímeros incluyen, pero no se limitan a,
gomas guar: (polisacáridos de alto peso molecular compuestos por azúcares
de mannososa y de galactosa) o derivados de guar, tal como hidroxipropil guar,
10 carboximetil guar, y carboximetilhidroxipropil guar. Se usan agentes de
reticulación a base de complejos de boro, de titanio, de circonio o de aluminio,
por lo general, para aumentar el peso molecular eficaz del polímero, haciendo
que este esté mejor adaptado para su uso en pozos de alta temperatura.

La segunda fase o “fase de agente de sustentación” de una operación de
15 fracturamiento comporta la introducción en un fluido de fracturamiento de un
agente de sustentación en forma de partículas sólidas o gránulos para formar
una suspensión o pasta. La fase sustentada se puede dividir en una secuencia
de tapones de diferentes fluidos de fracturamiento que incluyen fluidos sin
agente de sustentación no viscosificados, fluidos sin agente de sustentación
20 viscosificados, fluidos que contienen agente de sustentación no viscosificados
o fluidos que contienen agente de sustentación viscosificados. La secuencia
puede incluir dos o más fases secundarias que se repiten de forma periódica
incluyendo “fases secundarias de portador” que comportan la inyección de los
fluidos de fracturamiento sin agente de sustentación, y “fases secundarias de
25 agente de sustentación” que comportan la inyección de fluidos de
fracturamiento que contienen agente de sustentación. Como resultado de la
formación de tapones periódica (pero no continua) de una pasta que contiene
materiales de sustentación granulares, el agente de sustentación no llena
completamente la fractura. Más bien, el agente de sustentación forma
30 conglomerados, postes, pilares o islas con canales o trayectorias de flujo entre
los mismos a través de los cuales pueden pasar los fluidos de formación o de
inyección. Los volúmenes de las fases secundarias de agente de sustentación
y las fases secundarias de portador, según se bombean, pueden ser diferentes.
Es decir, el volumen de las fases secundarias de portador puede ser más
35 grande o más pequeño que el volumen de las fases secundarias de agente de

- sustentación. Además, los volúmenes de las fases secundarias pueden cambiar con el tiempo. Por ejemplo, una fase secundaria de agente de sustentación que se bombea antes en el tratamiento puede ser de un volumen más pequeño que una fase secundaria de agente de sustentación que se bombea más tarde en el tratamiento. El volumen relativo de las fases secundarias se selecciona basándose en cuánto del área superficial de la fractura va a estar soportada por los conglomerados, pilares, columnas o islas de agente de sustentación, y cuánto del área de fractura van a ser canales abiertos a través de los cuales son libres de fluir los fluidos de formación.
- En ciertas realizaciones, la composición de agente de sustentación en los tapones puede incluir materiales de refuerzo y/o de consolidación para aumentar la resistencia de los conglomerados, pilares, columnas o islas de agente de sustentación que se forman y para evitar su colapso durante el cierre de fractura. Por lo general, el material de refuerzo se añade a algunas de las fases secundarias de agente de sustentación. Adicionalmente, las concentraciones tanto de agente de sustentación como de los materiales de refuerzo se pueden variar de forma continua, periódica o intermitente por la totalidad de la fase de agente de sustentación. Como ejemplos, la concentración de material de refuerzo y/o de agente de sustentación puede ser diferente en dos fases secundarias de agente de sustentación subsiguientes. Esta también puede ser adecuada o práctica en algunas aplicaciones del método para introducir el material de refuerzo de una forma continua por la totalidad de la fase de agente de sustentación, durante las fases secundarias tanto de portador como de agente de sustentación. Dicho de otra forma, la introducción del material de refuerzo puede no limitarse solo a la fase secundaria de agente de sustentación. En ciertas realizaciones, la concentración del material de refuerzo no varía durante la totalidad de la fase de agente de sustentación; aumenta de forma monótona durante la fase de agente de sustentación; o disminuye de forma monótona durante la fase de agente de sustentación.
- Un agente de sustentación revestido con resina curable o parcialmente curable se puede usar como material de refuerzo y de consolidación para formar conglomerados de agente de sustentación. La selección del agente de sustentación revestido con resina apropiado para una temperatura estática de fondo de pozo (BHST, *bottom hole static temperature*) particular y para un

fluido de fracturamiento particular son bien conocidas por trabajadores experimentados. Además, se pueden usar fibras orgánicas y/o inorgánicas para reforzar el conglomerado de agente de sustentación. Estos materiales se pueden usar en combinación con unos agentes de sustentación revestidos con resina o por separado. Estas fibras se pueden modificar para tener un revestimiento adhesivo solo, o un revestimiento adhesivo que está revestido por una capa de sustancia no adhesiva soluble en el fluido de fracturamiento a medida que este pasa a través de la fractura. Fibras hechas de material adhesivo se pueden usar como material de refuerzo, revestidas por una sustancia no adhesiva que se disuelve en el fluido de fracturamiento a medida que este pasa a través de la fractura a las temperaturas subterráneas. Las partículas metálicas son otra preferencia para el material de refuerzo y se pueden producir usando aluminio, acero que contiene aditivos especiales que reducen la corrosión, y otros metales y aleaciones. Las partículas metálicas se pueden conformar para asemejarse a una esfera y medir 0,1 - 4 mm. En ciertas realizaciones, fibras tales como partículas metálicas que se usan son de una forma alargada con una relación de aspecto (la longitud con respecto a la anchura o el diámetro) de más de 5 : 1, por ejemplo una longitud más larga que 2 mm y un diámetro de 10 a 200 micras. Adicionalmente, se pueden usar placas de sustancias orgánicas o inorgánicas, cerámicas, metales o aleaciones a base de metal como material de refuerzo. Estas placas pueden tener forma de disco o de rectángulo y ser de una longitud y una anchura de tal modo que, para todos los materiales, la relación entre dos cualesquiera de las tres dimensiones es mayor que 5 a 1.

La elección de agente de sustentación y de fluido también son factores ajustables en los métodos de la presente invención. La composición de agente de sustentación y las composiciones de fluido se eligen para aumentar, optimizar o aumentar al máximo una resistencia de los conglomerados, pilares, columnas e islas de agente de sustentación en el interior de las fracturas después del cierre de fractura. Un conglomerado de agente de sustentación debería mantener un espesor residual razonable al esfuerzo de cierre de fractura completo. Esto asegura un aumento en el flujo de fluido a través de canales abiertos que se forman entre los conglomerados de agente de sustentación. En esta situación, la permeabilidad de empaque de agente de sustentación, como tal, no es decisiva para aumentar la productividad de los

pozos. Por lo tanto, un conglomerado de agente de sustentación se puede crear con éxito usando arena cuyas partículas son demasiado débiles para su uso en el fracturamiento hidráulico convencional en la formación de interés. Un conglomerado de agente de sustentación también se puede fabricar a partir de

5 arena que tiene una distribución de tamaños de partícula muy amplia que no sería adecuada para el fracturamiento convencional. Esto es una ventaja importante, debido a que la arena cuesta sustancialmente menos que un agente de sustentación de cerámica. Adicionalmente, la destrucción de partículas de arena durante la aplicación de la carga de cierre de fractura

10 podría mejorar la resistencia de conglomerados que consisten en gránulos de arena. Esto puede tener lugar debido a que la fisuración/destrucción de partículas de agente de sustentación de arena disminuye la porosidad de conglomerado y aumenta la compacidad del agente de sustentación. La arena que se bombea a la fractura para crear conglomerados de agente de

15 sustentación no necesita unas buenas propiedades granulométricas, es decir, la distribución de diámetros habitualmente estrecha deseable de las partículas. Por ejemplo, para implementar el método, puede ser adecuado usar 50.000 kg de arena, de los cuales de 10.000 a 15.000 kg tienen un diámetro de partículas de 0,002 a 0,1 mm, de 15.000 a 30.000 kg tienen un diámetro de partículas de

20 0,2 a 0,6 mm, y de 10.000 a 15.000 kg tienen un diámetro de partículas de 0,005 a 0,05 mm. Se debería hacer notar que aproximadamente 100.000 kg de un agente de sustentación más caro que la arena serían necesarios para obtener un valor similar de conductividad hidráulica en la fractura creada usando los métodos (convencionales) anteriores de fracturamiento hidráulico.

25 En ciertas realizaciones, algunas o la totalidad de las fases secundarias de agente de sustentación incluyen tapones que tienen unas composiciones de agente de sustentación que incluyen agentes de sustentación tratados y algunas o la totalidad de las fases secundarias de portador tienen unas composiciones de agregación de la presente invención que dan lugar a que

30 unas partículas de agente de sustentación se adhieran entre sí.

En ciertas realizaciones, los métodos de la operación de fracturamiento pueden incluir una tercera fase o “fase de cola” siguiendo la segunda fase que comporta la introducción continua de una cantidad de agente de sustentación. Si se emplea, la fase de cola de la operación de fracturamiento se asemeja a

35 un tratamiento de fracturamiento convencional, en el que un lecho continuo de

agente de sustentación convencional bien clasificado se coloca en la fractura relativamente cerca del pozo de perforación. En ciertas realizaciones, la fase de cola se distingue de la segunda fase por la colocación continua de un agente de sustentación bien clasificado, es decir, un agente de sustentación con un tamaño de partículas esencialmente uniforme. La resistencia de agente de sustentación en la fase de cola es suficiente para evitar la trituración (el desmoronamiento) de agente de sustentación, cuando este se somete a los esfuerzos que tienen lugar tras el cierre de fractura. El papel del agente de sustentación en esta fase es evitar el cierre de fractura y, por lo tanto, proporcionar una buena conductividad de fractura en las inmediaciones del pozo de perforación. Los agentes de sustentación que se usan en esta tercera fase deberían tener unas propiedades similares a las de los agentes de sustentación convencionales.

En ciertas realizaciones, un diseño de operación de fracturamiento (el número, el tamaño y la orientación de perforaciones y la distribución de perforaciones a lo largo de la zona de producción) incluye un patrón de perforaciones que actúa como un “divisor de tapones” para un tapón de agente de sustentación dado, incluso cuando la inyección es en una única capa de formación homogénea (es decir, incluso cuando la capa de fracturamiento es una única capa de formación homogénea). El patrón de perforaciones da como resultado la división de los tapones de agente de sustentación que se bombean hacia abajo del pozo de perforación para dar un número previamente determinado de tapones más pequeños separados en el interior de las fracturas de una zona particular. El número de tapones de agente de sustentación y el diseño de compleción correspondiente se pueden optimizar para lograr un desempeño superior de la fractura hidráulica creada.

En ciertas realizaciones, los métodos de bombeo de tapones de agente de sustentación con el fin de crear una fractura hidráulica que incluye una red de conglomerados, pilares, columnas o islas de agente de sustentación y trayectorias de flujo, o una red de regiones ricas en agente de sustentación que incluyen conglomerados, pilares, columnas o islas y regiones pobres en agente de sustentación ricas, donde las trayectorias de flujo separan los conglomerados, pilares, columnas o islas de agente de sustentación y las regiones pobres en agente de sustentación separan las regiones ricas en agente de sustentación. Unas trayectorias interconectadas o las regiones

pobres en agente de sustentación en el interior del empaque de agente de sustentación forman una red de canales por la totalidad de las fracturas desde su punta hasta el pozo de perforación. La red de canales da como resultado un aumento significativo de la conductividad hidráulica eficaz de las fracturas
5 hidráulicas creadas. La composición de fluido de portador, la composición de fluido de agente de sustentación, la secuencia de tapones, las propiedades de tapón, el patrón de perforación, y/u otros parámetros de operación de fracturamiento se pueden variar para aumentar, optimizar o aumentar al máximo la conductividad de fractura hidráulica, donde el patrón de
10 perforaciones actúa como un “divisor de tapones” tal como se ha descrito en lo que antecede.

Se debería hacer notar que, a pesar de que algunas realizaciones se describen para el caso en el que la capa de fracturamiento es una única capa de roca, esta no se limita a un uso en capas únicas. La capa de fracturamiento
15 puede ser una única zona de producción que está constituida por múltiples capas permeables. La capa de fracturamiento también puede estar constituida por más de una zona de producción separada por una o más capas de roca impermeables o casi impermeables tales como capas de esquisto, y cada zona de producción y cada capa de esquisto, a su vez, se puede hacer de múltiples
20 capas de roca. En una realización, cada zona de producción contiene múltiples conglomerados de perforación y los procesos de la invención tienen lugar en más de una zona de producción en un único tratamiento. En otras realizaciones, por lo menos una de las zonas de producción se trata mediante el método y por lo menos una de las zonas de producción se trata de forma
25 convencional, en un único tratamiento de fracturamiento. El resultado es más de una fractura, por lo menos una de las cuales contiene agente de sustentación colocado de forma heterogénea de acuerdo con el método de la invención. En otra realización, la capa de fracturamiento está constituida por más de una zona de producción separada por una o más capas de roca
30 impermeables o casi impermeables tales como capas de esquisto, y cada zona de producción y cada capa de esquisto, a su vez, se puede hacer de múltiples capas de roca, y por lo menos una zona de producción contiene múltiples conglomerados de perforación y los procesos de la invención tienen lugar en por lo menos una zona de producción en un único tratamiento, pero la labor se
35 diseña de tal modo que una única fractura se forma en la totalidad de las zonas

de producción y en cualesquiera zonas impermeables intermedias. Por supuesto, cualquier realización se puede implementar más de una vez en un pozo.

Las simulaciones realizadas han mostrado que el número de conglomerados de perforación que se requieren para una formación dada por lo general puede variar de 1 a 100, pero puede ser tan alto como 300 para algunas de las formaciones. Los tamaños adecuados de los pilares dependen de un número de factores, tales como el “volumen superficial de tapón” (el producto del caudal de la pasta y la duración de tapón), el número de conglomerados, la tasa de filtración a la formación, etc. Los cálculos han revelado la importancia de la duración de tapón sobre la productividad global de la fractura heterogénea que se produce. Muchos yacimientos pueden requerir que la duración de tapón abarque un intervalo de, por ejemplo, de 2 a 60 s (esto se corresponde con un volumen superficial de tapón de aproximadamente 80 a 16.000 litros (de 0,5 a 100 barriles (bbl)) dado un intervalo de caudales para una labor de fracturamiento típica de de 3.200 a 16.000 litros/minuto (de 20 a 100 barriles por minuto (bpm)). Otros yacimientos requerirán que las duraciones de tapón de agente de sustentación (según se miden en el equipo de superficie) sean de hasta, por ejemplo, 5 min (de 16.000 a 79.500 litros (de 100 a 500 bbl) de fluido de fracturamiento dado un caudal de 3.200 a 16.000 litros/minuto (20 - 100 bpm)). Y, por último, para aquellos tratamientos en los que parte de la fractura se debería cubrir con agente de sustentación de forma homogénea, los tapones pueden durar durante 10 - 20 minutos y más tiempo. Además, la duración de tapón también puede variar por la totalidad del tratamiento con el fin de variar plantas de pilar características en el interior de una única fractura hidráulica. Serán intervalos típicos de la duración de tapón los mismos que se acaban de detallar en lo que antecede. Por ejemplo, una programación de bombeo puede comenzar con unos tapones de 1 min de duración y terminar bombeando con tapones de agente de sustentación de 5 s de duración con unos intervalos sin agente de sustentación de 5 s entre estos.

Composiciones

La invención se refiere en general a una composición que incluye una amina y un éster de fosfato. La composición modifica superficies de materiales sólidos o porciones de las mismas alterando las propiedades químicas y/o

físicas de las superficies. Las propiedades alteradas permiten que las superficies se vuelvan autoatrayentes o permiten que las superficies se vean atraídas por un material que tenga unas propiedades químicas y/o físicas similares. En el caso de partículas que incluyen partículas de óxido de metal tales como partículas de sílice, alúmina, óxido de titanio, magnesia, zircona, otros óxidos de metal u óxidos incluyendo una mezcla de estos óxidos de metal (naturales o sintéticos), la composición forma un revestimiento completo o parcial sobre las superficies de las partículas. El revestimiento puede interactuar con la superficie mediante interacciones químicas y/o físicas incluyendo, sin limitación, enlaces químicos, enlaces de hidrógeno, interacciones electrostáticas, interacciones dipolares, interacciones de hiperpolarizabilidad, cohesión, adhesión, adherencia, adhesión mecánica o cualquier otra interacción química y/o física que permita que se forme un revestimiento sobre las partículas. Las partículas revestidas tienen una propensión de agregación o de aglomeración mayor que las partículas sin revestir. Por lo tanto, las partículas antes del tratamiento pueden fluir libremente, mientras que después del revestimiento no fluyen libremente, sino que tienden a amontonarse, agregarse o aglomerarse. En unos casos, donde la composición se usa para revestir superficies de una formación geológica, una estructura de óxido de metal sintética y/o partículas que contienen óxido de metal, las partículas no solo tenderán a agregarse entre sí, las partículas también tenderán a pegarse a la formación revestida o superficies estructurales.

Estructuras y sustratos tratados

La presente invención también se refiere en general a estructuras y sustratos que se tratan con una composición de la presente invención, donde las estructuras y sustratos incluyen superficies que se revisten, parcial o completamente, con una composición de la presente invención. Las estructuras o sustratos pueden ser cerámicas o metálicas o fibrosas. Las estructuras o sustratos pueden ser hilados tales como una lana de vidrio o lana de acero o pueden tener forma de panel como convertidores catalíticos o similares que incluyen canales que fuerzan que fluya fluido a través de unos trayectos tortuosos de tal modo que partículas en el fluido se ponen a la fuerza en contacto con las superficies de sustratos o estructuradas. Tales estructuras o sustratos están adaptados idealmente como filtros de material particulado o

medios de control de arena.

Métodos para tratar sólidos particulados

La presente invención se refiere en general a métodos para tratar superficies que contienen óxido de metal que incluyen la etapa de poner en

5 contacto el material que contiene óxido de metal con una composición de la presente invención. La composición forma un revestimiento parcial y/o completo sobre las superficies del material alterando las propiedades del material y/o las superficies del mismo de tal modo que los materiales y/o las superficies de los mismos son capaces de interactuar con materiales tratados

10 de forma similar para formar unas estructuras aglomeradas y/o agregadas. El tratamiento se puede diseñar para revestir, parcial o completamente, superficies que contienen óxido de metal continuas y/o las superficies de partículas que contienen óxido de metal. Si se tratan ambas, entonces las partículas pueden no solo autoagregarse, sino que las partículas también se

15 pueden agregar, aglomerar y/o pegar a las superficies continuas revestidas. Las composiciones se pueden usar en fluidos de fracturamiento, aplicaciones de empaque de fracturamiento, aplicaciones de empaque de arena, aplicaciones de control de arena, o cualquier otra aplicación de fondo de pozo. Además, se pueden usar estructuras, cribas o filtros revestidos con las

20 composiciones de la presente invención para atraer y retirar los finos que se han modificado con las composiciones de la presente invención.

Método para fracturamiento y/o sustentación

La presente invención se refiere en general a métodos para fracturar una formación que incluyen la etapa de bombeo de un fluido de fracturamiento que

25 incluye una composición de la presente invención al interior de una formación de producción a una presión suficiente para fracturar la formación. La composición modifica un potencial de agregación y/o un potencial zeta de partículas de formación y superficies de formación durante el fracturamiento de tal modo que las partículas de formación se agregan y/o se pegan a las

30 superficies de formación una de otra, aumentando la eficiencia de fracturamiento y aumentando la productividad de la formación de fractura. La composición de la presente invención también se puede usar en una etapa de prepatín para modificar las superficies de la formación de tal modo que durante el fracturamiento las superficies de formación se prerrevisten. La etapa

35 preparada comporta bombear un fluido a la formación antes del tratamiento

para iniciar la fractura y para exponer el frente de formación con unos fluidos diseñados para proteger la formación. Aparte de usar solo la composición como parte del fluido de fracturamiento, el fluido de fracturamiento también puede incluir partículas que se han tratado con anterioridad con la composición de la presente invención, donde las partículas tratadas actúan como agentes de sustentación para sustentar para que se mantenga abierta la formación después del fracturamiento. Si el fluido de fracturamiento también incluye la composición, entonces el agente de sustentación de partículas revestidas se adherirá a las superficies de formación en mayor medida de lo que lo haría un agente de sustentación de partículas sin revestir.

En una realización alternativa de la presente invención, el fluido de fracturamiento incluye partículas que están revestidas con una composición de la presente invención como agente de sustentación. En la presente realización, las partículas tienen una mayor propensión de autoagregación y tenderán a agregarse en ubicaciones en las que puede ser más necesario que se sustenten para que se mantengan abiertas. En todas las aplicaciones de fracturamiento que incluyen unos agentes de sustentación que están revestidos con o que quedan revestidos con la composición de la presente invención durante el fracturamiento, es probable que los agentes de sustentación revestidos tengan unas propiedades mejoradas de adherencia a y de penetración en formaciones. Estas mayores propiedades de penetración y de adherencia o de adhesión son debidas no solo a una diferencia en la química superficial de las partículas en relación con la química superficial de partículas sin tratar, sino también debido a una deformabilidad del propio revestimiento. Por lo tanto, los inventores de la presente invención creen que, a medida que las partículas se están introduciendo a la fuerza en la formación, el revestimiento se deformará para permitir que las partículas penetren en una posición y, a medida que se retira la presión, las partículas tenderán a permanecer en su sitio debido a la interacción de revestimiento con la superficie y debido a la relajación del revestimiento deformado. Además, los inventores de la presente invención creen que la propensión de agregación alterada de las partículas aumentará la densidad de partículas de agente de sustentación en regiones de la formación sumamente susceptibles a la penetración de agente de sustentación, dando como resultado un grado de potenciación de sustentación de formaciones.

Secuenciación de tapones y colocación de agente de sustentación heterogénea

Se encuentran comercialmente disponibles varias herramientas de soporte lógico para herramientas de modelado de fracturas, o bien como módulos sujetos a licencia o bien como parte de un sistema de fracturamiento global, tal como, por ejemplo, la aplicación ingenieril de diseño y de evaluación de fracturamiento hidráulico disponible de Schlumberger Oilfield Services con la denominación comercial FRACCADE, la cual se encuentra disponible en un paquete integrado de aplicaciones ingenieriles para la construcción de, la producción de y la intervención en pozos disponible con la denominación comercial CADE OFFICE. Por ejemplo, la herramienta de modelado FRACCADE se encuentra disponible con: un módulo de ensayo/calibración de cierre con la denominación comercial DATAFRAC; un módulo de PSG; un módulo de APM; un módulo secundario de optimización; un simulador de P3D; un simulador de fracturamiento con ácido; un módulo secundario de fractura de múltiples capas; y así sucesivamente; que se pueden usar en una labor de colocación de agente de sustentación heterogénea (HPP, *heterogeneous proppant placement*) o pueden ser modificados de forma apropiada por el experto para su uso en una labor de HPP. Por ejemplo, el módulo de PSG se puede modificar con un algoritmo de dispersión para producir una programación de bombeo de agente de sustentación en pulsos.

El diseño y la actualización del modelo pueden incluir determinar la cantidad de agente de sustentación a entregar. Por ejemplo, un modelo inicial puede solucionar un problema de optimización para determinar la cantidad de agente de sustentación que se va a usar para lograr una dimensión de fractura particular. Los resultados a partir del problema solucionado se pueden usar entonces para desarrollar una programación de colocación de agente de sustentación inicial. Tal como se usa en el presente documento, la expresión “programación de colocación de agente de sustentación” se refiere a una programación para colocar el agente de sustentación en la fractura y puede incluir una programación de bombeo, una estrategia de perforación, y similares o una combinación de las mismas. Una programación de bombeo es un plan preparado para especificar la secuencia, el tipo, el contenido y el volumen de los fluidos que se van a bombear durante un tratamiento específico. Una estrategia de perforación es un plan para dirigir el flujo de un fluido de

tratamiento de pozo a través de ciertas perforaciones en una tubería de revestimiento de pozo de perforación y/o para inhibir el flujo a través de otras perforaciones y puede incluir, por ejemplo, el taponamiento y/o la apertura de las perforaciones existentes o la realización de nuevas perforaciones para potenciar la conductividad y para controlar el crecimiento de fracturas.

La programación de colocación de agente de sustentación puede incluir variar un perfil de concentraciones de agente de sustentación en el fluido de tratamiento. Además, el perfil de concentraciones de agente de sustentación se puede variar de acuerdo con un método de dispersión. Por ejemplo, el modelo puede incluir unos algoritmos de control de proceso los cuales se pueden implementar para variar el perfil de concentraciones de agente de sustentación de superficie para entregar un perfil de concentraciones de tapón de agente de sustentación particular a intervalos de perforación. En un proceso de bombeo normal, un tapón de agente de sustentación que se inyecta en un pozo de perforación experimentará dispersión y se estirará y perderá “agudeza” de la concentración de agente de sustentación en los bordes delantero y trasero del tapón de agente de sustentación. Para un perfil de concentraciones de agente de sustentación uniforme, el perfil de concentraciones de superficie se puede solucionar mediante la inversión de una solución para un problema de dispersión de tapones. Por lo tanto, la dispersión puede ser un mecanismo el cual “corrige” el perfil de concentraciones de tapón de un valor de superficie inicial a un perfil de fondo de pozo particular.

Con referencia al documento de E. L. Cussler, *Diffusion: Mass Transfer in Fluid Systems*, Cambridge University Press, páginas 89 - 93 (1984), un ejemplo de un sistema de ecuaciones que se puede solucionar se muestra en lo sucesivo para un problema de dispersión de Taylor - flujo laminar de un fluido newtoniano en un tubo, donde una solución está diluida, y el transporte de masa es solo por difusión radial y convección axial. El sistema anterior se puede sustituir por virtualmente cualquier problema de mecánica de fluidos, incluyendo un flujo turbulento o laminar, fluidos newtonianos y no newtonianos y fluidos con o sin partículas. En la práctica, se definirá un perfil de concentraciones de fondo de pozo, y las ecuaciones se solucionarán de la forma inversa para determinar condiciones iniciales, por ejemplo, tasas de adición para el agente de sustentación, para lograr unas propiedades de tapón de fondo de pozo particulares.

Las ecuaciones pueden incluir, por ejemplo,

$$\bar{c}_1 = \frac{M}{\sqrt{4\pi E_z t}} e^{-\frac{(z-v^0 t)^2}{4 E_z t}}$$

5 donde **M** es el soluto total en un pulso (el material cuya concentración se va a definir en una ubicación de fondo de pozo específica), **R₀** es el radio de un tubo a través del cual se está desplazando un tapón, **z** es la distancia a lo largo del tubo, **v⁰** es la velocidad del fluido, y **t** es el tiempo. Se puede mostrar que un coeficiente de dispersión **Ez** es,

$$E = \frac{(R_0 v^0)^2}{48D}$$

10 donde **D** es un coeficiente de difusión. Un sistema de ecuaciones que dan esta solución se da a continuación. En el documento de E. L. Cussler, *Diffusion: Mass Transfer in Fluid Systems*, Cambridge University Press, páginas 89 - 93 (1984), se pueden hallar definiciones de variables.

$$\frac{\partial \bar{c}_1}{\partial \tau} = \left(\frac{v^0 R_0}{48D} \right) \frac{\partial^2 \bar{c}_1}{\partial \zeta^2}$$

sujetas a las condiciones,

$$\tau = 0, \text{ todo } \zeta, \bar{c}_1 = \frac{M}{\pi R_0^2} \delta(\zeta)$$

$$\tau > 0, \zeta = \pm\infty, \bar{c}_1 = 0$$

$$\tau > 0, \zeta = 0, \frac{\partial \bar{c}_1}{\partial \tau}$$

15

El sistema de ecuaciones en lo que antecede se puede aplicar en general al diseño de cualquier perfil de concentraciones de agente de sustentación de fondo de pozo, en tapones o continuo. La solución para una dispersión de flujo de material granular en un fluido en sentido descendente por un pozo de perforación se puede invertir para calcular una concentración superficial correspondiente de agente de sustentación en el fluido de fracturamiento. Una tecnología de control de proceso puede tomar entonces esta programación de concentración superficial y ajustar la proporción del

20

agente de sustentación en consecuencia. Por ejemplo, la programación de concentración superficial se puede tener en cuenta en el modelo, la programación de colocación de agente de sustentación se puede ajustar al modelo y agente de sustentación que se entrega de acuerdo con la programación de colocación de agente de sustentación.

El tiempo de bombeo de “no tapón”, por ejemplo cuando se bombea el fluido pobre en agente de sustentación, es uno de los parámetros clave en una programación de colocación de agente de sustentación de HPP. El parámetro de “no tapón” puede controlar la distancia entre columnas de pilares que se crean en la fractura. Un tiempo de “no tapón” el cual es demasiado alto puede dar como resultado un punto de constricción, un área en la que la fractura se colapsa por lo menos parcialmente debido a una falta de soporte entre dos columnas de pilares. Un punto de constricción, o constricción, puede bloquear la conductividad de fractura y, por lo tanto, afectar a la producción.

Otro ejemplo de un paquete de soporte lógico informático para realizar una colocación de agente de sustentación heterogénea se halla en la patente de Estados Unidos con n.º 7.451.812 presentada el 18 de noviembre de 2008, pero se puede usar cualquier protocolo de inyección de tapones, secuenciación de tapones y alternancia de tapones para producir y/o mejorar la colocación de islas de agente de sustentación.

En una aproximación de primer orden, la distancia, L , entre dos columnas vecinas de pilares en la fractura se puede calcular mediante la siguiente relación de dependencia:

$$L = \frac{t_{no_tapón} \cdot Q_{tasa}}{2 \cdot w_{frac} \cdot H_{frac}}$$

donde $t_{no_tapón}$ es el tiempo de bombeo durante el cual no se bombea agente de sustentación alguno, Q_{tasa} es el caudal de bombeo, w_{frac} es la anchura de fractura y H_{frac} es la altura de fractura. Por lo tanto, el numerador incluye el volumen total del tapón sin agente de sustentación. En el denominador, un factor de 2 representa dos alas de fractura.

La constricción puede tener lugar siempre que la distancia L sea más pequeña que un valor crítico, $L_{crít}$, donde:

$$L = \frac{t_{no_tapón} \cdot Q_{tasa}}{2 \cdot w_{frac} \cdot H_{frac}}$$

Los dos parámetros en el numerador en el miembro derecho de la ecuación anterior se pueden controlar durante el tratamiento, mientras que los dos en el denominador no se controlan y pueden cambiar durante el tratamiento.

- 5 Las consecuencias de la constricción pueden ser drásticas. La conductividad de fractura global se puede considerar como una cadena de conductividades hidráulicas de diferentes partes de la fractura. Por lo tanto, la conductividad global puede estar regida por la conductividad de una parte de fractura menos realizada. En el caso de la constricción, la conductividad de
- 10 fractura puede ser igual a la conductividad del área donde tuvo lugar la constricción.

Una ecuación simplificada se puede usar para calcular la conductividad de fractura. La conductividad de fractura es proporcional a la tercera potencia de la anchura de fractura

15
$$k \sim w^3$$

donde k es la conductividad de fractura y w es la anchura de fractura.

- En un área de constricción, la anchura de fractura puede ser del orden de 0,05 mm o menos, con esta anchura debido a la rugosidad natural de las paredes de fractura. En casos extremos donde hay poca o ninguna rugosidad
- 20 de pared, la anchura de fractura es esencialmente igual a cero (0), como lo es la conductividad de fractura eficaz.

- Las propiedades mecánicas de los pilares que se espera formar y de la formación tales como, por ejemplo, módulo de Young, coeficiente de Poisson, esfuerzo eficaz de formación, y similares pueden tener un gran impacto sobre
- 25 el modelado de fracturas y el diseño de tratamientos. Por ejemplo, un problema de optimización de acuerdo con las propiedades mecánicas de formación se puede solucionar durante el diseño de un modelo inicial para aumentar al máximo el volumen de canales abiertos en el interior de una fractura.

- El módulo de Young se refiere a una constante de elasticidad la cual es
- 30 la relación del esfuerzo longitudinal con respecto a la deformación longitudinal y se simboliza por **E**. Este se puede expresar matemáticamente tal como sigue: $\mathbf{E} = (\mathbf{F} / \mathbf{A}) / (\Delta \mathbf{L} / \mathbf{L})$, donde **E** = módulo de Young, **F** = fuerza, **A** = área, $\Delta \mathbf{L}$ = cambio en la longitud, y **L** = área original.

- El coeficiente de Poisson es una constante de elasticidad la cual es una
- 35 medida de la compresibilidad de material perpendicular con respecto al

esfuerzo aplicado, o la relación de la deformación latitudinal con respecto a la longitudinal. El coeficiente de Poisson se puede expresar en términos de propiedades que se pueden medir en el terreno, incluyendo velocidades de ondas P y ondas S tal como sigue: $\sigma = \frac{1}{2}(V_p^2 - 2V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)$, donde σ =

5 coeficiente de Poisson, V_p = velocidad de onda P y V_s = velocidad de onda S. El esfuerzo eficaz, que también se conoce como “presión eficaz” o “presión intergranular”, se refiere a la fuerza normal promedio por unidad de área que se transmite directamente de partícula a partícula de una masa de tierra o roca.

La programación y la colocación del agente de sustentación durante el

10 tratamiento de fractura hidráulica de HPP pueden ser diferentes de las de los tratamientos tradicionales. En los tratamientos de HPP, la formación de tapones del agente de sustentación puede ayudar a colocar correctamente conglomerados en varias ubicaciones en la fractura. Por ejemplo, la programación de colocación de agente de sustentación puede incluir unos

15 tapones de agente de sustentación que se alternan con un fluido pobre en agente de sustentación, por ejemplo fluidos de “no tapón”, tal como se ilustra en los ejemplos de HPP de **las Figuras 1A - D** donde la técnica de alternar tapón de agente de sustentación y fluido pobre en agente de sustentación se compara con las técnicas de aumentar de forma continua la inyección de

20 agente de sustentación y cambiar en escalones la inyección de agente de sustentación, de forma respectiva. Los fluidos pobres en agente de sustentación pueden incluir fluidos con una cierta concentración de agente de sustentación, a pesar de que la concentración de agente de sustentación en el fluido pobre en agente de sustentación es menor que la concentración de

25 agente de sustentación en el tapón de agente de sustentación.

Una colocación de agente de sustentación heterogénea para canales abiertos en un empaque de agente de sustentación se puede lograr mediante la aplicación de técnicas tales como adición de un desencadenante de heterogeneidad al fluido de tratamiento al tiempo que se bombea. El fluido de

30 tratamiento puede incluir un desencadenante de heterogeneidad de reactivo químico, un desencadenante de heterogeneidad físico tal como fibras o una combinación de los mismos. En algunos tratamientos, se puede añadir un desencadenante de forma periódica.

Realizaciones de la presente invención se refieren a islas de agente de

35 sustentación que pueden volver a sanar que comprenden una primera cantidad

de un agente de sustentación tratado, donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta. La primera cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento y para mantener las islas de agente de sustentación sustancialmente intactas, si las islas de agente de sustentación y/o partículas en el interior de las islas de agente de sustentación se mueven en el interior de la formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento, para permitir que las islas de agente de sustentación se vuelvan a sanar o descomponer y se vuelvan a formar durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción manteniendo una conductividad de fractura alta, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción. En otras realizaciones, las islas pueden incluir adicionalmente una segunda cantidad de agente de sustentación sin tratar, una tercera cantidad de una fibra no erosionable y una cuarta cantidad de un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas. En otras realizaciones, la composición de alteración de potencial zeta comprende una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

Realizaciones de la presente invención se refieren a islas de agente de sustentación de autosanación que comprenden una primera cantidad de un agente de sustentación tratado, donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina y un producto de

reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos, donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma y para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma, para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción. En ciertas realizaciones, las islas comprenden adicionalmente una segunda cantidad de agente de sustentación sin tratar, una tercera cantidad de una fibra no erosionable y una cuarta cantidad de un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, donde las cantidades relativas del tipo diferente de fibras y materiales de agente de sustentación se eligen para encajar con rasgos distintivos particulares de una formación que se va a fracturar. En otras realizaciones, la composición de alteración de potencial zeta comprende una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

Realizaciones de la presente invención se refieren a composiciones para formar islas de agentes de sustentación en el interior de una formación o una zona de la misma, donde la composición comprende una primera cantidad de un agente de sustentación tratado, donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta, y la primera cantidad es suficiente: (a) para permitir que las composiciones formen islas en

- la formación o una zona de la misma durante y/o después de las operaciones de fracturamiento, o (b) para permitir que las composiciones formen islas en la formación o una zona de la misma y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción. En ciertas realizaciones, las islas comprenden adicionalmente una segunda cantidad de agente de sustentación sin tratar, una tercera cantidad de una fibra no erosionable y una cuarta cantidad de un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas.
- En otras realizaciones, la composición de alteración de potencial zeta comprende una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

Realizaciones de la presente invención se refieren a sistemas para formar pilares de agente de sustentación en una formación durante el fracturamiento de formaciones que comprende las etapas de una secuencia de inyecciones de una pluralidad de diferentes fluidos de fracturamiento, donde los diferentes fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre los grupos que consisten en: (a) fluidos sin agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de base o (ii) un fluido de base y una composición de agregación y/o una composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En ciertas realizaciones, las secuencias pueden incluir inyecciones singulares de cada fluido en cualquier orden o múltiples inyecciones de cada fluido en cualquier orden. En otras realizaciones, la secuencia puede incluir una pluralidad de primeras inyecciones de fluido, una pluralidad de segundas inyecciones de fluido, y una pluralidad de terceras inyecciones de fluido. En otras realizaciones, la secuencia puede incluir inyecciones singulares del primer, el segundo y el tercer fluidos que se repiten un número de veces, donde el número de veces se extiende a lo largo de la totalidad de la fase de colocación de agente de sustentación de la operación de

fracturamiento. En otras realizaciones, la secuencia puede incluir múltiples inyecciones de cada fluido en cualquier orden dado. En otras realizaciones, la secuencia también puede incluir un periodo de retención entre cada inyección. En otras realizaciones, la secuencia puede incluir una primera inyección de fluido, un primer tiempo de retención, una segunda inyección de fluido, un segundo tiempo de retención, y una tercera inyección de fluido y un tercer tiempo de retención, donde el primer, el segundo y el tercer fluido pueden ser cualquiera de las composiciones de fluido que se han enumerado en lo que antecede.

5 Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para fracturar que incluyen una fase de patín que comprende inyectar en una formación un fluido de patín en una formación en condiciones de fracturamiento para fracturar y/o extender fracturas. Los métodos también incluyen una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar una serie de
15 fluidos de fases de agente de sustentación de acuerdo con una secuencia diseñada para formar pilares o islas de agente de sustentación en las fracturas. Los fluidos de fase de agente de sustentación incluyen por lo menos un fluido sin agente de sustentación y por lo menos un fluido que contiene agente de sustentación. Los fluidos sin agente de sustentación incluyen fluidos
20 viscosificados con o sin una composición de agregación y fluidos viscosificados reticulados con o sin una composición de agregación. Los fluidos que contienen agente de sustentación incluyen fluidos viscosificados que incluyen unas composiciones de agente de sustentación con o sin una composición de agregación, un fluido reticulado que incluye una composición de agente de sustentación con o sin una composición de agregación. Los métodos también
25 pueden incluir una fase de cola que comprende inyectar en un fluido de cola. La fase de agente de sustentación puede incluir la inyección secuencial de miles de tapones de fluidos libres de agente de sustentación y que contienen agente de sustentación, donde los pulsos de tapón tienen una duración entre 5
30 s y 30 s.

 Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para fracturar una formación subterránea que comprende una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar en la formación en la que penetra un pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento que
35 difieren en: (1) por lo menos una propiedad de composición de agente de

sustentación, o (2) por lo menos una propiedad de fluido de fracturamiento, o (3) una combinación de estas diferencias, donde las diferencias mejoran la colocación de agente de sustentación y la formación de islas de agente de sustentación en las fracturas. En ciertas realizaciones, las propiedades de fluido de fracturamiento incluyen composición de fluido, presión de fluido, temperatura de fluido, duración de pulso de fluido, tasa de sedimentación de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de las mismas, y las propiedades de composición de agente de sustentación incluyen tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de base o (ii) un fluido de base y una composición de agregación y/o una composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, comprendiendo la composición de agregación un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la composición de agente de sustentación incluyendo agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (a) unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (b) densidades de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (c) tamaños de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (d) formas de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (e) resistencias de los

agentes de sustentación sin tratar y/o tratados. En otras realizaciones, las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o

5 (iii) mezclas o combinaciones de las mismas. En otras realizaciones, la tasa de sedimentación de agente de sustentación se controla mediante el ajuste de una tasa de bombeo. En otras realizaciones, los fluidos de fracturamiento viscosificados difieren en la composición viscosificante. En otras realizaciones, la etapa de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de

10 fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección. Por lo menos uno de los fluidos es sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos incluye una composición de agente de sustentación. En otras realizaciones, la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la

15 operación de fracturamiento. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente, antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación.

20 Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para fracturar una formación subterránea que comprende una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar en la formación en la que penetra un pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección, donde los fluidos de

25 fracturamiento difieren en por lo menos una propiedad. En ciertas realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente, antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante,

30 y una composición de agregación. En ciertas realizaciones, las propiedades incluyen una composición de fluido, una presión de fluido, una temperatura de fluido, una duración de pulso de fluido, una tasa de sedimentación de agente de sustentación, tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de los mismos. En ciertas

35

realizaciones, los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de base o (ii) un fluido de base y una composición de agregación y/o una composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación

5 incluyendo (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, comprendiendo la

10 composición de agregación un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la composición de agente de sustentación incluyendo agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras

15 realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y

20 combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (a) unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (b) densidades de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (c) tamaños de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (d) formas

25 de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (e) resistencias de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados. En otras realizaciones, las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o

30 (iii) mezclas o combinaciones de las mismas. En otras realizaciones, la tasa de sedimentación de agente de sustentación se controla mediante el ajuste de una tasa de bombeo. En otras realizaciones, los fluidos de fracturamiento viscosificados difieren en la composición viscosificante. En otras realizaciones, la etapa de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de

35 fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección. En otras

realizaciones, por lo menos uno de los fluidos es sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos incluye una composición de agente de sustentación. En otras realizaciones, la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la operación de fracturamiento. En otras realizaciones, comprendiendo adicionalmente los métodos después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de cola que comprende inyectar en la un fluido de cola que comprende (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación.

Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para colocar una red de trayectos de flujo/agente de sustentación en fracturas en una capa de fracturamiento en la que penetra un pozo de perforación, el método comprende una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar, en la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un patrón de perforaciones que comprenden unos grupos de perforaciones que están separados por tramos no perforados, una secuencia de tapones de por lo menos un fluido sin agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido sin agente de sustentación no viscosificado o un fluido sin agente de sustentación viscosificado y por lo menos un fluido que contiene agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido que contiene agente de sustentación no viscosificado o un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado. En ciertas realizaciones, el fluido sin agente de sustentación no viscosificado comprende (a) un fluido de base o (b) un fluido de base y una composición de agregación. En otras realizaciones, el fluido sin agente de sustentación viscosificado comprende (a) un fluido de base y una composición viscosificante o (b) un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación. En otras realizaciones, el que contiene agente de sustentación no viscosificado comprende (a) un fluido de base y una composición de agente de sustentación, o (b) un fluido de base, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, el que contiene agente de sustentación viscosificado comprende (a) un fluido de base, una composición viscosificante y una

composición de agente de sustentación o (b) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, la composición de agregación comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un

5 componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, los fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares de agente de sustentación en el interior de las fracturas durante el fracturamiento y/o después del fracturamiento a

10 medida que se cierra la fractura. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente dar lugar a que la secuencia de tapones que se inyectan a través de grupos de perforaciones vecinos se muevan a través de las fracturas a diferentes tasas. En otras realizaciones, por lo menos uno de los parámetros volumen de tapón, composición de tapón, composición de agente

15 de sustentación, tamaños de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, densidades de agente de sustentación, resistencias de agente de sustentación, concentraciones de agente de sustentación, longitud de patrón, número de grupos de perforaciones, separaciones de grupos de perforaciones, orientaciones de grupo de perforaciones, número de agujeros en cada grupo de

20 perforaciones, densidades de tiro de grupo de perforaciones, longitudes de grupo de perforaciones, número de tramos de no perforación, longitudes de tramo de no perforación, métodos de perforación, o combinaciones de los mismos cambia de acuerdo con la secuencia de tapones. En otras realizaciones, la composición de agente de sustentación comprende una

25 primera cantidad de un agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de un agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de un agente de sustentación erosionable o soluble y una cuarta cantidad de una fibra no erosionable. En otras realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o

30 completo de la composición de agregación. En otras realizaciones, el agente de sustentación erosionable o soluble comprende partículas orgánicas erosionables o solubles, fibras orgánicas erosionables o solubles, partículas inorgánicas erosionables o solubles y/o fibras inorgánicas erosionables o solubles. En otras realizaciones, las fibras no erosionables comprenden fibras

35 orgánicas no erosionables y/o fibras inorgánicas no erosionables. En otras

realizaciones, una suma de la segunda cantidad es un 100 % en peso, la primera, la tercera y la cuarta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente, antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar de forma continua un fluido sin agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento en condiciones de fracturamiento para formar o alargar fracturas. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de cola que comprende inyectar de forma continua un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento.

Realizaciones de la presente invención se refieren a métodos para una colocación de agente de sustentación heterogénea en una fractura en una capa de fracturamiento, comprendiendo el método a) una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar, en la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un patrón de perforaciones que comprenden unos grupos de perforaciones que están separados por tramos no perforados, una secuencia de tapones de por lo menos un fluido sin agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido sin agente de sustentación no viscosificado o un fluido sin agente de sustentación viscosificado y por lo menos un fluido que contiene agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido que contiene agente de sustentación no viscosificado o un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado, y b) dar lugar a que la secuencia de tapones que se inyectan a través de grupos de perforaciones vecinos se muevan a través de las fracturas a diferentes tasas. En ciertas realizaciones, el fluido sin agente de sustentación no viscosificado comprende (a) un fluido de base o (b) un fluido de base y una composición de agregación. En otras realizaciones, el fluido sin agente de sustentación viscosificado comprende (a) un fluido de base y una composición viscosificante o (b) un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación. En otras realizaciones, el que contiene agente de sustentación no viscosificado comprende (a) un fluido de base y una composición de agente de sustentación, o (b) un fluido de base, una composición de agente de

sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, el que contiene agente de sustentación viscosificado comprende (a) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (b) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación. En otras realizaciones, la composición de agregación comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, los fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares de agente de sustentación en el interior de las fracturas durante el fracturamiento y/o después del fracturamiento a medida que se cierra la fractura. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente, antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar de forma continua un fluido sin agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento en condiciones de fracturamiento para formar o alargar fracturas. En otras realizaciones, los métodos comprenden adicionalmente después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de cola que comprende inyectar de forma continua un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento. En otras realizaciones, por lo menos uno de los parámetros volumen de tapón, composición de tapón, composición de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, densidades de agente de sustentación, resistencias de agente de sustentación, concentraciones de agente de sustentación, longitud de patrón, número de grupos de perforaciones, separación de grupos de perforaciones, orientaciones de grupo de perforaciones, número de agujeros en cada grupo de perforaciones, densidades de tiro de grupo de perforaciones, longitudes de grupo de perforaciones, número de tramos de no perforación, longitudes de tramo de no perforación, métodos de perforación, o combinaciones de los mismos cambia de acuerdo con la secuencia de tapones. En otras realizaciones, un volumen de los fluidos que contienen agente de sustentación es menor que un volumen de los fluidos sin agente de sustentación. En otras realizaciones, un número de agujeros en cada uno de los grupos de perforaciones es el mismo o diferente. En otras realizaciones, unas

orientaciones de la totalidad de los grupos de perforaciones son las mismos o diferentes. En otras realizaciones, un diámetro de pozos en la totalidad de los grupos de perforaciones es el mismo o diferente. En otras realizaciones, longitudes de grupo de perforaciones de la totalidad de los grupos de perforaciones son los mismos o diferentes. En otras realizaciones, se usan por lo menos dos métodos de perforación diferentes para formar los grupos de perforaciones. En otras realizaciones, algunos de los grupos se producen usando una técnica de perforación en condiciones de desequilibrio negativo y algunos de los grupos se producen usando una técnica de perforación en condiciones de desequilibrio positivo. En otras realizaciones, por lo menos dos grupos de perforaciones permiten el flujo de una secuencia de tapones del fluido sin agente de sustentación y el fluido que contiene agente de sustentación están separados por un grupo de perforaciones que tiene unas perforaciones lo bastante pequeñas para que el agente de sustentación forme puentes y los fluidos sin agente de sustentación entren en la formación a su través. En otras realizaciones, cada par de grupos de perforaciones que producen una secuencia de tapones de los fluidos sin agente de sustentación y los fluidos que contienen agente de sustentación están separados por un grupo de perforaciones que tiene unas perforaciones lo bastante pequeñas para que el agente de sustentación forme puentes y el fluido sin agente de sustentación entre en la formación a su través. En otras realizaciones, un número de grupos de perforaciones es de entre 2 y 300. En otras realizaciones, el número de grupos de perforaciones es de entre 2 y 100. En otras realizaciones, la longitud de grupo de perforaciones es de entre 0,15 m y 3,0 m. En otras realizaciones, la separación de grupos de perforaciones es de 0,30 m a 30 m. En otras realizaciones, la densidad de tiro de perforación es de 1 a 30 tiros por 0,3 m. En otras realizaciones, un diseño de inyección de fluido se determina a partir de un modelo matemático. En otras realizaciones, un diseño de patrón de perforaciones se determina a partir de un modelo matemático. En otras realizaciones, los pilares de agente de sustentación son una red de trayectorias de agente de sustentación/flujo en las fracturas de tal modo que los pilares no se extienden a lo largo de la totalidad de una dimensión de las fracturas en paralelo con respecto al pozo de perforación sino que son interrumpidos por unos trayectos de flujo que conducen al pozo de perforación. En otras realizaciones, los tapones de agente de sustentación tienen un volumen entre

80 y 16.000 litros. En otras realizaciones, las perforaciones son ranuras que se cortan en la tubería que recubre el pozo de perforación.

Realizaciones de la presente invención se refieren a composiciones que comprenden una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación, donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de conglomerados de agente de sustentación que forman pilares y una pluralidad de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de perforación mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas. En ciertas realizaciones, el conglomerado de agente de sustentación comprende una primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de agente de sustentación tratado, y una tercera cantidad de fibras no erosionables. En otras realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la segunda cantidad es suficiente: (a) para formar la red en las fracturas, (b) para mantener los conglomerados sustancialmente intactos, si los conglomerados se mueven o se deshacen y se vuelven a formar en el interior de las fracturas durante y/o después de una operación de fracturamiento, (c) para posibilitar y potenciar el flujo de fluido al interior o al exterior de la formación a través de las fracturas, (d) para capturar finos de formación durante y/o después de una operación de fracturamiento o durante una operación de inyección o durante una operación de producción, o (e) mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación. En otras realizaciones, el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, comprendiendo el agente de sustentación

- tratado el agente de sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación. En otras realizaciones, la segunda cantidad es un 100 % en peso, la primera y la tercera cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y las cantidades
- 5 pueden sumar unos valores mayores que un 100 %. En otras realizaciones, los conglomerados de agente de sustentación comprenden adicionalmente una quinta cantidad de fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles, las fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles que forman una pluralidad de conglomerados erosionables o
- 10 disolubles en el interior de la red, los cuales se erosionan o se disuelven para formar trayectorias de flujo adicionales en la red. En otras realizaciones, una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso, la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.
- 15 Realizaciones de la presente invención se refieren a composiciones que comprenden una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación, donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de conglomerados de agente de sustentación que forman pilares,
- 20 una pluralidad de conglomerados erosionables o disolubles, y una pluralidad de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de perforación mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas. En ciertas realizaciones, el conglomerado de agente de sustentación comprende una composición de agente de sustentación que incluye una
- 25 primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles y una cuarta cantidad de fibras no erosionables. En otras realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento
- 30 parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina y un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la segunda cantidad es
- 35 suficiente: (a) para formar los conglomerados en la fractura, (b) para mantener

los conglomerados sustancialmente intactos, si la isla de agente de sustentación móvil se mueve en el interior de una formación durante las operaciones de fracturamiento, (c) para posibilitar y potenciar el flujo de fluido a partir de la formación a través de la fractura hacia el pozo de perforación, (d) para capturar finos de formación durante las operaciones de fracturamiento, las operaciones de inyección o las operaciones de producción, o (e) mezclas y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación. En otras realizaciones, el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos. En otras realizaciones, el agente de sustentación tratado comprende el agente de sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación. En otras realizaciones, una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso, la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

INTERVALOS DE COMPOSICIÓN ÚTILES EN LA INVENCION

Los fluidos de fracturamiento son, todos ellos, a base de un 100 % en peso de un fluido de base y varios % en peso de los otros componentes de tal modo que los porcentajes en peso de fluido de fracturamiento finales pueden sumar más de un 100 %, por lo tanto, los otros componentes representan unas cantidades relativas. Por lo tanto, estas formulaciones son similares a las composiciones de caucho las cuales son cantidades relativas expresadas basándose en 100 partes de caucho. Teniendo esto en mente, los fluidos de fracturamiento pueden incluir un 100 % en peso de un fluido de base y cantidades variables de: una composición de agregación, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y otros aditivos. Los fluidos de base se preparan a partir de guar o derivados de guar, celulosa o derivados de celulosa, polímeros solubles en agua sintéticos, polímero de fluido de baja fricción, tensioactivos etc. disueltos en salmuera, agua dulce, agua producida etc. tal como se expone en el presente documento. La **Tabla 1**

tabula composiciones de fluido de fracturamiento sin agente de sustentación permitidas en intervalos de componentes.

TABLA 1
Fluidos sin agente de sustentación - Todas las cantidades en porcentajes en peso

5

Tipo	BF ^a	AC ^b	VC ^d	OC ^e	PC ^f
1	100	0	0	0	0
2	100	0,1 - 20 (0,1 - 10) {0,1 - 5}	0	0	0
3	100	0	0	0	0
4	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0
5	100	0	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
6	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0	0
7	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0
8	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
9	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0
10	100	0	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
11	100	0	0,01 - 20	0,01 - 20	0

Tipo	BF ^a	AC ^b	VC ^d	OC ^e	PC ^f
12	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0
13	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
14	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
15	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0
16	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0

^a fluido de base, ^b composición de agregación, ^c composición de reticulación de revestimiento, ^d composición viscosificante, ^e otros aditivos, y ^f composición de agente de sustentación - () intervalo más estrecho, { } intervalo aún más estrecho, (()) intervalo aún más estrecho

- 5 La **Tabla 2** tabula fluidos de fracturamiento que contienen agente de sustentación permitidos en intervalos de componentes.

TABLA 2

Fluidos que contienen agente de sustentación - Todas las cantidades en porcentajes en peso

Tipo	BF ^a	AC ^b	VC ^d	OC ^e	PC ^f
1	100	0	0	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))

Tipo	BF^a	AC^b	VC^d	OC^e	PC^f
2	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
3	100	0	0	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
4	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
5	100	0	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
6	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
7	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
8	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
9	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))

Tipo	BF^a	AC^b	VC^d	OC^e	PC^f
10	100	0	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
11	100	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
12	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
13	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
14	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
15	100	0	0,1 - 20 (0,1 - 10) {0,1 - 5}	0,1 - 20 (0,1 - 10) {0,1 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))
16	100	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,01 - 20 (0,01 - 10) {0,01 - 5}	0,1 - 400 (0,1 - 300) {0,1 - 200} ((0,1 - 100))

^a fluido de base, ^b composición de agregación, ^c composición de reticulación de revestimiento, ^d composición viscosificante, ^e otros aditivos, y ^f composición de agente de sustentación - () intervalo más estrecho, { } intervalo aún más estrecho, (()) intervalo aún más estrecho

En ciertas realizaciones, las composiciones viscosificantes incluyen de aproximadamente un 80 % en peso a aproximadamente un 99 % en peso de un agente viscosificante o una pluralidad de agentes viscosificantes y de aproximadamente un 20 % en peso a aproximadamente un 0,1 % en peso de un agente de reticulación o una pluralidad de agentes de reticulación. En la sección de Reactivos Adecuados en el presente documento se expone una lista de agentes viscosificantes y agentes de reticulación.

En ciertas realizaciones, la composición de agregación puede comprender un único agente de agregación o una pluralidad de agentes de agregación en cualquier mezcla relativa, donde la selección de agente y/o de mezcla se puede adaptar a las características y a las propiedades de formación y de agente de sustentación.

En ciertas realizaciones, la composición de agente de sustentación de cada fluido de fracturamiento que contiene agente de sustentación puede incluir de un 0 % en peso a un 100 % en peso de un agente de sustentación sin tratar o una pluralidad de agentes de sustentación sin tratar y de un 0 % en peso a un 100 % en peso de un agente de sustentación tratado o una pluralidad de agentes de sustentación tratados, donde los agentes de sustentación tratados comprenden unos agentes de sustentación sin tratar que se tratan con un agente de agregación o unos agentes de sustentación sin tratar que se tratan con una pluralidad de los agentes de agregación para formar un revestimiento de agregación parcial o completo sobre los agentes de sustentación que altera su propensión de agregación de baja a una propensión de agregación máxima de acuerdo con la información que se muestra en **la Figura 6**. Se debería reconocer que mediante el cambio de la cantidad de composición de agregación que se usa o la extensión del revestimiento de agregación sobre agentes de sustentación tratados, la propensión de agregación relativa o en volumen según la tabla de **la Figura 6** se puede alterar a cualquier propensión de agregación deseada para permitir una formación de islas o de pilares de agente de sustentación diferente en el interior de fracturas formadas en una formación durante el fracturamiento de formaciones.

REACTIVOS ADECUADOS PARA SU USO EN LA PRESENTE INVENCION

Fluidos de base

Los fluidos de base para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, cualquier fluido de base líquida adecuado para su uso en pozos de

inyecciones o pozos de producción de petróleo y de gas, o mezclas y combinaciones de los mismos. Los fluidos de base líquida a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, fluidos de base acuosa, fluidos de base orgánica, fluidos de base de agua en aceite, fluidos de base de aceite en agua, cualquier
5 otro fluido de base que se use en fluidos de fracturamiento, versiones viscosificadas de los mismos, o mezclas y combinaciones de los mismos. Los fluidos de base acuosa a modo de ejemplo incluyen agua, agua del grifo, agua de producción, agua salada, salmueras, o mezclas y combinaciones de las mismas. Las salmueras a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, salmueras
10 de cloruro de sodio, salmueras de cloruro de potasio, salmueras de cloruro de calcio, salmueras de cloruro de magnesio, salmueras de cloruro de tetrametil amonio, otras salmueras de cloruro, salmueras de fosfato, salmueras de nitrato, salmueras de otras sales, o mezclas y combinaciones de las mismas.

Fluidos de base acuosa

15 Los fluidos de base acuosa en general comprenderán agua, consisten esencialmente en agua, o consisten en agua. El agua por lo general será un componente mayoritario en peso (≥ 50 % en peso de los fluidos de base acuosa. El agua puede ser potable o no potable. El agua puede ser salobre o
20 de los campos de petróleo. Por ejemplo, es posible usar agua dulce, salmuera, o incluso agua a la cual se ha añadido cualquier sal, tal como un metal alcalino o sal de metal alcalinotérreo (NaCO_3 , NaCl , KCl , etc.). Los fluidos de fracturamiento acuosos en general incluyen por lo menos aproximadamente un 80 % en peso de un fluido de base acuosa. En otras realizaciones, los fluidos
25 de fracturamiento acuosos incluyendo un 80 % en peso, un 85 % en peso, un 90 % en peso y un 95 % en peso de un fluido de base acuosa.

Fluidos de base orgánica

Los fluidos de base orgánica comprenden un portador orgánico líquido, consisten esencialmente en un portador orgánico líquido, o consisten en un
30 portador orgánico líquido o un fluido de base de hidrocarburo o un fluido de base de hidrocarburo incluyen un polímero soluble en hidrocarburos. Los fluidos de fracturamiento orgánicos en general incluyen por lo menos aproximadamente un 80 % en peso de un fluido de base orgánica. En otras realizaciones, los fluidos de fracturamiento acuosos incluyendo un 80 % en
35 peso, un 85 % en peso, un 90 % en peso y un 95 % en peso de un fluido de

base orgánica.

Fluidos de base de hidrocarburo

Los fluidos de base de hidrocarburo para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, fluidos de hidrocarburo sintéticos, fluidos de hidrocarburo a base de petróleo, fluidos de hidrocarburo (no acuoso) natural u otros hidrocarburos similares o mezclas o combinaciones de los mismos. Los fluidos de hidrocarburo para su uso en la presente invención tienen unas viscosidades que varían de aproximadamente 5×10^{-6} a aproximadamente $600 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (de 5 a aproximadamente 600 centistokes). Los ejemplos a modo de ejemplo de tales fluidos de hidrocarburo incluyen, sin limitación, polialfaolefinas, polibutenos, ésteres de poliol, biodiésel, ésteres grasos simples de bajo peso molecular de fracciones vegetales o de aceite vegetal, ésteres simples de alcoholes tales como Exxate de Exxon Chemicals, aceites vegetales, aceites animales o ésteres, otro aceite esencial, diésel, diésel que tiene un contenido en azufre bajo o alto, queroseno, combustible para motores de reacción, parafinas líquidas, aceites minerales, aceites de colza minerales, aceite hidrogenado tal como HT-40N o IA-35 de PetroCanada o aceites similares producidos por Shell Oil Company, olefinas internas (IO, *internal olefin*) que tienen entre aproximadamente 12 y 20 átomos de carbono, alfa olefinas lineales que tienen entre aproximadamente 14 y 20 átomos de carbono, polialfa olefinas que tienen entre aproximadamente 12 y aproximadamente 20 átomos de carbono, alfa olefinas isomerizadas (IAO, *isomerized alpha olefin*) que tienen entre aproximadamente 12 y aproximadamente 20 átomos de carbono, VM&P Naptha, Linpar, Parafinas que tienen entre 13 y aproximadamente 16 átomos de carbono, y mezclas o combinaciones de los mismos.

Las polialfaolefinas (PAO) adecuadas incluyen, sin limitación, polietilenos, polipropilenos, polibutenos, polipentenos, polihexenos, poliheptenos, PAO superiores, copolímeros de los mismos, y mezclas de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de PAO incluyen unas PAO comercializadas por Mobil Chemical Company como fluidos de SHF y unas PAO anteriormente comercializadas por Etil Corporation con el nombre ETHYLFLO y en la actualidad por Albemarle Corporation con el nombre comercial Durasyn. Tales fluidos incluyen los que se especifican como ETHYLFLO 162, 164, 166, 168, 170, 174 y 180. Unas PAO bien adaptadas

para su uso en la presente invención incluyen combinaciones de aproximadamente un 56 % de ETHYLFLO, en la actualidad Durasyn, 174 y aproximadamente un 44 % de ETHYLFLO, en la actualidad Durasyn, 168.

Los ejemplos a modo de ejemplo de polibutenos incluyen, sin limitación, los comercializados por Amoco Chemical Company y Exxon Chemical Company con los nombres comerciales INDOPOL y PARAPOL, de forma respectiva. Unos polibutenos bien adaptados para su uso en la presente invención incluyen INDOPOL 100 de Amoco.

Los ejemplos a modo de ejemplo de éster de poliol incluyen, sin limitación, neopentil glicoles, trimetilolpropanos, pentaeritroles, dipentaeritroles, y diésteres tales como dioctilsebacato (DOS), diacilazelato (DOZ), y dioctiladipato.

Los ejemplos a modo de ejemplo de fluidos a base de petróleo incluyen, sin limitación, parafinas líquidas, aceites parafínicos y aceites nafténicos de índice de viscosidad medio (MVI, *medium viscosity index*) que tienen unas viscosidades que varían de aproximadamente 5×10^{-6} a aproximadamente $600 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (de 5 a aproximadamente 600 centistokes) a 40 °C. Los ejemplos a modo de ejemplo de parafinas líquidas incluyen los comercializados por Witco Corporation, Arco Chemical Company, PSI, y Penreco. Los ejemplos a modo de ejemplo de aceites parafínicos incluyen aceites neutros disolventes disponibles de Exxon Chemical Company, aceites neutros de índice de viscosidad alto (HVI, *high viscosity index*) disponibles de Shell Chemical Company, y aceites neutros tratados con disolvente disponibles de Arco Chemical Company. Los ejemplos a modo de ejemplo de aceites nafténicos de MVI incluyen aceites neutros costeros extraídos con disolvente disponibles de Exxon Chemical Company, aceites tratados con ácido/extraídos de MVI disponibles de Shell Chemical Company y aceites nafténicos que se comercializan con los nombres HidroCal y Calsol por Calumet y aceites hidrogenados tales como HT-40N e IA-35 de PetroCanada o Shell Oil Company u otros aceites hidrogenados similares.

Los ejemplos a modo de ejemplo de aceites vegetales incluyen, sin limitación, aceites de ricino, aceite de maíz, aceite de oliva, aceite de girasol, aceite de sésamo, aceite de cacahuete, aceite de palma, aceite de palmiste, aceite de coco, grasa láctea, aceite de colza, aceite de semilla de colza, aceite de semilla de lino, aceite de semilla de algodón, aceite de linaza, otros aceites

vegetales, aceites vegetales modificados tales como aceites de ricino reticulados y similares, y mezclas de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de aceites animales incluyen, sin limitación, sebo, aceite de visón, manteca de cerdo, otros aceites animales, y mezclas de los mismos. También servirán otros aceites esenciales. Por supuesto, también se pueden usar mezclas de la totalidad de los aceites que se han identificado en lo que antecede.

Polímeros solubles en hidrocarburos

Los polímeros adecuados para su uso como aditivos anti-sedimentación o agentes de suspensión polimérica en la presente invención incluyen, sin limitación, polímeros lineales, polímeros de bloque, polímeros de injerto, polímeros en estrella u otros polímeros de múltiples brazos, los cuales incluyen uno o más monómeros de olefina y/o uno o más monómeros de dieno y mezclas o combinaciones de los mismos. La expresión polímero, tal como se usa en el presente documento, se refiere a homopolímeros, copolímeros, polímeros que incluyan tres o más monómeros (monómeros de olefina y/o monómeros de dieno), polímero que incluya injertos oligoméricos o poliméricos, el cual puede comprender la misma o diferente composición de monómeros, los brazos que se extendiéndose forman un centro polimérico o reactivo de formación de estrella tal como agentes de unión tri y tetravalentes o nodos de divinilbenceno o similares, y homopolímeros que tienen unas tacticidades o microestructuras diferentes. Son ejemplos a modo de ejemplo los copolímeros de estireno - isopreno (al azar o de bloque), copolímero de tribloque, de multibloque, de estireno - butadieno (al azar o de bloque), copolímero de etileno - propileno (al azar o de bloque), polímeros de poliestireno sulfonado, polímeros de metacrilato de alquilo, polímeros de vinil pirrolidona, vinil piridina, acetato de vinilo, o mezclas o combinaciones de los mismos.

Los monómeros de olefina adecuados incluyen, sin limitación, cualquier compuesto monoinsaturado que se pueda polimerizar para dar un polímero o mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo incluyen etileno, propileno, butileno, y otras alfa olefinas que tienen entre aproximadamente 5 y aproximadamente 20 átomos de carbono y suficientes hidrógenos para satisfacer el requisito de valencia, donde uno o más átomos de carbono se pueden sustituir por B, N, O, P, S, Ge o similares y uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por F, Cl, Br, I, OR, SR, COOR,

CHO, C(O)R, C(O)NH₂, C(O)NHR, C(O)NRR', u otros grupos monovalentes similares, monómeros monoolefínicos internos polimerizables o mezclas o combinaciones de los mismos, donde R y R' son los mismos o diferentes y son un grupo carbilo que tiene de aproximadamente 1 a aproximadamente 16
5 átomos de carbono y donde uno o más de los átomos de carbono y átomos de hidrógeno se pueden sustituir tal como se ha expuesto inmediatamente en lo que antecede.

Los monómeros de dieno adecuados incluyen, sin limitación, cualquier compuesto doblemente insaturado que se pueda polimerizar para dar un
10 polímero o mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo incluyen 1,3-butadieno, isopreno, 2,3-dimetil butadieno, u otros monómeros de dieno polimerizables.

Los inventores de la presente invención han hallado que Infineum SV150, un polímero de di-bloque y en estrella de isopreno-estireno, ofrece una
15 estabilidad frente a esfuerzo cortante permanente y eficiencia de espesamiento superiores debido a su naturaleza de formación de micelas.

Los combustibles a base de hidrocarburo incluyen, sin limitación, aceite mineral y t o diésel antes de añadir arcillas organofílicas, activador polar, el
20 aditivo que se va a suspender (Guar o Guar derivatizado, por ejemplo CMHPG) y el tensioactivo de dispersión en unas concentraciones entre 0,10 - 5,0 % p/p.

Fluidos de base viscoelástica

Los fluidos de base viscoelástica comprenden un portador líquido que incluye tensioactivo viscoelástico (VAS) o un gel de VAS.

El tensioactivo en general puede ser cualquier tensioactivo. El
25 tensioactivo es preferiblemente viscoelástico. El tensioactivo es preferiblemente aniónico. El tensioactivo aniónico puede ser un alquil sarcosinato. El alquil sarcosinato en general puede tener cualquier número de átomos de carbono. Los alquil sarcosinatos preferidos en la actualidad tienen de aproximadamente 12 a aproximadamente 24 átomos de carbono. El alquil sarcosinato puede
30 tener de aproximadamente 14 a aproximadamente 18 átomos de carbono. Ejemplos específicos del número de átomos de carbono incluyen 12, 14, 16, 18, 20, 22 y 24 átomos de carbono.

El tensioactivo aniónico puede tener la fórmula química R₁ CON(R₂)CH₂X, donde R₁ es una cadena hidrófoba que tiene de
35 aproximadamente 12 a aproximadamente 24 átomos de carbono, R₂ es

hidrógeno, metilo, etilo, propilo o butilo, y X es carboxilo o sulfonilo. La cadena hidrófoba puede ser un grupo alquilo, un grupo alquenoilo, un grupo alquilarilalquilo o un grupo alcoxilalquilo. Ejemplos específicos de la cadena hidrófoba incluyen un grupo tetradecilo, un grupo hexadecilo, un grupo octadecilo, un grupo octadecilo y un grupo docosenoico.

El tensioactivo en general se puede encontrar presente en cualquier concentración en por ciento en peso. Las concentraciones preferidas en la actualidad de tensioactivo son de aproximadamente un 0,1 % a aproximadamente un 15 % en peso. Una concentración actualmente más preferida es de aproximadamente un 0,5 % a aproximadamente un 6 % en peso. Se pueden emplear procedimientos de laboratorio para determinar las concentraciones óptimas para cualquier situación particular.

El polímero anfotérico en general puede ser cualquier polímero anfotérico. El polímero anfotérico puede ser un homopolisacárido soluble en agua no iónicos o un polisacárido soluble en agua aniónico. El polímero en general puede tener cualquier peso molecular, y en la actualidad se prefiere que tenga un peso molecular de por lo menos aproximadamente 500.000.

El polímero puede ser un polímero de poliacrilamida hidrolizada. El polímero puede ser un escleroglucano, un escleroglucano modificado, o un escleroglucano modificado por contacto con glioxal o glutaraldehído. Los escleroglucanos son homopolisacáridos solubles en agua no iónicos o polisacáridos aniónicos solubles en agua, que tienen unos pesos moleculares en exceso de aproximadamente 500.000, las moléculas de los cuales consisten en una cadena recta principal que está formada por unidades de D-glucosa las cuales están enlazadas por enlaces β -1,3 y una en tres de las cuales está enlazada a una unidad de D-glucosa lateral por medio de un enlace β -1,6. Estos polisacáridos se pueden obtener por cualquiera de los métodos conocidos en la técnica, tal como la fermentación de un medio a base de azúcar y sales inorgánicas bajo la acción de un microorganismo de tipo Esclerocio A. Una descripción más completa de tales escleroglucanos y sus preparaciones se puede hallar, por ejemplo, en las patentes de EE. UU. con n.º 3.301.848 y 4.561.985, que se incorporan en el presente documento por referencia. En soluciones acuosas, las cadenas de escleroglucano se combinan en una triple hélice, lo cual explica la rigidez del biopolímero y, en consecuencia, sus rasgos distintivos de alta potencia de aumento de viscosidad

y resistencia a esfuerzo cortante.

Es posible usar, como fuente de escleroglucano, el escleroglucano el cual se aísla de un medio de fermentación, encontrándose el producto en forma de un polvo o de una solución más o menos concentrada en un disolvente acuoso y/o acuoso - alcohólico. Escleroglucanos de uso habitual en aplicaciones en el campo petrolífero también se prefieren de acuerdo con la presente invención, tal como aquellos que son unos polvos de color blando que se obtienen por precipitación alcohólica de un caldo de fermentación con el fin de retirar residuos del organismo productor (micelio, por ejemplo). Adicionalmente, es posible usar la mezcla de reacción líquida que resulta de la fermentación y que contiene el escleroglucano en solución. De acuerdo con la presente invención, escleroglucanos adecuados adicionales son los escleroglucanos modificados los cuales resultan del tratamiento de escleroglucanos con un reactivo de dialdehído (glioxal, glutaraldehído, y similares), así como los que se describen en la patente de EE. UU. con n.º 6.162.449, que se incorpora en el presente documento por referencia, (β -1,3-escleroglucanos con una estructura tridimensional reticulada producidos por *Sclerotium rolfsii*).

El polímero puede ser Aquatrol V (un compuesto sintético el cual reduce los problemas de producción de agua en la producción de pozos; que se describe en la patente de EE. UU. con n.º 5.465.792, que se incorpora en el presente documento por referencia), AquaCon (un terpolímero hidrófilo de peso molecular moderado a base de poliácridamida capaz de unirse a las superficies de formación para potenciar la producción de hidrocarburos; que se describe en la patente de EE. UU. con n.º 6.228.812, que se incorpora en el presente documento por referencia) y Aquatrol C (un material polimérico anfotérico). Aquatrol V, Aquatrol C, y AquaCon se encuentran comercialmente disponibles de BJ Services Company.

El polímero puede ser un terpolímero que se sintetiza a partir de un monómero aniónico, un monómero catiónico y un monómero neutro. Los monómeros que se usan preferiblemente tienen unas reactividades similares de tal modo que el material polimérico anfotérico resultante tiene una distribución de monómeros al azar. El monómero aniónico en general puede ser cualquier monómero aniónico. Los monómeros aniónicos preferidos en la actualidad incluyen ácido acrílico, ácido metacrílico, ácido 2-acrilamida-2-

metilpropano sulfónico, y anhídrido maleico. El monómero catiónico en general puede ser cualquier monómero catiónico. Los monómeros catiónicos preferidos en la actualidad incluyen cloruro de dimetil dialil amonio, metacrilato de dimetilamino-etilo y cloruro de aliltrimetil amonio. El monómero neutro en general puede ser cualquier monómero neutro. Los monómeros neutros preferidos en la actualidad incluyen butadieno, N-vinil-2-pirrolidona, metil vinil éter, acrilato de metilo, anhídrido maleico, estireno, acetato de vinilo, acrilamida, metacrilato de metilo y acrilonitrilo. El polímero puede ser un terpolímero que se sintetiza a partir de ácido acrílico (AA), cloruro de dimetil dialil amonio (DMDAC) o cloruro de dialil dimetil amonio (DADMAC) y acrilamida (AM). La relación de monómeros en el terpolímero en general puede ser cualquier relación. Una relación preferida en la actualidad es aproximadamente 1 : 1 : 1.

Otro material polimérico anfotérico preferido en la actualidad (en lo sucesivo en el presente documento "polímero 1") incluye aproximadamente un 30 % de AA polimerizada, un 40 % de AM polimerizada y un 10 % de DMDAC o DADMAC polimerizada con aproximadamente un 20 % de DMDAC o DADMAC residual libre la cual no se polimeriza debido a la menos reactividad relativa del monómero de DMDAC o de DADMAC.

El fluido puede comprender adicionalmente uno o más aditivos. El fluido puede comprender adicionalmente una base. El fluido puede comprender adicionalmente una sal. El fluido puede comprender adicionalmente un tampón. El fluido puede comprender adicionalmente un modificador de permeabilidad relativa. El fluido puede comprender adicionalmente metiletilamina, monoetanolamina, trietilamina, trietanolamina, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, carbonato de potasio, cloruro de sodio, cloruro de potasio, fluoruro de potasio, KH_2PO_4 , o K_2HPO_4 . El fluido puede comprender adicionalmente un agente de sustentación. Los agentes de sustentación convencionales serán familiares a los expertos en la materia e incluyen arena, arena revestida con resina, bauxita sinterizada y materiales similares. El agente de sustentación puede estar suspendido en el fluido.

La sarcosina (N-metilglicina) es un aminoácido de origen natural que se halla en estrellas de mar, erizos de mar y crustáceos. Esta se puede adquirir de una diversidad de fuentes comerciales o, como alternativa, producirse mediante un número de rutas de síntesis que son conocidas en la técnica incluyendo la

descomposición térmica de cafeína en presencia de hidróxido de bario (*Arch. Farm.* 232: 601, 1894); (*Bull. Chem. Soc. Japan*, 39: 2535, 1966); y numerosos otros (T. Shirai en *Synthetic Production and Utilization of Amino Acids*; T. Kaneko, y col., Eds.; Wiley, Nueva York: páginas 184 - 186, 1974). Se fabrica

5 comercialmente sarcosinato de sodio a partir de formaldehído, cianuro de sodio y metil amina (las patentes de EE. UU. con n.º 2.720.540 y 3.009.954). Los sarcosinatos preferidos son los productos de condensación de sarcosinato de sodio y un cloruro de ácido graso. El cloruro de ácido graso se hace reaccionar con sarcosinato de sodio en unas condiciones alcalinas cuidadosamente

10 controladas (es decir, la reacción de Schotten - Bauman) para producir la sal de sodio de sarcosinato graso la cual es soluble en agua. Tras la acidificación, el ácido de sarcosina graso, el cual también es insoluble en agua, se forma y se puede aislar del medio de reacción. Las acil sarcosinas se pueden neutralizar con bases tales como las sales de sodio, potasio, amoníaco, o bases orgánicas

15 tales como trietanolamina con el fin de producir soluciones acuosas.

Otro tensioactivo útil en los fluidos de la presente invención es un tensioactivo de sarcosinato aniónico comercialmente disponible de BJ Services Company como "M-Aquatrol" (MA). El sarcosinato MA-1 es un tensioactivo líquido viscoso con por lo menos un 94 % de oleoil sarcosina. Para el

20 fracturamiento hidráulico, una cantidad suficiente del sarcosinato se encuentra presente en una solución acuosa para proporcionar una viscosidad suficiente para suspender el agente de sustentación durante la colocación. El tensioactivo se encuentra presente preferiblemente a de aproximadamente un 0,5 % a aproximadamente un 10 % en peso, lo más preferiblemente a de

25 aproximadamente un 0,5 % a aproximadamente un 6 % en peso, basándose en el peso del fluido total.

Agentes viscosificantes

El polímero hidratable puede ser un polisacárido soluble en agua, tal como galactomanano, celulosa, o derivados de los mismos.

30 Los polímeros hidratables adecuados que se pueden usar en realizaciones de la invención incluyen cualquiera de los polisacáridos hidratables los cuales son capaces de formar un gel en presencia de un agente de reticulación. Por ejemplo, los polisacáridos hidratables adecuados incluyen, pero no se limitan a, gomas de galactomanano, gomas de glucomanano,

35 guares, guares derivados y derivados de celulosa. Ejemplos específicos son

- goma guar, derivados de goma guar, goma de algarrobo, goma karaya, carboximetil celulosa, carboximetil hidroxietil celulosa e hidroxietil celulosa. Los agentes gelificantes preferidos en la actualidad incluyen, pero no se limitan a, gomas guar, hidroxipropil guar, carboximetil hidroxipropil guar, carboximetil guar y carboximetil hidroxietil celulosa. Los polímeros hidratables adecuados también pueden incluir polímeros sintéticos, tales como poli(alcohol vinílico), poliacrilamidas, poli(ácido 2-amino-2-metil propano sulfónico), y varios otros copolímeros y polímeros sintéticos. Otros polímeros adecuados son conocidos por los expertos en la materia.
- El polímero hidratable se puede encontrar presente en el fluido en unas concentraciones que varían de aproximadamente un 0,10 % a aproximadamente un 5,0 % en peso del fluido acuoso. En ciertas realizaciones, el intervalo para el polímero hidratable es de aproximadamente un 0,20 % a aproximadamente un 0,80 % en peso.
- Agentes de reticulación de agente viscosificante**
- El agente de reticulación puede ser un compuesto que contiene circonio, borato o titanato. Por ejemplo, el agente de reticulación puede ser borato de sodio $\times$ H_2O (aguas de hidratación variables), ácido bórico, agentes reticulantes de borato (una mezcla de un constituyente de titanato, preferiblemente un constituyente de organotitanato, con un constituyente de boro. El constituyente de organotitanato pueden ser ésteres de quelato de titanio TYZOR® de E. I du Pont de Nemours & Company. El constituyente de organotitanato puede ser una mezcla de un primer compuesto de organotitanato que tiene una base de lactato y un segundo compuesto de organotitanato que tiene una base de trietanolamina. El constituyente de boro se puede seleccionar de entre el grupo que consiste en ácido bórico, tetraborato de sodio, y mezclas de los mismos. Estos se describen en la patente de EE. UU. con n.º 4.514.309, que se incorpora en el presente documento por referencia, minerales a base de borato tales como ulexita y colemánita, acetilacetato de Ti (IV), trietanolamina de Ti (IV), lactato de Zr, trietanolamina de Zr, lactato - trietanolamina de Zr o lactato - trietanolamina - triisopropanolamina de Zr. En algunas realizaciones, la composición de fluido de tratamiento de pozos puede comprender adicionalmente un agente de sustentación.
- Un agente de reticulación adecuado puede ser cualquier compuesto que aumente la viscosidad del fluido mediante reticulación química, reticulación

física, o cualesquiera otros mecanismos. Por ejemplo, la gelificación de un polímero hidratable se puede lograr mediante la reticulación del polímero con iones de metal que incluyen compuestos que contienen boro, circonio y titanio, o mezclas de los mismos. Una clase de agentes de reticulación adecuados son los organotitanatos. Otra clase de agentes de reticulación adecuados son los boratos tal como se describe, por ejemplo, en la patente de EE. UU. con n.º 4.514.309, que se incorpora en el presente documento por referencia. La selección de un agente de reticulación apropiado depende del tipo de tratamiento que se va a realizar y del polímero hidratable que se va a usar. La cantidad del agente de reticulación que se usa también depende de las condiciones de pozo y el tipo de tratamiento que se va a efectuar, pero en general se encuentra el intervalo de de aproximadamente 10 ppm a aproximadamente 1000 ppm de ión de metal del agente de reticulación en el fluido de polímero hidratable. En algunas aplicaciones, la solución de polímero acuosa se reticula inmediatamente tras la adición del agente de reticulación para formar un gel muy viscoso. En otras aplicaciones, la reacción del agente de reticulación se puede retardar de tal modo que la formación de gel viscoso no tiene lugar hasta el instante deseado.

En muchos casos, si no en la mayor parte, el polímero viscosificante se reticula con un agente de reticulación adecuado. El polímero reticulado tiene una viscosidad incluso más alta y es incluso más eficaz en portar agente de sustentación al interior de la formación fracturada. El ión borato se ha usado ampliamente como un agente de reticulación, por lo general en fluidos de pH elevado, para guar, derivados de guar y otros galactomananos. Véase, por ejemplo, la patente de EE. UU. con n.º 3.059.909, que se incorpora en el presente documento por referencia y numerosas otras patentes que describen este gel acuoso clásico como un fluido de fractura. Otros agentes de reticulación incluyen, por ejemplo, agentes reticulantes de titanio (la patente de EE. UU. con n.º 3.888.312, que se incorpora en el presente documento por referencia), cromo, hierro, aluminio y circonio (la patente de EE. UU. con n.º 3.301.723, que se incorpora en el presente documento por referencia). De estos, se prefieren por lo general los agentes de reticulación de titanio y de circonio. Los ejemplos de agentes de reticulación de circonio de uso común incluyen complejos de trietanolamina de circonio, acetilacetato de circonio, lactato de circonio, carbonato de circonio, y quelantes de ácido

alfahidroxicarboxílico orgánico y circonio. Los ejemplos de agentes de reticulación de titanio de uso común incluyen complejos de trietanolamina de titanio, acetilacetato de titanio, lactato de titanio, y quelantes de ácido alfa-hidroxicarboxílico orgánico y titanio.

- 5 De forma similar, el agente o agentes de reticulación se pueden seleccionar de entre aquellos compuestos orgánicos e inorgánicos bien conocidos por los expertos en la materia útiles para tal fin, y la expresión “agente de reticulación”, tal como se usa en el presente documento, incluye mezclas de tales compuestos. Los agentes de reticulación orgánicos a modo
- 10 de ejemplo incluyen, pero no se limitan a, aldehídos, dialdehídos, fenoles, fenoles sustituidos, éteres, y mezclas de los mismos. Se puede usar fenol, resorcinol, catecol, floroglucinol, ácido gálico, pirogalol, 4,4'-difenol, 1,3-dihidroxinaftaleno, 1,4-benzoquinona, hidroquinona, quinhidrona, tanino, acetato de fenilo, benzoato de fenilo, acetato de 1-naftilo, acetato de 2-naftilo,
- 15 cloroacetato de fenilo, hidroxifenilalcanoles, formaldehído, paraformaldehído, acetaldehído, propanaldehído, butiraldehído, isobutiraldehído, valeraldehído, heptaldehído, decanal, glioxal, glutaraldehído, tereftaldehído, hexametil-enetetramina, trioxano, tetraoxano, polioximetileno y divinil éter. Agentes de reticulación inorgánicos típicos son metales polivalentes, metales polivalentes
- 20 quelados, y compuestos capaces de dar metales polivalentes, incluyendo compuestos organometálicos así como boratos y complejos de boro, y mezclas de los mismos. En ciertas realizaciones, los agentes de reticulación inorgánicos incluyen sales, complejos o quelatos de cromo, tal como nitrato de cromo, citrato de cromo, acetato de cromo, propionato de cromo, malonato de cromo,
- 25 lactato de cromo, etc.; sales de aluminio, tales como citrato de aluminio, aluminatos, y complejos y quelatos de aluminio; sales, complejos y quelatos de titanio; sales, complejos o quelatos de circonio, tal como lactato de circonio; y compuestos que contienen boro tales como ácido bórico, boratos y complejos de boro. Se pueden usar fluidos que contienen aditivos tales como los que se
- 30 describen en la patente de EE. UU. con n.º 4.683.068 y la patente de EE. UU. con n.º 5.082.579.

Tal como se indica, se pueden usar mezclas de material de formación de gel polimérico o gelificantes. Los materiales que se pueden usar incluyen terpolímeros, copolímeros y polímeros reticulables solubles en agua, tales

35 como polímeros de polivinilo, poliácridamidas, éteres de celulosa, polisacáridos,

lignosulfonatos, sales de amonio de los mismos, sales de metal alcalino de los mismos, sales alcalinotérreas de lignosulfonatos, y mezclas de los mismos. Polímeros específicos son copolímeros de ácido acrílico - acrilamida, copolímeros de ácido acrílico - metacrilamida, poliacrilamidas, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, polimetacrilamidas parcialmente hidrolizadas, poli(alcohol vinílico), poli(acetato de vinilo), óxidos de polialquileño, carboxicelulosas, carboxialquilhidroxietil celulosas, hidroxietilcelulosa, galactomananos (por ejemplo, goma guar), galactomananos sustituidos (por ejemplo, hidroxipropil guar), heteropolisacáridos que se obtienen por la fermentación de azúcar derivado de almidón (por ejemplo, goma xantana), sales de metal alcalino y de amonio de los mismos, y mezclas de los mismos. En ciertas realizaciones, los polímeros reticulables solubles en agua incluyen hidroxipropil guar, carboximetilhidroxipropil guar, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, goma xantana, poli(alcohol vinílico), las sales de metal alcalino y de amonio de los mismos, y mezclas de los mismos.

El pH de un fluido acuoso el cual contiene un polímero hidratable se puede ajustar si es necesario para volver el fluido compatible con un agente de reticulación. En otras realizaciones, un material de ajuste de pH se añade al fluido acuoso después de la adición del polímero al fluido acuoso. Materiales típicos para ajustar el pH son ácidos, tampones de ácido y mezclas de ácidos y bases de uso común. Por ejemplo, bicarbonato de sodio, carbonato de potasio, hidróxido de sodio, hidróxido de potasio y carbonato de sodio son agentes de ajuste de pH típicos. Los valores de pH aceptables para el fluido pueden variar de neutro a básico, es decir, de aproximadamente 5 a aproximadamente 14. En otras realizaciones, el pH se mantiene neutro o básico, es decir, de aproximadamente 7 a aproximadamente 14. En otras realizaciones, el pH es de aproximadamente 8 a aproximadamente 12.

Agentes de ruptura

El agente de ruptura puede ser un agente oxidante a base de metal tal como un metal alcalinotérreo o un metal de transición. Los agentes de ruptura a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, peróxido de magnesio, peróxido de calcio, peróxido de zinc, o mezclas y combinaciones de los mismos.

La expresión “agente de ruptura” o “agente rompedor” se refiere a cualquier sustancia química que sea capaz de reducir la viscosidad de un fluido gelificado. Tal como se ha descrito en lo que antecede, después de que un

- fluido de fracturamiento se haya formado y bombeado a una formación subterránea, en general es deseable convertir el gel muy viscoso en un fluido de viscosidad más baja. Esto permite que el fluido se retire fácilmente y de forma eficaz de la formación y que se permita que material deseado, tal como
- 5 petróleo o gas, fluya al interior del pozo de perforación. Por lo general, se hace referencia a esta reducción en la viscosidad del fluido de tratamiento como “ruptura”. En consecuencia, se hace referencia a las sustancias químicas que se usan para romper la viscosidad del fluido como agente de ruptura o agente rompedor.
- 10 Hay varios métodos disponibles para romper un fluido de fracturamiento o un fluido de tratamiento. Por lo general, los fluidos se rompen con el paso del tiempo y/o la exposición prolongada a altas temperaturas. No obstante, es deseable poder predecir y controlar la ruptura dentro de unos límites relativamente estrechos. Los agentes oxidantes suaves son útiles como
- 15 agentes rompedores cuando un fluido se usa en una formación de temperatura relativamente alta, a pesar de que unas temperaturas de formación de 300 °F (149 °C) o más altas en general romperán el fluido con relativa rapidez sin la ayuda de un agente oxidante.
- Los ejemplos de agentes de ruptura inorgánicos para su uso en la
- 20 presente invención incluyen, pero no se limitan a, persulfatos, percarbonatos, perboratos, peróxidos, perfosfatos, permanganatos, etc. Ejemplos específicos de agentes de ruptura inorgánicos incluyen, pero no se limitan a, persulfatos de metal alcalinotérreo, percarbonatos de metal alcalinotérreo, perboratos de metal alcalinotérreo, peróxidos de metal alcalinotérreo, perfosfatos de metal
- 25 alcalinotérreo, sales de zinc de peróxido, perfosfato, perborato y percarbonato, y así sucesivamente. Se divulgan agentes de ruptura adecuados adicionales en las patentes de EE. UU. con n.º 5.877.127; 5.649.596; 5.669.447; 5.624.886; 5.106.518; 6.162.766; y 5.807.812, que se incorporan en el presente documento por referencia. En algunas realizaciones, un agente de ruptura
- 30 inorgánico se selecciona de entre agentes oxidantes a base de metal alcalinotérreo o a base de metal de transición, tales como peróxidos de magnesio, peróxidos de zinc y peróxidos de calcio.
- Además, también se pueden usar agentes rompedores enzimáticos en lugar de o además de un agente rompedor no enzimático. En las patentes de
- 35 EE. UU. con n.º 5.806.597 y 5.067.566, que se incorporan en el presente

documento por referencia, se divulgan ejemplos de agentes rompedores enzimáticos adecuados tales como enzimas específicas de guar, alfa y beta amilasas, amiloglucosidasa, aligoglucosidasa, invertasa, maltasa, celulasa y hemi-celulasa.

- 5 Un agente de ruptura o agente rompedor se puede usar “tal cual” o encapsularse y activarse por una diversidad de mecanismos que incluyen trituración por cierre de formación o disolución por fluidos de formación. Tales técnicas se divulgan, por ejemplo, en las patentes de EE. UU. con n.º 4.506.734; 4.741.401; 5.110.486; y 3.163.219, que se incorporan en el presente documento por referencia.

Composiciones de agregación o de alteración de potencial Zeta

Composiciones de agregación o de alteración de potencial Zeta de producto de reacción de amina - fosfato

Aminas

- 15 Las aminas adecuadas incluyen, sin limitación, cualquier amina que sea capaz de reaccionar con un éster de fosfato adecuado para formar una composición que forma un revestimiento deformable sobre una superficie que contiene óxido de metal. Los ejemplos a modo de ejemplo de tales aminas incluyen, sin limitación, cualquier amina de la fórmula general R^1R^2NH o
- 20 mezclas o combinaciones de las mismas, donde R^1 y R^2 son, de forma independiente, un átomo de hidrógeno o un grupo carbilo que tiene entre aproximadamente entre aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia y donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos
- 25 que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo
- 30 de ejemplo de aminas adecuadas para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, anilina y alquil anilinas o mezclas de alquil anilinas, piridinas y alquil piridinas o mezclas de alquil piridinas, pirrol y alquil pirroles o mezclas de alquil pirroles, piperidina y alquil piperidinas o mezclas de alquil piperidinas, pirrolidina y alquil pirrolidinas o mezclas de alquil pirrolidinas, indol
- 35 y alquil indoles o mezcla de alquil indoles, imidazol y alquil imidazol o mezclas

de alquil imidazol, quinolina y alquil quinolina o mezcla de alquil quinolina, isoquinolina y alquil isoquinolina o mezcla de alquil isoquinolina, pirazina y alquil pirazina o mezcla de alquil pirazina, quinoxalina y alquil quinoxalina o mezcla de alquil quinoxalina, acridina y alquil acridina o mezcla de alquil acridina, pirimidina y alquil pirimidina o mezcla de alquil pirimidina, quinazolina y alquil quinazolina o mezcla de alquil quinazolina, o mezclas o combinaciones de los mismos.

Compuestos de fosfato

Los compuestos de fosfato adecuados incluyen, sin limitación, cualquier

10 éster de fosfato que sea capaz de reaccionar con una amina adecuada para formar una composición que forma un revestimiento deformable sobre una superficie que contiene óxido de metal o reviste, parcial o completamente, materiales particulados. Los ejemplos a modo de ejemplo de tales ésteres de fosfato incluyen, sin limitación, cualquier éster de fosfato de la fórmula general

15 $P(O)(OR^3)(OR^4)(OR^5)$, polímeros del mismo, o mezclas o combinaciones de los mismos, donde R^3 , R^4 , y OR^5 son, de forma independiente, un átomo de hidrógeno o un grupo carbilo que tiene entre aproximadamente entre

20 aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia y donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o

25 mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de ésteres de fosfato incluyen, sin limitación, éster de fosfato de alcanoles que tiene la fórmula general $P(O)(OH)_x(OR^6)_y$ donde $x + y = 3$ y son, de forma independiente, un átomo de hidrógeno o un grupo carbilo que tiene entre aproximadamente entre aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los

30 átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia y donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única

35 valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro,

bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos tal como etoxi fosfato, fosfato de propoxilo o alcoxi fosfatos superiores o mezclas o combinaciones de los mismos. Otros ejemplos a modo de ejemplo de ésteres de fosfato incluyen, sin limitación, ésteres de fosfato de alcanol aminas que tienen la fórmula

5 general $N[R^7OP(O)(OH)_2]_3$ donde R^7 es un grupo carbenilo que tiene entre aproximadamente entre aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia y donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno,

10 fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos grupo incluyendo el éster de tri-fosfato de tri-etanol amina o mezclas o combinaciones de los

15 mismos. Otros ejemplos a modo de ejemplo de ésteres de fosfato incluyen, sin limitación, ésteres de fosfato de compuestos aromáticos hidroxilados tales como ésteres de fosfato de fenoles alquilados tales como éster de fosfato de nonilfenilo o ésteres de fosfato fenólicos. Otros ejemplos a modo de ejemplo de ésteres de fosfato incluyen, sin limitación, ésteres de fosfato de dioles y polioles

20 tales como ésteres de fosfato de etilenglicol, propilenglicol, o estructuras glicólicas superiores. Otros ésteres de fosfato a modo de ejemplo incluyen cualquier éster de fosfato que pueda reaccionar con una amina y que se aplique a modo de revestimiento sobre un sustrato forma un revestimiento deformable potenciando el potencial de agregación del sustrato.

25 **Composiciones de agregación de potencial Zeta de amina polimérica**

Las aminas adecuadas capaces de formar un revestimiento deformable sobre unos materiales, superficies y/o partículas sólidas incluyen, sin limitación, aminas aromáticas heterocíclicas, aminas aromáticas heterocíclicas sustituidas, aminas aromáticas heterocíclicas de poli vinilo, copolímeros de amina

30 aromática heterocíclica de vinilo y monómeros polimerizables no de amina (monómeros etilénicamente insaturados y monómeros de dieno), o mezclas o combinaciones de los mismos, donde los sustituyentes de las aminas aromáticas heterocíclicas sustituidas son grupos carbilo que tienen entre aproximadamente entre aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los

35 átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia y donde uno o más

de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única
5 valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos. En ciertas realizaciones, las aminas adecuadas para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, anilina y alquil anilinas o mezclas de alquil anilinas, piridinas y alquil piridinas o mezclas de alquil piridinas, pirrol y alquil pirroles o
10 mezclas de alquil pirroles, piperidina y alquil piperidinas o mezclas de alquil piperidinas, pirrolidina y alquil pirrolidinas o mezclas de alquil pirrolidinas, indol y alquil indoles o mezcla de alquil indoles, imidazol y alquil imidazol o mezclas de alquil imidazol, quinolina y alquil quinolina o mezcla de alquil quinolina, isoquinolina y alquil isoquinolina o mezcla de alquil isoquinolina, pirazina y
15 alquil pirazina o mezcla de alquil pirazina, quinoxalina y alquil quinoxalina o mezcla de alquil quinoxalina, acridina y alquil acridina o mezcla de alquil acridina, pirimidina y alquil pirimidina o mezcla de alquil pirimidina, quinazolina y alquil quinazolina o mezcla de alquil quinazolina, o mezclas o combinaciones de los mismos. En ciertas realizaciones, las aminas heterocíclicas de poli vinilo
20 incluyen, sin limitación, polímeros y copolímeros de vinil piridina, piridina sustituida con vinilo, vinil pirrol, pirroles sustituidos con vinilo, vinil piperidina, piperidinas sustituidas con vinilo, vinil pirrolidina, pirrolidinas sustituidas con vinilo, vinil indol, indoles sustituidos con vinilo, vinil imidazol, imidazol sustituido con vinilo, vinil quinolina, quinolina sustituida con vinilo, vinil isoquinolina, isoquinolina sustituida con vinilo, vinil pirazina, pirazina sustituida con vinilo,
25 vinil quinoxalina, quinoxalina sustituida con vinilo, vinil acridina, acridina sustituida con vinilo, vinil pirimidina, pirimidina sustituida con vinilo, vinil quinazolina, quinazolina sustituida con vinilo, o mezclas y combinaciones de las mismas. En ciertas realizaciones, las aminas aromáticas heterocíclicas comprenden HAP™-310 disponible de Vertellus Specialties Inc.
30

Unas composiciones de agregación alternativas adecuadas comprenden: (1) aminas oligoméricas (oligoaminas) y/o aminas poliméricas (poliaminas), (2) oligoaminas y/o poliaminas que incluyen una cantidad eficaz de grupos amina cuaternizados, grupos N-óxido, o mezclas de grupos amina
35 cuaternizados y grupos N-óxido, o (3) mezclas y combinaciones de las mismas,

donde la eficaz es suficiente para volver las composiciones capaces de formar revestimientos parciales, sustancialmente completos y/o completos sobre los materiales, superficies y/o partículas sólidas dependiendo de las propiedades de los materiales, superficies y/o partículas sólidas que se van a tratar. Las

5 aminas oligoméricas y/o poliméricas incluyen unidades de repetición de monómeros polimerizables etilénicamente insaturados (monómeros de dieno y vinilo) incluyendo un grupo amina, un grupo amina heterocíclico, un grupo amina aromático, análogos sustituidos de los mismos, o mezclas y combinaciones de los mismos. Las aminas oligoméricas y/o poliméricas

10 también pueden incluir unidades de repetición de monómeros polimerizables etilénicamente insaturados que no contienen amina (monómeros de dieno y vinilo). En ciertas realizaciones, las composiciones de agregación de la presente invención también pueden incluir productos de reacción de las composiciones de agregación de la presente invención con un componente de

15 fosfato. En ciertas realizaciones, las composiciones de agregación también pueden incluir productos de reacción de poliaminas que tienen de 2 a 10 grupos amino y compuestos de fosfato. En otras realizaciones, las composiciones de agregación de la presente invención también pueden incluir glimas y/o alcoholes etoxilados. Se cree que las composiciones de agregación

20 de la presente invención forman revestimientos completos, sustancialmente completos y/o parciales sobre las partículas, superficies y/o materiales que alteran las propiedades de autoagregación y/o las propensiones de agregación de las partículas, superficies y/o materiales. En ciertas realizaciones, los oligómeros y polímeros pueden ser de cualquier forma a partir de

25 homooligómeros, homopolímeros, cooligómeros al azar, copolímeros al azar, cooligómeros completamente de bloque, copolímeros completamente de bloque, cooligómeros parcialmente de bloque, copolímeros parcialmente de bloque, oligómeros y polímeros al azar, completamente de bloque y/o parcialmente de bloque que incluyen tres o más tipos diferentes de unidades de

30 repetición monoméricas, cualquier otra combinación de dos o más unidades de repetición monoméricas, o mezclas y combinaciones de los mismos para lograr unas propiedades deseadas de tal modo que las composiciones forman revestimientos de alteración de zeta parciales o completos sobre superficies de formación específicas, partículas de formación específicas y/o agentes de

35 sustentación. En otras realizaciones, las composiciones incluyen oligómeros

- y/o polímeros que tienen unas cantidades diferentes de unidades de repetición monoméricas que no contienen amina, unidades de repetición monoméricas que contienen amina, unidades de repetición monoméricas que contienen amina cuaternaria, y unidades de repetición monoméricas que contienen N-óxido, donde las cantidades se ajustan de tal modo que las composiciones se adaptan para tener unas propiedades específicas para formar revestimientos sobre materiales sólidos, superficies y/o sustratos específicos. La adaptación también se puede basar en diferentes cantidades de diferentes oligómeros y/o polímeros en la formulación.
- 5
- 10 **Composiciones de agregación de producto de reacción de amina - fosfato y componente de amina**
- Las aminas adecuadas para el componente de amina incluyen, sin limitación, una amina de la fórmula general R^1, R^2NH o mezclas o combinaciones de los mismos, donde R^1 y R^2 son, de forma independiente, un
- 15 átomo de hidrógeno o un grupo carbilo que tiene entre aproximadamente entre aproximadamente 1 y 40 átomos de carbono y los átomos de hidrógeno requeridos para satisfacer la valencia, donde por lo menos R^1 o R^2 es un heterociclo que contiene nitrógeno, y donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan
- 20 de entre el grupo que consiste en boro, nitrógeno, oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de
- 25 aminas adecuadas para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, piridinas y alquil piridinas o mezclas de alquil piridinas, pirrol y alquil pirroles o mezclas de alquil pirroles, piperidina y alquil piperidinas o mezclas de alquil piperidinas, pirrolidina y alquil pirrolidinas o mezclas de alquil pirrolidinas, indol y alquil indoles o mezcla de alquil indoles, imidazol y alquil imidazol o
- 30 mezclas de alquil imidazol, quinolina y alquil quinolina o mezcla de alquil quinolina, isoquinolina y alquil isoquinolina o mezcla de alquil isoquinolina, pirazina y alquil pirazina o mezcla de alquil pirazina, quinoxalina y alquil quinoxalina o mezcla de alquil quinoxalina, acridina y alquil acridina o mezcla de alquil acridina, pirimidina y alquil pirimidina o mezcla de alquil pirimidina,
- 35 quinazolina y alquil quinazolina o mezcla de alquil quinazolina, o mezclas o

combinaciones de los mismos. En ciertas realizaciones, las aminas de los componentes de amina comprenden alquil piridinas.

Composiciones de agregación de potencial Zeta de amina polimérica

- Los polímeros adecuados para su uso en las composiciones de la presente invención incluyen, sin limitación, cualquier polímero que incluya unidades de repetición derivadas de un monómero de vinilo aromático heterocíclico o heterocíclico, donde los hetero átomos son un átomo de nitrógeno o una combinación de un átomo de nitrógeno y otros hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, oxígeno, fósforo, azufre, germanio y/o . Los polímeros pueden ser homopolímeros de monómeros de vinilo que contienen nitrógeno aromáticos o cíclicos, o copolímeros de cualesquiera monómeros etilénicamente insaturados que se copolimerizarán con un monómero de vinilo que contienen nitrógeno aromático o cíclico. Los monómeros de vinilo que contienen nitrógeno aromáticos o cíclicos a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, vinil pirroles, vinil pirroles sustituidos, vinil piridinas, vinil piridinas sustituidas, vinil quinolinas o vinil quinolinas sustituidas, vinil anilinas o vinil anilinas sustituidas, vinil piperidinas o vinil piperidinas sustituidas, vinil pirrolidinas o vinil pirrolidinas sustituidas, vinil imidazol o vinil imidazol sustituido, vinil pirazina o vinil pirazinas sustituidas, vinil pirimidina o vinil pirimidina sustituida, vinil quinazolina o vinil quinazolina sustituida, o mezclas o combinaciones de los mismos. Los monómeros de piridina a modo de ejemplo incluyen 2-vinil piridina, 4-vinil piridina, o mezclas o combinaciones de los mismos. Los homopolímeros a modo de ejemplo incluyen poli-2-vinil piridina, poli-4-vinil piridina, y mezclas o combinaciones de los mismos. Los copolímeros a modo de ejemplo incluyen copolímeros o 2-vinil piridina y 4-vinil piridina, copolímeros de etileno y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de propileno y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de ácido acrílico y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de ácido metacrílico y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de acrilatos y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de metacrilatos y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, y mezclas o combinaciones de los mismos. La totalidad de estos monómeros también pueden incluir sustituyentes. Además, en la totalidad de estos monómeros de vinilo o monómeros etilénicamente insaturados, uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir por uno o más hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro,

- oxígeno, fósforo, azufre o mezclas o combinaciones de los mismos y donde uno o más de los átomos de hidrógeno se pueden sustituir por uno o más átomos de única valencia que se seleccionan de entre el grupo que consiste en flúor, cloro, bromo, yodo o mezclas o combinaciones de los mismos. Por supuesto, la totalidad de estos monómeros incluye por lo menos un átomo de nitrógeno en la estructura.

Ejemplos de polímeros de vinil amina cubiertos en la patente de Weatherford US8466094.

- De las reivindicaciones: poli-2-vinil piridina, poli-4-vinil piridina, y mezclas o combinaciones de los mismos y copolímeros que se seleccionan de entre el grupo que consiste en copolímeros de 2-vinil piridina y 4-vinil piridina, copolímeros de etileno y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de propileno y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de ácido acrílico y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de ácido metacrílico y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de acrilatos y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, copolímeros de metacrilatos y 2-vinil piridina y/o 4-vinil piridina, y mezclas o combinaciones de los mismos y opcionalmente un producto de reacción de una amina y de un compuesto que contiene fosfato.

- Los polímeros adecuados para su uso en las composiciones de la presente invención incluyen, sin limitación, cualquier polímero que incluya unidades de repetición derivadas de un monómero de vinilo aromático heterocíclico o heterocíclico, donde los hetero átomos son un átomo de nitrógeno o una combinación de un átomo de nitrógeno y otros hetero átomos que se seleccionan de entre el grupo que consiste en boro, oxígeno, fósforo, azufre, germanio y/o mezclas de los mismos. Los polímeros pueden ser homopolímeros de monómeros de vinilo que contienen nitrógeno aromáticos o cíclicos, o copolímeros de cualesquiera monómeros etilénicamente insaturados que se copolimerizarán con un monómero de vinilo que contienen nitrógeno aromático o cíclico. Los monómeros de vinilo que contienen nitrógeno aromáticos o cíclicos a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, vinil pirroles, vinil pirroles sustituidos, vinil piridinas, vinil piridinas sustituidas, vinil quinolinas o vinil quinolinas sustituidas, vinil anilinas o vinil anilinas sustituidas, vinil piperidinas o vinil piperidinas sustituidas, vinil pirrolidinas o vinil pirrolidinas sustituidas, vinil imidazol o vinil imidazol sustituido, vinil pirazina o vinil pirazinas sustituidas, vinil pirimidina o vinil pirimidina sustituida, vinil quinazolina o vinil

quinazolina sustituida, o mezclas o combinaciones de los mismos.

Para detalles adicionales acerca de las composiciones de agregación que se usan en la presente invención, se remite al lector a las patentes de Estados Unidos con n.º 7.392.847; 7.956.017; 8.466.094; y 8.871.694; y las
5 publicaciones de Estados Unidos con n.º 20100212905 y 20130075100.

Composiciones de agregación de coacervatos

El tensioactivo que tiene la carga opuesta a la del polímero se denomina a veces en el presente documento “tensioactivo contraiónico”. Con esto, los inventores de la presente invención quieren decir un tensioactivo que tiene una
10 carga opuesta a la del polímero.

Los polímeros catiónicos adecuados incluyen poliaminas, derivados cuaternarios de éteres de celulosa, derivados cuaternarios de guar, homopolímeros y copolímeros de por lo menos un 20 por ciento en moles de cloruro de dimetil dialil amonio (DMAAC), homopolímeros y copolímeros de
15 cloruro de metacrilamidopropil trimetil amonio (MAPTAC), homopolímeros y copolímeros de cloruro de acrilamidopropil trimetil amonio (APTAC), homopolímeros y copolímeros de cloruro de metacriloiloxietil trimetil amonio (METAC), homopolímeros y copolímeros de cloruro de acrililoiloxietil trimetil amonio (AETAC), homopolímeros y copolímeros de sulfato de metacriloiloxietil
20 trimetil amonio metilo (METAMS), y derivados cuaternarios de almidón.

Los polímeros aniónicos adecuados incluyen homopolímeros y copolímeros de ácido acrílico (AA), homopolímeros y copolímeros de ácido metacrílico (MAA), homopolímeros y copolímeros de ácido 2-acrilamido-2-metilpropano sulfónico (AMPSA), homopolímeros y copolímeros de ácido N-metacrilamidopropil N,N-dimetil amino acético, ácido N-acrilamidopropil N,N-dimetil amino acético, ácido N-metacriloiloxietil N,N-dimetil amino acético y
25 ácido N-acrililoiloxietil N,N-dimetil amino acético.

Los tensioactivos aniónicos adecuados para su uso con los polímeros catiónicos incluyen sulfatos de alquilo, de arilo o de alquil arilo, carboxilatos de alquilo, de arilo o de alquil arilo o sulfonatos de alquilo, de arilo o de alquil arilo. Preferiblemente, los restos alquilo tienen de aproximadamente 1 a aproximadamente 18 carbonos, los restos arilo tienen de aproximadamente 6 a aproximadamente 12 carbonos, y los restos alquil arilo tienen de aproximadamente 7 a aproximadamente 30 carbonos. Grupos a modo de
30 ejemplo serían derivados de propilo, de butilo, de hexilo, de decilo, de dodecilo,

de fenilo, de bencilo y de alquil benceno lineales o ramificados de los carboxilatos, sulfatos y sulfonatos. Se incluyen sulfatos de alquil éter, sulfonatos de alcarilo, succinatos de alquilo, sulfosuccinatos de alquilo, N-alcoil sarcosinatos, fosfatos de alquilo, fosfatos de alquil éter, carboxilatos de alquil éter, sulfonatos de alfa-olefina y tauratos de acil metilo, en especial sus sales de sodio, de magnesio, de amonio y de mono-, di- y trietanolamina. Los grupos alquilo y acilo en general contienen de 8 a 18 átomos de carbono y pueden ser insaturados. Los sulfatos de alquil éter, fosfatos de alquil éter y carboxilatos de alquil éter pueden contener de una a 10 unidades de óxido de etileno o de óxido de propileno por molécula y, preferiblemente, contienen de 2 a 3 unidades de óxido de etileno por molécula. Los ejemplos de tensioactivos aniónicos adecuados incluyen lauril sulfato de sodio, lauril éter sulfato de sodio, lauril sulfosuccinato de amonio, lauril sulfato de amonio, lauril éter sulfato de amonio, dodecilbenceno sulfonato de sodio, trietanolamina dodecilbenceno sulfonato, cocoil isetionato de sodio, lauroil isetionato de sodio, y N-lauril sarcosinato de sodio.

Los tensioactivos catiónicos adecuados para su uso con los polímeros aniónicos incluyen tensioactivos de amonio cuaternario de la fórmula $X-N^+R^1R^2R^3$ donde R^1 , R^2 , y R^3 se seleccionan, de forma independiente, de entre hidrógeno, un grupo alifático de de aproximadamente 1 a aproximadamente 22 átomos de carbono, o compuesto aromático, arilo, un grupo alcoxi, polioxilalquileo, alquilamido, hidroxialquilo o alquilarilo que tiene de aproximadamente 1 a aproximadamente 22 átomos de carbono; y X es un anión que se selecciona de entre radicales halogen, acetato, fosfato, nitrate, sulfato, alquilsulfato (por ejemplo, sulfato de metilo y sulfato de etilo), tosilato, lactato, citrato y glicolato. Los grupos alifáticos pueden contener, además de átomos de carbono y de hidrógeno, uniones de éter, y otros grupos tales como sustituyentes de grupo amino o hidroxilo (por ejemplo, los grupos alquilo pueden contener restos polietilenglicol y polipropilenglicol). Los grupos alifáticos de cadena más larga, por ejemplo, los de aproximadamente 12 carbonos, o superiores, pueden ser saturados o insaturados. Más preferiblemente, R^1 es un grupo alquilo que tiene de aproximadamente 12 a aproximadamente 18 átomos de carbono; R^2 se selecciona de entre H o un grupo alquilo que tiene de aproximadamente 1 a aproximadamente 18 átomos de carbono; R^3 y R^4 se seleccionan, de forma independiente, de entre H o un grupo alquilo que tiene

de aproximadamente 1 a aproximadamente 3 átomos de carbono; y X es tal como se ha descrito en lo que antecede.

- Alcoholes hidrófobos adecuados que tienen 6 - 23 átomos de carbono son alcoholes alquílicos lineales o ramificados de la fórmula general $C_M H_{2M+2-N}(OH)_N$, donde M es un número de 6 a 23, y N es 1 cuando M es 6 - 12, pero donde M es 13 - 23, N puede ser un número de 1 a 3. El alcohol hidrófobo más preferido por los inventores de la presente invención es el alcohol laurílico, pero cualquier monohidroxi alcohol lineal que tenga 8 - 15 átomos de carbono también es preferible a un alcohol con más o menos átomos de carbono.
- Con un promotor de gel, los inventores de la presente invención quieren decir una betaína, una sultaína o hidroxisultaína o un óxido de amina. Los ejemplos de betaínas incluyen las alquil betaínas superiores tales como coco dimetil carboximetil betaína, lauril dimetil carboximetil betaína, lauril dimetil alfacarboxietil betaína, cetil dimetil carboximetil betaína, cetil dimetil betaína, lauril bis-(2-hidroxietil)carboximetil betaína, oleil dimetil gamma-carboxipropil betaína, lauril bis-(2-hidroxipropil)alfa-carboxietil betaína, coco dimetil sulfopropil betaína, lauril dimetil sulfoetil betaína, lauril bis-(2-hidroxietil)sulfopropil betaína, amidobetaínas y amidosulfobetaínas (donde el radical $RCONH(CH_2)_3$ está unido al átomo de nitrógeno de la betaína, oleil betaína y cocoamidopropil betaína. Los ejemplos de sultaínas e hidroxisultaínas incluyen materiales tales como cocoamidopropil hidroxisultaína.

- Con un potencial Zeta que tiene un valor absoluto de por lo menos 20, los inventores de la presente invención quieren decir un potencial Zeta que tiene un valor de +20 o más alto o -20 o más bajo.

- Los tensioactivos anfotéricos adecuados para su uso o bien con polímeros catiónicos o bien con polímeros aniónicos incluyen aquellos tensioactivos que se describen en general como derivados de aminas alifáticas secundarias y terciarias en las que el radical alifático puede ser de cadena lineal o ramificada y donde uno de los sustituyentes alifáticos contiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 18 átomos de carbono y uno contiene un grupo de solubilización en agua aniónico tal como carboxi, sulfonato, sulfato, fosfato o fosfonato. Los tensioactivos anfotéricos adecuados incluyen derivados de aminas alifáticas secundarias y terciarias en las que el radical alifático puede ser de cadena lineal o ramificada y donde uno de los sustituyentes

alifáticos alifáticos contiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 18 átomos de carbono y uno contiene un grupo de solubilización en agua aniónico, por ejemplo, carboxi, sulfonato, sulfato, fosfato o fosfonato. Ejemplos de compuestos que caen dentro de esta definición son 3-dodecilaminopropionato de sodio, y sodio 3-dodecilaminopropano sulfonato.

Los óxidos de amina adecuados incluyen óxido de cocoamidopropil dimetil amina y otros compuestos de la fórmula $R^1R^2R^3N \rightarrow O$ donde R^3 es un hidrocarbilo o hidrocarbilo sustituido que tiene de aproximadamente 8 a aproximadamente 30 átomos de carbono, y R^1 y R^2 son, de forma independiente, hidrógeno, un hidrocarbilo o hidrocarbilo sustituido que tiene hasta 30 átomos de carbono. Preferiblemente, R^3 es un hidrocarbilo alifático o alifático sustituido que tiene por lo menos aproximadamente 12 y hasta aproximadamente 24 átomos de carbono. Más preferiblemente, R^3 es un grupo alifático que tiene por lo menos aproximadamente 12 átomos de carbono y que tiene hasta aproximadamente 22 y, lo más preferiblemente, un grupo alifático que tiene por lo menos aproximadamente 18 y no más de aproximadamente 22 átomos de carbono.

Los compuestos que contienen fósforo adecuados, adecuados para su uso en la invención incluyen, sin limitación, fosfatos o equivalentes de fosfato o mezclas o combinaciones de los mismos. Los fosfatos adecuados incluyen, sin limitación, fosfatos de mono-metal alcalino ($PO(OH)(OM)$, donde M es Li, Na, K, Rd, o Cs), fosfatos de di-metal alcalino ($PO(OH)(OM)_2$, donde cada M es el mismo o diferente y es Li, Na, K, Rd, o Cs) tal como fosfato de dipotasio ($PO(OH)(OK)_2$) y fosfato de disodio ($PO(OH)(ONa)_2$), fosfatos de tri-metal alcalino ($PO(OM)_3$, donde cada M es el mismo o diferente y es Li, Na, K, Rd, o Cs) tal como fosfato de trisodio ($PO(ONa)_3$) y fosfato de tripotasio ($PO(OK)_3$), fosfatos de carbilo ($PO(OR^1)(OM)_2$, donde R^1 es un grupo carbilo y M es H, Li, Na, K, Rd, y/o Cs), fosfatos de dicarbilo ($PO(OR^1)(OR^2)(OM)$, donde R^1 y R^2 son los mismos o diferentes grupos carbilo y M es H, Li, Na, K, Rd, o Cs), fosfatos de tricarbilo ($PO(OR^1)(OR^2)(OR^3)$, donde R^1 , R^2 , y R^3 son los mismos o diferentes grupos carbilo), o mezclas o combinaciones de los mismos.

Los grupos carbilo adecuados incluyen, sin limitaciones, grupo carbilo que tiene entre aproximadamente 3 y 40 átomos de carbono, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto

de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. El grupo carbilo puede ser un grupo alquilo, un grupo alquenoilo, un grupo ariilo, un grupo alcarilo, un grupo arialquilo, o mezclas o combinaciones de los mismos, es decir, cada grupo carbilo en el fosfato puede ser el mismo o diferente. En ciertas realizaciones, el grupo carbilo tiene entre aproximadamente 3 y aproximadamente 20, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. En ciertas realizaciones, el grupo carbilo tiene entre aproximadamente 3 y aproximadamente 16, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. En ciertas realizaciones, el grupo carbilo tiene entre aproximadamente 3 y aproximadamente 12, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. En ciertas realizaciones, el grupo carbilo tiene entre aproximadamente 4 y aproximadamente 8, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo.

Los fosfatos de tri-alquilo adecuados incluyen, sin limitaciones, grupo alquilo que tiene de aproximadamente 3 a aproximadamente 20 átomos de carbono, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. En ciertas realizaciones, el fosfato de

- tri-alquilo incluye grupos alquilo que tienen de aproximadamente 4 a aproximadamente 12 átomos de carbono, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. En otras realizaciones, el fosfato de tri-alquilo incluye grupos alquilo que tienen de aproximadamente 4 a aproximadamente 8 átomos de carbono, donde uno o más de los átomos de carbono se pueden sustituir con un hetero átomo que se selecciona de entre el grupo que consiste en oxígeno y nitrógeno, con el resto de las valencias comprendiendo hidrógeno o un grupo monovalente tal como a halogen, una amida (-NHCOR), un alcóxido (-OR), o similares, donde R es un grupo carbilo. Tales fosfatos se pueden producir al hacer reaccionar un donador de fosfato tal como pentóxido de fósforo y una mezcla de alcoholes en unas proporciones deseadas.

Agentes de sustentación y materiales sólidos

- Los agentes de sustentación y/o materiales sólidos adecuados que se pueden pretratar o tratar con las composiciones de agregación de la presente invención incluyen, sin limitación, óxidos de metal y/o cerámicas, naturales o sintéticos, metales, plásticos y/u otros sólidos poliméricos, materiales sólidos derivados de plantas, cualquier otro material sólido que encuentra uso, o que puede encontrarlo, en aplicaciones de fondo de pozo, análogos tratados de los mismos, donde los agentes de sustentación y/o materiales sólidos se tratan con las composiciones de agregación de la presente invención, o mezclas o combinaciones de los mismos. Óxidos de metal incluyendo cualquier óxido sólido de un elemento metálico de la tabla periódica de los elementos. Los ejemplos a modo de ejemplo de óxidos de metal y cerámicas incluyen óxidos de actinio, óxidos de aluminio, óxidos de antimonio, óxidos de boro, óxidos de bario, óxidos de bismuto, óxidos de calcio, óxidos de cerio, óxidos de cobalto, óxidos de cromo, óxidos de cesio, óxidos de cobre, óxidos de disprosio, óxidos de erbio, óxidos de europio, óxidos de galio, óxidos de germanio, óxidos de iridio, óxidos de hierro, óxidos de lantano, óxidos de litio, óxidos de magnesio, óxidos de manganeso, óxidos de molibdeno, óxidos de niobio, óxidos de neodimio, óxidos de níquel, óxidos de osmio, óxidos de paladio, óxidos de potasio, óxidos de prometio, óxidos de praseodimio, óxidos de platino, óxidos

- de rubidio, óxidos de renio, óxidos de rodio, óxidos de rutenio, óxidos de escandio, óxidos de selenio, óxidos de silicio, óxidos de samario, óxidos de plata, óxidos de sodio, óxidos de estroncio, óxidos de tantalio, óxidos de terbio, óxidos de telurio, óxidos de torio, óxidos de estaño, óxidos de titanio, óxidos de talio, óxidos de tulio, óxidos de vanadio, óxidos de molibdeno, óxidos de itrio, óxidos de iterbio, óxidos de zinc, óxidos de circonio, estructuras de cerámica que se preparan a partir de uno o más de estos óxidos y óxidos de metal mezclados que incluyen dos o más de los óxidos de metal que se han enumerado en lo que antecede. Los ejemplos a modo de ejemplo de materiales vegetales incluyen, sin limitación, cáscaras de plantas que portan semillas tales como cáscaras de nuez, cáscaras de pacana, cáscaras de cacahuete, cáscaras para otras plantas que forman semillas de cáscara dura, madera triturada u otros materiales celulósicos fibrosos, o mezclas o combinaciones de los mismos.
- Los ejemplos de agentes de sustentación adecuados incluyen, pero no se limitan a, granos de arena de cuarzo, perlas de vidrio y de cerámica, fragmentos de cáscaras de nuez, microgránulos de aluminio, microgránulos de nailon, y similares. Por lo general, los agentes de sustentación se usan en unas concentraciones entre aproximadamente 1 y 8 libras por galón de un fluido de fracturamiento, a pesar de que también se pueden usar unas concentraciones más altas o más bajas según se desee.
- Arena, arena revestida con resina y partículas de cerámica son los agentes de sustentación de uso más común, a pesar de que la bibliografía, por ejemplo la patente de EE. UU. con n.º 4.654.266, que se incorpora en el presente documento por referencia, también menciona el uso de fragmentos de cáscara de nuez revestidos con algunos aditivos de enlace, tiros metálicos, o perlas revestidas con metal -- casi esféricas pero que tienen unos pasos para mejorar su conductibilidad.
- La conductividad de agente de sustentación se ve afectada principalmente por dos parámetros, la anchura de empaque de agente de sustentación y la permeabilidad de empaque de agente de sustentación. Para mejorar la conductividad de agente de sustentación de fractura, los enfoques típicos incluyen agentes de sustentación de diámetro grande y elevado. Más en general, los enfoques más comunes para mejorar el desempeño de fractura de agente de sustentación incluyen agentes de sustentación de alta resistencia,

agentes de sustentación de gran diámetro, altas concentraciones de agente de sustentación en el empaque de agente de sustentación para obtener fracturas sustentadas más amplias, materiales de potenciación de conductividad tales como agentes rompedores, adyuvantes al flujo de retorno, fibras y otros

5 materiales que alteran físicamente el empaque de agente de sustentación, y el uso de fluidos de fracturamiento que no causen daños tales como aceites gelificados, fluidos a base de tensioactivo viscoelástico, fluidos espumados o fluidos emulsionados. También se reconoce que el tamaño de grano, la

10 distribución de tamaños de grano, la cantidad de finos e impurezas, la redondez y la esfericidad y la densidad de agente de sustentación tienen un impacto sobre la conductividad de fractura.

Tal como se ha mencionado en lo que antecede, la función principal del agente de sustentación es mantener la fractura abierta al superar el esfuerzo *in situ*. Donde la resistencia de agente de sustentación no es lo bastante alta, el

15 esfuerzo de cierre tritura el agente de sustentación, creando finos y reduciendo la conductividad. La arena es por lo general adecuada para unos esfuerzos de cierre de menos de aproximadamente 6000 psi (41 MPa), arena revestida con resina se puede usar hasta aproximadamente 8000 psi (55 MPa). Un agente de sustentación de resistencia intermedia por lo general consiste en cerámica

20 condensada o bauxita sinterizada y se usa para unos esfuerzos de cierre que varían entre 5000 psi y 10000 psi (de 34 MPa a 69 MPa). Un agente de sustentación de alta resistencia, que consiste en bauxita sinterizada con grandes cantidades de corundum se usa a unos esfuerzos de cierre de hasta aproximadamente 14000 psi (96 MPa).

La permeabilidad de una fractura sustentada aumenta a medida que lo hace el cuadrado del diámetro de grano. No obstante, unos granos más

25 grandes a menudo son más susceptibles a trituración, tienen más problemas de colocación y tienden a ser invadidos más fácilmente por finos. Como resultado, la conductividad promedio a lo largo de la vida de un pozo puede ser

30 en realidad más alta con agentes de sustentación más pequeños.

Se debería reconocer que el propio agente de sustentación es puede ser de cualquier forma incluyendo formas irregulares, formas esencialmente

35 esféricas, formas alargadas, etc. La adición de fibras o productos de tipo fibra a los fluidos puede contribuir a una reducción del flujo de retorno de agente de sustentación y, en consecuencia, a un mejor empaque de las islas de agente

de sustentación en la fractura, debido a que las fibras se adherirán a las islas debido a que las islas incluyen una cantidad de agentes de sustentación revestidos con una composición de agregación de la presente invención o que se tratan con una composición de agregación y una composición de reticulación de revestimiento. Adicionalmente, las fibras pueden evitar o reducir las migraciones de finos y, en consecuencia, evitar o reducir una reducción de la conductividad de agente de sustentación mediante la formación de nuevos tipos de islas de agente de sustentación que conducirán a una conductividad de formación más alta.

10 **Fibras y materiales particulados orgánicos**

Fibras no erosionables

Las fibras no solubles o no erosionables adecuadas incluyen, sin limitación, fibras naturales, fibras sintéticas, o mezclas y combinaciones de las mismas. Los ejemplos a modo de ejemplo de fibras naturales incluyen, sin limitación, cáñamo de Manila, celulosa, lana tal como lana de alpaca, lana de cachemir, mohair o lana de angora, pelo de camello, fibra de coco, algodón, lino, cáñamo, yute, ramio, seda, henequén, fibras de seda marina, fibras de chiengora, lana de buey almizclero, lana de yak, pelo de conejo, lana de ceiba, cáñamo de la India, rafia, bambú, piña, fibras de asbesto, fibras de vidrio, fibras de celulosa, fibras de pasta de madera, análogos tratados de los mismos, o mezclas y combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de fibras sintéticas incluyen, sin limitación, fibras de celulosa regenerada, fibras de acetato de celulosa, fibras de poliéster, fibras de aramida, fibras acrílicas, fibras de fibra óptica, fibras de poliamida y de poliéster, fibras de polietileno, fibras de polipropileno, fibras acrílicas, fibras de aramida, fibras de seda, fibras de Azlon, fibras de BAN-LON® (marca comercial registrada de Josef Bancroft & Sons Company), fibra de basalto, fibra de carbono, fibra de CELLIANT® (marca comercial registrada de Hologenix, LLC), fibra de acetato de celulosa, fibras de triacetato de celulosa, fibras de CORDURA® (marca comercial registrada de INVISTA, una filial de Koch Industries, Inc. de propiedad privada), fibras de Crimplene (un poliéster), fibras de Cuben, fibras de rayón de cupramonio, fibras de Dynel, fibras de elasterell, fibras de elastolefina, fibras de vidrio, fibras de GOLD FLEX® (marca comercial registrada de Honeywell), fibras de INNEGRA S™ (nombre de marca de Innegra Technologies LLC), fibras de aramida tales como fibras de KEVLAR® (marca comercial registrada de DuPont), fibras de

KEVLAR® KM2 (marca comercial registrada de DuPont), fibras de LASTOL® (marca comercial registrada de DOW Chemicals Company), fibras de Lyocell, fibras de M5, fibras modacrílicas, fibras de Modal, fibras de NOMEX® (marca comercial registrada de DuPont), fibras de nailon tales como fibras de nailon 4, 5 fibras de nailon 6, fibras de nailon 6-6, fibras de poliolefina, fibras de poli(sulfuro de p-fenileno), fibras de poliacrilonitrilo, fibras de polibencimidazol, fibras de polidioxanona, fibras de poliéster, fibras de Qiana, fibras de rayón, fibras de cloruro de polivinilideno tales como fibras de Saran, de fibras de poli(tereftalato de trimetileno) tales como fibras de Sorona, fibras de elastano o spandex, fibras 10 de Taklon, fibras de Technora, fibras de THINSULATE® (marca comercial registrada de 3M), fibras de Twaron™ (nombre de marca de Teijin Aramid), fibras de polietileno de ultra-alto peso molecular, fibras de polipropileno sindiotáctico, fibras de polipropileno isotáctico, fibras de poli(alcohol vinílico), fibras de xantato de celulosa, fibras de poli(p-fenilen-2,6-benzobisoxazol), fibras 15 de poliimida, otras fibras sintéticas, o mezclas y combinaciones de las mismas. Adicionalmente o como alternativa, estas fibras pueden formar una red tridimensional, reforzando el agente de sustentación y limitando su flujo de retorno.

Partículas no erosionables

20 Los materiales particulados poliméricos orgánicos sólidos incluyen, sin limitación, materia particulada polimérica derivada de celulosa, ácido acrílico, aramidas, acrilonitrilo, poliamidas, vinilideno, olefinas, diolefinas, poliéster, poliuretano, vinil alcohol y cloruro de vinilo, se pueden usar. Composiciones 25 preferidas, suponiendo las características requeridas de reactividad y/o de descomposición, se pueden seleccionar de entre rayón, acetato, triacetato, algodón, lana (grupo de celulosa); nailon, acrílico, modacrílico, nitrilo, poliéster, Saran, spandex, Vinyon, olefina, vinilo, (grupo de polímeros sintéticos); Azlon, caucho (grupo caucho y proteína), y mezclas de los mismos. Las partículas de poliéster y de poliamida de un peso molecular suficiente, tal como de Dacron® y 30 nailon, de forma respectiva, y mezclas de los mismos, son las más preferidas. Una vez más, se pueden emplear partículas compuestas, que comprenden materiales naturales y/o sintéticos de unas características apropiadas. Por ejemplo, una partícula compuesta adecuada podría comprender una estructura de núcleo y de vaina donde el material de vaina y el material de núcleo se 35 degradan a lo largo de diferentes periodos de tiempo deseados. No es

necesario que los compuestos o las composiciones que se emplean como material polimérico orgánico de acuerdo con la invención sean puros, y se pueden usar materiales comercialmente disponibles que contienen varios aditivos, cargas, etc. o que tienen revestimientos, con la condición de tales componentes no interfieran con la actividad requerida. El nivel, es decir, la concentración, de material particulado polimérico orgánico que se proporciona inicialmente en el fluido puede variar de un 0,02 por ciento hasta aproximadamente un 10 por ciento en peso del fluido. Lo más preferiblemente, no obstante, la concentración varía de aproximadamente un 0,02 por ciento a aproximadamente un 5,0 por ciento en peso de fluido.

La forma y el tamaño de partícula, a pesar de ser importantes, se pueden variar considerablemente, dependiendo de consideraciones de temporización y de transporte. En ciertas realizaciones, si se usan partículas irregulares o esféricas del polímero orgánico, el tamaño de partícula puede variar de 80 de malla a 2,5 de malla (Tyler), preferiblemente de 60 de malla a 3 de malla. Se prefieren fibras y/o plaquetas de los materiales poliméricos especificados por su movilidad y capacidad de ayuda a la transferencia. En el caso de fibras del polímero orgánico, las fibras que se emplean de acuerdo con la invención también pueden tener un amplio intervalo de dimensiones y propiedades. Tal como se emplean en el presente documento, la expresión “fibras” se refiere a cuerpos o masas, tales como filamentos, de material o materiales naturales o sintéticos que tienen una dimensión significativamente más larga que las otras dos, las cuales son por lo menos similares en cuanto a su tamaño, e incluye adicionalmente mezclas de tales materiales que tienen múltiples tamaños y tipos. En otras realizaciones, las longitudes de fibras individuales pueden variar hacia arriba a partir de aproximadamente 1 milímetro. Las limitaciones prácticas del equipo de manejo, de mezclado y de bombeo en aplicaciones de pozo de perforación, en la actualidad limitan la longitud de uso práctico de las fibras a aproximadamente 100 milímetros. Por consiguiente, en otras realizaciones, un intervalo de longitud de fibra será de aproximadamente 1 mm a aproximadamente 100 mm o así. En aún otras realizaciones, la longitud será de por lo menos aproximadamente 2 mm hasta aproximadamente 30 mm. De forma similar, los diámetros de fibra preferiblemente variarán hacia arriba a partir de aproximadamente 5 micras. En otras realizaciones, los diámetros variarán de aproximadamente 5 micras a

aproximadamente 40 micras. En otras realizaciones, los diámetros variarán de aproximadamente 8 micras a aproximadamente 20 micras, dependiendo del módulo de la fibra, tal como se describe más plenamente en lo sucesivo en el presente documento. Se prefiere una relación de la longitud con respecto un

5 diámetro (suponiendo que la sección transversal de la fibra sea circular) en exceso de 50. No obstante, las fibras pueden tener una diversidad de formas que varían de áreas en sección transversal redondas u ovals simples a formas más complejas tales como trilobular, de número ocho, en forma de estrella, de sección transversal rectangular, o similares. Preferiblemente, en general se

10 usarán fibras rectas con sección transversales redondas u ovals. Se pueden geometrías de fibras tridimensionales curvadas, onduladas, ramificadas, de forma espiral, huecas, fibriladas, y otras. Una vez más, las fibras pueden estar encorvadas en uno o ambos extremos. Las densidades de fibra y de plaqueta no son críticas, y preferiblemente variarán de por debajo de 1 a 4 g/cm³ o más.

15 Los expertos en la materia reconocerán que una línea divisoria entre qué constituyen “plaquetas”, por un lado, y “fibras”, por otro el lado, tiende a ser arbitraria, con las plaquetas distinguiéndose en la práctica de las fibras por tener dos dimensiones de un tamaño comparable, ambas de las cuales son significativamente más grandes que la tercera dimensión, fibras que, tal como

20 se indica, en general tienen una dimensión significativamente más grande que las otras dos, las cuales son similares en cuanto a su tamaño. Tal como se usan en el presente documento, las expresiones “plaqueta” o “plaquetas” se emplean en su sentido ordinario, sugiriendo planitud o extensión en dos dimensiones particulares, en lugar de en una dimensión, y también se entiende que incluye mezclas tanto de tipos diferentes como de tamaños diferentes. En

25 general, se pueden usar virutas, discos, obleas, películas y tiras del material o materiales poliméricos. De forma convencional, se entiende que la expresión “relación de aspecto” es la relación de una dimensión, en especial una dimensión de una superficie, con respecto a otra dimensión. Tal como se usa

30 en el presente documento, se interpreta que la expresión indica la relación del diámetro del área superficial del lado más grande de un segmento de material, tratando de que o suponiendo que tal área superficial de segmento sea circular, con respecto al espesor del material (como promedio). Por consiguiente, las plaquetas que se utilizan en la invención poseerán una relación de aspecto

35 promedio de de aproximadamente 10 a aproximadamente 10.000. En ciertas

realizaciones, la relación de aspecto promedio es de 100 a 1000. En otras realizaciones, las plaquetas serán más grandes que 5 micras en la dimensión más corta, siendo las dimensiones de una plaqueta que se puede usar en la invención, por ejemplo, de 6 mm × 2 mm × 15 µm.

- 5 En un aspecto particularmente ventajoso de la invención, el tamaño de partícula de la materia particulada polimérica orgánica se puede gestionar o ajustar para adelantar o retardar la reacción o degradación de la suspensión gelificada en la fractura. Por lo tanto, por ejemplo, del contenido total de materia particulada, un 20 por ciento puede comprender partículas más
- 10 grandes, por ejemplo, mayores que 100 micras, y un 80 por ciento más pequeñas, póngase por caso un 80 por ciento más pequeñas que partículas de 20 micras. Tal combinación en la suspensión gelificada puede proporcionar, debido a consideraciones de área superficial, un tiempo diferente de compleción de reacción o descomposición de la materia particulada y, por lo
- 15 tanto, el tiempo de compleción de la ruptura o descomposición de gel, cuando se compara con el que proporciona una distribución de tamaños de partícula diferente.

- La materia particulada sólida, por ejemplo, fibras, o fibras y/o plaqueta, que contiene suspensiones de fluido que se usa en la invención se puede
- 20 preparar de cualquier forma adecuada o en cualquier secuencia u orden. Por lo tanto, la suspensión se puede proporcionar mediante la combinación en cualquier orden en la superficie, y mediante la adición, en unas proporciones adecuadas, de los componentes al fluido o la pasta durante el tratamiento sobre la marcha. Las suspensiones también se pueden combinar fuera de las
- 25 instalaciones. En el caso de algunos materiales, los cuales no son fácilmente dispersables, las fibras se deberían “humectar” con un fluido adecuado, tal como agua o un fluido de pozo de perforación, antes de o durante el mezclado con el fluido de fracturamiento, para permitir una mejor alimentación de las fibras. Se deberían emplear buenas técnicas de mezclado para evitar el
- 30 “amontonamiento” de la materia particulada.

Fibras y partículas erosionables

- Los agentes de sustentación disolubles, degradables o erosionables adecuados incluyen, sin limitación, sólidos solubles en agua, sólidos solubles en hidrocarburos, o mezclas y combinaciones de los mismos. Los ejemplos a
- 35 modo de ejemplo de sólidos solubles en agua y sólidos solubles en

- hidrocarburos incluyen, sin limitación, sal, carbonato de calcio, cera, resinas solubles, polímeros, o mezclas y combinaciones de los mismos. Las sales a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, carbonato de calcio, ácido benzoico, materiales a base de naftaleno, óxido de magnesio, bicarbonato de sodio, de
- 5 cloruro sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, sulfato de amonio, o mezclas y combinaciones de los mismos. Los polímeros a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, poli(ácido láctico) (PLA), ácido poliglicólico (PGA), copolímero de ácido láctico/ácido glicólico (PLGA), polisacáridos, almidones, o mezclas y combinaciones de los mismos.
- 10 Tal como se usa en el presente documento, “polímeros” incluye tanto homopolímeros como copolímeros del monómero indicado con uno o más comonómeros, incluyendo copolímeros de injerto, de bloque y al azar. Los polímeros pueden ser lineales, ramificados, en estrella, reticulados, derivatizados, y así sucesivamente, según se desee. Los agentes de
- 15 sustentación disolubles o erosionables se pueden seleccionar para tener un tamaño y una forma similares a o diferentes del tamaño y la forma de las partículas de agente de sustentación según sea necesario para facilitar la segregación con respecto al agente de sustentación. Las formas de partícula de agente de sustentación disoluble, degradable o erosionable pueden incluir,
- 20 por ejemplo, esferas, barras, plaquetas, cintas y similares, y combinaciones de las mismas. En algunas aplicaciones, se pueden usar haces de fibras disolubles, degradables o erosionables, o materiales fibrosos o deformables.

Los agentes de sustentación disolubles, degradables o erosionables pueden ser capaces de descomponerse en el fluido de fracturamiento a base

25 de agua o en el fluido de fondo de pozo, tal como fibras hechas de poli(ácido láctico) (PLA), poli(ácido glicólico) (PGA), poli(alcohol vinílico) (PVOH), y otros. Las fibras disolubles, degradables o erosionables se pueden hacer de o revestir por un material que se vuelve adhesivo a temperaturas de formación subterránea. Las fibras disolubles, degradables o erosionables que se usan en

30 una realización pueden ser de hasta 2 mm de longitud con un diámetro de 10 - 200 micras, de acuerdo con la condición principal de que la relación entre dos cualesquiera de las tres dimensiones sea mayor que 5 a 1. En otra realización, las fibras disolubles, degradables o erosionables pueden tener una longitud mayor que 1 mm, tal como, por ejemplo, 1 - 30 mm, 2 - 25 mm o 3 - 18 mm, por

35 ejemplo, aproximadamente 6 mm; y estas pueden tener un diámetro de 5 - 100

micras y/o a denier de aproximadamente 0,1 - 20, preferiblemente aproximadamente 0,15 - 6. Estas fibras solubles, degradables o erosionables se desean para facilitar la capacidad de portar agente de sustentación del fluido de tratamiento con unos niveles reducidos de tensioactivos o polímeros viscosificantes de fluido. No es necesario que las secciones transversales de fibras solubles, degradables o erosionables sean circulares y no es necesario que las fibras sean rectas. Si se usan unas fibras solubles, degradables o erosionables fibriladas, los diámetros de las fibrillas individuales pueden ser mucho más pequeños que los diámetros de fibra que se han mencionado en lo que antecede.

Otros componentes de fluido de fracturamiento

El fluido de fracturamiento también puede incluir un compuesto de éster tal como ésteres de poli(ácidos carboxílicos). Por ejemplo, el compuesto de éster puede ser un éster de oxalato, citrato o tetraacetato de etilen diamina. El compuesto de éster que tiene grupos hidroxilo también se puede acetilar. Un ejemplo de esto es que el ácido cítrico se puede acetilar para formar citrato de acetil trietilo. Un éster preferido en la actualidad es citrato de acetil trietilo.

Gases

Los gases adecuados para espumar la composición de gel espumable e iónicamente acoplada incluyen, sin limitación, nitrógeno, dióxido de carbono, o cualquier otro gas adecuado para su uso en el fracturamiento de formaciones, o mezclas o combinaciones de los mismos.

Inhibidores de la corrosión

Los inhibidores de la corrosión adecuados para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación: sales de amonio cuaternario por ejemplo, cloruro, bromuros, yoduros, dimetilsulfatos, dietilsulfatos, nitritos, bicarbonatos, carbonatos, hidróxidos, alcóxidos, o similares, o mezclas o combinaciones de los mismos; sales de bases de nitrógeno; o mezclas o combinaciones de los mismos. Las sales de amonio cuaternario a modo de ejemplo incluyen, sin limitación, sales de amonio cuaternario a partir de una amina y un agente de cuaternarización, por ejemplo, cloruros de alquilo, bromuro de alquilo, yoduros de alquilo, sulfatos de alquilo tales como sulfato de dimetilo, sulfato de dietilo, etc., alcanos dihalogenados tales como dicloroetano, dicloropropano, dicloroetil éter, productos de adición de epiclorohidrina de alcoholes, etoxilatos, o similares; o mezclas o combinaciones de los mismos y un agente de amina, por

ejemplo, alquil piridinas, en especial, alquilpiridinas altamente alquiladas, alquil quinolinas, aminas terciarias sintéticas C6 a C24, aminas derivadas de productos naturales tales como cocos, o similares, metil aminas dialquilsustituidas, aminas derivadas de la reacción de ácidos grasos o aceites y poliaminas, amidoimidazolinas de DETA y ácidos grasos, imidazolinas de etilenodiamina, imidazolinas de diaminociclohexano, imidazolinas de aminoetiletlenodiamina, pirimidina de propano diamina y propeno diamina alquilada, mono y poliaminas oxialquiladas suficientes para convertir todos los átomos de hidrógeno inestables en las aminas en grupos que contienen oxígeno, o similares o mezclas o combinaciones de los mismos. Los ejemplos a modo de ejemplo de sales de bases de nitrógeno incluyen, sin limitación, sales de bases de nitrógeno derivadas de una sal, por ejemplo: ácidos monocarboxílicos C1 a C8 tales como ácido fórmico, ácido acético, ácido propanoico, ácido butanoico, ácido pentanoico, ácido hexanoico, ácido heptanoico, ácido octanoico, ácido 2-etilhexanoico, o similares; ácidos dicarboxílicos C2 a C12, anhídridos y ácidos carboxílicos insaturados C2 a C12, o similares; poliácidos tales como diácido glicólico, ácido aspártico, ácido cítrico, o similares; hidroxí ácidos tales como ácido láctico, ácido itacónico, o similares; ácidos arílicos e hidroxí arílicos; aminoácidos de origen natural o sintéticos; tioácidos tales como tioácido glicólico (TGA); formas de ácido libre de derivados de ácido fosfórico de glicol, etoxilatos, amina etoxilada, o similares, y ácidos aminosulfónicos; o mezclas o combinaciones de los mismos y una amina, por ejemplo: aminas de ácido graso de alto peso molecular tales como cocoamina, aminas de sebo, o similares; aminas de ácido graso oxialquilado; poliaminas de ácido graso de alto peso molecular (di, tri, tetra, o más altas); poliaminas de ácido graso oxialquilado; amino amidas tales como productos de reacción de ácido carboxílico con poliaminas donde los equivalentes de ácido carboxílico es menor que los equivalentes de aminas reactivas y derivados oxialquilados de los mismos; pirimidinas de ácido graso; monoimidazolinas de EDA, DETA o etilen aminas superiores, hexametilen diamina (HMDA), tetrametilenodiamina (TMDA), y análogos superiores de las mismas; bisimidazolinas, imidazolinas de mono y ácidos poliorgánicos; oxazolinas derivadas de monoetanol amina y ácidos grasos o aceites, aminas de éter de ácido graso, mono y bis amidas de aminoetilpiperazina; sales de GAA y de TGA de los productos de reacción de aceite de pino en bruto o aceite

de pino destilado con dietilen triamina; sales de GAA y de TGA de productos de reacción de ácidos de dímero con mezclas de poli aminas tales como TMDA, HMDA y 1,2-diaminociclohexano; sal de TGA de imidazolina derivada de DETA con ácidos grasos de aceite de pino o aceite de semilla de soja, aceite de colza, o similares; o mezclas o combinaciones de los mismos.

Otros aditivos de fluido de fracturamiento

Los fluidos de fracturamiento de la presente invención también pueden incluir otros aditivos tales como modificadores de pH, inhibidores de incrustaciones, aditivos de control de dióxido de carbono, aditivos de control de parafina, aditivos de control de oxígeno, inhibidores de sal u otros aditivos.

Modificadores de pH

Los modificadores de pH adecuados para su uso en la presente invención incluyen, sin limitación, hidróxidos alcalinos, carbonatos alcalinos, bicarbonatos alcalinos, hidróxidos de metal alcalinotérreo, carbonatos de metal alcalinotérreo, bicarbonatos de metal alcalinotérreo, carbonatos de metal de tierras raras, bicarbonatos de metal de tierras raras, hidróxidos de metal de tierras raras, aminas, hidroxilaminas (NH_2OH), hidroxil aminas alquiladas (NH_2OR , donde R es un grupo carbilo que tiene de 1 a aproximadamente 30 átomos de carbono o heteroátomos - O o N), y mezclas o combinaciones de los mismos. Los modificadores de pH preferidos incluyen NaOH , KOH , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, CaO , Na_2CO_3 , KHCO_3 , K_2CO_3 , NaHCO_3 , MgO , $\text{Mg}(\text{OH})_2$ y mezclas o combinaciones de los mismos. Las aminas preferidas incluyen trietilamina, tripropilamina, otras trialquilaminas, bis hidroxil etil etilenodiamina (DGA), bis hidroxietil diamina 1-2 dimetilciclohexano, o similares o mezclas o combinaciones de los mismos.

Control de incrustaciones

Los aditivos adecuados para el control de incrustaciones y útiles en las composiciones de la presente invención incluyen, sin limitación: Agentes quelantes, por ejemplo, sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de EDTA; sales de Na, de K o de NH_4^+ de NTA; sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de ácido eritórico; sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de tioácido glicólico (TGA); sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de ácido hidroxil acético; sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de ácido cítrico; sales de Na^+ , de K^+ o de NH_4^+ de ácido tartárico u otras sales similares o mezclas o combinaciones de los mismos. Aditivos adecuados que trabajan sobre efectos de agregación de umbral, agentes secuestrantes, incluyen, sin

limitación: Fosfatos, por ejemplo, hexametilfosfato de sodio, sales de fosfato lineales, sales de poli(ácido fosfórico), Fosfonatos, por ejemplo, no iónicos tales como HEDP (ácido hidroxitiliden difosfórico), PBTC (fosfoisobutano, ácido tricarboxílico), Amino fosfonatos de: MEA (monoetanolamina), NH_3 , EDA (etilen diamina), Bishidroxietilen diamina, Bisaminoetileter, DETA (dietilenotriamina), HMDA (hexameten diamina), hiperhomólogos e isómeros de HMDA, Poliaminas de EDA y DETA, Diglicolamina y homólogos, o poliaminas similares o mezclas o combinaciones de los mismos; Ésteres de fosfato, por ejemplo, ésteres de poli(ácido fosfórico) o ésteres de pentóxido de fósforo (P_2O_5) de: alanol amins tales como MEA, DEA, trietanol amina (TEA), Bishidroxietiletilen diamina; alcoholes etoxilados, glicerol, glicoles tales como EG (etilenglicol), propilenglicol, butilenglicol, hexilenglicol, trimetilol propano, pentaeritritol, neopentil glicol o similares; Tris y Tetra hidroxí amins; alquil fenoles etoxilados (uso limitado debido a problemas de toxicidad), amins etoxiladas tales como monoaminas tales como MDEA y amins superiores de 2 a 24 átomos de carbono, diaminas de 2 a 24 carbonos átomos de carbono, o similares; Polímeros, por ejemplo, homopolímeros de ácido aspártico, soluble homopolímeros de ácido acrílico, copolímeros de ácido acrílico y ácido metacrílico, terpolímeros de acilatos, AMPS, etc., poliacrilamidas hidrolizadas, poli anhídrido málico (PMA); o similares; o mezclas o combinaciones de los mismos.

Neutralización del dióxido de carbono

Los aditivos adecuados para neutralización del CO_2 y para su uso en las composiciones de la presente invención incluyen, sin limitación, MEA, DEA, isopropilamina, ciclohexilamina, morfolina, diaminas, dimetilaminopropilamina (DMAPA), etilen diamina, metoxi propilamina (MOPA), dimetiletanol amina, metildietanolamina (MDEA) y oligómeros, imidazolinas de EDA y homólogos y productos de adición superiores, imidazolinas de aminoetiletanolamina (AEEA), aminoetilpiperazina, aminoetiletanol amina, di-isopropanol amina, DOW AMP-90™, Angus AMP-95, dialquilaminas (de metilo, etilo, isopropilo), mono alquilaminas (de metilo, etilo, isopropilo), trialquil amins (de metilo, etilo, isopropilo), bishidroxietiletilen diamina (THEED), o similares o mezclas o combinaciones de los mismos.

Control de parafina

Los aditivos adecuados para la dispersión, la retirada de parafina y/o la

distribución de cristales de parafina incluyen, sin limitación: Cellosolves disponibles de DOW Chemicals Company; acetatos de Cellosolve; cetonas; ésteres y sales de acetato y de formiato; tensioactivos compuestos por alcoholes etoxilados o propoxilados, alquil fenoles y/o aminas; ésteres metílicos

5 tales como coconato, laurato, soyato u otros ésteres metílicos de origen natural de ácidos grasos; ésteres metílicos sulfonados tales como coconato sulfonado, laurato sulfonado, soyato sulfonado u otros ésteres metílicos de origen natural sulfonados de ácidos grasos; cloruros de amonio cuaternario de bajo peso molecular de aceites de coco, aceites de soja o aminas C₁₀ a C₂₄ o cloruros de

10 arilo y de alquilo monohalogenados; sales de amonio cuaternario compuestas de cloruros de arilo y/o de alquilo disustituido (por ejemplo, dicoco, etc.) y halogenados de más bajo peso molecular; sales de gemini cuaternario de dialquilo (metilo, etilo, propilo, mixtos, etc.) aminas terciarias y propanos, etanos dihalogenados, etc. o éteres dihalogenados tales como dicloroetil éter

15 (DCEE), o similares; sales de gemini cuaternario de alquil aminas o amidopropil aminas, tales como cocoamidopropildimetilo, sales de amonio bis cuaternario de DCEE; o mezclas o combinaciones de los mismos. Los alcoholes adecuados que se usan en la preparación de los tensioactivos incluyen, sin limitación, alcoholes lineales o ramificados, mezclas especiales de alcoholes

20 que se hacen reaccionar con óxido de etileno, óxido de propileno u óxido de alquilen superior, donde los tensioactivos resultantes tienen un intervalo de HLB. Los alquilfenoles adecuados que se usan en la preparación de los tensioactivos incluyen, sin limitación, nonilfenol, decilfenol, dodecilfenol u otros alquilfenoles donde el grupo alquilo tiene entre aproximadamente 4 y

25 aproximadamente 30 átomos de carbono. Las aminas adecuadas que se usan en la preparación de los tensioactivos incluyen, sin limitación, etilen diamina (EDA), dietilenotriamina (DETA), u otras poliaminas. Los ejemplos a modo de ejemplo incluyen Quadrol, Tetrol, Pentrol disponibles de BASF. Las alcanolaminas adecuadas incluyen, sin limitación, monoetanolamina (MEA),

30 dietanolamina (DEA), productos de reacciones de MEA y/o DEA con ácidos y aceites de coco.

Control de oxígeno

La introducción de agua en el fondo del pozo a menudo se ve acompañada por un aumento en el contenido en oxígeno de los fluidos de

35 fondo de pozo debido al oxígeno disuelto en el agua introducida. Por lo tanto,

- los materiales que se introducen en el fondo del pozo han de trabajar en entornos de oxígeno o han de trabajar lo bastante bien hasta que el contenido en oxígeno se ha agotado mediante reacciones naturales. Para un sistema que no puede tolerar el oxígeno, entonces el oxígeno se ha de retirar o controlar en cualquier material que se introduce en el fondo del pozo. El problema se agrava durante el invierno cuando los materiales inyectados incluyen anticongelantes tales como agua, alcoholes, glicoles, Cellosolves, formiatos, acetatos, o similares y debido a que la solubilidad del oxígeno es más alta a un intervalo de aproximadamente 14 - 15 ppm en agua muy fría. El oxígeno también puede aumentar la corrosión y la formación de incrustaciones. En las aplicaciones de CCT (*capillary coiled tubing*, tubería flexible capilar) que usan soluciones diluidas, las soluciones inyectadas dan como resultado la inyección de un entorno oxidante (O₂) en un entorno reductor (CO₂, H₂S, ácidos orgánicos, etc.).
- Las opciones para controlar el contenido en oxígeno incluyen: (1) desaireación del fluido antes de la inyección de fondo de pozo, (2) adición de sulfuros normales para producir óxidos de azufre, pero tales óxidos de azufre pueden acelerar el ataque con ácido sobre superficies de metal, (3) adición de eritorbatos, ascorbatos, dietilhidroxiamina u otros compuestos reactivos de oxígeno que se añaden al fluido antes de la inyección de fondo de pozo; y (4) adición de inhibidores de la corrosión o agentes de pasivación de metal tales como sales (alcalinas) de potasio de ésteres de glicoles, etiloxilatos de alcoholes polihídricos u otros inhibidores de la corrosión similares. Los ejemplos a modo de ejemplo de agentes de inhibición de oxígeno y de la corrosión incluyen mezclas de tetrametilen diaminas, hexametilen diaminas, 1,2-diaminaciclohexano, cabezas de amina, o productos de reacción de tales aminas con equivalentes molares parciales de aldehídos. Otros agentes de control de oxígeno incluyen amidas salicílicas y benzoicas de poliaminas, que se usan en especial en condiciones alcalinas, acetilen dioles de cadena corta o compuestos similares, ésteres de fosfato, gliceroles de borato, sales de urea y de tiourea de bisoxalidinas u otros compuestos que o bien absorban oxígeno, o bien reaccionen con oxígeno o bien reduzcan o eliminen oxígeno de otro modo.

Inhibidores de sal

- Los inhibidores de sal adecuados para su uso en los fluidos de la presente invención incluyen, sin limitación, Na Minus - Nitrilotriacetamida

disponible de Clearwater International, LLC de Houston, Texas.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS DIBUJOS

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 1A**, se muestra que una realización de una secuencia de pulsos de fracturamiento o de tapones, en general **100** incluye una fase de patín **102** que tiene una duración de patín $t_{\text{patín}}$, una fase de colocación de agente de sustentación **104** que tiene una duración de colocación de agente de sustentación t_{pp} , y una fase de cola **106** que tiene una duración de cola t_i . La fase de colocación de agente de sustentación **104** incluye cuatro fases secundarias **108**, **110**, **112** y **114**, cada fase secundaria **108**, **110**, **112** y **114** incluye dos pulsos de fluido sin agente de sustentación **108a** y **b**, **110a** y **b**, **112a** y **b**, y **114a** y **b** y dos pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **108c** y **d**, **110c** y **d**, **112c** y **d**, y **114c** y **d**. Cada fase secundaria **108**, **110**, **112** y **114** se describe por una duración de ciclo de pulso t_{ciclop} . La duración de ciclo de pulso t_{ciclop} incluye una duración de pulso de fluido que contiene agente de sustentación t_{pcp} y una duración de pulso de fluido sin agente de sustentación t_{pfp} , donde las duraciones t_{ciclop} , t_{pcp} , y t_{pfp} pueden ser las mismas o diferentes para cada fase secundaria **108**, **110**, **112** y **114** y las duraciones t_{pcp} y t_{pfp} en cada ciclo pueden ser las mismas o diferentes.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 1B**, se muestra que otra realización de una secuencia de pulsos de fracturamiento o de tapones, en general **120** incluye una fase de patín **122** que tiene una duración de patín $t_{\text{patín}}$, una fase de colocación de agente de sustentación **124** que tiene una duración de colocación de agente de sustentación t_{pp} , y una fase de cola **126** que tiene una duración de cola t_i . La fase de colocación de agente de sustentación **124** incluye cuatro fases secundarias **128**, **130**, **132** y **134**, cada fase secundaria **128**, **130**, **132** y **134** incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación sinusoidales **128a - c**, **130a - c**, **132a - c** y **134a - c** y una pluralidad de pulsos de fluido que contiene agente de sustentación sinusoidales **128e - g**, **130e - g**, **132e - g** y **134e - g**. Cada fase secundaria **128**, **130**, **132** y **134** se describe por una duración de ciclo de pulso sinusoidal t_{ciclop} . Las duraciones de ciclo de pulso t_{ciclop} pueden ser las mismas o diferentes para cada fase secundaria **128**, **130**, **132** y **134** y las duraciones de las fases que contienen agente de sustentación sinusoidales y las duraciones de las fases sin agente de sustentación sinusoidales en cada ciclo pueden ser las mismas o

diferentes.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 1C**, se muestra que otra realización de una secuencia de pulsos de fracturamiento o de tapones, en general **140** incluye una fase de patín **142** que tiene una duración de patín **5 t_{patín}**, una fase de colocación de agente de sustentación **144** que tiene una duración de colocación de agente de sustentación **t_{pp}**, y una fase de cola **146** que tiene una duración de cola **t_t**. La fase de colocación de agente de sustentación **144** se muestra en el presente caso como una rampa de volumen creciente continua. La rampa **144** incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación **144a - h** y una pluralidad de pulsos de fluido que **10** contiene agente de sustentación **104i - o**. Cada uno de los pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **104i - o** comprende una composición de agregación o una composición de agregación y un pulso de composición de reticulación de revestimiento, el cual se puede centrar en los pulsos de fluido **15** que contiene agente de sustentación **104i - o**. La fase secundaria **108, 110, 112 y 114** se describe por una duración de ciclo de pulso **t_{ciclop}**. La duración de ciclo de pulso **t_{ciclop}** incluye una duración de pulso de fluido que contiene agente de sustentación **t_{pcp}** y una duración de pulso de fluido sin agente de sustentación **t_{pfp}**, donde las duraciones **t_{ciclop}, t_{pcp}, y t_{pfp}** pueden ser las mismas **20** o diferentes para cada fase secundaria **108, 110, 112 y 114** y las duraciones **t_{pcp} y t_{pfp}** en cada ciclo pueden ser las mismas o diferentes.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 1D**, se muestra que otra realización de una secuencia de pulsos de fracturamiento o de tapones, en general **160** incluye una fase de patín **162** que tiene una duración de patín **25 t_{patín}**, una fase de colocación de agente de sustentación **164** que tiene una duración de colocación de agente de sustentación **t_{pp}**, y una fase de cola **166** que tiene una duración de cola **t_t**. La fase de colocación de agente de sustentación **164** se muestra en el presente caso como una rampa de volumen creciente continua. La rampa **164** incluye una inyección de fluido que contiene agente de sustentación creciente continua **164a** y una pluralidad de una **30** composición de agregación o una composición de agregación y unos pulsos de composición de reticulación de revestimiento **164b - h**. Cada uno de los pulsos **164b - h** puede ser de la misma o diferente duración.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 2A**, se muestra que una **35** realización de un patrón de agente de sustentación que se establece en una

formación en la que penetra un pozo de perforación mediante una fase de colocación de agente de sustentación, en general **200** incluye un pozo de perforación **202** que penetra en una formación **204**. El pozo de perforación **202** incluye una sarta de tubería de revestimiento cementada o no cementada **206** y una fractura amplia **208** que está formada en la formación **204** a través de una pluralidad de perforaciones **210** en la sarta **206** por un fluido de patín viscosificado que se inyecta en la formación **204** a una presión suficiente para formar la fractura **208**. La fractura **208** incluye un patrón de agente de sustentación **212** que está formado por la fase de colocación de agente de sustentación **200** que incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación **214a - h** y una pluralidad alterna de pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - g**. El patrón de agente de sustentación **212** comprende un conjunto de redes de agente de sustentación **218a - g** que incluye los pilares de agente de sustentación **220a - g** y las trayectorias de flujo **222a - g**. Los pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - g** tienen las mismas o diferentes composiciones de agente de sustentación (que se muestran en el presente caso como diferentes) dando lugar a los mismos o diferentes pilares de agente de sustentación **218a - g** (que se muestran en el presente caso como diferentes), donde las composiciones de agente de sustentación de pulso de fluido que contiene agente de sustentación difieren en por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación que incluye tipo de agente de sustentación, tamaño de agente de sustentación, forma de agente de sustentación y concentraciones de cada tipo, tamaño, forma de agente de sustentación, o mezclas de los mismos y mezclas o combinaciones de los mismos.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 2B**, se muestra que una realización de un patrón de agente de sustentación que se establece en una formación en la que penetra un pozo de perforación mediante una fase de colocación de agente de sustentación, en general **200** incluye un pozo de perforación **202** que penetra en una formación **204**. El pozo de perforación **202** incluye una sarta de tubería de revestimiento cementada o no cementada **206** y una fractura estrecha **208** que está formada en la formación **204** a través de una pluralidad de perforaciones **210** en la sarta **206** por un fluido de patín viscosificado que se inyecta en la formación **204** a una presión suficiente para formar la fractura **208**. La fractura **208** incluye un patrón de agente de

sustentación **212** que está formado por la fase de colocación de agente de sustentación **200** que incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación **214a - g** y una pluralidad alterna de pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - f**. El patrón de agente de sustentación **212** comprende un conjunto de redes de agente de sustentación **218a - f** que incluye los pilares de agente de sustentación **220a - f** y las trayectorias de flujo **222a - f**. Los pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - f** tienen las mismas o diferentes composiciones de agente de sustentación (que se muestran en el presente caso como diferentes) dando lugar a los mismos o diferentes pilares de agente de sustentación **220a - f** (que se muestran en el presente caso como diferentes), donde las composiciones de agente de sustentación de pulso de fluido que contiene agente de sustentación difieren en por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación que incluye tipo de agente de sustentación, tamaño de agente de sustentación, forma de agente de sustentación y concentraciones de cada tipo, tamaño, forma de agente de sustentación, o mezclas de los mismos y mezclas o combinaciones de los mismos.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 2C**, se muestra que una realización de un patrón de agente de sustentación que se establece en una formación en la que penetra un pozo de perforación mediante una fase de colocación de agente de sustentación, en general **200** incluye un pozo de perforación **202** que penetra en una formación **204**. El pozo de perforación **202** incluye una sarta de tubería de revestimiento cementada o no cementada **206** y una fractura cuadrada **208** ilustrativa que está formada en la formación **204** a través de una pluralidad de perforaciones **210** en la sarta **206** por un fluido de patín viscosificado que se inyecta en la formación **204** a una presión suficiente para formar la fractura **208**. La fractura **208** incluye un patrón de agente de sustentación **212** que está formado por la fase de colocación de agente de sustentación **200** que incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación **214a - e** y una pluralidad alterna de pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - f**. El patrón de agente de sustentación **212** comprende un conjunto de redes de agente de sustentación **218a - f** que incluye los grupos de pilares de agente de sustentación **220a - f** y las trayectorias de flujo mayores **222a - f** y unas trayectorias de flujo menores en el interior de grupos de pilares (que no se muestran, pero evidentes a partir de los

grupos). Los pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216a - f** tienen las mismas o diferentes composiciones de agente de sustentación (que se muestran en el presente caso como diferentes) dando lugar a los mismos o diferentes pilares de agente de sustentación **220a - f** (que se muestran en el presente caso como diferentes), donde las composiciones de agente de sustentación de pulso de fluido que contiene agente de sustentación difieren en por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación que incluye tipo de agente de sustentación, tamaño de agente de sustentación, forma de agente de sustentación y concentraciones de cada tipo, tamaño, forma de agente de sustentación, o mezclas de los mismos y mezclas o combinaciones de los mismos.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 2D**, se muestra que una realización de un patrón de agente de sustentación que se establece en una formación en la que penetra un pozo de perforación mediante una fase de colocación de agente de sustentación, en general **200** incluye un pozo de perforación **202** que penetra en una formación **204**. El pozo de perforación **202** incluye una sarta de tubería de revestimiento cementada o no cementada **206** y una fractura muy ramificada **208** que está formada en la formación **204** a través de las perforaciones **210** en la sarta **206** por un fluido de patín viscosificado que se inyecta en la formación **204** a una presión suficiente para formar la fractura **208**. La fractura **208** incluye un patrón de agente de sustentación **212** que está formado por la fase de colocación de agente de sustentación **200** que incluye una pluralidad de pulsos de fluido sin agente de sustentación **214** y una pluralidad alterna de pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216**. El patrón de agente de sustentación **212** comprende los pilares de agente de sustentación **218** y unas trayectorias de flujo en el interior de grupos de pilares (que no se muestran). Los pulsos de fluido que contiene agente de sustentación **216** pueden tener las mismas o diferentes composiciones de agente de sustentación (que se muestran en el presente caso como diferentes) dando lugar a los mismos o diferentes pilares de agente de sustentación **218** (que se muestran en el presente caso como diferentes), donde las composiciones de agente de sustentación de pulso de fluido que contiene agente de sustentación difieren en por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación que incluye tipo de agente de sustentación, tamaño de agente de sustentación, forma de agente de sustentación y concentraciones

de cada tipo, tamaño, forma de agente de sustentación, o mezclas de los mismos y mezclas o combinaciones de los mismos.

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 2E**, se muestra que una realización de un patrón de empaque de fracturamiento que se establece en una formación en la que penetra un pozo de perforación, en general **200** incluye un pozo de perforación **202** que penetra en una formación **204**. El pozo de perforación **202** incluye una sarta de tubería de revestimiento cementada o no cementada **206** y un empaque de fracturamiento **208** que está formado en la formación **204** a través de una pluralidad de perforaciones **210** en la sarta **206** por un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado que se inyecta en la formación **204** a una presión suficiente para formar el empaque de fracturamiento **208**. El empaque de fracturamiento **208** incluye un patrón de pilares de agente de sustentación **212** que incluye una pluralidad de pilares de agente de sustentación **214** y una pluralidad de trayectorias de flujo **216** a su través.

Haciendo referencia a continuación a **las Figuras 3A - I**, se ilustran nueve configuraciones de pilares diferentes, incluyendo cada configuración diferentes tipos de agente de sustentación en diferentes disposiciones. Mirando **la Figura 3A**, se muestra una configuración de agente de sustentación regular **300** que incluye las partículas de agente de sustentación sólidas tratadas **302** que tienen un revestimiento de composición de agregación **304** sobre las mismas. Mirando **la Figura 3B**, se muestra una configuración de agente de sustentación irregular **306** que incluye las partículas de agente de sustentación sólidas tratadas **308** que tienen un revestimiento de composición de agregación **310** sobre las mismas y las partículas de agente de sustentación sin tratar huecas **312**. Mirando **la Figura 3C**, se muestra otra configuración de agente de sustentación irregular **314** que incluye unas partículas de agente de sustentación huecas tratadas **316** que tienen un revestimiento de composición de agregación **318** sobre las mismas y las partículas de agente de sustentación sin tratar sólidas **320**. Mirando **la Figura 3D**, se muestra otra configuración de agente de sustentación irregular **322** que incluye dos partículas de agente de sustentación sólidas tratadas de diferente tamaño **324** y **326** que tienen un revestimiento de composición de agregación **328** y **330** sobre las mismas. Mirando **la Figura 3E**, se muestra otra configuración de agente de sustentación irregular **332** que incluye unas partículas de agente de sustentación de forma

- regular sólidas tratadas **334** que tienen un revestimiento de composición de agregación **336** sobre las mismas, unas partículas de agente de sustentación de forma irregular sólidas tratadas **338** que tienen un revestimiento de composición de agregación **340** sobre las mismas y unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas sin tratar **342**. Mirando **la Figura 3F**, se muestra otra configuración de agente de sustentación irregular **344** que incluye unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **346** que tienen un revestimiento de composición de agregación **348** sobre las mismas y unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas sin tratar **350**.
- 10 Mirando **la Figura 3G**, se muestra otra configuración de agente de sustentación regular **352** que incluye unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **354** que tienen un revestimiento de composición de agregación **356** sobre las mismas y una fibra no erosionable **358** enmarañada con y que rodea parcialmente el conglomerado. Mirando **la Figura 3H**, se muestra otra
- 15 configuración de agente de sustentación irregular **360** que incluye unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **362** que tienen un revestimiento de composición de agregación **364** sobre las mismas y unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas sin tratar **366** y una fibra no erosionable enmarañada **368**. Mirando **la Figura 3I**, se muestra otra
- 20 configuración de agente de sustentación irregular **370** que incluye unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **372** que tienen un revestimiento de composición de agregación **374** sobre las mismas y unas partículas de agente de sustentación regulares huecas sin tratar **376** y que rodean las fibras no erosionables **378**. Por supuesto, se debería reconocer que
- 25 cualquier aplicación de fracturamiento dada puede incluir cualquiera de estos grupos de agente de sustentación en cualquier proporción relativa.

- Haciendo referencia a continuación a **las Figuras 4A - J**, se ilustran diez grupos de pilares diferentes, incluyendo cada grupo cuatro pilares, teniendo cada figura un tipo de pilar de agente de sustentación diferente que difiere en el
- 30 tipo de partícula de agente de sustentación y la configuración de pilar pilar. Mirando **la Figura 4A**, se muestra una configuración de grupo de pilares **400** que incluye cuatro pilares de agente de sustentación irregulares **402** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **404** y unas partículas de agente de sustentación regulares sin tratar **406**.
- 35 Mirando **la Figura 4B**, se muestra otra configuración de grupo de pilares **408**

que incluye cuatro pilares de agente de sustentación regulares **410** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **412**. Mirando **la Figura 4C**, se muestra una configuración de grupo de pilares **414** que incluye cuatro pilares de agente de sustentación irregulares **416** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **418** y unas partículas de agente de sustentación regulares huecas sin tratar **420**. Mirando **la Figura 4D**, se muestra una configuración de grupo de pilares **422** que incluye cuatro pilares de agente de sustentación irregulares **424** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **426**, unas partículas de agente de sustentación irregulares sólidas tratadas **428** y unas partículas de agente de sustentación regulares sin tratar **430**. Mirando **la Figura 4E**, se muestra una configuración de grupo de pilares **432** que incluye cuatro pilares de agente de sustentación irregulares **434** que incluyen dos partículas de agente de sustentación sólidas tratadas de diferente tamaño **436** y **438**. Mirando **la Figura 4F**, se muestra una configuración de grupo de pilares **440** que incluye cuatro pilares de agente de sustentación irregulares **442** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares huecas tratadas **444** y unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas sin tratar **446**. Mirando **la Figura 4G**, se muestra una configuración de grupo de pilares **448** que incluye seis tipos de pilar de agente de sustentación diferentes **450a - f** que incluyen diferentes partículas de agente de sustentación sólidas tratadas **452** y diferentes partículas de agente de sustentación sin tratar **454**. Mirando **la Figura 4H**, se muestra una configuración de grupo de pilares **456** que incluye dos tipos de pilar de agente de sustentación irregulares **458a** y **b** que incluyen unas partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **460** y unas partículas de agente de sustentación regulares sin tratar **462**. Mirando **la Figura 4I**, se muestra una configuración de grupo de pilares **464** que incluye dos tipos de pilar de agente de sustentación irregulares **466a** y **b** que incluyen diferentes partículas de agente de sustentación sólidas tratadas **468** y diferentes partículas de agente de sustentación sin tratar **470**. Mirando **la Figura 4J**, se muestra una configuración de grupo de pilares **472** que incluye tipos de pilar de agente de sustentación regulares e irregulares **474a** y **b** que incluyen diferentes partículas de agente de sustentación regulares sólidas tratadas **476** y diferentes partículas sin tratar **478**.

Haciendo referencia a continuación a **las Figuras 5A - D**, se ilustran

cuatro patrones de perforación, incluyendo cada patrón diferentes grupos de perforaciones que están separados por tramos de no perforación. Mirando **la Figura 5A**, un intervalo de perforación **500** se muestra en un pozo de perforación **502** que se puede entubar con una tubería de revestimiento cementada o no cementada **504**. El intervalo **500** incluye dos grupos de perforaciones **506** y **508**. El grupo de perforaciones **506** comprende seis perforaciones estrechamente separadas **510**, mientras que el segundo grupo **508** incluye una única perforación **512**. Mirando **la Figura 5B**, un intervalo de perforación **520** se muestra en un pozo de perforación **522** que se puede entubar con una tubería de revestimiento cementada o no cementada **524**. El intervalo **520** incluye dos grupos de perforaciones **526** y **528**. El grupo de perforaciones **526** comprende seis perforaciones estrechamente separadas **530**, mientras que el segundo grupo **528** incluye tres perforaciones estrechamente separadas **532**. Mirando **la Figura 5C**, un intervalo de perforación **540** se muestra en un pozo de perforación **542** que se puede entubar con una tubería de revestimiento cementada o no cementada **544**. El intervalo **540** incluye tres grupos de perforaciones **546**, **548** y **550**. El grupo de perforaciones **546** comprende cinco perforaciones estrechamente separadas **552**; el segundo grupo **548** incluye tres perforaciones estrechamente separadas **554**; y el tercer grupo de perforaciones **550** incluye tres perforaciones estrechamente separadas **556**. Mirando **la Figura 5D**, un intervalo de perforación **560** se muestra en un pozo de perforación **562** que se puede entubar con una tubería de revestimiento cementada o no cementada **564**. El intervalo **560** incluye tres grupos de perforaciones **566**, **568** y **570**. El grupo de perforaciones **566** comprende cuatro perforaciones menos estrechamente separadas **572**; el segundo grupo **568** incluye tres perforaciones estrechamente separadas **574**; y el tercer grupo de perforaciones **570** incluye seis perforaciones estrechamente separadas **576**. Se debería reconocer que los intervalos de perforación anteriores se incluyen simplemente como ilustraciones de diferentes configuraciones de perforación. Estos intervalos se pueden repetir en bloques en patrones para producir unas configuraciones de perforación larga o corta. Adicionalmente, se debería reconocer que las dimensiones de la perforación se pueden ajustar de tal modo que cada grupo de perforación permitirá, de forma selectiva, diferentes tamaños de partícula de agente de sustentación a su través.

EXPERIMENTOS DE LA INVENCION

Haciendo referencia a continuación a **la Figura 6**, se muestra una tabla que proporciona unos intervalos de potencial zeta y las propensiones de agregación correspondientes. El potencial o propensión de agregación máximo está asociado con unos potenciales zeta entre +3 mV y -5 mV; un potencial o propensión de agregación fuerte está asociado con unos potenciales zeta entre -5 mV y -10 mV; un potencial o propensión de agregación de medio a débil está asociado con unos potenciales zeta entre -10 mV y -15 mV; un potencial o propensión de agregación de umbral está asociado con unos potenciales zeta entre -16 mV y -30 mV; y un potencial o propensión de agregación bajo o escaso está asociado con unos potenciales zeta entre -31 mV y -100 mV o más bajos.

La Figura 6 también incluye datos experimentales de sílice sin tratar y sílice que se trata con el agente de agregación SandAid™, un agente de agregación de tipo de producto de reacción de amina - fosfato disponible de Weatherford International, el cual forma un revestimiento parcial o completo sobre la sílice que altera la propensión de agregación de la sílice tratada. De hecho, la sílice sin tratar tiene un potencial zeta de aproximadamente -47,85 mV, mientras que la sílice tratada SandAid™ tiene un potencial zeta de aproximadamente -1,58 mV, por lo tanto, cambiando un agente de sustentación de no agregación a un agente de sustentación de máxima agregación. De forma similar, el carbón sin tratar el cual tiene un potencial zeta de aproximadamente -28,37 mV, un agente de sustentación de agregación de umbral, cuando se trata con SandAid™, el carbón sin tratar se convierte en un agente de sustentación de carbón tratado que tiene un potencial zeta de aproximadamente 1,194 mV, convirtiendo el agente de sustentación de agregación de umbral en un agente de sustentación de máxima agregación. Mediante el cambio de las cantidades relativas de carbón o sílice tratada y sin tratar, se puede ajustar fácilmente el potencial zeta en volumen o relativo de una composición de agente de sustentación para su uso en los fluidos de fracturamiento que contienen agente de sustentación de la presente invención.

Todas las referencias citadas en el presente documento se incorporan por referencia. A pesar de que la invención se ha divulgado con referencia a sus realizaciones preferidas, a partir de la lectura de la presente descripción, los expertos en la materia pueden apreciar cambios y modificación que se

pueden hacer, los cuales no se apartan del alcance y el ánimo de la invención tal como se ha descrito en lo que antecede y se reivindica en lo sucesivo en el presente documento.

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCTNOTIFICATION OF THE RECORDING
OF A CHANGE(PCT Rule 92bis.1 and
Administrative Instructions, Section 422)

To:

SHANKS, Andrew
Marks & Clerk LLP
Aurora
120 Bothwell Street
Glasgow G2 7JS
ROYAUME-UNI

Date of mailing (day/month/year) 17 December 2015 (17.12.2015)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference PG445730WO	
International application No. PCT/IB2014/002490	International filing date (day/month/year) 18 November 2014 (18.11.2014)

1. The following indications appeared on record concerning: ☒ the applicant ☐ the inventor ☐ the agent ☐ the common representative										
Name and Address CLEARWATER INTERNATIONAL LLC 2000 St James Place Houston, Texas 77056 United States of America	State of Nationality US	State of Residence US								
	Telephone No.									
	Facsimile No.									
	E-mail address									
2. The International Bureau hereby notifies the applicant that the following change has been recorded concerning: ☒ the person ☐ the name ☐ the address ☐ the nationality ☐ the residence										
Name and Address LUBRIZOL OILFIELD SOLUTIONS, INC. 29400 Lakeland Blvd. Wickliffe, Ohio 44092 United States of America	State of Nationality US	State of Residence US								
	Telephone No.									
	Facsimile No.									
	E-mail address ☐ Notifications by e-mail authorized									
3. Further observations, if necessary:										
4. A copy of this notification has been sent to: <table border="0"><tr><td>☐ the receiving Office</td><td>☐ the International Preliminary Examining Authority</td></tr><tr><td>☐ the International Searching Authority</td><td>☒ the designated Offices concerned</td></tr><tr><td>☐ the Authority(ies) specified for supplementary search</td><td>☐ the elected Offices concerned</td></tr><tr><td></td><td>☐ other:</td></tr></table>			☐ the receiving Office	☐ the International Preliminary Examining Authority	☐ the International Searching Authority	☒ the designated Offices concerned	☐ the Authority(ies) specified for supplementary search	☐ the elected Offices concerned		☐ other:
☐ the receiving Office	☐ the International Preliminary Examining Authority									
☐ the International Searching Authority	☒ the designated Offices concerned									
☐ the Authority(ies) specified for supplementary search	☐ the elected Offices concerned									
	☐ other:									

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland	Authorized officer Nissen Diana e-mail diana.nissen@wipo.int Telephone No. +4122 338 8054
---	---

Facsimile No. +41 22 338 82 70

PATENT COOPERATION TREATY

From the INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

NOTIFICATION OF DECISION CONCERNING
REQUEST FOR RECTIFICATION

(PCT Rule 91.3(a) and (d))

To:

MARKS & CLERK LLP
Attn. Shanks, Andrew
Aurora Building
120 Bothwell Street
Glasgow G2 7J8
ROYAUME UNI

Per Fax on 17-05-2016

Date of mailing
(day/month/year) 20/05/2016

Applicant's or agent's file reference

PG445730WO

REPLY DUE

NONE

However, see last paragraph below

International application N°.

PCT/IB2014/002490

International filing date
(day/month/year)

18/11/2014

Applicant

CLEARWATER INTERNATIONAL, LLC

The applicant is hereby notified that this International Searching Authority has considered the request for rectification of obvious errors in the international application/in other papers submitted by the applicant to this Authority, and that it has decided:

1. a. ☒ to authorize the rectification:☒ as requested by the applicant.☐ to the extent set forth below*:b. ☒ The rectification **will be or has been taken into account** for the purposes of the international search (Rule 43.6bis (a)).☐ The rectification **has not been taken into account** because it was authorized by this Authority after this Authority has begun to draw up the international search report (Rule 43.6bis (b)).2. ☐ to refuse to authorize the rectification or part of it for the following reasons*:

A copy of this notification, together with a copy of the applicant's request for rectification, has been sent to the receiving Office and to the International Bureau.

* **If the authorization of the rectification has been refused in whole or in part**, the applicant may request the International Bureau, within two months from the date of the refusal and subject to the payment of a special fee, to publish the request for rectification and the reasons for refusal by this Authority and any further brief comments that may be submitted by the applicant together with the international application. See rule 91.3(d) and, for the amount of the fee, see the **PCT Applicant's Guide**, Volume I, Annex B2(IB).

Name and mailing address of the International Searching Authority



European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL-2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Aikaterini Drakonaki

5. Dec. 2014 11:23

No. 0714 P. 4/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

CLAIMS

We claim:

1. A re-healable proppant island comprising:
a first amount of a treated proppant,
where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of a zeta potential altering composition, and
where the first amount is sufficient: (a) to allow formation of proppant islands in fractures formed in a formation or zone thereof during fracturing operations and to maintain the proppant islands substantially intact, if the proppant islands and/or particles within the proppant islands move within the formation during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations, or (b) to allow formation of proppant islands in fractures formed in a formation or zone thereof during fracturing operations, to allow the proppant islands to re-heal or break apart and reform during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations maintaining high fracture conductivity, and to capture formation fines during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations.
2. A self healing proppant island comprising:
a first amount of a treated proppant,
where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of a zeta potential altering composition,
where the second amount is sufficient: (a) to allow formation of proppant islands in fractures formed in a formation or zone thereof and to allow the islands to break apart and reform without substantial loss in proppant during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations, or (b) to allow formation of proppant islands in fractures formed in a formation or zone thereof, to allow the islands to break apart and reform without substantial loss in proppant during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations, and to capture formation fines during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations.

5. Dec. 2014 11:23

No. 0714 P. 5/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

3. A composition for forming proppants islands within a formation or zone thereof, where the composition comprises:

a first amount of a treated proppant,

where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of a zeta potential altering composition, and

where the first amount is sufficient: (a) to allow the compositions to form islands in the formation or zone thereof during and/or after fracturing operations, or (b) to allow the compositions to form islands in the formation or zone thereof and to capture formation fines during and/or after fracturing operations, or during injection operations, or during production operations.

4. The islands and composition of claims 1-3, further comprising:

a second amount untreated proppant

a third amount of a non-erodible fiber, and

a fourth amount of an erodible material comprising erodible particles, erodible fibers, or mixtures and combinations thereof.

5. The islands and composition of claims 1-3, wherein the zeta potential altering composition comprises an aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, an amine component, an amine-phosphate reaction product, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof.

6. A method for fracturing a subterranean formation comprising:

a proppant placement stage comprising injecting under fracturing conditions into the formation penetrated by a wellbore at least two fracturing fluids differing in: (1) at least one proppant composition property, or (2) at least one fluid property, or (3) a combination of these differences, where the differences improve proppant placement and proppant island formation in the fractures.

5. Dec. 2014 11:23

No. 0714 P. 6/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

7. The method of claim 6, wherein:

the fracturing fluid properties include fluid composition, fluid pressure, fluid temperature, fluid pulse duration, proppant settling rate, or mixtures and combinations thereof,

the proppant composition properties include proppant types, proppant sizes, proppant strengths, proppant shapes, or mixtures and combinations thereof, and

the fracturing fluids are selected from the group consisting of (a) proppant-free fluids including (i) a base fluid or (ii) a base fluid and an aggregating composition and/or a viscosifying composition and (b) proppant-containing fluids including (i) a base fluid, a viscosifying composition, and a proppant composition or (ii) a base fluid, a viscosifying composition, a proppant composition and an aggregating composition,

where the aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof,

the proppant composition including untreated proppant, treated proppant, or mixtures and combinations thereof, and

the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of an aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof.

8. The method of claim 7, wherein the proppant compositions differ in at least one of the following properties: (c) an amounts of untreated and treated proppant, (d) densities of the untreated and/or treated proppants, (e) sizes of the untreated and/or treated proppants, (f) shapes of the untreated and/or treated proppants, or (g) strengths of the untreated and/or treated proppants.

9. The island of claim 8, wherein the proppant compositions further include (i) a non-erodible fiber, (ii) an erodible material comprising erodible particles, erodible fibers, or mixtures and combinations thereof, or (iii) mixtures or combinations thereof.

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 7/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

10. The method of claim 7, wherein the proppant settling rate is control by adjusting a pumping rates and wherein the viscosified fracturing fluids differ in the viscosifying composition
11. The method of claim 6, wherein the injecting step comprises:
injecting the at least two different fracturing fluids according to an injection sequence.
12. The method of claim 11, wherein at least one of the fluids is proppant-free fluid and at least one of the fluids is a proppant-containing fluid.
13. The method of claim 12, wherein the injection sequence comprises injecting the at least two different fracturing fluids in alternating stages during the fracturing operation.
14. The method of claim 6, further comprising
prior to the proppant placement step, a pad stage comprising injecting into the a pad fluid comprising a base fluid and a viscosifying composition or a base fluid, a viscosifying composition, and an aggregating composition.
15. A method for fracturing a subterranean formation comprising
a proppant placement stage comprising injecting into the formation penetrated by a wellbore at least two different fracturing fluid according to an injection sequence, where the fracturing fluids differ in at least one property.
16. The method of claim 15, further comprising
prior to the proppant placement step, a pad stage comprising injecting into the a pad fluid comprising a base fluid and a viscosifying composition or a base fluid, a viscosifying composition, and an aggregating composition.
17. The method of claim 16, wherein the properties include a fluid composition, a fluid pressure, a fluid temperature, a fluid pulse duration, a proppant settling rate, proppant types, proppant sizes, proppant strengths, proppant shapes, or mixtures and combinations thereof.

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 8/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

18. The method of claim 16, wherein the fracturing fluids are selected from the group consisting of (a) proppant-free fluids including a base fluid or a base fluid and an aggregating composition and/or a viscosifying composition and (b) proppant-containing fluids including a base fluid, a viscosifying composition, and a proppant composition or a base fluid, a viscosifying composition, a proppant composition and an aggregating composition,

where the aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof,

the proppant composition including untreated proppant, treated proppant, or mixtures and combinations thereof, and

the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of an aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof.

19. The method of claim 18, wherein the proppant compositions differ in at least one of the following properties: (c) an amounts of untreated and treated proppant, (d) densities of the untreated and/or treated proppants, (e) sizes of the untreated and/or treated proppants, (f) shapes of the untreated and/or treated proppants, or (g) strengths of the untreated and/or treated proppants.

20. The island of claim 19, wherein the proppant compositions further include (i) a non-erodible fiber, (ii) an erodible material comprising erodible particles, erodible fibers, or mixtures and combinations thereof, or (iii) mixtures or combinations thereof.

21. The method of claim 15, wherein the injecting step comprises:
injecting the at least two different fracturing fluids according to an injection sequence.

22. The method of claim 21, wherein at least one of the fluids is proppant-free and at least one of the fluids includes a proppant composition.

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 9/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

23. The method of claim 22, wherein the injection sequence comprises injecting the at least two different fracturing fluids in alternating stages during the fracturing operation.

24. The method of claim 15, further comprising
after the proppant placement step, a tail-in stage comprising injecting into the a tail-in fluid comprising (i) a base fluid, a viscosifying composition, and a proppant composition or (ii) a base fluid, a viscosifying composition, a proppant composition, and an aggregating composition.

25. A method for placing a proppant/flow path network in fractures in a fracturing layer penetrated by a wellbore, the method comprises:

a proppant placement stage comprising:

injecting, into the fracturing layer above fracturing pressure through a pattern of perforations comprising groups of perforations separated by non-perforated spans, a sequence of slugs of at least one proppant-free fluid selected from the group consisting of a non-viscosified proppant-free fluid or a viscosified proppant-free fluid and at least one proppant-containing fluid selected from the group consisting of a non-viscosified proppant-containing fluid or a viscosified proppant-containing fluid,

where the non-viscosified proppant-free fluid comprises:

- (a) a base fluid or
- (b) a base fluid and an aggregating composition,

where the viscosified proppant-free fluid comprises:

- (a) a base fluid and a viscosifying composition or
- (b) a base fluid, a viscosifying composition, and an aggregating composition,

where the non-viscosified proppant-containing comprises:

- (a) a base fluid and a proppant composition, or
- (b) a base fluid, a proppant composition, and an aggregating composition,

where the viscosified proppant-containing comprises:

- (a) a base fluid, a viscosifying composition and, a proppant composition or

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 10/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

(b) a base fluid, a viscosifying composition, a proppant composition, and an aggregating composition,

where the aggregating composition comprises:

an amine-phosphate reaction product,
amine component,
amine polymeric aggregating composition,
a coacervate aggregating composition, or
mixtures and combinations thereof, and

where the proppant-containing fluids form proppant pillars within the fractures during fracturing and/or after fracturing as the fractures closes.

26. The method of claim 25, further comprising:

causing the sequence of slugs injected through neighboring perforation groups to move through the fractures at different rates.

27. The method of claim 25, wherein at least one of the parameters slug volume, slug composition, proppant composition, proppant sizes, proppant shapes, proppant densities, proppant strengths, proppant concentrations, pattern length, number of perforation groups, perforation group separations, perforation group orientations, number of holes in each perforation group, perforation group shot densities, perforation group lengths, number of non-perforation spans, non-perforation span lengths, methods of perforation, or combinations thereof change according to the slug sequence.

28. The method of claim 27, wherein the proppant composition comprises a first amount of an untreated proppant, a second amount of a treated proppant, a third amount of an erodible or dissolvable proppant, and a fourth amount of a non-erodible fiber,

where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of the aggregating composition,

where the erodible or dissolvable proppant comprises erodible or dissolvable organic particles, erodible or dissolvable organic fibers, erodible or dissolvable inorganic particles, and/or erodible or dissolvable inorganic fibers, and

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 11/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

where the non-erodible fibers comprise non-erodible organic fibers and/or non-erodible inorganic fibers.

29. The method of claim 25, wherein:

a sum of the second amount is 100 wt.%,

the first, third and fourth amounts may range between 0 wt.% and 100 wt.%, and

the amounts may sum to values greater than 100%.

30. The method of claim 25, further comprising:

prior to the proppant placement step, a pad stage comprising continuously injecting a viscosified proppant-free fluid into the fracturing fluid under fracturing conditions to form or elongate fractures.

31. The method of claim 25, further comprising:

after the proppant placement step, a tail-in-stage comprising continuously injecting a viscosified proppant-containing fluid into the fracturing fluid.

32. A composition comprising:

a subterranean formation penetrated by a wellbore, where the formation includes fractures having a proppant/flow pathway network, where the network comprises a plurality of proppant clusters forming pillars and a plurality of flow pathways extending through the network to the wellbore improving fluid flow into or out of the fractures,

where the proppant clusters comprises a first amount of untreated proppant, a second amount of treated proppant, and a third amount of non-erodible fibers, and

where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of an aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof,

where the second amount is sufficient: (a) to form the network in the fractures, (b) to maintain the clusters substantially in tact, if the clusters move or break up and reform within the fractures during and/or after a fracturing operation, (c) to enable and enhance fluid flow into and

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 12/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

out of the formation through the fractures, (d) to capture formation fines during and/or after a fracturing operation, or during a injection operation, or during production operation, or (e) mixtures and combinations thereof.

33. The composition of claim 32, wherein
the network comprises proppant-rich regions and proppant-lean regions, where the proppant-lean regions include no or less than 10% of clusters in the proppant-rich regions,
the untreated proppant is selected from the group consisting of sand, nut hulls, ceramics, bauxites, glass, natural materials, plastic beads, particulate metals, drill cuttings, and combinations thereof, and
the treated proppant comprising the untreated proppant including a partial or complete coating of the aggregating composition.

34. The composition of claim 32, wherein:
the second amount is 100 wt.%,
the first and third amounts may range between 0 wt.% and 100 wt.%, and
the amounts may sum to values greater than 100%.

35. The composition of claim 32, wherein the proppant clusters further comprise a fifth amount of erodible or dissolvable proppant particles and/or fibers, the erodible or dissolvable proppant particles and/or fibers that form a plurality of erodible or dissolvable clusters within the network, which erode or dissolve to form additional flow pathways in network.

36. The composition of claim 35, wherein:
a sum of the second and third amounts is 100 wt.%,
the first, fourth and fifth amounts may range between 0 wt.% and 100 wt.%, and
the amounts may sum to values greater than 100%.

37. A composition comprising:
a subterranean formation penetrated by a wellbore, where the formation includes fractures having a proppant/flow pathway network, where the network comprises a plurality of

5. Dec. 2014 11:24

No. 0714 P. 13/23

PCT/IB 2014/002 490 - 05.12.2014

proppant clusters forming pillars, a plurality of erodible or dissolvable clusters, and a plurality of flow pathways extending through the network to the wellbore improving fluid flow into or out of the fractures,

where the proppant clusters comprises proppant composition including a first amount of untreated proppant, a second amount of treated proppant, a third amount of erodible or dissolvable proppant particles and/or fibers, and a fourth amount of non-erodible fibers, and

where the treated proppant comprises a proppant having a partial or complete coating of an aggregating composition comprising an amine-phosphate reaction product, amine component and amine-phosphate reaction product, amine polymeric aggregating composition, a coacervate aggregating composition, or mixtures and combinations thereof, and

where the second amount is sufficient: (a) to form the clusters in the fracture, (b) to maintain the clusters substantially in tact, if the mobile proppant island moves within a formation during fracturing operations, (c) to enable and enhance fluid flow from the formation through the fracture toward the wellbore, (d) to capture formation fines during fracturing operations, injection operations, or production operations, or (e) mixtures and combinations thereof.

38. The composition of claim 37, wherein the network comprises proppant-rich regions and proppant-lean regions, where the proppant-lean regions include no or less than 10% of clusters in the proppant-rich regions.

39. The composition of claim 37, wherein:

the untreated proppant is selected from the group consisting of sand, nut hulls, ceramics, bauxites, glass, natural materials, plastic beads, particulate metals, drill cuttings, and combinations thereof, and

the treated proppant comprise the untreated proppant including a partial or complete coating of the aggregating composition.

40. The composition of claim 37, wherein:

a sum of the second and third amounts is 100 wt.%,

the first, fourth and fifth amounts may range between 0 wt.% and 100 wt.%, and

the amounts may sum to values greater than 100%.

RESUMEN

MÉTODOS Y SISTEMA PARA CREAR FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD ALTA

5

Métodos para formar pilares de agente de sustentación en una formación durante el fracturamiento de formaciones incluyen incluyen periodos de bombeo de un primer fluido de fracturamiento que incluye un agente de sustentación y una composición de agregación que incluye un producto de reacción de un compuesto de fosfato o una pluralidad de fosfatos y una amina, periodos de bombeo de un segundo fluido de fracturamiento que excluye un agente de sustentación y una composición de agregación que incluye un producto de reacción de un compuesto de fosfato y periodos de bombeo de un tercer fluido de fracturamiento que incluye una composición de agregación que incluye un producto de reacción de un compuesto de fosfato, donde el bombeo de los tres fluidos de fracturamiento puede ser en cualquier orden y puede comportar bombeo continuo, bombeo por pulsos o bombeo no continuo.

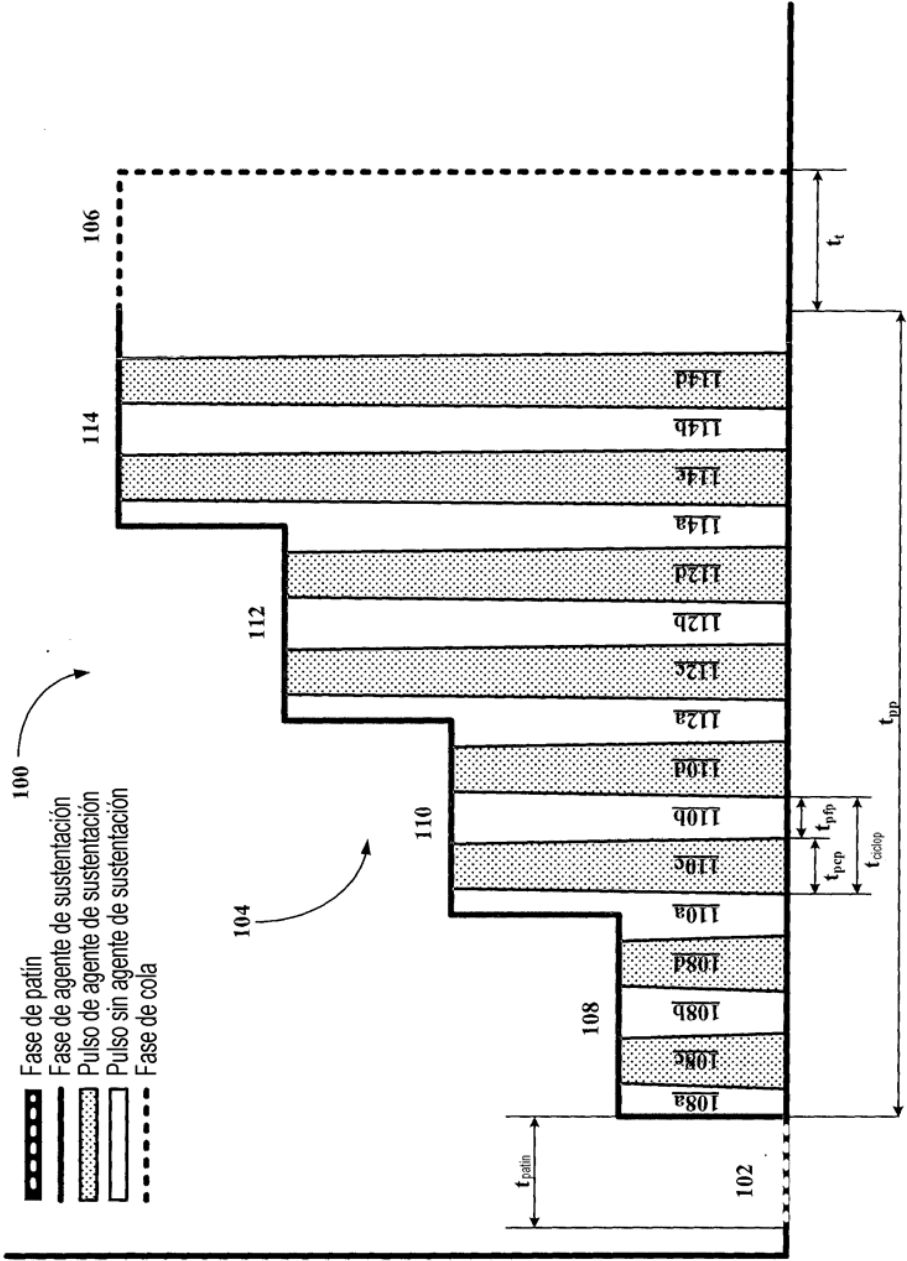


FIG. 1A

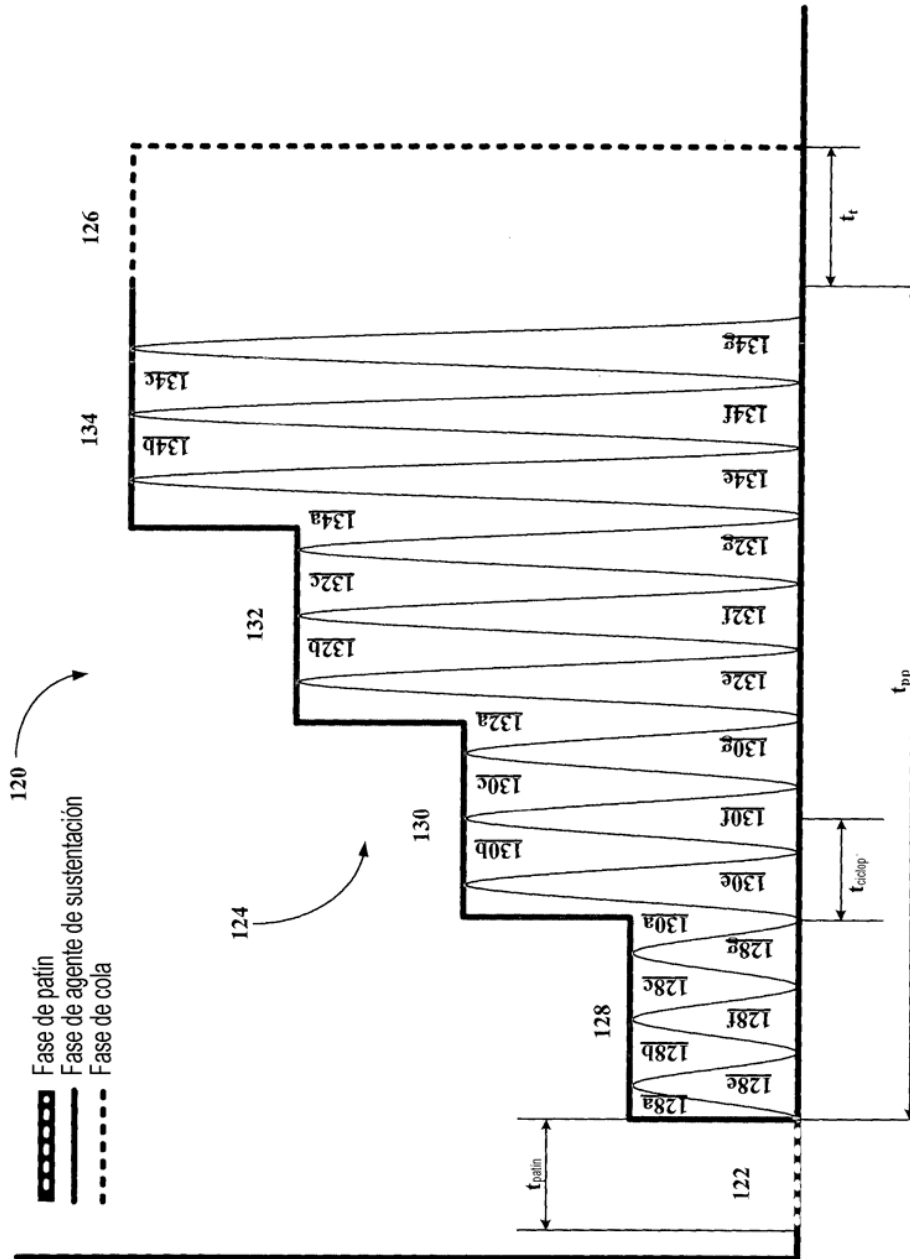


FIG. 1B

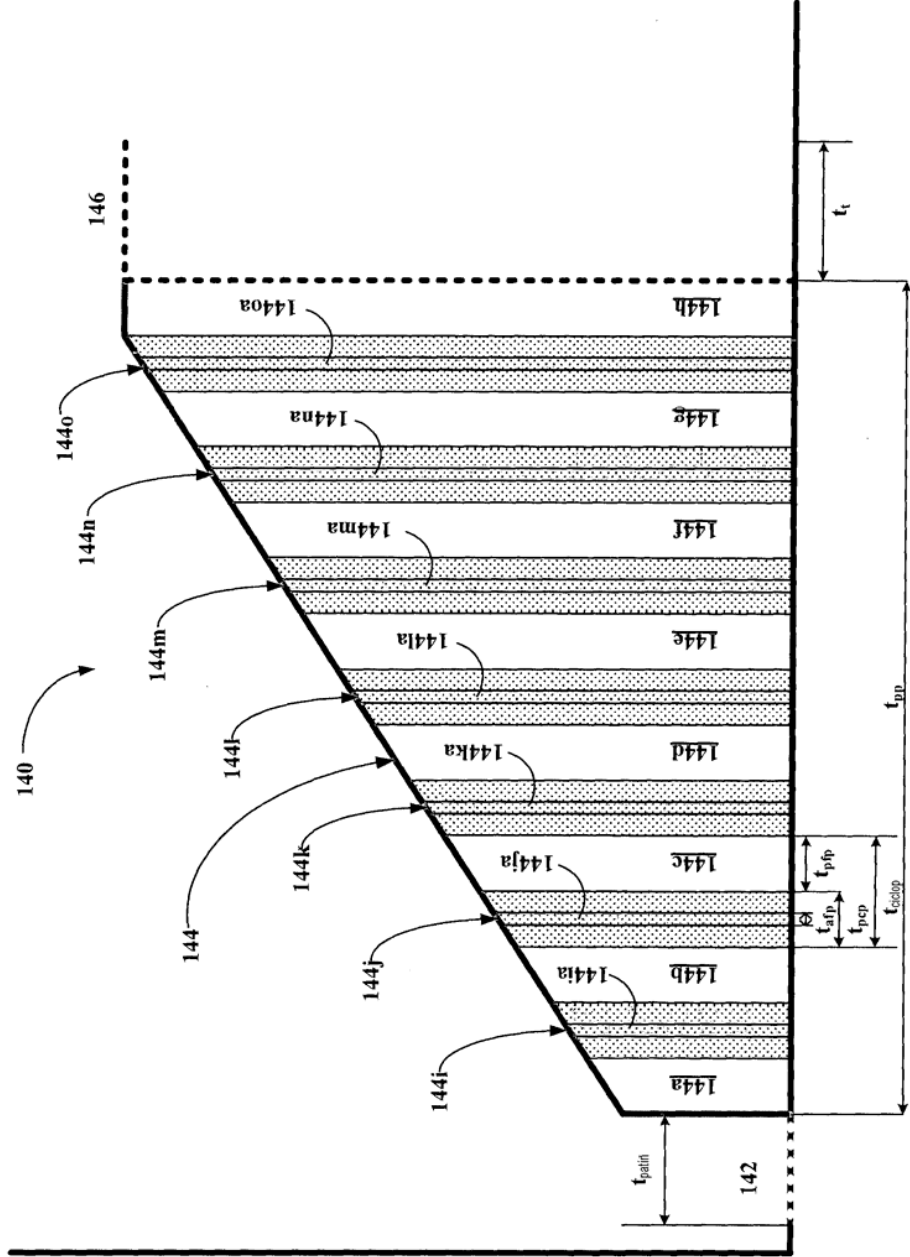


FIG. 1C

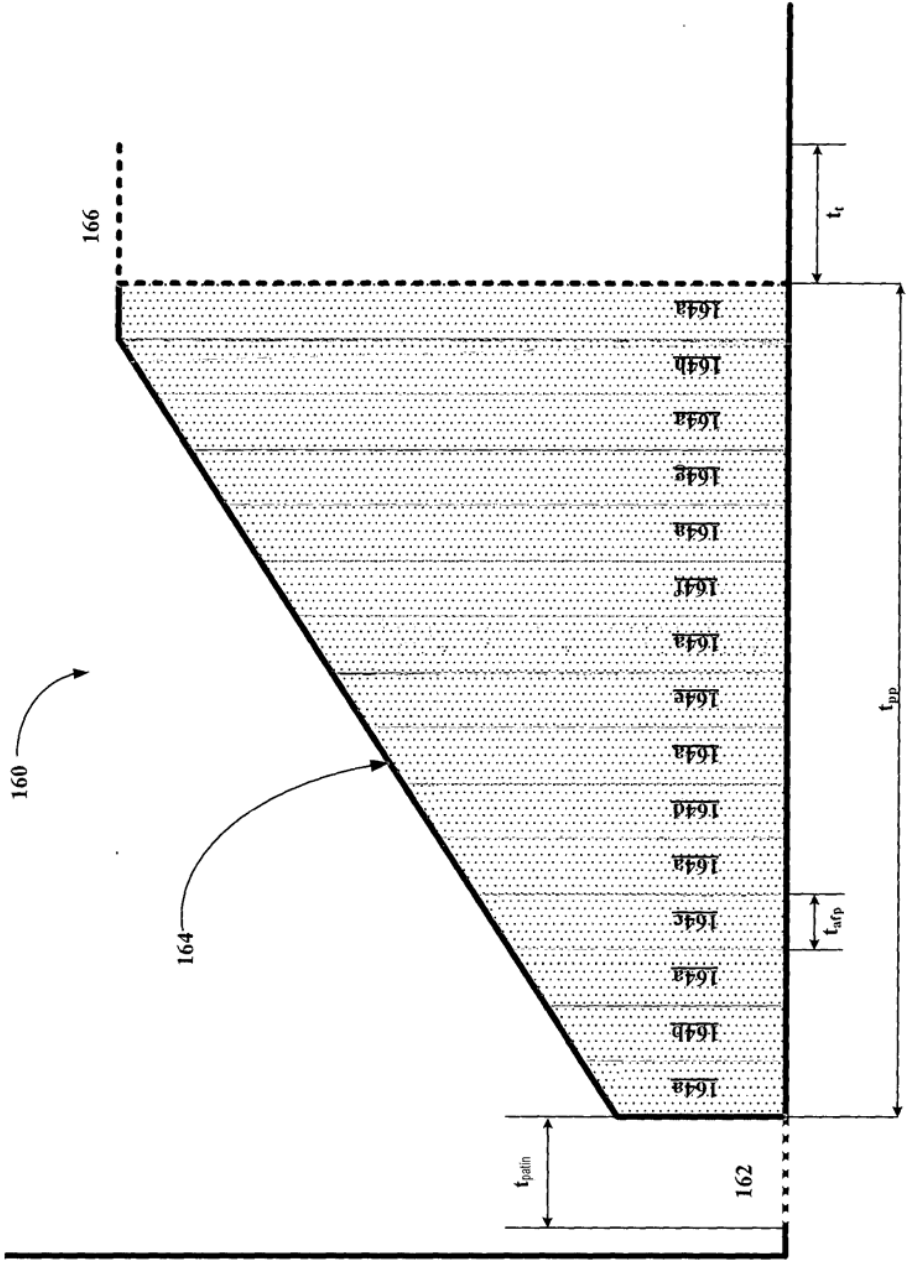


FIG. 1D

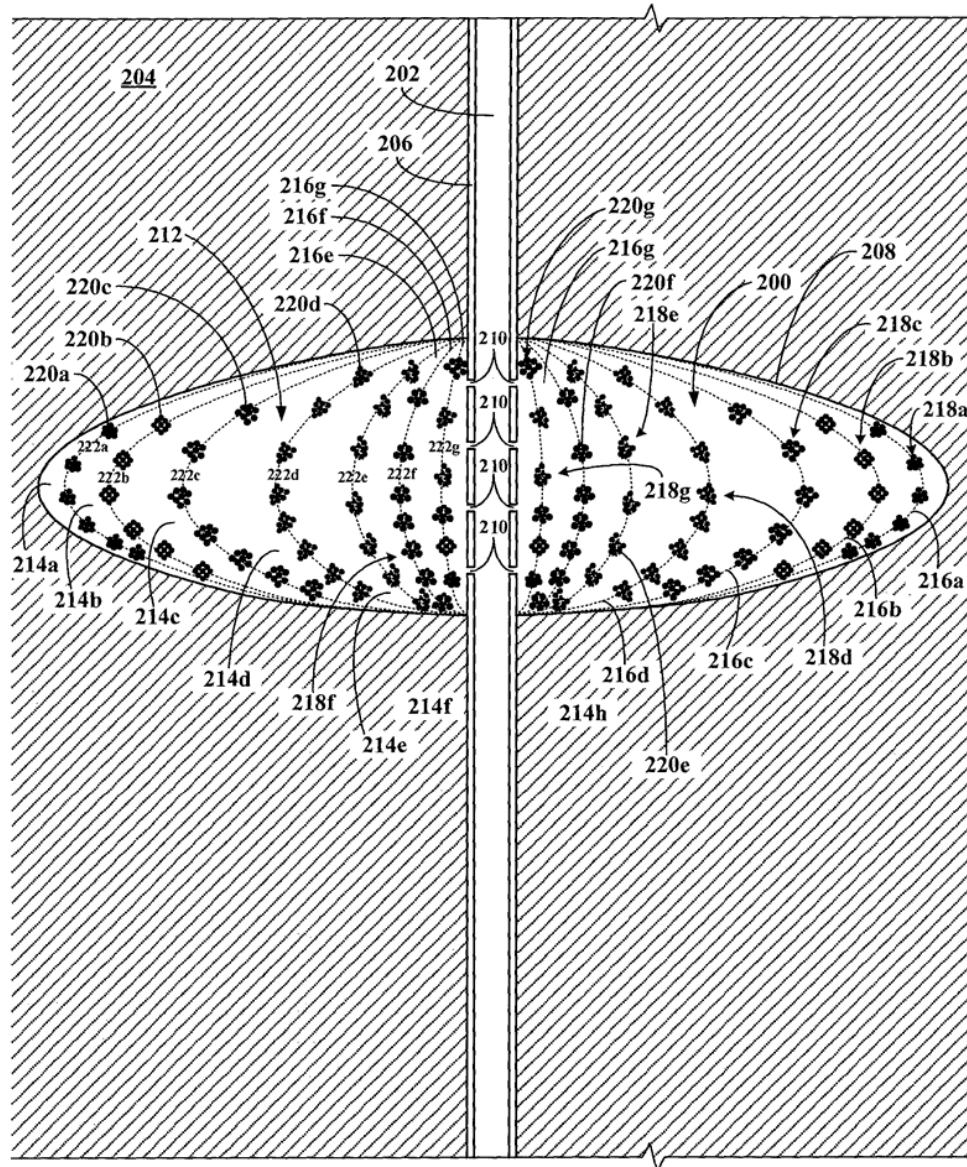


FIG. 2A

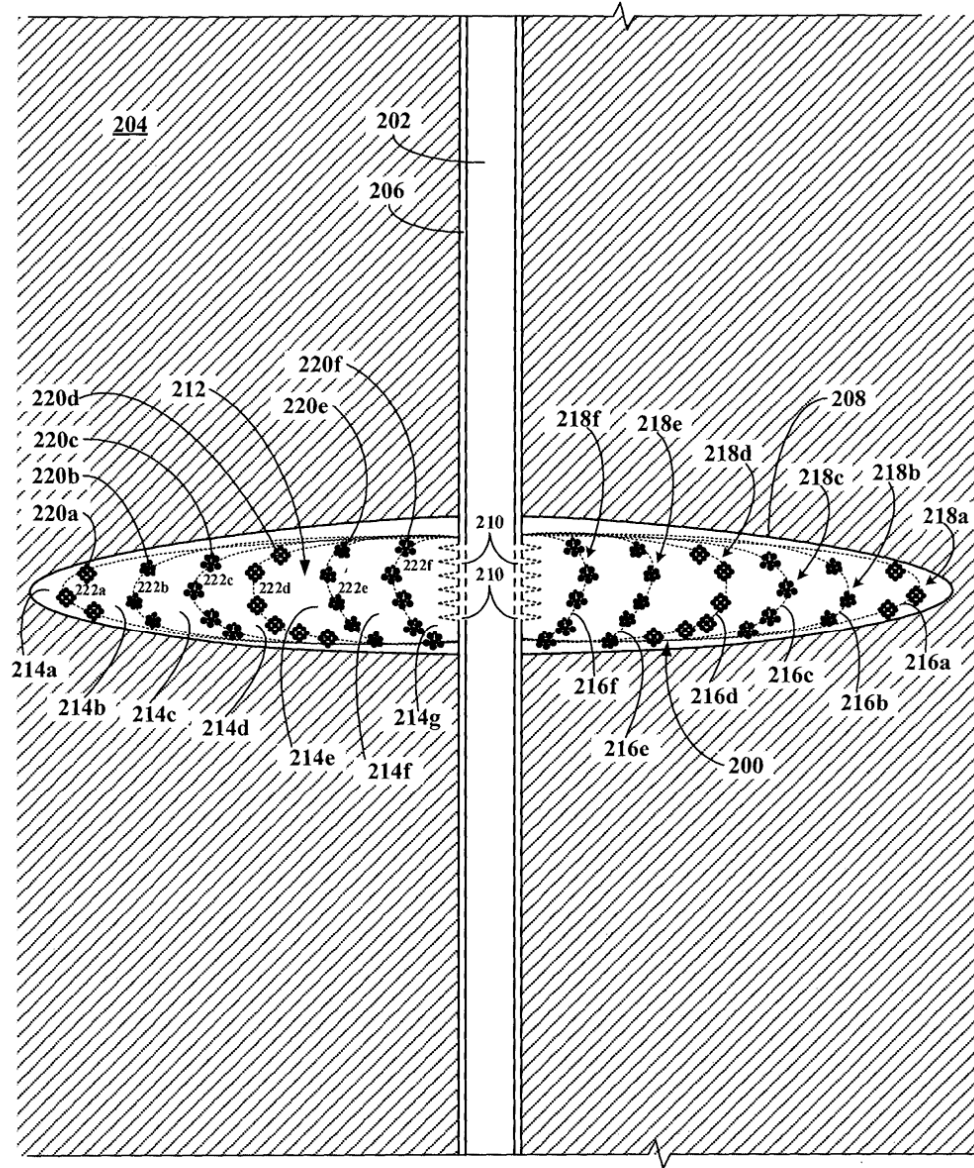


FIG. 2B

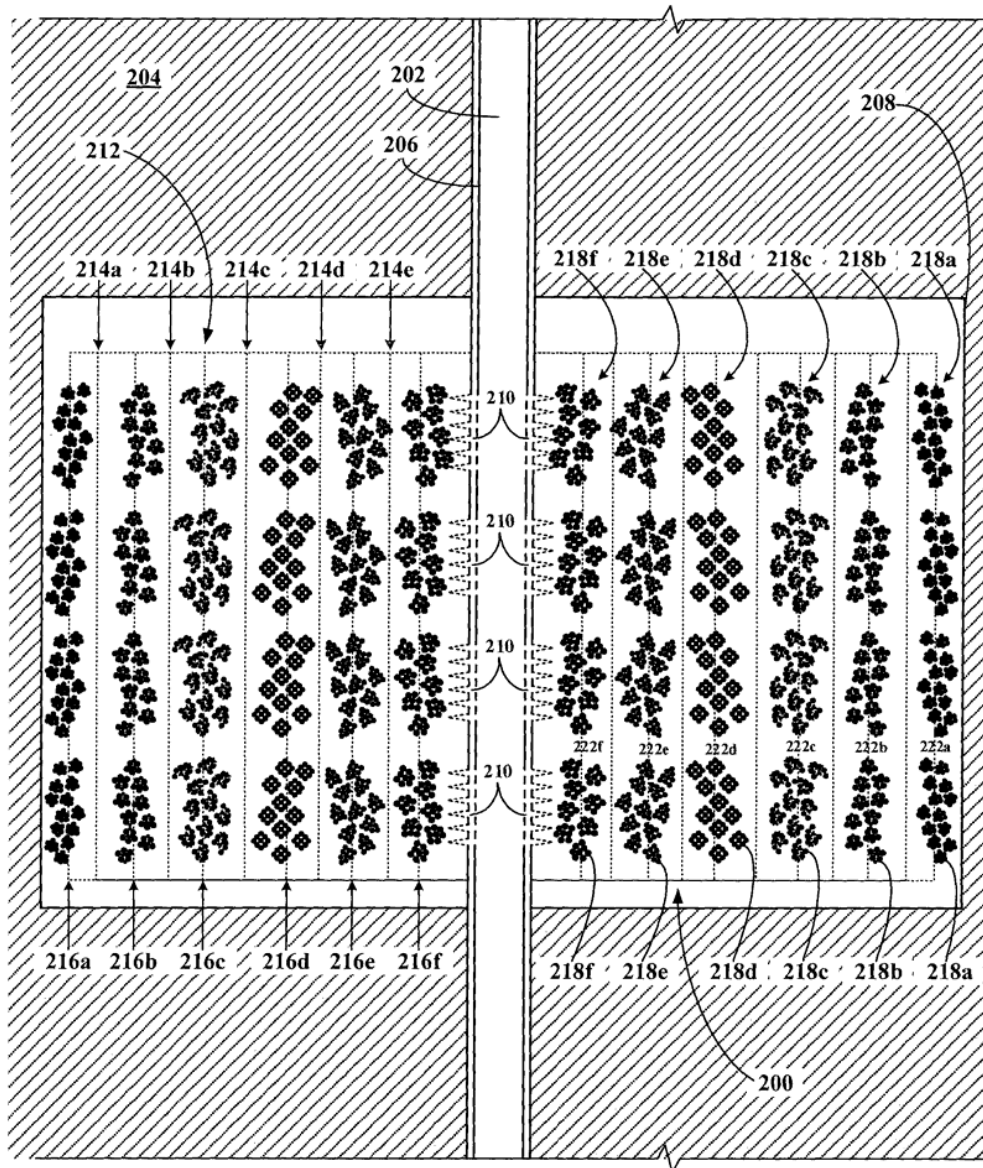


FIG. 2C

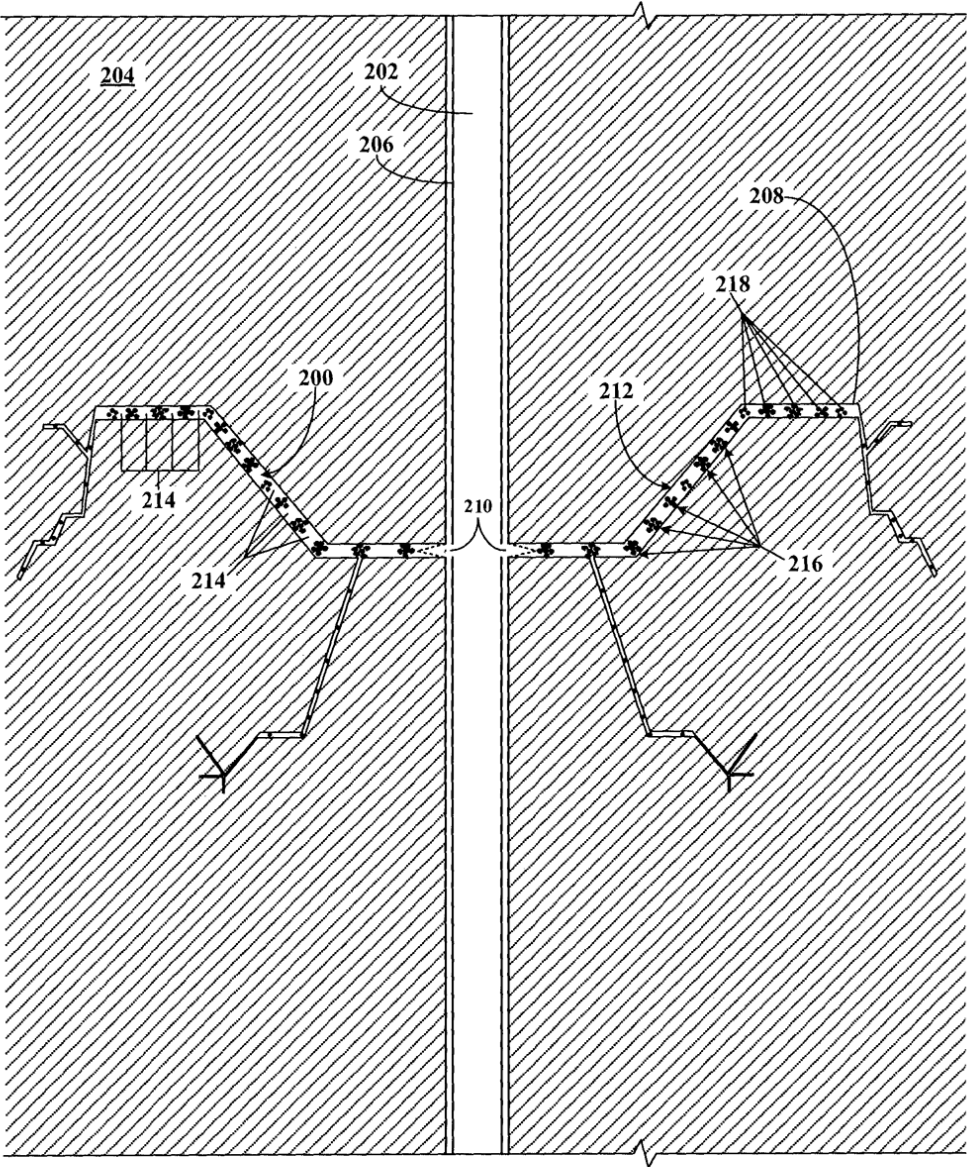


FIG. 2D

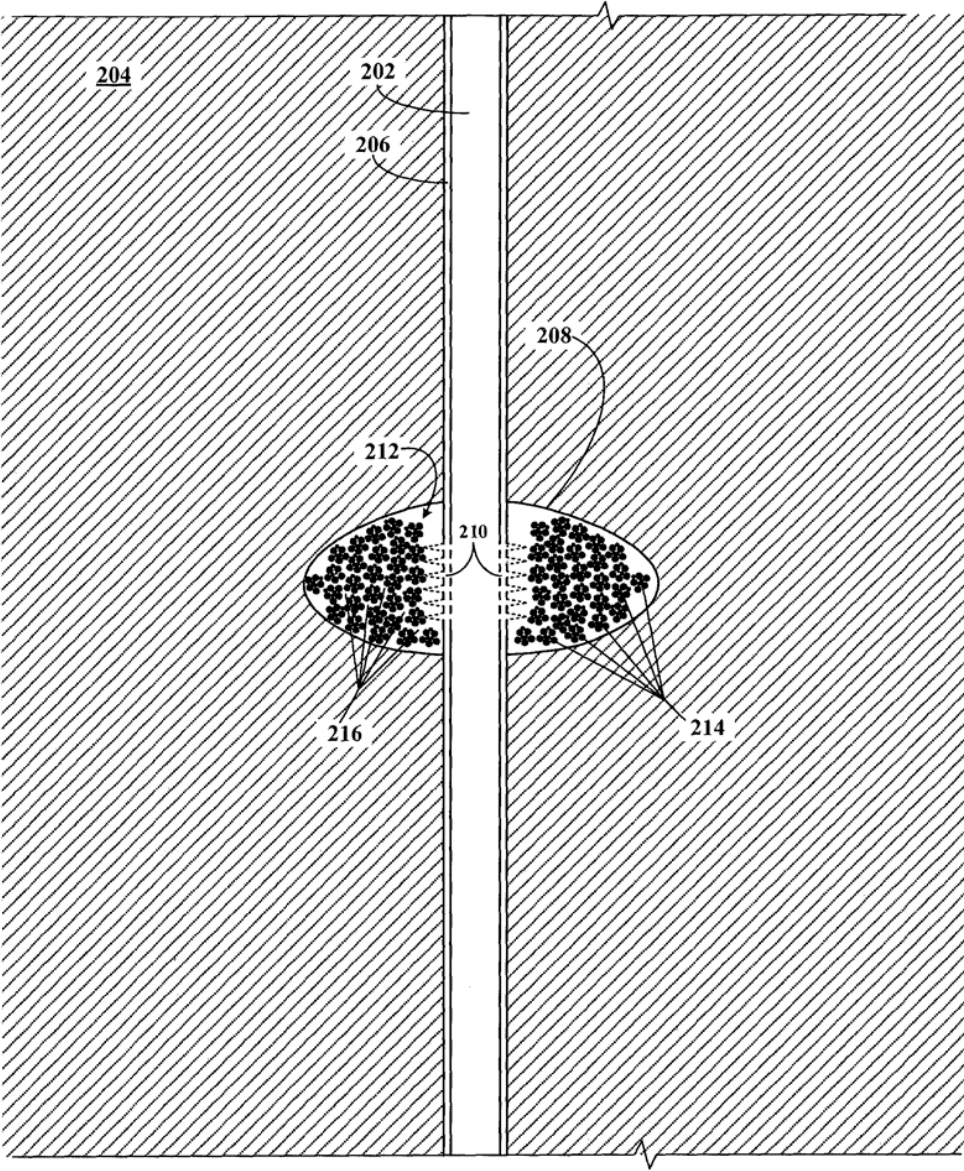


FIG. 2E

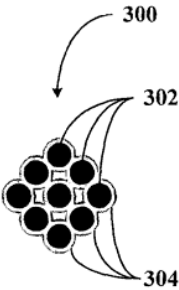


FIG. 3A

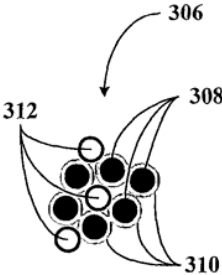


FIG. 3B

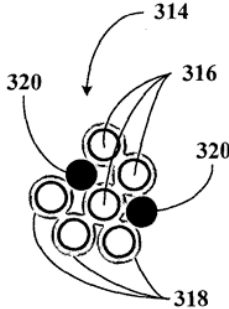


FIG. 3C

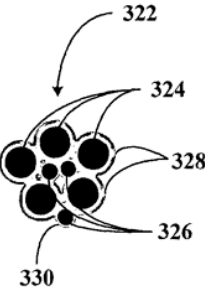


FIG. 3D

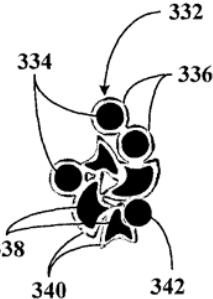


FIG. 3E

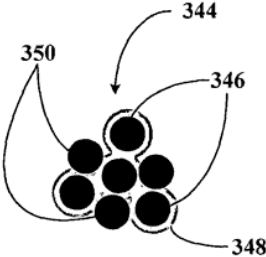


FIG. 3F

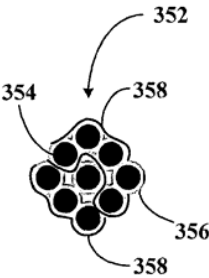


FIG. 3G

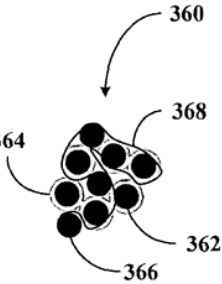


FIG. 3H

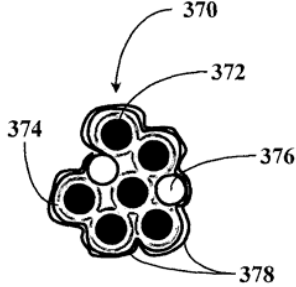


FIG. 3I

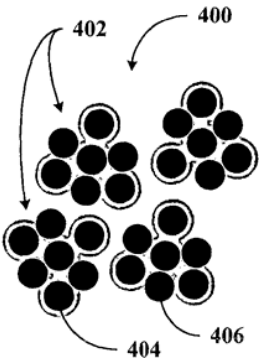


FIG. 4A

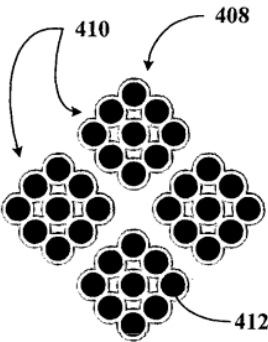


FIG. 4B

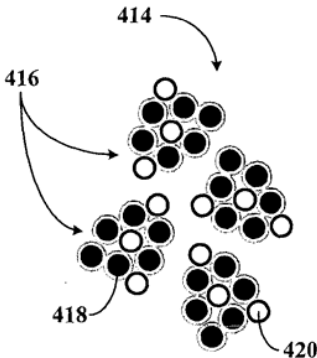


FIG. 4C

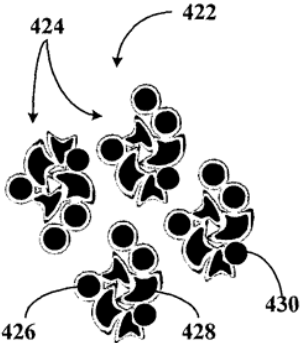


FIG. 4D

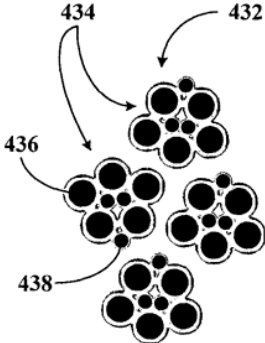


FIG. 4E

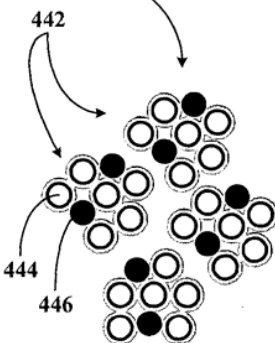


FIG. 4F

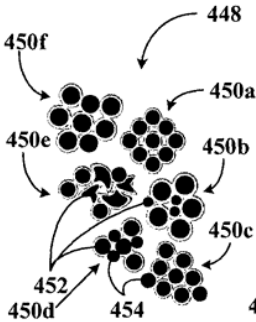


FIG. 4G

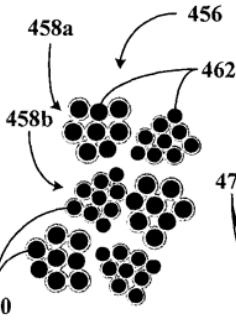


FIG. 4H

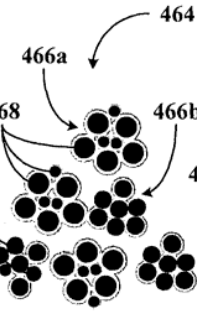


FIG. 4I

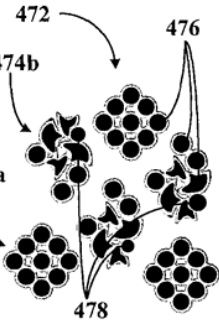
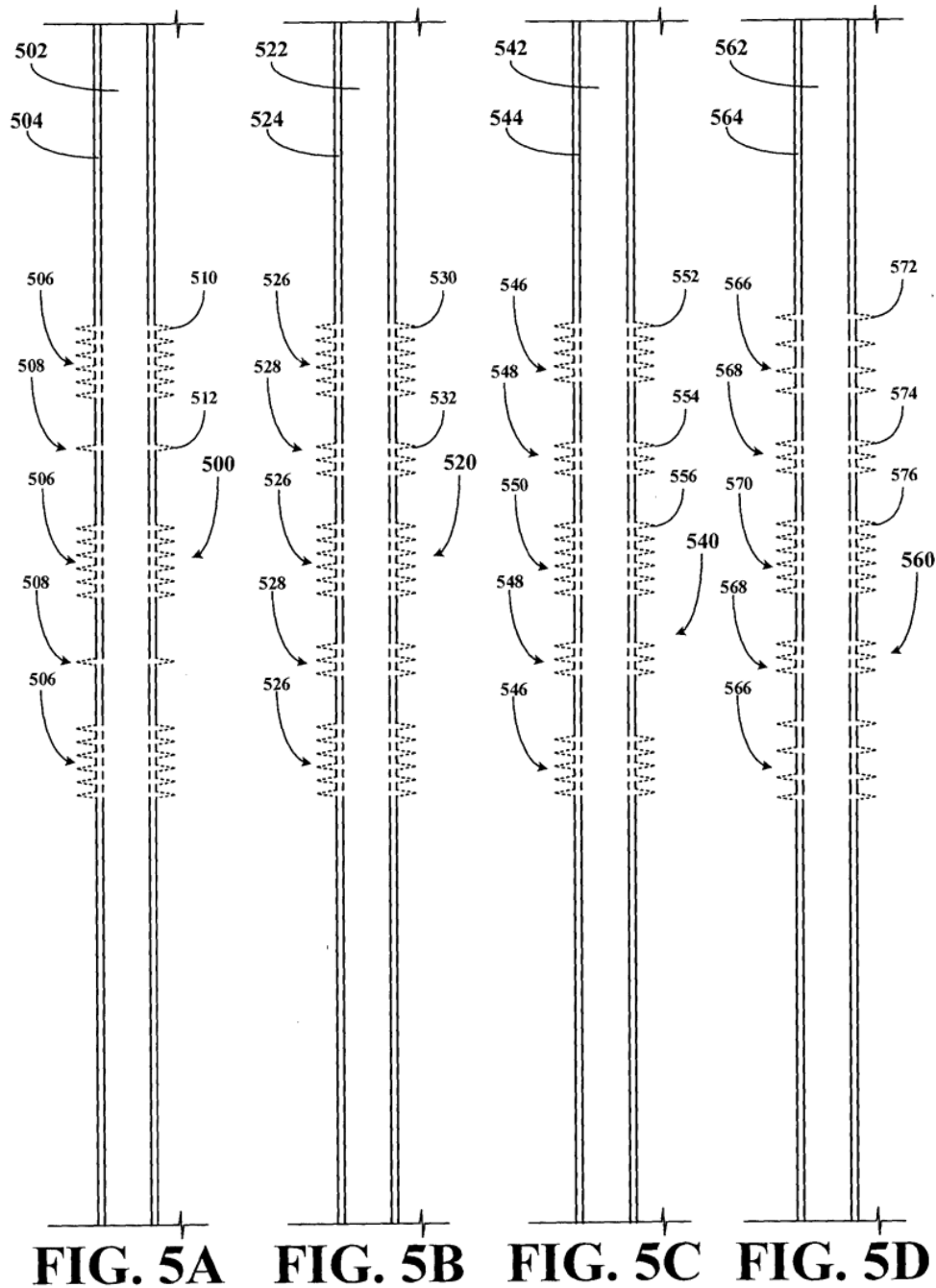


FIG. 4J



Potencial Zeta [mV]	Comportamiento de estabilidad del coloide
+3 a -5	Máxima aglomeración
-5 a -10	Aglomeración fuerte
-10 a -15	Aglomeración media a débil
-16 a -30	Umbral
-31 a -100	Dispersión baja a excelente

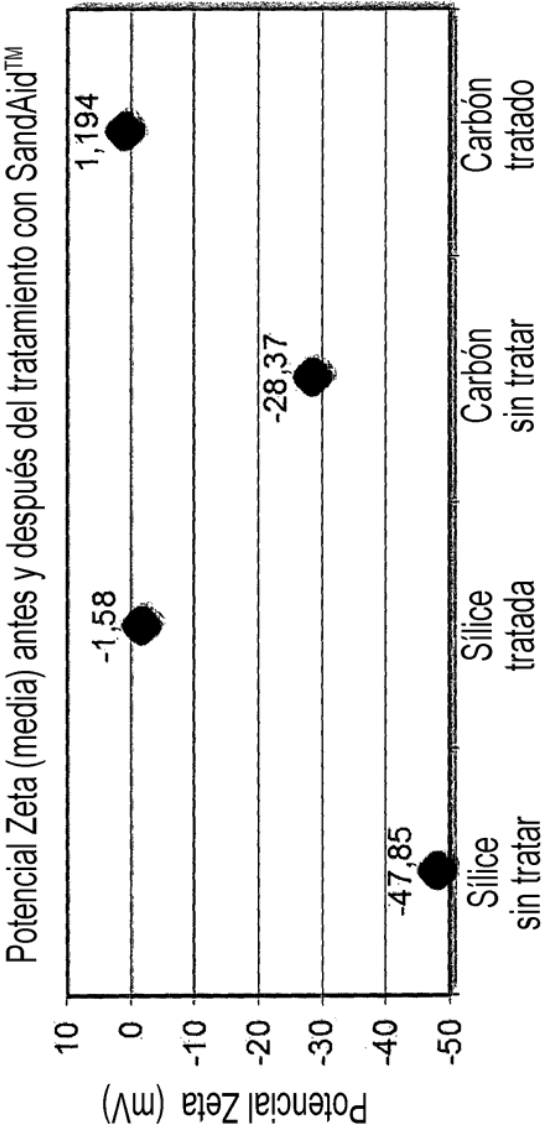


FIG. 6

REIVINDICACIONES

1. Una isla de agente de sustentación que puede volver a sanar que comprende:
- 5 una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta, y
donde la primera cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de
- 10 islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento y para mantener las islas de agente de sustentación sustancialmente intactas, si las islas de agente de sustentación y/o partículas en el interior de las islas de agente de sustentación se mueven en el interior de la formación durante y/o después de
- 15 las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento, para permitir que las islas de agente de sustentación se vuelvan a sanar o descomponer y se
- 20 vuelvan a formar durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción manteniendo una conductividad de fractura alta, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.
- 25
2. Una isla de agente de sustentación de autosanación que comprende:
una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición
- 30 de alteración de potencial zeta,
donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma y para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante
- 35 y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de

- inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma, para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.
3. Una composición para formar islas de agentes de sustentación en el interior de una formación o una zona de la misma, donde la composición comprende:
- una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
- donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta, y
- donde la primera cantidad es suficiente: (a) para permitir que las composiciones formen islas en la formación o una zona de la misma durante y/o después de las operaciones de fracturamiento, o (b) para permitir que las composiciones formen islas en la formación o una zona de la misma y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.
4. Las islas y la composición de las reivindicaciones 1 - 3, que comprenden adicionalmente:
- una segunda cantidad de agente de sustentación sin tratar
 - una tercera cantidad de una fibra no erosionable y
 - una cuarta cantidad de un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas.
5. Las islas y la composición de las reivindicaciones 1 - 3, donde la composición de alteración de potencial zeta comprende una composición de

agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

5

6. Un método para fracturar una formación subterránea que comprende:
una fase de colocación de agente de sustentación que comprende
inyectar en condiciones de fracturamiento en la formación en la que penetra un
pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento que difieren en:
10 (1) por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación, o
(2) por lo menos una propiedad de fluido, o (3) una combinación de estas
diferencias, donde las diferencias mejoran la colocación de agente de
sustentación y la formación de islas de agente de sustentación en las fracturas.

15

7. El método de la reivindicación 6, donde:

las propiedades de fluido de fracturamiento incluyen composición de
fluido, presión de fluido, temperatura de fluido, duración de pulso de fluido, tasa
de sedimentación de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de
las mismas,

20

las propiedades de composición de agente de sustentación incluyen
tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas
de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y
combinaciones de los mismos, y

25

los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que
consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de
base o (ii) un fluido de base y una composición de agregación y/o una
composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación
incluyendo (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una
composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una
30 composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una
composición de agregación,

35

donde la composición de agregación comprendiendo un producto de
reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de
agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de
coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos,

incluyendo la composición de agente de sustentación agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y combinaciones de los mismos, y

- 5 el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

10

8. El método de la reivindicación 7, donde las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (c) unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (d) densidades de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (e) tamaños de los
15 agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (f) formas de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (g) resistencias de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados.

9. La isla de la reivindicación 8, donde las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un
20 material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o (iii) mezclas o combinaciones de los mismos.

- 25 10. El método de la reivindicación 7, donde la tasa de sedimentación de agente de sustentación se controla mediante el ajuste de una tasa de bombeo y donde los fluidos de fracturamiento viscosificados difieren en la composición viscosificante

- 30 11. El método de la reivindicación 6, donde la etapa de inyección comprende:

inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección.

35

12. El método de la reivindicación 11, donde por lo menos uno de los fluidos es un fluido sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos es un fluido que contiene agente de sustentación.
- 5 13. El método de la reivindicación 12, donde la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la operación de fracturamiento.
- 10 14. El método de la reivindicación 6, que comprende adicionalmente antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación.
- 15 15. Un método para fracturar una formación subterránea que comprende una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar en la formación en la que penetra un pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección, donde los fluidos de fracturamiento difieren en por lo menos una
20 propiedad.
16. El método de la reivindicación 15, que comprende adicionalmente antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido
25 de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación.
17. El método de la reivindicación 16, donde las propiedades incluyen una composición de fluido, una presión de fluido, una temperatura de fluido, una
30 duración de pulso de fluido, una tasa de sedimentación de agente de sustentación, tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de las mismas.
- 35 18. El método de la reivindicación 16, donde los fluidos de fracturamiento se

- seleccionan de entre el grupo que consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación que incluyen un fluido de base o un fluido de base y una composición de agregación y/o una composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación que incluyen un fluido de base, una
- 5 composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación,
- donde la composición de agregación comprendiendo un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de
- 10 agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos,
- incluyendo la composición de agente de sustentación agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y combinaciones de los mismos, y
- 15 el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y
- 20 combinaciones de los mismos.
19. El método de la reivindicación 18, donde las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (c) unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (d) densidades
- 25 de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (e) tamaños de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (f) formas de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (g) resistencias de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados.
- 30 20. La isla de la reivindicación 19, donde las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o (iii) mezclas o combinaciones de las mismas.

21. El método de la reivindicación 15, donde la etapa de inyección comprende:
- inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección.
- 5
22. El método de la reivindicación 21, donde por lo menos uno de los fluidos es sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos incluye una composición de agente de sustentación.
- 10
24. El método de la reivindicación 23, donde la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la operación de fracturamiento.
25. El método de la reivindicación 15, que comprende adicionalmente
- 15 después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de cola que comprende inyectar en la un fluido de cola que comprende (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación.
- 20
26. Un método para colocar una red de trayectos de flujo/agente de sustentación en fracturas en una capa de fracturamiento en la que penetra un pozo de perforación, el método comprende:
- una fase de colocación de agente de sustentación que comprende:
- 25 inyectar, en la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un patrón de perforaciones que comprenden unos grupos de perforaciones que están separados por tramos no perforados, una secuencia de tapones de por lo menos un fluido sin agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido sin agente de sustentación no viscosificado o un fluido sin agente de sustentación viscosificado y por lo menos un fluido que contiene agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido que contiene agente de sustentación no viscosificado o un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado,
- 30
- 35 donde el fluido sin agente de sustentación no viscosificado comprende:

- (a) un fluido de base o
(b) un fluido de base y una composición de agregación,
donde el fluido sin agente de sustentación viscosificado comprende:
(a) un fluido de base y una composición viscosificante o
5 (b) un fluido de base, una composición viscosificante, y una
composición de agregación,
donde el que contiene agente de sustentación no viscosificado
comprende:
(a) un fluido de base y una composición de agente de
10 sustentación, o
(b) un fluido de base, una composición de agente de sustentación
y una composición de agregación,
donde el que contiene agente de sustentación viscosificado comprende:
(a) un fluido de base, una composición viscosificante y una
15 composición de agente de sustentación o
(b) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición
de agente de sustentación y una composición de agregación,
donde la composición de agregación comprende:
un producto de reacción de amina - fosfato,
20 un componente de amina,
una composición de agregación de polimérica de amina,
una composición de agregación de coacervato, o
mezclas y combinaciones de los mismos, y
donde los fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares
25 de agente de sustentación en el interior de las fracturas durante el
fracturamiento y/o después del fracturamiento a medida que se cierra la
fractura.
27. El método de la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:
30 dar lugar a que la secuencia de tapones que se inyectan a través de
grupos de perforaciones vecinos se muevan a través de las fracturas a
diferentes tasas.
28. El método de la reivindicación 26, donde por lo menos uno de los
35 parámetros volumen de tapón, composición de tapón, composición de agente

- de sustentación, tamaños de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, densidades de agente de sustentación, resistencias de agente de sustentación, concentraciones de agente de sustentación, longitud de patrón, número de grupos de perforaciones, separaciones de grupos de perforaciones, orientaciones de grupo de perforaciones, número de agujeros en cada grupo de perforaciones, densidades de tiro de grupo de perforaciones, longitudes de grupo de perforaciones, número de tramos de no perforación, longitudes de tramo de no perforación, métodos de perforación, o combinaciones de los mismos cambia de acuerdo con la secuencia de tapones.
29. El método de la reivindicación 28, donde la composición de agente de sustentación comprende una primera cantidad de un agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de un agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de un agente de sustentación erosionable o soluble y una cuarta cantidad de una fibra no erosionable,
- donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación,
- donde el agente de sustentación erosionable o soluble comprende partículas orgánicas erosionables o solubles, fibras orgánicas erosionables o solubles, partículas inorgánicas erosionables o solubles y/o fibras inorgánicas erosionables o solubles, y
- donde las fibras no erosionables comprenden fibras orgánicas no erosionables y/o fibras inorgánicas no erosionables.
30. El método de la reivindicación 26, donde:
- una suma de la segunda cantidad es un 100 % en peso,
- la primera, la tercera y la cuarta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y
- las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.
31. El método de la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:
- antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar de forma continua un fluido sin agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento en condiciones de

fracturamiento para formar o alargar fracturas.

32. El método de la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:
después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase
5 de cola que comprende inyectar de forma continua un fluido que contiene
agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento.
33. Una composición que comprende:
una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación,
10 donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de
agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de
conglomerados de agente de sustentación que forman pilares y una pluralidad
de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de
perforación mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas,
15 donde el conglomerado de agente de sustentación comprende una
primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de
agente de sustentación tratado, y una tercera cantidad de fibras no
erosionables, y
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de
20 sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición
de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un
componente de amina, una composición de agregación de polimérica de
amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y
combinaciones de los mismos,
25 donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para formar la red en las
fracturas, (b) para mantener los conglomerados sustancialmente intactos, si los
conglomerados se mueven o se deshacen y se vuelven a formar en el interior
de las fracturas durante y/o después de una operación de fracturamiento, (c)
para posibilitar y potenciar el flujo de fluido al interior o al exterior de la
30 formación a través de las fracturas, (d) para capturar finos de formación
durante y/o después de una operación de fracturamiento o durante una
operación de inyección o durante una operación de producción, o (e) mezclas y
combinaciones de los mismos.
34. La composición de la reivindicación 33, donde
- 35

la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación,

5 el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos, y

10 comprendiendo el agente de sustentación tratado el agente de sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación.

35. La composición de la reivindicación 33, donde:

la segunda cantidad es un 100 % en peso,

15 la primera y la tercera cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y

las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

20 36. La composición de la reivindicación 33, donde los conglomerados de agente de sustentación comprenden adicionalmente una quinta cantidad de fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles, las fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles que forman una pluralidad de conglomerados erosionables o disolubles en el interior de la red, los cuales se erosionan o se disuelven para formar
25 trayectorias de flujo adicionales en la red.

37. La composición de la reivindicación 36, donde:

una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso,

30 la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y

las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

38. Una composición que comprende:

35 una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación, donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de

- agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de conglomerados de agente de sustentación que forman pilares, una pluralidad de conglomerados erosionables o disolubles, y una pluralidad de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de perforación
- 5 mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas,
- donde el conglomerado de agente de sustentación comprende una composición de agente de sustentación que incluye una primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de fibras y/o partículas de agente de
- 10 sustentación erosionables o disolubles y una cuarta cantidad de fibras no erosionables, y
- donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un
- 15 componente de amina y un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos, y
- donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para formar los conglomerados en la fractura, (b) para mantener los conglomerados
- 20 sustancialmente intactos, si la isla de agente de sustentación móvil se mueve en el interior de una formación durante las operaciones de fracturamiento, (c) para posibilitar y potenciar el flujo de fluido a partir de la formación a través de la fractura hacia el pozo de perforación, (d) para capturar finos de formación durante las operaciones de fracturamiento, las operaciones de inyección o las
- 25 operaciones de producción, o (e) mezclas y combinaciones de los mismos.
39. La composición de la reivindicación 38, donde la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen
- 30 ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación.
40. La composición de la reivindicación 38, donde:
- el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que
- 35 consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales

naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos, y

5 el agente de sustentación tratado comprende el agente de sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación.

41. La composición de la reivindicación 38, donde:
una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso,
la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 %
10 en peso y un 100 % en peso, y
las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

REIVINDICACIONES

1. Una isla de agente de sustentación que puede volver a sanar que comprende:
- 5 una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta, y
donde la primera cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de
- 10 islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento y para mantener las islas de agente de sustentación sustancialmente intactas, si las islas de agente de sustentación y/o partículas en el interior de las islas de agente de sustentación se mueven en el interior de la formación durante y/o después de
- 15 las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma durante las operaciones de fracturamiento, para permitir que las islas de agente de sustentación se vuelvan a sanar o descomponer y se
- 20 vuelvan a formar durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción manteniendo una conductividad de fractura alta, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.
- 25
2. Una isla de agente de sustentación de autosanación que comprende:
una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición
- 30 de alteración de potencial zeta,
donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma y para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante
- 35 y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de

inyección o durante las operaciones de producción, o (b) para permitir la formación de islas de agente de sustentación en fracturas formadas en una formación o una zona de la misma, para permitir que las islas se descompongan y se vuelvan a formar sin pérdida sustancial en el agente de sustentación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción, y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.

10

3. Una composición para formar islas de agentes de sustentación en el interior de una formación o una zona de la misma, donde la composición comprende:

una primera cantidad de un agente de sustentación tratado,
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de alteración de potencial zeta, y

donde la primera cantidad es suficiente: (a) para permitir que las composiciones formen islas en la formación o una zona de la misma durante y/o después de las operaciones de fracturamiento, o (b) para permitir que las composiciones formen islas en la formación o una zona de la misma y para capturar finos de formación durante y/o después de las operaciones de fracturamiento o durante las operaciones de inyección o durante las operaciones de producción.

25

4. Las islas y la composición de las reivindicaciones 1 - 3, que comprenden adicionalmente:

una segunda cantidad de agente de sustentación sin tratar
una tercera cantidad de una fibra no erosionable y
una cuarta cantidad de un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas.

5. Las islas y la composición de las reivindicaciones 1 - 3, donde la composición de alteración de potencial zeta comprende una composición de

agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

5

6. Un método para fracturar una formación subterránea que comprende:
una fase de colocación de agente de sustentación que comprende
inyectar en condiciones de fracturamiento en la formación en la que penetra un
pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento que difieren en:
10 (1) por lo menos una propiedad de composición de agente de sustentación, o
(2) por lo menos una propiedad de fluido, o (3) una combinación de estas
diferencias, donde las diferencias mejoran la colocación de agente de
sustentación y la formación de islas de agente de sustentación en las fracturas.

15

7. El método de la reivindicación 6, donde:
las propiedades de fluido de fracturamiento incluyen composición de
fluido, presión de fluido, temperatura de fluido, duración de pulso de fluido, tasa
de sedimentación de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de
las mismas,

20

las propiedades de composición de agente de sustentación incluyen
tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas
de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y
combinaciones de los mismos, y

25

los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que
consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación incluyendo (i) un fluido de
base o (ii) un fluido de base y una composición de agregación y/o una
composición viscosificante y (b) fluidos que contienen agente de sustentación
incluyendo (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una
composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una
30 composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una
composición de agregación,

35

donde la composición de agregación comprendiendo un producto de
reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de
agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de
coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos,

incluyendo la composición de agente de sustentación agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y combinaciones de los mismos, y

5 el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.

10

8. El método de la reivindicación 7, donde las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (c) unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (d) densidades de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (e) tamaños de los
15 agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (f) formas de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (g) resistencias de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados.

9. La isla de la reivindicación 8, donde las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un
20 material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o (iii) mezclas o combinaciones de los mismos.

10. El método de la reivindicación 7, donde la tasa de sedimentación de agente de sustentación se controla mediante el ajuste de una tasa de bombeo y donde los fluidos de fracturamiento viscosificados difieren en la composición viscosificante

11. El método de la reivindicación 6, donde la etapa de inyección comprende:

inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección.

35

12. El método de la reivindicación 11, donde por lo menos uno de los fluidos es un fluido sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos es un fluido que contiene agente de sustentación.

5 13. El método de la reivindicación 12, donde la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la operación de fracturamiento.

10 14. El método de la reivindicación 6, que comprende adicionalmente antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación.

15 15. Un método para fracturar una formación subterránea que comprende una fase de colocación de agente de sustentación que comprende inyectar en la formación en la que penetra un pozo de perforación por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección, donde los fluidos de fracturamiento difieren en por lo menos una
20 propiedad.

16. El método de la reivindicación 15, que comprende adicionalmente antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar en la un fluido de patín que comprende un fluido
25 de base y una composición viscosificante o un fluido de base, una composición viscosificante, y una composición de agregación.

17. El método de la reivindicación 16, donde las propiedades incluyen una composición de fluido, una presión de fluido, una temperatura de fluido, una
30 duración de pulso de fluido, una tasa de sedimentación de agente de sustentación, tipos de agente de sustentación, tamaños de agente de sustentación, fuerzas de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, o mezclas y combinaciones de las mismas.

18. El método de la reivindicación 16, donde los fluidos de fracturamiento se seleccionan de entre el grupo que consiste en (a) fluidos sin agente de sustentación que incluyen un fluido de base o un fluido de base y una composición de agregación y/o una composición viscosificante y (b) fluidos que
- 5 contienen agente de sustentación que incluyen un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación,
- donde la composición de agregación comprendiendo un producto de
- 10 reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos,
- incluyendo la composición de agente de sustentación agente de sustentación sin tratar, agente de sustentación tratado, o mezclas y
- 15 combinaciones de los mismos, y
- el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un componente de amina, una composición de agregación de polimérica de
- 20 amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos.
19. El método de la reivindicación 18, donde las composiciones de agente de sustentación difieren en por lo menos una de las siguientes propiedades: (c)
- 25 unas cantidades de agente de sustentación sin tratar y tratado, (d) densidades de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (e) tamaños de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, (f) formas de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados, o (g) resistencias de los agentes de sustentación sin tratar y/o tratados.
- 30
20. La isla de la reivindicación 19, donde las composiciones de agente de sustentación incluyen adicionalmente (i) una fibra no erosionable, (ii) un material erosionable que comprende partículas erosionables, fibras erosionables, o mezclas y combinaciones de las mismas, o (iii) mezclas o
- 35 combinaciones de las mismas.

21. El método de la reivindicación 15, donde la etapa de inyección comprende:

inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes de acuerdo con una secuencia de inyección.

5

22. El método de la reivindicación 21, donde por lo menos uno de los fluidos es sin agente de sustentación y por lo menos uno de los fluidos incluye una composición de agente de sustentación.

10

23. El método de la reivindicación 22, donde la secuencia de inyección comprende inyectar los por lo menos dos fluidos de fracturamiento diferentes en fases alternantes durante la operación de fracturamiento.

15

24. El método de la reivindicación 15, que comprende adicionalmente después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de cola que comprende inyectar en la un fluido de cola que comprende (i) un fluido de base, una composición viscosificante y una composición de agente de sustentación o (ii) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición de agente de sustentación y una composición de agregación.

20

25. Un método para colocar una red de trayectos de flujo/agente de sustentación en fracturas en una capa de fracturamiento en la que penetra un pozo de perforación, el método comprende:

una fase de colocación de agente de sustentación que comprende:

25

inyectar, en la capa de fracturamiento por encima de la presión de fracturamiento a través de un patrón de perforaciones que comprenden unos grupos de perforaciones que están separados por tramos no perforados, una secuencia de tapones de por lo menos un fluido sin agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido sin agente de sustentación no viscosificado o un fluido sin agente de sustentación viscosificado y por lo menos un fluido que contiene agente de sustentación que se selecciona de entre el grupo que consiste en un fluido que contiene agente de sustentación no viscosificado o un fluido que contiene agente de sustentación viscosificado,

30

35

donde el fluido sin agente de sustentación no viscosificado comprende:

- (a) un fluido de base o
(b) un fluido de base y una composición de agregación,
donde el fluido sin agente de sustentación viscosificado comprende:
(a) un fluido de base y una composición viscosificante o
5 (b) un fluido de base, una composición viscosificante, y una
composición de agregación,
donde el que contiene agente de sustentación no viscosificado
comprende:
(a) un fluido de base y una composición de agente de
10 sustentación, o
(b) un fluido de base, una composición de agente de sustentación
y una composición de agregación,
donde el que contiene agente de sustentación viscosificado comprende:
(a) un fluido de base, una composición viscosificante y una
15 composición de agente de sustentación o
(b) un fluido de base, una composición viscosificante, una composición
de agente de sustentación y una composición de agregación,
donde la composición de agregación comprende:
un producto de reacción de amina - fosfato,
20 un componente de amina,
una composición de agregación de polimérica de amina,
una composición de agregación de coacervato, o
mezclas y combinaciones de los mismos, y
donde los fluidos que contienen agente de sustentación forman pilares
25 de agente de sustentación en el interior de las fracturas durante el
fracturamiento y/o después del fracturamiento a medida que se cierra la
fractura.
26. El método de la reivindicación 25, que comprende adicionalmente:
30 dar lugar a que la secuencia de tapones que se inyectan a través de
grupos de perforaciones vecinos se muevan a través de las fracturas a
diferentes tasas.
27. El método de la reivindicación 25, donde por lo menos uno de los
35 parámetros volumen de tapón, composición de tapón, composición de agente

- de sustentación, tamaños de agente de sustentación, formas de agente de sustentación, densidades de agente de sustentación, resistencias de agente de sustentación, concentraciones de agente de sustentación, longitud de patrón, número de grupos de perforaciones, separaciones de grupos de perforaciones, orientaciones de grupo de perforaciones, número de agujeros en cada grupo de perforaciones, densidades de tiro de grupo de perforaciones, longitudes de grupo de perforaciones, número de tramos de no perforación, longitudes de tramo de no perforación, métodos de perforación, o combinaciones de los mismos cambia de acuerdo con la secuencia de tapones.
28. El método de la reivindicación 27, donde la composición de agente de sustentación comprende una primera cantidad de un agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de un agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de un agente de sustentación erosionable o soluble y una cuarta cantidad de una fibra no erosionable,
- donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación,
- donde el agente de sustentación erosionable o soluble comprende partículas orgánicas erosionables o solubles, fibras orgánicas erosionables o solubles, partículas inorgánicas erosionables o solubles y/o fibras inorgánicas erosionables o solubles, y
- donde las fibras no erosionables comprenden fibras orgánicas no erosionables y/o fibras inorgánicas no erosionables.
29. El método de la reivindicación 25, donde:
- una suma de la segunda cantidad es un 100 % en peso,
- la primera, la tercera y la cuarta cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y
- las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.
30. El método de la reivindicación 25, que comprende adicionalmente:
- antes de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase de patín que comprende inyectar de forma continua un fluido sin agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento en condiciones de

fracturamiento para formar o alargar fracturas.

31. El método de la reivindicación 25, que comprende adicionalmente:
después de la etapa de colocación de agente de sustentación, una fase
5 de cola que comprende inyectar de forma continua un fluido que contiene
agente de sustentación viscosificado en el fluido de fracturamiento.
32. Una composición que comprende:
una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación,
10 donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de
agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de
conglomerados de agente de sustentación que forman pilares y una pluralidad
de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de
perforación mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas,
15 donde el conglomerado de agente de sustentación comprende una
primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de
agente de sustentación tratado, y una tercera cantidad de fibras no
erosionables, y
donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de
20 sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición
de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un
componente de amina, una composición de agregación de polimérica de
amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y
combinaciones de los mismos,
25 donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para formar la red en las
fracturas, (b) para mantener los conglomerados sustancialmente intactos, si los
conglomerados se mueven o se deshacen y se vuelven a formar en el interior
de las fracturas durante y/o después de una operación de fracturamiento, (c)
para posibilitar y potenciar el flujo de fluido al interior o al exterior de la
30 formación a través de las fracturas, (d) para capturar finos de formación
durante y/o después de una operación de fracturamiento o durante una
operación de inyección o durante una operación de producción, o (e) mezclas y
combinaciones de los mismos.
- 35 33. La composición de la reivindicación 32, donde

la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación,

5 el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos, y

comprendiendo el agente de sustentación tratado el agente de
10 sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación.

34. La composición de la reivindicación 32, donde:

la segunda cantidad es un 100 % en peso,

15 la primera y la tercera cantidades pueden variar entre un 0 % en peso y un 100 % en peso, y

las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

35. La composición de la reivindicación 32, donde los conglomerados de
20 agente de sustentación comprenden adicionalmente una quinta cantidad de fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o solubles, las fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o solubles que forman una pluralidad de conglomerados erosionables o solubles en el interior de la red, los cuales se erosionan o se disuelven para formar
25 trayectorias de flujo adicionales en la red.

36. La composición de la reivindicación 35, donde:

una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso,

la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 %
30 en peso y un 100 % en peso, y

las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.

37. Una composición que comprende:

una formación subterránea en la que penetra un pozo de perforación,
35 donde la formación incluye fracturas que tienen una red de trayectorias de

agente de sustentación/flujo, donde la red comprende una pluralidad de conglomerados de agente de sustentación que forman pilares, una pluralidad de conglomerados erosionables o disolubles, y una pluralidad de trayectorias de flujo que se extienden a través de la red hasta el pozo de perforación
5 mejorando el flujo de fluido al interior o al exterior de las fracturas,

donde el conglomerado de agente de sustentación comprende una composición de agente de sustentación que incluye una primera cantidad de agente de sustentación sin tratar, una segunda cantidad de agente de sustentación tratado, una tercera cantidad de fibras y/o partículas de agente de sustentación erosionables o disolubles y una cuarta cantidad de fibras no
10 erosionables, y

donde el agente de sustentación tratado comprende un agente de sustentación que tiene un revestimiento parcial o completo de una composición de agregación que comprende un producto de reacción de amina - fosfato, un
15 componente de amina y un producto de reacción de amina - fosfato, una composición de agregación de polimérica de amina, una composición de agregación de coacervato, o mezclas y combinaciones de los mismos, y

donde la segunda cantidad es suficiente: (a) para formar los conglomerados en la fractura, (b) para mantener los conglomerados
20 sustancialmente intactos, si la isla de agente de sustentación móvil se mueve en el interior de una formación durante las operaciones de fracturamiento, (c) para posibilitar y potenciar el flujo de fluido a partir de la formación a través de la fractura hacia el pozo de perforación, (d) para capturar finos de formación durante las operaciones de fracturamiento, las operaciones de inyección o las
25 operaciones de producción, o (e) mezclas y combinaciones de los mismos.

38. La composición de la reivindicación 37, donde la red comprende regiones ricas en agente de sustentación y regiones pobres en agente de sustentación, donde las regiones pobres en agente de sustentación incluyen
30 ningún conglomerado o menos de un 10 % de conglomerados en las regiones ricas en agente de sustentación.

39. La composición de la reivindicación 37, donde:
el agente de sustentación sin tratar se selecciona de entre el grupo que
35 consiste en arena, cáscaras de nuez, cerámicas, bauxitas, vidrio, materiales

naturales, perlas de plástico, metales particulados, recortes de perforación, y combinaciones de los mismos, y

5 el agente de sustentación tratado comprende el agente de sustentación sin tratar que incluye un revestimiento parcial o completo de la composición de agregación.

40. La composición de la reivindicación 37, donde:
una suma de la segunda y la tercera cantidades es un 100 % en peso,
la primera, la cuarta y la quinta cantidades pueden variar entre un 0 %
10 en peso y un 100 % en peso, y
las cantidades pueden sumar unos valores mayores que un 100 %.