

SOLICITUD DE PATENTE

**INVENTORES: NAIMA BESTAOU-SPURR;
MARTY J. USIE;
FRANCES DEBENEDICTIS**

**TÍTULO: COMPUESTOS REVESTIDOS QUE CONTIENEN UN AGENTE
DE LIBERACIÓN RETARDADO Y MÉTODOS PARA USAR
LOS MISMOS**

ESPECIFICACIÓN

5

Campo

Se proporciona un método para liberar un agente de tratamiento de pozo en un pozo o en un conducto que se extiende a o desde un pozo, en donde un compuesto de al
10 menos un agente de tratamiento de pozo y un sustrato para el agente de tratamiento de pozo se introduce en el pozo o conducto. El compuesto se cubre al menos parcialmente con un revestimiento. El agente de tratamiento de pozo se libera lentamente del sustrato y al pozo o conducto a
15 través de las fisuras del revestimiento.

Antecedentes

El fracturamiento hidráulico, un método común para producir hidrocarburos de un pozo, consiste en
20 bombear un fluido hacia una formación subterránea penetrada por el pozo a una presión suficiente para

causar la formación o ampliación de fracturas. Las condiciones del fondo del pozo contribuyen a la formación y deposición de incrustaciones, sales, hidratos de gas y parafinas; precipitación de asfaltenos formación de emulsiones (tanto agua en aceite como aceite en agua); y formación de óxido en el agujero de pozo, la cadena de producción y otros tubulares dentro del pozo y los conductos que se extienden desde y al pozo. Estos contaminantes disminuyen la permeabilidad de la formación subterránea y reducen la productividad del pozo. En situaciones agudas, se acorta la vida útil del equipo de producción. Para eliminar tales contaminantes de los pozos, tubulares, conductos de flujo y equipos, se necesita normalmente detener la producción. Esto consume mucho tiempo y es costoso.

Se han usado varios métodos para introducir agentes de tratamiento de pozo en los pozos de producción. Por ejemplo, un agente de tratamiento de pozo líquido puede forzarse a la formación por la aplicación de presión hidráulica desde la superficie que fuerza al agente de tratamiento a la zona objetivo. Alternativamente, el método de suministro puede consistir en colocar un agente de tratamiento de pozo sólido en la formación de producción junto con una operación de fracturamiento hidráulico. Estos tratamientos de inyección de líquido proporcionan poca o ninguna

protección en el reservorio. Otra desventaja de estos métodos es la dificultad para liberar al agente de tratamiento de pozo en el pozo durante un período de tiempo continuo. Como resultado, los tratamientos deben
5 llevarse a cabo repetidamente para asegurar que el nivel requerido de agente de tratamiento se encuentre continuamente presente en el pozo. Tales tratamientos resultan en la pérdida de ingresos de producción debido al tiempo de inactividad y aumentan los costos al mejorar
10 la probabilidad de intervención/tratamiento intermedio.

Las patentes de los EE. UU. núms. 7.491.682; 7.598.209; 7.493.955; 9.010.430; 9.029.300; y 9.656.237 describen el uso exitoso de los compuestos para la liberación lenta de los agentes de tratamiento de pozo.
15 Una desventaja de tales compuestos es la incapacidad de liberación prolongada del agente de tratamiento de pozo en un área objetivo. Esto es particularmente evidente en operaciones de fracturamiento hidráulico. Se han buscado métodos para mejorar la liberación lenta o retardada de
20 los agentes de tratamiento de pozo en lugares objetivo, así como métodos mejorados para suministrar tales agentes de tratamiento en lugares objetivo en pozos, formaciones, conductos y/o recipientes.

En una modalidad, se proporciona un método para fracturar una formación subterránea penetrada por un agujero de pozo, en donde se bombea un fluido al agujero de pozo bajo presión. El fluido comprende (i) un
5 apuntalante y (ii) un compuesto que comprende un agente de tratamiento de pozo inmovilizado en una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso, en donde al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico.
10 El apuntalante y el compuesto se transportan a una fractura ampliada o creada en la formación y los fluidos de hidrocarburos se producen a partir de la fractura ampliada o creada. Se aplica tensión al apuntalante y se crean compuestos y fisuras en el revestimiento del
15 compuesto. El agente de tratamiento de pozo se libera del soporte a través de las fisuras creadas en el revestimiento mientras que la fractura creada o ampliada permanece abierta con el apuntalante; las fisuras en el revestimiento son el resultado de la presión aplicada en
20 el compuesto. La formación de contaminantes en el agujero de pozo se inhibe o minimiza por el agente de tratamiento de pozo liberado.

Otra modalidad se concibe como un método para controlar la tasa de liberación de un agente de tratamiento
25 de pozo soluble en hidrocarburo, soluble en agua o soluble tanto en hidrocarburo como en agua en una fractura

dendrítica que se extiende desde una fractura primaria durante una operación de fracturamiento hidráulico. En esta modalidad, se bombea un compuesto en las fracturas primarias de campo cercano (cerca del agujero de pozo), así como en las fracturas secundarias de campo lejano que se abren con un apuntalante. El compuesto comprende un agente de tratamiento de pozo inmovilizado en una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso. Al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico. El tamaño de partícula del compuesto revestido puede ser mayor que o igual al tamaño de partícula del apuntalante. En algunos casos, el tamaño de partícula del compuesto revestido puede ser menor que o igual al tamaño de partícula del apuntalante. El agente de tratamiento de pozo se libera del compuesto a través de las fisuras creadas en el revestimiento a partir de la tensión aplicada.

Otra modalidad se concibe como un método para estimular una formación subterránea penetrada por un agujero de pozo en donde un compuesto que comprende un agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso se bombea a presión al agujero de pozo. Al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico. El compuesto se transporta a una fractura ampliada o creada en la formación

y se producen hidrocarburos a partir de la fractura. La tensión se aplica al compuesto y se crean fisuras en el revestimiento. El agente de tratamiento de pozo se libera del soporte a través de las fisuras creadas en el
5 revestimiento. La formación de contaminantes en el agujero de pozo se inhibe o minimiza por el agente de tratamiento de pozo liberado.

Otra modalidad se concibe como un método para controlar la liberación de un agente de tratamiento de
10 pozo en un pozo, en un conducto que se extiende a o desde un pozo o sobre la superficie de una formación subterránea penetrada por un pozo en donde un compuesto que comprende el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los
15 poros de un soporte poroso se bombea al pozo. Al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico. La formación de contaminantes se inhibe o controla dentro del pozo al liberar lentamente al agente de tratamiento de pozo
20 inmovilizado del soporte al pozo a través de las fisuras del revestimiento.

En aún otra modalidad, se proporciona un método para controlar la tasa de liberación de un agente de tratamiento de pozo en un pozo o sobre la superficie de
25 una formación subterránea penetrada por un pozo durante una operación de control de la estimulación o arena, en

donde los particulados capaces de soportar presiones de al menos 2000 psi se bombean al pozo junto con un compuesto que comprende el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los
5 poros de un soporte poroso. Al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico. El agente de tratamiento de pozo se libera en la formación subterránea a través de las fisuras del revestimiento causadas por la presión
10 ejercida.

FIGURAS

La Figura 1 y la Figura 2 demuestran el efecto de
15 los compuestos revestidos descritos en la presente descripción en la inhibición de la precipitación de asfaltenos en petróleo crudo.

La Figura 3 muestra una comparación de la reología de un fluido de fracturamiento con el compuesto
20 en comparación con un fluido sin el compuesto.

La Figura 4 muestra una comparación de la reología de un fluido de fracturamiento que contiene un aditivo de control de partículas finas sin el compuesto, un fluido con el compuesto y un fluido de fracturamiento que
25 contiene tanto el aditivo de control de partículas finas como el compuesto.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Las características y ventajas de la presente descripción y las características y beneficios adicionales serán fácilmente evidentes para los expertos en la técnica al considerar la siguiente descripción detallada de modalidades ilustrativas de la presente descripción y con referencia a la figura adjunta. Debe entenderse que la descripción en la presente descripción, que es de modalidades ilustrativas, no pretende limitar las reivindicaciones. Por el contrario, la intención es cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que caen dentro del espíritu y alcance de las reivindicaciones. Los cambios se pueden hacer a las modalidades y detalles particulares descritos en la presente descripción sin apartarse de tal espíritu y alcance.

Como se usa en la presente descripción, los términos “descripción”, “presente descripción” y variaciones de estos no pretenden significar cada modalidad posible abarcada por esta descripción o cualquier reivindicación particular. Por lo tanto, la materia de cada una de tales referencias no debe considerarse como necesaria para, o parte de, cada modalidad del presente o cualquier reivindicación particular simplemente debido a tal referencia.

Ciertos términos se usan en la presente descripción y en las reivindicaciones adjuntas para referirse a componentes particulares. Como un experto en la técnica apreciará, diferentes personas pueden referirse a un componente con diferentes nombres. Este documento no pretende distinguir entre componentes que difieren en nombre pero no en función. También, los términos “que incluye” y “que comprende” se usan en la presente descripción y en las reivindicaciones adjuntas de manera abierta, y por lo tanto deben interpretarse como “que incluyen, pero no se limitan a. . . .” Además, la referencia en la presente descripción y en las reivindicaciones adjuntas a los componentes y aspectos en un sentido singular no limita necesariamente la presente descripción o las reivindicaciones adjuntas a solo uno de tales componentes o aspectos, sino que debe interpretarse generalmente para significar uno o más, como puede ser adecuado y deseable en cada instancia particular.

Todos los rangos descritos en la presente descripción incluyen los criterios de valoración. A menos que se indique lo contrario, se abarca cualquier rango de valores dentro de los criterios de valoración. Por ejemplo, cuando se indica que los criterios de valoración de un rango son de 1 a 10, cualquier rango de valores, tal como de 2 a 6 o de 3 a 5, estará definido por el rango. El sufijo “(s)” como se usa en la presente

descripción pretende incluir tanto el singular como el plural del término que modifica, de esta manera incluye al menos uno de ese término. Todas las referencias se incorporan en la presente descripción como referencia.

5 El uso de los términos “un” y “una” y “el/la” y referentes similares en el contexto de describir la invención (especialmente en el contexto de las siguientes reivindicaciones) debe interpretarse como inclusivo tanto del singular como del plural, salvo que en la presente
10 descripción se indique lo contrario o quede claramente contradicho por el contexto.

Un compuesto que se usa en la descripción comprende al menos un agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los
15 poros de un soporte poroso. Al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con una resina, plástico, sellador o cemento. El revestimiento rodea preferentemente la totalidad de la superficie del compuesto aunque el revestimiento puede cubrir solamente una porción
20 de la superficie del compuesto. Cuando el revestimiento solo rodea una porción de la superficie del compuesto, se prefiere revestir al menos 50 % y generalmente al menos 75 % del área superficial total del compuesto.

El revestimiento protege al agente de
25 tratamiento de pozo inmovilizado sobre la superficie del soporte o en los poros de un soporte poroso del medio

ambiente hasta que el revestimiento desarrolla grietas o fisuras. El agente de tratamiento de pozo después se libera al medio ambiente a través de las grietas o fisuras.

5 El revestimiento fortalece el compuesto, protege al agente de tratamiento de pozo de condiciones ambientales rigurosas y prolonga el tiempo en que el agente de tratamiento de pozo se libera al medio ambiente. Esto permite que más de un agente de
10 tratamiento de pozo se transfiera al orificio inferior.

La resistencia mejorada del compuesto permite la liberación retardada del agente de tratamiento de pozo al medio ambiente hasta que el revestimiento se rompe bajo una tensión elevada. Como tal, el compuesto revestido es
15 de un valor particular en aquellas operaciones de tratamiento donde la formación se somete a fuerzas de compresión altas, tales como en operaciones de estimulación como la fracturamiento hidráulico, fracturamiento de agua en bloque, fracturamiento ácido y
20 paquete de fracturamiento-empaque; el agente de tratamiento de pozo se libera del compuesto durante tales operaciones.

En una modalidad preferida, el compuesto revestido se bombea al pozo como un componente de un fluido
25 de fracturamiento. El fluido puede bombearse bajo presión para crear o ampliar una fractura. Además, el fluido puede

bombearse a un pozo en donde ya se han creado o mejorado las fracturas en la formación. El compuesto puede transportarse a la fractura. El compuesto es capaz de soportar presiones in situ elevadas. Con el tiempo, la presión crea fisuras (o grietas) en el revestimiento. El agente de tratamiento de pozo se disocia del soporte y se libera gradualmente al medio ambiente a través de la(s) fisura(s). El agente de tratamiento de pozo liberado inhibe o previene la formación de contaminantes indeseables dentro del pozo (incluso dentro de los fluidos producidos). Dado que el revestimiento prolonga el tiempo de liberación del agente de tratamiento de pozo en la fractura (comparado con un compuesto sustancialmente similar que no está revestido),

Generalmente, el revestimiento sobre el compuesto asegura que el agente de tratamiento no se libere hasta alcanzar niveles elevados de tensión. En una modalidad, el revestimiento endurece, aísla y/o protege al compuesto de condiciones de formación adversa o agujero de pozo cuando se somete a tensiones elevadas. Como tal, los compuestos revestidos pueden funcionar como un apuntalante de resistencia intermedia. En una modalidad, los compuestos revestidos pueden someterse a tensiones elevadas de 1000 psi o 2000 o 4000 psi o más, generalmente al menos 6000 psi, típicamente al menos 8000 psi, en otros casos al menos 10.000 psi, en otros casos al menos 12.000 psi y en

otros casos al menos 15.000 psi y en algunos casos incluso mayores tensiones tales como 20.000 psi o más. En una modalidad, se determina primero la cantidad de tensión a la que se pueden exponer los compuestos revestidos antes de
5 que se creen las fisuras. Después el agente de tratamiento de pozo se libera del compuesto a través de las fisuras una vez que la tensión predeterminada alcanza el fondo del pozo.

El compuesto revestido es particularmente útil
10 en los pozos que experimentan tensiones de cierre en el mismo rango o proximidad que en los niveles de tensión máximos que los compuestos revestidos pueden soportar. Los compuestos revestidos no muestran pérdidas de conductividad o muestran pérdidas mínimas a cargas
15 aumentadas.

En una modalidad preferida, los compuestos revestidos pueden usarse en las fracturas cerca del agujero de pozo. Además, dado que pueden exponerse a niveles de tensión más altos, los compuestos son útiles en
20 la inhibición de contaminantes en la fractura creada o mejorada en la parte más profunda del pozo. La liberación lenta y controlada del agente de tratamiento de pozo reduce los precipitados y disminuye el daño de la conductividad al taponamiento. La liberación controlada
25 del agente de tratamiento de pozo desde el compuesto a través de la fisura proporciona una cierta cantidad de

agente de tratamiento de pozo cuando sea necesario para controlar los contaminantes, preservando el resto del agente de tratamiento de pozo para una liberación posterior. Tal liberación lenta y controlada del agente de
5 tratamiento de pozo proporciona una mayor protección a medida que el pozo se desgasta.

Además, la alta resistencia contra aplastamiento del compuesto revestido permite la liberación controlada del agente de tratamiento de pozo a
10 través de la(s) fisura(s); la porción del agente de tratamiento de pozo retenida dentro del compuesto sobre la superficie del soporte o en los poros del soporte poroso puede liberarse en tiempos posteriores. El mecanismo de retraso evidente en la liberación lenta del
15 agente de tratamiento de pozo reduce el daño de la conductividad al taponamiento y proporciona una mayor protección al pozo a medida que se desgasta. Como tal, los compuestos revestidos proporcionan una solución de comprobación de flujo a largo plazo efectiva en los
20 métodos usados actualmente mientras aumentan la recuperación de hidrocarburos.

El tamaño de partícula del compuesto revestido puede ser de cualquier tamaño de malla. En una modalidad, por ejemplo, el tamaño de partícula del compuesto revestido
25 puede ser 20/40; 16/30; 3/40; 40/70, etc. varían. En una modalidad, el tamaño de partícula del compuesto revestido,

tal como en un campo lejano, puede ser menor que 150 μm , incluso menor que 100 μm y a medida menor que 50 μm .

En una modalidad, la gravedad específica del compuesto revestido puede ser de 1,06 a 4,0 g/cc.

5 En una modalidad, el nivel de tensión al que se somete el compuesto revestido puede depender de la cantidad y/o espesor de revestimiento en el compuesto. En algunos casos, la capa de revestimiento en el compuesto puede constituir entre aproximadamente 1 y a
10 aproximadamente 15 por ciento, por ejemplo, de aproximadamente 4 a aproximadamente 10 por ciento, a la masa total del compuesto revestido. En una modalidad, el espesor del revestimiento aplicado sobre la superficie del compuesto puede ser de aproximadamente 0,5 μm a
15 aproximadamente 1 μm , generalmente de aproximadamente 1 μm a aproximadamente 500 μm . El revestimiento imparte resistencia al compuesto y mejora la resistencia contra aplastamiento minimizando de esta manera la desfragmentación de los compuestos durante las
20 operaciones de fondo de pozo como se menciona en la presente descripción. En una modalidad, aumentar el espesor del revestimiento en el compuesto permite que el compuesto revestido resista fuerzas de compresión más altas. La resistencia contra aplastamiento del compuesto
25 revestido a presiones elevadas permite una liberación

lenta del (los) agente(s) de tratamiento de pozo mientras las caras de la fractura permanecen abiertas.

En una modalidad, el compuesto revestido muestra una resistencia mucho mayor que la de un
5 compuesto sustancialmente similar a través del compuesto sin revestir. Se ha demostrado que el compuesto revestido muestra características similares al apuntalante usando los protocolos de prueba estándar API.

Si bien el compuesto revestido puede funcionar
10 por sí mismo como un apuntalante, en algunos casos el compuesto revestido no se muestra tan alto como la resistencia mostrada por un apuntalante convencional tal como arena, cerámica, bauxita y apuntalantes ultra livianos que tienen una gravedad específica aparente
15 menor que o igual a 2,45. En una modalidad, el compuesto puede mezclarse con otros apuntalantes convencionales. El compuesto proporciona el suministro del agente de tratamiento de pozo en la fractura mientras que el apuntalante convencional evita que la fractura se cierre.
20 Por lo tanto, las mezclas del compuesto revestido y el apuntalante convencional proporcionan una comprobación de flujo a largo plazo sin afectar la conductividad.

En otra modalidad, el compuesto revestido se puede bombear al pozo en un fluido que también contiene un
25 apuntalante convencional (revestido o no revestido); el apuntalante convencional tiene la resistencia capaz de

soportar mayores fuerzas de compresión que el compuesto revestido. El tamaño del compuesto revestido permite que el compuesto revestido se mezcle previamente en las primeras etapas de una operación de fracturamiento. El compuesto
5 revestido puede añadirse directamente al tubo mezclador del apuntalante u opcionalmente suspenderse en una salmuera o suspensión acuosa viscosificada. El compuesto revestido es de suficiente resistencia de manera que no afecta la conductividad de la fractura. La liberación del agente de
10 tratamiento de pozo del soporte a través de la(s) fisura(s) puede ocurrir cuando la tensión aplicada al compuesto revestido excede la tensión máxima y la resistencia contra aplastamiento del revestimiento soportará antes de mostrar alguna grieta. En ese punto, el agente de tratamiento de
15 pozo se disocia del soporte inmovilizado a través de las fisuras creadas por la aplicación de tensión al compuesto revestido. Durante y después de la liberación del agente de tratamiento de pozo, la fractura puede permanecer abierta por el apuntalante hasta que las fuerzas de compresión
20 ejercidas sobre el apuntalante se aplastan o hacen que el apuntalante sea ineficaz. La liberación lenta del agente de tratamiento de pozo de la(s) fisura(s) del revestimiento puede continuar mientras se retiene la permeabilidad del paquete apuntalante.

25 En una modalidad, los compuestos revestidos pueden usarse con cualquiera de los compuestos

mencionados anteriormente que no han sido revestidos y que muestran la capacidad de resistir una tensión mayor que 20 psi sin romperse. En una modalidad, el revestimiento y el soporte del compuesto pueden seleccionarse para proporcionar un continuo de liberación de agente(s) de tratamiento de pozo mientras las fuerzas de compresión dentro del pozo se incrementan. Por lo tanto, el (los) agente(s) de tratamiento de pozo puede(n) liberarse en el pozo y producir fluidos en una variedad de fuerzas de compresión. Por ejemplo, a presiones bajas, los agentes de tratamiento de pozo inmovilizados de los compuestos sin revestir pueden liberarse de su soporte. Como las tensiones están elevadas, el agente de tratamiento de pozo inmovilizado puede liberarse de los compuestos revestidos a través de la(s) fisura(s) en el revestimiento del compuesto. En un ejemplo, el uso de los compuestos revestidos con compuestos sin revestir mejora la duración de vida del pozo proporcionando una liberación continua del (los) agente(s) de tratamiento de pozo a presiones mayores que aproximadamente 1200 psi, API RP 56 o API RP 60.

En algunos casos, el compuesto revestido puede bombearse en el pozo en diferentes etapas de aquellos de un fluido cargado de apuntalante.

En una modalidad, el revestimiento puede ser un polímero orgánico que puede curarse, curarse parcialmente

o no curarse. Los polímeros orgánicos adecuados pueden incluir resinas termoplásticas así como termoestables.

Los termoplásticos ilustrativos incluyen polietileno, acrilonitrilo butadieno estireno, poliestireno, cloruro de polivinilo, fluoroplásticos, polisulfuro, polipropileno, estireno acrilonitrilo, nailon y óxido de fenileno.

Las resinas termoestables ilustrativas incluyen resinas epoxi, resinas fenólicas, resinas de melamina formaldehído, resinas de poliéster, poliuretanos, resina fenólica modificada con epoxi y derivados de estas.

El polímero orgánico que comprende el revestimiento puede estar reticulado.

Los revestimientos preferidos incluyen resinas epoxi, resinas fenólicas (como resinas de fenol formaldehído), poliuretanos, policarbodiimidas, poliestireno, poliamidas, poliamida imidas, resinas de furano, resinas de melamina formaldehído o una combinación de estas.

En una modalidad, la resistencia del polímero orgánico puede aumentarse usando un aditivo mejorador de la resistencia junto con el polímero orgánico. Tales aditivos incluyen, pero no se limitan necesariamente a, materiales de desecho tales como arena de sílice, fibras Kevlar, cenizas volantes, lodos, escorias, papel de desecho, cáscaras de arroz, polvo de sierra y lo similar,

agregados volcánicos, tales como la perlita expandida, piedra pómez, escoria, obsidiana y lo similar, minerales, tales como tierra de diatomeas, mica, borosilicatos, arcillas, óxidos metálicos, fluoruros metálicos y lo
5 similar, restos de plantas y animales, tales como caracolas, coral, fibras de cáñamo y lo similar, rellenos fabricados, tales como sílice, fibras minerales y esteras, fibra de vidrio cortada o tejida, lanas metálicas, torneados, viruta, wollastonita, nanoarcillas,
10 nanotubos de carbono, fibras de carbono y nanofibras, óxido de grafeno o grafito. Por ejemplo, la resistencia a la compresión del compuesto puede aumentarse usando una combinación del polímero orgánico y el aditivo mejorador de resistencia. Como ejemplo, la liberación del agente de
15 tratamiento de pozo del compuesto revestido puede retardarse a niveles de tensión más altos (tal como en pozos de agua profundas) por encima de 12.000 psi cuando el revestimiento se compone tanto por polímeros orgánicos como aditivos mejoradores de la resistencia.

20 En otra modalidad, el revestimiento puede comprender un material inorgánico. Los materiales adecuados incluyen compuestos inorgánicos tales como aquellos que contienen metal. En una modalidad preferida, el metal es circonio o zinc. Los materiales inorgánicos ilustrativos
25 incluyen silicato de circonio así como silicato de zinc.

El revestimiento puede aplicarse al compuesto mediante métodos de curado a baja temperatura así como por procesos de calentamiento indirecto. En una modalidad, el polímero orgánico o material inorgánico puede mezclarse en un recipiente a temperaturas elevadas, generalmente de aproximadamente de 200 a aproximadamente 350, preferentemente a aproximadamente 250 °F. El revestimiento inorgánico también puede aplicarse sobre el soporte mediante una reacción sol-gel. Por ejemplo, un revestimiento de silicato de zinc puede formarse mediante una reacción sol-gel de silicato de sodio y sulfato de zinc u ortosilicato de tetraetilo y nitrato de zinc. Después el revestimiento inorgánico puede endurecerse.

El compuesto revestido no requiere cantidades excesivas de agentes de tratamiento de pozo. La cantidad de agente de tratamiento de pozo en el compuesto revestido es aquella cantidad suficiente para efectuar el resultado deseado durante un período de tiempo continuo. Por ejemplo, cuando el agente de tratamiento de pozo es un inhibidor de incrustaciones, la cantidad de inhibidor de incrustaciones presente en el compuesto revestido es aquella cantidad requerida para prevenir, o al menos reducir sustancialmente o inhibir la formación de incrustaciones.

Generalmente, la cantidad de agente de tratamiento de pozo en el compuesto revestido es de

aproximadamente 0,05 a aproximadamente 70, en algunos casos de aproximadamente 0,05 a 50 por ciento en peso, preferentemente de aproximadamente 0,05 a aproximadamente 40 por ciento en peso, con mayor preferencia de aproximadamente 0,05 a aproximadamente 20 y en algunos casos, de aproximadamente 0,1 a aproximadamente 15 por ciento en peso y, en otros casos, de aproximadamente 0,1 a aproximadamente 10 por ciento en peso, basado en el peso total del compuesto.

Una vez liberado al medio ambiente, el agente de tratamiento de pozo puede ser efectivo durante hasta 6 meses, en la mayoría de los casos más de 9 meses, generalmente más de 12 meses o 18 meses y típicamente hasta 24 meses y en algunos casos más de tres a cinco años.

En una modalidad, el agente de tratamiento de pozo puede inmovilizarse sobre un soporte o incorporarse en los poros de un soporte poroso o de área superficial alta antes del revestimiento.

Por ejemplo, el compuesto puede consistir en un agente de tratamiento de pozo adsorbido en un sustrato adsorbente, tal como un adsorbente insoluble en agua, insoluble en aceite o tanto un absorbente insoluble en agua como en aceite. Una porción del agente de tratamiento de pozo puede absorberse además en los espacios intersticiales del soporte. La adsorción del

agente de tratamiento de pozo sobre el adsorbente sólido limita la disponibilidad del agente de tratamiento de pozo libre en el agua. Además, el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre el soporte tiene solubilidad
5 limitada en agua.

Cuando el soporte es un adsorbente insoluble en agua, puede ser de diversos tipos de materiales de área superficial alta comercialmente disponibles que tienen la afinidad para adsorber el agente de tratamiento deseado. En
10 una modalidad, el área superficial del adsorbente del compuesto puede estar entre aproximadamente $0,5 \text{ m}^2/\text{g}$ a aproximadamente $1000 \text{ m}^2/\text{g}$ y más típicamente de aproximadamente $0,5$ a aproximadamente 700 , en algunos casos de aproximadamente $0,5$ a aproximadamente $110 \text{ m}^2/\text{g}$ y en
15 otros casos de aproximadamente $0,5$ a aproximadamente $60 \text{ m}^2/\text{g}$.

El adsorbente puede ser cualquiera de los diversos tipos de materiales de área superficial alta comercialmente disponibles sobre los cuales el agente de
20 tratamiento de pozo puede absorberse.

Los adsorbentes adecuados incluyen minerales finamente divididos, fibras, cáscaras de almendra molida, cáscaras de nuez molida y cáscaras de coco molido. Otros adsorbentes insolubles en agua adecuados incluyen carbón
25 y/o carbones activados, particulados de sílice, sílices precipitadas, sílice (arena de cuarzo), alúmina, sílice-

alúmina tal como el gel de sílice, mica, silicato, p. ej., ortosilicatos o metasilicatos, silicato de calcio, arena (p. ej., malla 20-40), cerámica, bauxita, caolín, talco, zirconia, boro y vidrio, que incluyen microesferas
5 o cuentas de vidrio, ceniza volante, zeolitas, tierra de diatomeas, cáscaras de nuez molida, tierra de fuller y adsorbentes insolubles en agua de alto peso molecular orgánicos. Particularmente se prefieren la alúmina, tierra de diatomeas y cáscaras de nuez molida. La alúmina
10 se prefiere particularmente en aquellos casos en los que se desea que el compuesto revestido resista tensiones de compresión altas, que incluyen hasta 20.000 psi.

Además, útiles como adsorbentes son las arcillas tales como las arcillas naturales, preferentemente aquellas
15 que tienen una superficie con carga negativa relativamente grande y una superficie mucho más pequeña que se carga positivamente. Otros ejemplos de tales materiales de área superficial alta incluyen las arcillas como la bentonita, illita, montmorillonita y arcillas sintéticas.

20 La relación en peso del agente de tratamiento de pozo a adsorbente insoluble en agua puede ser de aproximadamente 9,8:0,2 a aproximadamente 0,2:9,8, frecuentemente de aproximadamente 9:1 a aproximadamente 1:9.

25 El compuesto puede prepararse al añadir el agente de tratamiento de pozo al adsorbente y mezclar

hasta que el agente de tratamiento de pozo se adsorbe y/o absorbe fácilmente. Después el producto puede secarse a temperaturas elevadas (por ejemplo, de aproximadamente 220 °F a aproximadamente 250 °F) hasta que el porcentaje de humedad del producto resultante sea menor que 3 % . Los métodos adecuados para preparar los agentes de tratamiento de pozos adsorbidos y/o absorbidos sobre un soporte, tal como un adsorbente insoluble en agua, se describen en las patentes de los EE. UU. núms. 7.491.682; 7.493.955; 7.977.283; y 8.664.168, todas las cuales se incorporan en la presente descripción como referencia.

El agente de tratamiento de pozo se libera (desorbido) del adsorbente a lo largo del tiempo. La liberación del agente de tratamiento de pozo en un área objetivo puede controlarse por la presencia del revestimiento en el compuesto. El tiempo para la solubilización (desorción del adsorbente) del agente de tratamiento de pozo aumenta por la presencia de la capa resistente a la liberación. Sin embargo, el agente de tratamiento de pozo no se libera al medio ambiente hasta que el revestimiento contiene al menos una fisura. El agente de tratamiento de pozo puede entonces liberarse al medio ambiente a través de la(s) fisura(s). En algunos casos, puede formarse una fisura antes de que el agente de tratamiento de pozo se libere del adsorbente. Una vez liberado del adsorbente, el agente de tratamiento de pozo

migra desde el interior del compuesto al medio ambiente a través de la(s) fisura(s).

Los compuestos adecuados también incluyen aquellos compuestos de un particulado poroso como soporte
5 sobre el cual o dentro del cual se inmovilizan uno o más agentes de tratamiento de pozo. Generalmente, el tamaño de partícula del particulado poroso es entre aproximadamente 0,3 mm a aproximadamente 5 mm, de preferencia entre aproximadamente 0,4 a aproximadamente 2 mm. En algunos
10 casos, la cantidad de tratamiento(s) de pozo en tales compuestos revestidos se encuentra entre aproximadamente 1 y aproximadamente 600 ppm y puede ser tan baja como 1 ppm. Dichas cantidades pequeñas de agente(s) de tratamiento de pozo pueden ser suficientes para hasta 1000 volúmenes de
15 poros.

La porosidad y la permeabilidad del particulado poroso es tal que el agente de tratamiento de pozo puede absorberse en los poros del material particulado poroso. Generalmente, la porosidad del particulado poroso se
20 encuentra entre aproximadamente 5 a aproximadamente 30 por ciento en volumen. Un instrumento comercialmente disponible que usa intrusión de mercurio, tal como el AutoPore Mercury Porosimeter (Micromeritics, Norcross, GA), para medir la porosidad interna del particulado y el volumen intersticial
25 (de un paquete) puede usarse para determinar la porosidad del particulado poroso. Generalmente, la cantidad de agente

de tratamiento de pozo en tales compuestos puede ser de aproximadamente 0,05 a aproximadamente 70 (preferentemente de aproximadamente 0,1 a aproximadamente 2) en peso en función del peso total del compuesto.

5 Los particulados porosos ilustrativos incluyen aquellos que son generalmente esféricos e insolubles en fluidos de pozo en condiciones subterráneas, tales como a temperaturas menores que aproximadamente 250 °C y caracterizados por una matriz porosa. Los particulados
10 porosos pueden ser inorgánicos u orgánicos. Dado que los agentes de tratamiento de pozo usados en los compuestos son capaces de absorberse en los espacios intersticiales de los particulados porosos, pueden liberarse lentamente de los particulados porosos en fluidos producidos después
15 de que se crea una fisura en el revestimiento. En algunos casos, la fisura puede crearse en el revestimiento antes de que el agente de tratamiento de pozo se libere (sea desorbido) del particulado poroso. Después de la liberación del particulado poroso, el agente de
20 tratamiento de pozo puede fluir desde el interior del compuesto al medio ambiente a través de la fisura. Los fluidos producidos se exponen después al agente de tratamiento de pozo.

 Adecuados como los particulados porosos son
25 aquellos particulados expuestos en la patente de los EE. UU. núm. 5.964.291 y la patente de los EE. UU. núm.

7.598.209, incorporadas en la presente descripción como referencia. Por ejemplo, el particulado poroso del compuesto puede ser cualquier particulado cerámico poroso de origen natural o fabricado o diseñado genéticamente, así como cualquier material polimérico orgánico, que
5 tenga una porosidad inherente y/o inducida.

Adecuados como materiales cerámicos inorgánicos son la alúmina, el vidrio magnético, el óxido de titanio, el óxido de circonio, la cerámica, el carburo de silicio, los aluminosilicatos y otros materiales a base de sílice.
10 Los ejemplos de materiales particulados porosos no naturales incluyen, pero no se limitan a, los particulados cerámicos porosos, tales como los particulados caoliniticos disparados, así como la bauxita parcialmente sinterizada. Los particulados porosos pueden ser además
15 materiales cerámicos naturales porosos, tales como las rocas volcánicas ligeras, tales como la piedra pómez, así como la perlita y otras "lavas" porosas como el basalto hawaiano poroso (vesicular), la diabasa porosa de Virginia y la riolita de Utah. Tales materiales de origen natural
20 pueden reforzarse o endurecerse usando agentes modificadores para aumentar la capacidad del material de origen natural para resistir la deformación. Se puede usar un aglutinante de almidón.

25 Los materiales poliméricos adecuados para usar como particulado poroso en tales aplicaciones incluyen

las resinas termoestables, tales como el poliestireno, un copolímero de estireno-divinil benceno, un poliacrilato, un polialquilacrilato, un éster de poliacrilato, un éster de acrilato de polialquilo, un almidón modificado, un
5 poliepóxido, un poliuretano, un poliisocianato, una resina de fenol formaldehído, una resina de furano o una resina de melamina formaldehído.

Los compuestos se pueden preparar mediante procesos convencionales, tales como la electrofusión,
10 secado por aerosol y peletización. En una modalidad preferida, los compuestos se preparan mediante la colocación del particulado poroso en una solución o suspensión diluida del agente de tratamiento de pozo y permite que el particulado poroso absorba el agente de
15 tratamiento de pozo.

El compuesto puede estar compuesto además de un agente de tratamiento de pozo y un óxido metálico calcinado, tal como aquellos descritos en la patente de los EE. UU. núm. 9.029.300. Tales compuestos incluyen aquellos
20 donde un agente de tratamiento de pozo se adsorbe sobre un sustrato poroso calcinado de tamaño nanométrico de área superficial alta.

La porosidad y la permeabilidad del sustrato poroso calcinado pueden ser tales que el agente de
25 tratamiento de pozo puede también absorberse en los espacios intersticiales del sustrato poroso. En una

modalidad, el área superficial del sustrato poroso calcinado de tales compuestos puede estar entre aproximadamente 1 m²/g a aproximadamente 10 m²/g, en algunos casos entre aproximadamente 1,5 m²/g a aproximadamente 4 m²/g, el diámetro del sustrato poroso calcinado puede estar entre aproximadamente 0,1 a aproximadamente 3 mm, en algunos casos entre aproximadamente 150 a aproximadamente 1780 micrómetros, y el volumen de poro del sustrato poroso calcinado puede estar entre aproximadamente 0,01 a aproximadamente 0,10 g/cc. El óxido metálico poroso es generalmente esférico e insoluble en fluidos de pozo en condiciones subterráneas, tal como a temperaturas menores que aproximadamente 250 °C.

El sustrato poroso puede ser un óxido metálico, tal como alúmina, óxido de circonio y óxido de titanio. El soporte del compuesto revestido es generalmente un óxido metálico calcinado de alta área superficial tal como alúmina, óxido de circonio, aluminosilicato y óxido de titanio. El sustrato puede incluir además sílice. Generalmente, el sustrato poroso es alúmina.

El adsorbente puede prepararse al:

(a) mezclar un hidrosol de óxido metálico (tal como hidrosol de óxido de aluminio) que contiene un hidrato del óxido metálico o metal activado (tal como alúmina activada) y un componente aditivo seleccionado de carbono

(tal como negro de carbón) o un material orgánico natural de alto peso molecular (tal como harina de madera y almidón) que es insoluble en una solución acuosa hasta una temperatura de 50 °C y carbono con una solución de base hidrolizable para formar una mezcla;

(b) introducir la mezcla en forma dispersa en un líquido inmiscible en agua que tiene una temperatura de aproximadamente 60° a 100 °C, en donde se forman partículas de gel;

(c) desgastar las partículas de gel en el líquido a la temperatura y posteriormente en una base acuosa, tal como una solución de amoníaco acuosa;

(d) recuperar las partículas desgastadas; y después

(e) calcinar las partículas recuperadas.

Durante la calcinación, el componente aditivo se elimina. Las partículas calcinadas tienen una densidad aparente menor cuando el componente aditivo se encuentra presente durante las calcinaciones que cuando el componente aditivo no se encuentra presente. Generalmente, la densidad aparente del compuesto se encuentra entre aproximadamente 75 a aproximadamente 150 lb/ft³. Además, la combustión del

componente aditivo durante las calcinaciones del hidrosol provoca la formación de poros del óxido metálico calcinado.

El hidrosol de óxido metálico puede contener opcionalmente una sustancia que contiene sílice que en su
5 forma no soluble se coprecipita con las partículas de óxido metálico. La sustancia que contiene sílice es preferentemente una sílice de baja densidad, tal como la preparada por hidrólisis del tetracloruro de silicio en una llama de oxihidrógeno y conocida bajo la designación
10 de sílice pirogénica.

En una modalidad, el adsorbente de óxido metálico esférico puede prepararse a partir de un hidrosol de óxido metálico concentrado de un valor de pH en el rango de aproximadamente 3 a aproximadamente 5 que,
15 a su vez, se prepara al disolver metal en ácido clorhídrico y/o cloruro metálico en solución acuosa o al disolver hidroxiclорuro metálico en agua, cuya concentración se ajusta de manera que el óxido metálico derivado de las cantidades de sol a 15 a 35 % en peso,
20 preferentemente a 20 a 30 % en peso de la masa de las partículas calcinadas. El óxido metálico de hidrato y/o metal activado, preferentemente de un diámetro de partícula promedio de máximo 10 μ , después se agrega al hidrosol en una cantidad de manera que las cantidades de
25 contenido de óxido metálico sea de 65 a 85 % en peso, preferentemente de 70 a 80 % en peso de las partículas

calcinadas. Opcionalmente, se puede añadir sílice pirogénico al hidrosol de manera que el contenido de SiO_2 de las partículas calcinadas equivale de 10 a 40 % en peso. Después, puede añadirse una harina de madera blanda a media dura a la mezcla, al moler la harina de madera hasta obtener un tamaño de partícula más fino, de manera que esté presente en una cantidad de 5 a 35 % en peso, preferentemente de 10 a 25 % en peso con respecto a la masa de las partículas calcinadas. Después, el hidrosol que contiene la harina de madera se puede mezclar con una solución acuosa concentrada de hexametilentetraamina y después rociarse o descender en una columna llena con el petróleo de una temperatura de 60 °C a 100 °C. Después, se deja que las partículas de gel permanezcan a la temperatura de precipitación durante un período de tiempo de 4 a 16 horas; posteriormente las partículas de gel se desgastan durante 2 a 8 horas en una solución acuosa de amoníaco, se lavan con agua, se secan a 100 °C a 150 °C, o preferentemente a aproximadamente 120 °C a aproximadamente 200 °C, se precalientan a 250 °C a 400 °C y se calcinan a una temperatura de 600 °C a aproximadamente 1000 °C.

Los métodos alternativos para elaborar un adsorbente de óxido metálico se describen adicionalmente en la patente de los EE. UU. núm. 4.013.587, incorporada en la presente descripción como referencia.

En una modalidad preferida, cuando el adsorbente de óxido metálico es un adsorbente de alúmina, el adsorbente puede prepararse hidrolizando alcóxidos de aluminio para volverlo una alúmina de tamaño nanométrico, secando para eliminar agua y después introduciendo el aluminio seco en una forma dispersa en un petróleo a una temperatura de aproximadamente 60° a 100 °C, por el que se forman partículas de gel. Después las partículas de gel se desgastan en el líquido y posteriormente en una solución acuosa de amoníaco, se recuperan y después se calcinan. Se puede producir alúmina de tamaño nanométrico que tiene un diámetro promedio en el rango de aproximadamente 0,4 mm a aproximadamente 1 mm.

Una vez liberado (desorbido) el agente de tratamiento de pozo del óxido calcinado puede entonces fluir al medio ambiente una vez que se crea(n) una(s) fisura(s) en el revestimiento. En algunos casos, el agente de tratamiento de pozo se libera del óxido calcinado después de que se forma una fisura en el revestimiento. En tales casos, el agente de tratamiento de pozo fluye al medio ambiente después de que una fisura aparece en la capa de revestimiento.

El compuesto puede estar compuesto además de un agente de tratamiento de pozo y un óxido metálico calcinado, tal como aquellos descritos en la patente de los EE. UU. núm. 9.029.300. Tales compuestos incluyen aquellos

donde un agente de tratamiento de pozo se adsorbe sobre un sustrato poroso calcinado de tamaño nanométrico de área superficial alta.

En otra modalidad, el soporte del compuesto
5 puede prepararse al mezclar una arcilla (tal como la bentonita o bauxita) o un óxido metálico de área superficial alta con un componente generador de poros, tal como un compuesto orgánico o un componente capaz de liberar dióxido de carbono (tal como el carbonato de
10 calcio) y después granularse. Los gránulos después pueden sinterizarse. La liberación de dióxido de carbono durante la sinterización mejora la porosidad del producto sinterizado. En otra modalidad, la mezcla puede rociarse sobre un apuntalante tal como arena, aluminosilicato o
15 cerámica y después secarse y exponerse a una temperatura más alta para generar porosidad.

El agente de tratamiento de pozo es preferentemente soluble en agua, soluble en hidrocarburo o tanto soluble en agua como en hidrocarburo.

20 En una modalidad preferida, el agente de tratamiento de pozo puede ser al menos un miembro seleccionado del grupo que consiste en agentes desemulsionantes (tanto agua en aceite como aceite en agua), inhibidores de corrosión, inhibidores de
25 incrustaciones, inhibidores de sal, inhibidores de parafina, inhibidores de hidrato de gas, inhibidores de

formación de sal, dispersantes de asfaltenos, agentes espumantes, depuradores de oxígeno, depuradores de sulfuro de hidrógeno, trazadores solubles en agua, trazadores solubles en aceite, biocidas y surfactantes, así como
5 otros agentes en donde se desea una liberación lenta en el pozo de producción.

El agente de tratamiento de pozo puede ser un sólido o líquido. En una modalidad, donde el agente de tratamiento de pozo es un sólido, puede disolverse en un
10 solvente adecuado, lo que lo convierte de este modo en un líquido. Cuando el agente de tratamiento de pozo es un sólido, el agente de tratamiento de pozo puede permanecer intacto sobre el adsorbente sólido hasta el flujo de un líquido solubilizante. Por ejemplo, cuando el agente de
15 tratamiento de pozo es un inhibidor para las incrustaciones, la corrosión, las sales o la acción biocida, el agente de tratamiento puede solubilizarse (desorber del adsorbente) en agua producida. En ausencia de flujo de agua, el agente de tratamiento de pozo puede
20 permanecer intacto sobre el adsorbente sólido. Como otro ejemplo, los inhibidores sólidos para parafina o asfaltenos se solubilizan en la fase de hidrocarburo de fluido producido.

En una modalidad preferida, el compuesto
25 revestido descrito en la presente descripción inhibe, controla, previene o trata efectivamente la formación de

formaciones de incrustaciones inorgánicas que se depositan en la formación y agujero de pozo, así como en tubulares, conductos, etc. Los compuestos revestidos descritos en la presente descripción son particularmente
5 eficaces en el tratamiento de incrustaciones de calcio, bario, sales de magnesio y lo similar, que incluyen el sulfato de bario, sulfato de calcio e incrustaciones de carbonato de calcio. Los compuestos revestidos pueden tener además aplicabilidad en el tratamiento de otras
10 incrustaciones inorgánicas, tales como el sulfuro de zinc, sulfuro de hierro, etc.

Los inhibidores de incrustaciones adecuados son inhibidores de incrustaciones aniónicos.

Los inhibidores de incrustaciones preferidos
15 incluyen los materiales ácidos fuertes, tales como un ácido fosfónico, un ácido fosfórico o un ácido fosforoso, los ésteres de fosfato, ácidos fosfonato/fosfónico, los diversos ácidos carboxílicos aminopoli, agentes quelantes e inhibidores poliméricos y sales de estos. Se incluyen
20 los organofosfonatos, organofosfatos y ésteres de fosfato, así como los ácidos y sales correspondientes de estos.

Los inhibidores de incrustaciones de tipo fosfonato/ácido fosfónico se prefieren frecuentemente en
25 vista de su efectividad para controlar las incrustaciones a una concentración relativamente baja. Los inhibidores de

incrustaciones poliméricos, tales como las poliacrilamidas, sales de copolímero de sulfonato de acrilamido metilpropano/ácido acrílico (AMPS/AA), copolímero maleico fosfinado (PHOS/MA) o sal de sodio de terpolímeros de ácido 5 polimaleico/ácido acrílico/acrilamido metilpropanosulfonato (PMA/AMPS), son también inhibidores de incrustaciones efectivos. Se prefieren las sales sódicas.

Además son útiles, especialmente para las salmueras, los agentes quelantes, que incluyen el ácido 10 dietilenetriamina pentametilfosfónico y ácido etilendiaminotetraacético.

Los inhibidores de sal adecuados incluyen cualquiera de los fructanos o derivados de fructanos, tales como la inulina y los derivados de inulina, como se 15 describe en la publicación de la patente de los EE. UU. núm. 2009/0325825, incorporada en la presente descripción como referencia.

Los ejemplos de agentes desemulsionantes que son útiles incluyen, pero no se limitan a, los polímeros 20 de condensación de óxidos de alquileo y glicoles, tales como los polímeros de condensación de óxido de etileno y óxido de propileno de di-propilenglicol, así como también el trimetilolpropano; y las resinas de fenol formaldehído sustituidas con alquilo, bis-fenil diepóxidos y ésteres y 25 diésteres de dichos productos difuncionales. Los desemulsionantes no iónicos especialmente preferidos son

las resinas de fenol formaldehído oxialquilados, aminas y poliaminas oxialquiladas, poliéteres oxialquilados di-epoxidizados, etc. Los desemulsionantes de aceite en agua adecuados incluyen la politrietanolamina cloruro de metilo cuaternario, el coloidal ácido de melamina, la poliacrilamida aminometilada, etc.

Los inhibidores de parafina ilustrativos incluyen copolímeros de etileno/acetato de vinilo, acrilatos (tales como ésteres de poliacrilato y ésteres de metacrilato de alcoholes grasos) y ésteres de olefina/maleico.

Los inhibidores de corrosión ilustrativos útiles en la presente descripción incluyen, pero no se limitan a, imidazolinas grasas, alquilpiridinas, alquilpiridina cuaternarias, sales cuaternarias de aminas grasas y sales de fosfato de imidazolinas grasas.

Los productos químicos o inhibidores útiles para tratar el hidrato de gas incluyen, pero no se limitan a, los polímeros y homopolímeros y copolímeros de inhibidores de hidrato de vinilpirrolidona, vinil caprolactama y a base de amina, tales como aquellos descritos en las publicaciones de las patentes de los EE. UU. núms. 2006/0223713 y 2009/0325823, ambas incorporadas en la presente descripción como referencia.

Los productos químicos ilustrativas para el tratamiento de asfaltenos incluyen, pero no se limitan a, homopolímeros y copolímeros de ésteres grasos (tales como

ésteres grasos de polímeros y copolímeros de ácido acrílico y metacrílico) y monooleato de sorbitán.

Los agentes espumantes adecuados incluyen, pero no se limitan a, sulfatos oxialquilados o sulfatos de alcohol etoxilado, o mezclas de estos.

Los surfactantes ilustrativos incluyen surfactantes catiónicos, anfotéricos, aniónicos y no iónicos. Se incluyen como surfactantes catiónicos aquellos que contienen una fracción de amonio cuaternario (tal como una amina cuaternaria lineal, una amina cuaternaria bencil o un haluro de amonio cuaternario), una fracción de sulfonio cuaternario o una fracción de fosfonio cuaternario o mezclas de estos. Los surfactantes adecuados que contienen un grupo cuaternario incluyen haluro de amonio cuaternario o amina cuaternaria, tal como cloruro de amonio cuaternario o un bromuro de amonio cuaternario. Se incluyen como surfactantes anfotéricos, los glicinatos, anfoacetatos, propionatos, betáinas y mezclas de estos. El surfactante catiónico o anfotérico puede tener una cola hidrófoba (que puede ser saturada o insaturada) tal como una longitud de cadena de carbonos de C12-C18. Además, la cola hidrófoba puede obtenerse de un aceite natural de plantas tales como una o más de aceite de coco, aceite de colza y aceite de palma.

Los surfactantes preferidos incluyen el cloruro de N,N,N trimetil-1-octadecamonio: el cloruro de N,N,N

trimetil-1-hexadecamonio; y el cloruro de N,N,N trimetil-1-soyaamonio y mezclas de estos. Los surfactantes aniónicos adecuados son sulfonatos (como el xilenosulfonato de sodio y el naftaleno sulfonato
5 sódico), fosfonatos, etoxisulfatos y mezclas de estos.

Los depuradores de oxígeno ilustrativos incluyen las triazinas, maleimidas, formaldehídos, aminas, carboxamidas, compuestos de alquilcarboxilo-azo, compuestos de peróxido de cumilo morfolino y derivados de amino
10 morfolina y derivados de piperazina, óxidos de amina, alcanolaminas, poliaminas alifáticas y aromáticas.

El neutralizador de sulfuro de hidrógeno puede ser un oxidante, tal como un peróxido inorgánico, p. ej., el peróxido de sodio, o dióxido de cloro, o un aldehído,
15 p. ej., de 1 a 10 carbonos tales como el formaldehído o glutaraldehído o (met)acroleína o un neutralizador a base de amina, tal como una triazina o una hexamina.

El agente de tratamiento de pozo puede ser además un trazador que es un trazador soluble en hidrocarburo y/o
20 soluble en agua. Se pueden usar compuestos revestidos que contienen trazadores para monitorear el reservorio. A medida que el fluido producido pasa a través o circula en el pozo, el trazador liberado del soporte se disuelve lentamente a lo largo de una velocidad generalmente
25 constante durante un período de tiempo prolongado en el agua o hidrocarburos que están contenidos en la formación

y/o pozo. Por lo tanto, los compuestos revestidos proporcionan un suministro continuo del trazador en el área objetivo. La disolución gradual de los trazadores garantiza que están disponibles para producir fluidos durante
5 períodos prolongados de tiempo.

Los trazadores adecuados incluyen los colorantes (tales como los colorantes fenoxazona, fluroceína, colorantes betaínas piridinio, colorantes solvatocromáticos, Oregon Green, Cascade Blue, amarillo
10 Lucifer, Auramine O, tetrametilrodamina, piranina, sulforoxi, hidroxycumarinas; pirinas polisulfonadas; cianinas, hidroxilaminas, rojo neutro, naranja de acridina; ácidos (tales como ácido pícrico y ácido salicílico) o sales de estos; compuestos ionizables (tales como aquellos
15 que proporcionan amonio, boro, cromato, etc., iones); y materiales radioactivos (tales como kriptón-85); isótopos; materiales codificados genéticamente o biológicamente; microorganismos; minerales; y compuestos y polímeros sintéticos y naturales de alto peso molecular (tales como
20 los oligonucleótidos, hidrocarburos perfluorados como el perfluoro butano, perfluoro metil ciclopentano y perfluoro metil ciclohexano).

El trazador también puede ser un quelato, tal como el ácido etilendiaminatetraacético (EDTA)) o una sal
25 de este. La patente de los EE. UU. núm. 4.264.329, incorporada en la presente descripción como referencia,

describe quelatos metálicos aceptables formados al hacerse reaccionar el ácido etilendiaminotetraacético sustituido con arilo y un ion metálico seleccionado del grupo que consiste en plomo, cadmio y zinc. Tales
5 quelatos reaccionan con agentes fluorogénicos, tales como la fluorescencia y el o-ftalaldehído. La espectroscopía de fluorescencia se usa después para detectar el quelato.

El trazador puede también incluir puntos cuánticos de carbono que pueden detectarse por una amplia
10 variedad de métodos, tales como los descritos en la patente de los EE. UU. núm. 10.280.737.

En una modalidad, cualquiera de los agentes de tratamiento de pozo mencionados puede etiquetarse adicionalmente con un trazador (tal como aquellos
15 mencionados anteriormente). Cuando el agente de tratamiento de pozo se etiqueta, el marcador puede o no inmovilizarse en los espacios intersticiales del soporte. Cuando el agente de tratamiento de pozo se etiqueta, el marcador unido con el agente de tratamiento de pozo para
20 formar el agente de tratamiento de pozo etiquetado debe ser compatible con los fluidos presentes naturalmente en el reservorio y dentro de la roca en sí, así como ser compatible con los fluidos inyectados en el reservorio como parte del tratamiento de formación. (El término
25 “unido” se referirá a la unión del marcador y el agente de tratamiento de pozo para formar un solo particulado e

incluirla, pero no se limitará a, el enlace o la complejación del marcador sobre el agente de tratamiento de pozo.) Generalmente, el tamaño de partícula del marcador se encuentra entre aproximadamente 0,001 micras a aproximadamente 100 micras. En algunos casos, el tamaño de partícula del marcador es menor que o igual a 0,05 micras. La cantidad de marcadores en el agente de tratamiento de pozo etiquetado es normalmente de aproximadamente 1 a 50 por ciento en peso, preferentemente de aproximadamente 1 a aproximadamente 10 por ciento en peso.

En una modalidad, el (los) agente(s) de tratamiento de pozo del compuesto revestido puede(n) tratarse superficialmente para volverla más hidrófoba y/u oleófoba al liberarse del soporte y al medio ambiente a través de la(s) fisura(s) del revestimiento del compuesto. Por ejemplo, la hidrofobicidad y/u oleofobicidad del agente de tratamiento de pozo pueden mejorarse al unir un agente modificador de superficie que comprende una fracción que contiene flúor, una fracción que contiene organosilicio o tanto una fracción que contiene flúor como una fracción que contiene organosilicio sobre la superficie del (los) agente(s) de tratamiento de pozo. [Como se usa en la presente descripción, “adjuntar” incluirá, pero no se limita a, adherir, injertar, enlazar (que incluye el enlace

covalente) o de cualquier otra manera vincular la fracción hidrófoba y/u oleófoba a la superficie del (los) agente(s) de tratamiento de pozo o al revestimiento del compuesto revestido que contiene el (los) agente(s) de
5 tratamiento de pozo.]

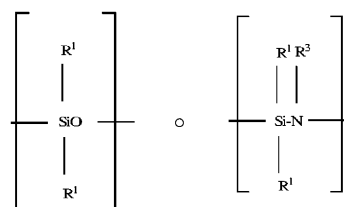
Además, la hidrofobicidad y/u oleofobicidad puede impartirse en el (los) agente(s) de tratamiento de pozos al adjuntar a la superficie del agente de tratamiento de pozos un radical de ácido carboxilo,
10 hidroxilo, amino, imino, amido, tio o fosfónico, ciano, sulfonato, carbonato o una mezcla de estos

En una modalidad, la hidrofobicidad y/u oleofobicidad del (los) agente(s) de tratamiento de pozos inmovilizados sobre o dentro del soporte del compuesto
15 pueden modificarse al remojar el agente de tratamiento de pozo en un baño que contiene el agente modificador de superficie y después al secar el agente de tratamiento de pozo modificado. Alternativamente, el agente de tratamiento de pozo puede volverse hidrófobo y/u oleófobo al adsorber
20 primero el agente de tratamiento de pozo sobre o dentro del soporte del compuesto y después al someter el compuesto al calor.

En una modalidad, la fracción que contiene organo-silicio puede adjuntarse a la superficie del (los)
25 agente(s) de tratamiento de pozo al hacer reaccionar el

(los) agente(s) de tratamiento de pozo con un silano, polisiloxano o un polisilazano.

Los ejemplos de materiales que contienen organosilano son los que tienen la Fórmula $R^{1}_{4-x}SiA_x$ o
 5 $(R^1_3Si)_yB$ así como los organo(poli)siloxanos y organo(poli)silazanos que contienen unidades de la fórmula:



10

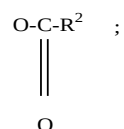
en donde R^1 puede ser igual o diferente y es un radical hidrocarburo que contiene de 1 a 100, tal como de 1 a 20 átomos de carbono y de 1 a 12, preferentemente de 1 a 6 átomos de carbono y R^3 puede ser hidrógeno o un
 15 hidrocarburo o hidrocarburo sustituido que tiene de 1 a 12, preferentemente de 1 a 6 átomos de carbono. Además, R^1 puede ser un radical hidrocarburo sustituido, tal como halo, particularmente un radical hidrocarburo fluoro sustituido. El organo(poli)siloxano puede contener además
 20 unidades adicionales de la fórmula: $R^5_2SiO_2$ donde R^5 es un halógeno tal como un sustituyente cloro o fluoro.

En una modalidad, el compuesto que contiene organosilicio puede ser un organo(poli)siloxano u

organo(poli)silazano de un peso molecular promedio numérico de al menos 400, usualmente entre 1000 y 5.000.000.

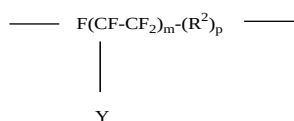
El sustituyente A en $R^1_{4-x}SiA_x$ puede ser hidrógeno, un halógeno tal como cloruro, OH, OR^2 o

5

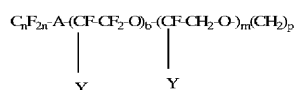


en donde B en la fórmula estructural anterior puede ser NR^3_{3-y} , R^2 un radical hidrocarburo sustituido o
10 hidrocarburo que contiene de 1 a 12, generalmente de 1 a 4 átomos de carbono. R^3 es hidrógeno o tiene el mismo significado que R^1 y x es 1, 2 o 3, y es 1 o 2.

Preferentemente, R^1 es un hidrocarburo fluoro sustituido. Los hidrocarburos preferidos son los
15 hidrocarburos sustituidos con fluoro de la estructura:



donde Y es F o C_nF_{2n+1} ; m es de 4 a 20 y n es de 1 a 6; R^2
20 es alquilo que contiene de 1 a 4 átomos de carbono y p es de 0 a 18. Además, los hidrocarburos fluoro sustituidos pueden ser de la estructura:



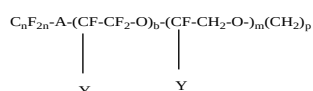
donde A es un radical de oxígeno o un enlace químico; n es de 1 a 6, y es F o C_nF_{2n}; b es al menos 1, tal como de 2 a 10; m es de 0 a 6 y p es de 0 a 18.

Los materiales de organosilicio preferidos incluyen siloxanos halogenados, alcoxisiloxanos halogenados tales como perfluoroalcoxisiloxano (PFOSi), alcoxisilanos halogenados alcoxí, tal como alcoxí-perfluoroalcoxisilano; los polisiloxanos halogenados de alcoxíacetilacetato, tales como el alcoxíacetilacetato-perfluoroalcoxisiloxano, alcoxí-alquilsililhaluros, los polialquilsiloxanos, tales como los polidimetilsiloxanos, y los alcoxíacetilacetato-polialquilsiloxanos, tales como los alcoxíacetilacetato (acac) polidimetilsiloxanos.

En una modalidad, el hidrocarburo fluorado es R_f-(CH₂)_p-X en donde R_f es un grupo hidrocarburo perfluorado que incluye un grupo hidrocarburo sustituido con oxígeno, tal como un grupo alquilo perfluorado o un grupo éter de alquilenos perfluorado y p es de 0 a 18, preferentemente 0-4, y X es un grupo polar tal como un carboxilo, similar a la estructura -(C=O)-OR; y R es hidrógeno, perfluoroalquilo, alquilo o alquilo sustituido que contiene de 1 a 50 átomos de carbono.

Los ejemplos de los grupos perfluoroalquilos son aquellos de la estructura $F-(CFY-CF_2)_m$ donde Y es F o C_nF_{2n+1} ; m es de 4 a 20 y n es de 1 a 6.

Los ejemplos de los grupos éter perfluoroalquilenos son aquellos de la estructura:

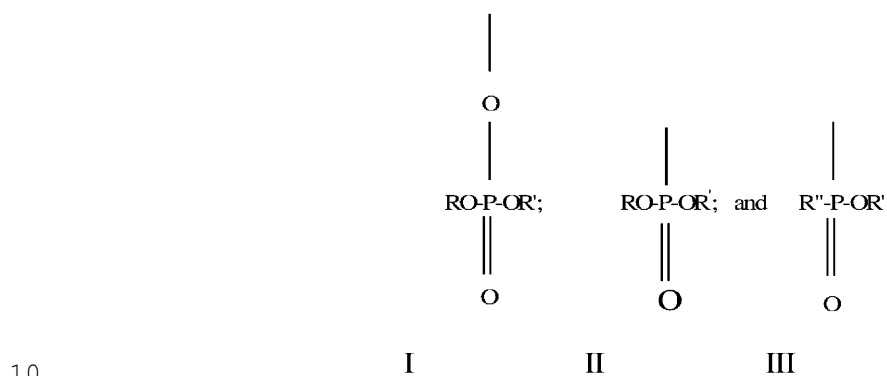


donde A es un radical de oxígeno o un enlace químico; n es de 1 a 6, Y es F o C_nF_{2n} ; b es de 2 a 20, m es de 0 a 6, y p es de 0 a 18, preferentemente de 2 a 4 y con mayor preferencia 2.

Los materiales fluorados preferidos son ésteres de alcoholes perfluorados, tales como los alcoholes de la estructura $F-(CFY-CF_2)_m-CH_2-CH_2-OH$ donde Y es F o C_nF_{2n+1} ; m es de 4 a 20 y n es de 1 a 6.

Además, se prefieren como hidrocarburos fluorados los hidrocarburos perfluorados de la estructura $R_f-(CH_2)_p-X$ donde R_f es un grupo éter de perfluoroalquilenos o un grupo alquilo perfluorado, tal como aquellos descritos anteriormente, p es un entero de 0 a 18, preferentemente de 0 a 4, y X es un grupo carboxilo, preferentemente un grupo éster carboxílico que contiene de 1 a 50, preferentemente de 2 a 20 átomos de carbono en el grupo alquilo que se asocia con el enlace éster.

Se prefieren aún más como hidrocarburos fluorados los hidrocarburos perfluorados de la estructura $R_f-(CH_2)_p-Z$ donde R_f y p son como se definieron anteriormente, preferentemente R_f es un grupo éter de perfluoroalquileo, tal como aquellos descritos anteriormente, y p es de 2 a 4, y Z es un grupo ácido fosforoso. Los ejemplos de los grupos de ácidos fosforosos son:

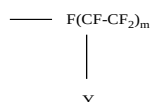


donde R'' es un hidrocarburo o radical de hidrocarburo sustituido que tiene hasta 200, tal como de 1 a 30 y de 6 a 20 carbonos, R'' puede también incluir los grupos de perfluoroalquilo mencionados anteriormente, y R' es H, un metal tal como el potasio o sodio o una amina o un radical alifático, por ejemplo, un alquilo que incluye un alquilo sustituido que tiene de 1 a 50 carbonos, preferentemente un alquilo inferior que tiene de 1 a 4 carbonos, tal como el metilo o etilo, o arilo, que incluye un arilo sustituido que tiene de 6 a 50 carbonos.

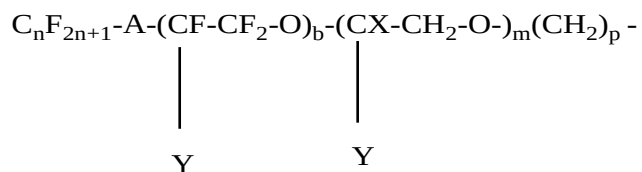
Preferentemente, el ácido fosforoso es de la
Fórmula II, donde R y R' son H.

En una modalidad, la fracción que contiene
flúor puede ser de la Fórmula $R_f-(CH_2)_p-$ donde R_f es un
5 grupo alquilo perfluorado o contiene un grupo éter de
alquileno perfluorado y p es de 2 a 4, preferentemente 2.
En una modalidad, la fracción que contiene flúor puede
tener un peso molecular promedio numérico menor que 2000.

Los ejemplos de los grupos perfluorados para la
10 fracción que contiene flúor son aquellos de la estructura:



en donde Y es F o C_nF_{2n+1} ; m es de 4 a 20 y n es de 1 a 6.
15 Un grupo de éter de perfluoroalquileno u oligomérico
preferido es de la estructura:



20 donde A es un radical de oxígeno o un enlace químico tal
como CF_2 ; n es de 1 a 20, preferentemente de 1 a 6; Y es
H, F, C_nH_{2n+1} o C_nF_{2n+1} ; b es al menos 1, preferentemente de
2 a 10, m es de 0 a 50 y p es de 1 a 20.

La modificación del (los) agente(s) de tratamiento de pozo del compuesto puede proporcionar además una energía superficial reducida, de tal manera que el movimiento de agua y otros líquidos se faciliten una vez que el agente de tratamiento de pozo se libere en el pozo, ya que se rechazará al agente de tratamiento de pozo (después de ser liberado del compuesto revestido) y al medio ambiente a través de la(s) fisura(s).

Además de inhibir o prevenir la formación de contaminantes dentro de una formación o agujero de pozo, los compuestos pueden usarse para inhibir o prevenir la formación de contaminantes sobre la superficie de un conducto en un reservorio subterráneo o un conducto que se extiende a o desde el reservorio subterráneo. Además, los compuestos revestidos se pueden usar para controlar la liberación de un agente de tratamiento de pozo en un pozo o dentro de una formación o sobre la superficie de un tubular, conducto, etc., durante una operación de tratamiento de pozo. Tal liberación puede controlarse durante la vida del compuesto revestido.

En una modalidad, el compuesto revestido se puede transportar al agujero de pozo, formación, tubular o conducto en un fluido portador. El fluido portador podría ser un fluido de fracturamiento o un fluido acidificante. El agente de tratamiento de pozo puede liberarse en un área objetivo en el pozo, formación, tubular, conducto, etc., y

por lo tanto controlar o inhibir la formación de contaminantes sobre tales superficies, puede proporcionarse un suministro continuo del agente de tratamiento de pozo en el área objetivo al ingresar el agente de tratamiento de pozo desasociado al medio ambiente a través de la(s) fisura(s) del revestimiento.

El compuesto revestido mejora la estabilidad del fluido bombeado. Esto es especialmente evidente cuando el compuesto revestido es un componente de un fluido de fracturamiento. Se sabe que algunos agentes de tratamiento de pozo afectan negativamente una o más propiedades físicas del fluido bombeado cuando se liberan prematuramente. Por ejemplo, los agentes de tratamiento de pozos que son de naturaleza ácida (tales como los inhibidores de incrustaciones ácidas, como el ácido fosfónico), una vez que ya no están inmovilizados sobre un soporte o incorporados en los poros de un soporte poroso o de área superficial alta, pueden disminuir el pH del fluido bombeado. Como ejemplo, se ha observado una disminución en el pH en el fluido bombeado cuando un inhibidor de incrustación ácida se desorbe de un adsorbente insoluble en agua de una área superficial alta. Tal disminución se minimiza o evita cuando se aplica un revestimiento sobre el compuesto. Los compuestos revestidos descritos en la presente descripción impiden o mitigan la liberación prematura del agente de tratamiento de pozo. Esto mejora la

compatibilidad del agente de tratamiento de pozo con el fluido bombeado en comparación con cuando el agente de tratamiento de pozo se bombea en el pozo sin revestir.

Los portadores adecuados incluyen sistemas a base de agua como las salmueras, tales como un cloruro de potasio, cloruro de sodio, bromuro de zinc, bromuro de calcio, salmueras de sodio saturados y mezclas de estos, agua salada tal como el agua de mar o agua dulce. En otras modalidades, el compuesto revestido puede transportarse en la formación, el tubular o conducto en un hidrocarburo líquido, surfactante o gas, tal como el nitrógeno o dióxido de carbono. Los compuestos revestidos además se pueden inyectar en la formación en gas licuado, tal como el gas natural licuado o gas de petróleo licuado, así como en espumas, tales como el dióxido de carbono, nitrógeno y dióxido de carbono/nitrógeno. El fluido es preferentemente acuoso, de vapor o gas.

En una modalidad, los compuestos revestidos pueden suspenderse en una salmuera o en un hidrocarburo alifático o aromático. Opcionalmente puede añadirse un espesante a la suspensión para proporcionar un fluido viscoso. Los viscosificadores adecuados incluyen materiales de arcilla y similares a la arcilla y polisacáridos convencionales, tales como la celulosa, el almidón y las gomas galactomananos, así como los alcoholes polivinílicos,

poliacrilatos, polipirrolidonas y poliacrilamidas y mezclas de estos.

La cantidad de compuesto revestido presente en la composición se encuentra generalmente entre aproximadamente 15 ppm a aproximadamente 100.000 ppm. Cuando el fluido portador es la salmuera, el porcentaje en peso del compuesto revestido en la composición se encuentra generalmente entre aproximadamente 0,02 y aproximadamente 2 por ciento en peso.

La composición puede contener además entre 0 y aproximadamente 10 por ciento en peso de una sal inorgánica. Las sales inorgánicas adecuadas incluyen KCl, NaCl y NH₄Cl.

Como se indicó, el compuesto revestido es particularmente aplicable para su uso en una operación de estimulación. Cuando se usa en una operación de tratamiento que usa apuntalante, el apuntalante puede tener una gravedad específica aparente entre aproximadamente 1,05 a aproximadamente 4,0. En una modalidad, el apuntalante puede ser liviano (que tiene una gravedad específica aparente menor que o igual a 2,65, preferentemente menor que o igual a 2,45, con mayor preferencia menor que o igual a 2,25, en algunos casos menor que o igual a 2,0, en otros casos menor que o igual a 1,75, en otros casos menor que o igual a 1,5, en aún otros casos menor que o igual a 1,25 y en otros casos

menor que o igual a aproximadamente 1,06) así como también los apuntalantes más pesados, tales como aquellos que tienen una gravedad específica aparente de 2,65 o mayor, tal como la arena, el aluminio, los aluminosilicatos, la cerámica y la bauxita.

En una modalidad, los compuestos revestidos se pueden usar en operaciones de fracturamiento hidráulico donde se han creado o ampliado fracturas pequeñas. Por ejemplo, los compuestos revestidos pueden usarse en operaciones de fracturamiento hidráulico en donde se han hecho fracturas con apuntalantes que tienen un tamaño de partícula no mayor de 150 μm . En una modalidad preferida, los compuestos revestidos se usan en operaciones de fracturamiento cercanas al agujero de pozo. Esto puede ser particularmente el caso del tratamiento, inhibición o prevención de asfaltenos que ocurren generalmente cerca del agujero de pozo debido a las gotas de presión.

Cuando se usa en el fracturamiento, el tamaño de partícula del compuesto revestido puede ser mayor que o igual a y en algunos casos menor que o igual al tamaño de partícula del apuntalante. El agente de tratamiento de pozo puede después liberarse lentamente en la fractura mientras o después de solubilizarse. Dichas aplicaciones son especialmente útiles en el tratamiento de fracturas dendríticas secundarias que se extienden transversalmente a la trayectoria de una fractura primaria. Tales patrones

de fractura no son comunes en el tratamiento de formaciones de baja permeabilidad, tales como el esquisto. En una modalidad, el compuesto revestido de tratamiento de pozo puede usarse en aquellas aplicaciones
5 donde se forma una fractura primaria en el campo cercano alrededor del agujero de pozo y las fracturas dendríticas se extienden desde el campo lejano principal de fractura.

Además del uso en la fracturamiento hidráulico, los compuestos revestidos pueden incluirse en los fluidos
10 usados en las aplicaciones de tratamiento de pozo cerca del agujero de pozo y pueden dirigirse hacia mejorar la productividad del agujero de pozo y/o controlar la producción de arena de formación. Los ejemplos particulares incluyen la compactación de grava así como
15 en una operación de compactación de fracturamiento.

Cuando el compuesto revestido incluye un trazador, un agente de tratamiento de pozo, o en donde un trazador se etiqueta sobre el agente de tratamiento de pozo, el compuesto revestido puede usarse para monitorear
20 la producción de hidrocarburos. En una modalidad, la cantidad de trazador en el compuesto revestido puede ser de aproximadamente 1 a 50 por ciento en peso, preferentemente de aproximadamente 14 a aproximadamente 40 por ciento en peso. En algunos casos, la cantidad de trazador en el
25 compuesto revestido puede ser tan baja como 1 ppm. La cantidad mínima de trazador en el fluido de fracturamiento

es aquella cantidad suficiente para permitir la detección dentro del fluido producido.

Dado que los trazadores pueden detectarse en los fluidos producidos recuperados, el método descrito en la presente descripción no requiere equipos de fondo de pozo para la detección. Generalmente, los fluidos transportados hacia fuera del pozo se evalúan y el (los) trazador(es) que se disocian del compuesto y en el pozo a través de la(s) fisura(s) se identifican sobre la marcha o en una ubicación distante del agujero de pozo.

El monitoreo de los trazadores dentro de los fluidos puede ser mediante inspección visual, análisis químico, métodos de espectroscopía estándar tales como la espectroscopía infrarroja, ultravioleta y de masa, métodos espectrofotométricos, cromatografía (incluyendo la cromatografía líquida), luz ultravioleta, espectroscopía de fluorescencia, detección electroquímica, infrarrojo, análisis radiactivo, análisis por rayos x, técnicas de PCR combinadas con análisis secuencial, detección de captura de electrones o fibras ópticas. El método de detección seleccionado se basa en las propiedades del trazador. Por ejemplo, cuando el trazador es un compuesto aromático, el método de detección es preferentemente por luz ultravioleta. Cuando el trazador exhibe fluorescencia, el método de detección puede ser por espectroscopía de fluorescencia.

En una modalidad, los trazadores que se liberan a través de la(s) fisura(s) del revestimiento pueden usarse para identificar los fluidos producidos desde el pozo y en una modalidad preferida, identificar la zona desde la cual se produjo el fluido. (El término “zona”, como se usa en la presente descripción, puede referirse a formaciones separadas dentro de un pozo o áreas separadas dentro de una sola formación dentro del pozo.) Un fluido bombeado hacia el pozo de producción en diferentes ubicaciones puede contener compuestos revestidos que tienen trazadores cualitativamente y/o cuantitativamente.

Cuando las múltiples zonas se fracturan dentro del agujero de pozo, los compuestos revestidos pueden introducirse en diferentes zonas en donde el trazador del compuesto (o el trazador etiquetado sobre el agente de tratamiento de pozo) se distingue por ser cualitativamente (y/o cuantitativamente) detectable. Los trazadores distinguibles se seleccionan de tal manera que el trazador de un compuesto bombeado hacia una zona es incapaz de enmascarar las características de un trazador de un compuesto bombeado a otra zona cuando se libera al medio ambiente a través de la(s) fisura(s) en el revestimiento. La zona dentro de la formación a partir de la cual se produce el fluido recuperado puede identificarse a partir del trazador del fluido recuperado. Además, la cantidad de hidrocarburos

producidos puede determinarse a partir de una o más de las zonas.

Por lo tanto, por ejemplo, un primer fluido de tratamiento que tiene un compuesto revestido de un trazador inmovilizado sobre o dentro del soporte puede introducirse en una primera zona de una formación. Un segundo fluido de tratamiento que tiene compuestos revestidos que comprenden trazadores inmovilizados y distinguibles cualitativa y/o cuantitativamente del fluido introducido en la primera zona puede introducirse en una segunda zona de una formación. La zona desde la cual se produce el fluido puede determinarse mediante la identificación del trazador que se libera en el fluido producido. (Se entiende que los términos “primer” y “segundo” no necesitan ser secuenciales y solo indican el orden de adición de los fluidos en la formación o el orden de adición de las zonas tratadas en una formación. En otras palabras, la primera zona es simplemente penúltima a la segunda zona. Por lo tanto, por ejemplo, la “primera zona” puede referirse a una tercera zona de una formación de múltiples zonas y la “segunda zona” puede referirse a una sexta zona de una formación de múltiples zonas, El “primer fluido de tratamiento” puede ser un cuarto fluido de tratamiento introducido mientras el

“segundo fluido de tratamiento” puede ser el octavo fluido de tratamiento introducido.)

Además de monitorear diferentes zonas en los pozos de producción de hidrocarburos y determinar la zona en la que los hidrocarburos se han producido a partir de la formación, los compuestos revestidos también pueden usarse para monitorear el agua producida (tal como el agua que contiene zinc), aceite y gas para la comprobación de flujo y para mantener el cumplimiento regulatorio. La capacidad de analizar los fluidos en sitio, rápidamente y frecuentemente, ayuda además a los operadores a detectar la comprobación de flujo, la integridad de los recursos y los problemas de proceso, lo que les permite tomar medidas preventivas antes para minimizar los riesgos de pérdida de producción y adaptar la operación de tratamiento.

Los compuestos revestidos también se pueden usar para barrer un pozo de producción en una operación mejorada de recuperación de petróleo (EOR), tal como la inundación. Los compuestos revestidos pueden introducirse en el fluido de inyección y el fluido de inyección introducirse en la formación. El fluido de inyección puede introducirse al bombearse en uno o más pozos de inyección. Generalmente, los compuestos revestidos son solubles en el fluido de inyección.

La detección del agente de tratamiento de pozo liberado de los compuestos revestidos en fluidos producidos a partir del pozo de producción es indicativo de que se ha completado el barrido, es decir, la eliminación del aceite
5 de los espacios de poro dentro de la formación.

Además, los trazadores de compuestos revestidos también pueden usarse para determinar los sitios de agua de reflujo y agua producida, así como para la detección o advertencia temprana de fenómenos tales como la fuga de
10 agua.

En aún otras modalidades, los compuestos revestidos pueden usarse como un trazador para determinar las trayectorias de flujo de fluido a través de la formación subterránea y en los fluidos producidos. Por
15 ejemplo, los compuestos revestidos pueden introducirse en un fluido de inyección durante al menos una de inundación de agua, drenaje por gravedad asistido por vapor, inundación con vapor, estimulación cíclica con vapor u otros procesos mejorados de estimulación de recuperación
20 de petróleo.

En una modalidad, los compuestos revestidos diferentes que tienen trazadores que se pueden distinguir entre sí pueden introducirse en un fluido acuoso en diferentes pozos de inyección. Los fluidos producidos a
25 partir del pozo pueden analizarse para determinar si ha ocurrido la fuga de agua en el pozo de producción. Al

usar compuestos revestidos que tienen diferentes trazadores, puede determinarse el pozo de inyección a partir del cual se bombeó el agua en la fuga de agua mediante espectroscopía óptica. El pozo de inyección, en la que se ha determinado que el agua en la fuga de agua ha sido introducida inicialmente, puede cerrarse. Por lo tanto, los compuestos revestidos pueden usarse para optimizar la mejora de los hidrocarburos durante las operaciones de recuperación secundaria al cerrar el pozo de inyección que alimenta la formación en la que la eficiencia de barrido se ha maximizado. Por lo tanto, puede terminarse el flujo de agua del pozo de inyección en esa porción de la formación que ha sido barrida completamente.

En una modalidad, los compuestos revestidos pueden introducirse en un fluido acuoso que después se introduce en los pozos de inyección. El fluido acuoso introducido en cada uno de los pozos de inyección contiene un compuesto que tiene un trazador cualitativamente distinguible como agente de tratamiento. El fluido acuoso sirve para mantener la presión en el reservorio que contiene los hidrocarburos. La presión se mantiene por encima del punto de burbuja. Si se detectan trazadores en el fluido producido desde el pozo de producción, el operador sabrá tomar medidas correctivas y cerrar el pozo de inyección del cual se habían introducido originalmente

los trazadores. El pozo de inyección, una vez que se cierra, puede repararse para evitar el flujo adicional de fluido acuoso en el pozo de producción.

5

Ejemplos

Todos los porcentajes establecidos en los ejemplos se dan en términos de unidades de volumen excepto que se indique lo contrario.

Ejemplo 1. Desestabilización de asfalteno. Un
10 petróleo crudo (petróleo crudo núm. 1) que contiene un contenido de 8,42 % de asfaltenos. La Tabla I muestra los resultados de la selección del inhibidor de asfaltenos usando la prueba de desestabilización para petróleo crudo tratado y crudo sin tratar con (50 ppm) de un inhibidor
15 de asfaltenos (AI), disponible comercialmente como FlowSolve 150 de Croda Oil & Gas.

Tabla I

Producto químico	% de precipitación de asfalteno en 15 min
Petróleo crudo núm. 1 sin tratar	29 %
AI	Trazas

20

La muestra en blanco sin tratar comenzó inmediatamente a precipitar y después de 15 minutos había precipitado un 29 % mientras el petróleo crudo tratado no mostró precipitación.

La Tabla II muestra los resultados de varias columnas preparadas usando una mezcla de un apuntalante de óxido de alúmina (90 % en peso) y 10 % en peso de partículas sólidas que contienen un compuesto revestido (resina epoxi) o sin revestir después de aplicar tensión. El sustrato del compuesto fue aluminosilicato calcinado y el agente de tratamiento de pozo fue el inhibidor de asfaltenos. El petróleo crudo sin tratar se hizo fluir a través de la columna y las muestras del efluente se recolectaron 60 ml (5 volúmenes de poros) a la vez. La columna se mantuvo a 60 °C durante la longitud del experimento en un baño de agua. La eficiencia del tratamiento se monitoreó usando la prueba de desestabilización de asfaltenos. La Tabla II muestra el porcentaje de deposición de asfaltenos de las muestras con los volúmenes de poros correspondientes 10, 20, 30, 40, etc.

Tabla II

Producto químico	10 % de inhibidor de liberación lenta 20/40	4 % de inhibidor de liberación lenta revestido 20/40	4 % de inhibidor de liberación lenta revestido 20/40 a una tensión de 5 Kpsi
Sin tratar	29	29	29
10 PV	0	0	0
20 PV	Trazas	0	0
30 PV	1	25	
40 PV	4	Trazas	
50 PV	8	17	
60 PV	25	21	

Ejemplo 2. Se repitió el mismo método de prueba del Ejemplo 1. Se analizó un petróleo crudo (petróleo crudo núm. 2) que contiene un contenido de 2 % de asfaltenos. La Tabla III muestra los resultados de la selección de inhibidor de asfaltenos usando la prueba de desestabilización para petróleo crudo tratado y crudo sin tratar con (50 ppm) de un inhibidor de asfaltenos (AI), disponible comercialmente como FlowSolve 150 de Croda Oil & Gas.

Tabla III

Producto químico	% de precipitación de asfalteno en 15 min
Petróleo crudo núm. 2 sin tratar	17 %
AI	Trazas

La Tabla IV compara los resultados de las columnas preparadas usando muestras revestidas y sin revestir. Para las muestras sin revestir, se recolectaron 60 volúmenes de poros antes de que el asfalteno se precipite y compacte de manera similar a la muestra en blanco sin tratar.

Tabla IV

Poros Volumen	10 % de AI 20/40	4 % en peso de compuesto revestido 20/40	9 % en peso de compuesto revestido 20/40	4 % en peso de compuesto revestido 20/40 Tensión de 5 Kpsi	9 % en peso compuesto revestido 20/40 a una tensión de 5 Kpsi
Blanco	17 %	17 %	17 %	17 %	17 %
4	0 %	17 %	17 %	0 %	3 %
8	0 %	17 %	17 %	2 %	8 %
12	0 %	17 %	17 %	0 %	7 %
16	0 %	17 %	17 %	0 %	0 %
20	0 %	17 %	17 %	0 %	3 %
24	0 %	17 %	17 %	0 %	5 %
28	0 %	17 %	17 %	0 %	7 %
32	0 %	17 %		0 %	7 %
36	0 %	17 %		0 %	7 %
40	0 %			Trazas	7 %
44	0 %			Trazas	7 %
48	0 %			Trazas	8 %
52	0 %			Trazas	8 %
56	0 %			Trazas	8 %
60	Trazas			3 %	8 %
64	Trazas			3 %	17 %
68	Trazas			3 %	
72	Floculante			3 %	
76	Floculante			5 %	
80	Floculante			5 %	
84	Floculante			5 %	
88	Floculante			8 %	
92	Floculante			8 %	
96	Floculante			8 %	
100	Floculante				

En el caso de las muestras revestidas al 4 %, el petróleo crudo sin tratar se hizo fluir a través de la columna y las muestras de efluente se recolectaron 48 ml a la vez. Se recolectaron treinta y seis volúmenes de poros; sin embargo todos los asfaltenos depositaron

similar a la muestra en blanco sin tratar. No se observó inhibición, lo que demuestra que el revestimiento al 4 % retrasó la liberación del inhibidor de asfaltenos. La Tabla IV muestra el porcentaje de deposición de asfaltenos de las muestras con los volúmenes de poros correspondientes 4, 8, 12, 16, etc. La Figura 1 muestra la prueba de deposición de asfaltenos de las muestras de efluente después de 24 horas.

Se mezcló el revestido al 4 % con una relación de apuntalante de 90/10 y después se expuso a una tensión de 5 kpsi durante 10 minutos. La mezcla se usó en una prueba de columna. Se recolectaron cien volúmenes de poros sin asfaltenos depositando similar a la muestra en blanco sin tratar. Esto demuestra que después de la tensión aplicada, el inhibidor de asfaltenos se liberó eficazmente e inhibió los asfaltenos de la deposición. La Tabla IV muestra el porcentaje de deposición de asfaltenos de las muestras con los volúmenes de poros correspondientes 4, 8, 12, 16, etc.

Ejemplo 3. Se preparó una columna usando un 9 % en peso de la muestra del compuesto revestido. Veintiocho volúmenes de poros se recolectaron sin embargo se depositaron asfaltenos similares a la muestra en blanco sin tratar. No se observó inhibición. Esto demostró que el revestimiento al 9 % retrasó la liberación del inhibidor de asfaltenos. La Tabla III muestra el porcentaje de deposición de asfaltenos de las muestras

con los volúmenes de poros correspondientes 4, 8, 12, 16, etc.

Una muestra elaborada de 90 % de apuntalante y 10 % (p/p) del 9 % en peso del compuesto revestido se expuso a una tensión de 5 kpsi durante 10 minutos. Cuando la mezcla se usó en una prueba de columna y el petróleo crudo núm. 1 se hizo fluir, se recolectaron ochenta volúmenes de poros antes del depósito de asfaltenos similar a la muestra en blanco sin tratar. Esto demuestra que después de la tensión aplicada, el inhibidor de asfaltenos se libera parcialmente, lo que lleva a la conclusión de que se necesita una tensión más alta para liberar completamente al inhibidor. También significa que las partículas revestidas al 9 % liberan al inhibidor más lento a 5 kpsi que las partículas revestidas al 4 % . La Tabla II ilustra además que la vida útil de un pozo puede extenderse usando el compuesto revestido junto con el compuesto sin revestimiento.

Ejemplo 4. Desestabilización de asfalteno. Se analizó un petróleo crudo (petróleo crudo núm. 1) que tiene un contenido de asfaltenos de 8,42 % . La Tabla IV muestra los resultados de la selección de los inhibidores de asfalteno usando la prueba de desestabilización para el petróleo crudo sin tratar y tratado con 50 ppm de AI del Ejemplo 1.

Tabla IV

Producto químico	% de precipitación de asfaleno en 15 min
Petróleo crudo núm. 2 sin tratar	29 %
AI	Trazas

Después, se preparó la columna del apuntalante de óxido de alúmina (90 % en peso y 10 % en peso de las partículas sólidas. El sustrato del compuesto fue aluminosilicato calcinado y el agente de tratamiento de pozo fue el inhibidor de asfalenos. Después, el petróleo crudo sin tratar núm. 1 se hizo fluir a través de la columna y las muestras de efluente se recolectaron 120 ml (10 volúmenes de poros) a la vez. La Figura 2 muestra el inhibidor sólido 1 y el inhibidor sólido 2 en comparación con el petróleo crudo sin tratar en donde:

El inhibidor sólido 1 mostró a 80 volúmenes de poros que la inhibición de asfaleno de la dispersión fue 100 % en comparación con el petróleo sin tratar.

El inhibidor sólido 2 mostró a 10 volúmenes de poros que solo se liberó una pequeña cantidad de inhibidor y por 20 volúmenes de poros no hubo inhibición. Después de activada la liberación, el inhibidor de asfaleno sólido 2 mostró 100 % de inhibición de asfalenos en 80 volúmenes de poros. Esto demuestra que hasta que el mecanismo de liberación se activa, el inhibidor de asfalenos no se libera.

Dado que el compuesto que contiene el inhibidor de asfaltenos se iba a suministrar a la formación con el fluido de fracturamiento, se evaluó la compatibilidad con el fluido de fracturamiento para asegurar que no ocurra ningún impacto negativo en la reología de fluido. La Figura 3 muestra que la reología del fluido de fracturamiento expuesto al compuesto en comparación con el fluido de control no tiene exposición al compuesto. Como puede verse, la interacción con el rendimiento del gel reticulado es insignificante a 1300 libras por mil galones (pptg) de inhibidor sólido aplicado.

Dado que un aditivo de control de partículas finas se incorporó al fluido de fracturamiento en dos de las zonas completadas, se realizaron pruebas de reología para determinar si se pudo observar cualquier impacto. La Figura 4 muestra la reología del fluido de fracturamiento optimizada que contiene el disyuntor con la adición del aditivo de control de partículas finas y un compuesto revestido para comparar.

Las Figuras 3 y 4 confirman que el compuesto es compatible con el fluido de fracturamiento y puede aplicarse y optimizarse fácilmente según sea necesario. Con base en estos resultados, puede aplicarse una gran cantidad del compuesto durante las operaciones de fracturamiento sin limitación debido a la compatibilidad del fluido de fracturamiento. Esto permite una ubicación

suficiente del compuesto revestido para extender la protección y la vida útil del tratamiento.

Los ejemplos demuestran una liberación lenta del agente de tratamiento de pozo en todo el paquete
5 apuntalante sin afectar la conductividad. Esto proporciona una protección mejorada contra el daño de formación en áreas más allá de los apretones tradicionales. La liberación lenta del agente de tratamiento de pozo puede retardar la precipitación de
10 contaminantes a medida que se producen los pozos. Con el mecanismo de retardo, la liberación del agente de tratamiento de pozo puede posponerse aún más para liberarse más tarde en la vida del pozo.

Los métodos que pueden describirse anteriormente
15 o reivindicarse en la presente descripción y cualquier otro método que pueda caer dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas se pueden realizar en cualquier orden adecuado deseado y no necesariamente se limitan a ninguna secuencia descrita en la presente descripción o
20 como se pueden enumerar en las reivindicaciones adjuntas. Además, los métodos de la presente descripción no requieren necesariamente el uso de las modalidades particulares mostradas y descritas en la presente descripción, sino que son igualmente aplicables con
25 cualquier otra estructura, forma y configuración adecuada de los componentes.

Modalidad 1. Un método para controlar la liberación de un agente de tratamiento de pozo en un pozo, en un conducto que se extiende a o desde un pozo, o sobre la superficie de una formación subterránea penetrada por un pozo, el método comprende:

- (a) bombear en el pozo un compuesto que comprende el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso, en donde al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico; y
- (b) inhibir o controlar la formación de contaminantes dentro del pozo al liberar lentamente al agente de tratamiento de pozo inmovilizado del soporte al pozo a través de las fisuras del revestimiento.

Modalidad 2. Un método para controlar la tasa de liberación de un agente de tratamiento de pozo en un pozo o sobre la superficie de una formación subterránea penetrada por un pozo durante una operación de estimulación o control de arena, el método que comprende bombear en los particulados del pozo capaces de soportar presiones de al menos 1000 psi y un compuesto que comprende el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un

soporte poroso, en donde al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico; y liberar al agente de tratamiento de pozo a la formación subterránea a través de las fisuras del revestimiento.

Modalidad 3. Un método para estimular una formación subterránea penetrada por un agujero de pozo que comprende:

- (a) bombear bajo presión un compuesto que comprende un agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso en el agujero de pozo en donde al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con un polímero orgánico o material inorgánico;
- (b) transportar el compuesto a un fracturamiento ampliado o creado en la formación;
- (c) producir fluidos de hidrocarburos a partir del fracturamiento ampliado o creado,
- (d) aplicar tensión al compuesto y crear fisuras en el polímero orgánico revestido o material inorgánico;
- (e) liberar al agente de tratamiento de pozo del soporte a través de las fisuras creadas en el revestimiento; y

(f) inhibir o minimizar la formación de contaminantes en el agujero de pozo con el agente de tratamiento de pozo liberado.

Modalidad 4. El método de la modalidad 3, en
5 donde la formación subterránea se estimula mediante el fracturamiento por escurrimiento, fracturamiento hidráulico, fracturamiento ácido o fracturamiento-empaque.

Modalidad 5. El método de la modalidad 4, en
10 donde la formación subterránea se estimula por fracturamiento de escurrimiento.

Modalidad 6. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 4, en donde el compuesto se bombea en un fluido, el fluido que comprende además un apuntalante.

15 Modalidad 7. Un método de fracturamiento de una formación subterránea penetrada por un agujero de pozo que comprende:

(a) bombear en el agujero de pozo bajo presión un fluido que comprende (i) un apuntalante y
20 (ii) un compuesto que comprende un agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso, en donde al menos una porción de la superficie del compuesto se reviste con
25 un polímero orgánico o material inorgánico;

- (b) transportar el apuntalante y compuesto a un
fracturamiento ampliado y creado en la
formación;
- (c) producir fluidos de hidrocarburos a partir
5 del fracturamiento ampliado o creado,
- (d) aplicar tensión al apuntalante y compuesto
creando fisuras en el polímero orgánico
revestido o material inorgánico;
- (e) liberar al agente de tratamiento de pozo del
10 soporte a través de las fisuras creadas en el
revestimiento mientras el fracturamiento
creado o ampliado permanece abierto con el
apuntalante, las fisuras en el revestimiento
son el resultado de la presión aplicada sobre
15 el compuesto; y
- (f) inhibir o minimizar la formación de
contaminantes en el agujero de pozo con el
agente de tratamiento de pozo liberado.

Modalidad 8. El método de cualquiera de las
20 modalidades 3 a 7, en donde múltiples zonas de la
formación subterránea se someten a fracturamiento y en
donde el agente de tratamiento de pozo del compuesto
introducido en dos o más de las zonas es (i) un trazador
o (ii) etiquetado con un trazador y en donde el trazador
25 de los compuestos se distingue cualitativamente.

Modalidad 9. El método de la modalidad 8, que comprende además monitorizar la cantidad de hidrocarburos producidos desde cada una de las múltiples zonas productivas al detectar cuantitativamente la cantidad de trazador en el fluido producido.

Modalidad 10. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 9, en donde el agente de tratamiento de pozo no se libera del compuesto a través de las fisuras hasta que se alcanza una tensión predeterminada.

Modalidad 11. Un método para controlar la tasa de liberación de un agente de tratamiento de pozo soluble en hidrocarburo, soluble en agua o soluble tanto en hidrocarburo como en agua en una fractura dendrítica que se extiende desde una fractura primaria durante una operación de fracturamiento hidráulico, el método comprende:

(a) bombear en fracturas primarias en campo cercano y fracturas secundarias en campo lejano que se abren con un apuntalante un compuesto que comprende el agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre una superficie de un soporte o en los poros de un soporte poroso, en donde al menos una porción de la superficie del compuesto está revestida con un polímero orgánico o material inorgánico; y

(b) liberar del compuesto al agente de tratamiento de pozo a través de las fisuras creadas en el revestimiento.

Modalidad 12. El método de la modalidad 11, en
5 donde el tamaño de partícula del compuesto revestido es menor que la dimensión transversal de la fractura dendrítica que se extiende desde una fractura primaria.

Modalidad 13. El método de cualquiera de las modalidades 6 a 12, en donde la gravedad específica
10 aparente del apuntalante es de aproximadamente 1,06 a aproximadamente 4,0.

Modalidad 14. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 13, en donde se aplica al menos 2000 psi al compuesto revestido.

15 Modalidad 15. El método de la modalidad 14, en donde se aplica al menos 6000 psi al compuesto revestido.

Modalidad 16. El método de la modalidad 15, en donde se aplica al menos 8000 psi al compuesto revestido.

Modalidad 17. El método de la modalidad 16, en
20 donde se aplica al menos 10.000 psi al compuesto revestido.

Modalidad 18. El método de la modalidad 17, en donde se aplica al menos 12.000 psi al compuesto revestido.

Modalidad 19. El método de la modalidad 18, en donde se aplica al menos 15.000 psi al compuesto revestido.

25 Modalidad 20. El método de la modalidad 19, en donde se aplica al menos 20.000 psi al compuesto revestido.

Modalidad 21. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 20, en donde la superficie del agente de tratamiento de pozo inmovilizado sobre la superficie del soporte o en los poros del soporte poroso es hidrófobo y/u
5 oleófobo.

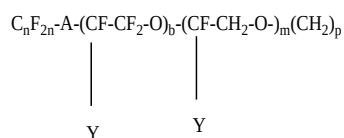
Modalidad 22. El método de la modalidad 21, en donde la superficie del agente de tratamiento de pozo se encuentra con una fracción que contiene flúor, una fracción que contiene organosilicio o tanto una fracción que
10 contiene flúor como una fracción que contiene organosilicio.

Modalidad 23. El método de la modalidad 22, en donde la fracción que contiene organosilicio es un silano, polisiloxano o un polisilazano.

15 Modalidad 24. El método de la modalidad 22, en donde la fracción que contiene flúor es $R_f-(CH_2)_p-X$ donde R_f es un grupo de hidrocarburo perfluorado y p es de 0 a 18.

Modalidad 25. El método de la modalidad 22, en donde la fracción que contiene flúor es de la estructura:

20



donde A es un radical de oxígeno o un enlace químico; n es de 1 a 6, Y es F o C_nF_{2n} ; b es de 2 a 20, m es de 0 a 6, y p es de 0 a 18.

Modalidad 26. El método de la modalidad 22, en
5 donde la fracción que contiene flúor es un hidrocarburo perfluorado de la estructura $R_f-(CH_2)_p-Z$ donde es un grupo éter perfluoroalquileno, p es de 2 a 4, y Z es un grupo ácido fosforoso.

Modalidad 27. El método de cualquiera de las
10 modalidades 1 a 26, en donde el agente de tratamiento de pozo se selecciona del grupo que consiste en inhibidores de asfaleno, inhibidores de incrustación, inhibidores de corrosión, inhibidores de parafina, inhibidores de sal, inhibidores de hidrato de gas, inhibidores de asfaleno,
15 depuradores de oxígeno, biocidas, agente espumante, desintegradores de emulsión, surfactantes, depuradores de sulfuro de hidrógeno, trazadores solubles en agua, trazadores solubles en aceite y mezclas de estos.

Modalidad 28. El método de la modalidad 27, en
20 donde el agente de tratamiento de pozo es un inhibidor de asfaleno, un inhibidor de incrustación o una mezcla de estos.

Modalidad 29. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 28, en donde un fluido de tratamiento de
25 pozo que comprende el compuesto revestido se bombea al pozo y además en donde la cantidad del compuesto revestido en el

fluido de tratamiento de pozo se encuentra entre aproximadamente 15 ppm a aproximadamente 100.000 ppm.

Modalidad 30. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 29, en donde la vida útil del compuesto
5 revestido después de introducirse en el pozo o el conducto es de al menos nueve meses.

Modalidad 31. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 30, en donde el tamaño de partícula del compuesto revestido es menor que 150 μm .

10 Modalidad 32. El método de la modalidad 31, en donde el tamaño de partícula del compuesto revestido es menor que 100 μm .

Modalidad 33. El método de la modalidad 32, en donde el tamaño de partícula del compuesto revestido es
15 menor que 50 μm .

Modalidad 34. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 33, en donde el polímero orgánico es una resina, plástico o sellador.

Modalidad 35. El método de la modalidad 34, en
20 donde el revestimiento se selecciona del grupo que consiste en resinas de fenol formaldehído, resinas de melamina formaldehído, resinas de uretano, resinas epoxi, poliamidas, polietileno, poliestireno, resinas de furano y mezclas de estos.

25 Modalidad 36. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 35, en donde el revestimiento se

selecciona del grupo que consiste en silicato de zirconio y silicato de zinc.

Modalidad 37. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 36, en donde la cantidad del agente de tratamiento de pozo en el compuesto se encuentra entre 5 aproximadamente 0,05 a aproximadamente 70 por ciento en peso.

Modalidad 38. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 37, en donde el compuesto comprende el 10 agente de tratamiento de pozo adsorbido en un adsorbente insoluble en agua.

Modalidad 39. El método de la modalidad 38, en donde el adsorbente insoluble en agua se selecciona del grupo que consiste en carbón activado, particulado de 15 sílice, sílice precipitada, zeolita, tierra de diatomeas, cáscaras de nuez molida, tierra de fuller, sílice, aluminosilicato y alúmina.

Modalidad 40. El método de la modalidad 39, en donde el adsorbente insoluble en agua es tierra de 20 diatomeas o sílice precipitada.

Modalidad 41. El método de cualquiera de las modalidades 38 a 40, en donde la relación en peso del agente de tratamiento con respecto al adsorbente en el compuesto se encuentra entre aproximadamente 9:1 a 25 aproximadamente 1:9.

Modalidad 42. El método de cualquiera de las modalidades 38 a 41, en donde el área superficial del adsorbente se encuentra entre aproximadamente 0,5 m²/g a aproximadamente 1000 m²/g.

5 Modalidad 43. El método de cualquiera de las modalidades 38 a 42, en donde la relación en peso del agente de tratamiento con respecto al adsorbente en el compuesto se encuentra entre aproximadamente 9,8:0,2 a aproximadamente 0,2:9,8.

10 Modalidad 44. El método de cualquiera de las modalidades 1 a 37, en donde el soporte es un óxido metálico calcinado.

Modalidad 45. El método de la modalidad 44, en donde el:

- 15 (a) el área de superficie del óxido metálico calcinado está entre aproximadamente 1 m²/g a aproximadamente 10 m²/g;
- (b) el diámetro del óxido metálico calcinado está entre aproximadamente 0,1 y
- 20 aproximadamente 3 mm; y
- (c) el volumen de poro del óxido metálico calcinado está entre aproximadamente 0,01 a aproximadamente 0,10 g/cc.

Modalidad 46. El método de la modalidad 44 o 45,

25 en donde el óxido metálico calcinado incluye alúmina, aluminosilicato, circonio y/o titanio.

Modalidad 47. El método de la modalidad 44 o 45,
en donde el óxido metálico calcinado incluye además sílice.