

P-11315

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. S. D.

Re: Expediente No. **16-051.487**

Solicitud de patente a nombre de **BAKER HUGHES INCORPORATED**

Yo, CAROLINA DAZA MONTALVO identificada como aparece al pie de mi firma, domiciliada en la Carrera 11 No. 86-53, piso 6, obrando como apoderada de la sociedad BAKER HUGHES INCORPORATED, domiciliada en Houston, Texas, Estados Unidos de América, solicitante de la patente de la referencia, en respuesta al oficio No. **3093** notificado por fijación en lista el día 06 de marzo de 2017, relacionado con concepto técnico de fondo, atentamente me permito manifestar:

1. Modificación a la Descripción y a las Reivindicaciones

Con fundamento en la facultad que confiere el artículo 34 de la Decisión 486 al solicitante para modificar la solicitud de patente en cualquier momento del trámite, presento junto con este memorial una nueva memoria descriptiva y un nuevo capítulo reivindicatorio que consta de 21 reivindicaciones, los cuales reemplazan completamente los presentados anteriormente.

En la nueva memoria descriptiva se realizó la siguiente modificación:

- 1.1.** Se realizó la conversión de las magnitudes de parámetros físicos, según el Sistema Internacional de Unidades.

En el nuevo capítulo reivindicatorio se realizaron las siguientes modificaciones:

- 1.2.** No se incluyen las antiguas reivindicaciones 11 y 20.

-
- 1.3. No se incluyen las expresiones: *“una presión suficiente”, “para crear o agrandar fracturas”, “prevenir y/o inhibir la formación de escamas de óxido en el pozo y/o formación con el inhibidor de escamas de óxido transportado.”, “inhibir o controlar la formación de escamas de óxido cerca de las regiones del pozo de la formación subterránea con el inhibidor de escamas de óxido” y “prevenir y/o inhibir la formación de escamas de óxido en el pozo y/o formación sujeto a fracturación con el inhibidor de escamas de óxido”, en los lugares donde se encontraban dentro del pliego reivindicatorio.*
- 1.4. En la nueva reivindicación 14 (antigua reivindicación 15), se eliminó la expresión *“contiene uno o más grupos funcionales...”* y se reemplazó por la expresión *“contiene un grupo funcional o grupos funcionales...”*.
- 1.5. En la nueva reivindicación 19 (antigua reivindicación 21), se realizó la conversión de magnitudes a unidades del Sistema Internacional, se eliminó la expresión *“a temperaturas mayores a...”* y se reemplazó por su equivalente más claro *“a temperatura de mínimo...”*.

En cuanto a estas modificaciones, me permito decir que las mismas no amplían de ninguna manera la materia objeto de la presente solicitud y se realizaron con el ánimo de superar las objeciones de claridad y nivel inventivo planteadas por el examinador en su concepto técnico.

2. Pago de tasas

En relación con el número de reivindicaciones, atentamente nos permitimos decir que no se adjunta tasa por reivindicaciones adicionales, toda vez que el nuevo capítulo reivindicatorio tiene un menor número de cláusulas que el originalmente presentado y es en esencia el mismo objeto pero más limitado y definido con mayor claridad.

De otro lado, se adjunta recibo por concepto de pago de tasa para un nuevo examen de patentabilidad sobre el pliego reivindicatorio modificado, según lo estipulado en la Resolución No. 3719 del 2016.

3. Claridad y concisión de las reivindicaciones

El solicitante manifiesta que mediante la presentación del nuevo capítulo reivindicatorio quedan subsanadas la totalidad de las objeciones, de modo tal que las nuevas reivindicaciones proporcionan claridad y concisión a la invención descrita, siguiendo las recomendaciones realizadas por la examinadora en su concepto técnico.

En particular y tal como se indicó arriba, los términos imprecisos o relativos tales como “*a una presión suficiente*”, “*uno o más*” y “*mayor(es) a*” han sido eliminados. La expresión “*una pluralidad*” objetada también por la examinadora, no fue encontrada en ninguna reivindicación, por la cual entiendo que se trató de una equivocación involuntaria por parte de la examinadora.

Ahora bien, en reemplazo a la expresión “*uno o más*” de la nueva reivindicación 14 (antigua reivindicación 15), se incluyó la expresión “*un grupo funcional o grupos funcionales*”, la cual es equivalente pero indica claramente que el polímero viscosificante reticulable contiene un grupo funcional o grupos funcionales seleccionados de un grupo muy limitado que consiste de hidroxilo, carboxilo, sulfato, sulfonato, amino y amido, así como mezclas de los mismos. Dado lo anterior, considero superada la objeción de la examinadora pues dicha expresión se encuentra claramente definida y delimitada razonablemente.

Con el fin de eliminar la expresión “*mayor(es)*” de la nueva reivindicación 19 (antigua reivindicación 21) sin perder el sentido original de la especificación técnica, se mejoró la redacción de dicha reivindicación modo que ahora se indica que la viscosidad del fluido de tratamiento de pozo viscoso estable después de la interacción del polímero viscosificante hidratable y el agente de reticulación organometálico a temperatura de mínimo 121,11 °C (250 °F) a 100 s es de 0,8 Pa.s hasta 0,9 Pa.s (800 a 900 cP).

La expresión “*a temperatura de mínimo*” transmite la misma idea original pero de forma más clara, por lo cual ruego a la examinadora su aceptación. Si esto no es posible, solicito amablemente a su Despacho que pueda ser sugerido de parte de ustedes la manera cómo se debe realizar la modificación en un esfuerzo por cumplir con todos los requerimientos exigidos.

De otra parte, todas las frases que indicaban resultados a obtener o efectos, fueron eliminadas del nuevo pliego reivindicatorio.

Respecto a los términos objetados: “*polímero viscosificante reticulable*”, “*un agente de reticulación*”, “*sulfonatos de polivinilo*”, “*poliacrilatos sulfonados*”, “*derivados celulósicos*”, “*poliacrilamida parcialmente hidrolizada o un copolímero de acrilamida*”, “*guar no derivatizado o un guar derivatizado*” y “*agente de sostén*”, respetuosamente me permito señalar que los tales son ampliamente conocidos por una persona normalmente versada en la materia y no representan problemas de claridad en la comprensión de su significado.

Estos términos tampoco impiden la restricción de la definición de la invención, dado que la invención aquí reclamada está encaminada a definir métodos que están caracterizados por la secuencia de etapas, las condiciones de operación y la naturaleza del fluido de tratamiento del pozo. Esta caracterización es suficiente para definir de manera precisa la invención.

Ahora bien, en cuanto a definir la naturaleza química del fluido del tratamiento del pozo, su Despacho mismo ha indicado dentro de sus instructivos que las reivindicaciones deben incluir la definición de las características esenciales de la invención. Esto mismo se ha realizado dentro del pliego reivindicatorio cuando se realiza una lectura detallada de todo el conjunto de reivindicaciones.

Al realizar la lectura completa de las reivindicaciones, la persona de oficio normalmente versada en la materia comprenderá cuál es la naturaleza química del fluido de tratamiento del pozo. No habría lugar a confusiones.

En la Guía para Examen de Solicitudes de Patente de Invención y Modelo de Utilidad editada y publicada por su Despacho, se señala que:

“El significado y el alcance de las palabras de las reivindicaciones debe ser el que normalmente se les da en el área técnica de la solicitud, y tiene que ser claro para la persona del oficio normalmente versada en la materia con la sola lectura de las reivindicaciones...”

En consecuencia, el examinador debe leer cada reivindicación dando a las palabras el significado y alcance que tienen normalmente en el estado de la técnica a menos

que la descripción les dé un significado especial.” (Sección 2.6.5.1 Términos utilizados)

“El examinador presentará una objeción cuando las reivindicaciones incluyan términos imprecisos del tipo “aproximadamente”, “alrededor de”, “opcionalmente”, ya que en ese caso el alcance y ámbito de protección de la reivindicación deja de ser precisa, y no permite una comparación con el estado de la técnica. Por las mismas razones no se admiten términos relativos del tipo “mayor”, “delgado”, “fuerte”, ya que no tienen un significado preciso. En ningún caso estos términos se pueden utilizar para distinguir la invención del estado de la técnica. En estos casos, el examinador requerirá que estas expresiones se sustituyan por términos precisos, o rangos concretos de valores.” (Sección 2.6.5.3)

Considerando la Guía anterior, me permito afirmar que la definición de la invención es suficientemente clara y completa.

Finalmente, me permito señalar que, si el pliego reivindicatorio no hubiese sido claro y con un alcance razonablemente definido, su Despacho no habría podido realizar una comparación con el estado de la técnica como la que sí logró llevar a cabo para el estudio de patentabilidad que incluyó en su comunicado.

De otra parte, la antigua reivindicación 11 ha sido eliminada dado que su contenido efectivamente era el mismo que el de la antigua reivindicación 9.

Finalmente, se corrigió el pliego reivindicatorio de modo que ahora las magnitudes de los parámetros físicos se encuentran con unidades pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades y entre paréntesis se ha dejado su equivalente del Sistema Inglés.

Así las cosas, considero superadas todas las objeciones formuladas por la examinadora.

En consecuencia, nos permitimos indicar que el presente capítulo reivindicatorio, que incluye 21 reivindicaciones, se ajusta a las disposiciones del artículo 30 de la Decisión 486/00.

4. Nivel inventivo

La examinadora establece en su concepto técnico la falta de nivel inventivo de las antiguas reivindicaciones 1 a 23, a la luz de las enseñanzas técnicas descritas en los documentos US 2011/0067875 (D1) y US 6,265,355 (D2).

A este respecto, me permito indicar que el artículo 18 de la Decisión 486 establece que *“Se considerará que una invención tiene nivel inventivo, si para una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica correspondiente, esa invención no hubiese resultado obvia ni se hubiese derivado de manera evidente del estado de la técnica”*.

Lo anterior significa que el análisis de nivel inventivo debe demostrar la obviedad de la invención y establecer cómo ésta no contiene un salto cualitativo, que demuestre su altura inventiva, teniendo en cuenta que se hace necesario demostrar que la invención analizada carece de nivel inventivo y hubiese sido obvia para una persona versada en la materia.

Considerando la anterior definición, es deseo del solicitante señalar que la combinación de las enseñanzas de D1 y D2 no hace obvia la presente invención.

En primer lugar, me permito resaltar que ni D1 ni D2 describen el mismo problema técnico que la invención aquí reclamada resuelve. Por consiguiente, la presente invención resuelve un problema técnico que no ha sido identificado en el arte previo citado por la examinadora.

En segundo lugar, el método de la invención es técnicamente muy diferente comparado con los métodos enseñados en D1 o D2 por las siguientes razones:

-
- Ni D1 ni D2 divulgan un primer paso de bombear un fluido de tratamiento de pozo dentro del pozo mismo en donde el fluido comprenda los tres principales componentes: **(i)** un polímero viscosificante reticulable + **(ii)** un agente de reticulación organometálico que contiene un ion de metal polivalente + **(iii)** un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como mezclas de los mismos.

D1 incluye un paso de bombeo de un fluido que tan solo comprende los componentes **(i)** y **(ii)**. El componente **(iii)** no fue enseñado o siquiera sugerido en D1.

Por su parte, D2 incluye un paso de bombeo de un rompedor de gel que comprende una solución acuosa que contiene un agente quelante que consiste en la combinación de:

- (a) al menos uno de los ácidos fosfónicos conteniendo al menos 3 grupos fosfonato y seleccionado a partir del grupo que consiste de:

ácido amino-tris-(metilfosfónico), ácido 1-hidroxietilideno-1,1-difosfónico, ácido etilendiaminotetra(metilfosfónico), ácido hexametilendiaminotetra(metil fosfónico), ácido dietilentriaminopenta(metil fosfónico), ácido trietilentetramino hexa(metil fosfónico), ácido fosfino policarboxílico y poliamina fosfinometilada.

- (b) de 0,01 a 8,0 % en peso de al menos un ácido etilendiaminotetra acético, un ácido etilendiaminotetra acético disodio, un ácido nitrilo acético, un ácido etilendiaminotetra acético tetrasodio, y una sal del ácido dietilentriaminopenta acético pentasodio.

- Ni D1 ni D2 incluyen un segundo paso que consista en formar un gel que contenga el inhibidor de escamas de óxido después de la etapa a) por medio de reticulación del polímero viscosificante reticulable y el agente de

reticulación organometálico para luego transportar el inhibidor de escamas de óxido en el gel dentro de la formación subterránea.

En D2, el escenario de la invención consiste en que el gel ya existe en la formación subterránea, y el método que se propone con D2 es romper este gel mediante el bombeo de la composición (a) + (b) arriba señalada. Este es un método completamente diferente al aquí reclamado con secuencia de etapas, condiciones diferentes y objetivo diferente, a saber, la ruptura del gel.

- Ni D1 ni D2 incluyen un tercer paso que consista en inyectar el gel que contiene el inhibidor de escamas de óxido dentro de la formación subterránea.

Considerando lo anterior, objetivamente no es posible afirmar que exista motivación alguna para que una persona del oficio normalmente versada en la materia derive de manera obvia la presente invención a partir de D1 y D2 solos o en combinación.

La combinación de D1 y D2 de ninguna manera podría llevar a la persona normalmente versada en la materia a desarrollar un método siquiera equivalente al aquí reclamado, pues cada documento resuelve un problema técnico diferente al de la solicitud estudiada, las etapas del método no son las mismas y la naturaleza de la composición inyectada mucho menos. Por todo lo anterior, el arte previo citado por la examinadora no afecta el nivel inventivo de la presente solicitud y la objeción de la examinadora se supera.

Finalmente, en la Sección 2.13.5.3.1 de la Guía para Examen de solicitudes de Patente de Invención y Modelo de Utilidad ya citado en este comunicado se mencionan indicios de la existencia de nivel inventivo, entre los cuales se encuentran:

- Problema técnico sin resolver antes de la invención
- Superación de un perjuicio técnico

La presente invención aborda un problema técnico sin resolver considerando el arte previo citado por la examinadora. La examinadora puede considerar la revisión de los documentos D1 y D2 paralelo a la definición del problema técnico para poder comprobar esta afirmación.

Además de lo anterior, la invención reclamada también supera un perjuicio técnico ya que los inhibidores de escamas de óxido convencionales, tal como fosfonato o policarboxilatos, son por lo general solamente factibles en fluidos de fracturamiento de enlazamiento cruzado con borato. Cuando se utilizan con agente de enlazamiento cruzado organometálicos, los inhibidores de escamas de óxido tradicionales causan problemas de estabilidad en el gel y producen geles con viscosidades no deseables.

Una persona normalmente versada en la materia conoce estas dificultades y por ello no es posible que se vea impulsado a desarrollar un método para fracturar una formación calcárea o silícea donde bombee un fluido de tratamiento como el inyectado, que precisamente contiene un agente de reticulación organometálico con ion de metal polivalente, el inhibidor de escamas de óxido y el polímero viscosificante reticulable tal como es definido en el pliego reivindicatorio.

Reitero que lo anterior es claro indicio de superación de un perjuicio técnico.

De esta forma, se demuestra que las nuevas reivindicaciones 1 a 21 cumplen con el requisito de nivel inventivo según los lineamientos del artículo 18 de la Decisión 486/00.

5. Conclusión

Con las modificaciones introducidas y los argumentos presentados puede concluirse que:

- i) La presente solicitud es clara, concisa y está debidamente soportada en la descripción, cumpliendo con los requerimientos del Artículo 30 de la Decisión 486; y
- ii) Las reivindicaciones actuales son patentables sobre D1 y D2, cumpliendo así con los requerimientos del Artículo 18 de la Decisión 486.

En consecuencia, se solicita atentamente otorgar el privilegio de patente solicitado, toda vez que esta solicitud cumple con los requerimientos de la Decisión 486.

Habiendo atendido cabalmente las objeciones presentadas por ese despacho, atentamente solicitamos se conceda el privilegio de patente de invención a la solicitud

en estudio o si la examinadora considera que subsisten razones para objetar la presente invención, rogamos expedir otro examen de fondo con los debidos motivos y razones que sustenten su objeción con el fin de que nuestro mandante tenga la posibilidad de exponer sus argumentos con base en la interpretación de los artículos 45 de la Decisión 486 -el cual otorga la facultad a la examinadora para emitir los exámenes de fondo- y 42 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo que señala que: *“Habiéndose dado oportunidad a los interesados para expresar sus opiniones, y con base en las pruebas e informes disponibles, se tomará la decisión, que será motivada. La decisión resolverá todas las peticiones que hayan sido oportunamente planteadas dentro de la actuación por el peticionario y por los terceros reconocidos”*, (el subrayado es nuestro).

En consecuencia, solicitamos a ese Despacho pronunciarse en relación con todos los argumentos presentados en este memorial dando estricta aplicación al principio del debido proceso consagrado en el artículo 29 de la Constitución Nacional.

6. Anexos

- Nueva memoria descriptiva
- Nuevo capítulo reivindicatorio que incluye 21 reivindicaciones.
- Recibo por concepto de pago de tasa para un nuevo examen de patentabilidad sobre el pliego reivindicatorio modificado, según lo estipulado en la Resolución No. 3719 del 2016.

Señor Director,



CAROLINA DAZA MONTALVO

C.C. 66.783.790 de Palmira Valle

TP-141563 CSJ

notificaciones@clarkemodet.com.co

MÉTODO PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LAS FORMACIONES DE
HIDROCARBUROS UTILIZANDO FLUIDO QUE CONTIENE AGENTE DE
ENLAZAMIENTO CRUZADO ORGANOMETÁLICO E INHIBIDOR DE ESCAMAS DE
ÓXIDO

Campo de la Divulgación

[0001] La presente divulgación se relaciona con un método para incrementar la productividad de una formación que contiene hidrocarburos con un fluido de enlazamiento cruzado con metal que tiene un inhibidor de escamas de óxido de un sulfonato de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico (AMPS), tal como ácido acrilamida-2- metilpropano sulfónico, carboximetil inulina o poliacrilato sulfonado con el fin de inhibir o prevenir la formación de escamas de óxido.

Antecedentes de la Divulgación

[0002] La formación de escamas de óxido es un problema común en los pozos de petróleo y gas. Estas precipitaciones de minerales son conocidas por formarse cerca de la perforación de pozo, a lo largo de la tubería de revestimiento y la sarta de tubos, a lo largo de tuberías y serpentines de calentamiento, y dentro de las bombas y válvulas. La formación de escamas de óxido puede reducir la permeabilidad de la formación subterránea penetrada por el pozo, reducir la productividad del pozo así como acortar la vida útil del equipo de producción. Con el fin de limpiar las escamas de óxido de los pozos y del equipo a menudo es necesario detener la producción lo cual es tanto

costoso como demandante de tiempo.

[0003] Varios métodos son conocidos en el arte para introducir los inhibidores de escamas de óxido en los pozos de producción. Por ejemplo, un inhibidor de escamas de óxido líquido puede ser incluido en un fluido de fracturamiento y el fluido de fracturamiento puede ser bombeado en la formación desde la superficie. Esto fuerza el inhibidor hacia la zona objetivo. De manera alternativa, los inhibidores de escamas de óxido líquidos o sólidos pueden ser incluidos en los fluidos de fracturamiento como un medio para transportar los químicos de producción hacia la formación con la finalidad de mejorar el desempeño.

[0004] Los fluidos de fracturamiento por lo general contienen un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado y un agente de enlazamiento cruzado. Los polímeros viscosificantes comúnmente utilizados incluyen guar no derivatizado, derivados de guar y derivados celulósicos. Los agentes de enlazamiento cruzado comúnmente utilizados son aquéllos que tienen la capacidad de proveer iones de borato así como también aquéllos agentes que contienen un ion de metal tal como aluminio, circonio, titanio y antimonio. Dichos fluidos viscosificados forman geles tridimensionales.

[0005] Los inhibidores de escamas de óxido convencionales, tal como fosfonato o policarboxilatos, son por lo general solamente factibles en fluidos de fracturamiento de enlazamiento cruzado con borato. Cuando se utilizan con agentes de enlazamiento cruzado organometálicos, los inhibidores de escamas de óxido tradicionales causan problemas de estabilidad

en el gel y producen geles con viscosidades no deseables. Esto puede ser atribuible a la competencia entre los inhibidores de escamas de óxido y los polímeros viscosificantes solubles en agua por los agentes de enlazamiento cruzado con metal, lo que produce una ineficiente formación de complejos y de esta manera una pobre mejora de la viscosidad.

[0006] Se han buscado inhibidores de escamas de óxido alternativos que puedan ser utilizados en los fluidos de fracturamiento que contienen agentes de enlazamiento cruzado organometálicos.

[0007] Se debe entender que la discusión descrita en líneas previas es provista para propósitos ilustrativos solamente y no está proyectada a limitar el alcance o tema objeto de las reivindicaciones anexas o aquéllas de cualesquier solicitud de patente o patente relacionada. De esta manera, ninguna de las reivindicaciones anexas o reivindicaciones de cualesquier solicitud de patente o patente relacionada debe estar limitada por la discusión anterior o interpretada para abordar, incluir o excluir todas o cualquiera de las características o desventajas citadas en líneas previas simplemente debido a la mención de las mismas en el presente documento.

[0008] Por lo tanto, existe una necesidad de inhibidores de escamas de óxido mejorados útiles en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado organometálico teniendo uno o más de los atributos o capacidades que se describen o muestran en, o como puede ser aparente a partir de, las otras porciones

de esta patente.

Resumen de la Divulgación

[0009] Una de las realizaciones de la presente divulgación se relaciona con un método para incrementar la productividad de una formación calcárea o silícea que contiene hidrocarburos mediante la introducción en un pozo que penetra la formación de una composición de tratamiento de pozo teniendo un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado; un agente de enlazamiento cruzado organometálico que contiene un metal seleccionado del grupo que consiste de Zr, Ti, Al y Sb; y un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados. Se previene o inhibe que se formen las escamas de óxido en el pozo y/o formación.

[00010] En otra de las realizaciones, se provee un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo mediante el bombeo de un fluido de tratamiento de pozo en el pozo teniendo un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado; un agente de enlazamiento cruzado organometálico que contiene un metal de Zr, Ti, Al o Sb; y un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo que tienen un peso molecular promedio en número desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 100.000, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico que tiene un peso molecular promedio en número desde aproximadamente 500

hasta aproximadamente 20.000, una carboximetil inulina que tiene un peso molecular promedio en número desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 30.000 y poliacrilatos sulfonados que tienen un peso molecular promedio en número desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 30.000.

[00011] En otra de las realizaciones, se provee un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo en donde un fluido de tratamiento de pozo es bombeado en el pozo; el fluido de tratamiento de pozo tiene un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado seleccionado del grupo que consiste de guar no derivatizado, derivados de guar, derivados de celulosa o una poliacrilamida y un agente de enlazamiento cruzado de circonio o titanio y un inhibidor de escamas de óxido que contiene un sulfonato de polivinilo, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre desde aproximadamente 3,0 hasta aproximadamente 12,0.

[00012] En otra de las realizaciones, se provee un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo en donde un fluido de tratamiento de pozo es bombeado en el pozo; el fluido de tratamiento de pozo tiene un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado seleccionado del grupo que consiste de guar no derivatizado, derivados de guar, derivados de celulosa o una poliacrilamida y un agente de enlazamiento cruzado de circonio o titanio y un inhibidor de escamas de óxido que contiene una carboximetil inulina cuando el pH del fluido de tratamiento de pozo está entre desde

aproximadamente 8,0 hasta aproximadamente 12.

[00013] En otra de las realizaciones, se provee un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo en donde un fluido de tratamiento de pozo es bombeado en el pozo; el fluido de tratamiento de pozo tiene un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado seleccionado del grupo que consiste de guar no derivatizado, derivados de guar, derivados de celulosa o una poliacrilamida y un agente de enlazamiento cruzado de circonio o titanio y un inhibidor de escamas de óxido que contiene un poliacrilato sulfonado, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre desde aproximadamente 8,0 hasta aproximadamente 12,0.

[00014] En otra de las realizaciones, se divulga un método para incrementar la productividad de una formación calcárea o silícea que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo en donde un fluido de tratamiento de pozo comprendiendo un polímero viscosificante que se puede someter a enlazamiento cruzado, un agente de enlazamiento cruzado inorgánico; y un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos es bombeado en el pozo. Se inhibe o previene la formación de las escamas de óxido en el pozo y/o formación.

[00015] Por lo tanto, la presente divulgación incluye características y ventajas que se cree le permiten inhibir o prevenir la formación de escamas de óxido en una perforación de

pozo o en una formación penetrada por una perforación de pozo. Las características y ventajas de la presente divulgación que se describen en líneas previas así como las características y beneficios adicionales serán fácilmente aparentes a aquellas personas expertas en el arte luego de la consideración de la siguiente descripción detallada de las diversas realizaciones y haciendo referencia a las figuras anexas.

Breve Descripción de las Figuras

[00016] Las siguientes figuras son parte de la presente memoria descriptiva, se incluyen para demostrar ciertos aspectos de las diversas realizaciones de la presente divulgación y a las que se hace referencia en la descripción detallada del presente documento:

[00017] La Figura 1 compara la reología de fluido entre tres fluidos separados que tienen un elevado pH y que contienen carboximetilhidroxipropil guar y un agente de enlazamiento cruzado de circonio y sulfonato de polivinilo, poliacrilato sulfonado y carboximetil inulina como inhibidor de escamas de óxido.

[00018] La Figura 2 compara la reología de fluido entre dos fluidos separados que tienen un bajo pH y que contienen carboximetilhidroxipropil guar y un agente de enlazamiento cruzado de circonio y un sulfonato de polivinilo y ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico como inhibidor de escamas de óxido.

[00019] La Figura 3 compara la reología de fluido entre fluidos que tienen un bajo pH y que contienen carboximetil

celulosa, un agente de enlazamiento cruzado de circonio y un sulfonato de polivinilo y ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico como inhibidor de escamas de óxido.

Descripción Detallada de las Realizaciones Preferidas

[00020] Las características y ventajas de la presente divulgación así como características y beneficios adicionales serán fácilmente aparentes a aquellas personas expertas en el arte luego de la consideración de la siguiente descripción detallada de las realizaciones ejemplares de la presente divulgación y haciendo referencia a las figuras anexas. Se debe entender que la descripción en el presente documento y las figuras anexas, siendo de realizaciones ejemplares, no están proyectadas para limitar las reivindicaciones de esta patente o cualesquier patente o solicitud de patente que reivindique la prioridad del presente documento. Por el contrario, la intención es cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentren dentro del espíritu y alcance de las reivindicaciones. Muchos cambios pueden ser realizados a las realizaciones particulares así como a los detalles divulgados en el presente documento sin alejarse de dicho espíritu y alcance.

[00021] Ciertos términos son utilizados en el presente documento y en las reivindicaciones anexas para hacer referencia a componentes particulares. Tal como una persona experta en el arte apreciará, diferentes personas pueden hacer referencia a un componente por medio de diferentes nombres. Este documento no está dirigido a distinguir entre componentes o materiales que difieren en nombre pero no en función. También, los términos

“que incluye” y “que comprende” son utilizados en el presente documento y en las reivindicaciones anexas en una forma abierta, y de esta manera deben ser interpretados para significar “que incluye, pero no limitados a . . . ”. Además, la referencia en el presente documento y en las reivindicaciones anexas a los componentes y aspectos en un forma singular no necesariamente limita la presente divulgación o las reivindicaciones anexas a solamente uno de dichos componentes o aspectos, sino que debe ser interpretado en sentido general para significar uno o más, tal como puede ser adecuado y deseable en cada caso en particular.

[00022] Los fluidos de tratamiento de pozos que se definen en el presente documento incluyen un polímero viscosificante hidratable, un agente de enlazamiento cruzado y un inhibidor de escamas de óxido. El inhibidor de escamas de óxido puede ser un sulfonato de polivinilo, carboximetil inulina o un poliacrilato sulfonado. El agente de enlazamiento cruzado puede ser un agente de enlazamiento cruzado inorgánico o un agente de enlazamiento cruzado organometálico. El agente de enlazamiento cruzado de manera preferible contiene un metal seleccionado del grupo que consiste de titanio, circonio, aluminio o antimonio.

[00023] A diferencia de los inhibidores de escamas de óxido tradicionales, los inhibidores de escamas de óxido que se describen en el presente documento pueden ser utilizados en los fluidos de tratamiento de pozos que contienen un polímero viscosificante y un agente de enlazamiento cruzado sin afectar la estabilidad del fluido gelificado.

[00024] Los inhibidores de escamas de óxido utilizados en

los fluidos de tratamiento de pozos que se describen en el presente documento son de un relativo bajo peso molecular. En general, el peso molecular promedio en número de los inhibidores de escamas de óxido que se describen en el presente documento no está normalmente en exceso de 125.000. El pH del fluido de tratamiento de pozo está por lo general entre desde aproximadamente 3 hasta aproximadamente 12.

[00025] El fluido de tratamiento de pozo puede ser preparado en el emplazamiento o puede ser transportado hasta la ubicación deseada.

[00026] Los sulfonatos de polivinilo útiles como inhibidores de escamas de óxido en la presente divulgación por lo general tienen un peso molecular promedio en número entre desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 100.000. Los sulfonatos de polivinilo pueden ser derivados de un monómero no saturado y no sustituido de la fórmula $\text{CH}_2=\text{CH}(\text{SO}_3\text{M})$ en donde M es un metal divalente tal como calcio, magnesio, bario o estroncio. Por lo general, el pH del fluido de tratamiento de pozo que contiene un sulfonato de polivinilo como inhibidor de escamas de óxido está entre desde aproximadamente 3 hasta aproximadamente 12 y es de manera preferible entre desde aproximadamente 3,0 hasta aproximadamente 6,0.

[00027] Los ácidos poliacrilamidometilpropano sulfónicos (AMPS), tal como el ácido acrilamida-2- metilpropano sulfónico, útiles como inhibidores de escamas de óxido en la presente divulgación por lo general tienen un peso molecular promedio en número entre desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 200.000. Este polímero puede ser derivado de un monómero no

sustituido y no saturado de ácido acrilamida-2- metilpropano sulfónico. Por lo general, el pH del fluido de tratamiento de pozo que contiene un sulfonato de polivinilo como inhibidor de escamas de óxido está entre desde aproximadamente 3 hasta aproximadamente 12 y está de manera preferible entre desde aproximadamente 3,0 hasta aproximadamente 6,0.

[00028] La carboximetil inulina para su uso como un inhibidor de escamas de óxido tal como se describe en el presente documento por lo general tiene un peso molecular promedio en número entre desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 30.000. Una carboximetil inulina particularmente preferida es la sal de sodio de carboximetil inulina, en especial aquélla que tiene un grado promedio de sustitución (DS) (cantidad promedio de grupos carboximetilo/ unidades de monosacárido) en el rango desde aproximadamente 1,2 hasta aproximadamente 2,7. Por lo general, el pH del fluido de tratamiento de pozo que contiene una carboximetil inulina como inhibidor de escamas de óxido está entre desde aproximadamente 8 hasta aproximadamente 12, por lo general entre desde aproximadamente 9,8 hasta aproximadamente 11,2.

[00029] Los poliacrilatos sulfonados para su uso como el inhibidor de escamas de óxido en la presente divulgación por lo general tienen un peso molecular promedio en número entre desde aproximadamente 500 hasta aproximadamente 30.000. En una realización preferida, el poliacrilato sulfonado es un copolímero de ácido acrílico o sal (tal como un metal alcali, tal como una sal de sodio, o amonio) y un sulfonato de vinilo no sustituido o ácido acrilamida-2-metilpropano sulfónico (AMPS).

Por lo general desde 30 hasta 99 por ciento en peso del poliacrilato sulfonado contiene unidades de sulfonato de vinilo o de AMPS. Por lo general, el pH del fluido de tratamiento de pozo que contiene un poliacrilato sulfonado como inhibidor de escamas de óxido está entre desde aproximadamente 8 hasta aproximadamente 12, por lo general entre desde aproximadamente 9,8 hasta aproximadamente 11,2.

[00030] El agente de enlazamiento cruzado para su uso con los inhibidores de escamas de óxido descritos en líneas previas son de manera preferible activados con el calor o a través del tiempo. El agente de enlazamiento cruzado puede opcionalmente ser encapsulado.

[00031] El agente de enlazamiento cruzado provee viscosidad al fluido de combinación mediante la formación de enlaces cruzados con el polímero viscosificante. La viscosidad de los fluidos de tratamiento de pozos que contienen los inhibidores de escamas de óxido que se describen en el presente documento es aceptable para los fluidos a ser utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Por ejemplo, los fluidos de tratamiento de pozos cuando son gelificados por medio de la interacción del polímero viscosificante y el agente de enlazamiento cruzado organometálico pueden exhibir una viscosidad en exceso de 0,5 Pa.s (500 cP) a 100 s^{-1} a temperaturas en exceso de 65,56 °C (150 °F) e incluso tan elevadas como 0,9 Pa.s (900 cP) a 100 s^{-1} a temperaturas en exceso de 121,11 °C (250 °F). En una de las realizaciones, la viscosidad del fluido después de la interacción del polímero viscosificante hidratable y el agente de enlazamiento cruzado que forma un gel a

temperaturas en exceso de 121,11 °C (250 °F) a 100 s⁻¹ es desde aproximadamente 0,8 Pa.s hasta 0,9 Pa.s (800 cP hasta 900 cP) y en algunos casos en exceso de 0,9 Pa.s (900 cP).

[00032] El agente de enlazamiento cruzado puede ser un compuesto organometálico o un compuesto inorgánico. Por lo general, el agente de enlazamiento cruzado contiene una sal que contiene un ion de metal trivalente o más polivalente. Los ejemplos de los iones de metal trivalente o más polivalente incluyen titanio, circonio, cromo, aluminio, antimonio, ytrio, cerio, hierro, cobre, zinc, etc. o una mezcla de los mismos. En una realización preferida, el metal polivalente del agente de enlazamiento cruzado es titanio, circonio, aluminio y antimonio.

[00033] Los ejemplos de agentes de enlazamiento cruzado adecuados también se pueden encontrar en las Patentes E.U.A. Nos. 4.514.309; 5.201.370; la Patente E.U.A. No. 5.514.309; la Patente E.U.A. No. 5.247.995; la Patente E.U.A. No. 5.562.160; y la Patente E.U.A. No. 6.110.875; las cuales se incorporan en el presente documento como referencia.

[00034] Los agentes de enlazamiento cruzado más preferidos son compuestos organometálicos (incluyendo metal formando complejo orgánico) que puede suministrar titanio o circonio en un estado de valencia de oxidación de +4. Éstos incluyen los compuestos organometálicos que contienen uno o más ligandos de alcanolamina tales como ligandos de etanolamina (mono-, di- o tri- etanolamina), tal como bis(trietanolamina) bis(isopropil)- titanio (IV). Además, puede ser añadido directamente Zr (IV) y Ti (IV) como iones o iones oxi en la composición. Además, los compuestos pueden ser compuestos

inorgánicos tales como óxidos inorgánicos, tales como dióxido de circonio o titanio, cloruros inorgánicos, tal como cloruro de circonio o cloruro de titanio, oxinitrato de circonio, sulfato de circonio, oxinitrato de titanio o sulfato de titanio.

[00035] Los compuestos ejemplares que contienen circonio IV incluyen además lactato de circonio, trietanolamina lactato de circonio, carbonato de circonio, circonio carbonato de amonio, tetrabutoxicirconio, monoacetil acetonato de circonio, butirato de circonio normal, propilato de circonio normal, glicolato de circonio, oxiacetato de circonio, acetato de circonio, acetilacetonato de circonio y diisopropilamina lactato de circonio. Los compuestos ejemplares que contienen titanio IV incluyen titanio lactato de amonio, titanio trietanolamina, acetilacetonato de titanio, diisopropóxido bisacetil aminato de titanio, tetra-2-etil hexóxido de titanio, tetraisopropóxido de titanio, di-n-butoxi bistrietanol aminato de titanio, isopropoxioctileno glicolato de titanio, diisopropoxibistrietanol aminato de titanio y cloruro de titanio.

[00036] Dichos agentes de enlazamiento cruzado con metal formando complejo organometálicos y orgánicos que contienen titanio o circonio en un estado de valencia de +4 incluyen aquéllos divulgados en Patente Británica No. 2.108.122, la que se incorpora en el presente documento como referencia, que son preparados al hacer reaccionar tetraalcóxidos de circonio con alcanolaminas bajo condiciones esencialmente anhidras.

[00037] Otros agentes de enlazamiento cruzado de circonio y titanio se describen, por ejemplo, en la Patente E.U.A. No.

3.888.312; la Patente E.U.A. No. 3.301.723; la Patente E.U.A. No. 4.460.751; la Patente E.U.A. No. 4.477.360; la Patente Europea No. 92.755; y la Patente E.U.A. No. 4.780.223; todas las cuales se incorporan en el presente documento como referencia.

[00038] Otros compuestos organometálicos que pueden ser utilizados como el agente de enlazamiento cruzado en los fluidos que se describen en el presente documento son aquéllos que tienen la capacidad de proveer Zn (II), calcio, magnesio, aluminio, Fe (II), y Fe (III) a la composición. Éstos pueden ser aplicados directamente a la composición como iones o como compuestos metálicos polivalentes tales como hidróxidos y cloruros desde los cuales los iones pueden ser liberados.

[00039] El fluido acuoso contiene por lo menos un polímero que se puede someter a enlazamiento cruzado. En una de las realizaciones, los polímeros hidratables adecuados son aquéllos que contienen uno o más grupos funcionales, tal como un grupo hidroxilo, carboxilo, sulfato, sulfonato, amino o amido.

[00040] El polímero que se puede someter a enlazamiento cruzado es de manera preferible un derivado de polisacárido hidratable, tal como un derivado celulósico, almidón, gomas de galactomanano tal como guar y derivados de guar, xantano y carragenano.

[00041] Los derivados celulósicos adecuados incluyen alquil celulosas, hidroxialquil celulosas tal como hidroxietil celulosa, hidroxipropil celulosa, hidroxibutil celulosa, hidroxietilmetil celulosa, hidroxipropilmetil celulosa, hidroxibutilmetil celulosa, metilhidroxietil celulosa, metilhidroxipropil celulosa y etilhidroxietil celulosa;

alquilhidroxialquil celulosas tal como metilhidroxietil celulosa, etilhidroxietil celulosa y metilhidroxipropil celulosa así como también los derivados de carboxialquil celulosa tal como carboxietilcelulosa y carboximetilcelulosa; carboximetilhidroxietil celulosa y alquilcarboxihidroxil celulosas que incluyen carboximetil hidroxietil celulosa y carboximetil hidroxipropil celulosa.

[00042] Los derivados específicos de goma guar incluyen carboxialquil guar así como guar hidroxialquilado. En especial se prefieren carboximetil guar, hidroxipropil guar, hidroxietil guar, hidroxibutil guar y carboximetilhidroxipropil guar.

[00043] En una de las realizaciones, el guar hidroxialquilado puede tener un peso molecular de aproximadamente 1 hasta aproximadamente 3 millones. El contenido de carboxilo de los polisacáridos hidratables es expresado como Grado de Sustitución ("DS") y está en el rango desde aproximadamente 0,08 hasta aproximadamente 0,18 y el contenido de hidroxipropilo es expresado como Sustitución Molar (MS) (definida como el número de moles de los grupos hidroxialquilo por mol de anhidroglucosa) y está en el rango entre desde aproximadamente 0,2 hasta aproximadamente 0,6.

[00044] Otros polisacáridos y derivados adecuados son aquéllos que contienen una o más unidades de monosacáridos de galactosa, fructosa, manosa, glucósido, glucosa, xilosa, arabinosa, ácido glucurónico y sulfato de piranosilo así como también goma de algarroba, tara, xantano que incluye goma xantano no modificada, goma xantano no acetilada, goma xantano no piruvilada así como goma xantano no acetilada y no piruvilada,

succinoglicano, escleroglucano, carragenano, goma arábica, goma tara, goma ghatti, karaya, tragacanto, pectina, almidón, goma de algarroba, tamarindo así como derivados de los mismos.

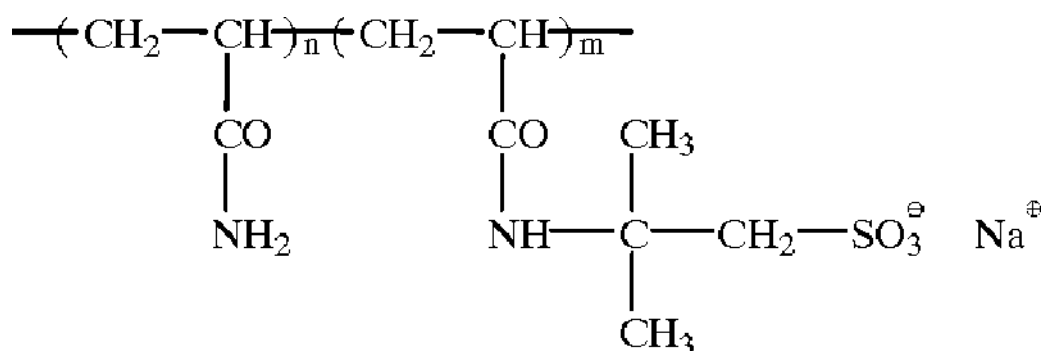
[00045] En adición a los polisacáridos, pueden ser utilizados polímeros sintéticos como el polímero viscosificante. Dichos polímeros sintéticos incluyen alcoholes de polivinilo, poliacrilatos (que incluyen los (met)acrilatos), polipirrolidonas, poliacrilamidas (que incluyen (met)acrilamidas) así como también 2-acrilamido-2- metilpropano sulfonato y las mezclas de los mismos.

[00046] Los polímeros viscosificantes adecuados son poliacrilamida y alquiltiacrilamidas, copolímeros de poliacrilamida y alquiltiacrilamidas (tales como copolímeros con etileno, propileno y/o estireno), anhídrido polimaleico, poliacrilato y polimetacrilato así como las mezclas de los mismos y las sales de ellos. Por ejemplo, el polímero viscosificante puede ser un copolímero de acrilato de sodio y acrilamida. Dichos polímeros viscosificantes incluyen aquéllos que tienen un peso molecular promedio en peso entre desde aproximadamente 0,1 MMda hasta aproximadamente 30 MMda, de manera preferible entre desde aproximadamente 0,25 MMda hasta aproximadamente 10 MMda.

[00047] En una realización preferida, el polímero viscosificante es poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA). Como tal, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) es un polímero que contiene acrilamida teniendo por lo menos 1%, pero no 100%, de los grupos acrilamida en la forma de grupos carboxilato.

[00048] Los polímeros viscosificantes adecuados

adicionales incluyen copolímeros que contienen acrilamida y por lo menos uno de un acrilato y un ácido acrilamidometilpropano sulfónico (AMPS). Dichos polímeros viscosificantes incluyen aquéllos copolímeros que son de la fórmula:



en donde m es de 2 a 5 y n es de 4 a 8. Los ejemplos de dichos polímeros viscosificantes son aquéllos que contienen desde aproximadamente 20 hasta 50% de ácido acrilamidometilpropano sulfónico (AMPS), de aproximadamente 2 a 5% de ácido acrílico, y de aproximadamente 45 a 78% de acrilamida. Más preferiblemente, el polímero comprende de aproximadamente 35 a 50% de AMPS.

[00049] Por lo general, la cantidad de polímero viscosificante empleado está entre desde aproximadamente 15 hasta aproximadamente 160, de manera preferible desde aproximadamente 20 hasta aproximadamente 50, libras por 1.000 galones de agua en el fluido.

[00050] En adición a un agente de enlazamiento cruzado, el fluido de tratamiento de pozo puede contener además aditivos convencionales tal como un agente de retardo de enlazamiento cruzado. La cantidad de agente de retardo de enlazamiento cruzado en el fluido de tratamiento de pozo variará sobre la base del diseño. Los agentes de retardo de enlazamiento cruzado o viscosificación adecuados pueden incluir polioles orgánicos,

tal como gluconato de sodio; glucoheptonato de sodio, sorbitol, manitol, fosfonatos, sal de bicarbonato, sales, varios ácidos inorgánicos y orgánicos débiles que incluyen ácidos aminocarboxílicos y sus sales (EDTA, DTPA, etc.) y ácido cítrico así como las mezclas de los mismos. Los agentes de retardo de enlazamiento cruzado preferidos incluyen varios ácidos orgánicos o inorgánicos, sorbitol así como también las mezclas de los mismos. Por lo general, se desea que dichos agentes de retardo de enlazamiento cruzado, cuando se utilizan, retarden o inhiban los efectos del agente de enlazamiento cruzado y por medio de lo cual permiten un tiempo de bombeo aceptable de la composición de tratamiento de pozo a viscosidades más bajas. De esta manera, el agente de retardo de enlazamiento cruzado inhibe el enlazamiento cruzado del polisacárido hasta después de que la composición de tratamiento de pozo se coloque en o cerca de la ubicación deseada en la perforación de pozo.

[00051] Junto con los agentes de retardo de enlazamiento cruzado, el fluido de tratamiento de pozo puede contener además un agente de formación de complejos, rompedor de gel, agente tensoactivo, biocida, agente de reducción de la tensión superficial, inhibidor de escamas de óxido, inhibidor de hidratos de gas, rompedor de enzima específico del polímero, rompedor oxidativo, regulador, estabilizador de arcilla, ácido o una mezcla de los mismos así como otros aditivos de tratamiento de pozo conocidos en el arte.

[00052] El fluido de tratamiento de pozo puede ser preparado en el emplazamiento utilizando un generador de espuma de elevado esfuerzo cortante o puede ser transportado hasta la

ubicación deseada.

[00053] Cuando el fluido de tratamiento de pozo es utilizado como un fluido de fracturamiento, el fluido de tratamiento de pozo puede contener además un agente de sostén. Los agentes de sostén adecuados incluyen aquéllos convencionalmente conocidos en el arte por incluir granos de arena de cuarzo, cuentas de vidrio, pellets de aluminio, cerámicas, cuentas de plástico y materiales particulados de peso ultra liviano (ULW) tales como cáscaras de nueces molidas o trituradas tal como nuez de nogal, coco, pecana, almendra, nuez de tagua, nuez del Brasil, etc.; cáscaras de semilla molidas y trituradas (que incluyen huesos de frutas) de semillas de frutas tal como ciruela, aceituna, durazno, cereza, albaricoque, etc.; cáscaras de semilla molidas y trituradas de otras plantas tal como maíz dulce (por ejemplo, corontas de maíz o granos de maíz), etc.; materiales de madera procesada tales como aquéllos derivados de madera tal como roble, nogal, nogal americano, álamo, caoba, etc., que incluyen dichas maderas que han sido procesadas mediante molienda, troceado, u otra forma de material particulado, procesado, etc.

[00054] Además, el agente de sostén puede incluir cerámicas o materiales particulados poliméricos orgánicos porosos. El material particulado poroso puede ser tratado con un material penetrante no poroso, capa de recubrimiento o capa de barnizado. Por ejemplo, el material particulado poroso puede ser un material particulado tratado, tal como se define en la Publicación de Patente E.U.A. No. 20050028979 en donde (a) el ASG del material poroso tratado es menor que el ASG del material

particulado poroso; (b) la permeabilidad del material tratado es menor que la permeabilidad del material particulado poroso; o (c) la porosidad del material tratado es menor que la porosidad del material particulado poroso.

[00055] Cuando se utiliza en el fracturamiento hidráulico, el fluido de tratamiento de pozo puede ser inyectado en una formación subterránea en conjunto con otros tratamientos a presiones suficientemente elevadas para originar la formación o el agrandamiento de las fracturas o para exponer de otra forma el material de agente de sostén al esfuerzo de cierre de la formación. Dichos otros tratamientos pueden estar cerca a la perforación de pozo en naturaleza (afectando las regiones cercanas a la perforación de pozo) y pueden estar dirigidos a incrementar la productividad de la perforación de pozo y/o controlar la producción del agente de sostén de la fractura.

[00056] El fluido de tratamiento de pozo, en adición a prevenir o inhibir la formación de escamas de óxido en la formación, también previene o inhibe la formación de escamas de óxido en la sarta de tubos, tubería de revestimiento, tuberías, bombas y válvulas que están localizadas en el interior del pozo.

[00057] Las realizaciones preferidas de la presente divulgación ofrecen de esta manera ventajas sobre el arte previo y están bien adaptadas para materializar uno o más de los objetivos de la presente divulgación. Sin embargo, la presente divulgación no requiere de todos los componentes y actúa tal como se describe en líneas previas y de ninguna manera está limitada a las realizaciones o métodos de operación descritos en líneas previas. Cualquiera de uno o más de los componentes,

características y procesos mencionados previamente puede ser empleado en cualquier configuración adecuada sin inclusión de otro de dichos componentes, características y procesos. Asimismo, la presente divulgación incluye características, capacidades, funciones, métodos, usos y aplicaciones adicionales que no se han tratado de manera específica en el presente documento pero son, o se harán, aparentes a partir de la descripción en el presente documento, las figuras así como las reivindicaciones anexas.

[00058] Todos los porcentajes que se mencionan en los ejemplos se dan en términos de unidades de peso excepto que se indique de otra forma.

EJEMPLOS

[00059] Ejemplo 1. Tres fluidos de fracturamiento - A, B y C - fueron preparados mediante la adición de 1,5 ml de un agente de regulación, comercialmente disponible de Baker Hughes Incorporated como BF-7L, a 10 ml de una suspensión coloidal de polímero de carboximetilhidroxipropil guar en 1000 ml de agua de grifo para llevar el pH de la solución a 10,2. Un inhibidor de escamas de óxido fue añadido a cada uno de los fluidos. El fluido A contuvo 2 ml/L (2 galones por mil (gpt)) de sulfonato de polivinilo, el fluido B contuvo 1ml/L (1 gpt) de poliacrilato sulfonado y el fluido C contuvo 1ml/L (1 gpt) de carboximetil inulina. Se añadió 1,25 ml de un agente de enlazamiento cruzado de circonio, comercialmente disponible como XLW-60 de Baker Hughes Incorporated, a cada uno de los fluidos. Instantáneamente resultaron geles viscosos que requirieron de un elevado esfuerzo

cortante para asegurar su homogeneidad. La viscosidad fue medida con un viscosímetro Fann 50 a 115,56 °C (240 °F). Los fluidos fueron inicialmente sometidos a esfuerzo cortante a 100 s⁻¹, seguido por barridos a velocidad de esfuerzo cortante de 100, 80, 60 y 40 s⁻¹ para calcular los índices de la ley de potencia n' y K' . El fluido fue sometido a esfuerzo cortante a 100 s⁻¹ entre barridos a velocidad de esfuerzo cortante, y el barrido a velocidad de esfuerzo cortante fue repetido cada 30 minutos. Una línea base fue establecida antes de las pruebas con el fluido A, el fluido B y el fluido C y los resultados se muestran en la Figura 1.

[00060] Ejemplo 2. Dos fluidos de fracturamiento D y E fueron preparados mediante la adición de 1,2 ml de un agente regulador de ácido acético a 10 ml de una suspensión coloidal de polímero de carboximetilhidroxipropil guar en 1000 ml de agua de grifo para llevar el pH de la solución a 5,5. Un inhibidor de escamas de óxido fue añadido a cada uno de los fluidos. El fluido D contuvo 2 ml/L (2 gpt) de sulfonato de polivinilo y el fluido E contuvo 2 ml/L (2 gpt) de polímero AMPS. Luego, 3 ml estabilizador de gel de tiosulfato de sodio (comercialmente disponible como GS-1L de Baker Hughes Incorporated) y 1,25 ml de agente de enlazamiento cruzado XLW-60 fueron añadidos a la solución e instantáneamente resultó en un gel viscoso que requirió de un elevado esfuerzo cortante para asegurar su homogeneidad. La viscosidad fue medida con un viscosímetro Fann 50 a 115,56 °C (240 °F). El fluido fue inicialmente sometido a esfuerzo cortante a 100 s⁻¹, seguido por barridos a velocidad de esfuerzo cortante de 100, 80, 60 y 40 s⁻¹ para calcular los

índices de la ley de potencia n' y K' . El fluido fue sometido a esfuerzo cortante a 100 s^{-1} entre barridos a velocidad de esfuerzo cortante, y el barrido a velocidad de esfuerzo cortante fue repetido cada 30 minutos. Una línea base fue establecida antes de las pruebas y los resultados se muestran en la Figura 2.

[00061] Ejemplo 3. Tres fluidos de fracturamiento - F, G y H - fueron preparados mediante la adición de 2,5 ml de un agente de regulación, comercialmente disponible de Baker Hughes Incorporated como BF-55L, a 7,5 ml de una suspensión coloidal de carboximetil celulosa en 1000 ml de agua de grifo para llevar el pH de la solución a 5,4. Un inhibidor de escamas de óxido fue añadido a cada uno de los fluidos. El fluido F contuvo 2 ml/L (2 galones por mil (gpt)) de sulfonato de polivinilo, el fluido G contuvo 4 ml/L (4 gpt) de sulfonato de polivinilo y el fluido H contuvo 2 ml/L (2 gpt) de polímero AMPS. Luego, se añadió 3 ml de un agente de enlazamiento cruzado de circonio, comercialmente disponible como XLW-22C de Baker Hughes Incorporated, a cada uno de los fluidos. Instantáneamente resultaron geles viscosos que requirieron de un elevado esfuerzo cortante para asegurar su homogeneidad. La viscosidad fue medida con un viscosímetro Fann 50 a $93,33 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ($200 \text{ }^{\circ}\text{F}$). Los fluidos fueron inicialmente sometidos a esfuerzo cortante a 100 s^{-1} , seguido por barridos a velocidad de esfuerzo cortante de 100, 80, 60 y 40 s^{-1} para calcular los índices de la ley de potencia n' y K' . El fluido fue sometido a esfuerzo cortante a 100 s^{-1} entre barridos a velocidad de esfuerzo cortante, y el barrido a velocidad de esfuerzo cortante fue repetido cada 30 minutos.

Una línea base fue establecida antes de las pruebas con el fluido F, el fluido G y el fluido H. Los resultados se muestran en la Figura 3.

[00062] Las Figuras 1, 2 y 3 muestran que la viscosidad del gel se mantuvo a través de un periodo de tiempo a temperaturas en exceso de 115,56 °C (240 °F).

[00063] Los métodos que pueden ser descritos en líneas previas o reivindicados en el presente documento así como cualesquier otros métodos que pueden encontrarse dentro del alcance de las reivindicaciones anexas pueden ser llevados a cabo en cualquier orden adecuado deseado y no están necesariamente limitados a ninguna secuencia que se describa en el presente documento o como puede ser listado en las reivindicaciones anexas. Además, los métodos de la presente divulgación no necesariamente requieren el uso de las realizaciones particulares que se muestran y describen en el presente documento, sino que son igualmente aplicables con cualquier otra estructura, forma y configuración adecuada de componentes.

[00064] Mientras que las realizaciones ejemplares de la presente divulgación han sido mostradas y descritas, muchas variaciones, modificaciones y/o cambios en el sistema, aparatos y métodos de la presente divulgación, tal como en los componentes, detalles de construcción y operación, disposición de partes y/o métodos de uso, son posibles, las cuales son contempladas por el solicitante(s) de la patente, dentro del alcance de las reivindicaciones anexas, y pueden ser llevadas a cabo y utilizadas por una persona con los conocimientos

habituales en el arte sin alejarse del espíritu o enseñanzas de la presente divulgación y el alcance de las reivindicaciones anexas. De esta manera, todo el tema enunciado en el presente documento o mostrado en las figuras anexas debe ser interpretado como ilustrativo, y el alcance de la presente divulgación así como de las reivindicaciones anexas no debe estar limitado a las realizaciones que se describen y muestran en el presente documento.

P-11315
Reivs. Modificadas
17/04/2017

REIVINDICACIONES

1. Un método para fracturar una formación calcárea o silíceas que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizado por lo siguiente:

(a) bombear en el pozo de la formación calcárea o silíceas que contiene hidrocarburos, un fluido de tratamiento de pozo que comprende:

(i) un polímero viscosificante reticulable;

(ii) un agente de reticulación organometálico que contiene un ion de metal polivalente; y

(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, carboximetil inulina y poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos;

(b) formar un gel que contiene el inhibidor de escamas de óxido después del paso (a) por medio de la reticulación del polímero viscosificante reticulable y el agente de reticulación organometálico; y

(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en el gel dentro de la formación.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el ion de metal polivalente es seleccionado del grupo que consiste de Zr, Ti, Al y Sb así como las mezclas de los mismos.

3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el inhibidor de escamas de óxido es un sulfonato de polivinilo que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 100.000.

4. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el inhibidor de escamas de óxido es un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 200.000.

5. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el inhibidor de escamas de óxido es carboximetil inulina que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000.

6. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el inhibidor de escamas de óxido es un copolímero de poliacrilato sulfonado que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000.

7. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el metal polivalente del agente de reticulación organometálico es titanio.

8. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el metal polivalente del agente de reticulación organometálico es circonio.

9. El método de acuerdo con la reivindicación 3, caracterizado porque el pH del fluido de tratamiento de pozo está entre 3 y 12.

10. El método de acuerdo con la reivindicación 9, caracterizado porque el pH del fluido de tratamiento de pozo está entre 3 y 6.

11. El método de acuerdo con la reivindicación 5, caracterizado porque el pH de la composición de tratamiento de pozo está entre 8 y 12.

12. El método de acuerdo con la reivindicación 6, caracterizado porque el pH de la composición de tratamiento de pozo está entre 8 y 12.

13. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la formación de escamas de óxido es además prevenida y/o inhibida en la sarta de tubos, tubería de revestimiento, tuberías, bombas o válvulas localizadas en el interior del pozo.

14. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el polímero viscosificante reticulable contiene un grupo funcional o grupos funcionales seleccionados del grupo que consiste de hidroxilo, carboxilo, sulfato, sulfonato, amino y amido así como las mezclas de los mismos.

15. El método de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque el polímero viscosificante reticulable es seleccionado del grupo que consiste de derivados celulósicos, almidón, gomas de galactomanano, xantano, carragenano, poliacrilamida, alquilpoliacrilamidas, poliacrilamida parcialmente hidrolizada o un copolímero de acrilamida y ya sea un acrilato o ácido acrilamidometilpropano sulfónico así como las mezclas de los mismos.

16. El método de acuerdo con la reivindicación 15, caracterizado porque el polímero viscosificante reticulable es seleccionado del grupo que consiste de hidroxialquil celulosas, alquilhidroxialquil celulosas, carboxialquil celulosas, guar no derivatizado o un guar derivatizado así como las mezclas de los mismos.

17. El método de acuerdo con la reivindicación 16, caracterizado porque el polímero viscosificante reticulable es un guar derivatizado seleccionado del grupo que consiste de hidroxipropil guar, hidroxietil guar, hidroxibutil guar y carboximetilhidroxipropil guar así como las mezclas de los mismos.

18. Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante la fracturación de la formación subterránea, el método caracterizado por lo siguiente:

(a) bombear en el pozo un fluido de tratamiento, en donde el fluido de tratamiento comprende:

(i) un polímero viscosificante hidratable que es guar no derivatizado o un derivado de guar o una combinación de los mismos;

(ii) un agente de reticulación organometálico que contiene un metal seleccionado del grupo que consiste de Zr, Ti, Al y Sb así como las mezclas de los mismos; y

(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 100.000, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta

200.000, una carboximetil inulina que tiene un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 y poliacrilatos sulfonados que tienen un peso molecular promedio en número desde 500 hasta 30.000 así como las mezclas de los mismos;

(b) formar un fluido de tratamiento de pozo viscoso estable por medio de la interacción del polímero viscosificante y el agente de reticulación organometálico en presencia del inhibidor de escamas de óxido; y

(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en una zona específica de la formación sujeta a fracturación.

19. El método de acuerdo con la reivindicación 18, caracterizado porque la viscosidad del fluido de tratamiento de pozo viscoso estable después de la interacción del polímero viscosificante hidratable y el agente de reticulación organometálico a temperatura de mínimo 121,11 °C (250 °F) a 100 s⁻¹ es de 0,8 Pa.s hasta 0,9 Pa.s (800 a 900 cP).

20. Un método para inhibir o controlar la deposición de escamas de óxido en un pozo o en una formación subterránea penetrada por un pozo durante una operación de fracturación hidráulica, el método caracterizado por los siguientes pasos:

(A) bombear en el pozo, cerca de las regiones del pozo de la formación subterránea, un fluido de tratamiento de pozo, en donde el fluido de tratamiento de pozo comprende:

(a) un polímero viscosificante reticulable seleccionado del grupo que consiste de guar no derivatizado, derivados de guar, derivados de celulosa y poliacrilamida así como las mezclas de los mismos;

(b) un agente de reticulación de circonio o titanio;

y

(c) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de:

(i) sulfonatos de polivinilo, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0;

(ii) un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 3,0 y 12,0;

(iii) una carboximetil inulina, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 8,0 y 12,0; y

(iv) un poliacrilato sulfonado, el pH del fluido de tratamiento de pozo estando entre 8,0 y 12,0; y

(B) transportar el inhibidor de escamas de óxido en un fluido gelificado en una región cercana al pozo, el fluido gelificado siendo formado por la interacción del polímero viscosificante reticulable y el agente de reticulación de circonio o titanio en presencia del inhibidor de escamas de óxido.

21. Un método para fracturar una formación calcárea o silícea que contiene hidrocarburos penetrada por un pozo caracterizada por lo siguiente:

(a) bombear en el pozo en las regiones cercanas al pozo de la formación calcárea o silícea, un fluido de tratamiento de pozo, el fluido de tratamiento de pozo comprende:

(i) un polímero viscosificante reticulable;

(ii) un agente de reticulación inorgánico;
y

(iii) un inhibidor de escamas de óxido seleccionado del grupo que consiste de sulfonatos de polivinilo, un ácido poliacrilamidometilpropano sulfónico, una

carboximetil inulina, poliacrilatos sulfonados así como las mezclas de los mismos; y

(iv) un agente de sostén

(b) formar un fluido gelificado a partir del fluido de tratamiento de pozo del paso (a); y

(c) transportar el inhibidor de escamas de óxido en el fluido gelificado es una zona específica dentro de la formación.



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT: 800.176.089-2

COMPROBANTE DE RECAUDO SISTEMA SIPI

Radicado: 16051487
Recibo: 17-28164
Fecha: 17/04/2017

CAROLINA MERCEDES DAZA MONTALVO
CC: 66.783.790
Pago PSE No: 69969
CUS: 253241091

Patente PCT

MÉTODO PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LAS FORMACIONES DE HIDROCARBUROS
UTILIZANDO FLUIDO QUE CONTIENE AGENTE DE ENLAZAMIENTO CRUZADO ORGANOMETÁLICO E
INHIBIDOR DE ESCAMAS DE ÓXIDO

Detalle del pago

Id.	Rentístico	Concepto y Servicio	Cant.	Val. Unit.	Subtotal
1	50005-01-01	Solicitud examen de patentabilidad Patente de Invención (DESCUENTO INTERNET	1	\$ 996,000	\$ 996,000
TOTAL					\$ 996,000

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

Web: www.sic.gov.co e-mail: contactenos@sic.gov.co Conmutador: (571)5870000 Contact Center: (571)5920400