

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
RAD: 14-145545- -7	FECHA: 2016-05-20 09:12:29
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 378 FASE NACIONAL INCLUIDO CAPITULO I
TRA: 11 PCT-PATENTE DE INVENCION CAPITULOS I Y II	FOLIOS: 14
ACT: 519 TRASLADOINFORME	

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado(a)/Señor(a)
CAROLINA MERCEDES DAZA MONTALVO

Asunto: Radicación: 14-145545- -7
 Trámite: 11
 Evento: 378
 Actuación: 519
 Oficio: 6021
 Folios: 14

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional					
Vía PCT (Fase Nacional)	X	Capítulo I	X	Capítulo II	
No. Solicitud Internacional	PCT/US2013/024647				
Fecha de Presentación Internacional	04/02/2013				

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

1. Documentos estudiados

Descripción:	Rad. N° 14-145545-00000-07/julio/2014	0000
Reivindicaciones:	Rad. N° 14-145545-00005-22/abril/2016	0000
Dibujos:	Rad. N° 14-145545-00000-07/julio/2014	0000
Prioridades:	US 13/367.106	06/febrero/2012

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque ésta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán las cubiertas por la tasa

pagada. Por lo tanto, se estudiarán las reivindicaciones 1 a 26 (páginas 12 a 15, radicado N° 14-145545-00005-0000).

Título de la solicitud: “Método para fracturar utilizando suspensiones de agente apuntalante de peso ultra liviano y corrientes gaseosas” (Pág. 1, radicado N° 14-145545-00000-0000).

El problema planteado en esta solicitud, consiste la necesidad de proporcionar metodologías de fracturación hidráulicas alternativas que proporcionen una mayor eficiencia de estimulación y productividad del pozo para crear fracturas de monocapa parciales, adicionalmente, dichas metodologías necesitan minimizar o eliminar el daño del yacimiento evidenciado por el uso de fluidos de fracturación líquidos.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio propone un método para fracturar hidráulicamente una formación subterránea que contiene hidrocarburo al introducir en la fractura por lo menos una etapa de agente apuntalante que contiene un fluido gaseoso y un agente apuntalante de peso ultra liviano (ULW) suspendido en un fluido acuoso viscoso o gelificado con tensoactivo; el fluido gaseoso de la etapa de agente apuntalante contiene por lo menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y fluido acuoso, el agente apuntalante ULW tiene una gravedad específica aparente menor que o igual a 2.45.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): C09K8/70; C09K8/80.

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486)

El capítulo reivindicatorio no es claro porque:

- La estructura de la reivindicación 1 tienen más de un enlace gramatical al mencionar “*que comprende*”, “*comprende*”, por lo cual no permite distinguir claramente el objeto que se desea proteger.
- En la reivindicación 1, menciona que “*en donde el 70% a 90% de volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a .018 mm*”, no es claro si es 0.018 o dado el contexto de la invención 0.18, se sugiere realizar aclaraciones al caso.
- En las reivindicaciones 1, 7, 11, 12, 13, 14 a 18, 21 a 23 y 26, las expresiones: “*agente apuntalante*”, “*un fluido acuoso viscoso*”, “*agente apuntalante*”, “*crear*”, “*tensoactivo viscoelástico*”, “*una combinación*”, “*suspender*”, “*corriente gaseosa*”, “*un primer fluido*”, “*primer fluido bombeado*”, “*monocapa parcial del agente apuntalante*”, “*sulfonato xileno y cloruro de N,N,N-trimetil-1- octadecaamonio, una sal aromática de amonio cuaternaria de trialquil C10 a C24 alquil mezclada con sulfonato de xileno de sodio*”, son generales y no definen con claridad las cantidades o productos a los cuales se refieren, por lo tanto, incluyen todas las posibles alternativas presentes o futuras, se sugiere remplazarlo por las características esenciales para definir con precisión lo que se desea proteger.
- Las reivindicaciones 1, 13 y 23 hacen referencia a un método para fractura una formación subterránea, aunque muestra etapas técnicas no muestras características técnicas. Se le recuerda al solicitante que la forma correcta de definir un proceso es mediante la caracterización de las etapas técnicas con sus condiciones técnicas (temperaturas, flujos, presiones, etc.), por lo anterior estas reivindicaciones no son claras. Se sugiere realizar las aclaraciones respectivas o definir la invención por sus características esenciales y estructurales, teniendo en cuenta de no modificar o ampliar la material ya divulgada.

- En la reivindicación 1, que hace referencia un método menciona *“introducir una etapa”* no es un término normalmente utilizado en el campo técnico puesto que no es claro como se introduce una etapa, se sugiere remplazarlo por otro común en el campo de los procesos.
- Las reivindicaciones 1 a 6, 13, 19, 20, 23 a 25, al mencionar: “en la espuma es de 85% a 95% en volumen, en donde el 70% a 90% de volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a .018 mm”, “en donde el diámetro de las burbujas de la espuma es de 0.01 a 0.10 mm”, “en donde el diámetro del 80% a 90% de volumen de gas de las burbujas de la espuma es de 0.01 a 0.18 mm”, “en donde el diámetro de las burbujas de la espuma está entre 0.01 a 0.10 mm”, “en donde el diámetro del 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma es de 0.01 a 0.18 mm”, “en donde el diámetro de las burbujas de la espuma está entre 0.01 a 0.10 mm”, “en donde el 70% a 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a 0.18 mm”, “en donde el diámetro del 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma es de 0.01 a 0.18 mm”, “en donde el diámetro del 70% al 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, es de 0.01 a 0.10 mm”, “donde la cantidad de corriente gaseosa en la espuma es de 85% a 95% en volumen y adicionalmente, en donde el 70% a 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a 0.18 mm”, “donde el 70% al 90% del volumen de gas de las burbujas, tiene un diámetro de 0.01 a 0.10 mm”, “donde la corriente gaseosa comprende de 90 a 95% en volumen, del fluido en la etapa de agente apuntalante”, sin especificar características esenciales del proceso, se enfocan hacia un resultado, por lo cual no se puede aceptar, debido a que, equivaldría a definir el problema técnico a resolver, además el alcance de esta reivindicación incluiría todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado se sugiere remplazarlos por las características esenciales o eliminarlos para dar concisión a las reivindicaciones. Lo anterior se encuentra soportado con base en lo divulgado en la descripción donde se menciona que el nitrógeno (40) se presiona a través de medidores de flujo de masa y en el generador de espuma (60), la cantidad de nitrógeno introducido en la espuma en el bucle de flujo de espuma 20 es aproximadamente el 95 por ciento en volumen (Párr. 0052), luego de salir del generador de espuma, la espuma entra en una bobina de (1000) pies de tubería de (316) SS sumergida en baño de aceite (70) durante aproximadamente 25 a 30 minutos, la temperatura del baño de aceite es de aproximadamente 100° F, la espuma luego entra al viscosímetro de tubo capilar 80 después de viajar a través de 1000 pies de tubería de bobina. El viscosímetro consiste en cinco series de tubos diferentes (diferente identificación y longitud de tubo) con transductores de presión delta 90a, 90b, 90c, 90d y 90e y un medidor de flujo de masa/densímetro 100. Con el viscosímetro lleno de espuma, se miden 5 presiones delta junto con el índice de flujo de masa y la densidad de la espuma. Después de que la espuma sale del viscosímetro, pasa a través de celdas de visualización 110, la espuma luego sale del tanque de residuos 120 a través del regulador de contrapresión 130 . El regulador de contrapresión se utiliza para mantener una presión constante en el viscosímetro, El diámetro de las burbujas de por lo menos el 90% del volumen de gas de las burbujas, como se ve a través de la celda de visualización 110, se determina que es aproximadamente 0.02 mm mediante el uso de software de análisis de burbuja, disponible 15 comercialmente como Image Pro Plus de Media Cybernetics, Inc. Una fotomicrografía, a un aumento de 4x, de la espuma se indica en la Figura 2 (Párr. 0053), lo cual indica que ese diámetro depende es de procesos anteriores.
- En la reivindicación 13, se menciona que *“un método para fracturar una formación subterránea que comprende: (a) bombear en la formación una etapa de agente apuntalante de una espuma en donde el 70% a 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a 0.18 mm, en donde la espuma*

se prepara de la siguiente manera”, lo cual muestra un proceso dentro de otro proceso, lo cual no es permitido, se sugiere realizar aclaraciones al caso.

- En las reivindicaciones 13 y 23, que hace referencia un método menciona “*bombear una etapa*” no es un término normalmente utilizado en el campo técnico puesto que no es claro como se bombea una etapa, se sugiere remplazarlo por otro común en el campo de los procesos.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud: febrero06 de 2012, y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	US 7,913,762	“Method of fracturing using ultra lightweight proppant suspensions and gaseous streams”	29/03/2011
D2	Art. 1*	“Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery”	18/04/2006

*Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery; Yan, W; Journal Colloids and surfaces; 348-359; 18/04/2006.

El documento D1¹ divulga un método de fracturar hidráulicamente una formación subterránea que contiene hidrocarburos, una etapa de agente apuntalante se introduce en la fractura que contiene un fluido gaseoso y un agente de sostén ultra ligero en suspensión en un fluido acuoso viscoso. El fluido gaseoso de la etapa de agente de sostén contiene al menos aproximadamente 90 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y el líquido acuoso. Un fluido almohadilla puede primero ser introducido en la formación, el fluido almohadilla que contiene un fluido gaseoso y, opcionalmente, un fluido acuoso. El fluido gaseoso de la mezcla de fluido de relleno contiene típicamente al menos 70 por ciento en volumen de la mezcla (Resumen).

El documento D2² divulga una teoría para el flujo de la espuma en una fractura uniforme fue desarrollado y verificado por experimento. La viscosidad aparente se encontró que era la suma de contribuciones derivadas de líquido entre las burbujas y la resistencia a la deformación de las interfaces de las burbujas que pasan a través de la fractura. Viscosidad aparente aumenta con fraccional de flujo de gas y es mayor para las fracturas más gruesas (para un tamaño de burbuja dado), indicando que la espuma puede desviar el flujo de más grueso a las fracturas más delgadas. Este efecto de desviación fue confirmada experimentalmente y modelado utilizando la teoría anterior para cada fractura individual. La cantidad de solución de tensoactivo requerida para barrer un sistema heterogéneo fractura disminuye en gran medida con el aumento fraccional de flujo de gas debido al efecto de la desviación y a la necesidad de menos líquido para ocupar un volumen dado cuando se usa la espuma (Resumen).

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 1, consiste en: “*Un método para fracturar una formación subterránea que comprende (...)*” (Ver Pág. 12 del Radicado N° 14-145545-00005-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

1 http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?DB=EPODOC&II=0&ND=3&adjacent=true&locale=en_EP&FT=D&date=20100128&CC=US&NR=2010018707A1&KC=A1

2 http://porousmedia.rice.edu/resources/Foam_Fractures.pdf

Características esenciales	D1	D2
Un método para fracturar una formación subterránea que comprende	Un método para fracturar una formación subterránea que comprende (Reivindicación 1).	Se realizaron experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002)
(a). introducir una etapa de agente apuntalante en la formación subterránea, en donde la etapa de agente apuntalante comprende una espuma que contiene:	Introducir una etapa de agente de sostén en la formación subterránea, en el que la etapa de agente apuntalante (Reivindicación 1).	No menciona
i) un fluido acuoso viscoso que tiene agente apuntalante en el fluido acuoso viscoso, en donde el agente apuntalante tiene una gravedad específica de 1.06 a 2.45; y	Se prepara por primera suspensión de un (ULW) apuntalante ultra ligero en un fluido acuoso viscoso y (Reivindicación 1). El método de la reivindicación 1, en el que la gravedad específica aparente de la ULW agente de sostén es menor que o igual a 2,25 (Reivindicación 5).	Bomba de infusión de jeringa Harvard (modelo 22) se utiliza para inyectar solución de agente tensoactivo (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002).
(ii) una corriente gaseosa, en donde la cantidad de corriente gaseosa en la espuma es de 85% a 95% en volumen,	luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, en el que el fluido gaseoso constituye al menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y líquido acuoso en la fase de agente apuntalante (Reivindicación 1).	y un controlador de flujo de masa Matheson (modelo 8270) se utiliza para inyectar aire en el generador de espuma (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002).
en donde el 70% a 90% de volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a .018 mm; y	El método de la reivindicación 18, en el que el fluido de relleno comprende una mezcla de fluido gaseoso y líquido acuoso viscoso, en el que el fluido gaseoso de la mezcla de fluido de relleno comprende al menos 70 por ciento en volumen de la mezcla (Reivindicación 19). No menciona que el diámetro de las burbujas tenga un diámetro entre 0.01 a 0.018 mm.	Relativamente las burbujas uniformes se pueden generar sólo cuando el aire y el líquido son introducidos en lados opuestos de la frita en el generador de espuma. La elección de las fritas con diferentes tamaños de poro puede generar diferentes tamaños de burbujas (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002). Los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 353, Col. 2, Párr. 0001). No menciona que el diámetro de las burbujas tenga un diámetro entre 0.01 a 0.018 mm.
(b). crear o agrandar una fractura en la formación subterránea.	El fluido de fracturación, típicamente agua o base de aceite, se introduce en el pozo que penetra en la formación a una presión suficiente y el caudal para crear fracturas en la formación subterránea (Pág. 0002, Col. 1, líneas 20 a 23).	No menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1, porque divulga un método para fracturar una formación subterránea que comprende las etapas de introducir un agente de sostén en la formación subterránea, en el que la etapa de agente de sostén se prepara suspendiendo primero un agente de sostén ultra ligero (ULW) en un fluido acuoso viscoso y luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, en el que el fluido gaseoso constituye al menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y líquido acuoso en la fase de agente de sostén (D1: Reivindicación 1).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 1 y el proceso divulgado en D1, consiste en que este último no menciona que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm.

El efecto que logra que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm es aumentar la viscosidad del fluido gaseoso de la etapa de agente apuntalante.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Como modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido?”.

Sin embargo, ya era conocido en el estado de la técnica, que a menor diámetro de burbuja en la espuma se aumenta la viscosidad del fluido de fracturación, puesto que, en el documento D2 menciona experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002), donde la viscosidad aparente sería significativamente más alta que en burbujas de diámetro mas pequeño sólo ligeramente mayor que el espesor de abertura, es decir, b se acerca r_B 2. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001), por otro lado con una serie de conocimientos específicos de la invención, estaría motivada a realizar expedientación de rutina y determinar el diámetro optimo el método que se da a conocer en D1, para aumentar la viscosidad del fluido gaseoso de la etapa de agente apuntalante, tal como se encuentra reclamado en la reivindicación 1 de la solicitud. Cabe decir, que la solución al anterior problema técnico objetivo se encuentra dentro de un diseño y optimización de procesos [3], lo cual se encuentra dentro de la práctica habitual de la persona versada en la materia que trabaje en el diseño de metodologías para fracturas pozos.

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia enfrentada al problema técnico modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, estaría motivada a realizar experimentaciones de rutina en el método de D1, llegando así al objeto de la reivindicación 1, por lo cual se considera obvia y por lo tanto, sin altura inventiva.

Asimismo, el documento D1 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- La reivindicación 7. El método de la reivindicación 1, en el que la cantidad de partículas del agente apuntalante suspendidos en el fluido acuoso viscoso es que suficiente para crear una monocapa parcial de agente apuntalante en la fractura

3 Perry Manual del Ingeniero Químico. Tomo I. Sección 2. Sexta edición. 1992. Págs. 2-81 a 2-85

(Reivindicación 2).

- Las reivindicaciones 8 a 10. El método de la reivindicación 1, en el que la gravedad específica aparente de la ULW agente de sostén es menor que o igual a 2,25 (Reivindicación 5); el método de la reivindicación 5, en el que la gravedad específica aparente de la ULW agente de sostén es menor que o igual a 1,25 (Reivindicación 6).
- La reivindicación 11. El método de la reivindicación 1, en el que el fluido acuoso viscoso contiene al menos un tensoactivo viscoelástico (Reivindicación 11).
- La reivindicación 12. El método de la reivindicación 1, en el que el fluido gaseoso es nitrógeno, dióxido de carbono o una combinación de los mismos (Reivindicación 4).

Asimismo, el documento D2 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- Las reivindicaciones 2 a 6. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001).

La reivindicación 13 consiste en: *“Un método para fracturar una formación subterránea que comprende: (...)”* (Ver Pág. 13 del Radicado N° 14-145545-00005-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1	D2
Un método para fracturar una formación subterránea que comprende:	Un método de fracturar una formación subterránea que comprende (Reivindicación 17).	Se realizaron experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002)
(a) bombear en la formación una etapa de agente apuntalante	Bombear un fluido almohadilla que comprende un fluido gaseoso en la formación a una presión suficiente para iniciar una fractura; la introducción de un agente de sostén etapa en la fractura, en el que la etapa de agente de sostén comprende fluido gaseoso y un (ULW) apuntalante ultra ligero en suspensión en un sistema acuoso viscoso y además en el que el fluido gaseoso comprende 95 por ciento mayor que el volumen del fluido en la fase de agente apuntalante (Reivindicación 17).	No menciona
de una espuma en donde el 70% a 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un	El método de la reivindicación 18, en el que el fluido de relleno comprende una mezcla de fluido	Relativamente las burbujas uniformes se pueden generar sólo cuando el aire y el líquido

diámetro de 0.01 a 0.18 mm, en donde la espuma se prepara de la siguiente manera:	gaseoso y líquido acuoso viscoso, en el que el fluido gaseoso de la mezcla de fluido de relleno comprende al menos 70 por ciento en volumen de la mezcla (Reivindicación 19). No menciona que el diámetro de las burbujas tenga un diámetro entre 0.01 a 0.18 mm.	son introducidos en lados opuestos de la frita en el generador de espuma. La elección de las fritas con diferentes tamaños de poro puede generar diferentes tamaños de burbujas (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002). Los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 353, Col. 2, Párr. 0001).
(i) suspender un agente apuntalante en un fluido acuoso viscoso, en donde el agente apuntalante tiene una gravedad específica aparente de 1.06 a 2.45; y luego	En el que la cantidad de partículas de apuntalante suspendidos en el fluido acuoso viscoso es que suficiente para crear una monocapa parcial de agente apuntalante en la fractura (Reivindicación 2). El método de la reivindicación 1, en el que la gravedad específica aparente de la ULW agente de sostén es menor que o igual a 2,25 (Reivindicación 5).	Bomba de infusión de jeringa Harvard (modelo 22) se utiliza para inyectar solución de agente tensoactivo (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002).
(ii) combinar el fluido acuoso viscoso con una corriente gaseosa, en donde la cantidad de corriente gaseosa en la espuma es de 85% a 95% en volumen; y	Luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, en el que el fluido gaseoso constituye al menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y líquido acuoso en la fase de agente apuntalante (Reivindicación 1).	y un controlador de flujo de masa Matheson (modelo 8270) se utiliza para inyectar aire en el generador de espuma (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002).
(b). crear o agrandar una fractura en la formación subterránea.	El fluido de fracturación, típicamente agua o base de aceite, se introduce en el pozo que penetra en la formación a una presión suficiente y el caudal para crear fracturas en la formación subterránea (Pág. 0002, Col. 1, líneas 20 a 23).	No menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 13, porque divulga un método para fracturar una formación subterránea que comprende las etapas de introducir un agente de sostén en la formación subterránea, en el que la etapa de agente de sostén se prepara suspendiendo primero un agente de sostén ultra ligero (ULW) en un fluido acuoso viscoso y luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, en el que el fluido gaseoso constituye al menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y líquido acuoso en la fase de agente de sostén (D1: Reivindicación).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 13 y el proceso divulgado en D1, consiste en que este último no menciona que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm.

El efecto que logra que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm es aumentar la viscosidad del fluido.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Como modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido?”.

Sin embargo, ya era conocido en el estado de la técnica, que a menor diámetro de burbuja en la espuma se aumenta la viscosidad del fluido de fracturación, puesto que, en el documento D2 menciona experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002), donde la viscosidad aparente sería significativamente más alta que en burbujas de diámetro mas pequeño sólo ligeramente mayor que el espesor de abertura, es decir, b se acerca rB 2. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001), por otro lado con una serie de conocimientos específicos de la invención, estaría motivada a realizar expedientación de rutina y determinar el diámetro optimo el método que se da a conocer en D1, para aumentar la viscosidad del fluido gaseoso de la etapa de agente apuntalante, tal como se encuentra reclamado en la reivindicación 13 de la solicitud. Cabe decir, que la solución al anterior problema técnico objetivo se encuentra dentro de un diseño y optimización de procesos [4], lo cual se encuentra dentro de la práctica habitual de la persona versada en la materia que trabaje en el diseño de metodologías para fracturas pozos.

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia enfrentada al problema técnico modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, estaría motivada a incluir los diámetros de burbuja como es divulgado en D2 y realizar experimentaciones de rutina con los diámetros de las burbujas de la espuma, en el método de D1, llegando así al objeto de la reivindicación 13, por lo cual se considera obvia y por lo tanto, sin altura inventiva.

Asimismo, el documento D1 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- Las reivindicaciones 14 y 17. el porcentaje en peso de agente de sostén en la suspensión está entre de aproximadamente 6 a aproximadamente 55 por ciento en peso, preferiblemente entre aproximadamente 19 a aproximadamente 49 por ciento en peso (Pág. 0003, Col. 4, líneas 56 a 58); El método de la reivindicación 21, en el que el agente de sostén en el fluido de la almohadilla tiene una gravedad específica aparente de menos de o igual a 2,25 (Reivindicación 22).
- La reivindicación 15. Bombear un fluido almohadilla que comprende un fluido gaseoso en la formación a una presión suficiente para iniciar una fractura (Reivindicación 23).
- La reivindicación 16. El método de la reivindicación 20, en el que el fluido de relleno contiene además un agente apuntalante (Reivindicación 21).
- La reivindicación 18. El método de la reivindicación 1, en el que la cantidad de partículas del agente apuntalante suspendidos en el fluido acuoso viscoso es que suficiente para crear una monocapa parcial de agente apuntalante en la fractura (Reivindicación 2).
- La reivindicación 21. Luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, (Reivindicación 1).
- La reivindicación 22. El bombeo de la fase de apuntalante puede estar precedida por

4 Perry Manual del Ingeniero Químico. Tomo I. Sección 2. Sexta edición. 1992. Págs. 2-81 a 2-85

la introducción de un fluido almohadilla (Pág. 0003, Col. 3, líneas 9 a 12).

Asimismo, el documento D2 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- Las reivindicaciones 19 y 20. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001).

La reivindicación 23 consiste en: “Un método para fracturar una formación subterránea que comprende: (...)” (Ver Pág. 15 del Radicado N° 14-145545-00005-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1	D2
Un método para fracturar una formación subterránea que comprende:	Un método de fracturar una formación subterránea que comprende (Reivindicación 23).	Se realizaron experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002)
(a). bombear una etapa de agente apuntalante en la formación,	Introducción de una etapa de agente apuntalante en la fractura, en el que la etapa de agente de sostén comprende (Reivindicación 23).	No menciona
en donde la etapa de agente apuntalante consiste de una espuma de una corriente gaseosa y un agente apuntalante que tiene una gravedad específica aparente de 1.06 a 2.25, suspendido en un sistema acuoso viscoso con un tensoactivo viscoelástico	un fluido gaseoso y un agente apuntalante ultra ligero (ULW) que tiene una gravedad específica aparente (ASG) inferior o igual a 2,25 en suspensión en un sistema acuoso viscoso y además en donde el fluido gaseoso de la etapa de agente de sostén es mayor que 95 por ciento en volumen del fluido en la fase de agente de sostén (Reivindicación 23).	Bomba de infusión de jeringa Harvard (modelo 22) se utiliza para inyectar solución de agente tensoactivo (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002). y un controlador de flujo de masa Matheson (modelo 8270) se utiliza para inyectar aire en el generador de espuma (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002).
y en donde la cantidad de corriente gaseosa en la espuma es de 85% a 95% en volumen y adicionalmente, en donde el 70% a 90% del volumen de gas de las burbujas de la espuma, tiene un diámetro de 0.01 a 0.18 mm; y	El método de la reivindicación 18, en el que el fluido de relleno comprende una mezcla de fluido gaseoso y líquido acuoso viscoso, en el que el fluido gaseoso de la mezcla de fluido de relleno comprende al menos 70 por ciento en volumen de la mezcla (Reivindicación 19). No menciona que el diámetro de las burbujas tenga un diámetro entre 0.01 a 0.18 mm.	Relativamente las burbujas uniformes se pueden generar sólo cuando el aire y el líquido son introducidos en lados opuestos de la frita en el generador de espuma. La elección de las fritas con diferentes tamaños de poro puede generar diferentes tamaños de burbujas (Pág. 353, Col. 1, Párr. 0002). Los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 353, Col. 2, Párr. 0001).
(b). crear o agrandar una fractura en la formación subterránea	El fluido de fracturación, típicamente agua o base de aceite, se introduce en el pozo que penetra en la formación a una presión suficiente y el caudal para crear fracturas en la formación subterránea (Pág. 0002, Col. 1, líneas 20 a 23).	No menciona

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida

en la reivindicación 23, porque divulga un método para fracturar una formación subterránea que comprende las etapas de introducir un agente de sostén en la formación subterránea, en el que la etapa de agente de sostén se prepara suspendiendo primero un agente de sostén ultra ligero (ULW) en un fluido acuoso viscoso y luego introducir el fluido acuoso viscoso a un fluido gaseoso, en el que el fluido gaseoso constituye al menos aproximadamente 85 por ciento en volumen de la combinación de fluido gaseoso y líquido acuoso en la fase de agente de sostén (D1: Reivindicación).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 23 y el proceso divulgado en D1, consiste en que este último no menciona que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm.

El efecto que logra que el diámetro de las burbujas de la espuma de textura fina esté entre 0.01 a 0.018 mm es aumentar la viscosidad del fluido.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Como modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido?”.

Sin embargo, ya era conocido en el estado de la técnica, que a menor diámetro de burbuja en la espuma se aumenta la viscosidad del fluido de fracturación, puesto que, en el documento D2 menciona experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002), donde la viscosidad aparente sería significativamente más alta que en burbujas de diámetro mas pequeño sólo ligeramente mayor que el espesor de abertura, es decir, b se acerca r_B 2. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001), por otro lado con una serie de conocimientos específicos de la invención, estaría motivada a realizar expedientación de rutina y determinar el diámetro optimo el método que se da a conocer en D1, para aumentar la viscosidad del fluido gaseoso de la etapa de agente apuntalante, tal como se encuentra reclamado en la reivindicación 23 de la solicitud. Cabe decir, que la solución al anterior problema técnico objetivo se encuentra dentro de un diseño y optimización de procesos [5], lo cual se encuentra dentro de la práctica habitual de la persona versada en la materia que trabaje en el diseño de metodologías para fracturas pozos.

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia enfrentada al problema técnico modificar el método de D1 con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, estaría motivada a incluir los diámetros de burbuja como es divulgado en D2 y realizar experimentaciones de rutina con los diámetros e las burbujas de la espuma, en el método de D1, llegando así al objeto de la reivindicación 23, por lo cual se considera obvia y por lo tanto, sin altura inventiva.

Asimismo, el documento D1 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- La reivindicación 25. Además en donde el fluido gaseoso de la etapa de agente de sostén es mayor que 95 por ciento en volumen del fluido en la fase de agente de sostén (Reivindicación 23).
- La reivindicación 26. Un agente tensoactivo viscoelástico preferida es la combinación

de sulfonato sódico de xileno, como tensoactivo aniónico, y N, N, cloruro de N-trimetil-1-octadecammonium, como tensoactivo catiónico (Párr. 0033); Otros sistemas gelificados a base de agentes tensoactivo adecuados son aquellos fluidos que contienen un C10 a C24 alquilo trialquil sal de amonio cuaternario aromático mezcla con un tensoactivo aniónico (Párr. 0034).

Asimismo, el documento D2 divulga las características de la reivindicación dependientes así:

- La reivindicación 24. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001).

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente solicitud están afectados así:

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US 7,913,762	1, 7 a 18, 21 a 23, 25 y 26	Nivel inventivo
D2	Art. 1	1, 2 a 6, 19, 20, 23, 24	Nivel inventivo

8. Respuesta a los argumentos del señor solicitante

El artículo 30 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, señala:

“Las reivindicaciones definirán la materia que se desea proteger mediante la patente. Deben ser claras y concisas y estar enteramente sustentadas por la descripción. Las reivindicaciones podrán ser independientes o dependientes. Una reivindicación será independiente cuando defina la materia que se desea proteger sin referencia a otra reivindicación anterior. Una reivindicación será dependiente cuando defina la materia que se desea proteger refiriéndose a una reivindicación anterior. Una reivindicación que se refiera a dos o más reivindicaciones anteriores se considerará una reivindicación dependiente múltiple.”

Teniendo en cuenta lo anterior las reivindicaciones 1 a 26 no se ajustan a los parámetros establecidos en el artículo 30 anteriormente transcrito, por cuanto los términos “un fluido acuoso viscoso”, “agente apuntalante”, “un fluido gaseoso”, “fluido acuoso”, “la espuma de textura fina”, “gas de las burbujas de la espuma de textura fina”, “burbujas de la espuma de textura fina”, “el agente apuntalante ULW”, “el fluido acuoso viscoso contiene un tensoactivo viscoelástico”, “una combinación de los mismos”, “agente apuntalante”, “un fluido gaseoso en la formación”, “fluido de relleno”, “volumen de gas de las burbujas”, “del fluido en la etapa de agente apuntalante”, no son limitativas y por el contrario, pueden abarcar una multiplicidad de compuestos y opciones, que no encuentran sustento en el capítulo descriptivo de la presente solicitud. En respuesta a ello, primero que todo se le aclara a este Despacho, que el objeto inventivo de la presente solicitud, reside en un procedimiento para fracturar formaciones subterráneas, lo que implica que no es necesario especificar los tipos de compuestos que interfieren en dicho procedimiento, al respecto esta Oficina considera que aunque no es el objetivo de la solicitud, son términos importante para entender la misma los cuales son términos generales y por tanto no especifican claramente la invención, puesto que, dichos términos son generales y sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones, por lo cual, no son patentables.

Asimismo con respecto a las expresiones “de peso ultra liviano”, “por lo menos”, “de la combinación”, “menor que o igual”, “presión suficiente”, “es aquella suficiente”, “a una presión suficiente”, “es mayor”, son términos imprecisos, al respecto esta Oficina aclara que

dichas expresiones no limitan la invención, por cuanto no presentan claramente un rango superior y uno inferior [6], por tanto, dichos términos no permiten definir el alcance de la invención.

Ahora bien, frente a que las reivindicaciones brindan información suficiente puesto que están soportadas en la descripción, es pertinente mencionar lo que el Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina ha dicho sobre este tema, lo siguiente:

*“[...] las reivindicaciones constituyen parte esencial de la respectiva solicitud, debido a que delimitan el campo de la patente y especifican la regla técnica que se desea patentar, razones por las cuales éstas deben ser suficientemente claras y concisas. Agrega la jurisprudencia del Tribunal que ‘Su fundamento radica pues en la descripción respectiva, de forma tal que el alcance de la reivindicación corresponda y se justifique con el contenido de aquella’. (Proceso 106-IP-2002, patente: BATERIA CON CONTROLADOR INCORPORADO, publicado en la Gaceta Oficial N° 892, de 31 de enero de 2003)”.***[1]**

*“[...] las reivindicaciones presentadas deben ser totalmente claras y precisas lo que significa que, en principio, las reivindicaciones deben especificar el invento por sí solas, sin necesidad de recurrir a otros elementos técnicos, sólo si la situación lo exige podrá contener elementos que sirvan para aclararla”.***[2]** – subrayado fuera de texto-.

Complementado lo anterior, es de resaltar que las palabras elegidas para redactar las reivindicaciones son muy importantes, ya que la patente es un documento con contenido técnico, pero también es un documento jurídico, teniendo claro que las reivindicaciones, tal y como están redactadas, son las que definen el objeto de la protección, por lo que se reitera que los términos generales e imprecisos no son claros, ni concisos ya que no especifican un rango específico sobre el cual deba desarrollarse la invención, por lo tanto, para dar mayor claridad al capítulo reivindicatorio, es necesario que se tenga un término preciso o un rango concreto y aunque la solicitante menciona que dichos términos son conocidos en el campo técnico, no dan un rango apropiado, por el contrario, presenta una amplia gama de posibilidades y variaciones, por tanto no son aceptados.

De la misma manera las expresiones “en donde el diámetro es de al menos 80% del volumen de las burbujas de la espuma de textura fina” o “en donde el diámetro del 50% al 80% del volumen de gas de las burbujas esta entre”, esta representado como una ventaja o resultado a alcanzar ya que es el objetivo de la invención a que la mezcla de la corriente de aire y el fluido de peso ultraliviano den como resultado un diámetro en ese porcentaje de fluido, lo cual no es permitido, puesto que, incluiría no sólo la solución propuesta por el solicitante, sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado, por lo cual, no le puede dar novedad a la invención.

Por ultimo, con respecto a los argumentos de la solicitante en relación al nivel inventivo en donde menciona que “De acuerdo con lo establecido en la acción oficial pendiente, se tiene que las reivindicaciones 2, 3, 5, 19, 20, 21 y 25, carecen de nivel inventivo en vista de la combinación de las enseñanzas de los documentos D1: US7913762 y D2: ‘Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery’, Yan W, Journal of Colloids and Surfaces, Abril 2006. En dicho respecto, se presentan a continuación los siguientes argumentos. (...) la alternativa de utilizar espuma de fraccionamiento, en donde ahora un gas y no un líquido, se utiliza como medio de fraccionamiento (...) también se menciona en dicho párrafo, que espumas de textura fina no existen cuando su calidad es superior al 85%, perdiendo estabilidad y uniformidad. En este mismo párrafo, se resalta la importancia de emplear espumas de textura fina, ya que **sólo éstas son capaces de transportar de manera adecuada y eficiente las partículas de agente apuntalante dentro de la formación subterránea** y cita en específico, que aquellas espumas de textura gruesa, han exhibido una baja habilidad en realizar esta tarea. Con base en lo anterior, se tiene que el problema técnico objetivo a resolver por la presente solicitud, **es desarrollar un método de**

6 Rango: m. Estad. Amplitud de la variación de un fenómeno entre un límite menor y uno mayor claramente especificados; en línea: <http://cle.mec.es/?id=V7xwLhM>

fraccionamiento con espuma, en donde la espuma de textura fina que exceda su calidad en un 85%, exista. Partiendo de este punto, los inventores de esta solicitud encontraron que, cuando **el agente apuntalante está suspendido en una espuma de textura fina** y la etapa de agente apuntalante se mezcla con una corriente gaseosa (en donde la cantidad de corriente gaseosa en la espuma es de 85 a 95% en volumen), la espuma de textura fina no se desestabiliza y de este modo, el fraccionamiento se puede llevar a cabo con este tipo de sustancia, hecho que no era conocido, ni sugerido, en el estado previo de la técnica. Cabe resaltar en este punto, que para alcanzar esa calidad superior al 85%, el requisito es que un porcentaje entre **70 y 90% en volumen de las burbujas de la espuma, se encuentre entre 0.01 a 0.18 mm**", inicialmente cabe decir que dicho efecto no se encuentra soportado a través de pruebas técnicas, es decir, no es claro que el problema técnico se resuelva por la limitación del diámetro en las burbujas de gas en la espuma de textura fina, puesto que, no hay ninguna prueba que compare varios tamaños de burbuja y que muestre el efecto técnico.

Por otro lado, es importante resaltar que ya era conocido en el estado de la técnica el efecto de aumentar la viscosidad con la disminución del diámetro de la burbuja en la espuma, puesto que D2 menciona que experimentos para investigar los efectos de la velocidad de flujo, el tamaño de las burbujas, el flujo fraccional gas y la abertura en cuanto a la viscosidad aparente de la espuma que fluye en fracturas uniformes. A partir de los experimentos, la viscosidad de la espuma es la variable que mas afecta a un sistema de fracturas (Pág. 354, Col. 1, Párr. 0002), donde la viscosidad aparente sería significativamente más alta que en burbujas de diámetro mas pequeño sólo ligeramente mayor que el espesor de abertura, es decir, b se acerca $\sqrt{b}$. Por otra parte, la viscosidad aparente es mayor para las grandes aberturas. Esta característica es importante en la aplicación de espuma, ya que indica que la espuma del mismo tamaño de la burbuja y el flujo fraccional gas puede reducir el flujo de fluido en zonas de alta permeabilidad y desviar el flujo en las regiones de baja permeabilidad (Pág. 354, Col. 2, Párr. 0002) teniendo en cuenta que los diámetros de burbuja en los experimentos variaron de 0.04-1.0 mm (Pág. 0006, Col 2, Párr. 0001), es así que Wei Yan demostró que a menores diámetros de burbuja se presenta un aumento en la viscosidad aparente como se demuestra en la figura 7, mejorando así la permeabilidad de la fractura aumentando la resistencia local a fluir, desviando los fluidos inyectados a zonas de menor permeabilidad y mejorando así la eficiencia del proceso (Pág. 348, Col. 1, Párr. 0002) es así que una persona versada en la materia estaría motivada a mantener los diámetros de burbuja de espuma en valores inferiores con el fin de aumentar la productividad en el pozo, por lo cual se considera obvia.

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Si como respuesta a este requerimiento el solicitante llegara a modificar: i) el capítulo reivindicatorio, ii) la descripción de la invención a proteger, iii) o presente un nuevo capítulo reivindicatorio, y desee que se realice un nuevo examen de patentabilidad a esta modificación, no deberá pagar la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente a la tasa de examen de patentabilidad. En todo caso, el número de requerimientos por no patentabilidad estará supeditado a que el término del estudio de patentabilidad no sea superior a 18 meses, contados desde la publicación de la solicitud de patente de invención. Adicionalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones deberá pagar la tasa por reivindicación adicional.

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


JESÚS FERNEL GARCÍA GARCÍA
Director de Nuevas Creaciones (E)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2016-05-24

Elaboró: Lady Paola Cortes

Revisó: Olga Ximena Benavides Salazar

INFORME DE BÚSQUEDA DE PATENTES PARA EL No de Radicación: 14-145545

CRITERIOS PARA LA BÚSQUEDA (anexar pantallazo o reporte en PDF, junto con los booleanos utilizados)

Palabras clave utilizadas	Methods, fracturing a subterranean, ultra lightweight proppants, suspensions and gaseous streams.
CLASIFICACIONES INTERNACIONALES UTILIZADAS PARA LA BÚSQUEDA	C09K8/70; C09K8/80.

BASES DE DATOS CONSULTADAS.

ESPACENET	Patentscope	Patbase	Espatentes
USPTO	Sciencedirect		

INFORMES DE EXÁMENES REALIZADOS EN OTRAS OFICINAS (documentos patentes, literatura no patente etc...)

Oficina	Fecha del examen o de reporte de búsqueda de documentos	Anterioridades encontradas para el examen o reportados en el examen de búsqueda(relacionarlos todos)	Reiv. afectadas	RELEVANCIA (requisito que afecta)	FUERON TENIDOS EN CUENTA PARA EL EXAMEN EN LA OFICINA COLOMBIANA	
					SI	NO
WIPO	23/04/2013	Data interface assembly for electronic locks and readers US2007087941	13-18. 22-24. 26/ 1-12, 19-21, 25	Novedad / Nivel inventivo		X
		"High-qualityfoam fracturing fluids", Phillip C. Harris, ET.	1-12, 19-21, 25	Nivel inventivo		X
		Methods of fracturing a subterranean formation using a pH dependent foamed fracturing fluid US2005077047	1-26	A		X
		Downhole foam generator US4730676	1-26	A		X
		Coarse-foamed fracturing fluids and associated methods US2007044965	1-26	A		X
		Method of enhancing hydraulic fracturing using ultra lightweight proppants US2006065398	1-26	A		X

DOCUMENTOS ADICIONALES ENCONTRADOS POR EL EXAMINADOR DE ACUERDO A LOS CRITERIOS DE BÚSQUEDA.

Method of treating subterranean formations with porous ceramic particulate materials US2004040708

Viscoelastic surfactant based foam fluids US5258137

Method of treatment subterranean formations using multiple proppant stages or mixed proppants US7210528

Method of fracturing using ultra lightweight proppant suspensions and gaseous streams US7913762

Use of Carbon-Dioxide-Based Fracturing Fluids US7726404

Method for stimulation of wells with carbon dioxide or nitrogen based fluids containing high proppant concentrations
US4627495

Method for fracturing subterranean formations US6875728

Composition and method for producing an ultra-lightweight ceramic proppant WO2011014410

Lightweight proppants and their use in hydraulic fracturing US5531274

Methods and compositions of a storable relatively lightweight proppant slurry for hydraulic fracturing and gravel packing applications US2005028979

Microporous diffusion apparatus US5855775

Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery Journal Colloids and surfaces

Observaciones

Fecha del reporte de búsqueda: 17/05/2016

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=2004040708A1&KC=A1&FT=D

Espacenet Patent search

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US2004040708 (A1) — 2004-03-04

In my patents list Global Dossier Report data error Print

Method of treating subterranean formations with porous ceramic particulate materials

Page bookmark US2004040708 (A1) - Method of treating subterranean formations with porous ceramic particulate materials

Inventor(s): STEPHENSON CHRISTOPHER JOHN [US]; RICKARDS ALLAN RAY [US]; BRANNON HAROLD DEAN [US]; GUPTA D V SATYANARAYANA [US] ±

Applicant(s): STEPHENSON CHRISTOPHER JOHN; RICKARDS ALLAN RAY; BRANNON HAROLD DEAN; GUPTA D V SATYANARAYANA; BJ SERVICES COMPANY

Classification: - International: C09K8/00; E21B43/267; (IPC1-7): E21B43/04
- cooperative: C09K8/00; E21B43/267; Y10T428/2982; Y10T428/2991; Y10T428/2993; Y10T428/2995; Y10T428/2996; Y10T428/2998

Application number: US20030653521 20030902

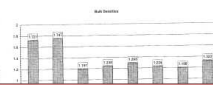
Priority number(s): US20030653521 20030902; US20020407734P 20020903; US20020428836P 20021126

Also published as: US7426961 (B2); US7426961 (X6); US2010222243 (A1); US7968907 (B2); US2004200617 (A1); → more

Abstract of US2004040708 (A1)

Translate this text into []
[Spanish] [patenttranslate] powered by EPO and Google

Methods and compositions useful for subterranean formation treatments, such as hydraulic fracturing treatments and sand control that include porous materials. Such porous materials may be selectively configured porous material particles manufactured and/or treated with selected glazing materials, coating materials and/or penetrating materials to have desired strength and/or apparent density to fit particular downhole conditions for well treating such as hydraulic fracturing treatments and sand control treatments. Porous materials may also be employed



ES 10:05 a.m. 22/12/2015

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=5258137A&KC=A&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US5258137 (A) — 1993-11-02

In my patents list EP Register Report data error Print

Viscoelastic surfactant based foam fluids

Page bookmark US5258137 (A) - Viscoelastic surfactant based foam fluids

Inventor(s): BONEKAMP JEFFREY E [US]; ROSE GENE D [US]; SCHMIDT DONALD L [US]; TEOT ARTHUR S [US]; WATKINS EDWARD K [US] ±

Applicant(s): DOW CHEMICAL CO [US] ±

Classification: - International: A62D1/02; A62D1/04; B01F1/00; C09K8/70; (IPC1-7): A62D1/04; B01F1/02; B01F1/18; B01F1/30
- cooperative: A62D1/0071; A62D1/0085; B01F1/0042; B01F1/0057; C09K8/70; C09K2208/30; Y10S26/126; Y10S26/104

Application number: US19920848502 19920309

Priority number(s): US19920848502 19920309; CA19922148583 19921104; US19880199486 19880527; US19840885530 19841224; WO19920809484 19921104

Also published as: EP0669844 (A1); EP0669844 (A4); EP0669844 (B1); CA2148583 (A1); CA2148583 (C); → more

Abstract of US5258137 (A)

Translate this text into []
[Spanish] [patenttranslate] powered by EPO and Google

A foam-fluid composition for use in foam fracture applications and foam slurry transport comprises a thickening amount of a viscoelastic surfactant composition, a functionally effective amount of a surfactant composition capable of forming a foam, and an aqueous liquid. Foam-fluid formulations are easily prepared, reusable, shear stable, easily pumped and form stable foams over a wide temperature range and exhibit high viscosities even at relatively high temperatures.

ES 10:05 a.m. 22/12/2015

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=7210528&KC=B1&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US7210528 (B1) — 2007-05-01

In my patents list EP Register Report data error Print

Method of treatment subterranean formations using multiple proppant stages or mixed proppants

Page bookmark US7210528 (B1) - Method of treatment subterranean formations using multiple proppant stages or mixed proppants

Inventor(s): BRANNON HAROLD DEAN [US]; WOOD WILLIAM DALE [US]; EDGEMAN RANDALL [US]; RICKARDS ALLAN RAY [US]; STEPHENSON CHRISTOPHER JOHN [US]; WALSER DOUG [US]; MALONE MARK [US] ±

Applicant(s): BJ SERVICES CO [US] ±

Classification: - international: **E21B43/267**
- cooperative: **C09K8/82; C09K8/80; E21B43/267; Y10S507/024**

Application number: US20040803258 20040318

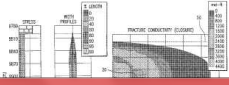
Priority number(s): US20040803258 20040318; US20030508822P 20031003; US20030456717P 20030318

Also published as: US7210528 (X61); WO2004083600 (A1); US2011180260 (A1); US8127850 (B2); US2008032898 (A1) → more

Abstract of US7210528 (B1)

Translate this text into [1] Spanish [patenttranslate] powered by EPO and Google

An increase in effective propped lengths is evidenced in hydraulic fracturing treatments by the use of ultra lightweight (ULW) proppants. The ULW proppants have a density less than or equal to 2.45 g/cc and may be used as a mixture in a first proppant stage wherein at least one of the proppants is a ULW proppant. Alternatively, sequential proppant stages may be introduced into the formation wherein at least one of the proppant stages contain a ULW proppant and where at least one of the following conditions prevails: (1) the density differential between the first proppant stage and the second proppant stage is greater than



Quick help

- What is meant by high quality text as 'abstract'?
- What does A1, A2, A3 and B stand for after a European publication number?
- What happens if I click on "In my patents list"?
- What happens if I click on the "Register" button?
- Why are some sidebar options deactivated for certain documents?
- How can I bookmark this page?
- Why does a list of documents with the heading "Also published as" sometimes appear, and what are these documents?
- Why do I sometimes find the abstract of a corresponding document?
- What happens if I click on the red "patent translate" button?
- What is Global dossier?

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=7913762&KC=B2&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US7913762 (B2) — 2011-03-29

In my patents list EP Register Report data error Print

METHOD OF FRACTURING USING ULTRA LIGHTWEIGHT PROPPANT SUSPENSIONS AND GASEOUS STREAMS

Page bookmark US7913762 (B2) - METHOD OF FRACTURING USING ULTRA LIGHTWEIGHT PROPPANT SUSPENSIONS AND GASEOUS STREAMS

Inventor(s): WHEELER RICHARD S [US]; NEWMALL CHANDLER C [US]; MYERS ROGER R [US]; WARD BRIAN [US]; BEALL BRIAN B [US]; BRANNON HAROLD D [US] ±

Applicant(s): BAKER HUGHES INC [US] ±

Classification: - international: **E21B43/26; E21B43/267**
- cooperative: **C09K8/703; C09K8/80; E21B43/267; C09K2208/30**

Application number: US20080180219 20080725

Priority number(s): US20080180219 20080725

Also published as: US2010016707 (A1); US2011168396 (A1); US8109336 (B2); CA2638375 (A1); CA2638375 (C)

Abstract of US7913762 (B2)

Translate this text into [1] Spanish [patenttranslate] powered by EPO and Google

In a method of hydraulically fracturing a hydrocarbon-bearing subterranean formation, a proppant stage is introduced into the fracture which contains a gaseous fluid and an ultra lightweight proppant suspended in a viscosified aqueous fluid. The gaseous fluid of the proppant stage contains at least about 50 volume percent of the combination of gaseous fluid and aqueous fluid. A pad fluid may first be introduced into the formation, the pad fluid containing a gaseous fluid and, optionally, an aqueous fluid. The gaseous fluid of the pad fluid mixture typically contains at least 70 volume percent of the mixture.

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=7726404&KC=B2&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US7726404 (B2) — 2010-06-01

★ In my patents list × EP Register Report data error Print

Use of Carbon-Dioxide-Based Fracturing Fluids

Page bookmark [US7726404 \(B2\) - Use of Carbon-Dioxide-Based Fracturing Fluids](#)

Inventor(s): KUBALA GREGORY [US]; MACKAY BRUCE A [US] ±

Applicant(s): SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP [US] ±

Classification: - international: **E21B43/26; E21B43/27**
- cooperative: **E21B43/26**

Application number: US20080104187 20080416

Priority number(s): US20080104187 20080416

Also published as: [US2009260926 \(A1\)](#)

Abstract of US7726404 (B2)

Translate this text into [patenttranslate](#) powered by EPO and Google

A method of treating a shale-containing subterranean formation penetrated by a wellbore is accomplished by forming a carbon dioxide treatment fluid having a viscosity of less than about 10 mPa-s at a shear rate of about 100 s-1. The carbon dioxide treatment fluid is introduced into the formation through the wellbore at a pressure above the fracture pressure of the formation. In certain embodiments, the treatment fluid may be comprised of from about 90% to 100% by weight carbon dioxide and may contain a proppant. A method of treating hydrocarbon-bearing, shale-containing subterranean formation penetrated by a wellbore may also be carried out by forming a carbon dioxide treatment fluid and introducing the carbon dioxide treatment fluid into the formation through the wellbore at a pressure above the fracture pressure of the formation. The formation being treated may have a permeability of less than 1 mD.

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=4627495A&KC=A&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US4627495 (A) — 1986-12-09

★ In my patents list × EP Register Report data error Print

Method for stimulation of wells with carbon dioxide or nitrogen based fluids containing high proppant concentrations

Page bookmark [US4627495 \(A\) - Method for stimulation of wells with carbon dioxide or nitrogen based fluids containing high proppant concentrations](#)

Inventor(s): HARRIS PHILLIP C [US]; REIDENBACH VINCENT G [US]; CHISHOLM PAT T [US] ±

Applicant(s): HALLIBURTON CO [US] ±

Classification: - international: **E21B43/26; E21B43/267**; (IPC1-7): E21B43/267
- cooperative: **E21B43/26; E21B43/267**

Application number: US19850719669 19850404

Priority number(s): US19850719669 19850404

Also published as: [CA1242389 \(A\)](#)

Abstract of US4627495 (A)

Translate this text into [patenttranslate](#) powered by EPO and Google

The present invention relates to a method of fracturing subterranean formations and placing proppant material in the created fracture utilizing carbon dioxide or nitrogen containing fluid. An aqueous liquid-liquid carbon dioxide emulsion fluid is prepared having an internal phase ratio in the range of from about 50 to in excess of about 95 percent and introduced into the subterranean formation to be fractured. The emulsion is heated by the formation to a temperature above the critical temperature of carbon dioxide and the carbon dioxide is caused to be converted to a vapor whereupon the emulsion becomes a foam. The volume of liquid carbon dioxide is adjusted as the volume of proppant material varies to at least substantially maintain a constant internal phase ratio in the treatment fluid. When nitrogen is utilized, a foam is produced on the surface by admixing gaseous nitrogen with the gelled fluid. The formation is fractured by the treatment fluid and the proppant is placed in the created fracture. The fluid having maintained therein substantially a constant internal phase ratio is capable of

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=6875728&KC=B2&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US6875728 (B2) — 2005-04-05

In my patents list EP Register Report data error Print

Method for fracturing subterranean formations

Page bookmark [US6875728 \(B2\) - Method for fracturing subterranean formations](#)

Inventor(s): GUPTA D V SATYANARAYANA [CA]; TUDOR ERIC HUGHSON [CA] ±

Applicant(s): BJ SERVICES COMPANY CANADA [CA] ±

Classification: - international: C09K8/62; (IPC1-7): E21B43/26
- cooperative: C09K8/62; Y10S507/922

Application number: US20010984584 20011030

Priority number(s): US20010984584 20011030; US19990474164 19991228; US19990474149 19991228

Also published as: US2003008781 (A1)

Abstract of US6875728 (B2)

Translate this text into [1] Spanish patenttranslate powered by EPO and Google

A method of fracturing a formation with a fracturing fluid wherein the formation has particulate material that swells or migrates upon exposure to the fracturing fluid comprises preparing a fracturing fluid comprising (1) a thickening compound comprising a first surfactant selected from the group consisting of a cationic surfactant having only a single cationic group, an amphoteric surfactant and a mixture thereof, and an anionic surfactant and, (2) water, wherein no or essentially no inorganic salt is added to the fracturing fluid; and using the fracturing fluid to fracture the formation. A method for recycling a fracturing fluid is also provided.

Quick help

- What is meant by high quality list as facsimile?
- What does A1, A2, A3 and B stand for after a European publication number?
- What happens if I click on "In my patents list"?
- What happens if I click on the "Register" button?
- Why are some sidebar options deactivated for certain documents?
- How can I bookmark this page?
- Why does a list of documents with the heading "Also published as" sometimes appear, and what are these documents?
- Why do I sometimes find the abstract of a corresponding document?
- What happens if I click on the red "patent translate" button?
- What is Global Dossier?

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=WO&NR=2011014410A1&KC=A1&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: WO2011014410 (A1) — 2011-02-03

In my patents list EP Register Report data error Print

COMPOSITION AND METHOD FOR PRODUCING AN ULTRA-LIGHTWEIGHT CERAMIC PROPPANT

Page bookmark [WO2011014410 \(A1\) - COMPOSITION AND METHOD FOR PRODUCING AN ULTRA-LIGHTWEIGHT CERAMIC PROPPANT](#)

Inventor(s): LI YING [US]; HUANG ZHUIE [US]; LIN SHENGMIING [CN]; WU WENZHONG [CN] ±

Applicant(s): PROP SUPPLY AND SERVICE LLC [US]; LI YING [US]; HUANG ZHUIE [US]; LIN SHENGMIING [CN]; WU WENZHONG [CN] ±

Classification: - international: E21B43/267
- cooperative: C04B33/13; C04B33/24; C04B35/2695; C04B38/009; C09K8/865; C09K8/80; E21B43/267; C04B2235/0201; C04B2235/0206; C04B2235/0208; C04B2235/0233; C04B2235/0272; C04B2235/0238; C04B2235/0266; C04B2235/0427; C04B2235/077; C04B2235/9692; E21B43/267 + more

Application number: WO2010US42980 20100723

Priority number(s): CN20101157346 20100427; US20090228562P 20090725

Also published as: US2014216741 (A1); US2012118574 (A1); US8727003 (B2); RU2014148285 (A); RU2011153515 (A) + more

Abstract of WO2011014410 (A1)

Translate this text into [1] Spanish patenttranslate powered by EPO and Google

An ultra-lightweight, high strength ceramic proppant made from mixture of naturally occurring clays, preferably porcelain clay, kaolin and/or fink-clay, earthenware clay or other naturally occurring clays having an alumina content between about 5.5% and about 35%. The proppant has an apparent specific gravity from about 2.10 to about 2.55 g/cc, and a bulk density of from about 1.30 to about 1.50 g/cc. This ultra-lightweight proppant is useful in hydraulic fracturing of oil and gas wells, and has greater conductivity than sand at pressures up to 8,000 psi.

Quick help

- What is meant by high quality list as facsimile?
- What does A1, A2, A3 and B stand for after a European publication number?
- What happens if I click on "In my patents list"?
- What happens if I click on the "Register" button?
- Why are some sidebar options deactivated for certain documents?
- How can I bookmark this page?
- Why does a list of documents with the heading "Also published as" sometimes appear, and what are these documents?
- Why do I sometimes find the abstract of a corresponding document?
- What happens if I click on the red "patent translate" button?
- What is Global Dossier?

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=5531274A&KC=A&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US5531274 (A) — 1996-07-02

In my patents list EP Register Report data error Print

Lightweight proppants and their use in hydraulic fracturing

Page bookmark US5531274 (A) - Lightweight proppants and their use in hydraulic fracturing

Inventor(s): BIENVENU JR RAYMOND L [US] ±

Applicant(s): BIENVENU JR, RAYMOND L

Classification: - international: C09K8/62; C09K8/80; E21B43/267; (IPC1-7): E21B43/267
- cooperative: C09K8/62; C09K8/80; E21B43/267

Application number: US19940282905 19940729

Priority number(s): US19940282905 19940729

Also published as: WO9604464 (A1) → AU3242195 (A)

Abstract of US5531274 (A)

Translate this text into [1] Spanish patenttranslate powered by EPIC and Google

The present invention relates to a high strength proppant having a specific gravity of less than 1.3 that can be used in hydraulic fracturing operations of oil and gas wells.

Espacenet - Bibliographic

worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=5855775A&KC=A&FT=D

Espacenet Patent search

Deutsch English Français Contact Change country

About Espacenet Other EPO online services

Search Result list My patents list (0) Query history Settings Help

Bibliographic data: US5855775 (A) — 1999-01-05

In my patents list EP Register Report data error Print

Microporous diffusion apparatus

Page bookmark US5855775 (A) - Microporous diffusion apparatus

Inventor(s): KERFOOT WILLIAM B [US] ±

Applicant(s): KERFOOT, WILLIAM B

Classification: - international: B01F3/04; B09C1/00; B09C1/08; B09C1/10; C02F3/22; E21B43/00; (IPC1-7): B09B3/00
- cooperative: B01F3/04262; B09C1/00; B09C1/002; B09C1/08; B09C1/10; C02F1/78; C02F3/226; E21B43/00; B01F2003/04319; B01F2003/04858; B01F2003/04886; B01F215/00057; B09C210/160; C02F1/00098; Y02C01/0016; Y1082/10098; Y1082/10092

Application number: US19960756273 19961125

Priority number(s): US19960756273 19961125; US19950028499F 19950505; US19960638017 19960425

Also published as: US2000050549 (A1) US7645380 (B2) US2007023361 (A1) US7637706 (B2) US2002134733 (A1) → more

Abstract of US5855775 (A)

Translate this text into [1] Spanish patenttranslate powered by EPIC and Google

Apparatus for active in situ multi-element gas sparging for bioremediation or physico-chemical degradation for removal of contaminants in a soil formation containing a subsurface groundwater aquifer or a substantially wet unsaturated zone, the multi-gas contained in bubbles, wherein the apparatus includes a plurality of injection wells extending to a depth of a selected aquifer, introducing an oxidizing agent comprising ozone mixed with ambient air to provide a multi-element gas by means of microporous diffusers, without applying a vacuum for

1 / 12

Foam_Fractures.pdf



ELSEVIER

Available online at www.sciencedirect.com

SCIENCE @ DIRECT®

Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 282–283 (2006) 348–359

COLLOIDS AND SURFACES A

www.elsevier.com/locate/colsurfa

Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery

Wei Yan, Clarence A. Miller, George J. Hirasaki*

MS-362, Rice University, Chemical and Biomolecular Engineering Department, 6100 Main Street, Houston, TX 77005, USA

Received 29 October 2005; received in revised form 23 February 2006; accepted 24 February 2006

Available online 18 April 2006

Dedicated to Professor Ivan B. Ivanov (LCPE, University of Sofia) on the occasion of his 70th birthday.

Abstract

A theory for foam flow in a uniform fracture was developed and verified by experiment. The apparent viscosity was found to be the sum of contributions arising from liquid between bubbles and the resistance to deformation of the interfaces of bubbles passing through the fracture. Apparent viscosity increases with gas fractional flow and is greater for thicker fractures (for a given bubble size), indicating that foam can divert flow from thicker to thinner fractures. This diversion effect was confirmed experimentally and modeled using the above theory for each individual fracture. The amount of surfactant solution required to sweep a heterogeneous fracture system decreases greatly with increasing gas fractional flow owing to the diversion effect and to the need for less liquid to occupy a given volume when foam is used.

© 2006 Elsevier B.V. All rights reserved.

Keywords: Foam; Bubbles; Fractures; Homogeneous; Heterogeneous; Apparent viscosity; Sweep

1. Introduction

Foam in porous media is a dispersed gaseous phase within a continuous aqueous phase comprised mainly of thin films known as lamellae. The lamellae are stabilized by adsorption of surfactant at the gas/liquid interfaces [1].

Because foam has an effective viscosity much higher than that of gas, it has been investigated as a method for improving sweep efficiency in processes where gases such as steam

surfactant is already used in the basic process, so that additional chemical costs are low. One laboratory study of the possible use of foam in such processes for oil recovery and one successful field test by alkaline/surfactant/polymer/foam flooding have been reported [2,3]. Foam was used successfully a few years ago to improve sweep efficiency in a field test of a surfactant process for removing a chlorinated solvent from a sandy ground water aquifer [4]. Subsequently, the process was applied successfully to the remaining contaminated

Mostrar todas las descargas...

Yan_Presentation (2).ppt

Yan_Presentation.ppt

ampuero_cs.pdf

CD-2929.pdf

US7913762B2.pdf

ES

09:50 a.m.

22/12/2015

Lady Cortes

Search history

Search 1: PN=(WO2013119507) (Results 1)

Search 2: [SP]: 1. a method of fracturing a subterranean formation comprising introducing a proppant stage into the subterranean formation, wherein the proppant stage comprises a fine uniform textured foam containing: (i) a viscosified aqueous fluid having ultra lightweight (ulw) proppant suspended in the viscosified aqueous fluid and (ii) a gaseous fluid, wherein the amount of gaseous fluid in the fine uniform textured foam is at least about 85 volume percent wherein at least 70 percent gas volume of bubbles of the fine uniform textured foam have a diameter less than or equal to 0.18 mm and further wherein the proppant stage is introduced into the subterranean formation at a pressure sufficient to create or enlarge a fracture. 2. the method of claim 1, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 3. the method of claim 1, wherein the diameter of at least 80 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 4. the method of claim 3, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 5. the method of claim 3, wherein the diameter of at least 90 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 6. the method of claim 5, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 7. the method of claim 1, wherein the amount of proppant suspended in the viscosified aqueous fluid is that sufficient to create a partial monolayer of proppant in the fracture. 8. the method of claim 1, wherein the ulw proppant has an apparent specific gravity less than or equal to 2.25. 9. the method of claim 8, wherein the apparent specific gravity of the ulw proppant is less than or equal to 1.75. 10. the method of claim 9, wherein the apparent specific gravity of the ulw proppant is less than or equal to 1.25. 11. the method of claim 1, wherein the viscosified aqueous fluid contains a viscoelastic surfactant. 12. the method of claim 1, wherein the gaseous fluid is nitrogen, carbon dioxide or a combination thereof. 13. a method of fracturing a subterranean formation comprising: (a) pumping into the formation a proppant stage comprising a fine uniform textured foam wherein at least 70 percent gas volume of bubbles of the fine uniform textured foam have a diameter less than or equal to 0.18 mm, the fine uniform textured foam prepared by: (i) suspending an ultra lightweight (ulw) proppant in a viscosified aqueous fluid and then (ii) combining the viscosified aqueous fluid with a gaseous fluid wherein the amount of gaseous fluid in the fine uniform textured foam is at least about 85 volume percent and (b) creating or enlarging a fracture in the subterranean formation. 14. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid comprises between from about 6 to about 55 weight percent of ultra lightweight (ulw) proppant having an apparent specific gravity less than or equal to 2.25. 15. the method of claim 13, further comprising, prior to pumping the proppant stage into the subterranean formation, pumping a pad fluid comprising a gaseous fluid into the formation at a pressure sufficient to initiate a fracture. 16. the method of claim 15, wherein the pad fluid further contains a proppant. 17. the method of claim 16, wherein the pad fluid comprises a gaseous fluid and an aqueous fluid. 18. the method of claim 13, wherein the amount of proppant suspended in the viscosified aqueous fluid is that sufficient to create a partial monolayer of proppant in the fracture. 19. the method of claim 13, wherein the diameter of at least 90 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 20. the method of claim 13, wherein the diameter of between about 70 to about 90 percent gas volume of the bubbles is from about 0.01 to about 0.10 mm. 21. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid is added to the gaseous fluid in step (a) (ii). 22. the method of claim 13, wherein the gaseous fluid is added to the viscosified aqueous fluid in step (a) (ii). 23. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid contains a viscoelastic surfactant. 24. a method of fracturing a subterranean formation comprising introducing a proppant stage into a fracture, wherein the proppant stage consists of a fine textured foam comprising a gaseous fluid and an ultra lightweight (ulw) proppant having an apparent specific gravity (asg) less than or equal to 2.25 suspended in an aqueous system viscosified with a viscoelastic surfactant and wherein the amount of gaseous fluid in the fine textured foam is greater than 90 volume percent and further wherein at least 70 percent gas volume of bubbles comprising the foam have a diameter that is less than or equal to 0.18 mm. 25. the method of claim 24, wherein between about 50 to about 90 percent gas volume of the bubbles have a diameter from about 0.01 to about 0.10 mm. 26. the method of claim 24, wherein the gaseous fluid comprises at least 95 volume percent of the fluid in the proppant stage. (Results 537)

Search 3: TAC=(proppant) (Results 2710)

Search 4: TAC=(gas) (Results 100000)

Search 5: TAC=(foam) (Results 100000)

Search 6: TAC=(diameter) (Results 100000)

Search 7: TAC=(3 and 4 and 5 and 6) (Results 26)

Search 8: [SP]: 1. a method of fracturing a subterranean formation comprising introducing a proppant stage into the subterranean formation, wherein the proppant stage comprises a fine uniform textured foam containing: (i) a viscosified aqueous fluid having ultra lightweight (ulw) proppant suspended in the viscosified aqueous fluid and (ii) a gaseous fluid, wherein the amount of gaseous fluid in the fine uniform textured foam is at least about 85 volume percent wherein at least 70 percent gas volume of bubbles of the fine uniform textured foam have a diameter less than or equal to 0.18 mm and further wherein the proppant stage is introduced into the subterranean formation at a pressure sufficient to create or enlarge a fracture. 2. the method of claim 1, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 3. the method of claim 1, wherein the diameter of at least 80 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 4. the method of claim 3, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 5. the method of claim 3, wherein the diameter of at least 90 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 6. the method of claim 5, wherein the diameter of the bubbles of the fine uniform textured foam is between from about 0.01 to about 0.10 mm. 7. the method of claim 1, wherein the amount of proppant suspended in the viscosified aqueous fluid is that sufficient to create a partial monolayer of proppant in the fracture. 8. the method of claim 1, wherein the ulw proppant has an apparent specific gravity less than or equal to 2.25. 9. the method of claim 8, wherein the apparent specific gravity of the ulw proppant is less than or equal to 1.75. 10. the method of claim 9, wherein the apparent specific gravity of the ulw proppant is less than or equal to 1.25. 11. the method of claim 1, wherein the viscosified aqueous fluid contains a viscoelastic surfactant. 12. the method of claim 1, wherein the gaseous fluid is nitrogen, carbon dioxide or a combination thereof. 13. a method of fracturing a subterranean formation comprising: (a) pumping into the formation a proppant stage comprising a fine uniform textured foam wherein at least 70 percent gas volume of bubbles of the fine uniform textured foam have a diameter less than or equal to 0.18 mm, the fine uniform textured foam prepared by: (i) suspending an ultra lightweight (ulw) proppant in a viscosified aqueous fluid and then (ii) combining the viscosified aqueous fluid with a gaseous fluid wherein the amount of gaseous fluid in the fine uniform textured foam is at least about 85 volume percent and (b) creating or enlarging a fracture in the subterranean formation. 14. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid comprises between from about 6 to about 55 weight percent of ultra lightweight (ulw) proppant having an apparent specific gravity less than or equal to 2.25. 15. the method of claim 13, further comprising, prior to pumping the proppant stage into the subterranean formation, pumping a pad fluid comprising a gaseous fluid into the formation at a pressure sufficient to initiate a fracture. 16. the method of claim 15, wherein the pad fluid further contains a proppant. 17. the method of claim 16, wherein the pad fluid comprises a gaseous fluid and an aqueous fluid. 18. the method of claim 13, wherein the amount of proppant suspended in the viscosified aqueous fluid is that sufficient to create a partial monolayer of proppant in the fracture. 19. the method of claim 13, wherein the diameter of at least 90 percent gas volume of the bubbles of the fine uniform textured foam is less than or equal to 0.18 mm. 20. the method of claim 13, wherein the diameter of between about 70 to about 90 percent gas volume of the bubbles is from about 0.01 to about 0.10 mm. 21. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid is added to the gaseous fluid in step (a) (ii). 22. the method of claim 13, wherein the gaseous fluid is added to the viscosified aqueous fluid in step (a) (ii). 23. the method of claim 13, wherein the viscosified aqueous fluid contains a viscoelastic surfactant. 24. a method of fracturing a subterranean formation comprising introducing a proppant stage into a fracture, wherein the proppant stage consists of a fine textured foam comprising a gaseous fluid and an ultra lightweight (ulw) proppant having an apparent specific gravity (asg) less than or equal to 2.25 suspended in an aqueous system viscosified with a viscoelastic surfactant and wherein the amount of gaseous fluid in the fine textured foam is greater than 90 volume percent and further wherein at least 70 percent gas volume of bubbles comprising the foam have a diameter that is less than or equal to 0.18 mm. 25. the method of claim 24, wherein between about 50 to about 90 percent gas volume of the bubbles have a diameter from about 0.01 to about 0.10 mm. 26. the method of claim 24, wherein the gaseous fluid comprises at least 95 volume percent of the fluid in the proppant stage. (Results 537)

Title: Slurry concentrator

Abstract:

Source: US4354552A A slurry concentrator is described which is particularly useful in concentrating slurries for use in **foam** fracturing of subterranean earth formations. This slurry concentrator comprises: a housing having a first end and a second end, the housing defining a bore of generally circular cross section and having an axis of generation extending from the first end to the second end, the housing adjacent the first end defining an entrance passage which is generally tangentially disposed relative to said bore, a hollow cylindrical conduit having a **diameter** approximating the **diameter** of the bore which is positioned in a nonrotatable manner within the bore and adjacent the first end of the housing, the conduit having an entrance opening in alignment with said entrance passage, a hollow frustoconical member having a lesser end and a greater end disposed within the bore, the greater end being disposed generally adjacent the first end of the housing and having a **diameter** approximating the **diameter** of the bore, the lesser end being disposed generally remote to the first end of the housing, a first end closure affixed to the housing, supporting therein a first discharge conduit which is generally coaxial to the bore and which extends into the bore and into the conduit beyond the entrance passage, but does not extend into the frustoconical member, a second end closure affixed to the housing, supporting therein a second discharge conduit which is generally coaxial to the bore and which is in fluid communication with the lesser end of the frustoconical member, the external surface of the frustoconical member and the adjacent surface of the housing defining a generally annular space, and fluid communication means between the annular space and the space internal to the frustoconical member.



Classifications:

International (IPC 8-9): B01D21/26 B04C5/04 B04C5/08 B04C5/10 B04C5/13 B04C5/14 B04C9/00 E21B43/26 E21B43/267 (Advanced/Invention);

B04C5/00 B04C9/00 E21B43/25 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): B01D21/26 B04C11/00 B04C5/00 B04C5/04 B04C5/08 B04C5/13 B04C5/14 E21B21/06 E21B34/16 E21B43/26 E21B43/267 F15B3/00 F15C1/20 G05D16/16

CPC: B04C5/04 B04C5/08 B04C5/10 B04C5/13 B04C5/14 E21B43/26 E21B43/267 B04C9/00

European: B04C5/04 B04C5/08 B04C5/10 B04C5/13 B04C5/14 B04C9/00 E21B43/26 E21B43/267

US: 166/280.1 166/308.1 166/90 166/90.1 166/91.1 210/512.1

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU198282689 A1	19831020	AU19820082689	19820416
AU555875 B2	19861016	AU19820082689	19820416
CA1166970 A1	19840508	CA19810391517	19811204
DE3216105 A1	19831103	DE19823216105	19820430
DE3216105 C2	19860528	DE19823216105	19820430
DE3249429 A1	19840405	DE19823249429	19820430
DE3249429 C2	19860731	DE19823249429	19820430
FR2525495 A1	19831028	FR19820006902	19820422
FR2534325 A1	19840413	FR19820017073	19821012
FR2534325 B1	19880617	FR19820017073	19821012
US4354552 A	19821019	US19800185065	19800908

Priority:

US19800185065 19800908
FR19820006902 19820422
FR19820017073 19821012

CA19810391517 19811204
DE19823249429 19820430

DE19823216105 19820430
AU19820082689 19820416

Probable Assignee: DOW CHEMICAL CO

Assignee(s): (std): DOW CHEMICAL CO ; DOW CHEMICAL CY

Assignee(s): ZINGG WARREN M ; DOW CHEMICAL CO THE ; DOW CHEMICAL COMPANY THE ; DOWELL SCHLUMBERGER INC ; THE DOW CHEMICAL CO MIDLAND MICH US ; THE DOW CHEMICAL CO ; THE DOW CHEMICAL COMPANY

Inventor(s): (std): WARREN MAURICE ZINGG ; WARREN MAURICE ZINGG ET LARRY DALE WELCH ;

WELCH LARRY ; WELCH LARRY DALE ; ZINGG WARREN ; ZINGG WARREN M ;
ZINGG WARREN MAURICE ; LARRY DALE WELCH

Inventor(s):

MAURICE ZINGG WARREN ; DALE WELCH LARRY ; ZINGG WARREN MAURICE
COUNTY OF TULSA OKLA ; ZINGG WARREN MAURICE COUNTY OF TULSA OKLA
US ; ZINGG WARREN MAURICE TULSA OKLA ; ZINGG WARREN MAURICE TULSA
OKLA US ; WELCH LARRY DALE COUNTY OF HOUSTON TEX ; WELCH LARRY
DALE COUNTY OF HOUSTON TEX US ; WELCH LARRY DALE HOUSTON TEX ;
WELCH LARRY DALE HOUSTON TEX US

Agent(s):

PHILLIPS ORMONDE FITZPATRICK; SMART AND BIGGAR

2) Family number: 2482016 (US4569394A)

© PatBase

Title: Method and apparatus for increasing the concentration of **proppant** in well stimulation techniques**Abstract:**

Source: US4569394A A method and apparatus are shown for treating a subsurface earth formation penetrated by a well bore. A **proppant** is blended with a **foamable** carrier to form a slurry and the slurry is pressurized to a desired pressure. A **gas** is added to the pressurized slurry to form a **foam**. **Proppant** is then added pneumatically to the pressurized slurry after **foaming** the slurry and the pressurized fluid is injected into the well bore. The **proppant** is fed to a manifold which is connected to a source of pressurized **gas** whereby the application of **gas** pressure to the manifold serves to blow the **proppant** into the pressurized **foam** stream. The **foam** containing the **proppant** is then injected into the well in the conventional manner to prop open the fracture.

**Classifications:****International (IPC 8-9):** E21B43/26 E21B43/267 (Advanced/Invention);

E21B43/25 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): E21B43/267**CPC:** E21B43/26 E21B43/267**European:** E21B43/26 E21B43/267**US:** 166/177 166/280 166/280.1 166/308 166/309 166/751 166/79 166/79.1**Family:**

Publication number	Publication date	Application number	Application date
CA1220412 A1	19870414	CA19840464714	19841004
US4569394 A	19860211	US19840584584	19840229

Priority:

US19840584584 19840229 CA19840464714 19841004

Probable Assignee: HUGHES TOOL CO**Assignee(s):** (std): HUGHES TOOL CO**Assignee(s):** HUGHES TOOL COMPANY ; SWEATMAN RONALD E ; BAKER HUGHES INC ; BJ SERVICES CO ; FREEMAN EARL R ; GOTTSCHLING JOHN**Inventor(s):** (std): FREEMAN EARL R ; GOTTSCHLING JOHN ; SWEATMAN RONALD E**Agent(s):** GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP

Title: Well treating method for stimulating recovery of fluids

Abstract:

Source: US4633951A Subterranean oil and **gas** producing formations are fractured by providing one or more combustion **gas** generating units using rocket fuel type propellants disposed in a well casing at preselected depths. The well casing is filled with a compressible hydraulic fracturing fluid comprising a mixture of liquid, compressed **gas**, and propant material and precompressed to a pressure of about 1,000 psi or more greater than the fracture extension pressure at the depth of the zone to be fractured. At least one of the **gas** generating units is equipped with perforating shaped charges to form fluid exit perforations at the selected depth of the fracture zone. The **gas** generating units are simultaneously ignited to generate combustion gasses and perforate the well casing. The perforated zone is fractured by the rapid outflow of an initial charge of sand free combustion **gas** at the compression pressure followed by a charge of fracturing fluid laden with propant material and then a second charge of combustion **gas**. The column of precompressed fracturing fluid is discharged into the formation until the hydraulic extension pressure is reached and eventually the perforations sanded off.



Classifications:

International (IPC 8-9): E21B33/138 E21B33/16 E21B43/26 E21B43/263

E21B43/267 (Advanced/Invention);

E21B43/25 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): E21B29/02 E21B33/138 E21B33/16 E21B43/11 E21B43/26 E21B43/267

CPC: E21B43/263 E21B43/267

European: E21B43/263 E21B43/267

US: 166/153 166/177 166/177.5 166/280 166/280.1 166/284 166/291 166/297 166/299 166/308 166/308.1 166/308.6 166/385 166/63

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
CA1239867 A1	19880802	CA19850497361	19851211
CA1297783 A1	19920324	CA19870551506	19871110
IL77446 A1	19891031	IL19850077446	19851224
US4633951 A	19870106	US19840686990	19841227
US4683943 A	19870804	US19860890077	19860724
US4718493 A	19880112	US19860943551	19861218
US4823875 A	19890425	US19870139614	19871230
US4893676 A	19900116	US19890317623	19890228

Priority:

US19840686990 19841227	CA19850497361 19851211	US19870139614 19871230
US19860943551 19861218	US19860890077 19860724	CA19870551506 19871110
US19890317623 19890228		

Probable Assignee: MT MORIAH TRUST

Assignee(s): (std): MT MORIAH TRUST ; HILL GILMAN A

Assignee(s): MT MORIAH ; MT MORIAH TRUST 6200 PLATEAU DR ; SHAMA KAFAR LTD ; PASSAMANECK RICHARD S ; TOURYAN KENELL J ; TOURYAN KENELL

Inventor(s): (std): HILL GILMAN A ; PASSAMANECK RICHARD S ; TOURYAN KENELL J

Inventor(s): TOURYAN KENELL

Agent(s): KIRBY EADES GALE BAKER; AE MULFORD

Title: Phenolic resin compositions

Abstract: Source: US5051454A The present invention relates to phenolic resin compositions and methods for making cured phenolic resin



compositions. The phenolic resin compositions of this invention comprise an esterified phenolic compound and a base and optionally an unesterified phenolic resole resin. The composition cures in the presence of water or other polar solvent. The esterified phenolic compound contains at least one phenolic hydroxyl group or an esterified phenolic hydroxyl group and further contains at least one esterified methylol group positioned ortho or para to a phenolic hydroxyl group or an esterified phenolic group. The compounds find particular use in bonding refractory materials, such as sand, in the production of foundry moulds and cores and in treating subterranean formations. These composition have the advantage that cure can be obtained at room temperature without the use of strong alkali. The use of this system also prevents the release of alcohols during the saponification stage of the ester cure process.

Classifications:

International (IPC 8-9): B22C1/22 B22C9/12 C04B26/12 C08G8/00 C08G8/10 C08G8/20 C08G8/24 C08G8/28 C08G8/32 C08J9/04 C08K5/10 C08K5/20 C08L61/06 C08L61/10 C08L61/14 C09D161/06 (Advanced/Invention); C08G8/00 (Advanced/Non-invention); B22C1/16 B22C9/00 C04B26/00 C08G8/00 C08K5/00 C08L61/00 C09D161/00 (Core/Invention); C04B C08L (Subclass/Invention)

International (IPC 1-7): B22C1/16 B22C1/22 B22C9/12 C04B26/12 C08G14/12 C08G59/00 C08G8/00 C08G8/08 C08G8/10 C08G8/24 C08G8/28 C08G8/32 C08G81/00 C08J9/04 C08K5/10 C08K5/13 C08K5/20 C08L61/00 C08L61/06 C08L61/10 C08L61/14 C08L63/04 C09D161/06

CPC: Y10S525/924 C04B26/122 B22C1/2253 C08K5/10

European: B22C1/22F4P C04B26/12B C08K5/10

US: 523/146 525/501 525/502 525/508 525/924 528/100 528/126 528/128 528/137 528/140 528/155

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR244746 A1	19931130	AR19890315788	19891222
AR246293 A1	19940729	AR19890315789	19891222
AT104933 E	19940515	AT19890313413T	19891221
AT96768 E	19931115	AT19890313422T	19891221
AU198947092 A1	19900628	AU19890047092	19891221
AU198947093 A1	19900726	AU19890047093	19891221
AU616332 B2	19911024	AU19890047092	19891221
AU616333 B2	19911024	AU19890047093	19891221
BG60051 A3	19930816	BG19910094665	19910620
BRPI8906726 A	19900911	BR1989PI06726	19891222
BRPI8906727 A	19900911	BR1989PI06727	19891222
CA2006224 AA	19900622	CA19892006224	19891220
CA2006225 AA	19900622	CA19892006225	19891220
CA2006225 C	19980512	CA19892006225	19891220
CO4520317 A1	19971015	CO19920314757	19891219
DD298413 A5	19920220	DD19890336082	19891221
DD300438 A5	19920611	DD19890336080	19891221
DD336080 AB	19920507	DD19890336080	19891221
DD336080 B1	19920507	DD19890336080	19891221
DE68910494 D1	19931209	DE19896010494	19891221
DE68910494 T2	19940303	DE19896010494T	19891221

DE68914969 D1	19940601	DE19896014969	19891221
DE68914969 T2	19941201	DE19896014969T	19891221
DK117791 A	19910816	DK19910001177	19910618
DK117791 A0	19910618	DK19910001177	19910618
DK117891 A	19910812	DK19910001178	19910618
DK117891 A0	19910618	DK19910001178	19910618
EP0377308 A1	19900711	EP19890313422	19891221
EP0377308 B1	19931103	EP19890313422	19891221
EP0377996 A1	19900718	EP19890313413	19891221
EP0377996 B1	19940427	EP19890313413	19891221
ES2059792 T3	19941116	ES19890313422T	19891221
FI913051 A0	19910620	FI19910003051	19910620
FI913052 A0	19910620	FI19910003052	19910620
GB8829984 A0	19890215	GB19880029984	19881222
GB8918385 A0	19890920	GB19890018385	19890811
HU57171 A2	19911128	HU19890000385	19891221
HU57172 A2	19911128	HU19890000936	19891221
HU9000936 A0	19911028	HU19890000936	19891221
IL92689 A0	19900917	IL19890092689	19891213
IL92689 A1	19930922	IL19890092689	19891213
IL92690 A0	19900917	IL19890092690	19891213
IL92690 A1	19930818	IL19890092690	19891213
JP2263814 A2	19901026	JP19890334646	19891222
JP2263815 A2	19901026	JP19890334647	19891222
JP3118241 B2	20001218	JP19890334646	19891222
KR940002178 B1	19940318	KR19900071853	19900822
KR940004813 B1	19940601	KR19900071854	19900822
MX169750 B	19930722	MX19890018849	19891221
NO912206 A	19910816	NO19910002206	19910610
NO912206 A0	19910610	NO19910002206	19910610
NO912207 A	19910816	NO19910002207	19910610
NO912207 A0	19910610	NO19910002207	19910610
PH26581 A	19920819	PH19890039783	19891222
PL282944 A1	19910211	PL19890282944	19891222
PL287204 A1	19910408	PL19890287204	19891222
PL287205 A1	19910909	PL19890287205	19891222
PT92684 A	19900629	PT19890092684	19891222
PT92686 A	19900629	PT19890092686	19891222
TR24856 A	19920701	TR19900000050	19891222
TR24886 A	19920701	TR19900000049	19891222
US5051454 A	19910924	US19890450989	19891215
US5340888 A	19940823	US19930029304	19930308
WO9006903 A1	19900628	WO1989GB01523	19891221
WO9006904 A2	19900628	WO1989GB01526	19891221
WO9006904 A3	19900712	WO1989GB01526	19891221
YU243589 A	19910228	YU19890002435	19891222
YU244189 A	19910228	YU19890002441	19891222
ZA8909681 A	19901031	ZA19890009681	19891218
ZA8909682 A	19901031	ZA19890009682	19891218
ZW16689 A	19900613	ZW19890000166	19891213
ZW16789 A	19900523	ZW19890000167	19891213

Priority:

GB19880029984	19881222	GB19880029984	19881222	US19890451052	19891215
GB19890018385	19890811	GB19890018385	19890811	CA19892006224	19891220
DD19890336080	19891221	EP19890313422	19891221	EP19890313413	19891221
US19930029304	19930308	US19920837701	19920219	WO1989GB01526	19891221
WO1989GB01523	19891221	CA19892006225	19891220		

Probable Assignee: BORDEN CHEMICAL INC A NEW JERSEY CORP

Assignee(s): (std): BORDEN INC ; BORDEN UK LTD ; GB BORDEN UK LTD

Assignee(s): BORDEN UK LIMITED ; BORDEN UK LIMITED GB ; MURRAY GRAHAM ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN ; KING JAMES GODFREY ; LEONI HENRY ; GERBER ARTHUR H ; HA INT LLC ; BORDEN UK LTD SOUTHAMPTON GB ; BORDEN UK LTD SOUTHAMPTON ; BORDEN INC A CORP OF NJ ; BORDEN LTD ; BORDEN LTD GB ; BORDEN UK GB LTD ; BORDEN CHEMICAL INC ; BORDEN CHEMICAL INC A NEW JERSEY CORP

Inventor(s): (std): GEBER ARTHUR H ; GERBER A H ; GERBER ARTHUR ; GERBER ARTHUR HARRY ; ARTHUR HARRY GERBER ; GODFREY KING JAMES ; GRAHAM MURRAY ; HENRY LEONI ; HERBERT PETER ; JAMES GODFREY KING ; KING J G ; KING JAMES ; LEMON P H R B ; LEMON PETER ; LEMON RICHARD BRYAN ; LEONI H ; LEONI HENRI ; MURRAY G ; MURRAY GREAM ; MYRRAY GRAHAM ; PETER HERBERT RICHARD BRYAN LE ; PIITAA HAABAADO RICHAAADO BURAI ; PIITAA HAABAADO RICHIIYAADO BUR ; PIITAA HAABAATO RICHIIYAADO BUR ; REONY HENRY ; KING JAMES G ; JIEEMUZU GOTSUDOFUREE KINGU ; HENRII REONI ; GURAHAMU MAAREE ; ARTHUR H GERBER ; AASAA EICHI GAABAA ; MURRAY GRAHAM ; LEONI HENRY ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BR ; LEMON PETER H R B ; KING JAMES GODFREY ; GERBER ARTHUR H ; LEMON PETER H ; REMON PETER H R B

Inventor(s): LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN ; KING JAMES GODFREY SOUTHAMPTON HAMPSHIRE GB ; LEONI HENRY SOUTHAMPTON HAMPSHIRE GB ; RICHARD BRYAN LEMON ; MURRAY GRAHAM EDINBURGH SCOTLAND ; LEONI HENRY SOUTHAMPTON HAMPSHIRE ; KING JAMES GODFREY SOUTHAMPTON HAMPSHIRE ; PIITAA HAABAATO RICHIIYAADO BURAIAN REMON ; PIITAA HAABAADO RICHIIYAADO BURAIAN REMON ; PETER HERBERT RICHARD BRYAN LEMON ; PETER HERBERT ; MURRAY GRAHAM EDINBURGH SCOTLAND GB ; MURRAY GRAHAM GB ; LEONI HENRI SOUTHAMPTON HAMPSHIRE GB ; LEONI HENRY GB ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN GB ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN SHERFIELD ENGLIS ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN SHERFIELD ENGLISH HAMPSHIRE ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN SHERFIELD ENGLISH HAMPSHIRE GB ; LEMON PETER HERBERT RICHARD BRYAN SHERFIELD... ; KING JAMES GODFREY GB ; KING JAMES GODFREY SOUTHAMPTON HAPMSHIRE GB ; HENRI LEONI ; ARTHUR HGERBER ; GERBER ARTHUR HARRY US

Agent(s): SPRUSON AND FERGUSON; ASPEN PHARMA PTY LTD; MACRAE AND CO; CARLOS REINALDO OLARTE GARCIA; EITAN PEARL LATZER AND COHEN ZEDEK; GE EHRLICH 1995 LTD

Designated states: AT BE BG CH DE DK ES FI FR GB GR HU IT KR LI LU NL NO RO SE SU

Title: Low-density ball sealer for use as a diverting agent in hostile environment wells

Abstract:

Source: US5485882A The invention is a rigid, hollow core, low-density ball sealer designed to perform effectively in hostile well environments. It temporarily seals perforations inside cased wells at temperatures up to 400 DEG F. (204 degrees C.), at hydrostatic pressures up to 20,000 psi (137 Mpa), and at differential pressures across the perforations up to 1,500 psi. Ball densities may range from 0.80 to 1.3 gm/cc (or higher). It can withstand the degradation effects of solvents common to oil and **gas** wells during a workover. Nominal changes in ball density occur during a 24-hour period when exposed to a hostile well environment. The ball sealer is comprised of two pieces made of a high strength material that snap together to form a hollow-core sphere. If necessary, adjustments to ball density can occur subsequent to manufacturing of the ball pieces.



Classifications:

International (IPC 8-9): E21B33/138 E21B43/26 (Advanced/Invention);

E21B33/138 E21B43/25 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): E21B33/10 E21B33/13 E21B33/138 E21B43/25 E21B43/27

CPC: E21B33/138

European: E21B33/138

US: 166/193 166/284

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
GB2294487 A1	19960501	GB19950021982	19951026
GB2294487 B2	19980610	GB19950021982	19951026
GB9521982 A0	19960103	GB19950021982	19951026
US5485882 A	19960123	US19940329937	19941027

Priority:

US19940329937 19941027

Probable Assignee: EXXON PRODUCTION RESEARCH CO

Assignee(s): (std): EXXON PRODUCTION RESEARCH CO

Assignee(s): EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY

Inventor(s): (std): BAILEY JAMES R ; BAILEY JAMES ROBERT ; HARRISON LARRY E ; HARRISON LARRY ERNEST

Inventor(s): JAMES ROBERT BAILEY ; LARRY ERNEST HARRISON

Title: LIGHTWEIGHT PARTICULATE MATERIALS AND USES THEREFOR**Abstract:**

Source: US2003102128A Methods and compositions useful for sand control and/or hydraulic fracturing of subterranean formations that utilize relatively lightweight and/or substantially neutrally buoyant particles as particulate sand control or **proppant** material. Particles that may be employed include particulates of naturally-occurring materials that may be optionally strengthened or hardened by exposure to a modifying agent. Effectiveness of a modifying agent may be optionally enhanced by facilitating interaction between a modifying agent and one or more components present in a naturally occurring material by using enhancing agents and/or by using conditions that enhance interaction.

**Classifications:**

International (IPC 8-9): B23B33/00 B23B5/16 B23B5/18 B32B33/00 B32B5/16 B32B5/18 C04B38/08 C09K8/56 C09K8/60 C09K8/62 C09K8/68 C09K8/70 C09K8/80 E21B33/138 E21B43/02 E21B43/04 E21B43/26 E21B43/267 (Advanced/Invention); C08J9/00 C08L25/16 C08L33/06 E21B43/22 (Advanced/Non-invention); B32B33/00 B32B5/16 B32B5/18 C04B38/08 C09K8/56 C09K8/60 E21B33/138 E21B43/02 E21B43/25 (Core/Invention); C08J9/00 C08L25/00 C08L33/00 E21B43/16 (Core/Non-invention)

International (IPC 1-7): C09K7/02 E21B33/138 E21B43/04 E21B43/22 E21B43/25 E21B43/26 E21B43/267 E21B43/27 E21B43/67

CPC: Y10S507/924 E21B33/138 C09K8/685 C09K8/70 C09K8/80 C09K8/68 C09K8/62 Y10T428/2982 Y10T428/2991 Y10T428/2993 Y10T428/2995 Y10T428/2996 Y10T428/2998 C09K8/805 E21B43/267

European: C09K8/62 C09K8/68 C09K8/68B C09K8/70 C09K8/80 C09K8/80B E21B33/138 E21B43/267

US: 166/276 166/278 166/278S 166/279 166/280 166/280.1 166/280.100P 166/280.100S 166/280.2 166/280.200P 166/293 166/295 166/305.1 166/308 166/308.1 166/308.2 166/308.200S 166/308.5 166/308.500S 166/310 428/402 428/403 428/404 428/405 428/406 428/407 507/203 507/203S 507/219 507/221 507/221S 507/224 507/224P 507/231 507/231S 507/269 507/269S 507/924 507/924S

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU199876001 A1	19990615	AU19980076001	19980527
AU2001245437 AA	20010917	AU20010245437	20010305
AU2001247282 AA	20010917	AU20010247282	20010305
AU200145437 A5	20010917	AU20010045437	20010305
AU2003270298 AA	20040329	AU20030270298	20030902
BRPI0314336 A	20050726	BR2003PI14336	20030902
CA2308372 AA	20000505	CA19982308372	19980527
CA2308372 C	20061031	CA19982308372	19980527
CA2337554 AA	20010903	CA20012337554	20010221
CA2337554 C	20081007	CA20012337554	20010221
CA2400597 AA	20020816	CA20012400597	20010305
CA2400597 C	20080909	CA20012400597	20010305
CA2401023 AA	20020820	CA20012401023	20010305
CA2423031 AA	20031001	CA20032423031	20030321
CA2423031 C	20081007	CA20032423031	20030321
CA2497276 AA	20050228	CA20032497276	20030902
CA2497276 C	20101102	CA20032497276	20030902
CA2634581 AA	20010903	CA20012634581	20010221
CA2634581 C	20121127	CA20012634581	20010221
CA2713734 AA	20040318	CA20032713734	20030902

CA2713734 C	20131217	CA20032713734	20030902
DK133397 A	19980528	DK19970001333	19971121
DK200100349 A5	20010907	DK20010000349	20010305
DK200500311 A5	20050602	DK20050000311	20050301
GB200015133 A0	20000809	GB20000015133	19980527
GB200105380 A0	20010418	GB20010005380	20010305
GB200108236 A0	20010523	GB20010008236	19971127
GB200306892 A0	20030430	GB20030006892	20030326
GB200411390 A0	20040623	GB20040011390	20010305
GB200504305 A0	20050406	GB20050004305	20030902
GB200504410 A0	20050406	GB20050004410	20050222
GB200619263 A0	20061108	GB20060019263	20030902
GB2319796 A1	19980603	GB19970025153	19971127
GB2319796 A8	19981126	GB19970025153	19971127
GB2319796 B2	20010815	GB19970025153	19971127
GB2348907 A1	20001018	GB20000015133	19980527
GB2348907 B2	20020911	GB20000015133	19980527
GB2359316 A1	20010822	GB20010008236	19971127
GB2359316 B2	20011017	GB20010008236	19971127
GB2360534 A1	20010926	GB20010005380	20010305
GB2360534 B2	20040929	GB20010005380	20010305
GB2387191 A1	20031008	GB20030006892	20030326
GB2387191 B2	20060301	GB20030006892	20030326
GB2399118 A1	20040908	GB20040011390	20010305
GB2399118 B2	20041020	GB20040011390	20010305
GB2408279 A1	20050525	GB20050004305	20030902
GB2408279 B2	20061220	GB20050004305	20030902
GB2430453 A1	20070328	GB20060019263	20030902
GB2430453 B2	20070620	GB20060019263	20030902
GB9725153 A0	19980128	GB19970025153	19971127
GC1296 A	20110331	GC2001P001379	20010521
IN00519CN2005 A	20070413	IN2005CN00519	20050401
IN215415 B	20080331	IN2005CN00519	20050401
NL1007616 A1	19980528	NL19971007616D	19971125
NL1007616 C2	20000118	NL19971007616	19971125
NL1017508 A1	20010907	NL20011017508D	20010306
NL1017508 C2	20030508	NL20011017508	20010306
NO20011121 A	20010907	NO20010001121	20010305
NO20011121 A0	20010305	NO20010001121	20010305
NO20031464 A	20031002	NO20030001464	20030331
NO20031464 A0	20030331	NO20030001464	20030331
NO20051054 A	20050401	NO20050001054	20050225
NO975440 A	19980528	NO19970005440	19971126
NO975440 A0	19971126	NO19970005440	19971126
US2003102128 AA	20030605	US20020113844	20020401
US2004040708 AA	20040304	US20030653521	20030902
US2004200617 AA	20041014	US20040824217	20040414
US2005028979 AA	20050210	US20040899823	20040727
US2008087429 AA	20080417	US20070951229	20071205
US2009008094 AA	20090108	US20080211741	20080916
US2009095473 AA	20090416	US20080211768	20080916
US2010222243 AA	20100902	US20100777184	20100510
US2011094740 AA	20110428	US20110983722	20110103

US6059034 A	20000509	US19980085416	19980527
US6330916 BA	20011218	US20000519238	20000306
US6364018 BA	20020402	US20000579147	20000525
US6749025 BA	20040615	US20000579146	20000525
US6772838 BB	20040810	US20020113844	20020401
US7426961 BB	20080923	US20030653521	20030902
US7713918 BB	20100511	US20040824217	20040414
US7857057 BB	20101228	US20080211768	20080916
US7861780 BB	20110104	US20080211741	20080916
US7971643 BB	20110705	US20070951229	20071205
US7998907 BB	20110816	US20100777184	20100510
US8122957 BB	20120228	US20110983722	20110103
WO0166908 A2	20010913	WO2001US07013	20010305
WO0166908 A3	20020418	WO2001US07013	20010305
WO0166909 A2	20010913	WO2001US07011	20010305
WO0166909 A3	20020321	WO2001US07011	20010305
WO04022914 A1	20040318	WO2003US27611	20030902
WO9927229 A1	19990603	WO1998US10735	19980527

Priority:

US19960756414	19961127	DK19970001333	19971121	NL19971007616	19971125
US19980085416	19980527	WO1998US10735	19980527	US20000579147	20000525
GB19970025153	19971127	NO19970005440	19971126	US20000519238	20000306
US20020407734	20020903	CA20012337554	20010221	US20020407734P	20020903
US20020428836P	20021125	GB20010005380	20010305	WO2001US07013	20010305
US20020113844	20020401	US20020113844	20020401	WO2001US07011	20010305
US20000579146	20000525	CA20012634581	20010221	CA20032423031	20030321
US20070951229	20071205	US20080211741	20080916	US20080211768	20080916
US20100777184	20100510	CA20032497276	20030902	US20110983722	20110103
US20050428836P	20051125	US20080085416	20080527	US20040824217	20040414
US20030653521	20030902	US20040899823	20040727	US20040569067P	20040507
GB20050004305	20030902	WO2003US27611	20030902	CA20102497276	20100923
CA20032713734	20030902				

Probable Assignee: BAKER HUGHES INC

Assignee(s): (std): B J SERVICES CO ; BAKER HUGHES INC ; BJ SERVICES CO ; GUPTA D V SATYANARAYANA ; BJ SERVICES CO USA ; BRANNON HAROLD D ; DILULLO GINO A ; RICKARDS ALLAN R ; STEPHENSON CHRISTOPHER J ; RAE PHILIP J ; RICKARDS ALLAN RAY ; STEPHENSON CHRISTOPHER JOHN ; WOOD WILLIAM D ; RAE PHILIP JAMES ; BRANNON HAROLD DEAN ; DI LULLO ARIAS GINO F

Assignee(s): BSA ACQUISITION LLC ; DAWSON JEFFREY C ; GUPTA SATYANARAYANA DV ; RAE JAMES PHILIP ; GUPTA SATYANARAYANA D V ; WOOD WILLIAM DALE ; GUPTA DV SATYANARAYANA ; BJ SERVICES CO LLC

Inventor(s): (std): DEAN BRANNON HAROLD ; JOHN STEPHENSON CHRISTOPHER ; RAY RICKARDS ALLAN ; WOOD WILLIAM DALE ; WOOD WILLIAM D ; STEPHENSON CHRISTOPHER JOHN ; RAE PHILIP JAMES ; RAE PHILIP J ; PHILIP JAMES RAE ; PHILIP J RAE ; GUPTA D V SATYANARAYANA ; GINO FRANCESCO DILULLO ARIAS ; GINO FRANCESCO DI LULLO ARIAS ; GINO A DILULLO ; DILULLO GINO A ; DAWSON JEFFREY C ; CHRISTOPHER JOHN STEPHENSON ; CHRISTOPHER J STEPHENSON ; BRANNON HAROLD DEAN ; BRANNON HAROLD D ; HAROLD DEAN BRANNON ; HAROLD D BRANNON ; GUPTA SATYANARAYANA DV ; GUPTA SATYANARAYANA D V ; ARIAS GINO FRANCESCO DILULLO ; ARIAS GINO FRANCESCO DI LULLO ; ALLAN RAY RICKARDS ; ALLAN R RICKARDS ; STEPHENSON CHRISTOPHER J ; RICKARDS ALLAN R ; RAE JAMES PHILIP ; SATYANARAYANA DV GUPTA ; RICKARDS ALLAN RAY ; DI LULLO ARIAS GINO F ; ARIAS GINO F DI LULLO

Inventor(s): ALLAN R ; CHRISTOPHER J ; RICKARDS ALLAN ; PHILIP J ; HAROLD D ; GINO F DI LULLO ARIAS ; GINO DILULLO ; SATYANARAYANA D V GUPTA ; GUPTA

SATYANARAYANA ; GUPTA DV SATYANARAYANA ; BRANNON HAROLD ; JEFFREY
C DAWSON ; STEPHENSON CHRISTOPHER

Agent(s):

BERESKIN AND PARR LLP; BERESKIN AND PARR; BERESKIN AND PARR LLP
SENCRL SRL; AHMAD N BAZAR BASHI; JONES AND SMITH LLP; JOHN WILSON
JONES LOCKE LIDDELL AND SAPP LLP; JONES JOHN WILSON; JOHN WILSON

Designated states:

AE AG AL AM AT AU AZ BA BB BE BF BG BJ BR BY BZ CA CF CG CH CI CM CN
CO CR CU CY CZ DE DK DM DZ EC EE ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR
GW HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KP KR KZ LC LK LR LS LT LU LV MA MC
MD MG MK ML MN MR MW MX MZ NE NI NL NO NZ OM PG PH PL PT RO RU SC
SD SE SG SI SK SL SN SY SZ TD TG TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN YU
ZA ZM ZW

Title: METHODS AND FLUID COMPOSITIONS DESIGNED TO CAUSE TIP SCREENOUTS**Abstract:**

Source: US2003062160A In stimulation treatments to increase the production of hydrocarbons from

subterranean formations, especially in treatments including hydraulic fracturing followed by gravel packing, desirable short wide fractures are created and filled with **proppant** by deliberately including in the first fluid/**proppant** slurry pumped a sufficiently high concentration of a bridging-promoting material, such as fibers, that reduces the mobility of the slurry when it dewateres so that screenout at or near the tip occurs.

**Classifications:**

International (IPC 8-9): C09K8/00 C09K8/02 C09K8/035 C09K8/04 C09K8/06 C09K8/08 C09K8/12 C09K8/50 C09K8/504 C09K8/506 C09K8/508 C09K8/512 C09K8/514 C09K8/52 C09K8/524 C09K8/528 C09K8/575 C09K8/584 C09K8/60 C09K8/62 C09K8/66 C09K8/68 C09K8/70 C09K8/72 C09K8/74 C09K8/76 C09K8/80 E21B21/00 E21B33/13 E21B33/138 E21B37/06 E21B43/02 E21B43/04 E21B43/22 E21B43/25 E21B43/26 E21B43/267 E21B43/27 (Advanced/Invention); C09K8/035 C09K8/60 C09K8/68 C09K8/70 C09K8/76 C09K8/80 E21B43/00 (Advanced/Non-invention); C09K8/00 C09K8/02 C09K8/50 C09K8/52 C09K8/56 C09K8/60 E21B21/00 E21B33/13 E21B33/138 E21B37/00 E21B43/02 E21B43/16 E21B43/25 (Core/Invention); C09K8/02 C09K8/60 E21B43/00 (Core/Non-invention)

International (IPC 1-7): C09K7/00 C09K7/02 C09K8/506 C09K8/60 C09K8/62 C09K8/72 C09K8/74 E21B37/06 E21B43/26 E21B43/267 E21B43/269 E21B43/27

CPC: C09K2208/08 Y10S507/924 C09K8/50 C09K8/5045 C09K8/665 C09K8/685 E21B33/138 E21B37/06 E21B43/025 E21B43/267 Y10S507/902 Y10S507/922 Y10S507/923 Y10S507/933 E21B43/26 E21B43/14 C09K8/62 C09K8/72 C09K8/703 C09K8/508 C09K8/5751 C09K8/76 C09K2208/18 C09K8/516 C09K8/12 C09K8/506 C09K8/5083 C09K8/512 C09K8/52 C09K8/70 C09K8/80 C09K8/584 C09K8/706 C09K8/74 C09K2208/26 C09K2208/30 C09K8/602 C09K8/68 Y10S507/921

European: C09K8/12 C09K8/50 C09K8/504B C09K8/506 C09K8/508 C09K8/508B C09K8/512 C09K8/516 C09K8/52 C09K8/575B C09K8/60G C09K8/62 C09K8/66B C09K8/68 C09K8/68B C09K8/70 C09K8/70B C09K8/70E C09K8/72 C09K8/74 C09K8/76 C09K8/80 E21B33/138 E21B37/06 E21B43/02B E21B43/14 E21B43/26 E21B43/267 M09K208/08 M09K208/18 M09K208/26 M09K208/30

US: 166/270.1 166/270.100P 166/278 166/279 166/28 166/280 166/280.1 166/280.100P 166/280.100S 166/280.2 166/281 166/282 166/283 166/297 166/300 166/302 166/302S 166/305.1 166/307 166/308 166/308.1 166/308.100P 166/308.2 166/308.3 175/72 175/72S 507/100 507/100S 507/103 507/103S 507/110 507/110P 507/124 507/129 507/129S 507/132 507/140 507/140S 507/141 507/141S 507/145 507/145S 507/200 507/201 507/201P 507/203 507/203S 507/209 507/209P 507/211 507/219 507/219S 507/230 507/239 507/240 507/241 507/244 507/245 507/252 507/259 507/260 507/263 507/265 507/267 507/269 507/269P 507/271 507/274 507/276 507/277 507/902 507/921 507/922 507/923 507/924 507/933

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR058588 AA	20080213	AR2006P105655	20061220
AR071801 AA	20100714	AR2009P101752	20090515
AU2002333819 AA	20030324	AU20020333819	20020910
BRPI0416525 A	20070109	BR2004PI16525	20041111
BRPI0512640 A	20080325	BR2005PI12640	20050701
BRPI0619204 A2	20110920	BR2006PI19204	20061218
CA2544834 AA	20060504	CA20042544834	20041111
CA2544834 C	20100202	CA20042544834	20041111
CA2570526 AA	20061215	CA20052570526	20050701
CA2570526 C	20080826	CA20052570526	20050701
CA2635868 AA	20081228	CA20082635868	20080625
CA2635868 C	20151215	CA20082635868	20080625
CA2636523 AA	20081228	CA20082636523	20080627

CA2636523 C	20130219	CA20082636523	20080627
CA2662210 AA	20090302	CA20072662210	20070912
CA2662210 C	20131231	CA20072662210	20070912
CA2663660 AA	20090316	CA20072663660	20070912
CA2663660 C	20121106	CA20072663660	20070912
CA2724080 AA	20091119	CA20092724080	20090506
CN100540844 C	20090916	CN20028021417	20020910
CN1639445 A	20050713	CN20028021417	20020910
CN1902376 A	20070124	CN200480033573	20041111
CN1902376 B	20120201	CN200480033573	20041111
EA005718 B1	20050428	EA20040000421	20020910
EA007835 B1	20070227	EA20060000960	20041111
EA014811 B1	20110228	EA20090070299	20070912
EA016730 B1	20120730	EA20090070298	20070912
EA200600960 A1	20061027	EA20060000960	20041111
EA200970298 A1	20091030	EA20090070298	20070912
EA200970299 A1	20091030	EA20090070299	20070912
GB200608115 A0	20060607	GB20060008115	20041111
GB2423326 A1	20060823	GB20060008115	20041111
GB2423326 B2	20070221	GB20060008115	20041111
IN00002CN2007 A	20070817	IN2007CN00002	20070102
IN01660CN2006 A	20070629	IN2006CN01660	20060512
IN240691 B	20100604	IN2006CN01660	20060512
IN257335 B	20130927	IN2007CN00002	20070102
MX2007000771 A1	20070402	MX20070000771	20050805
OA13324 A	20070413	OA20061000155	20041111
RU2008126320 A	20100110	RU20080126320	20080627
RU2413839 C2	20110310	RU20080126320	20080627
TH137771 A	20141103	TH20051003752	20050811
US2003062160 AA	20030403	US20020214817	20020808
US2003106690 AA	20030612	US20020227690	20020826
US2004094300 AA	20040520	US20030707022	20031114
US2005252659 AA	20051117	US20050159023	20050622
US2006000609 AA	20060105	US20050198422	20050805
US2006157248 AA	20060720	US20050316021	20051221
US2007032386 AA	20070208	US20060532553	20060918
US2008066916 AA	20080320	US20070770442	20070628
US2008070806 AA	20080320	US20070770313	20070628
US2008070813 AA	20080320	US20060532565	20060918
US2008269081 AA	20081030	US20080122121	20080516
US2010056402 AA	20100304	US20090613766	20091106
US2010163228 AA	20100701	US20100723760	20100315
US2014196897 AA	20140717	US20130911612	20130606
US6837309 BB	20050104	US20020214817	20020808
US6938693 BB	20050906	US20020227690	20020826
US7066260 BB	20060627	US20030707022	20031114
US7219731 BB	20070522	US20050159023	20050622
US7318475 BB	20080115	US20050198422	20050805
US7398826 BB	20080715	US20050316021	20051221
US7635028 BB	20091222	US20070770442	20070628
US7677311 BB	20100316	US20060532553	20060918
US7857051 BB	20101228	US20100723760	20100315
US7879770 BB	20110201	US20060532565	20060918

US8067342 BB	20111129	US20080122121	20080516
US8481462 BB	20130709	US20070770313	20070628
US9006153 BB	20150414	US20130911612	20130606
US9284482 BB	20160315	US20090613766	20091106
WO03023177 A2	20030320	WO2002EP10126	20020910
WO03023177 A3	20030904	WO2002EP10126	20020910
WO05047643 A1	20050526	WO2004IB52396	20041111
WO06003637 A1	20060112	WO2005IB52202	20050701
WO06018778 A1	20060223	WO2005IB52621	20050805
WO07072401 A2	20070628	WO2006IB54922	20061218
WO07072401 A3	20080327	WO2006IB54922	20061218
WO08035253 A2	20080327	WO2007IB53683	20070912
WO08035253 A3	20080529	WO2007IB53683	20070912
WO08035253 B1	20081002	WO2007IB53683	20070912
WO08035253 C1	20080821	WO2007IB53683	20070912
WO08035254 A2	20080327	WO2007IB53684	20070912
WO08035254 A3	20080529	WO2007IB53684	20070912
WO09138910 A1	20091119	WO2009IB51863	20090506

Priority:

US20010318764P	20010911	US20010318764P	20010911	US20010334703P	20011031
WO2002EP10126	20020910	US20040584995	20040702	US20020214817	20020808
US20020227690	20020826	US20030707022	20031114	US20040584995P	20040702
US20070770442	20070628	US20070770313	20070628	WO2005IB52621	20050805
US20060532553	20060918	WO2006IB54922	20061218	WO2004IB52396	20041111
US20050198422	20050805	US20040601912P	20040816	US20050316021	20051221
US20050159023	20050622	WO2005IB52202	20050701	US20060532565	20060918
US20080122121	20080516	WO2007IB53684	20070912	WO2007IB53683	20070912
US20090613766	20091106	US20100723760	20100315	WO2009IB51863	20090506
CA20082636523	20080627	CA20082635868	20080625	US20130911612	20130606

Probable Assignee: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP

Assignee(s): (std): ABAD CARLOS ; BASER BELGIN ; BLANCO JUAN G ; BLANCO JUAN GABRIEL ; BONEY CURTIS ; BONEY CURTIS L ; COMPANIE DES SERVICES DOWELL S ; BROWN J E ; CAVAZZOLI GUSTAVO ; FRANCINI PIA ANGELA ; FU DIANKUI ; BROWN J ERNEST ; CHEN YIYAN ; BULOVA MARINA ; FREDD CHRISTOPHER N ; SCHLUMBERGER SERVICES PETROL ; LEE JESSE C ; SALAMAT GOLCHEHREH ; HOEFER ANN M ; POPE TIMOTHY L ; LIN LIJUN ; NELSON ERIK ; SCHLUMBERGER CA LTD ; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY BV ; SCHLUMBERGER HOLDINGS ; MILLER MATTHEW J ; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP ; SCHLUMBERGER CANADA LTD ; HOEFER ANN M W ; LI LEIMING ; PRAD RES AND DEV NV ; BUI TOAN ; PRAD RES AND DEV LTD ; PETROLEUM RES AND DEV NV ; PRAD RESERARCH AND DEV LIMETED ; WILLBERG DEAN M ; SOFITECH NV ; SULLIVAN PHILIP ; SULLIVAN PHILIP F ; SULLIVAN PHILLIP F ; SHLJUMBERGER TEKNOLODZHI BV

Assignee(s): SOFITECH N V ; SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER ; PRAD RESERARCH AND DEVELOPMENT LIMETED ; COMPANIE DES SERVICES DOWELL SCHLUMBERGER SA ; PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT LTD ; SCHLUMBERGER HOLDINGS LTD ; PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT NV ; PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT N V ; COMPANIE DES SERVICES DOWELL SCHLUMBERGER S A

Inventor(s): (std): CURTIS BONEY ; DEAN WILLBERG ; LI LEHJMIN ; LIN LITSZJUN ; MILLER MATTHEW J ; PHILIP SULLIVAN ; SULLIVAN PHILIP F BONEY CURTIS ; ABAD KARLOS ; WILLBERG DEAN ; WILLBERG DEAN M ; LI LEIMING ; HOEFER ANN M ; FREDD CHRISTOPHER N ; CHEN YIYAN ; BULOVA MARINA ; BROWN J ERNEST ; BONEY CURTIS ; BASER BELGIN ; SULLIVAN PHILIP F ; SALAMAT GOLCHEHREH ; SULLIVAN PHILLIP F ; SULLIVAN PHILIP ; POPE TIMOTHY L ; BUI TOAN ; BONEY CURTIS L ; LEE JESSE C ; BROWN J E ; HOEFER ANN M W ;

NELSON ERIK ; LIN LIJUN ; FU DIANKUI ; FRANCINI PIA ANGELA ; CAVAZZOLI GUSTAVO ; BLANCO JUAN GABRIEL ; BLANCO JUAN G ; ABAD CARLOS

Inventor(s): BLANCO JUAN ; BROWN J ; CURTIS L BONEY ; MATTHEW J MILLER ; LIN' LITSZJUN' ; GOLCHEHREH SALAMAT ; PIA ANGELA FRANCINI ; JUAN GABRIEL BLANCO ; GUSTAVO CAVAZZOLI ; JESSE C LEE ; J ERNEST BROWN ; ANN M HOEFER ; LEE JESSE ; PHILLIP F SULLIVAN ; HOEFER ANN MW ; HOEFER ANN ; FREDD CHRISTOPHER ; POPE TIMOTHY ; BROWN J EMEST ; SULLIVAN PHILIP F BONEY CURTIS L

Agent(s): SMART AND BIGGAR; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY DAVID CATE CORP; THOMAS O; BRIGITTE L; ROBIN; CURINGTON TIM; NAVA ROBIN; MITCHELL THOMAS O; TIM; DAVID; DARLA; CATE DAVID; FOUDECA DARLA; DAVE; CHARLOTTE; JEFF; MARTIN; MARCIN; DARYL R; MATTHIEU; RACHEL; JEREMY D; JEFFREY R; FONSECA DARLA; RZANIAK MARTIN

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PG PH PL PT RO RS RU SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN YU ZA ZM ZW

Title: Method and apparatus for acidizing a subterranean well formation for improving hydrocarbon production

Abstract:

Source: US2003062162A A method and apparatus for treating a subterranean well formation to stimulate the production of hydrocarbons utilizing **foam** diversion in the well formation. It is emphasized that this abstract is provided to comply with the rules requiring an abstract that will allow a searcher or other reader to quickly ascertain the subject matter of the technical disclosure; and is submitted with the understanding that it will not be used to interpret or limit the scope or meaning of the claims under 37CFR 1.72.



Classifications:

International (IPC 8-9): B05B7/00 C09K8/70 C09K8/74 C09K8/94 E21B17/02 E21B41/00 E21B43/114 E21B43/16 E21B43/22 E21B43/25 E21B43/26 E21B43/267 E21B43/27 (Advanced/Invention);

B05B7/00 C09K8/60 E21B17/02 E21B41/00 E21B43/11 E21B43/16 E21B43/25 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): B05B7/00 C07C1/00 E21B E21B17/20 E21B21/00 E21B43/00 E21B43/11 E21B43/112 E21B43/114 E21B43/16 E21B43/22 E21B43/25 E21B43/26 E21B43/267 E21B43/27 E21B7/08 E21B7/18 E21B7/8

CPC: E21B43/26 E21B43/267 C09K8/74 E21B17/02 E21B41/0078 E21B43/114 E21B43/25

European: C09K8/74 E21B17/02 E21B41/00P E21B43/114 E21B43/25 E21B43/26 E21B43/267

US: 166/222 166/242.2 166/300 166/303 166/307 166/308 166/308.1 166/308.6 166/309 166/381 166/63 175/424 175/67 175/73

Locarno class: 16/63

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2002300782 AA	20030612	AU20020300782	20020827
AU2002300782 BB	20070118	AU20020300782	20020827
AU2002300842 AA	20030612	AU20020300842	20020902
AU2002300842 BB	20080214	AU20020300842	20020902
BRPI0203938 A	20030916	BR2002PI03938	20020926
BRPI0203938 B1	20121127	BR2002PI03938	20020926
BRPI0203939 A	20030513	BR2002PI03939	20020926
BRPI0203939 B1	20121127	BR2002PI03939	20020926
CA2405608 AA	20030328	CA20022405608	20020927
CA2405608 C	20090310	CA20022405608	20020927
CA2405631 AA	20030328	CA20022405631	20020927
CA2405631 C	20110802	CA20022405631	20020927
CA2466139 AA	20041106	CA20042466139	20040503
CN100482918 C	20090429	CN20021043249	20020924
CN1327107 C	20070718	CN20021043248	20020924
CN1408986 A	20030409	CN20021043248	20020924
CN1425847 A	20030625	CN20021043249	20020924
DE60226678 D1	20080703	DE20026026678	20020905
DE60236130 D1	20100610	DE20026036130	20020909
DK1298280 T3	20080623	DK20020256175T	20020905
DK1298282 T3	20100712	DK20020256223T	20020909
EP1298280 A1	20030402	EP20020256175	20020905
EP1298280 B1	20080521	EP20020256175	20020905
EP1298282 A2	20030402	EP20020256223	20020909
EP1298282 A3	20040107	EP20020256223	20020909
EP1298282 B1	20100428	EP20020256223	20020909
EP1489260 A1	20041222	EP20040252607	20040505

MXPA02009367 A1	20040812	MX2002PA09367	20020925
MXPA02009416 A1	20030403	MX2002PA09416	20020926
NO20024285 A	20030331	NO20020004285	20020909
NO20024285 A0	20020909	NO20020004285	20020909
NO20024319 A	20030331	NO20020004319	20020910
NO20024319 A0	20020910	NO20020004319	20020910
NO20041764 A	20041108	NO20040001764	20040429
NO328818 B1	20100518	NO20020004285	20020909
NO334015 B1	20131118	NO20020004319	20020910
US2003062162 AA	20030403	US20010966630	20010928
US2003062167 AA	20030403	US20010966128	20010928
US2003234106 AA	20031225	US20030430763	20030506
US2004089452 AA	20040513	US20030607348	20030626
US6662874 BB	20031216	US20010966128	20010928
US6725933 BB	20040427	US20010966630	20010928
US6779607 BB	20040824	US20030607348	20030626
US6938690 BB	20050906	US20030430763	20030506

Priority:

US20010966128 20010928	US20010966630 20010928	CA20022405631 20020927
US20030607348 20030626	US20030430763 20030506	CA20022405608 20020927
CA20042466139 20040503		

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC ; MIDDLEAUGH RICHARD L ; HALLIBURTON ENERGY SERV INC ; SURJAATMADJA JIM B

Assignee(s): CHENG ALICK ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES ; RISPLER KEITH

Inventor(s): (std): CHEN ALIC ; CHENG ALICK ; JIM B SURJAATMADJA ; JIM B SUYAAMACHA ; JIM B SUYAAMAZA ; ALIC CHEN ; JIS RISPLER ; MIDDLEAUGH RICHARD L ; MIDDLEAUGH RICHARD L ; RICHARD L MIDDLEAUGH ; RISPLER JIM B SUYAAMAZA ALIC C ; RISPLER JIS ; RISPLER KEITH ; RISPLER KEITH A ; SURJAATMADJA JIM B ; SUYAAMACHA JIM B ; SUYAAMAZA JIM B

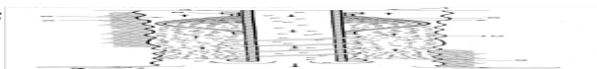
Inventor(s): RICHARD L MIDDLEAUGH ; KEITH RISPLER ; ALICK CHENG ; JIM B SUYAAMAZA ALIC CHEN JIS RISPLER

Agent(s): CALLINANS; FISHER ADAMS KELLY CALLINANS; OGILVY RENAULT LLP SENCRL SRL; NORTON ROSE OR SENCRL SRL LLP; WAIN CHRISTOPHER PAUL ET AL; TURNER CRAIG ROBERT; HAYNES AND BOONE LLP; WUSTENBERG JOHN W; JOHN W

Designated states: DK AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR IE IT LI LU MC NL PT SE SK TR

Title: METHOD OF CREATING A ZONAL ISOLATION IN AN UNDERGROUND WELLBORE

Abstract: Source: US2006124304A A method of creating a zonal isolation above a target zone in an underground wellbore comprises: inserting a slurry injection tubing into the wellbore; arranging within an annular space surrounding said tubing an particle accumulation means, such as an expandable screen or an area where the slurry velocity is reduced; and pumping a slurry comprising a carrier fluid and granular material down via the slurry injection tubing and the target zone and then up into the annular space, such that at least some granular material accumulates and forms an elongate zonal isolation in the annular space between the target zone and the particle accumulation means, which zonal isolation is removable and exerts a limited radial force to the surrounding formation, thereby reducing the risk of formation damage.



Classifications:

International (IPC 8-9): E21B33/00 E21B33/134 E21B33/136 E21B43/04 E21B43/10 E21B43/26 (Advanced/Invention)

International (IPC 1-7): E21B33/134 E21B33/136 E21B43/04 E21B43/10

CPC: E21B43/108 E21B33/134 E21B33/136 E21B43/04 E21B43/103

European: E21B33/134 E21B33/136 E21B43/04 E21B43/10F E21B43/10F3

US: 166/228 166/265 166/285 166/308.1 166/308.100

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2004299651 AA	20050630	AU20040299651	20041210
AU2004299651 BB	20080508	AU20040299651	20041210
BRPI0417463 A	20070313	BR2004PI17463	20041210
CA2548748 AA	20060608	CA20042548748	20041210
CA2548748 C	20121106	CA20042548748	20041210
CN1906376 A	20070131	CN200480040621	20041210
EP1709292 A1	20061011	EP20040816338	20041210
EP1709292 B1	20070801	EP20040816338	20041210
US2006124304 AA	20060615	US20040008334	20041209
US7527095 BB	20090505	US20040008334	20041209
WO05059304 A1	20050630	WO2004EP53394	20041210

Priority:

EP20030257795 20031211 EP20030257795 20041209 EP20040816338 20041210
WO2004EP53394 20041210

Probable Assignee: SHELL OIL CO

Assignee(s): (std): BLOESS ANDREAS ; BOSMA MARTIN G R ; BOSMA MARTIN GERARD RENE ; CORNELISSEN ERIK K ; CORNELISSEN ERIK KERST ; GUNNINGHAM MICHAEL C ; KENTER CORNELIS J ; WORRALL ROBERT N ; SHELL CANADA LTD ; KENTER CORNELIS JAN ; GUNNINGHAM MICHAEL CASPAR ; WORRALL ROBERT NICHOLAS ; SHELL INT RESEARCH ; SHELL OIL CO

Assignee(s): SHELL INT RESEARCH MIJ BV ; SHELL CANADA LIMITED ; SHELL OIL COMPANY ; SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B V

Inventor(s): (std): BLOESS ANDREAS ; BOSMA MARTIN G R ; BOSMA MARTIN GERARD RENE ; COR BLOESS ANDREAS BOSMA MARTI ; CORNELISSEN ERIK K ; CORNELISSEN ERIK KERST ; KENTER CORNELIS J ; KENTER CORNELIS JAN ; GUNNINGHAM MICHAEL C ; GUNNINGHAM MICHAEL CASPAR ; WORRALL ROBERT N ; WORRALL ROBERT NICHOLAS

Inventor(s): KENTER CORNELIS ; ANDREAS BLOESS ; MARTIN GERARD RENE BOSMA ; MICHAEL CASPAR GUNNINGHAM ; ROBERT NICHOLAS WORRALL ; WORRALL

ROBERT ; ERIK KERST CORNELISSEN ; GUNNINGHAM MICHAEL ; CORNELIS
JAN KENTER ; CORNELISSEN ERIK ; BOSMA MARTIN GR ; BLOESS ANDREAS
BOSMA MARTIN GERARD RENE ; BOSMA MARTIN

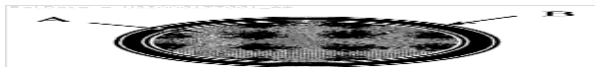
Agent(s): SPRUSON AND FERGUSON; SMART AND BIGGAR; Y GRACE TSANG SHELL OIL
CO

Designated states: AE AG AL AM AT AU AZ BA BB BE BF BG BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CM
CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN
GQ GR GW HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KP KR KZ LC LK LR LS LT LU LV
MA MC MD MG MK ML MN MR MW MX MZ NA NE NI NL NO NZ OM PG PH PL PT
RO RU SC SD SE SG SI SK SL SN SY SZ TD TG TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ
VC VN YU ZA ZM ZW

Title: COMPOSITION AND METHOD FOR MAKING A **PROPPANT**

Abstract:

Source: US2006177661A The present invention relates to **proppants** which can be used to prop open subterranean formation fractions. **Proppant** formulations are further disclosed which use one or more **proppants** of the present invention. Methods to prop open subterranean formation fractions are further disclosed. In addition, other uses for the **proppants** of the present invention are further disclosed, as well as methods of making the **proppants**.



Classifications:

International (IPC 8-9): B01J2/00 B05D7/00 B32B1/00 B32B15/02 B32B17/02 B32B23/02 B32B5/16 B32B5/66 C04B14/02 C04B38/00 C09K8/60 C09K8/64 C09K8/80 E21B43/00 E21B43/04 E21B43/267 H05B6/64 (Advanced/Invention); B82Y30/00 (Advanced/Non-invention); B05D7/00 B32B1/00 B32B15/02 B32B17/02 B32B5/16 C04B38/00 C09K8/60 E21B43/00 E21B43/02 E21B43/25 (Core/Invention); C04B C09K (Subclass/Invention)

International (IPC 1-7): C09K7/00 C09K7/08 C09K8/80 E21B43/04 E21B43/26

CPC: Y10T428/2982 Y10T428/2991 Y10T428/2993 Y10T428/2995 Y10T428/2996 B01J13/02 B01J13/206 Y10T428/25 Y10T428/2998 C04B35/56 C04B35/58 C04B35/62218 C04B35/624 C04B35/62655 C04B35/62665 C04B35/628 C04B35/62807 C04B35/6281 C04B35/62813 C04B35/62823 C04B35/62886 C04B35/62897 C04B35/78 C04B35/80 C04B38/02 C04B38/04 C04B38/0655 C04B2235/3217 C04B2235/3222 C04B2235/3418 C04B2235/5276 C04B2235/528 C04B2235/5296 C04B2235/96 Y02W30/92 C04B18/082 C04B35/04 C04B35/10 C04B35/14 C04B35/18 C04B35/44 C04B35/48 C04B35/50 C04B35/505 C04B38/009 C09K8/64 C09K8/66 C09K8/80 C09K8/805

European: B01J13/02 B01J13/20D C04B18/08B C04B35/04 C04B35/10 C04B35/14 C04B35/18 C04B35/44 C04B35/48 C04B35/50 C04B35/505 C04B35/56 C04B35/58 C04B35/622B C04B35/624 C04B35/626A16F C04B35/626A16H C04B35/628 C04B35/628B2B C04B35/628B2D C04B35/628B2F C04B35/628B2H8 C04B35/628L C04B35/628T C04B35/78 C04B35/80 C04B38/00P C04B38/02 C04B38/04 C04B38/06F2D2P C09K8/64 C09K8/66 C09K8/80 C09K8/80B M04B235/32F M04B235/32F40 M04B235/34D M04B235/52F M04B235/52H M04B235/52R M04B235/96

US: 166/280.1 166/280.100P 166/280.100S 166/280.2 166/280.200P 166/280.200S 210/747 210/747S 219/678 219/678S 264/7 264/7S 264/8 264/8S 427/212 427/212S 427/213.3 427/213.31 427/215 427/216 427/216S 428/323 428/323P 428/402 428/402P 428/403 428/403P 428/403S 428/404 428/404S 428/405 428/406 428/407 428/407S 507/203 507/203S 507/269 507/269S 507/271 507/271P 977/700 977/700S 977/734 977/734S 977/742 977/742S

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR053672 AA	20070516	AR2006P100408	20060203
AR062170 AA	20081022	AR2007P103388	20070801
AT531895 E	20111115	AT20060734420T	20060203
AU2006210470 AA	20060810	AU20060210470	20060203
AU2006210470 BB	20110120	AU20060210470	20060203
AU2007282111 AA	20080214	AU20070282111	20070709
AU2007282111 BB	20121101	AU20070282111	20070709
AU2013200446 AA	20130214	AU20130200446	20130129
AU2013200446 BB	20140612	AU20130200446	20130129
BRPI0606548 A2	20090630	BR2006PI06548	20060203
BRPI0714091 A2	20130101	BR2007PI14091	20070709
CA2593969 AA	20070709	CA20062593969	20060203
CA2593969 C	20110719	CA20062593969	20060203
CA2659669 AA	20090223	CA20072659669	20070709
CN101115906 A	20080130	CN200680004151	20060203

CN101115906 B	20130904	CN200680004151	20060203
CN101522856 A	20090902	CN200780036785	20070709
CN101522856 B	20150506	CN200780036785	20070709
DK1856374 T3	20120220	DK20060734420T	20060203
EA012634 B1	20091230	EA20070001665	20060203
EA016841 B1	20120730	EA20090070177	20070709
EA200701665 A1	20080228	EA20070001665	20060203
EA200970177 A1	20090828	EA20090070177	20070709
EP1856374 A1	20071121	EP20060734420	20060203
EP1856374 B1	20111102	EP20060734420	20060203
EP2047061 A2	20090415	EP20070810264	20070709
EP2047061 B1	20140305	EP20070810264	20070709
EP2292894 A1	20110309	EP20100011662	20060203
HK1129415 A1	20160226	HK20090109436	20091013
IN01176DN2009 A	20100820	IN2009DN01176	20090218
KR101501293 B1	20150318	KR20097004407	20070709
KR20090035732 A	20090410	KR20097004407	20070709
MX2007009374 A1	20071115	MX20070009374	20060203
MX2009001238 A1	20090212	MX20090001238	20070709
MY145160 A	20111230	MY20090000402	20070709
NO20073753 A	20070904	NO20070003753	20070719
US2006177661 AA	20060810	US20060347664	20060203
US2007166541 AA	20070719	US20060498527	20060803
US2007202318 AA	20070830	US20070728953	20070327
US2008135245 AA	20080612	US20070769247	20070627
US2009032253 AA	20090205	US20080252581	20081016
US2009032254 AA	20090205	US20080252653	20081016
US2009038798 AA	20090212	US20080252708	20081016
US2009065208 AA	20090312	US20080252682	20081016
US2009137433 AA	20090528	US20090360218	20090127
US2011077176 AA	20110331	US20100961629	20101207
US2013022816 AA	20130124	US20120623202	20120920
US7459209 BB	20081202	US20060347664	20060203
US7491444 BB	20090217	US20060498527	20060803
US7867613 BB	20110111	US20070769247	20070627
US7883773 BB	20110208	US20080252682	20081016
US7887918 BB	20110215	US20080252708	20081016
US7914892 BB	20110329	US20080252581	20081016
US8003212 BB	20110823	US20080252653	20081016
US8012533 BB	20110906	US20070728953	20070327
US8075997 BB	20111213	US20100961629	20101207
US8298667 BB	20121030	US20090360218	20090127
US8603578 BB	20131210	US20120623202	20120920
WO06084236 A1	20060810	WO2006US04106	20060203
WO08018966 A2	20080214	WO2007US15624	20070709
WO08018966 A3	20080417	WO2007US15624	20070709

Priority:

US20050649594P	20050204	EP20060734420	20060203	WO2006US04106	20060203
US20060347664	20060203	US20060498527	20060803	US20070769247	20070627
US20080252581	20081016	US20080252653	20081016	US20080252708	20081016
US20080252682	20081016	WO2007US15624	20070709	US20070728953	20070327
US20100961629	20101207	AU20070282111	20070709	US20090360218	20090127

AU20130200446 20130129 US20120623202 20120920

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): SMITH RUSSELL J ; LOSCUTOVA JOHN R ; WHITSITT ELIZABETH A ; WIESNER MARK ; COSTANTINO STEPHEN A ; OXANE MATERIALS INC ; WEISNER MARK ; SKALA ROBERT D ; BARRON ANDREW R ; BORDIA RAJ ; BORDIA RAJENDRA ; BORDIA RAJENDRA K ; COKER CHRISTOPHER E ; OXANE MATERIALS ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): DELTA CENTAURI LLC ; COMERICA BANK ; COMERICA BANK A TEXAS BANKING ASSOCIATION

Inventor(s): (std): COKER CHRISTOPHER ; COKER CHRISTOPHER E ; CONSTANTINO STEPHEN A ; COSTANTINO STEPHEN ; COSTANTINO STEPHEN A ; BARRON ANDREW ; BARRON ANDREW R ; BORDIA RAJENDRA K ; BORDIA RAJENDRA KUMAR ; LOSCUTOVA JOHN ; LOSCUTOVA JOHN R ; MARK WIESNER ; OXANE MATERIALS INC ; RAJENDRA BORDIA ; SKALA ROBERT D ; SMITH RUSSEL J ; SMITH RUSSELL ; SMITH RUSSELL J ; SMITH RUSSELL JAMES ; SMITH RUSSELL JR ; WHITSITT ELIZABETH ; WHITSITT ELIZABETH A ; WHITSTT ELIZABETH ; WIESNER MARK ; WEISNER MARK ; BORDIA RAJ ; BORDIA RAJENDRDA ; BORDIA RAJENDRA

Inventor(s): ANDREW R BARRON ; STEPHEN A CONSTANTINO ; RAJENDRA KUMAR BORDIA ; STEPHEN A COSTANTINO ; ROBERT D SKALA ; RUSSELL J SMITH ; RUSSELL SMITH JR ; SAKALA ROBERT D ; SKALA ROBERT ; RAJ BORDIA ; MARK WEISNER ; CHRISTOPHER E COKER ; ELIZABETH A WHITSITT ; ELIZABETH WHITSTT ; JOHN R LOSCUTOVA

Agent(s): WATERMARK PATENT AND TRADE MARKS ATTORNEYS; DIMOCK STRATTON LLP; GRUENECKER KINKELDEY STOCKMAIR AND SCHWANHAEUSSER; GRUENECKER KINKELDEY STOCKMAIR AND SCHWANHAEUSSER ANWALTSSOZIETAET; GRUENECKER KINKELDEY STOCKMAIR AND SCHWANHAEUSSER; KILYK AND BOWERSOX PLLC; KILYK LUKE A

Designated states: AE AG AL AM AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PG PH PL PT RO RS RU SC SD SE SG SI SK SL SM SN SV SY SZ TD TG TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN YU ZA ZM ZW

Title: METHOD AND APPARATUS FOR HYDRAULIC TREATMENT OF A WELLBORE

Abstract: Source: US2008264636A A method and apparatus for applying hydraulic treatment and diversion treatment to a wellbore are



described. The method involves isolating a wellbore segment using hydraulic seals; applying fluid treatment and perforation diverters within the isolated segment; and scraping a portion of the wellbore after termination of treatment to remove any lodged perforation diverters from the wellbore. A collection chamber may also be provided for collecting used diverters for return to surface following treatment. In one embodiment, diverters used and collected within a first segment may be reused during treatment of a successive wellbore segment.

Classifications:

International (IPC 8-9): E21B33/124 E21B37/02 E21B43/25 (Advanced/Invention); E21B33/12 E21B37/00 E21B43/25 (Core/Invention)

CPC: E21B33/138 E21B43/25

European: E21B33/138 E21B43/25

US: 166/120 166/120S 166/281

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
CA2628802 AA	20081013	CA20082628802	20080410
CA2628802 C	20120403	CA20082628802	20080410
US2008264636 AA	20081030	US20080082478	20080411

Priority:

US20070911844P 20070413 CA20082628802 20080410 US20080082478 20080411

Probable Assignee: NCS OILFIELD SERVICES CANADA INC

Assignee(s): (std): NCS OILFIELD SERVICES CANADA I ; NCS OILFIELD SERVICES CANADA INC

Assignee(s): PLUCHECK CLAYTON ; STROMQUIST MARTY ; NCS MULTISTAGE INC

Inventor(s): (std): PLUCHECK CLAYTON ; STROMQUIST MARTY

Agent(s): BURNET DUCKWORTH AND PALMER LLP; SMART AND BIGGAR; BROWNSTEIN HYATT FARBER SCHRECK LLP

Title: **PROPPANTS** WITH CARBIDE AND/OR NITRIDE PHASES

Abstract:

Source: US2009038797A The present invention relates to **proppants** which can be used to prop open subterranean formation fractions. **Proppant** formulations are further disclosed which use one or more **proppants** of the present invention. Methods to prop open subterranean formation fractions are further disclosed. In addition, other uses for the **proppants** of the present invention are further disclosed, as well as methods of making the **proppants**.

Classifications:

International (IPC 8-9): C01B21/00 C01B21/06 C01B21/064 C01B21/068 C01B21/072 C01B21/076 C01B31/30 C01B31/34 C01B31/36 C04B35/56 C04B35/58 C09K8/58 C09K8/60 C09K8/70 C09K8/80 E21B43/267 (Advanced/Invention);

C04B35/56 C04B35/58 C09K8/60 E21B43/25 (Core/Invention)

CPC: C04B35/581 C04B35/62655 C04B35/62695 C04B35/62807 C04B35/6281 C04B35/62813 C04B35/62823 C04B35/62831 C04B35/62836 C04B35/62897 C04B2235/3217 C04B2235/3222 C04B2235/3865 C04B2235/402 C04B2235/465 C04B2235/528 C04B2235/5427 C04B2235/5445 Y10S507/904 Y10S507/906 Y10S507/924 C01B21/06 C01B21/0722 C01P2004/61 C01P2004/62 C01P2004/80 C01P2006/11 C01P2006/14 C01P2006/21 C09K8/80 C09K8/805 Y10T428/294 Y10T428/2982 Y02P20/129

European: C09K8/80 C09K8/80B

US: 166/279 166/280.1 166/280.100P 166/280.2 166/308.3 423/1 423/111 423/138 423/155 423/23 423/290 423/290P 423/291 423/291S 423/344 423/344S 423/345 423/345S 423/353 423/356 423/409 423/409S 423/411 423/411S 423/412 423/412S 423/439 423/439S 423/440 423/440S 423/53 423/659 423/69 423/87 423/89 423/99 428/379 428/402 507/239 507/239S 507/269 507/270 507/271 507/272 507/273 507/275 507/904 507/906 507/924

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US2009038797 AA	20090212	US20080176029	20080718
US2012003136 AA	20120105	US20110232040	20110914
US8047288 BB	20111101	US20080176029	20080718
US8178477 BB	20120515	US20110232040	20110914
WO09012455 A1	20090122	WO2008US70487	20080718

Priority:

US20070950534P 20070718 US20080176029 20080718 US20110232040 20110914

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): COKER CHRISTOPHER E ; LOSCUTOVA JOHN R ; SKALA ROBERT D ; OXANE MATERIALS INC

Assignee(s): COMERICA BANK ; COMERICA BANK A TEXAS BANKING ASSOCIATION ; DELTA CENTAURI LLC ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Inventor(s): (std): COKER CHRISTOPHER E ; LOSCUTOVA JOHN R ; SKALA ROBERT D

Agent(s): KILYK AND BOWERSOX PLLC; KILYK LUKE A

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PG PH PL PT RO RS RU SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: STRUCTURALLY ENHANCED PLASTICS WITH FILLER REINFORCEMENTS**Abstract:** Source: US2010093922A A

composition comprising a fluid, and a material dispersed in the fluid, the material made up of particles having a complex three dimensional surface area such as a sharp blade-like surface, the particles having an aspect ratio larger than 0.7 for promoting kinetic boundary layer mixing in a non-linear-viscosity zone. The composition may further include an additive dispersed in the fluid. The fluid may be a thermopolymer material. A method of extruding the fluid includes feeding the fluid into an extruder, feeding additives into the extruder, feeding a material into the extruder, passing the material through a mixing zone in the extruder to disperse the material within the fluid wherein the material migrates to a boundary layer of the fluid to promote kinetic mixing of the additives within the fluid, the kinetic mixing taking place in a non-linear viscosity zone.

**Classifications:**

International (IPC 8-9): B01F3/08 B05D1/02 B05D1/34 B24C1/08 B24C11/00 B29B7/00 B29B7/80 B29B7/90 B29C B29C44/34 B29C47/00 B29C47/08 B29C47/10 B29C47/36 B29C47/38 B29C47/60 C08J C08J3/20 C08J5/16 C08J9/00 C08J9/24 C08K13/04 C08K3/34 C08K3/40 C08K7/00 C08K7/22 C08K7/26 C08L101/00 C08L23/06 C08L33/00 C08L97/02 C09D7/12 C09K3/00 C09K5/04 C09K5/06 C09K5/08 C09K5/10 C09K5/12 C09K7/00 C09K8/03 C09K8/38 C09K8/62 C09K8/68 C09K8/76 C09K8/80 C09K8/92 E21B43/26 E21B43/267 F15D1/12 F17D1/16 F28F13/02 F28F13/04 F28F13/12 F28F7/00 G01N33/20 (Advanced/Invention); B29C47/00 B29K105/00 B29K105/12 B29K105/16 (Advanced/Non-invention); B29C47/00 B29C47/38 C08J3/20 C08K7/00 C08L23/00 C09D7/12 (Core/Invention); B29C C08J (Subclass/Invention)

CPC: C08J9/0066 C09D5/027 C09D7/1216 C08L97/02 B29B7/80 F28F7/00 C08L1/00 B29B7/38 B29B7/90 C08L23/06 C08L2205/16 B29C47/1045 B29C47/1063 B29B7/42 B29C47/0004 B29C47/0009 B29K2105/0005 B29K2105/06 C08J3/201 C08K3/0033 C08K2201/005 C09K2208/10 C09K2208/28 C09D7/1275 C09D7/1283 C09D7/1291 C09K5/04 F28F13/02 E21B43/26 C09K8/70 E21B43/267 B24C11/005 B29B7/002 B29C47/362 B29C47/363 B29C47/6087 C09K8/62 B29C47/1027 B29C2947/926 C09K8/38 C09K8/032 C09K8/80 B29C44/3415 B29C44/3469 B29C47/0011 B29C47/003 B29C47/0057 B29C47/0877 B29C47/6018 B29K2105/0032 B29K2105/12 B29K2105/16 B29K2105/251 Y10T428/2982 F15D1/12 C08K7/26 C08K3/34 B24C1/08 C08K2201/016

European: B29B7/38 B29B7/42 B29B7/90 B29C44/34J B29C47/00B B29C47/08X B29C47/10L C08J3/20E C08J9/00M C08L1/00 C08L23/06 C09D5/02K4 C09D7/12D2 C09D7/12N2 C09D7/12N3 C09D7/12S C09K8/03B C09K8/62 C09K8/64 C09K8/68B C09K8/70 C09K8/80 C09K8/88C C09K8/90 C09K8/92 E21B43/267 L29C47/00J1 L29C47/00J9 L29C47/00L8 L29K105/00E L29K105/00E10 L29K105/06 L29K105/12 L29K105/16 L29K105/25B M08K201/005 M08K3/00P5 M08L205/16 M08L23/06 M09K208/10 M09K208/12 M09K208/26 M09K208/28

US: 106/409 106/467 106/483 106/501.1 165/109.1 166/280.1 166/280.100P 166/280.2 166/305.1 166/308.1 166/308.100S 166/308.2 166/308.3 166/308.4 166/308.5 166/308.6 241/15 241/16 241/5 252/602 252/71 264/211.21 264/211.210S 366/162.4 366/336 366/348 427/426 427/426S 427/427.4 427/427.400S 427/429 427/429S 428/402 451/36 507/200 507/203 507/219 507/269 516/115 516/115S 516/122 516/122P 523/149 523/313 524/1 524/13 524/13S 524/442 524/450 524/492 524/493 524/494 524/495 524/556 524/556S 524/587 702/50 73/61.41 73/61.71

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2009240408 AA	20091029	AU20090240408	20090526
AU2009240408 BB	20130516	AU20090240408	20090526
AU2011270809 AA	20111229	AU20110270809	20110623
AU2011270809 BB	20160211	AU20110270809	20110623
AU2011279257 AA	20120119	AU20110279257	20110712
AU2011279257 BB	20150813	AU20110279257	20110712
AU2011293382 AA	20120301	AU20110293382	20110824
CA2728399 AA	20091029	CA20092728399	20090526

CA2803806 AA	20121221	CA20112803806	20110623
CA2805396 AA	20130114	CA20112805396	20110712
CA2809260 AA	20130222	CA20112809260	20110824
CL2012003667 A1	20131122	CL20120003667	20121221
CL2013000530 A1	20130816	CL20130000530	20130222
CN102046705 A	20110504	CN200980120190	20090526
CN102046705 B	20150729	CN200980120190	20090526
CN103154157 A	20130612	CN201180043827	20110712
CN103154181 A	20130612	CN201180040763	20110623
CN103261292 A	20130821	CN201180051319	20110824
CN104969025 A	20151007	CN201280077778	20121017
EP2365993 A2	20110921	EP20090735942	20090526
EP2593521 A1	20130522	EP20110746689	20110712
EP2609143 A1	20130703	EP20110752051	20110824
EP2912398 A1	20150902	EP20120819156	20121017
IL208408 A0	20101230	IL20100208408	20101003
IL208408 A0	20101230	IL20090208408	20090526
IL208408 A1	20150730	IL20090208408	20090526
IL224885 A0	20130430	IL20130224885	20130224
IL224885 A0	20130430	IL20110224885	20110824
IN02161DN2013 A	20141031	IN2013DN02161	20130311
JP2012528202 T2	20121112	JP20110502145T	20090526
JP2013536309 T2	20130919	JP20130526136T	20110824
JP2016500804 T2	20160114	JP20150537673T	20121017
KR20120001582 A	20120104	KR20107023998	20090526
KR20130111542 A	20131010	KR20137007352	20110824
MX2010010633 A1	20121001	MX20100010633	20090526
MX2013000549 A1	20150515	MX20130000549	20110712
MX2013002234 A1	20130405	MX20130002234	20110824
NZ588747 A	20121026	NZ20090588747	20090526
RU2010143543 A	20120510	RU20100143543	20090526
RU2546836 C2	20150410	RU20100143543	20090526
SG188279 A1	20130430	SG20130013503	20110824
SG189701 A1	20130531	SG20130022090	20090526
TH135118 A	20140708	TH20131000232	20110712
US2010093922 AA	20100415	US20090572942	20091002
US2010331451 AA	20101230	US20090412357	20090326
US2011272156 AA	20111110	US20110167683	20110623
US2011301277 AA	20111208	US20110181476	20110712
US2012029094 AA	20120202	US20110217200	20110824
US2013140006 AA	20130606	US20120654369	20121017
US2013148462 AA	20130613	US20130757322	20130201
US2014190693 AA	20140710	US20140148479	20140106
US2014273758 AA	20140918	US20140292424	20140530
US2014299317 AA	20141009	US20140148492	20140106
US2015007990 AA	20150108	US20140338152	20140722
US2015144834 AA	20150528	US20140549303	20141120
US8701774 BB	20140422	US20110167683	20110623
US8791194 BB	20140729	US20130757322	20130201
US8813847 BB	20140826	US20140148479	20140106
US8978449 BB	20150317	US20140292424	20140530
US9074828 BB	20150707	US20120654369	20121017
WO09132361 A2	20091029	WO2009US45180	20090526

WO09132361 A3	20100325	WO2009US45180	20090526
WO11163529 A1	20111229	WO2011US41707	20110623
WO12009384 A1	20120119	WO2011US43764	20110712
WO12027510 A1	20120301	WO2011US49022	20110824
WO14062179 A1	20140424	WO2012US60688	20121017

Priority:

US20080070876P 20080326	US20090412357 20090326	US20090572942 20091002
WO2009US45180 20090526	US20100357586P 20100623	US20100363574P 20100712
US20110167683 20110623	US20100412257P 20101110	US20110181476 20110712
US20100376607P 20100824	US20100392558P 20101013	US20110217200 20110824
WO2011US41707 20110623	WO2011US43764 20110712	WO2011US49022 20110824
US20120654369 20121017	US20130757322 20130201	US20140148479 20140106
US20140292424 20140530	US20140148492 20140106	US20140338152 20140722
US20140549303 20141120	WO2012US60688 20121017	

Probable Assignee: ECOPURO

Assignee(s): (std): ECOPURO ; ECOPURO L L C ; ECOPURO LLC ; EHKOP JURO ; JOHNSON SR WILLIAM L ; JOHNSON WILLIAM L SR ; WILLIAM JOHNSON SR ; JOHNSON WILLIAM L

Inventor(s): (std): JOHNSON SR WILLIAM L ; JOHNSON WILLIAM ; JOHNSON WILLIAM L ; JOHNSON WILLIAM LEE ; DZHONSON UILL JAM L ST ; JOHNSON WILLIAM L SR

Inventor(s): JOHNSON SNR WILLIAM L ; JOHNSON SR ; WILLIAM L JOHNSON ; WILLIAM L JOHNSON SR

Agent(s): MALLESONS STEPHEN JAKUES; KING AND WOOD MALLESONS; MINTER ELLISON; MACRAE AND CO; CLARO SWINBRUN LUIS FELIPE; CLARO SWINBURN LUIS FELIPE; LEPPARD ANDREW JOHN; GREENWOOD MATTHEW DAVID; SCRIPT IP LTD; LUZZATTO AND LUZZATTO; MATSUMOTO KEN; HOSHINO OSAMU; ONO SHINJIRO; TOMITA HIROYUKI; KOBAYASHI YASUSHI; YAMAMOTO OSAMU; TAKEUCHI SHIGEO; HENRY GOH S PTE LTD; FELLERS SNIDER BLANKENSHIP, BAILEY AND TIPPENS; FELLERS SNIDER BLANKENSHIP BAILEY AND TIPPENS; FELLERS SNIDER BLANKENSHIP BAILEY AND TIPPENS PC; LEA III JAMES F; LEA JAMES F III

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: METHOD OF FRACTURING USING ULTRA LIGHTWEIGHT **PROPPANT** SUSPENSIONS AND GASEOUS STREAMS

Abstract:

Source: US2010018707A In a method of hydraulically fracturing a hydrocarbon-bearing subterranean formation, a **proppant** stage is introduced into the fracture which contains a gaseous fluid and an ultra lightweight **proppant** suspended in a viscosified aqueous fluid. The gaseous fluid of the **proppant** stage contains at least about 90 volume percent of the combination of gaseous fluid and aqueous fluid. A pad fluid may first be introduced into the formation, the pad fluid containing a gaseous fluid and, optionally, an aqueous fluid. The gaseous fluid of the pad fluid mixture typically contains at least 70 volume percent of the mixture.

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/70 C09K8/80 C09K8/94 E21B43/26

E21B43/267 (Advanced/Invention);

E21B43/25 (Core/Invention)

CPC: E21B43/267 C09K8/703 C09K8/80 C09K2208/30

European: C09K8/70B C09K8/80 E21B43/267 M09K208/30

US: 166/276 166/280.1 166/280.2 166/308.1 166/308.2 166/308.200P 166/308.6

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR089898 AA	20140924	AR2013P100344	20130204
AU2013217605 AA	20130815	AU20130217605	20130204
AU2013217605 AH	20160204	AU20130217605	20130204
AU2013217605 BB	20160204	AU20130217605	20130204
CA2638375 AA	20100125	CA20082638375	20080729
CA2638375 C	20151201	CA20082638375	20080729
CA2860028 AA	20140619	CA20132860028	20130204
CN104053744 A	20140917	CN201380005738	20130204
CO7000766 A2	20140721	CO20140145545	20140707
EP2812410 A1	20141217	EP20130705328	20130204
IN04676DN2014 A	20150220	IN2014DN04676	20140609
MX2014009475 A1	20140922	MX20140009475	20130204
RU2014136135 A	20160327	RU20140136135	20130204
US2010018707 AA	20100128	US20080180219	20080725
US2011168396 AA	20110714	US20110073886	20110328
US2013032346 AA	20130207	US20120367106	20120206
US7913762 BB	20110329	US20080180219	20080725
US8109336 BB	20120207	US20110073886	20110328
US9291045 BB	20160322	US20120367106	20120206
WO13119507 A1	20130815	WO2013US24647	20130204

Priority:

US20080180219 20080725 US20110073886 20110328 US20120367106 20120206
WO2013US24647 20130204

Probable Assignee: BAKER HUGHES INC

Assignee(s): (std): BAKER HUGHES INC ; BEALL BRIAN B ; MYERS ROGER R ; BRANNON HAROLD D ; BJ SERVICES CO ; WARD BRIAN ; NEWHALL CHANDLER C ; WHEELER RICHARD S

Assignee(s): BRANNON HAROLD ; NEWHALL CHANDLER ; BJ SERVICES CO LLC ; BSA ACQUISITION LLC ; BAKER HUGHES INC2100 - 2929 ALLEN PARKWAYHOUSTONTX77019US ; BAKER HUGHES INCORPORATION

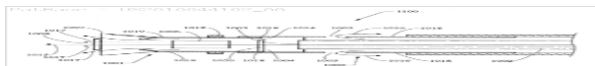
Inventor(s): (std): BRIAN B BEALL ; BRIAN WARD ; CHANDLER C NEWHALL ; CHANDLER NEWHALL ; HAROLD BRANNON ; HAROLD D BRANNON ; MYERS ROGER R ; BRANNON HAROLD ; BRANNON HAROLD D ; NEWHALL CHANDLER ; NEWHALL CHANDLER C ; BEALL BRIAN B ; RICHARD S WHEELER ; ROGER R MYERS ; WARD BRIAN ; WHEELER RICHARD A ; WHEELER RICHARD S

Inventor(s): WHEELER RICHARD SUS ; WARD BRIANUS ; ROGER R ; BEALL BRIAN BUS ; NEWHALL CHANDLERUS ; RICHARD S ; BRANNON HAROLDUS ; BRIAN B ; MYERS ROGER RUS

Agent(s): FREEHILLS PATENT ATTORNEYS; BERESKIN AND PARR LLP SENCRL SRL; SILVANA MARIA LOPEZ DIAZ; MABEY KATHERINE FRANCES; JONES AND SMITH LLP; JOHN WILSON; JONES JOHN WILSON

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Abstract: Source: US2010044102A There is provided a system, apparatus and methods for removal of material for the path of a laser beam during laser drilling of a borehole and for removal of displaced borehole material from the borehole during laser drilling. In particular, there are provided paths, dynamics and parameters of fluid flows, and apparatus for obtaining such, for use in conjunction with a laser bottom hole assembly.



International (IPC 8-9): B01J19/12 B08B7/00 B08B9/02 B08B9/023 B08B9/027 B08B9/055 B23K26/00 B23K26/04 B23K26/06 B23K26/064 B23K26/08 B23K26/10 B23K26/12 B23K26/14 B23K26/16 B23K26/24 B23K26/38 B23K26/40 B23P11/00 B63B35/28 B63C11/40 B63C11/44 B63C11/48 B63G8/00 B63G8/08 B65H55/00 B65H59/00 E01C23/08 E01C23/12 E21B10/00 E21B10/50 E21B10/54 E21B10/60 E21B17/00 E21B17/20 E21B19/00 E21B19/22 E21B21/00 E21B21/08 E21B21/10 E21B21/14 E21B21/16 E21B23/00 E21B23/14 E21B29/00 E21B29/02 E21B33/00 E21B33/12 E21B33/13 E21B4/02 E21B4/04 E21B41/04 E21B43/00 E21B43/11 E21B43/114 E21B43/119 E21B43/26 E21B43/267 E21B44/00 E21B47/00 E21B47/113 E21B47/12 E21B7/00 E21B7/14 E21B7/15 E21B7/16 E21C35/00 E21C37/16 E21C37/18 E21C41/00 E21D9/10 F21V15/01 F21V15/06 F21V29/00 F21V8/00 G01J1/04 G01M11/00 G01M5/00 G02B27/14 G02B6/02 G02B6/36 G02B6/38 G02B6/42 G02B6/44 H01J27/24 H01J40/14 H01L21/00 H01L31/00 H01L31/055 H01S3/00 H01S3/30 H01S5/024 H01S5/40 H02G1/08 H04B10/079 (Advanced/Invention); B08B7/00 E02B17/00 E21B15/00 E21B43/00 E21B43/116 E21B49/00 E21B7/04 E21B7/15 G02B6/42 G02B6/50 (Advanced/Non-invention); B65H55/00 E21B17/00 E21B7/00 E21B7/14 G02B6/44 (Core/Invention)

CPC: E21B4/18 E21B17/203 E21B21/12 E21B21/16 H01L31/03046 Y02E10/544 H04B10/807 H01L2224/45147 B23K26/14 E21B43/11 H01L2924/01015 H01L2924/01047 H01L2924/00014 E21B33/1204 E21B33/13 B23K26/0096 B63B35/28 E21C37/18 E21C41/00 E21D9/1073 E21B21/103 G02B6/4413 B23K26/0626 B23K37/0288 B23K2203/00 E02B2017/0095 E21D9/10 B23K26/24 B23K26/36 G02B6/4402 E01C23/08 E21B4/02 E21C25/00 E21D9/08 B23K26/00 E01C23/12 E21B44/00 E21B36/00 E21B33/076 E21B36/04 E21B37/00 E21B37/08 F17D5/00 B08B9/04 B08B9/0436 B08B7/0071 B08B9/023 B08B9/027 B23K26/0093 B23K26/0648 B23K26/10 E21B4/04 E21B2023/008 H01L31/0201 H01L31/022433 H01L31/0508 H01L31/054 E02B2017/0052 E21B19/002 E21B29/02 E21B43/162 E21B49/00 E21B43/119 E21B33/12 E21B43/267 E21B47/00 E21B47/12 E21B43/26 B08B9/02 B08B9/055 G02B6/502 G02B6/3813 G02B6/3814 G02B6/3818 B23K26/064 B23K26/122 B23K26/146 B08B7/0042 B23K26/0652 B23K26/106 B23K26/127 B23K26/1464 B23K2203/10 B23K26/402 B23K2203/30 B23K26/142 B23K26/282 B23K26/382 B23K26/40 B23K2203/50 B63G2008/007 E21B29/00 B63G8/001 E21B41/04 B23K26/1462 E01C23/127 B23K26/04 B23K26/12 E02D17/00 G01M5/0025 G01M5/0033 G01M5/0091 G01M11/35 E21B21/00 Y02E10/52 E21B21/08 G02B6/3624 G02B6/32 H01S5/4012 E21B10/60 G02B6/4296 G02B6/4415 G02B6/443 G02B6/4436 G02B6/4492 B23K26/38 E21B7/14 H01S5/02423

European: B08B7/00S2 B23K26/00M B23K26/06C B23K26/06C3 B23K26/06C5 B23K26/10 B23K26/10R1 B23K26/12B B23K26/12F B23K26/14D B23K26/14N1 B23K26/38 B23K26/40B7 B63G8/00B E21B10/60 E21B17/20B E21B21/08 E21B21/12 E21B21/16 E21B4/18 E21B7/14 E21B7/15 G02B6/44C1 G02B6/44C2 G02B6/44C6 G02B6/44C7A H04B10/807 L23K203/10 S02B6/42H S02B6/44C10 S02B6/44C5B S02B6/44C6 S02B6/44C7A S02B6/44C7E

US: 114/26 114/312 114/313 114/337 134/1.1 166/242.2 166/250.1 166/280.1 166/288 166/297
166/376 166/384 166/385 166/55.1 166/55.2 166/65.1 166/65.100S 166/66 166/77.1 166/77.2
175/107 175/11 175/15 175/15P 175/16 175/162 175/16P 175/16S 175/40 175/424 175/57 175/65
175/65S 175/92 175/92S 219/121.61 219/121.67 219/121.670S 219/121.7 219/121.72
219/121.720P 219/121.84 219/60R 219/61 242/159 242/159S 250/215 250/227.11 250/492.1
250/492.100P 254/134.3FT 254/134.3R 254/134.4 29/428 29/428S 299/14 299/29 362/259
362/317 362/553 362/553S 372/14 372/4 385/100 385/104 385/109 385/109P 385/111 385/12
385/13 385/134 385/88 385/89 385/92 385/93 385/94

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2009340454 AA	20100826	AU20090340454	20090819

AU2014228980 AA	20140918	AU20140228980	20140314
BRPI0918403 A2	20151124	BR2009PI18403	20090819
CA2734492 AA	20100826	CA20092734492	20090819
CA2805437 AA	20130114	CA20112805437	20110719
CA2808214 AA	20130212	CA20112808214	20110816
CA2808214 C	20160223	CA20112808214	20110816
CA2823922 AA	20100826	CA20092823922	20090819
CA2891500 AA	20150513	CA20132891500	20131115
CA2906738 AA	20150914	CA20142906738	20140314
CN102187046 A	20110914	CN200980141304	20090819
CN102187046 B	20150429	CN200980141304	20090819
EP2315904 A1	20110504	EP20090840554	20090819
EP2315904 A4	20160420	EP20090840554	20090819
EP2399155 A1	20111228	EP20100786516	20100217
EP2399155 A4	20140709	EP20100786516	20100217
EP2596395 A2	20130529	EP20110810287	20110719
EP2606201 A1	20130626	EP20110818657	20110816
EP2611566 A1	20130710	EP20110822594	20110831
EP2664010 A2	20131120	EP20120734537	20120110
EP2678512 A1	20140101	EP20120749304	20120223
EP2715887 A1	20140409	EP20120793799	20120601
EP2739429 A2	20140611	EP20120820743	20120802
EP2820466 A1	20150107	EP20130754543	20130219
EP2820466 A4	20160330	EP20130754543	20130219
JP2012500350 T2	20120105	JP20110523959T	20090819
JP2012518210 T2	20120809	JP20110551172T	20100217
JP2015017498 A2	20150129	JP20140191026	20140919
JP5684151 B2	20150311	JP20110551172T	20100217
JP5844868 B2	20160120	JP20140191026	20140919
MX2011001908 A1	20110620	MX20110001908	20090819
RU2011110388 A	20120927	RU20110110388	20090819
RU2011138270 A	20130327	RU20110138270	20100217
RU2522016 C2	20140710	RU20110110388	20090819
RU2551392 C2	20150520	RU20110138270	20100217
US2010044102 AA	20100225	US20090543968	20090819
US2010044103 AA	20100225	US20090543986	20090819
US2010044104 AA	20100225	US20090544038	20090819
US2010044105 AA	20100225	US20090544094	20090819
US2010044106 AA	20100225	US20090544136	20090819
US2010215326 AA	20100826	US20100706576	20100216
US2012020631 AA	20120126	US20100840978	20100721
US2012067643 AA	20120322	US20110211729	20110817
US2012068086 AA	20120322	US20110210581	20110816
US2012074110 AA	20120329	US20110222931	20110831
US2012248078 AA	20121004	US20120403692	20120223
US2012255774 AA	20121011	US20120403615	20120223
US2012255933 AA	20121011	US20120366882	20120206
US2012261188 AA	20121018	US20120403132	20120223
US2012266803 AA	20121025	US20120347445	20120110
US2012267168 AA	20121025	US20120403287	20120223
US2012273269 AA	20121101	US20120403723	20120223
US2012273470 AA	20121101	US20120403741	20120223
US2012275159 AA	20121101	US20120403509	20120223

US2013011102 AA	20130110	US20120486795	20120601
US2013175090 AA	20130711	US20130777650	20130226
US2013192893 AA	20130801	US20130800559	20130313
US2013192894 AA	20130801	US20130800933	20130313
US2013228372 AA	20130905	US20130782869	20130301
US2013228557 AA	20130905	US20130768149	20130215
US2013319984 AA	20131205	US20130966969	20130814
US2014060802 AA	20140306	US20130800820	20130313
US2014060930 AA	20140306	US20130800879	20130313
US2014090846 AA	20140403	US20130105949	20131213
US2014190949 AA	20140710	US20140213212	20140314
US2014231085 AA	20140821	US20120565345	20120802
US2014231398 AA	20140821	US20130139680	20131223
US2014248025 AA	20140904	US20130057567	20131018
US2015129203 AA	20150514	US20130082026	20131115
US2015307174 AA	20151029	US20150791172	20150702
US2015308194 AA	20151029	US20140330980	20140714
US2015321290 AA	20151112	US20150803228	20150720
US2015322738 AA	20151112	US20130104395	20131212
US2016017661 AA	20160121	US20140335627	20140718
US2016084008 AA	20160324	US20150958864	20151203
US2016090790 AA	20160331	US20130852719	20130328
US8424617 BB	20130423	US20090544094	20090819
US8511401 BB	20130820	US20090544136	20090819
US8571368 BB	20131029	US20100840978	20100721
US8627901 BA	20140114	US20100896021	20101001
US8636085 BB	20140128	US20090543968	20090819
US8662160 BB	20140304	US20110210581	20110816
US8701794 BB	20140422	US20130800559	20130313
US8757292 BB	20140624	US20130800933	20130313
US8820434 BB	20140902	US20090544038	20090819
US8826973 BB	20140909	US20090543986	20090819
US8869914 BB	20141028	US20130800820	20130313
US8879876 BB	20141104	US20130057567	20131018
US8936108 BB	20150120	US20130800879	20130313
US8997894 BB	20150407	US20130777650	20130226
US9027668 BB	20150512	US20120403692	20120223
US9074422 BB	20150707	US20120403287	20120223
US9080425 BB	20150714	US20120347445	20120110
US9089928 BB	20150728	US20120565345	20120802
US9138786 BB	20150922	US20120366882	20120206
US9242309 BB	20160126	US20130768149	20130215
US9267330 BB	20160223	US20120403723	20120223
US9284783 BA	20160315	US20130852719	20130328
US9327810 BB	20160503	US20150791172	20150702
WO10096086 A1	20100826	WO2009US54295	20090819
WO10144160 A1	20101216	WO2010US24368	20100217
WO12012436 A2	20120126	WO2011US44548	20110719
WO12012436 A3	20120315	WO2011US44548	20110719
WO12024285 A1	20120223	WO2011US47902	20110816
WO12031009 A1	20120308	WO2011US50044	20110831
WO12096966 A2	20120719	WO2012US20789	20120110
WO12096966 A3	20121004	WO2012US20789	20120110

WO12116148 A1	20120830	WO2012US26265	20120223
WO12116153 A1	20120830	WO2012US26277	20120223
WO12116155 A1	20120830	WO2012US26280	20120223
WO12167102 A1	20121206	WO2012US40490	20120601
WO13019959 A2	20130207	WO2012US49338	20120802
WO13019959 A3	20130328	WO2012US49338	20120802
WO13130302 A1	20130906	WO2013US26673	20130219
WO14078663 A2	20140522	WO2013US70321	20131115
WO14078663 A3	20140821	WO2013US70321	20131115
WO14144591 A2	20140918	WO2014US29067	20140314
WO14144591 A3	20141211	WO2014US29067	20140314
WO14144887 A2	20140918	WO2014US29482	20140314
WO14144887 A3	20141204	WO2014US29482	20140314
WO14149114 A2	20140925	WO2013US77614	20131223
WO14149114 A3	20150115	WO2013US77614	20131223

Priority:

US20080090384P	20080820	US20080102730P	20081003	US20080106472P	20081017
US20090153271P	20090217	US20090543968	20090819	US20090543986	20090819
US20090544038	20090819	US20090544094	20090819	US20090544136	20090819
WO2009US54295	20090819	CA20092823922	20090819	CA20092734492	20090819
JP20110523959	20090819	JP20110523959T	20090819	US20100295562P	20100115
US20100706576	20100216	WO2010US24368	20100217	US20100840978	20100721
US20100374594P	20100817	US20110446042P	20110224	US20110446043P	20110224
US20100378910P	20100831	US20110446312P	20110224	US20110439970P	20110207
US20110446040P	20110224	US20110446041P	20110224	US20110431827P	20110111
US20110431830P	20110207	US20100896021	20101001	US20090247796P	20091001
US20110211729	20110817	US20110210581	20110816	US20110514391P	20110802
US20110222931	20110831	US20110446412P	20110224	US20110446407P	20110224
US20120403692	20120223	US20120403615	20120223	US20120366882	20120206
US20120403132	20120223	US20120347445	20120110	US20120403287	20120223
US20110446047P	20110224	US20120403723	20120223	US20120403741	20120223
US20120403509	20120223	US20120605429P	20120301	US20120605434P	20120301
US20120605422P	20120301	WO2011US44548	20110719	WO2011US47902	20110816
US20120605413P	20120301	US20110493174P	20110603	US20120486795	20120601
WO2011US50044	20110831	US20120727096P	20121115	WO2012US20789	20120110
US20120565345	20120802	WO2012US26265	20120223	WO2012US40490	20120601
WO2012US49338	20120802	US20120734809P	20121207	US20130777650	20130226
US20130800559	20130313	US20130800933	20130313	US20130782869	20130301
US20130768149	20130215	US20130755745P	20130123	US20130966969	20130814
US20130800820	20130313	US20130800879	20130313	US20130105949	20131213
US20130786687P	20130315	US20130798875P	20130315	US20140213212	20140314
US20130139680	20131223	US20130786875P	20130315	US20120745661P	20121224
US20130080722	20131114	US20130082026	20131115	US20130057567	20131018
US20130786763P	20130315	US20130099948	20131207	WO2013US26673	20130219
WO2013US70321	20131115	WO2014US29067	20140314	US20150791172	20150702
US20140330980	20140714	US20150803228	20150720	US20130104395	20131212
US20140335627	20140718	US20130852719	20130328	US20150958864	20151203
US20140214304	20140314	US20150746382	20150622		

Probable Assignee: FORO ENERGY INC

Assignee(s): (std): RINZLER CHARLES C ; ZEDIKER MARK S ; MOXLEY JOEL F ; LAND MARK S ; KOBlick YESHAYA ; UNDERWOOD LANCE D ; SCHROIT SAM N ; MCKAY RYAN P ; KOLACHALAM SHARATH K ; MAKKI SIAMAK ; JONES ALBERTUS REBECCA ; LINYAEV EUGENE J ; MARSHALL SCOTT A ; NORTON RYAN J ; MESNARD DAVID R ; HAVLINEK KENNETH L ; KOLACHALAM SHARARTH ; VOLKMAR JOHN F ; DEWITT RON A ; DEWITT RONALD A ; FAIRCLOTH BRIAN O ; FAIRCLOTH BRAIN O ; FORO ENERGY INC ; GRUBB DARYL L ; GRAY WILLIAM C ; FRAZE JASON D ; FORD ENERGY INC ; FAIRDOTH BRIAN O ; FORO EHNERDZHI INK ; ALLEN ERIK C ; DE WITT RONALD A ; DEUTCH PAUL D ; LINYAEV EUGENCE J

Assignee(s): DEUTSCH PAUL D ; ELY JOHN L ; ENERGY UNITED STATES DEPARTMENT OF ;
YEARWOOD JOHN ; KELLERMANN FRED C ; ZIMMERMAN TOM

Inventor(s): (std): DEWITT RON A ; DEWITT RONALD A ; ELY JOHN ; ELY JOHN L ; FAIRCLOTH
BRAIN O ; FAIRDOTH BRIAN O ; FEHRKLOT BRAJAN O ; FRAZE JASON D ; GRAY
WILLIAM C ; GRUBB DARYL L ; HAVLINEK KENNETH L ; JOEL F MOXLEY ; JONES
ALBERTUS REBECCA ; KELLERMANN FRED C ; KOBLIK JESHAJA ; KOLACHALAM
SHARARTH ; KOLACHALAM SHARATH K ; LEHND MARK S ; LINYAEV EUGENCE J
; MAKKI SIAMAK ; MARK S LAND ; MARK S ZEDIKER ; MCKAY RYAN P ;
MESNARD DAVID R ; MOKSLI DZHOEL F ; NEHLSSEN JAMES P ; NORTON RYAN J
; RINZLER CHARL Z K ; SCHROIT SAM N ; UNDERWOOD LANCE D ; YEARWOOD
JOHN ; YESHAYA KOBLICK ; ZIMMERMAN TOM ; ALLEN ERIK C ; ZEDIKER MARK
S ; VOLKMAR JOHN F ; RINZLER CHARLES C ; MOXLEY JOEL F ; MARSHALL
SCOTT A ; LINYAEV EUGENE J ; LAND MARK S ; KOBLICK YESHAYA ;
FAIRCLOTH BRIAN O ; BRIAN O FAIRCLOTH ; CHARLES C RINZLER ; DE WITT
RONALD A ; DEUTCH PAUL D

Inventor(s): DEUTSCH PAUL D

Agent(s): SPRUSON AND FERGUSON; CASSAN MACLEAN; BUNGARTZ KLAUS PETER;
TERSTEEGEN FELIX; ITOH SHIGERU; BRINKS HOFER GILSON AND LIONE;
FORO ENERGY/BHGL; FORO ENERGY BHGL; GLEN; GLEN P; STEPTOE AND
JOHNSON LLP; STEPTOE AND JOHNSON; BRIAN; BELVIS GLEN P; FREEMAN
JOHN C; BELVIS GLEN P ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG
CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB
GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IR IS IT JP KE KG KM
KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR
MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU
RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ
UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: METHOD FOR DIVERSION OF HYDRAULIC FRACTURE TREATMENTS

Abstract: Source: US2010212906A Disclosed herein are methods that include a method for treating a well bore including treating a

subterranean formation with a first treatment fluid, wherein the first treatment fluid treats a first treated zone. A degradable diverting material may then be introduced into the subterranean formation. The subterranean formation may be treated with a second treatment fluid where the degradable diverting material diverts at least a portion of the second treatment fluid away from the first treated zone.



Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/50 C09K8/62 C09K8/68 E21B33/138 E21B43/22

E21B43/26 (Advanced/Invention);

C09K8/60 E21B43/25 (Core/Invention)

CPC: C09K8/62 C09K8/68

European: C09K8/62 C09K8/68

US: 166/308.5 166/308.500P

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2010215333 AA	20100826	AU20100215333	20100219
AU2010215333 BB	20130502	AU20100215333	20100219
BRPI1008672 A2	20160308	BR2010PI08672	20100219
CA2751528 AA	20110804	CA20102751528	20100219
CA2751528 C	20130813	CA20102751528	20100219
EP2398867 A1	20111228	EP20100705910	20100219
MX2011008782 A1	20111104	MX20110008782	20100219
US2010212906 AA	20100826	US20090378935	20090220
WO10094932 A1	20100826	WO2010GB00301	20100219

Priority:

US20090378935 20090220 WO2010GB00301 20100219

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): FULTON DWIGHT D ; HALLIBURTON ENERGY SERV INC ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC ; MILSON SHANE L ; TERRACINA JOHN ; TURNER CRAIG ROBERT

Inventor(s): (std): JOHN TERRACINA ; MILSON SHANE L ; TERRACINA JOHN ; TERRACINA JOHN MARIO ; FULTON DWIGHT D

Inventor(s): JOHN MARIO TERRACINA ; SHANE L MILSON ; DWIGHT D FULTON

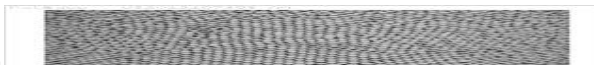
Agent(s): CALLINANS; FISHER ADAMS KELLY CALLINANS; NORTON ROSE OR SENCRL SRL LLP; NORTON ROSE FULBRIGHT CANADA LLP SENCRL SRL; TURNER CRAIG ROBERT; ROBERT A KENT

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PE PG PH PL PT RO RS RU SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: SELF-TOUGHENED HIGH-STRENGTH **PROPPANT** AND METHODS OF MAKING SAME

Abstract:

Source: US2012157358A Methods are described to make strong, tough, and lightweight whisker-reinforced glass-ceramic composites through a self-toughening structure generated by viscous reaction sintering of a complex mixture of oxides. The present invention further relates to strong, tough, and lightweight glass-ceramic composites that can be used as **proppants** and for other uses.



Classifications:

International (IPC 8-9): C04B33/135 C04B35/117 C04B35/626 C04B35/64 C04B35/81 C04B38/00 C09K8/80 E21B43/267 (Advanced/Invention)

International (IPC 1-7): C09K7/00 E21B43/267

CPC: C04B2235/5276 E21B43/267 C04B33/1352 C04B35/117 C04B35/6261 C04B35/62635 C04B38/009 C04B2235/3201 C04B2235/3206 C04B2235/3208 C04B2235/3217 C04B2235/3218 C04B2235/3232 C04B2235/3272 C04B2235/3275 C04B2235/3279 C04B2235/3409 C04B2235/3418 C04B2235/3463 C04B2235/3826 C04B2235/5436 C04B2235/5445 C04B2235/5472 C04B2235/6562 C04B2235/6584 C04B2235/6585 C04B2235/72 C04B2235/77 C04B2235/78 C04B2235/80 C04B2235/96 C09K8/80 Y10T428/2982 Y02P40/69

European: C04B33/135B C04B35/117 C04B35/626A10K C04B35/626A6 C04B38/00P C09K8/80 E21B43/267 M04B235/32B M04B235/32D2 M04B235/32D4 M04B235/32F M04B235/32F2 M04B235/32H2 M04B235/32K2 M04B235/32K4 M04B235/32K6 M04B235/34B M04B235/34D M04B235/34F10 M04B235/38D18 M04B235/54D4 M04B235/54D6 M04B235/54F2 M04B235/656B M04B235/658M6 M04B235/658M8 M04B235/72 M04B235/77 M04B235/78 M04B235/80 M04B235/96

US: 264/640 264/640S 428/402 428/402S 507/200 507/200S 507/269 507/269P

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR080641 AA	20120425	AR2011P100275	20110127
AU2011209837 AA	20110804	AU20110209837	20110120
AU2011209837 BB	20141127	AU20110209837	20110120
AU2015200154 AA	20150205	AU20150200154	20150114
AU2015200154 BB	20160428	AU20150200154	20150114
CA2788186 AA	20120725	CA20112788186	20110120
CA2788186 C	20150407	CA20112788186	20110120
CN102884280 A	20130116	CN201180016990	20110120
CN102884280 B	20160120	CN201180016990	20110120
EA201290723 A1	20130228	EA20120090723	20110120
EP2529079 A1	20121205	EP20110737458	20110120
EP2529079 A4	20140312	EP20110737458	20110120
IN07020DN2012 A	20140221	IN2012DN07020	20120809
KR20120137358 A	20121220	KR20127022476	20110120
MX2012008605 A1	20120815	MX20120008605	20110120
US2012157358 AA	20120621	US20110009917	20110120
WO11094106 A1	20110804	WO2011US21785	20110120

Priority:

US20100299700P 20100129 US20100308144P 20100225 US20110009917 20110120
WO2011US21785 20110120 AU20110209837 20110120 AU20150200154 20150114

Probable Assignee: OXANE MATERIALS INC

Assignee(s): (std): CHATTERJEE DILIP K ; COKER CHRISTOPHER E ; FANG CHRISTOPHER Y ; OXANE MATERIALS INC ; XIE YUMING ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): COMERICA BANK A TEXAS BANKING ASSOCIATION ; COMERICA BANK ; DELTA CENTAURI LLC

Inventor(s): (std): CHATTERJEE DILIP K ; COKER CHRISTOPHER E ; FANG CHRISTOPHER Y ; XIE YUMING

Inventor(s): YUMING XIE ; DILIP K CHATTERJEE ; CHRISTOPHER E COKER ; CHRISTOPHER Y FANG

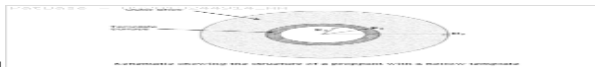
Agent(s): WATERMARK PATENT AND TRADE MARKS ATTORNEYS; FB RICE; DIMOCK STRATTON LLP; ETERNO ENRICO; KILYK LUKE A

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PE PG PH PL PT RO RS RU SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: LIGHT WEIGHT **PROPPANT** WITH IMPROVED STRENGTH AND METHODS OF MAKING SAME

Abstract:

Source: US2013244914A Methods are described to make strong, tough, and lightweight whisker-reinforced glass-ceramic composites through a self-toughening structure generated by viscous reaction sintering of a complex mixture of oxides. The invention further relates to strong, tough, and lightweight glass-ceramic composites that can be used as **proppants** and for other uses.



Classifications:

International (IPC 8-9): C03B19/06 C04B35/01 C04B35/10 C04B35/185 C04B35/65 C09K8/80 (Advanced/Invention)

CPC: C04B35/117 C04B35/185 C04B35/6261 C04B35/62807 C04B35/803 C04B38/0615 C04B2235/3217 C04B2235/322 C04B2235/3418 C04B2235/3472 C04B2235/3817 C04B2235/3826 C04B2235/526 C04B2235/5264 C04B2235/5268 C04B2235/5276 C04B2235/5409 C04B2235/5445 C04B2235/724 C04B2235/80 C04B2235/96 C04B2235/36 C04B2235/528 C04B2235/6028 C04B2235/77 C04B2235/94 C09K8/805 C09K8/80

European: C04B35/117 C04B35/185 C04B35/626A6 C04B35/628B2B C04B35/80B C04B38/06D C09K8/80 M04B235/32F M04B235/32F24 M04B235/34D M04B235/34F10B M04B235/38D M04B235/38D18 M04B235/52D10 M04B235/52D12 M04B235/52D8 M04B235/52F M04B235/54B M04B235/54D6 M04B235/72H M04B235/80 M04B235/96

US: 264/610 507/200 507/269

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
CA2811598 AA	20130318	CA20112811598	20110915
EP2619154 A2	20130731	EP20110827247	20110915
EP2619154 A4	20151014	EP20110827247	20110915
EP2619154 A4	20151125	EP20110827247	20110915
MX2013003248 A1	20130501	MX20130003248	20110915
US2013244914 AA	20130919	US20130846232	20130318
US2015368548 AA	20151224	US20150810280	20150727
WO12040025 A2	20120329	WO2011US51712	20110915
WO12040025 A3	20120531	WO2011US51712	20110915
WO12040025 A4	20120809	WO2011US51712	20110915
WO12040025 A8	20130425	WO2011US51712	20110915

Priority:

US20100384875P 20100921 WO2011US51712 20110915 US20130846232 20130318
US20150810280 20150727

Probable Assignee: OXANE MATERIALS INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC ; MIILLER ANDREW ; OXANE MATERIALS INC ; WU SHANGHUA ; XIE YUMING ; PHAM JODY ; MILLER ANDREW ; CHATTERJEE DILIP K ; COKER CHRISTOPHER E

Assignee(s): DELTA CENTAURI LLC

Inventor(s): (std): CHATTERJEE DILIP K ; COKER CHRISTOPHER E ; MIILLER ANDREW ; MILLER ANDREW ; PHAM JODY ; WU SHANGHUA ; XIE YUMING

Inventor(s): YUMING XIE ; ANDREW MIILLER ; SHANGHUA WU ; DILIP K CHATTERJEE ; JODY PHAM ; CHRISTOPHER E COKER

Agent(s): DIMOCK STRATTON LLP; PULIERI GIANLUCA ANTONIO; KILYK LUKE A

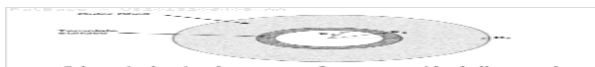
Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP

KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW
MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SC SD
SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ
VC VN ZA ZM ZW

Title: LIGHT WEIGHT **PROPPANT** WITH IMPROVED STRENGTH AND METHODS OF MAKING SAME

Abstract:

Source: US2013206408A Methods are described to make strong, tough, and/or lightweight glass-ceramic composites having a crystalline phase and an amorphous phase generated by viscous reaction sintering of a complex mixture of oxides and other materials. The present invention further relates to strong, tough, and lightweight glass-ceramic composites that can be used as **proppants** and for other uses.



Classifications:

International (IPC 8-9): C01G1/02 C04B33/135 C04B33/30 C04B33/32 C04B35/117 C04B35/626 C04B35/628 C04B35/64 C04B35/645 C04B38/00 C09K8/50 C09K8/60 C09K8/80 E21B43/267 (Advanced/Invention)

CPC: C09K8/80 C01G1/02 E21B43/267 C04B33/1352 C04B33/30 C04B33/32 C04B35/117 C04B35/6261 C04B35/62695 C04B35/62807 C04B35/62886 C04B35/64 C04B35/645 C04B38/009 C04B2235/3217 C04B2235/3463 C04B2235/349 C04B2235/528 C04B2235/5436 C04B2235/5481 C04B2235/6562 C04B2235/666 Y02P40/69 C04B38/02 C04B38/0635 C04B38/064

European: C04B33/135B C04B33/30 C04B33/32 C04B35/117 C04B35/626A24 C04B35/626A6 C04B35/628B2B C04B35/628L C04B35/64 C04B35/645 C04B38/00P C09K8/80 M04B235/32F M04B235/34F10 M04B235/34H M04B235/52H M04B235/54D4 M04B235/54F4 M04B235/656B M04B235/660F

US: 166/280.1 264/628 507/269

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AR083650 AA	20130313	AR2011P103798	20111013
CA2812578 AA	20130325	CA20112812578	20111006
CA2812578 C	20151208	CA20112812578	20111006
CA2905709 AA	20120419	CA20112905709	20111006
EP2627727 A2	20130821	EP20110833145	20111006
EP2627727 A4	20151028	EP20110833145	20111006
MX2013003734 A1	20130424	MX20130003734	20111006
US2013206408 AA	20130815	US20130846136	20130318
US9273243 BB	20160301	US20130846136	20130318
WO12051026 A2	20120419	WO2011US55010	20111006
WO12051026 A3	20120726	WO2011US55010	20111006

Priority:

US20100392508P 20101013 WO2011US55010 20111006 US20130846136 20130318
CA20152812578 20151007 CA20112812578 20111006

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): CHATTERJEE DILIP ; COKER CHRISTOPHER E ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC ; OXANE MATERIALS INC ; WU SHANGHUA ; XIE YUMING ; PHAM JODY

Assignee(s): WU SHANGHUA ; DELTA CENTAURI LLC ; CHATTERJEE DILLIP

Inventor(s): (std): CHATTERJEE DILIP ; CHATTERJEE DILLIP ; COKER CHRISTOPHER E ; WU SHANGHUA ; WU SHANGHUA ; XIE YUMING ; PHAM JODY

Inventor(s): SHANGHUA WU ; YUMING XIE ; DILIP CHATTERJEE ; JODY PHAM ; CHRISTOPHER E COKER

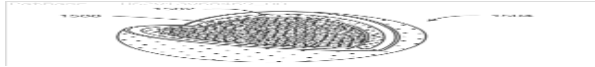
Agent(s): DIMOCK STRATTON LLP; PULIERI GIANLUCA ANTONIO; CRAIG W; TUMEY LLP; KILYK LUKE A

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD

GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP
KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW
MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SC SD
SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ
VC VN ZA ZM ZW

Title: PRESSURIZED POLYMER BEADS AS **PROPPANTS****Abstract:**

Source: US2013068469A A pressurized polymer bead such as may be useful as a **proppant** in hydraulic fracturing is described, including a shell that is substantially impermeable, wherein the shell includes a polyimide polymer. The pressurized polymer bead includes a core region that is at a pressure that is greater than 5 MPa.

**Classifications:**

International (IPC 8-9): B05D7/00 C09K8/62 C09K8/80 C23C16/06
E21B43/00 (Advanced/Invention)

CPC: E21B43/267 C09K8/80

US: 166/369 427/250 427/385.5 507/201 507/219 507/225 507/231

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US2013068469 AA	20130321	US20120567687	20120806

Priority:

US20110535183P 20110915 US20120567687 20120806

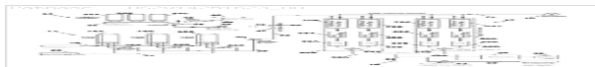
Probable Assignee: EL RABAA ABDEL WADOOD M

Assignee(s): (std): EL RABAA ABDEL WADOOD M ; LIN BAOJIU ; POLIZZOTTI RICHARD S

Inventor(s): (std): POLIZZOTTI RICHARD S ; LIN BAOJIU ; EL RABAA ABDEL WADOOD M

Title: FRACTURING SYSTEMS AND METHODS FOR A WELLBORE**Abstract:**

Source: US2014251623A Systems, units, and methods usable to stimulate a formation include a first supply subsystem adapted to provide a first medium to the formation and a pressure subsystem that includes a pump in communication with the first medium to pressurize the first medium to a pressure sufficient to stimulate the formation. Usable media can include non-gelled liquid alkanes, halogenated hydrocarbons, foamed hydrocarbons, propylene carbonate, a fluidized solid proppant material that behaves as a liquid under threshold conditions, or a liquid material adapted to solidify under threshold conditions. A proppant can be supplied in addition to the first medium when performing fracturing operations. Usable proppant can include materials having a size or density adapted to facilitate buoyancy, hollow materials, composite materials, porous materials, or crystalline materials.

**Classifications:**

International (IPC 8-9): A61B6/00 A61B6/10 C09K8/80 E21B43/17 E21B43/25 E21B43/26

E21B43/267 E21B7/00 (Advanced/Invention)

CPC: C09K8/80 C09K8/62 C09K8/60 C09K2208/10 A61B6/105 A61B6/4405 A61B6/467 E21B43/267 E21B43/26

US: 166/243 166/308.1 166/308.2 166/66.4 166/67 378/198 378/98

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2014331738 AA	20150416	AU20140331738	20141010
CA2927031 AA	20160408	CA20142927031	20141010
EP2981669 A1	20160210	EP20140759998	20140306
US2014251623 AA	20140911	US20140199461	20140306
US2015114652 AA	20150430	US20140511858	20141010
US2015353816 AA	20151210	US20150825089	20150812
US2016045174 AA	20160218	US20150822924	20150811
UY35375 A1	20140930	UY20140035375	20140307
WO14138468 A1	20140912	WO2014US21382	20140306
WO15054603 A1	20150416	WO2014US60082	20141010

Priority:

US20130774237P 20130307	US20130790942P 20130315	US20130807699P 20130402
US20130870350P 20130827	US20130889187P 20131010	US20130915093P 20131212
US20140199461 20140306	US20140511858 20141010	US20140010302P 20140610
US20140036297P 20140812	US20140036284P 20140812	WO2014US21382 20140306
US20140036287P 20140812	WO2014US60082 20141010	US20150825089 20150812
US20150735745 20150610	US20150822924 20150811	

Probable Assignee: PROSTIM LABS LLC

Assignee(s): (std): PROSTIM LABS LLC ; CARESTREAM HEALTH INC

Assignee(s): CARROLL DAVID A ; JUNKINS JIM ; BYRD AUDIS ; LESTZ ROBERT ; THRASH JOHN ; MYERS NORMAN S

Inventor(s): (std): AUDIS BYRD ; BYRD AUDIS ; BYRD AUDIS C ; CARROLL DAVID A ; JIM JUNKINS ; JOHN THRASH ; JUNKINS JAMES H ; JUNKINS JIM ; LESTZ ROBERT ; LESTZ ROBERT S ; MYERS NORMAN S ; OGLE JR JAMES H ; ROBERT LESTZ ; THRASH JOHN ; THRASH JOHN F ; WENDLANDT WILLIAM C

Agent(s): EKM PATENT AND TRADE MARKS; KIRBY EADES GALE BAKER; HOPKIN TOBIAS JB; MATTIS JACOB; HULSEY WILLIAM N

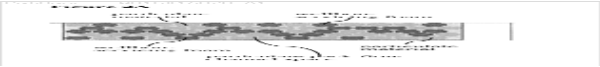
Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IR IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LI LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR

MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU
RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ
UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: WELLBORE SERVICING COMPOSITIONS AND METHODS OF MAKING AND USING SAME

Abstract:

A wellbore servicing **foam** comprising a reducible material and a wellbore servicing material, wherein the wellbore servicing material is uniformly dispersed throughout the **foam**, and wherein the **foam** has (i) equal to or greater than 5 percent reticulated structure and (ii) a specific surface area of from about 0.1 m²/g to about 1000 m²/g as determined by pycnometry. A highly expanded, wellbore servicing **foam** comprising a reducible material and a wellbore servicing material, wherein the wellbore servicing material is uniformly dispersed throughout the **foam**, wherein the **foam** has (i) a percentage expansion of from about 5 percent to about 6200 percent when compared to the same amount of the same reducible material in the absence of expansion, (ii) a specific surface area of from about 0.1 m²/g to about 1000 m²/g as determined by pycnometry, and (iii) equal to or greater than 5 percent reticulated structure.



Classifications:
International (IPC 8-9): C09K8/44 E21B33/13 (Advanced/Invention)
CPC: C09K8/38 C09K8/40 C09K8/42 C09K8/518 C09K8/528 C09K8/536 C09K8/57 C09K8/703 C09K8/72 C09K8/94 C09K2208/12 C09K2208/26 C09K2208/32

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
WO15016878 A1	20150205	WO2013US52917	20130731

Priority:
WO2013US52917 20130731

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERV INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERV INC

Assignee(s): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Inventor(s): (std): MCCABE MICHAEL A ; MORGAN RONNIE G ; WEAVER JIM D

Agent(s): MORICO PAUL R ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: COMPOSITIONS INCLUDING A PARTICULATE BRIDGING AGENT AND FIBERS AND METHODS OF TREATING A SUBTERRANEAN FORMATION WITH THE SAME

Abstract: Source: US2016122618A The present invention relates to compositions including a particulate bridging agent and fibers, and



methods of treating a subterranean formation with the same. In various embodiments, the present invention provides a method of treating a subterranean formation that includes obtaining or providing a composition including a particulate bridging agent and fibers. The method includes placing the composition in a subterranean formation. The method includes forming within the formation a bridging agent-fiber diverter. The bridging agent-fiber diverter is formed from the composition including the bridging agent and the fibers.

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/516 C09K8/70 C09K8/80 D06M11/82 D06M15/333 D06M15/507 D06M15/643 E21B43/16 E21B43/26 (Advanced/Invention)

CPC: C04B28/021 C09K8/467 C09K8/03 C09K8/80 E21B43/26 E21B43/16 C09K8/516 C09K8/70 C09K8/92 C09K2208/08 C09K2208/18

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
AU2013398334 AA	20150226	AU20130398334	20130822
CA2917394 AA	20160105	CA20132917394	20130822
GB201522183 A0	20160127	GB20150022183	20151216
US2016122618 AA	20160505	US20130896414	20130822
WO15026355 A1	20150226	WO2013US56249	20130822

Priority:

WO2013US56249 20130822 US20130896414 20130822

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERV INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERV INC ; HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): LIANG FENG ; NGUYEN PHILIP D ; TANG TINGJI

Inventor(s): (std): LIANG FENG ; NGUYEN PHILIP D ; TANG TINGJI

Agent(s): FB RICE; NORTON ROSE FULBRIGHT CANADA LLP SENCRL SRL; MADDEN ROBERT B ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: FRACTURING METHODS AND SYSTEMS**Abstract:**

Source: US2015211346A Hybrid **gas** fracturing methods and systems utilizing an early stage **gas** treatment fluid, which may contain a dispersed phase of fluid loss control agent particles, followed by a **proppant** stage(s) to form a fracture system having a branched tip region and a propped region between the branched tip region and the wellbore. Also, treatment fluids suitable for use in the methods and systems are disclosed.

**Classifications:****International (IPC 8-9):** E21B43/247 E21B43/26 E21B43/267 E21B44/00 (Advanced/Invention)**CPC:** E21B43/26 E21B43/267**US:** 166/280.1 166/280.2**Family:**

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US2015211346 AA	20150730	US20140163298	20140124
WO15112418 A1	20150730	WO2015US11554	20150115

Priority:

US20140163298 20140124

Probable Assignee: SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP**Assignee(s):** (std): PRAD RES AND DEV LTD ; SCHLUMBERGER CA LTD ; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP ; SCHLUMBERGER TECHNOLOGY BV ; SCHLUMBERGER HOLDINGS ; SCHLUMBERGER SERVICES PETROL**Assignee(s):** SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER ; SCHLUMBERGER HOLDINGS LTD ; SCHLUMBERGER CANADA LTD ; PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT LTD**Inventor(s):** (std): BROWN J ERNEST ; POTAPENKO DMITRIY IVANOVICH ; POTAPENKO DMITRY IVANOVICH**Agent(s):** VANDERMOLLEN MATHIEU ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IR IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: FRICTION REDUCTION ENHANCEMENT

Abstract: Various embodiments disclosed relate to compositions for subterranean treatment including a friction-reducing polymer and a

surfactant. In various embodiments, the present invention provides a method including obtaining or providing a composition including a friction reducing polymer and a surfactant. The method also includes placing the composition in the subterranean formation.



Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/68 E21B43/22 E21B43/26 (Advanced/Invention)

CPC: C09K8/68 C09K8/035 C09K8/602 C09K8/64 C09K8/725 C09K8/82 C09K8/88 C09K2208/28

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
WO15171130 A1	20151112	WO2014US37141	20140507

Priority:

WO2014US37141 20140507

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Inventor(s): (std): CHUNG HSINCHEN ; DURBIN DONALD V ; HU YUNTAO THOMAS ; PALLA VENKATA CHANDRA SEKHAR

Agent(s): MADDEN ROBERT B ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IR IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW

Title: TREATMENT OF SUBTERRANEAN FORMATIONS WITH SELF-HEALING RESINS

Abstract: Various embodiments disclosed relate to compositions including a plurality of capsules each independently comprising an outer wall and

an inner compartment, the inner compartment independently comprising at least one of a first hardenable resin, a first hardener or activator, and a solvent, self-healing hardened resins formed from the same, and methods of using the same. In various embodiments, the present invention provides a method of treating a subterranean formation including placing the composition in a subterranean formation, and forming a selfhealing hardened resin in the subterranean formation from the composition.

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/42 E21B33/13 (Advanced/Invention)

CPC: C09K8/42 E21B33/13



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
WO16057027 A1	20160414	WO2014US59505	20141007

Priority:

WO2014US59505 20141007

Probable Assignee: HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Assignee(s): (std): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

Inventor(s): (std): PRAVESH JAG ; RAMA MALLIKARJUNA SHROFF ; SALLA RAJENDER

Agent(s): MADDEN ROBERT B ET AL

Designated states: AE AG AL AM AO AT AU AZ BA BB BE BF BG BH BJ BN BR BW BY BZ CA CF CG CH CI CL CM CN CO CR CU CY CZ DE DK DM DO DZ EC EE EG ES FI FR GA GB GD GE GH GM GN GQ GR GT GW HN HR HU ID IE IL IN IR IS IT JP KE KG KM KN KP KR KZ LA LC LK LR LS LT LU LV LY MA MC MD ME MG MK ML MN MR MT MW MX MY MZ NA NE NG NI NL NO NZ OM PA PE PG PH PL PT QA RO RS RU RW SA SC SD SE SG SI SK SL SM SN ST SV SY SZ TD TG TH TJ TM TN TR TT TZ UA UG US UZ VC VN ZA ZM ZW