

Industri

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-017127- -00000-0000

Fecha: 2013-01-30 13:07:54

Tra. 11 PATENTEIYII

Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Eve: 378 FASENACIONALI

Folios: 76

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO PATENTE DE INVENCION PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO REGULADORES DE FLUJO VARIABLE
CONFIGURADOS EN SERIE PARA SU
UTILIZACION EN POZOS SUBTERRÁNEOS

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO HOUSTON, TEXAS, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 13-017127- -00000-0000 Fecha: 2013-01-30 13:07:54 Tra. 11 PATENTEIYII Act. 411 PRESENTACION Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Eve: 378 FASENACIONALI Folios: 76 le radicación
---	--

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X	Patente de invención	X	Patente de Modelo de Utilidad
		X	Capitulo I		Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/GB2011/000988		Fecha	29.06.2011
Publicación Internacional No.		WO 2012/001361 A1		Fecha	05.01.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA					
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP				
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE		IDENTIFICACIÓN	
1. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC					
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
DIRECCIÓN		10200 Bellaire Boulevard		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		Houston		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		Texas		NACIONALIDAD O	
PAÍS DE RESIDENCIA		Estados Unidos de América		LUGAR DE CONSTITUCIÓN	Estados Unidos de América
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
APELLIDOS		NOMBRE		NACIONALIDAD	
1. VAN ZANTEN		Ryan		Estadounidense	
2. HORTON		David		Estadounidense	
3. TANCHE-LARSEN		Per-Bjarte		Noruego	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO		CIUDAD	
1. Estados Unidos de América		Texas		Spring	
2. Estados Unidos de América		Texas		Houston	
3. Estados Unidos de América		Texas		The Woodlands	
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)					
Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.					
9	(74) REPRESENTANTE X APODERADO				
APELLIDOS		NOMBRES		IDENTIFICACIÓN	
ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA		C.C .41575435 BTA T.P .14.884 CSJ	
DIRECCIÓN		Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		BOGOTA		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
PAÍS		COLOMBIA		No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD	x	SI		NO
		(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS		(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
		1.Estados Unidos de América	US		12/827,451	30.06.2010
		2.				
		3.				
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.						
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES					
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.						
13	REDUCCIÓN DE TASAS					
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.				☐ Hoja de información complementaria.		
				☐ Otros, especificar		
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA			SI	x	NO
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 12-100585		Fecha 02.10.2012	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL					
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)						
LUZ HELENA ADARVE GOMEZ NDV						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano			Documentación Jurídica			
1.	☒ Descripción	N° de folios: 21	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.	
2.	☒ Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 19	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante	
3.	☐ Dibujos y/o figuras	N° folios:	11.	☐	Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
4.	☒ Resumen.		12.	☐	Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
5.	☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso		13.	☐	Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.	
6.	☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso		14.	☒	Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.	
7.	☐ Arte final 12 x 12.		15.	☐	Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.	
8.	☐ Anexo formato digital.		16.	☐	Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.	
			17.	☒	Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.	

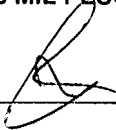
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13- 007221
		Bogotá D.C., Enero 24 de 2013 - 14:44:06

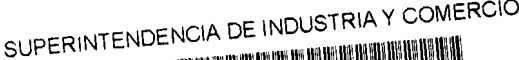
RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA					NI 830.083.491	
*** Soporte del Pago ***						
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO	
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	452445976	24/01/2013	6.541.000.00	

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	2217 SOLICITUD REGISTRO MARCA COLECTIVA O CERTIFICACION POR	500.000.00	500.000.00
				\$500.000.00

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____



No. 13-017127- -00000-0000
Fecha: 2013-01-30 13:07:54 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 76

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 007220
		Bogotá D.C., Enero 24 de 2013 - 14:44:06

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA					NI 830.083.491
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	452445976	24/01/2013	6.541.000.00

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
9 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	270.000.00
				\$270.000.00

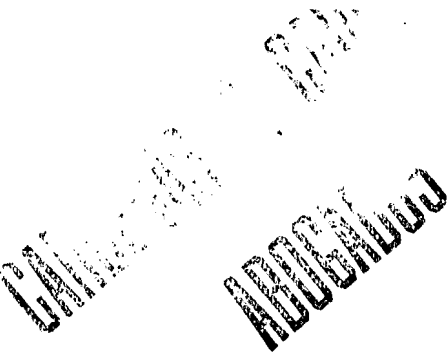
SON: **DOSCIENTOS SETENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-017127- -00000-0000
Fecha: 2013-01-30 13:07:54 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 76



	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	
(21) No de solicitud:				(22) Fecha de solicitud:						
(51) Clasificación Internacional:										
(71)Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC										
(72) Inventor(es) Ryan Van Zanen, David Horton, Per-Bjarte Tanche-Larsen										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País			
		12/827,451		30.06.2010			US			
(85) Fecha inicio fase nacional: 30.01.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 29.06.2011										
No de solicitud: PCT/GB2011/000988										
(54) Título ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA										

5

☐

Patente de Invención

☐

Patente modelo de utilidad

☒

PCT

(21) No De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC
(30) Prioridad	(72) Inventor (es) Ryan Van Zanten, David Horton, Per-Bjarte Tanche-Larsen
(31) No Prioridad 12/827,451	
(32) Fecha 30.06.2010	
(33) País US	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA	

Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT

(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 30.01.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 29.06.2011 No de Solicitud PCT PCT/GB2011/000988	(87) Publicación internacional Fecha 05.01.2012 No Publicación WO 2012/001361 A1

Resumen reivindicación (es):

La presente invención se relaciona con un método, en donde el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende: un fluido acuoso, un tensoactivo de microemulsión y opcionalmente un fluido no polar; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso o una garganta de poro o ambos utilizando el fluido de perforación, en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro del agujero del pozo o en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con por lo menos el fluido no polar. Opcionalmente, el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende un fluido base acuoso y un tensoactivo de microemulsión; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende una garganta de poro; y permitir al tensoactivo retirar un bloque de crudo, un bloque de agua, o ambos de la garganta de poro. De acuerdo con el método, la formación subterránea puede tener una productividad mayor retenida de aproximadamente 50%. 6

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO TEMÁTICO									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	

(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:		
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC				
(72) Inventor (es) Ryan Van Zanten, David Horton, Per-Bjarte Tanche-Larsen				
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ				
(30) Prioridad	(31) No Prioridad	(32) Fecha	(33) País	
	12/827,451	30.06.2010	US	
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 30.01.2013		(87) Publicación internacional:		
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha: 05.01.2012		
Fecha de presentación de la solicitud: 29.06.2011		No Publicación: WO 2012/001361 A1		
No de Solicitud PCT/GB2011/000988				
(54) Título: ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA				
(57) Resumen: La presente invención se relaciona con un método, en donde el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende: un fluido acuoso, un tensoactivo de microemulsión y opcionalmente un fluido no polar; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso o una garganta de poro o ambos utilizando el fluido de perforación, en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro del agujero del pozo o en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con por lo menos el fluido no polar. Opcionalmente, el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende un fluido base acuoso y un tensoactivo de microemulsión; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende una garganta de poro; y permitir al tensoactivo retirar un bloque de crudo, un bloque de agua, o ambos de la garganta de poro. De acuerdo con el método, la formación subterránea puede tener una productividad mayor retenida de aproximadamente 50%. 				



00263

The State of Texas

Secretary of State

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by DEBORAH A HAYS

3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas

4. and bears the seal/stamp of DEBORAH A HAYS, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 11-28-03

CERTIFIED

5. at Austin, Texas

6. on July 1, 2002

7. by the Secretary of State of Texas

8. Certificate No. N-300437

9. Seal

10. Signature:



Gwyn Shea

Gwyn Shea
Secretary of State
ST/clk

MAJOUR
MILDA
INTERPRETE
DES No. 329 DEL MIB. DE L'ETAT

2002/11/3

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

In the city of Houston, on the 30th day of the month of April, of the year two thousand and two (2002), before me, DEBORAH A. Hays, Notary Public, appeared Charles H. White of Legal age, and domiciled at Houston, Texas USA, and stated:

FIRST: That he/she acts in his/ her capacity of Vice President of Halliburton Energy Services, Inc a company legally constituted and in existence in accordance with the laws of Delaware, USA, and domiciled at Houston, Texas USA, as evidenced in the By-laws and Articles of Incorporation, documents which I have examined.

SECOND: That in such capacity he/she grants hereby special, ample and sufficient Power of Attorney to DARIO CÁRDENAS NAVAS and/or EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO, and/or BERNARDO P. CÁRDENAS MARTINEZ and/or JAMES VALDIRI REYES and/or LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ, and/or JUANITA ACOSTA GÓMEZ and/or ANA MARÍA RUIZ RUEDA, registered lawyers of the firm CÁRDENAS & CÁRDENAS PROPIEDAD INTELECTUAL LAWYERS, domiciled at Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, Bogotá, D.C. Colombia, to carry before the corresponding Colombian national offices and authorities the proceedings to obtain patent, industrial models and designs and trademark registrations, as well as proceedings of renewals, assignments, change of name or domicile of the owner, waivers and licenses of the same for which purpose they are empowered to take before said authorities all necessary actions for the indicated purposes; to file applications, statements, claims, formulate descriptions, amendments, oppositions and appeals; pay all taxes and installments and make any other payments determined by law; to receive every document and values issuing the respective discharge; to fulfill any other requirements and take, in general, every measure that they shall deem appropriate for the defense and protection of the trademarks of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, including resort to litigation; they are empowered to appear as plaintiff or defendant before the competent judges, being entitled to transact, submit to arbitration, waive, receive, resign, withdraw, appeal and all other legal powers which may be necessary, and it is hereby ratified and confirmed, any such

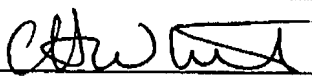
ADUCCION OFICIAL No. 2002/143
BILDA AGUILERA DE PENA
INTERPRETE OFICIAL
C.E.S. No. 323 DEL MIN. OF JUSTICE

act said attorney lawfully do for its benefit, as my own act granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

THIRD: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extra judicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Texas USA

ON 30 April 2002

BY 

Charles H. White
Vice President



NOTARY PUBLIC

ADUCCION DE
BILDA AGUILERA
INTERPRETE DE
858 No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

2002/143

NOTARIAL CERTIFICATION

The undersigned Notary Public certifies that Mr. Charles H. White appeared before me and signed the preceding document; that I know him personally and I am certain that he has legal capacity to grant it; that he is Vice President of Halliburton Energy Services, Inc., and is consequently authorized to grant such document; that such company is organized under the laws of Delaware USA, and is domiciled at Houston, Texas USA; and that the act for which this document is granted is included among those which constitute the corporate object of the named company. Furthermore, that such company performs its corporate purpose in accordance with the laws of its incorporation and domicile.

I am certain of all these facts because I have examined the respective documents consisting of Power of Attorney - Colombia all of which I hereby attest.

NOTARY PUBLIC (signature)

ISSUED AND SIGNED AT

DATED

Deborah A. Hays

Houston, Harris County, Texas

30 April 2002



(LEGALIZATION BY APOSTILLE IS REQUIRED)

REDUCCION OFICIAL NO. 2002/143.
MILDA AGUILERA DE PIEDRANT
INTERPRETE OFICIAL
259 No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

Traducción Oficial No. 2002/143 de un documento escrito en inglés el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Hilda Aguilera de Piedrahita, traductora oficial debidamente reconocida por el Ministerio de Relaciones Exteriores y autorizada por el Ministerio de Justicia y del Derecho por Resolución No. 323 de 1980.

PODER

-Colombia-

En la ciudad de Houston, el día 30 del mes de Abril del año Dos Mil Dos (2002), ante mí, Deborah A. Hays, Notario Público, compareció Charles H. White, mayor de edad, y domiciliado en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y manifestó:

PRIMERO: Que el/ella obra en su calidad de Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., una compañía legalmente constituida y existente de conformidad con las leyes del estado de Delaware, Estados Unidos de América, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, según lo evidencian sus Estatutos y Artículos de Constitución, documentos que he examinado.

SEGUNDO: que en tal calidad el/ella otorga por el presente poder especial amplio y suficiente a **DARÍO CÁRDENAS-NAVAS** y/o **EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO**, y/o **BERNARDO P. CÁRDENAS-MARTÍNEZ**, y/o **JAMES VALDIRI-REYES** y/o **LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ**, y/o **JUANITA ACOSTA GÓMEZ** y/o **ANA MARÍA RUIZ**

TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
HILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
C.E. No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

RUEDA, abogados registrados de la firma **CÁRDENAS & CÁRDENAS ABOGADOS**, domiciliada en la Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, Santafé de Bogotá D.C., Colombia, para llevar a cabo ante las correspondientes Oficinas Nacionales Colombianas y autoridades los trámites para obtener registros de patentes, modelos industriales, y diseños y registros de marcas, así como trámites para renovaciones, trasposos, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de los mismos para cuyo fin están facultados para realizar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los fines indicados; para presentar solicitudes, declaraciones, reivindicaciones, formular descripciones, modificaciones, oposiciones, y apelaciones; pagar todos los impuestos y derechos y hacer cualesquiera otros pagos que la ley determine; recibir todos los documentos y valores con expedición del respectivo descargo; llenar cualesquiera otros requisitos y tomar en general todas las medidas que juzguen oportunas para la defensa y protección de las marcas de la compañía en el evento de infracciones, oposiciones, procesos de cancelación o anulación, imposición de multas, incluyendo recurrir a litigio; quedan facultados para comparecer en calidad de demandante o demandado ante los jueces competentes, tendrán derecho de transar, someterse a arbitraje, renunciar, recibir, renunciar, desistir, apelar y todas las demás facultades legales que puedan requerirse, y por el presente declara desde ahora válido y satisfactorio lo que dichos abogados hagan en nuestro beneficio, otorgándoles también poder para sustituir este poder y si fuere necesario para revocar tales sustituciones.

ADUCCION OFICIAL NO: 2002/143
NILDA AGUILERA DE PIÑERO
INTERPRETE OFICIAL
C.E. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

TERCERO: que para fines de los artículos 597 y 543 del Código Colombiano de Comercio, los abogados están facultados para recibir notificaciones y para designar apoderados judiciales y extrajudiciales.

FIRMADO EN: Houston, Texas, Unidos de América.

EL: 30 de Abril de 2002.

POR: (Firmado) Charles H. White

Vice Presidente

(Firmado: Sello de Revisado y Firma Ilegible.)

NOTARIO PÚBLICO

CERTIFICACIÓN NOTARIAL

El suscrito Notario Público certifica que Charles H. White compareció ante mí y suscribió el documento precedente; que lo conozco personalmente y que estoy seguro de que tiene las facultades para otorgarlo; que él es Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., y por consiguiente está autorizado para otorgar dicho documento; que la compañía mencionada existe y está constituida bajo las leyes del estado de Delaware, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y que el acto

ADUCCION OFICIAL No. 2002/143
NILDA AGUILERA DE PI...
INTERPRETE DE...
No. 222 DEL MIN. DE JUSTICIA

para el cual se otorga este documento está incluido entre aquellos que constituyen el objeto social de la compañía mencionada.

Estoy seguro de todos estos hechos por haber examinado los documentos respectivos consistentes en el Poder-Colombia, de todo lo cual doy fe.

NOTARIO PUBLICO /(Firma):Deborah H. Hays

EXPEDIDO Y FIRMADO EN Houston, Condado de Harris, Texas

FECHA : 30 de Abril de 2002.

Sello a tinta: Deborah A. Hays, Notario Público, Estado de Texas, Mi comisión expira el 11-28-2003.

(SE REQUIERE LEGALIZACIÓN MEDIANTE APOSTILLA)

ESTADO DE TEXAS

Secretario de Estado

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por Deborah A. Hays
3. Actuando en calidad de Notario Público, Estado de Texas
4. Lleva el sello/estampilla de Deborah A. Hays, Notario Público Estado de Texas,
Su comisión expira el 11-28-03.

CERTIFICADO

TRADUCCION OFICIAL NO. 2002/143
SILDA AGUILERA DE PIEDRANTIA
INTERPRETE OFICIAL
CJS No. 223 DEL MIN. OF JUSTICE

5. En Austin, Texas
6. Hoy 1 de Julio, 2002.
7. Por El Secretario de Estado de Texas
8. Certificado Número N-300437
9. Sello (Sello Pre-impreso)
10. Firma (Firmado)

Gwyn Shea

Secretario de Estado

ST/clk

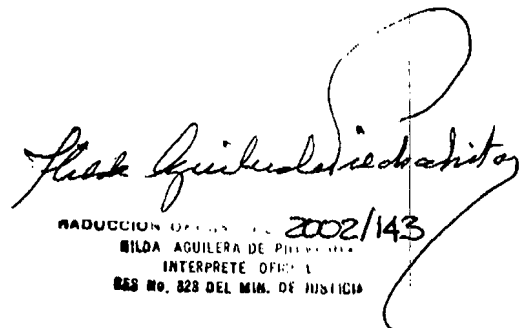
CUYA FIRMA APARECE EN EL
 DOCUMENTO DESEMPENA
 LAS FUNCIONES INDICADAS
 486019
 14/18 Gwyn Shea

MINISTERIO DE RELACIONES
 EXTERIORES

NO SE ADEPTA
 RESPONSALEIDAD DEL TEXTO
 2002 JUL 18 P 2:47
 JEFE DE LEGALIZACIONES
 SANITIZADO DE BOGOTÁ D.C.

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta oficina para su confrontación y a la cual me remito.

Bogotá, Julio 17 de 2002.


 RADUCCION OFICIAL 2002/143
 MILDY AGUILERA DE PINO
 INTERPRETE OFICIAL
 RES No. 828 DEL MIN. DE JUSTICIA

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, Ryan Van Zanten of Spring, Texas, David Horton of Houston, Texas and Per-Bjarte Tanche-Larsen of Sandnes, Norway, have invented "SURFACTANT ADDITIVES USED TO RETAIN PRODUCIBILITY WHILE DRILLING" for which I have made application for Letters Patent of the United States; and

Whereas, HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a Delaware Corporation, having a place of business at 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 is desirous of acquiring an interest therein;

NOW, THEREFORE, for good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, I/We, by these presents do sell, assign and transfer and convey unto HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., its successors and assigns, the full and exclusive right, for the United States of America and its territorial possessions and for any and all foreign countries, in and to the said invention, described in the Patent Application serial number 12/827,451 filed on June 30, 2010 and any divisional, continuing or reissue application based on the present application preparatory to obtaining Letters Patent of the United States therefor; said invention, application and any and all Letters Patent issuing therefor to be held and enjoyed by HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., for its own use and behoof, and for its legal representatives, successors and assigns, to the full end of the term for which said Letters Patent may be granted, as fully and entirely as the same would have been held by me and had this assignment and sale not been made.

And I do further agree to sign all papers, make all rightful oaths and do all requisite acts for the filing of any disclaimer or for the filing and assignment of any divisional, continuing or reissue application or applications for patent based on the present application, as well as for any other U.S. or foreign application for patent which relates to the said invention.

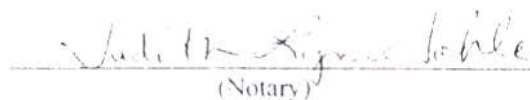
And I do further agree to communicate to HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., its successors, assign or other legal representatives, such facts relating to the invention disclosed in the present application or Letters Patent issuing thereon as may be known to me, and to testify as to such facts in any interference or other litigation.

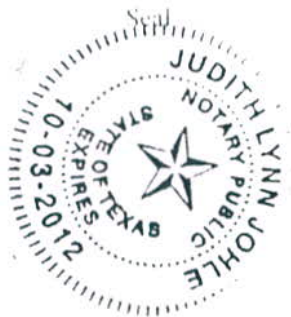
Executed this 19th day of July, 2010, at Houston, TX


Ryan Van Zanten

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Ryan Van Zanten and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 19th day of July, 2010.


(Notary)



Executed this 19 day of July, 2010, at Houston, TX

David Horton
David Horton

STATE OF Texas)
) ss
COUNTY OF Harris)

Before me personally appeared said David Horton and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 19th day of July, 2010.

Judith Lynn Johle
(Notary)



CESIÓN

Considerando que, Yo/Nosotros, Ryan Van Zanten de Spring, Texas, David Horton de Texas y Per-Bjarte Tanche-Larsen de Sandnes, Noruega, hemos inventado "ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA" para la que he hecho la solicitud de Títulos de Patente de los Estados Unidos; y

Considerando que, HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. una Sociedad de Delaware, que tiene su domicilio comercial en 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 tiene el deseo de adquirir un interés en la misma;

EN VIRTUD DE LO ANTERIOR, a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconoce, Yo/Nosotros, por la presente, vendemos, cedemos, transferimos y transmitimos a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores y cesionarios, el derecho completo y exclusivo, para los Estados Unidos de América y sus posesiones territoriales y para todos y cualesquier países diferentes a los Estados Unidos, en y para dicha invención, descrita en el número de serie de Solicitud de Patente 12/827,451 presentada el 30 de junio, 2010 y cualquier solicitud divisional, de continuación o de reemisión con base en la presente solicitud preparatoria para obtener los Títulos de Patente de los Estados Unidos de la misma; dicha invención, solicitud y todos y cualesquier Títulos de Patente que se emitan de la misma para ser poseídos y disfrutados por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., para su propio uso y beneficio, y para sus representantes legales, sucesores y cesionarios, hasta el fin completo del término para el cual se pueden otorgar dichos Títulos de Patente, tan plena y completamente como si los mismos hubieran sido poseídos por mí si no se hubiera realizado esta cesión y venta.

Y acuerdo adicionalmente firmar todos los documentos, hacer todos los juramentos legales y hacer todos los actos necesarios para la presentación de cualesquier descargo o para la presentación y cesión de cualquier solicitud o solicitudes divisionales, de continuación o de reemisión de patente con base en la presente solicitud, así como también para cualquier otra solicitud estadounidense o extranjera de patente que se relacione con dicha invención.

Y me comprometo a comunicar adicionalmente a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores, cesionarios u otros representantes legales, dichos

hechos que se relacionen con la invención descrita en la presente solicitud o Títulos de Patente que se emitan a la misma según lo pueda llegar a saber, y testificar en cuanto a dichos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

Legalizado, el día 19 de julio, 2010, en Houston, TX

(Aparece firma)

Ryan Van Zanten

ESTADO DE Texas)
)ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Ryan Van Zanten y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 19 de julio, 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
JUDITH LYNN JOHLE
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
EXPIRA 10-03-2012)

Legalizado, el día 19 de julio, 2010, en Houston, TX

(Aparece firma)

David Horton

ESTADO DE Texas)

)ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho David Horton y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 19 de julio, 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
JUDITH LYNN JOHLE
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
EXPIRA 10-03-2012)

Legalizado, el día 19 de julio, 2010, en Houston

(Aparece firma)

Per-Bjarte Tanche-Larsen

ESTADO DE Texas)

)ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Per-Bjarte Tanche-Larsen y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día ___ de _____, 2010.

(Notario)

Sello

ADITIVOS SURFACTANTES UTILIZADOS PARA MANTENER LA PRODUCTIVIDAD MIENTRAS SE PERFORA

[0001] La presente invención se refiere, generalmente, a la producción de hidrocarburo y más particularmente, a composiciones y métodos útiles para perforar una boca de pozo en una formación subterránea.

[0002] Una variedad de fluidos de perforación se utilizan en la perforación de pozos de petróleo y gas, junto con otras aplicaciones de fluidos de perforación y procedimientos de perforación. En la perforación rotativa, los fluidos de perforación cumplen con una variedad de funciones y tienen una variedad de características. Los fluidos de perforación tradicionales incluyen lodos de perforación o "lodos" simples. Los fluidos de perforación se utilizan, generalmente, para llevar las cortaduras desde la parte inferior de la barrena perforadora, transportarlas a través del anillo entre la sarta de perforación y la boca de pozo y permitir su separación en la superficie, mientras que al mismo tiempo enfría y limpia la barrena perforadora. Un lodo de perforación puede reducir también la fricción entre la sarta de perforación y las paredes de la boca de pozo, mientras mantiene la estabilidad de secciones no entubadas del pozo de sondeo.

[0003] Los fluidos de perforación típicos pueden clasificarse de conformidad con su fluido base. Los lodos de base agua comprenden un fluido acuoso como la fase continua. Partículas sólidas pueden suspenderse en un fluido acuoso y en algunos casos, el petróleo puede emulsionarse en el agua. De manera similar, los fluidos de perforación de base salmuera son lodos de base agua en donde el fluido acuoso es una salmuera. Los lodos de base petróleo (OBM) son los opuestos a aquellos fluidos oleaginosos que comprenden la fase continua. Las partículas sólidas pueden suspenderse en petróleo y en algunos casos, el agua o salmuera pueden emulsionarse en el petróleo. La fase continua de petróleo incluye, típicamente, diesel, aceite mineral, esteres o alfa-olefinas.

[0004] Los fluidos de perforación contienen, típicamente, aditivos que se utilizan para varios fines. Un aditivo común es un aditivo de pérdida de fluido, el cual puede utilizarse para prevenir la intrusión de fluidos de perforación en una formación subterránea

que se está penetrando y para formar un aglomerado endurecido de poca permeabilidad, lo cual sella temporalmente los poros y otras aberturas en la formación subterránea. Un aglomerado endurecido es el residuo depositado en una superficie permeable tal como una superficie de una formación subterránea cuando una lechada, suspoemulsión o suspensión, tal como un fluido de perforación, se presiona contra la superficie, bajo presión. Aglomerado endurecido se define en el presente trabajo, como una combinación de cualquier sólido añadido, si lo hubiere, y sólidos perforados con el fluido de perforación. Filtrado se entiende, usualmente, como el líquido que pasa a través de una superficie dejando el aglomerado endurecido sobre la superficie. La producción de hidrocarburo reducido puede resultar de un daño a un yacimiento cuando un aglomerado endurecido pobre permite una profunda invasión del filtrado. Adicionalmente, en algunas circunstancias puede ser difícil eliminar un aglomerado endurecido.

[0005] De esta forma, la limpieza de una formación después de la perforación de formaciones subterráneas con fluidos de perforación tal como lodos de base agua o OBM, puede constituir una importante etapa en la preparación de un pozo para la producción. Técnicas tradicionales involucran el uso de uno o más fluidos secundarios para eliminar o degradar el aglomerado endurecido, antes de que el pozo comience a producir o en la preparación del pozo para utilizarlo como pozo de inyección. Como cada operación de tratamiento aumenta la complejidad y de tal manera, el costo de perforación de una boca de pozo, se busca un aglomerado endurecido más eficiente y la limpieza de la formación, a los fines de maximizar la recuperación del hidrocarburo.

[0006] De conformidad con un aspecto de la presente invención, se proporciona un método que comprende suministrar un fluido de perforación que tiene: un fluido acuoso, un surfactante de la microemulsión y opcionalmente, un fluido no-polar y perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso o un cuello de poro o ambos, utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro de la boca de pozo o en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con, al menos, el fluido no-polar.

[0007] De conformidad con otro aspecto de la presente invención, se proporciona un método que comprende suministrar un fluido de perforación que contiene: un fluido acuoso y un surfactante de la microemulsión y perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso, dentro de la boca de pozo.

[0008] De conformidad con otro aspecto más de la presente invención, se proporciona un método que comprende suministrar un fluido de perforación que contiene: un fluido de base acuosa y un surfactante de la microemulsión, un fluido no-polar y la perforación de una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con, al menos, el fluido no-polar.

[0009] De conformidad con otro aspecto de la presente invención, se proporciona un método que comprende suministrar un fluido de perforación que contiene: un fluido de base acuosa y un surfactante de la microemulsión y la perforación de una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un cuello de poro y permitir que el surfactante elimine el bloque de petróleo y/o el bloque de agua del cuello del poro.

[0010] Las características y ventajas de la presente invención serán evidentes para los expertos en la materia. Numerosos cambios pueden realizar los expertos en la materia, siempre que se encuentren dentro del ámbito de la invención.

[0011] Aun cuando varias ventajas se divulgan en el presente trabajo, no todas se van a discutir en el mismo. Se ha descubierto que el uso de un fluido de perforación capaz de formar una microemulsión in-situ puede resultar en una mayor productividad conservada que otras técnicas de perforación. Por ejemplo, el uso de un fluido de perforación de la presente invención puede resultar en una productividad conservada mayor que la obtenida a través del uso de un fluido de perforación convencional junto con uno o más de los tratamientos de perforación. Tal como se utiliza en el presente trabajo, "productividad conservada" se refiere a la permeabilidad relativa de una formación después de su exposición a un fluido de perforación dividido por la permeabilidad de la formación, antes

de la exposición al fluido de perforación. En algunas representaciones, la productividad retenida puede ser mayor a un 100%, lo cual puede indicar que la permeabilidad de la formación es mayor, después del contacto con los fluidos de perforación de la presente invención descritos en el presente trabajo, que la formación antes de contactar el fluido de perforación. La capacidad para aumentar la permeabilidad de la formación o en un sentido estimular la formación utilizando el fluido de perforación puede representar una ventaja de la presente invención. Tal como se utiliza en el presente trabajo, el término “fluido de perforación” incluye, pero no se limita a: fluidos de perforación, fluidos de perforación especial-“drill-in” y fluidos de completación. Un fluido de perforación especial - “drill-in” es, generalmente, un fluido de perforación utilizado para perforar la boca de pozo en porciones de producción de una formación subterránea a los fines de minimizar el daño, maximizar la producción de zonas expuestas y facilitar cualquier completación de pozo que se necesite. A diferencia de un fluido de perforación, el fluido de perforación especial - “drill-in” contiene, generalmente, algunos sólidos y los sólidos que contiene tienen un tamaño frecuentemente controlado para minimizar la penetración o invasión en la matriz de la formación, a los fines de evitar el daño de la formación en producción. Tal como se utiliza en el presente trabajo, una operación de perforación incluye, pero no se limita a: la operación de perforación, una operación de perforación especial -“drill-in”, una operación de perforación con insuficiente contrapeso, una operación de perforación sobre-balanceada y cualquier otra operación de perforación para fines subterráneos conocida por cualquier experto en la materia.

[0012] En general, las microemulsiones son mezclas homogéneas macroscópicas, termodinámicamente estables, de tres o más componentes, a saber, una fase polar, una fase no polar y un surfactante, lo cual puede incluir más de un surfactante (por ejemplo: con un cosurfactante tal como: alcohol, glicol o fenol o sus derivados etoxi). En algunas representaciones, los co-surfactantes pueden incluirse cuando se utilizan los surfactantes iónicos. Las microemulsiones se forman espontáneamente y en general, son termodinámicamente estables. Las formulaciones de la fase de microemulsión pueden describirse, generalmente, por tipo Winsor, incluyendo Winsor I, Winsor II y Winsor III.

Estos tipos son generalmente descritos así: Winsor I: cuando contiene una microemulsión en equilibrio con un exceso de la fase de petróleo; Winsor II: cuando contiene una microemulsión en equilibrio con un exceso de la fase de agua y Winsor III: cuando contiene una microemulsión en fase intermedia en equilibrio con un exceso de agua y de petróleo (por ejemplo: como parte de un sistema de tres-fases). Adicionalmente, un Winsor IV es una microemulsión de una sola fase sin exceso de petróleo o de agua. La microemulsión Winsor IV de una sola fase, termodinámicamente estable, puede evolucionar por un cambio en la formación o composición en la formación de una miniemulsión o nanoemulsión, lo cual es un sistema de dos fases, con gotas de tamaño de un submicron, lo cual puede ser estable para un largo periodo pero no de manera permanente como una microemulsión.

[0013] Se cree que la formación de la microemulsión es termodinámicamente favorable y puede, en consecuencia, formarse con o sin la circulación del fluido de perforación. La microemulsión puede formarse de manera ventajosa *in-situ*, al contactar el surfactante de la microemulsión y el fluido oleaginoso o puede formarse en la superficie entre el surfactante de la microemulsión y uno o más de los fluidos polares. Tal como se utiliza en el presente trabajo, "un fluido oleaginoso" se refiere a cualquier fluido de hidrocarburo incluyendo, pero no limitándolo a, petróleo, gas natural, condensados de gas natural y componentes de petróleo pesado (por ejemplo: asfaltenos). Así, un surfactante de la microemulsión puede utilizarse para entregar un fluido no polar (por ejemplo: un lubricante) en una boca de pozo durante la perforación, mientras se forma simultáneamente una microemulsión *in-situ* con un fluido oleaginoso encontrado en la boca de pozo. Adicionalmente, el uso de un fluido de perforación comprende que un surfactante de la microemulsión pueda utilizarse para alterar la humectabilidad de la superficie de la formación, eliminar el petróleo y/o los bloques de agua y cambiar la humectabilidad de un aglomerado endurecido o de otro aditivo de pérdida de fluido colocado en la formación subterránea durante la perforación. La capacidad para alterar la humectabilidad de un aglomerado endurecido puede mejorar las soluciones del daño (destrucción del aglomerado endurecido) cuando los ácidos minerales, ácidos orgánicos, agentes de oxidación, enzimas

solubles en agua (por ejemplo: catalizadores), agentes quelantes y generadores ácidos *in situ* son bombardeados en la boca de pozo después o durante el proceso de perforación. Otra ventaja de los fluidos de perforación descritos en el presente trabajo es que el fluido de perforación no requiere de ningún aceite o solvente en la formación. Como resultado, los fluidos de perforación pueden tener una mayor capacidad de carga para la incorporación de un fluido oleaginoso o un fluido no polar. Como ventaja adicional, los solventes no se necesitan para el fluido de perforación de la presente invención, ya que los surfactantes de la microemulsión pueden tener la capacidad de formar microemulsiones con una variedad de hidrocarburos.

[0014] En una representación, un método de conformidad con la presente invención comprende proporcionar un fluido de perforación y perforar una boca de pozo en una formación subterránea que contiene un fluido oleaginoso utilizando un fluido de perforación. El fluido de perforación, generalmente, es un fluido de perforación de base agua que comprende un fluido acuoso y un surfactante de microemulsión. El surfactante de la microemulsión útil con la presente invención puede formar una microemulsión con el fluido oleaginoso, dentro de la boca de pozo. En algunas representaciones, el fluido de perforación puede comprender un surfactante de la microemulsión o una mezcla de surfactante y frecuentemente, una mezcla de surfactante-co-surfactante, en donde el co-surfactante puede ser una sustancia anfífilica corta tal como un alcohol (por ejemplo: propanol, butanol, pentanol en sus diferentes estructuras de isomerización, así como también glicoles y alcoholes etoxilados y propoxilados o fenoles).

[0015] El fluido acuoso utilizado en los fluidos de perforación de la presente invención puede comprender cualquier fluido acuoso conocido por algún experto en la materia. Fluidos acuosos idóneos pueden incluir, pero no se limitan a: agua dulce, agua salada (por ejemplo: agua que contiene una o más sales disueltas en la misma), salmuera (por ejemplo: agua salada saturada), salmuera ponderada (por ejemplo: una solución acuosa de bromuro de sodio, bromuro de calcio, bromuro de zinc y sus análogos) o cualquier combinación de estos. Generalmente, el fluido acuoso puede encontrarse en forma de cualquier fuente, en el entendido de que no contiene componentes que puedan afectar

adversamente la estabilidad y/o rendimiento de los fluidos de perforación de la presente invención. En ciertas representaciones, la densidad del fluido de base acuosa puede aumentarse, entre otros fines, para el transporte adicional de partículas y para la suspensión de los fluidos de perforación de la presente invención. Aun cuando un fluido acuoso puede utilizarse para formar las microemulsiones, se apreciará que en algunas representaciones pueden también utilizarse otros líquidos polares tales como alcoholes y glicoles, solos o junto con un fluido acuoso. En una representación, el fluido acuoso se encuentra presente en el fluido de perforación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente, un 40% hasta alrededor de un 99.9%, según el peso del fluido de perforación.

[0016] Los fluidos de perforación de la presente invención pueden comprender uno o más surfactantes de la microemulsión. En general, un surfactante de la microemulsión puede incluir cualquier surfactante capaz de formar una microemulsión sola o en combinación con un co-surfactante. Surfactantes de microemulsión idóneas para utilizarlos con los fluidos de perforación de la presente invención incluyen, pero no se limitan a: surfactantes no iónicos, aniónicos, catiónicos y anfotéricos, cualquier derivado de estos y cualquier combinación de los mismos. Surfactantes no iónicos idóneos incluyen, pero no se limitan a: poliglucosidos alquil, sorbitan esteres, metil glucosido ésteres, aminas etoxiladas, diamina etoxiladas, poliglicerol esteres, alquil etoxilados y alcoholes que han sido polipropoxilados y/o polietoxilados o ambos; cualquier derivado de estos o cualquier combinación de los mismos. El término "derivado" tal como se utiliza en el presente trabajo se refiere a cualquier compuesto que esté hecho de uno de los compuestos identificados, por ejemplo, a través de la sustitución de un átomo en el compuesto enumerado con otro átomo o grupo de átomos o reorganizando dos o más átomos en el compuesto enumerado. Surfactantes catiónicos idóneos incluyen, pero no están necesariamente limitados a: arginina metil ésteres, alcanolaminas, alquilenediamidas, sulfonatos alquil éster, sulfonatos alquil éter, sulfatos alquil éter, sulfatos alquil de metal alcali, sulfonatos alquil o alquilaril, sulfosuccinatos, disulfonatos alquil o alquilaril, disulfatos alquil, alcohol polipropoxilados y/o sulfatos polietoxilados, tauratos, óxidos de amina, óxidos alquilamina, amidas etoxiladas, ácidos grasos alcoxilados, alcoholes

alcoxilados, aminas grasas etoxiladas, aminas alquil etoxiladas, betainas, betainas modificadas, alquilamidobetainas, compuestos amonio cuaternario, alquil propoxi-etoxisulfonato, alquil propoxi-etoxisulfato, alquilaril-propoxi-etoxisulfonato, cualquier derivado de estos o cualquier combinación de los mismos. Surfactantes específicos pueden incluir, pero no se limitan a, polioxietileno sorbitan monopalmitato, polioxietileno sorbitan monoestearato, polioxietileno sorbitan monooleato, alcoholes lineales alcoxilados, sulfatos alquil éster, ácido sulfónico dodecilbenceno, fenoles-nonil lineales, dioxano, óxido de etileno, polietilenglicol, aceites de castor etoxilados, dipalmitoil-fosfatidicolina, bencenosulfonato 4-(1' heptilnonil) sódico, polioxietileno nonil fenil éter, sulfosuccinato dioctil sódico, tetraetileneglicoldodecileter, octilbencenosulfonato sódico, sulfato hexadecil sódico, sulfato laureth sódico, óxido de etileno, óxido decilamina, betaina dodecilamina, óxido dodecilamina, cualquier derivado de estos o cualquier combinación de los mismos. En una representación no limitada, pueden utilizarse, al menos, dos surfactantes en una mezcla para crear una microemulsión de una sola fase *in situ*. Surfactantes de microemulsiones pueden también incluir surfactantes que contienen una extensión central brazo-separadora no iónica y un grupo polar iónico o no iónico. La extensión central brazo-separadora no iónica puede ser el resultado de polipropoxilación, polietoxilación o una mezcla de los dos en representaciones no limitantes.

[0017] La cantidad de surfactante de la microemulsión incluida en el fluido de perforación puede basarse en una cantidad de factores incluyendo, pero no limitándolo a: el tipo de fluido acuoso, la temperatura de la formación, el surfactante particular o la mezcla de surfactante utilizada y el tipo de aditivos adicionales incluidos. En una representación, el surfactante de la microemulsión se encuentra presente en el fluido de perforación en una cantidad que oscila desde, aproximadamente, 0.01% hasta alrededor de 20%, según el peso del fluido de perforación.

[0018] En una representación, un fluido de perforación pueden comprender un co-surfactante. Tal como se utiliza en el presente trabajo, un "co-surfactante" se refiere a un compuesto que participa en la adición de moléculas en un micela, pero no se agrega a sí misma. Co-surfactantes idóneos útiles con los fluidos de perforación de la presente

invención incluyen, pero no se limitan a: alcoholes, glicoles, fenoles, tioles, carboxilatos, sulfonatos, pirolidonas, cualquier derivado de estos y cualquier combinación de los mismos. En una representación, un alcohol útil como surfactante puede tener desde, aproximadamente, 3 hasta alrededor de 10 átomos de carbono. En una representación, alcoholes idóneos pueden incluir, pero no se limitan a: t-butanol, n-pentanol, n-hexanol, 2-etil-hexanol, propanol y sec-butanol. Glicoles idóneos pueden incluir, pero no se limitan a: etilenglicol, polietilenglicol, propilenglicol y trietilenglicol. En una representación, un co-surfactante puede incluirse en los fluidos de perforación de la presente invención en una cantidad que oscile desde, aproximadamente, 0.001% hasta alrededor de 20%, según el peso del fluido de perforación.

[0019] Como ventaja de los fluidos de perforación de la presente invención, no se requiere un solvente como componente del fluido de perforación. Como resultado de no tener un solvente, los fluidos de perforación pueden tener una mayor capacidad de carga por la incorporación de un fluido oleaginoso o un fluido no polar. En una representación, solventes típicos que no se requieren en la presente invención pueden comprender un solvente de base terpeno, un éster ácido alquil de una cadena corta de alcohol, un éster ácido aril de una cadena corta de alcohol, benceno, tolueno, xileno o cualquier otro solvente conocido por cualquier experto en la materia, para utilizarlo en una boca de pozo.

[0020] En una representación, el fluido in-situ contiene un fluido no polar. El fluido no polar puede comprender una variedad de aditivos útiles para perforar una boca de pozo en una formación subterránea. En una representación, el fluido de perforación de la presente invención puede formar una microemulsión con uno o más fluidos no polares, para permitir el transporte de los fluidos no polares hacia la formación subterránea, como parte de un fluido de perforación sustancialmente homogéneo. Los fluidos de perforación pueden tener la capacidad de entregar, al menos, una parte del fluido no polar en un sitio deseado dentro de la formación subterránea durante la perforación. Por ejemplo, el fluido de perforación puede contactarse con un fluido no polar que comprende un lubricante, para formar una microemulsión. Cuando el fluido de perforación se utiliza para perforar una

boca de pozo, el lubricante puede ayudar en la lubricación de la barrena perforadora. En una representación, pueden utilizarse cualquier cantidad de fluidos no polares para formar una microemulsión con el objeto de llevarla a la formación subterránea durante la perforación. En una representación, un fluido no polar puede formar una microemulsión con el surfactante de la microemulsión, además de que el surfactante de la microemulsión puede tener la capacidad de formar una microemulsión con un fluido oleaginoso dentro de la formación subterránea. Tal como se apreció anteriormente, los fluidos de perforación de la presente invención no requieren un solvente u otro líquido no polar. Como resultado, los fluidos de perforación pueden tener una mayor capacidad para los aditivos de fluido no polar y/o el fluido oleaginoso.

[0021] Aditivos idóneos pueden incluir lubricantes, los cuales pueden incluir un fluido sintético que incluye, pero no se limita a, fluidos de base éster, parafinas, olefinas isomerizadas, aceites minerales y cualquier combinación de estos.

[0022] Opcionalmente, los fluidos de perforación pueden comprender aditivos adicionales tales como: agentes de control de pérdida de fluido, agentes de pérdida de fluido degradables, agentes espumantes, agentes ponderantes, estabilizadores de emulsión, agentes anticongelantes, desestabilizadores de emulsiones, biocidas, algacidas, aditivos de control del pH, barredor-depurador de oxígeno, estabilizadores de arcillas, agentes ponderantes y sus análogos o cualquier otro aditivo que no afecte adversamente el fluido de perforación. En algunas representaciones, aditivos opcionales pueden incluirse en los fluidos "drill-in"-de perforación especial, en una cantidad que oscile en un rango de, aproximadamente, 0,001% hasta alrededor de 10%, según el peso de la composición de fluido "drill-in"-de perforación especial. Cualquier experto en la materia, con el beneficio de la presente divulgación, reconocería que la compatibilidad de cualquier aditivo debe probarse para garantizar que no afecte adversamente el rendimiento del agente de consolidación de la emulsión.

[0023] En una representación, un fluido de perforación puede comprender un agente de control de pérdida de fluido para minimizar la pérdida del fluido de perforación en la formación subterránea. Agentes de control de pérdida de fluido idóneos pueden incluir,

pero no se limitan a: carbonato de calcio, hermatita, ilmenita, tetróxido de magnesio, óxido manganoso, carbonato de hierro, óxido de magnesio, sulfato de bario y mezclas de estos. Agentes de control de pérdida de fluido idóneos, adicionales, pueden comprender sales dimensionadas. Estas sales dimensionadas pueden disolverse con agua no saturada cuando se desee. Sales idóneas pueden incluir, pero no se limitan a: NaCl, KCl, NaBr, KBr, HCOOK, HCOONa, CaCl, CaBr₂, ZnBr₂ y combinaciones de estos. Agente de control de pérdida de fluido comprende, generalmente, partículas que pueden tener una variedad de tamaños individuales. Hablando de manera general, la distribución del tamaño de la partícula del agente de control de pérdida de fluido debe ser suficiente para pasar a través del puente y sellar la abertura deseada del fondo del pozo. Por ejemplo: si los cuellos de los poros (esto es, aberturas muy pequeñas) en una parte de la formación subterránea deben puentearse, entonces sería beneficioso utilizar un agente de control de pérdida de fluido con una distribución del tamaño de la partícula más pequeña. Una distribución del tamaño de la partícula idónea para este tipo de aplicación oscilará desde, aproximadamente, 0,1 micrones hasta alrededor de 200 micrones.

[0024] En algunas representaciones, los fluidos de perforación utilizados en la presente invención pueden comprender un agente de control de pérdida de fluido degradable. Agentes de control de pérdida de fluido degradables se utilizan, entre otras cosas, para controlar el goteo en la formación. Agentes de control de pérdida de fluido degradables idóneos comprenden, generalmente, polímeros degradables incluyendo, pero no limitándolo a, polisacáridos, quitinas, quitosanos, proteínas, poliésteres alifáticos, poli(láctidos), poli(glicolidos), poli(ϵ -caprolactonas), poli(hidroxibutiratos), poli(anhídridos), policarbonatos alifáticos, poli(ortoésteres), poli(amino ácidos), poli(óxidos de etileno), polifosfazenos y mezclas de estos. En otras representaciones, el fluido de perforación puede comprender partículas de gel hidratable, degradable, que pueden romperse con quebradores o a través de un cambio en el pH; partículas de gel hidratable, degradable idóneas se describen en la Pat. EE.UU. No. 5.680.900, la cual se incorpora al presente trabajo en su totalidad, como referencia.

[0025] En algunas representaciones, el fluido de perforación puede comprender, además, un agente espumante. Tal como se utiliza en el presente trabajo, el término “espumante” se refiere también a fluidos co-mezclados. En algunas representaciones puede ser recomendable reducir la cantidad de fluido acuoso que se requiere en el fluido de perforación (por ejemplo: en formaciones subterráneas sensibles en agua). Pueden utilizarse varios gases para espumar los fluidos de perforación de esta invención, incluyendo, pero no limitándolo a: nitrógeno, dióxido de carbono, aire, metano, y mezclas de estos. Cualquier experto en la materia, con el beneficio de esta divulgación, será capaz de seleccionar un gas apropiado que pueda utilizarse para espumar los fluidos “drill-in”-de perforación especial de la presente invención. Agentes surfactantes espumantes idóneos pueden incluir, pero no se limitan a: betainas, óxidos de amina, sulfonatos metil ésteres, alquilamidobetainas, tales como cocoamidopropil betaina, sulfonato alfa-olefina, cloruro trimetiltallowamonio, C_8 a C_{22} sulfato alquiletoxilado y cloruro trimetilcocoamonio. Otros agentes espumantes idóneos y agentes estabilizadores de espuma pueden también incluirse, lo cual sería conocido para los expertos en la materia, junto con el benéfico de esta divulgación.

[0026] En algunas representaciones, el fluido de perforación utilizado en la presente invención puede además comprender un agente ponderante. Los agentes ponderantes se utilizan para, entre otras cosas, aumentar la densidad del fluido y en consecuencia, afectar la presión hidrostática ejercida por el fluido. Ejemplos de agentes ponderantes idóneos incluyen, pero no se limitan a: cloruro de potasio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de amonio, bromuro de zinc, formato de zinc, óxido de zinc y mezclas de estos.

[0027] En una representación, el fluido de perforación puede comprender un agente anticongelante para disminuir el punto de enfriamiento del fluido de perforación. Otros aditivos pueden ser idóneos, así como también podrían ser reconocidos por expertos en la materia junto con el beneficio de esta divulgación.

[0028] En una representación, los fluidos de perforación pueden prepararse utilizando cualquier método conocido por algún experto en el arte. Un método idóneo puede comprender combinar el fluido acuoso y el surfactante de la microemulsión para

formar un fluido de perforación. Luego, cualquier otro aditivo opcional puede añadirse al fluido de perforación antes de introducirlo al fluido en la formación subterránea.

[0029] Los fluidos de perforación pueden utilizarse para perforar cualquier parte de una formación subterránea incluyendo, pero no limitándolo, a una zona de producción a lo largo de la boca de pozo. En una representación, un método de perforación de una boca de pozo a través de una formación subterránea comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende un fluido acuoso y un surfactante de la microemulsión y utilizar el fluido de perforación para perforar, al menos, una parte de la boca de pozo en la formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso utilizando el fluido de perforación, en donde, el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro de la boca de pozo. En una representación, el fluido de perforación puede utilizarse para perforar, al menos, una parte de la boca de pozo en la zona de producción de una formación subterránea.

[0030] En algunas representaciones, al menos, una parte del fluido oleaginoso puede ser un hidrocarburo pesado tal como brea o asfalto. En estas representaciones, el fluido de perforación puede ayudar a eliminar, al menos, una parte de los hidrocarburos pesados de la formación subterránea. En general, los hidrocarburos pesados tienden a formar depósitos en la tubería y/o en el equipo de producción durante la perforación y producción del pozo. En virtud de que no se pretende establecer limitaciones por la teoría, se cree que la formación de una microemulsión con el fluido oleaginoso contentivo de hidrocarburo pesado, puede limitar o prevenir que los hidrocarburos pesados formen depósitos ya que el encapsulamiento del fluido oleaginoso puede limitar y/o prevenir que contacte las paredes de la boca del pozo y/o cualquier equipo del proceso.

[0031] En una representación, un método de perforación de una boca de pozo a través de una formación subterránea comprende, proporcionar un fluido de perforación que comprenda: un fluido de base acuosa, un surfactante de la microemulsión, un fluido no-polar y perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprenda un fluido oleaginoso, utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con, al menos, el fluido no-polar.

[0032] En una representación, el fluido de perforación divulgado en el presente trabajo puede utilizarse para alterar la humectabilidad de un aglomerado endurecido y/o la formación subterránea. Cuando un aglomerado endurecido y/o cara de la formación es petróleo húmedo, pueden originarse problemas de compatibilidad para ciertas operaciones de completación, tal como inyección del agua y empaque de grava. A los fines de alterar la humectabilidad de un aglomerado endurecido y/o cara de la formación y humedecerlo más con agua, el aglomerado endurecido puede ser más compatible con la inyección de agua y los fluidos portadores de empaque de grava de base salmuera. Adicionalmente, un aglomerado endurecido humedecido con agua puede eliminarse más fácilmente con un fluido de limpieza de base acuosa (por ejemplo: un fluido que comprenda ácidos minerales, ácidos orgánicos, agentes de oxidación, enzimas solubles en agua y generadores de ácido *in situ*) si fuese necesario.

[0033] En una representación, un método de perforación de una boca de pozo a través de una formación subterránea comprende suministrar un fluido de perforación que comprende: un fluido de base acuosa, un surfactante de la microemulsión y perforar una boca de pozo en una formación subterránea. En una representación, el fluido de perforación aumenta la humectabilidad con agua de la formación subterránea, contactando dicha formación subterránea durante la perforación. En otra representación, el fluido de perforación comprende también un agente de control de pérdida de fluido; el agente de control de pérdida de fluido forma una capa colocada en la formación subterránea y la humectabilidad con agua del agente de control de pérdida de fluido aumenta.

[0034] Un bloque de agua se refiere, generalmente, a una condición causada por un aumento en la saturación de agua en el área cerca de la boca de pozo. Un bloque de agua puede formarse cuando el área cerca de la boca de pozo se expone a un volumen relativamente grande de filtrado del fluido de perforación. La presencia aumentada de agua puede ocasionar que cualquier arcilla presente en la formación se hinche y cause una reducción en la permeabilidad y/o el agua puede recogerse en los cuellos de los poros, resultando en una permeabilidad disminuida debido a una presión capilar aumentada y a fuerzas cohesivas. De manera similar, un bloque de petróleo se refiere, generalmente, a una

condición en la cual una cantidad de petróleo aumentada satura el área cerca de la boca del pozo. Debido a la humectabilidad de la formación subterránea y la presión capilar resultante, el petróleo puede reducir la permeabilidad de la formación subterránea en la circulación de los fluidos, incluyendo petróleo y agua. En una representación, los fluidos de tratamiento y métodos descritos en el presente trabajo pueden utilizarse para eliminar el bloque de petróleo o de agua, a través de la eliminación de, al menos, una parte de agua y/o petróleo en el área cerca de la boca del pozo y/o alterando la humectabilidad de la formación subterránea. Esto puede directa o indirectamente conllevar a una reducción de la presión capilar en la porosidad de la formación. La presión capilar reducida puede conllevar al aumento de los índices de drenaje de petróleo y/o agua. Tal como se apreciará, índices de drenaje de agua mejorados deben permitir una reducción en los bloques de agua existentes, así como también una reducción en la formación de bloques de agua.

[0035] En una representación, un método de perforar una boca de pozo a través de una formación subterránea comprende suministrar un fluido de perforación que comprende: un fluido de base acuosa, un surfactante de la microemulsión y perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un cuello de poro y permitir que el surfactante elimine, al menos, una porción de un bloque de petróleo y/o un bloque de agua del cuello del poro.

[0036] A los fines de facilitar una mejor comprensión de la presente invención, se presentan los siguientes ejemplos de ciertos aspectos de algunas representaciones. De ninguna manera deben interpretarse estos ejemplos como para limitar o definir el ámbito de la invención.

EJEMPLO 1

[0037] Con el objeto de demostrar la productividad conservada y varias otras propiedades de los fluidos de perforación de la presente invención, se prepararon y probaron tres ejemplos etiquetados de la siguiente forma: Muestra 1, Muestra 2 y Muestra 3 y se utilizó un tapón del núcleo de arenisca para medir la productividad conservada. En las muestras, ALDACIDE® G es un biocida comercialmente disponible en Halliburton Energy Services, Inc. de Houston, Texas; OXYGON es una sal ácida orgánica utilizada como un barredor-depurador de oxígeno y CFS-511 es un surfactante de base éster, comercialmente disponible en Halliburton Energy Services, Inc. de Houston, Texas. Las muestras se prepararon de conformidad con las formulaciones que se mostraron en la Tabla 1. Una mezcla de lauril amidopropil betaina y butanol en una relación mol de, aproximadamente, 1:5.5 se incluyó en la mezcla.

TABLA 1			
Muestra Formulaciones			
<u>Componente</u>	<u>Muestra 1</u>	<u>Muestra 2</u>	<u>Muestra 3</u>
Fluido Base Acuosa			

Agua (bbl, m ³)	Equilibrada para producir 0.99 bbl (0,12 m ³) total	0,904 (0,11 m ³)	0,868 (0,10 m ³)
NaBr (lbs, kg)			105,3 (47,76)
KCl (lbs, kg)		42,4 (19,2)	26,3 (11,9)
NaCl (lbs, kg)		43,4 (19,7)	26,3 (11,9)
NaHCO ₃ (mg/L)	285		
CaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	1246		
MgCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	6.174		
Na ₂ SO ₄ (mg/L)	4.551		
KCl (mg/L)	147		
NaCl (mg/L)	3.990		
Aditivos			
ALDACIDE G (lbs, kg)	0,25 (0,11)	0,25 (0,11)	0,25 (0,11)
OXYGON (lbs, kg)	0,3 (0,14)	0,1 (0,05)	0,1 (0,05)
Lauril amidopropil betaina y butanol (bbl, m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)
CFS-511 (bbl, m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0,005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)

[0038] Las muestras se probaron de acuerdo con el siguiente procedimiento. Un núcleo de arenisca Berea se vació saturado, utilizando una formación de agua Azeri. La formación de agua Azeri sintética presentó un contenido de sal como el que se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2
Formación Sintetica de Agua Salada

Concentraciones	
Componente	Concentración
NaHCO ₃ (mg/L)	3.359
CaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	331
MgCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	110
KCl (mg/L)	80
NaCl (mg/L)	19.044
Na ₂ SO ₄ (mg/L)	22
BaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	21
SrCl ₂ · 6H ₂ O (mg/L)	24

[0039] El núcleo se cargó en un permeámetro sellado y presurizado hasta 1.000 libras por pulgada cuadrada ("psi", 6895 kPa). El permeámetro permite el flujo a través del núcleo en dos direcciones: la primera, definida como la dirección de tratamiento y la dirección opuesta definida como la dirección de producción. El núcleo se calentó a 158°F (70°C) y se aplicó una presión posterior de 500 psi (3.447 kPa). SOLTROL® (una isoparafina no volátil, disponible en Chevron Phillips Chemical Company L.P. de Woodlands, Texas) circuló a través del núcleo a una velocidad constante de 2 mililitros ("mL") por minuto, en la dirección de producción, hasta que la presión estable cayó y se observó la permeabilidad. La permeabilidad inicial del núcleo se tomó en este valor. Posteriormente, aproximadamente, 10 volumen del poro de la Muestra 1 se pasaron a través del núcleo en dirección de inyección. Luego, se permitió que SOLTROL® circulara a través del núcleo en la dirección de producción y se midió la permeabilidad devuelta. Este valor se utilizó para calcular la productividad conservada del núcleo.

[0040] Al menos, aproximadamente, 10 volumen del poro de formación de agua Azeri sintética se utilizó para circular a través del núcleo en dirección de producción, para ayudar al núcleo retornar a su condición inicial. El proceso se repitió comenzando con la circulación de SOLTROL® a través del núcleo, a 2 mL por minuto, en dirección de producción, para medir la permeabilidad inicial, a los fines de medir los resultados de la

Muestra 2 y de la Muestra 3. Después de que se activaron todas las muestras, se permitió que SOLTROL® circulara a través del núcleo en dirección de producción. Las mediciones se llevaron a cabo utilizando el mismo núcleo. La productividad conservada se midió cuando se permitió el contraflujo del SOLTROL® a través del núcleo en dirección de producción y cuando a la formación de agua sintética se le permitió el contraflujo a través del núcleo en dirección de producción. Los resultados de la productividad conservada se muestran en la Tabla 3.

TABLA 3 Resultados de Productividad Conservada		
<u>Muestra</u>	<u>Productividad Conservada con Contraflujo de SOLTROL®</u>	<u>Productividad Conservada con Contraflujo de Formación de Agua Sintética</u>
Muestra 1	136%	128%
Muestra 2	135%	102%
Muestra 2	100%	107%

[0041] Fundamentado en estos resultados, puede observarse que la productividad conservada fue mayor que el 100% para ambos: el contraflujo del SOLTROL® y la formación de agua sintética. En una representación, la productividad conservada se medirá utilizando los valores obtenidos al producirse la circulación de la formación de agua a través de la formación, lo cual sería simulado de manera más cercana a través del valor de contraflujo de la formación de agua sintética.

[0042] Se prepararon ejemplos comparativos sin el aditivo de la microemulsión (esto es, muestras idénticas sin el aditivo lauril amidopropil betaina y butanol). Estas muestras mostraron productividad conservada entre 35% y 75%. Tal como sería evidente para cualquier experto en la materia, el uso del fluido de perforación de conformidad con la presente invención permite una productividad conservada mejorada, relativa a los fluidos de perforación convencionales.

EJEMPLO 2

[0043] Una variedad de paquetes de surfactantes se probaron frente a los fluidos de tratamiento solvente/surfactante comparativos, utilizando 150 μ D núcleos de arenisca Crab Orchard, de conformidad con el procedimiento descrito en el Ejemplo 1 anterior. Las muestras se etiquetaron como Muestra 4 a la Muestra 10. Las muestras que comprenden un surfactante de la microemulsión, de acuerdo con la presente invención, incluyeron la Muestra 4 contentiva de óxido decilamina y octil pirrolidona, Muestra 5 contentiva de dodecilamina betaina y butanol y la Muestra 6 contentiva de óxido dodecilamina. Muestras comparativas incluyeron la Muestra 7 contentiva de una combinación de terpeno/surfactante emulsionado, tal como una combinación de terpeno y de un alcohol etoxilado, el cual se encuentra disponible como GasPerm 1000SM, disponible en Halliburton Energy Services, Inc. en Houston, Texas; Muestra 8 comprende solvente de terpeno y un surfactante, el cual se encuentra disponible como MA-844 en Halliburton Energy Services, Inc. en Houston, Texas; la Muestra 9 comprende solo salmuera de cloruro de potasio y la Muestra 10 comprende un surfactante afotérico tradicional (tallow amidopropil betaina). Los resultados de la productividad conservada se muestran en la Tabla 4.

TABLA 4	
Resultados de Productividad Conservada	
<u>Muestra</u>	<u>Productividad Conservada con</u>
Muestra 4	80%
Muestra 5	100%
Muestra 6	100%
Muestra 7	60%
Muestra 8	40%
Muestra 9	30%
Muestra 10	20%

[0044] En consecuencia, la presente invención se adapta muy bien para alcanzar los fines y ventajas mencionadas, así como también aquellas que son inherentes a la misma. Las representaciones particulares divulgadas anteriormente son sólo con carácter

ilustrativo, ya que esta invención puede modificar y ponerse en práctica de diferentes maneras equivalentes y evidentes para los expertos en la materia, con el beneficio de las enseñanzas de la misma. Más aún, no se pretende limitar los detalles y diseños de elaboración mostrados en el presente trabajo, sino únicamente lo descrito en las reivindicaciones que se presentan más adelante. Por consiguiente, es evidente que las representaciones ilustrativas particulares divulgadas anteriormente pueden alterarse, combinarse o modificarse y todas estas variaciones se consideran dentro del ámbito de la presente invención. Mientras que las composiciones y métodos se describen en términos como “comprenden”, “tienen”, “contentivos” o “incluyen”, varios componentes o etapas, las composiciones y métodos pueden también “consistir esencialmente de” o “consistir de” los varios componentes y etapas. Todas las cantidades y rangos divulgados anteriormente pueden variar en pequeñas cantidades. Siempre que se divulga un rango numérico con límite inferior y límite superior, cualquier cantidad y rango incluido que se encuentre dentro del rango se divulga específicamente. En particular, todo rango de valores (de la forma, “desde aproximadamente a hasta, aproximadamente b”, o de manera equivalente “desde aproximadamente a hasta b” o de manera equivalente “desde aproximadamente a-b” divulgados en el presente trabajo, debe comprenderse como que determina todo número y rango incluido dentro del amplio rango de valores. También, los términos en las reivindicaciones tienen su significado común y pleno, salvo que sea explícita y claramente definido por la patente. Más aun, los artículos indefinidos “un” o “una” o “uno”, en la forma utilizada en las reivindicaciones se definen en el presente trabajo para definir uno o más de los elementos que introducen. Si existe algún conflicto en el uso de una palabra o término en esta especificación y una o más patentes u otros documentos que pueden incorporarse al presente trabajo como referencia, deben adoptarse las definiciones que son consistentes con esta especificación.

REIVINDICACIONES

1. Un método que comprende:

proporcionar un fluido de perforación que comprende:

un fluido acuoso;

un surfactante de la microemulsión; y

opcionalmente un fluido no-polar; y

perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso o un cuello de poro o ambos utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro de la boca de pozo o en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con, al menos, el fluido no-polar.

2. El método de la reivindicación 1, en donde el método comprende: proporcionar un fluido de perforación que comprende:

un fluido de base acuosa;

un surfactante de la microemulsión; y

un fluido no polar; y

perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso utilizando el fluido de perforación, en donde el surfactante de la microemulsión forma una microemulsión con, por lo menos, el fluido no polar.

3. El método de la reivindicación 1 ó 2, en el cual la formación subterránea tiene una productibilidad retenida mayor de aproximadamente un 50%.

4. El método de la reivindicación 1 ó 2, en donde la formación subterránea tiene una productibilidad retenida mayor de aproximadamente un 100%.

5. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el fluido de perforación comprende por lo menos un surfactante seleccionado del grupo que consiste de: un surfactante aniónico, un surfactante catiónico, un surfactante de iones dipolares, y cualesquier combinaciones de los mismos.

6. El método de la reivindicación 5 en donde el surfactante de la microemulsión comprende por lo menos un surfactante seleccionado del grupo que consiste de: arginina metil ésteres, alcanolaminas, alquilenediamidas, sulfonatos alquil éster, sulfonatos alquil éter, sulfatos alquil éter, sulfatos alquil de metal álcali, sulfonatos alquil o alquilaril, sulfosuccinatos, disulfonatos alquil o alquilaril, disulfatos alquil, alcohol polipropoxilados y/o sulfatos polietoxilados, tauratos, óxidos de amina, óxidos alquilamina, amidas etoxiladas, ácidos grasos alcoxilados, alcoholes alcoxilados, aminas grasas etoxiladas, aminas alquil etoxiladas, betainas, betainas modificadas, alquilamidobetainas, compuestos amonio cuaternario, cualquier derivado de estos o cualquier combinación de los mismos.

7. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el fluido de perforación comprende un surfactante no iónico de la microemulsión.

8. El método de la reivindicación 7 en donde el surfactante no iónico de la microemulsión comprende por lo menos un surfactante seleccionado del grupo que consiste de: alquil poliglucósidos, sorbitán ésteres, metil glucósido ésteres, aminas etoxiladas, diamina etoxiladas, poliglicerol ésteres, alquil etoxilados, alcoholes que han sido polipropoxilados y/o polietoxilados o ambos; cualquier derivado de estos y cualquier combinación de los mismos.

9. El método de cualquier reivindicación precedente que comprende un co-surfactante.

10. El método de la reivindicación 9 en donde el co-surfactante comprende por lo menos un compuesto seleccionado del grupo consistente de: un alcohol, glicol, fenol, tiol, carboxilato, sulfonato, pirrolidona; cualquier derivado de estos o cualquier combinación de los mismos.

11. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el surfactante de la microemulsión se encuentra presente en el fluido de perforación en una cantidad que oscila desde aproximadamente 0,01% hasta aproximadamente 20%, según el peso del fluido de perforación.

12. El método de cualquier reivindicación precedente en donde ubicar el fluido de tratamiento en una formación subterránea implica una operación subterránea seleccionada del grupo que consiste de una operación de perforación, una operación de perforación interna, una operación de perforación bajoequilibrada, y una operación de perforación sobreequilibrada.

13. El método de cualquier reivindicación precedente, en donde el fluido de perforación aumenta la humectabilidad con agua de la formación subterránea.

14. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el fluido de perforación comprende un agente de control de pérdida de fluido, y en donde el agente de control de pérdida de fluido forma una capa dispuesta sobre la formación subterránea, y en donde el fluido de perforación aumenta la humectabilidad con agua del agente de control de pérdida de fluido.

15. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el fluido de perforación evita la formación de un bloque de agua en la formación subterránea.

16. El método de cualquier reivindicación precedente en donde el fluido comprende un lubricante.

17. El método de la reivindicación 16 en donde el fluido de perforación evita que el lubricante aumente la humectabilidad de la formación subterránea.

18. El método de cualquier reivindicación precedente en donde la formación de la microemulsión evita que el fluido no polar, el fluido oleaginoso o ambos formen un bloque de emulsión.

19. El método de cualquier reivindicación precedente, en donde el método comprende:

proporcionar un fluido de perforación que comprende:

un fluido de base acuosa; y

un surfactante de microemulsión; y

perforar una boca de pozo en una formación subterránea que comprende un cuello de poro; y

permitir que el surfactante elimine el bloque de petróleo, el bloque de agua o ambos del cuello del poro.

Resumen

La presente invención se relaciona con un método, en donde el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende: un fluido acuoso, un tensoactivo de microemulsión y opcionalmente un fluido no polar; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende un fluido oleaginoso o una garganta de poro o ambos utilizando el fluido de perforación, en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con el fluido oleaginoso dentro del agujero del pozo o en donde el tensoactivo de microemulsión forma una microemulsión con por lo menos el fluido no polar. Opcionalmente, el método comprende proporcionar un fluido de perforación que comprende un fluido base acuoso y un tensoactivo de microemulsión; y perforar un pozo en una formación subterránea que comprende una garganta de poro; y permitir al tensoactivo retirar un bloque de crudo, un bloque de agua, o ambos de la garganta de poro. De acuerdo con el método, la formación subterránea puede tener una productividad mayor retenida de aproximadamente 50%.

SURFACTANT ADDITIVES USED TO RETAIN PRODUCIBILITY WHILE DRILLING

[0001] The present invention relates generally to hydrocarbon production, and more particularly to compositions and methods useful for drilling a well bore in a subterranean formation.

[0002] A variety of drilling fluids are used in the drilling of oil and gas wells along with other drilling fluid applications and drilling procedures. In rotary drilling, drilling fluids perform a variety of functions and possess a variety of characteristics. Traditional drilling fluids include drilling muds, or simply "muds." Drilling fluids are generally used to carry cuttings from beneath the drill bit, transport them through the annulus between the drill string and the well bore, and allow their separation at the surface while at the same time cooling and cleaning the drill bit. A drilling mud can also reduce friction between the drill string and the sides of the well bore while maintaining the stability of uncased sections of the borehole.

[0003] Typical drilling fluids can be classified according to their base fluid. Water-based muds comprise an aqueous fluid as the continuous phase. Solid particles can be suspended in an aqueous fluid, and in some cases, oil can be emulsified in the water. Similarly, brine-based drilling fluids are water-based muds in which the aqueous fluid is a brine. Oil-based muds (OBM) are the opposite in that an oleaginous fluid comprises the continuous phase. Solid particles can be suspended in oil, and in some cases, water or brine can be emulsified in the oil. The oil continuous phase typically includes, diesel, mineral oil, esters, or alpha-olefins.

[0004] Drilling fluids typically contain additives that are used for various purposes. One common additive is a fluid loss additive, which may be used to prevent the intrusion of drilling fluids into the subterranean formation being penetrated and to form a thin, low permeability filter cake which temporarily seals pores and other openings in the subterranean formation. A filter cake is the residue deposited on a permeable surface such as a subterranean formation surface when a slurry, suspoemulsion, or suspension, such as a drilling fluid, is forced against the surface under pressure. A filter cake is defined herein as a combination of any added solids, if any, and drilled solids with the drilling fluid. Filtrate is commonly understood to be the liquid that passes through the surface, leaving the filter cake on the surface. Reduced hydrocarbon production can result from reservoir damage when a

poor filter cake allows deep filtrate invasion. In addition, a filter cake can be difficult to remove in some instances.

[0005] Thus, clean up of the formation after drilling into subterranean formations with drilling fluids such as water-based muds or OBMs can be an important step in preparing a well for production. Traditional techniques involve the use of one or more secondary fluids to remove or degrade the filter cake prior to producing the well or preparing the well for use as an injection well. As each treatment operation increases the complexity, and thus the cost, of drilling a well bore, more efficient filter cake and formation clean up is desired to maximize hydrocarbon recovery.

[0006] According to one aspect of the present invention there is provided a method comprising providing a drilling fluid comprising: an aqueous fluid, a microemulsion surfactant, and optionally a non-polar fluid; and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid or a pore throat or both using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore or wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid.

[0007] According to another aspect of the present invention there is provided a method comprising providing a drilling fluid comprising: an aqueous fluid; and a microemulsion surfactant; and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore.

[0008] According to a further aspect of the present invention there is provided a method comprising: providing a drilling fluid comprising: an aqueous base fluid; and a microemulsion surfactant; a non-polar fluid; and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid.

[0009] According to another aspect of the present invention there is provided a method comprising: providing a drilling fluid comprising: an aqueous base fluid; and a microemulsion surfactant; and drilling a well bore in a subterranean formation that comprises a pore throat; and allowing the surfactant to remove an oil block and/or a water block from the pore throat.

[0010] The features and advantages of the present invention will be apparent to those skilled in the art. While numerous changes may be made by those skilled in the art, such changes are within the scope of the invention.

[0011] While some advantages are disclosed, not all advantages will be discussed herein. It has been discovered that the use of a drilling fluid capable of forming a microemulsion *in-situ* can result in a retained producibility greater than other drilling techniques. For example, the use of a drilling fluid of the present invention can result in a retained producibility that is higher than that obtained by using a conventional drilling fluid along with one or more post drilling treatments. As used herein, "retained producibility" refers to the relative permeability of a formation after exposure to a drilling fluid divided by the permeability of the formation prior to exposure to a drilling fluid. In some embodiments, the retained producibility may be greater than 100%, which may indicate that the permeability of the formation is higher after contact with the drilling fluids of the present invention described herein than the formation before contact with the drilling fluid. The ability to increase the permeability of the formation, or in a sense stimulate the formation using the drilling fluid, may represent one advantage of the present invention. As used herein, the term "drilling fluid" includes, but is not limited to, drilling fluids, drill-in fluids, and completion fluids. A "drill-in" fluid is generally a drilling fluid used to drill the well bore into producing portions of a subterranean formation so as to minimize damage, maximize production of exposed zones, and facilitate any necessary well completion needed. Unlike a drilling fluid, a drill-in fluid generally contains few solids, and what solids it does contain are often size controlled to minimize penetration or invasion into the formation matrix to avoid damaging the production formation. As used herein, a drilling operation includes, but is not limited to, a drilling operation, a drill-in operation, an underbalanced drilling operation, an overbalanced drilling operation, and any other drilling operation for subterranean purposes known to one of ordinary skill in the art.

[0012] In general, microemulsions are thermodynamically stable, macroscopically homogeneous mixtures of three or more components: a polar phase, a nonpolar phase and a surfactant, which can include more than one surfactant (*e.g.*, with a cosurfactant such as an alcohol, glycol or phenol, or their ethoxy derivatives). In some embodiments, cosurfactants may be included when ionic surfactants are used. Microemulsions form spontaneously and are generally thermodynamically stable.

Microemulsion phase formulations can generally be described by Winsor type, including Winsor I, Winsor II and Winsor III. These types are generally described by: Winsor I when it contains a microemulsion in equilibrium with an excess oil phase; Winsor II when it contains a microemulsion in equilibrium with excess water; and Winsor III when it contains a middle phase microemulsion in equilibrium with excess water and excess oil (*e.g.*, as a part of a three-phase system). In addition, a Winsor IV as a single-phase microemulsion, with no excess oil or excess water. The thermodynamically stable single phase Winsor IV microemulsion could evolve by a change in formulation or composition into the formation of a miniemulsion or nanoemulsion, which is a two-phase system with submicron size droplets which could be stable for long period of time, but not permanently stable as a microemulsion.

[0013] It is believed that the formation of the micro-emulsion is thermodynamically favorable and can therefore, form with or without circulation of the drilling fluid. The microemulsion can advantageously form *in-situ* upon contact of the microemulsion surfactant and an oleaginous fluid, or it can be formed on the surface between a microemulsion surfactant and one or more non-polar fluids. As used herein, an "oleaginous fluid" refers to any fluid hydrocarbon including, but not limited to, oil, natural gas, natural gas condensates, and heavy oil components (*e.g.*, asphaltenes). Thus, a microemulsion surfactant can be used to deliver a non-polar fluid (*e.g.*, a lubricant) to a well bore during drilling while simultaneously forming a *in-situ* microemulsion with an oleaginous fluid encountered in the well bore. In addition, the use of a drilling fluid comprising a microemulsion surfactant can be used to alter the wettability of the formation surface, remove oil and/or water blocks, and alter the wettability of a filter cake or other fluid loss additive placed into the subterranean formation during drilling. The ability to alter the wettability of a filter cake can improve the damage remediation (filter cake destruction) when mineral acids, organic acids, oxidizing agents, water-soluble enzymes (*e.g.*, catalysts), chelating agents and *in situ* acid generators are spotted into a well bore after or during the drilling process. Another advantage of the drilling fluids described herein is that the drilling fluid does not require any oil or solvent in the formulation. As a result, the drilling fluids can have a higher loading capacity for incorporation of an oleaginous fluid or a non-polar fluid. As a further advantage, solvents are not needed with the drilling fluid of the present invention as the microemulsion surfactants may be capable of forming microemulsions with a variety of hydrocarbons.

5A

[0014] In an embodiment, a method according to the present invention comprises providing a drilling fluid and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid. The drilling fluid is generally a water-based drilling fluid that comprises an aqueous fluid and a microemulsion surfactant. The microemulsion surfactant useful with the present invention can form a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore. In some embodiments, the drilling fluid may comprise a microemulsion surfactant or a surfactant blend and often a surfactant-cosurfactant mixture, in which the co-surfactant can be a short amphiphilic substance such as an alcohol (*e.g.*, propanol, butanol, pentanol in their different isomerization structures, as well as glycols, and ethoxyated and propoxylated alcohols or phenols).

[0015] The aqueous fluid used in the drilling fluids of the present invention can comprises any suitable aqueous fluid known to one of ordinary skill in the art. Suitable aqueous fluids may include, but are not limited to, fresh water, saltwater (*e.g.*, water containing one or more salts dissolved therein), brine (*e.g.*, saturated saltwater), weighted brine (*e.g.*, an aqueous solution of sodium bromide, calcium bromide, zinc bromide and the like), or any combination thereof. Generally, the aqueous fluid may be from any source, provided that it does not contain components that might adversely affect the stability and/or performance of the drilling fluids of the present invention. In certain embodiments, the density of the aqueous base fluid can be increased, among other purposes, to provide additional particle transport and suspension in the drilling fluids of the present invention. Although an aqueous fluid can be used to form the microemulsions, it will be appreciated that in some embodiments other polar liquids such as alcohols and glycols, alone or together with an aqueous fluid, may also be used. In an embodiment, the aqueous fluid is present in the drilling fluid in an amount ranging from about 40% to about 99.9% by weight of the drilling fluid.

[0016] The drilling fluids of the present invention can comprise one or more microemulsion surfactants. In general, a microemulsion surfactant can include any surfactant capable of forming a microemulsion alone or in combination with a co-surfactant. Suitable microemulsion surfactants suitable for use with the drilling fluids of the present invention include, but are not limited to, non-ionic, anionic, cationic and amphoteric surfactants, any derivatives thereof, and any combination thereof. Suitable non-ionic surfactants include, but are not limited to, alkyl polyglycosides, sorbitan esters, methyl glucoside esters, amine

ethoxylates, diamine ethoxylates, polyglycerol esters, alkyl ethoxylates, alcohols that have been polypropoxylated and/or polyethoxylated or both, any derivative thereof, or any combination thereof. The term "derivative," as used herein refers to any compound that is made from one of the identified compounds, for example, by replacing one atom in the listed compound with another atom or group of atoms, or rearranging two or more atoms in the listed compound. Suitable cationic surfactants include, but are not necessarily limited to, arginine methyl esters, alkanolamines, alkylenediamides, alkyl ester sulfonates, alkyl ether sulfonates, alkyl ether sulfates, alkali metal alkyl sulfates, alkyl or alkylaryl sulfonates, sulfosuccinates, alkyl or alkylaryl disulfonates, alkyl disulfates, alcohol polypropoxylated and/or polyethoxylated sulfates, taurates, amine oxides, alkylamine oxides, ethoxylated amides, alkoxyated fatty acids, alkoxyated alcohols, ethoxylated fatty amines, ethoxylated alkyl amines, betaines, modified betaines, alkylamidobetaines, quaternary ammonium compounds, alkyl propoxy-ethoxysulfonate, alkyl propoxy-ethoxysulfate, alkylaryl-propoxy-ethoxysulfonate, any derivative thereof, and any combination thereof. Specific surfactants may include, but are not limited to, polyoxyethylene sorbitan monopalmitate, polyoxyethylene sorbitan monostearate, polyoxyethylene sorbitan monooleate, linear alcohol alkoxyates, alkyl ether sulfates, dodecylbenzene sulfonic acid, linear nonyl-phenols, dioxane, ethylene oxide, polyethylene glycol, ethoxylated castor oils, dipalmitoyl-phosphatidylcholine, sodium 4-(1' heptylnonyl) benzenesulfonate, polyoxyethylene nonyl phenyl ether, sodium dioctyl sulphosuccinate, tetraethyleneglycoldodecylether, sodium octylbenzenesulfonate, sodium hexadecyl sulfate, sodium laureth sulfate, ethylene oxide, decylamine oxide, dodecylamine betaine, dodecylamine oxide, any derivative thereof, or any combination thereof. In one non-limiting embodiment at least two surfactants in a blend may be used to create single phase microemulsion *in-situ*. Suitable microemulsion surfactants may also include surfactants containing a non-ionic spacer-arm central extension and an ionic or nonionic polar group. The non-ionic spacer-arm central extension may be the result of polypropoxylation, polyethoxylation, or a mixture of the two, in non-limiting embodiments.

[0017] The amount of microemulsion surfactant included in the drilling fluid may be based on a number of factors including, but not limited to, the type of aqueous fluid, the temperature of the formation, the particular surfactant or surfactant blend used, and the type of optional additives included. In an embodiment, the microemulsion surfactant is

present in the drilling fluid in an amount of from about 0.01% to about 20% by weight of the drilling fluid.

[0018] In an embodiment, a drilling fluid may comprise a co-surfactant. As used herein, a "co-surfactant" refers to a compound that participates in aggregation of molecules into a micelle but does not aggregate on its own. Suitable co-surfactants useful with the drilling fluids of the present invention include, but are not limited to, alcohols, glycols, phenols, thiols, carboxylates, sulfonates, pyrrolidones, any derivative thereof, and any combination thereof. In an embodiment, an alcohol useful as a co-surfactant may have from about 3 to about 10 carbon atoms. In an embodiment, suitable alcohols can include, but are not limited to, t-butanol, n-butanol, n-pentanol, n-hexanol, 2-ethyl-hexanol, propanol, and sec-butanol. Suitable glycols can include, but are not limited to, ethylene glycol, polyethylene glycol, propylene glycols, and triethylene glycol. In an embodiment, a co-surfactant may be included in the drilling fluids of the present invention in an amount ranging from about 0.001% to about 20% by weight of the drilling fluid.

[0019] As an advantage of the drilling fluids of the present invention, a solvent is not required as a component of the drilling fluid. As a result of not having a solvent, the drilling fluids can have a higher loading capacity for incorporation of an oleaginous fluid or a non-polar fluid. In an embodiment, typical solvents that are not required in the present invention may comprise a terpene-based solvent, an alkyl acid ester of a short chain alcohol, an aryl acid ester of a short chain alcohol, benzene, toluene, xylene, or any other solvents known to one of ordinary skill in the art for use in a well bore.

[0020] In an embodiment, the *in-situ* fluid contains a non-polar fluid. The non-polar fluid can comprise a variety of additives useful for drilling a well bore in a subterranean formation. In an embodiment, the drilling fluid of the present invention can form a microemulsion with one or more non-polar fluids to allow the transportation of the non-polar fluids into the subterranean formation as part of a substantially homogenous drilling fluid. The drilling fluids may then be capable of delivering at least a portion of the non-polar fluid to a desired location within the subterranean formation during drilling. For example, the drilling fluid may be contacted with a non-polar fluid comprising a lubricant to form a microemulsion. When the drilling fluid is used to drill a well bore, the lubricant can aid in the lubrication of the drill bit. In an embodiment, any number of non-polar fluids may be used to form a microemulsion for delivery to the subterranean formation during drilling.

In an embodiment, a non-polar fluid can form a microemulsion with the microemulsion surfactant in addition to the microemulsion surfactant being able to form a microemulsion with an oleaginous fluid within the subterranean formation. As noted above, the drilling fluids of the present invention do not require a solvent or other non-polar liquid. As a result, the drilling fluids may comprise a higher capacity for the non-polar fluid additives and/or the oleaginous fluid.

[0021] Suitable additives can include lubricants, which may include a synthetic fluid including, but not necessarily limited to, ester based fluids, paraffins, isomerized olefins, mineral oils, and any combination thereof.

[0022] Optionally, the drilling fluids may comprise additional additives such as fluid loss control agents, degradable fluid loss agents, foaming agents, weighting agents, emulsion stabilizers, antifreeze agents, emulsion destabilizers, biocides, algacides, pH control additives, oxygen scavengers, clay stabilizers, weighting agents, and the like or any other additive that does not adversely affect the drilling fluid. In some embodiments, optional additives may be included in the drill-in fluids in an amount in the range of about 0.001% to about 10% by weight of the drill-in fluid composition. One of ordinary skill in the art with the benefit of this disclosure will recognize that the compatibility of any given additive should be tested to ensure that it does not adversely affect the performance of the consolidating agent emulsion.

[0023] In an embodiment, a drilling fluid may comprise a fluid loss control agent for minimizing the loss of the drilling fluid into the subterranean formation. Suitable fluid loss control agents may include, but are not limited to, calcium carbonate, hematite, ilmenite, magnesium tetroxide, manganous oxide, iron carbonate, magnesium oxide, barium sulfate, and mixtures thereof. Additional suitable fluid loss control agents may comprise sized salts. These sized salts may be dissolved with undersaturated water when desired. Suitable salts may include, but are not limited to, NaCl, KCl, NaBr, KBr, HCOOK, HCOONa, CaCl, CaBr₂, ZnBr₂ and combinations thereof. Fluid loss control agent generally comprises particles that may have a variety of individual sizes. Generally speaking, the particle size distribution of the fluid loss control agent must be sufficient to bridge across and seal the desired opening downhole. For example, if the pore throats (*i.e.*, very small openings) on a portion of a subterranean formation are to be bridged, then it would be beneficial to use a fluid loss control agent with smaller particle size distribution. A suitable

55

size distribution for this type of application would range from about 0.1 microns to about 200 microns.

[0024] In some embodiments, the drilling fluids used in the present invention may comprise a degradable fluid loss control agent. Degradable fluid loss control agents are used to, among other things, control leak off into a formation. Suitable degradable fluid loss control agents generally comprise degradable polymers including, but not limited to, polysaccharides, chitins, chitosans, proteins, aliphatic polyesters, poly(lactides), poly(glycolides), poly(ϵ -caprolactones), poly(hydroxybutyrates), poly(anhydrides), aliphatic polycarbonates, poly(orthoesters), poly(amino acids), poly(ethylene oxides), polyphosphazenes, and mixtures thereof. In other embodiments, the drilling fluid may comprise degradable, hydratable gel particulates that can be broken down with breakers or through a change in pH; suitable degradable, hydratable gel particulates are described in U.S. Pat. No. 5,680,900, which is incorporated herein by reference in its entirety.

[0025] In some embodiments, the drilling fluid may further comprise a foaming agent. As used herein, the term "foamed" also refers to co-mingled fluids. In certain embodiments, it may be desirable to reduce the amount of aqueous fluid that is required in the drilling fluid (*e.g.*, in water sensitive subterranean formations). Various gases can be used for foaming the drilling fluids of this invention, including, but not limited to, nitrogen, carbon dioxide, air, methane, and mixtures thereof. One of ordinary skill in the art with the benefit of this disclosure will be able to select an appropriate gas that may be used for foaming the drill-in fluids of the present invention. Suitable foaming agent surfactants may include, but are not limited to, betaines, amine oxides, methyl ester sulfonates, alkylamidobetaines such as cocoamidopropyl betaine, alpha-olefin sulfonate, trimethyltallowammonium chloride, C₈ to C₂₂ alkylethoxylate sulfate and trimethylcocoammonium chloride. Other suitable foaming agents and foam stabilizing agents may be included as well, which will be known to those skilled in the art with the benefit of this disclosure.

[0026] In some embodiments, the drilling fluid used in the present invention may further comprise a weighting agent. Weighting agents are used to, among other things, increase the fluid density and thereby affect the hydrostatic pressure exerted by the fluid. Examples of suitable weighting agents include, but are not limited to, potassium chloride,

sodium chloride, sodium bromide, calcium chloride, calcium bromide, ammonium chloride, zinc bromide, zinc formate, zinc oxide, and mixtures thereof.

[0027] In an embodiment, a drilling fluid may comprise an antifreeze agent to lower the freezing point of the drilling fluid. Other additives may be suitable as well as might be recognized by one skilled in the art with the benefit of this disclosure.

[0028] In an embodiment, the drilling fluids may be prepared using any method known to one of ordinary skill in the art. One suitable method may comprise combining the aqueous fluid and the microemulsion surfactant to form a drilling fluid. Any optional additives can then be added to the drilling fluid prior to introduction of the fluid into a subterranean formation.

[0029] The drilling fluids may be used to drill into any portion of a subterranean formation including, but not limited to, a producing zone along a well bore. In an embodiment, a method of drilling a well bore through a subterranean formation comprises providing a drilling fluid comprising an aqueous fluid and a microemulsion surfactant, and using the drilling fluid to drill at least a portion of a well bore into a subterranean formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore. In an embodiment, the drilling fluid may be used to drill at least a portion of a well bore into the production zone of a subterranean formation.

[0030] In some embodiments, at least a portion of the oleaginous fluid may be a heavy hydrocarbon such as a tar, or asphaltene. In these embodiments, the drilling fluid may help remove at least a portion of the heavy hydrocarbons from the subterranean formation. In general, heavy hydrocarbons tend to form deposits on the casing and/or production equipment during drilling and production of the well. While not intending to be limited by theory, it is believed that the formation of a microemulsion with the oleaginous fluid comprising a heavy hydrocarbon may limit or prevent the heavy hydrocarbon from forming deposits as the encapsulation of the oleaginous fluid may limit or prevent it from contacting the sides of the well bore and/or any process equipment.

[0031] In an embodiment, a method of drilling a well bore through a subterranean formation comprises providing a drilling fluid comprising: an aqueous base fluid; a microemulsion surfactant; a non-polar fluid; and drilling a well bore in a subterranean

formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid.

[0032] In an embodiment, the drilling fluid disclosed herein can be used to alter the wettability of a filter cake and/or the subterranean formation. When a filter cake and/or the formation face is oil wet, compatibility problems can arise for certain completion operations, such as water injection and gravel packing. By altering the wettability of a filter cake and/or the formation face to be more water wet, the filter cake may be more compatible with injection water and brine-based gravel pack carrier fluids. In addition, a water wetting filter cake can be more easily removed with an aqueous based clean-up fluid (*e.g.*, a fluid comprising mineral acids, organic acids, oxidizing agents, water soluble enzymes, and *in situ* acid generators) if necessary.

[0033] In an embodiment, a method of drilling a well bore through a subterranean formation comprises providing a drilling fluid comprising: an aqueous base fluid, a microemulsion surfactant, and drilling a well bore in a subterranean formation. In an embodiment, the drilling fluid increases the water wettability of the subterranean formation by contacting the subterranean formation during drilling. In another embodiment, the drilling fluid also comprises a fluid loss control agent, the fluid loss control agent forms a layer disposed on the subterranean formation and the water wettability of the fluid loss control agent is increased.

[0034] A water block generally refers to a condition caused by an increase in water saturation in the near-well bore area. A water block can form when the near-well bore area is exposed to a relatively high volume of filtrate from the drilling fluid. The increased presence of water may cause any clay present in the formation to swell and cause a reduction in permeability and/or the water may collect in the pore throats, resulting in a decreased permeability due to an increased capillary pressure and cohesive forces. Similarly, an oil block generally refers to a condition in which an increased amount of oil saturates the area near the well bore. Due to the wettability of the subterranean formation and the resulting capillary pressure, the oil may reduce the permeability of the subterranean formation to the flow of fluids, including oil and water. In an embodiment, the treatment fluids and methods described herein may be used to remove a water or oil block by removing at least a portion of the water and/or oil in the near well bore area, and/or altering the wettability of the subterranean formation. This may directly or indirectly lead to reduced capillary pressure in

the porosity of the formation. Reduced capillary pressure may lead to increased water and/or oil drainage rates. As will be appreciated, improved water-drainage rates should allow a reduction in existing water blocks, as well as a reduction in the formation of water blocks.

[0035] In an embodiment, a method of drilling a well bore through a subterranean formation comprises providing a drilling fluid comprising an aqueous base fluid; and a microemulsion surfactant; and drilling a well bore in a subterranean formation that comprises a pore throat; and allowing the surfactant to remove at least a portion of an oil block and/or a water block from the pore throat.

[0036] To facilitate a better understanding of the present invention, the following examples of certain aspects of some embodiments are given. In no way should the following examples be read to limit, or define, the scope of the invention.

EXAMPLE 1

[0037] In order to demonstrate the retained producibility and various other properties of the drilling fluids of the present invention, three samples labeled Sample 1, Sample 2, and Sample 3 were prepared and tested using a sandstone core plug to measure the retained producibility. In the samples, ALDACIDE® G is a biocide commercially available from Halliburton Energy Services, Inc. of Houston, Texas, OXYGON is an organic acid salt used as an oxygen scavenger, and CFS-511 is an ester based surfactant commercially available from Halliburton Energy Services, Inc. of Houston, Texas. The samples were prepared according to the formulations shown in Table 1. A mixture of the lauryl amidopropyl betaine and butanol at a mole ration of about 1:5.5 was included in the mixture.

TABLE 1			
Sample Formulations			
<u>Component</u>	<u>Sample 1</u>	<u>Sample 2</u>	<u>Sample 3</u>
Aqueous Base Fluid			
Water (bbl, m ³)	Balance to produce 0.99 bbl (0.12 m ³) total	0.904 (0.11 m ³)	0.868 (0.10 m ³)
NaBr (lbs, kg)			105.3 (47.76)
KCl (lbs, kg)		42.4 (19.2)	26.3 (11.9)
NaCl (lbs, kg)		43.4 (19.7)	26.3 (11.9)
NaHCO ₃ (mg/L)	285		
CaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	1246		
MgCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	6,174		
Na ₂ SO ₄ (mg/L)	4,551		
KCl (mg/L)	147		
NaCl (mg/L)	3,990		
Additives			
ALDACIDE G (lbs, kg)	0.25 (0.11)	0.25 (0.11)	0.25 (0.11)
OXYGON (lbs, kg)	0.3 (0.14)	0.1 (0.05)	0.1 (0.05)
Lauryl amidopropyl betaine & butanol (bbl, m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)
CFS-511 (bbl, m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)	0.005 (6 x 10 ⁻⁴ m ³)

[0038] The samples were tested according to the following procedure. A Berea Sandstone core was vacuum saturated using a synthetic Azeri formation water. The synthetic Azeri formation water had a salt content as shown in Table 2.

TABLE 2 Synthetic Formation Water Salt Concentrations	
Component	Concentration
NaHCO ₃ (mg/L)	3,359
CaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	331
MgCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	110
KCl (mg/L)	80
NaCl (mg/L)	19,044
Na ₂ SO ₄ (mg/L)	22
BaCl ₂ · 2H ₂ O (mg/L)	21
SrCl ₂ · 6H ₂ O (mg/L)	24

[0039] The core was loaded into a sealed permeameter and pressurized to 1,000 pounds per square inch ("psi", 6895 kPa). The permeameter allows flow through the core in two directions, the first defined as the treatment direction and the opposite direction defined as the production direction. The core was heated to 158 °F (70 °C) and a 500 psi (3447 kPa) backpressure was applied. SOLTROL® (a non-volatile isoparaffin available from Chevron Phillips Chemical Company L.P. of the Woodlands, Texas) was flowed through the core at a constant rate of 2 milliliter ("mL") per minute in the production direction until a stable pressure drop and permeability were observed. The initial permeability of the core was taken as this value. About 10 pore volumes of Sample 1 were then passed through the core in the injection direction. SOLTROL® was then allowed to flow through the core in the production direction and the returned permeability was measured. This value was used to calculate the retained producibility of the core.

[0040] At least about 10 pore volumes of synthetic Azeri formation water was used to flow through the core in the production direction to help return the core to its starting condition. The process was repeated starting with flowing SOLTROL® through the core at 2 mL per minute in the production direction to measure the initial permeability in order to measure the results with Sample 2 and Sample 3. After all the samples were run, SOLTROL® was allowed to flow through the core in the production direction. The measurements were performed using the same core. The retained producibility was measured

as both the retained producibility when the SOLTROL® was allowed to flow back through the core in the production direction and when the synthetic formation water was allowed to flow back through the core in the production direction. The results of the retained producibility are shown in Table 3.

TABLE 3		
Retained Producibility Results		
<u>Sample</u>	<u>Retained Producibility with</u> <u>SOLTROL® Flowback</u>	<u>Retained Producibility with</u> <u>Synthetic Formation Water</u> <u>Flowback</u>
Sample 1	136%	128%
Sample 2	135%	102%
Sample 3	100%	107%

[0041] Based on these results it can be seen that the retained producibility was greater than 100% for both the SOLTROL® flowback and the synthetic formation water flowback. In an embodiment, the retained producibility would be measured using the values obtained upon flowing formation water through the formation, which would be most closely simulated by the synthetic formation water flowback value.

[0042] Comparative examples were prepared without the microemulsion additive (*i.e.*, identical samples without the lauryl amidopropyl betaine & butanol additive). These samples showed retained producibilities between 35% and 75%. As would be evident to one of ordinary skill in the art, the use of the drilling fluid according to the present invention allows for an improved retained producibility relative to conventional drilling fluids.

EXAMPLE 2

[0043] A variety of surfactant packages were tested against comparative solvent/surfactant treatment fluids using 150 μ D Crab Orchard sandstone cores according to the procedure described in Example 1 above. The samples were labeled Samples 4 through Sample 10. The samples comprising a microemulsion surfactant according to the present invention included Sample 4 comprising decylamine oxide and octyl pyrrolidone, Sample 5

comprising dodecylamien betaine and butanol, and Sample 6 comprising dodecylamine oxide. Comparative samples included Sample 7 comprising an emulsified terpene/surfactant combination such as a combination of terpene and an ethoxylated alcohol which is available as GasPerm 1000SM available from Halliburton Energy Services, Inc. of Houston, Texas; Sample 8 comprising a terpene solvent and a surfactant which is available as MA-844 available from Halliburton Energy Services, Inc. of Houston, Texas; Sample 9 comprising a potassium chloride brine alone; and Sample 10 comprising a traditional amphoteric surfactant (tallow amidopropyl betaine. The resulting retained producibilities are shown in Table 4.

TABLE 4	
Retained Producibility Results	
<u>Sample</u>	<u>Retained Producibility</u>
Sample 4	80%
Sample 5	100%
Sample 6	100%
Sample 7	60%
Sample 8	40%
Sample 9	30%
Sample 10	20%

[0044] Therefore, the present invention is well adapted to attain the ends and advantages mentioned as well as those that are inherent therein. The particular embodiments disclosed above are illustrative only, as the present invention may be modified and practiced in different but equivalent manners apparent to those skilled in the art having the benefit of the teachings herein. Furthermore, no limitations are intended to the details of construction or design herein shown, other than as described in the claims below. It is therefore evident that the particular illustrative embodiments disclosed above may be altered, combined, or modified and all such variations are considered within the scope of the present invention. While compositions and methods are described in terms of "comprising," "containing," or "including" various components or steps, the compositions and methods can also "consist essentially of" or "consist of" the various components and steps. All numbers and ranges disclosed above may vary by some amount. Whenever a numerical range with a lower limit

and an upper limit is disclosed, any number and any included range falling within the range is specifically disclosed. In particular, every range of values (of the form, "from about a to about b," or, equivalently, "from approximately a to b," or, equivalently, "from approximately a-b") disclosed herein is to be understood to set forth every number and range encompassed within the broader range of values. Also, the terms in the claims have their plain, ordinary meaning unless otherwise explicitly and clearly defined by the patentee. Moreover, the indefinite articles "a" or "an", as used in the claims, are defined herein to mean one or more than one of the element that it introduces. If there is any conflict in the usages of a word or term in this specification and one or more patent or other documents that may be incorporated herein by reference, the definitions that are consistent with this specification should be adopted.

Claims:

1. A method comprising:
providing a drilling fluid comprising:
an aqueous fluid;
a microemulsion surfactant; and
optionally a non-polar fluid; and
drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid or a pore throat or both using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore or wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid.
2. The method of claim 1, wherein the method comprises:
providing a drilling fluid comprising:
an aqueous base fluid;
a microemulsion surfactant; and
a non-polar fluid; and
drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid.
3. The method of claim 1 or 2 wherein the subterranean formation has a retained producibility greater than about 50%.
4. The method of claim 1 or 2 wherein the subterranean formation has a retained producibility greater than about 100%.
5. The method of any preceding claim wherein the drilling fluid comprises at least one microemulsion surfactant selected from the group consisting of: an anionic surfactant, a cationic surfactant, a zwitterionic surfactant, and any combination thereof.
6. The method of claim 5 wherein the microemulsion surfactant comprises at least one surfactant selected from the group consisting of: arginine methyl esters, alkanolamines, alkylenediamides, alkyl ester sulfonates, alkyl ether sulfonates, alkyl ether sulfates, alkali metal alkyl sulfates, alkyl or alkylaryl sulfonates, sulfosuccinates, alkyl or alkylaryl disulfonates, alkyl disulfates, alcohol polypropoxylated and/or polyethoxylated sulfates, taurates, amine oxides,

alkylamine oxides, ethoxylated amides, alkoxyated fatty acids, alkoxyated alcohols, ethoxylated fatty amines, ethoxylated alkyl amines, betaines, modified betaines, alkylamindobetaines, quaternary ammonium compounds, any derivative thereof, and any combination thereof.

7. The method of any preceding claim wherein the drilling fluid comprises a non-ionic microemulsion surfactant.

8. The method of claim 7 wherein the non-ionic microemulsion surfactant comprises at least one surfactant selected from the group consisting of: alkyl polyglycosides, sorbitan esters, methyl glucoside esters, amine ethoxylates, diamine ethoxylates, polyglycerol esters, alkyl ethoxylates, alcohols that have been polypropoxylated and/or polyethoxylated or both, any derivative thereof, and any combination thereof.

9. The method of any preceding claim further comprising a co-surfactant.

10. The method of claim 9 wherein the co-surfactant comprises at least one compound selected from the group consisting of: an alcohol, a glycol, a phenol, a thiol, a carboxylate, a sulfonate, a pyrrolidone, any derivative thereof, and any combination thereof.

11. The method of any preceding claim wherein the microemulsion surfactant is present in the drilling fluid in an amount of from about 0.01 % to about 20 % by weight of the drilling fluid.

12. The method of any preceding claim wherein placing the treatment fluid in a subterranean formation involves a subterranean operation selected from the group consisting of a drilling operation, a drill-in operation, an underbalanced drilling operation, and an overbalanced drilling operation.

13. The method of any preceding claim wherein the drilling fluid increases the water wettability of the subterranean formation.

14. The method of any preceding claim wherein the drilling fluid further comprises a fluid loss control agent, and wherein the fluid loss control agent forms a layer disposed on the subterranean formation, and wherein the drilling fluid increases the water wettability of fluid loss control agent.

15. The method of any preceding claim wherein the drilling fluid prevents the formation of a water block in the subterranean formation.

16. The method of any preceding claim wherein the non-polar fluid comprises a lubricant.

17. The method of claim 16 wherein the drilling fluid prevents the lubricant from increasing the oil wettability of the subterranean formation.
18. The method of any preceding claim wherein the formation of the microemulsion prevents the non-polar fluid, the oleaginous fluid, or both from forming an emulsion block.
19. The method of any preceding claim, wherein the method comprises:
 - providing a drilling fluid comprising:
 - an aqueous base fluid; and
 - a microemulsion surfactant; and
 - drilling a well bore in a subterranean formation that comprises a pore throat; and
 - allowing the surfactant to remove an oil block, a water block, or both from the pore throat.

ABSTRACT

(57) Abstract: The present invention relates to a method, wherein the method comprises providing a drilling fluid comprising: an aqueous fluid, a microemulsion surfactant and optionally a non- polar fluid; and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid or a pore throat or both using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore or wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid. Optionally, the method comprises providing a drilling fluid comprising an aqueous base fluid and a microemulsion surfactant; and drilling a well bore in a subterranean formation that comprises a pore throat; and allowing the surfactant to remove an oil block, a water block, or both from the pore throat. In accordance with the method, the subterranean formation may have a retained producibility greater than about 50%.

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
5 January 2012 (05.01.2012)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2012/001361 A1

(51) International Patent Classification:

C09K 8/04 (2006.01) C09K 8/36 (2006.01)
C09K 8/26 (2006.01) C09K 8/524 (2006.01)
C09K 8/28 (2006.01) C09K 8/536 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/GB2011/000988

(22) International Filing Date:

29 June 2011 (29.06.2011)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

12/827,451 30 June 2010 (30.06.2010) US

(71) Applicant (for all designated States except US): **HAL-IBURTON ENERGY SERVICES, INC.** [US/US]; P.O. Box 1431, Duncan, OK 73536 (US).

(71) Applicant (for MW only): **TURNER, Craig, Robert** [GB/GB]; A A Thornton & Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **VAN ZANTEN, Ryan** [US/US]; 4335 Tylergate Drive, Spring, TX 77373 (US). **HORTON, David** [US/US]; 5110 Azalea Trace Drive, #2505, Houston, TX 77066 (US). **TANCHE-LARSEN, Per-Bjarte** [NO/US]; 95 N. Bethany Bend Cir, The Woodlands, TX 77382 (US).

(74) Agents: **TURNER, Craig, Robert** et al.; A A Thornton & Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

(54) Title: SURFACTANT ADDITIVES USED TO RETAIN PRODUCIBILITY WHILE DRILLING

(57) Abstract: The present invention relates to a method, wherein the method comprises providing a drilling fluid comprising: an aqueous fluid, a microemulsion surfactant and optionally a non-polar fluid; and drilling a well bore in a subterranean formation comprising an oleaginous fluid or a pore throat or both using the drilling fluid, wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with the oleaginous fluid within the well bore or wherein the microemulsion surfactant forms a microemulsion with at least the non-polar fluid. Optionally, the method comprises providing a drilling fluid comprising an aqueous base fluid and a microemulsion surfactant; and drilling a well bore in a subterranean formation that comprises a pore throat; and allowing the surfactant to remove an oil block, a water block, or both from the pore throat. In accordance with the method, the subterranean formation may have a retained producibility greater than about 50%.

WO 2012/001361 A1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/GB2011/000988

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER					
INV.	C09K8/04	C09K8/26	C09K8/28	C09K8/36	C09K8/524
	C09K8/536				
ADD.					
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC					
B. FIELDS SEARCHED					
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)					
C09K					
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched					
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)					
EPO-Internal					
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT					
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages				Relevant to claim No.
X,P	US 2010/263863 A1 (QUINTERO LIRIO [US] ET AL) 21 October 2010 (2010-10-21) claims paragraph [0024] - paragraph [0028] -----				1,2, 5-10,18, 19
X	WO 2009/006251 A1 (BAKER HUGHES INC [US]) 8 January 2009 (2009-01-08) claims paragraph [0036] - paragraph [0040] paragraph [0072] - paragraph [0074] -----				1-19
X	US 2009/008091 A1 (QUINTERO LIRIO [US] ET AL) 8 January 2009 (2009-01-08) claims paragraph [0035] - paragraph [0038] Examples ----- -/-				1-19
☒ Further documents are listed in the continuation of Box C.					
☒ See patent family annex.					
* Special categories of cited documents :					
A document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance			*T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention		
E earlier document but published on or after the international filing date			*X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone		
L document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)			*Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.		
O document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means			*&* document member of the same patent family		
P document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed					
Date of the actual completion of the international search			Date of mailing of the international search report		
27 September 2011			12/10/2011		
Name and mailing address of the ISA/ European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016			Authorized officer Zimpfer, Emmanuel		

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/GB2011/000988

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 2008/110618 A1 (QUINTERO LIRIO [US] ET AL) 15 May 2008 (2008-05-15) claims paragraph [0032] - paragraph [0034] -----	1-19
X	US 2007/123431 A1 (JONES THOMAS A [US] ET AL) 31 May 2007 (2007-05-31) the whole document -----	1-19
A	G. PENNY AND J.T. PURSLEY, CESI CHEMICAL, AND D. HOLCOMB, PENTAGON MARKETING: "The Application of Microemulsion Additives in Drilling and Stimulation Results in Enhanced Gas Production", SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 16 April 2005 (2005-04-16), XP002660084, DOI: 10.2118/94274-MS the whole document -----	1-19

21

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No
PCT/GB2011/000988

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2010263863	A1	21-10-2010	NONE
WO 2009006251	A1	08-01-2009	AU 2008270589 A1 08-01-2009
		CN 101809115 A	18-08-2010
		GB 2463429 A	17-03-2010
US 2009008091	A1	08-01-2009	NONE
US 2008110618	A1	15-05-2008	NONE
US 2007123431	A1	31-05-2007	GB 2446539 A 13-08-2008
		WO 2007064385 A1	07-06-2007



UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
United States Patent and Trademark Office
Address: COMMISSIONER FOR PATENTS
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22303-1450
www.uspto.gov

APPLICATION NUMBER	FILING or 371(c) DATE	GRP ART UNIT	FILED REC'D	ATTY. DOCKET NO.	TOT CLAIMS	IND CLAIMS
12/827,451	06/30/2010	1765	1584	2010-IP-029987U1	27	3

CONFIRMATION NO. 5112

28857
CRAIG W. RODDY
HALLIBURTON ENERGY SERVICES
P.O. BOX 1431
DUNCAN, OK 73536-0440

FILING RECEIPT



Date Mailed: 03/24/2011

Receipt is acknowledged of this non-provisional patent application. The application will be taken up for examination in due course. Applicant will be notified as to the results of the examination. Any correspondence concerning the application must include the following identification information: the U.S. APPLICATION NUMBER, FILING DATE, NAME OF APPLICANT, and TITLE OF INVENTION. Fees transmitted by check or draft are subject to collection. Please verify the accuracy of the data presented on this receipt. **If an error is noted on this Filing Receipt, please submit a written request for a Filing Receipt Correction. Please provide a copy of this Filing Receipt with the changes noted thereon. If you received a "Notice to File Missing Parts" for this application, please submit any corrections to this Filing Receipt with your reply to the Notice. When the USPTO processes the reply to the Notice, the USPTO will generate another Filing Receipt incorporating the requested corrections**

Applicant(s)

Ryan Van Zanten, Spring, TX;
David Horton, Houston, TX;
Per-Bjarte Tanche-Larsen, Sandnes, NORWAY;

Power of Attorney:

Robert Kent--28626	Carey Jordan--47646
William Shull--29438	Iona Kaiser--53086
John Wustenberg--35415	Melody Wirz--53783
Craig Roddy--36256	
Paul Herman--37349	

Domestic Priority data as claimed by applicant

Foreign Applications (You may be eligible to benefit from the Patent Prosecution Highway program at the USPTO. Please see <http://www.uspto.gov> for more information.)

Permission to Access - A proper **Authorization to Permit Access to Application by Participating Offices** (PTO/SB/39 or its equivalent) has been received by the USPTO.

If Required, Foreign Filing License Granted: 07/09/2010

The country code and number of your priority application, to be used for filing abroad under the Paris Convention, is **US 12/827,451**

Projected Publication Date: To Be Determined - pending completion of Missing Parts

Non-Publication Request: No

Early Publication Request: No

Title

Surfactant Additives Used to Retain Producibility While Drilling

Preliminary Class

507

PROTECTING YOUR INVENTION OUTSIDE THE UNITED STATES

Since the rights granted by a U.S. patent extend only throughout the territory of the United States and have no effect in a foreign country, an inventor who wishes patent protection in another country must apply for a patent in a specific country or in regional patent offices. Applicants may wish to consider the filing of an international application under the Patent Cooperation Treaty (PCT). An international (PCT) application generally has the same effect as a regular national patent application in each PCT-member country. The PCT process **simplifies** the filing of patent applications on the same invention in member countries, but **does not result** in a grant of "an international patent" and does not eliminate the need of applicants to file additional documents and fees in countries where patent protection is desired.

Almost every country has its own patent law, and a person desiring a patent in a particular country must make an application for patent in that country in accordance with its particular laws. Since the laws of many countries differ in various respects from the patent law of the United States, applicants are advised to seek guidance from specific foreign countries to ensure that patent rights are not lost prematurely.

Applicants also are advised that in the case of inventions made in the United States, the Director of the USPTO must issue a license before applicants can apply for a patent in a foreign country. The filing of a U.S. patent application serves as a request for a foreign filing license. The application's filing receipt contains further information and guidance as to the status of applicant's license for foreign filing.

Applicants may wish to consult the USPTO booklet, "General Information Concerning Patents" (specifically, the section entitled "Treaties and Foreign Patents") for more information on timeframes and deadlines for filing foreign patent applications. The guide is available either by contacting the USPTO Contact Center at 800-786-9199, or it can be viewed on the USPTO website at <http://www.uspto.gov/web/offices/pac/doc/general/index.html>.

For information on preventing theft of your intellectual property (patents, trademarks and copyrights), you may wish to consult the U.S. Government website, <http://www.stopfakes.gov>. Part of a Department of Commerce initiative, this website includes self-help "toolkits" giving innovators guidance on how to protect intellectual property in specific countries such as China, Korea and Mexico. For questions regarding patent enforcement issues, applicants may call the U.S. Government hotline at 1-866-999-HALT (1-866-999-4158).

LICENSE FOR FOREIGN FILING UNDER

Title 35, United States Code, Section 184

Title 37, Code of Federal Regulations, 5.11 & 5.15

GRANTED

The applicant has been granted a license under 35 U.S.C. 184, if the phrase "IF REQUIRED, FOREIGN FILING LICENSE GRANTED" followed by a date appears on this form. Such licenses are issued in all applications where the conditions for issuance of a license have been met, regardless of whether or not a license may be required as

set forth in 37 CFR 5.15. The scope and limitations of this license are set forth in 37 CFR 5.15(a) unless an earlier license has been issued under 37 CFR 5.15(b). The license is subject to revocation upon written notification. The date indicated is the effective date of the license, unless an earlier license of similar scope has been granted under 37 CFR 5.13 or 5.14.

This license is to be retained by the licensee and may be used at any time on or after the effective date thereof unless it is revoked. This license is automatically transferred to any related applications(s) filed under 37 CFR 1.53(d). This license is not retroactive.

The grant of a license does not in any way lessen the responsibility of a licensee for the security of the subject matter as imposed by any Government contract or the provisions of existing laws relating to espionage and the national security or the export of technical data. Licensees should apprise themselves of current regulations especially with respect to certain countries, of other agencies, particularly the Office of Defense Trade Controls, Department of State (with respect to Arms, Munitions and Implements of War (22 CFR 121-128)); the Bureau of Industry and Security, Department of Commerce (15 CFR parts 730-774); the Office of Foreign Assets Control, Department of Treasury (31 CFR Parts 500+) and the Department of Energy.

NOT GRANTED

No license under 35 U.S.C. 184 has been granted at this time, if the phrase "IF REQUIRED, FOREIGN FILING LICENSE GRANTED" DOES NOT appear on this form. Applicant may still petition for a license under 37 CFR 5.12, if a license is desired before the expiration of 6 months from the filing date of the application. If 6 months has lapsed from the filing date of this application and the licensee has not received any indication of a secrecy order under 35 U.S.C. 181, the licensee may foreign file the application pursuant to 37 CFR 5.15(b).

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT

NOTIFICATION OF THE RECORDING
OF A CHANGE

(PCT Rule 92bis.1 and
Administrative Instructions, Section 422)

To:

TURNER, Craig, Robert
A A Thornton & Co.
235 High Holborn
London WC1V 7LE
ROYAUME-UNI

Date of mailing (day/month/year) 06 December 2012 (06.12.2012)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference CT/MP/28536WO	
International application No. PCT/GB2011/000988	International filing date (day/month/year) 29 June 2011 (29.06.2011)

1. The following indications appeared on record concerning:

☒ the applicant ☐ the inventor ☐ the agent ☐ the common representative

Name and Address HALIBURTON ENERGY SERVICES, INC. P.O. Box 1431 Duncan, OK 73536 United States of America	State of Nationality US	State of Residence US
	Telephone No.	
	Facsimile No.	
	E-mail address	

2. The International Bureau hereby notifies the applicant that the following change has been recorded concerning:

☐ the person ☐ the name ☒ the address ☐ the nationality ☐ the residence

Name and Address HALIBURTON ENERGY SERVICES, INC. 10200 Bellaire Boulevard Houston, TX 77072 United States of America	State of Nationality US	State of Residence US
	Telephone No.	
	Facsimile No.	
	E-mail address ☐ Notifications by e-mail authorized	

3. Further observations, if necessary:

4. A copy of this notification has been sent to:

☐ the receiving Office	☐ the International Preliminary Examining Authority
☐ the International Searching Authority	☒ the designated Offices concerned
☐ the Authority(ies) specified for supplementary search	☐ the elected Offices concerned
	☐ other:

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland	Authorized officer Chamot Sophie e-mail pt04.pct@wipo.int Telephone No. +41 22 338 74 04
Facsimile No. +41 22 338 89 95	

PATENTE DE INVENCION

☐

MODELO DE UTILIDAD

☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐ Incompleta ☐	

PATENTE DE INVENCION PCT

☒

MODELO DE UTILIDAD PCT

☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒	Indicación que se solicita una PCT
☒	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen).
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☒ Incompleta ☐	

DISEÑO INDUSTRIAL

☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO

☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐ Incompleta ☐	

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-017127- -00000-0000

Fecha: 2013-01-30 13:07:54 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 76

PI02-F08 (2009-11-10)