



No. 13-173837 - 00000-0000

Fecha: 2013-07-23 14:13:35

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII

Eve: 378 FASENACIONALI

Act. 411 PRESENTACION

Folios: 145



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON
UNPOTENCIAL DE ESCURRIDORA DISMINUIDO Y
MÉTODOS RELACIONADOS

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. 13-173837- -00000-0000 Fecha: 2013-07-23 14:13:35 Tra. 11 PATENTEIYII Act. 411 PRESENTACION Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Eve: 378 FASENACIONALI Folios: 145
---	---

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	☒	Patente de invención	☐	Patente de Modelo de Utilidad
		☒	Capitulo I	☐	Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/GB2011/001769		Fecha	23.12.2011
Publicación Internacional No.		WO 2012/085516 A3		Fecha	28.06.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DISMINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS					
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.	MILLER	Jeffrey James		Estadounidense	
2.	BRALEY	Nicholas		Británico	
3.	SIEMS	Donald, R		Estadounidense	
4.	BAKER	Patrick, Chris		Estadounidense	
5.	JAMISON	Dale		Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO		CIUDAD	
Estados Unidos de América		Texas		Spring	
Estados Unidos de América		Texas		Spring	
Estados Unidos de América		Texas		Houston	
Estados Unidos de América		Texas		Houston	
Estados Unidos de América		Texas		Humble	
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		☒	APODERADO
APELLIDOS		NOMBRES		IDENTIFICACIÓN	
ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA		C.C 41575435 Bogotá	
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		SI	X	NO
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS		(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. Estados Unidos de América		US		12/977,425		23.12.2010
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° 13-0072405		Fecha 22.07.2013	
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						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica				Documentación Jurídica		
Solicitud Internacional en castellano						
1.	☒	Descripción	N° de folios: 68	9.	☐	Poderes, si fuera el caso.
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 23	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 4	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 fuere 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 - 0072405
		Bogotá D.C., Julio 22 de 2013 - 11:53:51

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	599254762	22/07/2013	8.022.000.00	

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	500.000.00	500.000.00
				\$500.000.00
			=====	=====

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-173837- -00000-0000

Fecha: 2013-07-23 14:13:35 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 145

[Faint handwritten signatures and stamps]

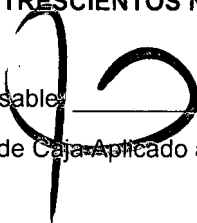
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0072408
		Bogotá D.C., Julio 22 de 2013 - 11:53:51

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	599254762	22/07/2013	8.022.000.00

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
13 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	390.000.00
				\$390.000.00

SON: **TRESCIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: 
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

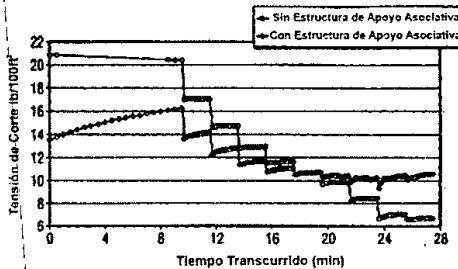


No. 13-173837- -00000-0000

Fecha: 2013-07-23 14:13:35 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 145

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		EXTRACTO PARA PUBLICACION			
		☐ 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) Jeffrey James Miller; Nicholas Braley; Donald, R Siems; Patrick, Chris Baker; Dale Jamison			
(31) No Prioridad 12/977,425					
(32) Fecha 23.12.2010					
(33) País US		(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE			
(54) Título					
FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DISMINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS					
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT					
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 23.07.2013					
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 23.12.2011 No de Solicitud PCT PCT/GB2011/001769		(87) Publicación internacional Fecha 28.06.2012 No Publicación WO 2012/085516 A3			
Resumen reivindicación (es):					
En el presente documento se describen fluidos de perforación de emulsión inversa que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial de escurridura disminuido. Los fluidos de perforación comprenden una emulsión invertida, un agente espesante y una pluralidad de partículas coloidales. La emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante. En algunas realizaciones, el agente espesante comprende partículas de barita, particularmente partículas de barita de un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones. Se revelan además los métodos para colocar los fluidos de perforación de emulsión invertida en una formación subterránea por medio de un pozo.					
S					

	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) Jeffrey James Miller; Nicholas Braley; Donald, R Siems; Patrick, Chris Baker; Dale Jamison										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha		(33) País				
		12/977,425		23.12.2010		US				
(85) Fecha inicio fase nacional: 23.07.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 23.12.2011										
No de solicitud: PCT/GB2011/001769										6
(54) Título FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DISMINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS										

 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) Jeffrey James Miller; Nicholas Braley; Donald, R Siems; Patrick, Chris Baker; Dale Jamison																			
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ																			
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha		(33) País													
		12/977,425		23.12.2010		US													
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 23.07.2013					(87) Publicación internacional:														
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT					Fecha:28.06.2012														
Fecha de presentación de la solicitud: 23.12.2011					No Publicación: WO 2012/085516 A3														
No de Solicitud PCT/GB2011/001769																			
(54) Título: FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DISMINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS																			
(57) Resumen:																			
En el presente documento se describen fluidos de perforación de emulsión inversa que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial de escurridura disminuido. Los fluidos de perforación comprenden una emulsión invertida, un agente espesante y una pluralidad de partículas coloidales. La emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante. En algunas realizaciones, el agente espesante comprende partículas de barita, particularmente partículas de barita de un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones. Se revelan además los métodos para colocar los fluidos de perforación de emulsión invertida en una formación subterránea por medio de un pozo.																			

Expediente No. 2010-IP-033071U1

CESIÓN

Considerando que, Yo/Nosotros, Jeffrey James Miller, y Nicholas Braley de Spring. Texas, Donald R Siems y Patrick Chris Baker de Houston, Texas, y Dale Jamison de Humble, Texas, hemos inventado "FLUIDOS DE PERFORACIÓN QUE TIENEN POTENCIAL PANDEO REDUCIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS" para la que hemos realizado 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 una participación 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 la Solicitud de Patente No. de Serie 12/977,425 presentada el 23 de diciembre, 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 de patente estadounidense o extranjera 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 de la misma según lo pueda llegar a saber, y testificar en cuanto a dichos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

Legalizado, el día 14 de enero, 2011

(Aparece firma)

Jeffrey James Miller

ESTADO DE Texas)

) ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Jeffrey James Miller y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 14 de enero, 2011.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

Legalizado, el día 17 de enero, 2011

(Aparece firma)

Nicholas Braley

ESTADO DE Texas)

) ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Nicholas Braley y
reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre
voluntad el día 17 de enero, 2011.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

Legalizado, el día 14 de enero, 2011

(Aparece firma)

Donald R. Siems

ESTADO DE Texas)

) ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Donald R. Siems y
reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre
voluntad el día 14 de enero, 2011.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

Legalizado, el día 14 de enero, 2011

(Aparece firma)

Patrick Chris Baker

ESTADO DE Texas)

) ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Patrick Chris Baker y
reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre
voluntad el día 14 de enero, 2011.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

Legalizado, el día 17 de enero, 2011

(Aparece firma)

Dale Jamison

ESTADO DE Texas)

) ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Dale Jamison y
reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre
voluntad el día 17 de enero, 2011.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, Jeffrey James Miller, and Nicholas Braley of Spring, Texas, Donald R. Siems, and Patrick Chris Baker of Houston, Texas, and Dale Jamison of Humble, Texas, have invented "DRILLING FLUIDS HAVING REDUCED SAG POTENTIAL AND RELATED METHODS" 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 12/977,425 filed on December 23, 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.

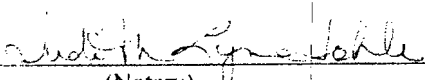
Executed this 14th day of January, 2011



Jeffrey James Miller

STATE OF TEXAS)
COUNTY OF DALLAS) ss

Before me personally appeared said Jeffrey James Miller and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 14th day of January, 2011.



(Notary)



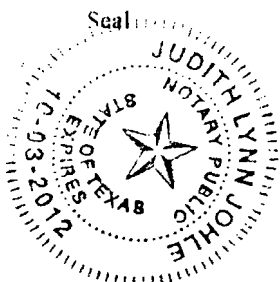
Executed this 17th day of January, 2011

Nicholas Braley
Nicholas Braley

STATE OF TEXAS)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Nicholas Braley and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 17th day of January, 2011.

Judith Lynn Johle
(Notary)



Executed this 19th day of January, 2011

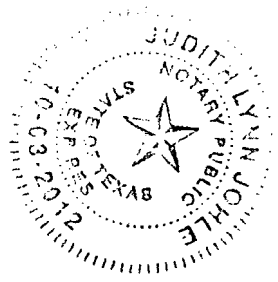
Donald R. Siems
Donald R. Siems

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Donald R. Siems and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 19th day of January, 2011.

Seal

Walter Lyness
(Notary)



Executed this 14th day of January, 2011

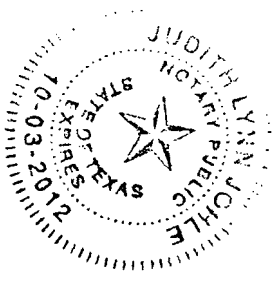
Patrick Christopher Baker
Patrick Chris Baker

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Patrick Chris Baker and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 14th day of January, 2011.

Seal

Judith Lynn Johe
(Notary) J



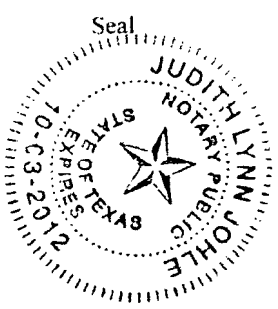
Executed this 17th day of January, 2011

Dale Jamison
Dale Jamison

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Dale Jamison and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 17th day of January, 2011.

Judith Lynn Johle
(Notary)



21

FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DIS-
MINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS

ANTECEDENTES

[0011] La presente invención se relaciona con fluidos de perforación de emulsión invertida a usar en aplicaciones subterráneas y, en particular, fluidos de perforación de emulsión invertida que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial disminuido de escurridura de barita.

[0002] Un fluido de perforación o lodo de perforación es un fluido diseñado que se hace circular a través de un pozo para facilitar una operación de perforación. Las funciones de un fluido de perforación pueden incluir, aunque no taxativamente, la retirada de los finos de perforación del pozo, el enfriamiento y la lubricación de la barrena, la asistencia en el apoyo del varillaje y la barrena y proporcionar un cabezal hidrostático para mantener la integridad de las paredes del pozo y prevenir las erupciones.

[0003] A menudo resulta deseable cambiar la densidad de un fluido de perforación para mantener el equilibrio de presión dentro de un pozo y la estabilidad de dicho pozo. Usualmente se logra el cambio de densidad mediante la adición de un agente espesante al fluido de perforación. A menudo, el agente espesante es barita (sulfato de bario), escrito a veces "baryte" en inglés. La barita es un material

insoluble y usualmente se agregan estabilizadores adicionales al fluido de perforación para mantener la sal en estado suspendido. Los estabilizadores pueden incluir, por ejemplo, agentes espesantes, agentes viscosificantes, agentes gelificantes y otros semejantes. El uso de estabilizadores puede resultar problemático si incrementan la viscosidad del fluido de perforación en una medida que dificulte el bombeo eficaz hacia el pozo.

[0004] En fluidos de perforación de baja viscosidad, incluso en presencia de estabilizadores agregados, la barita puede comenzar a sedimentarse a partir del fluido de perforación en una condición conocida como "escurridura de barita." Otros agentes espesantes sólidos también pueden experimentar escurriduras. Según se usa en el presente documento, el término "escurridura de barita" se refiere a una sedimentación lenta de barita u otro agente espesante sólido en un fluido de perforación. La escurridura de barita no es deseable porque puede conducir a una densidad irregular de fluido en el pozo y a un desempeño alterado del mismo. Dicha escurridura de barita puede resultar particularmente problemática en casos donde el fluido de perforación no puede ser cortado eficazmente antes del bombeo hacia el fondo del pozo. Por ejemplo, la escurridura de barita puede ocurrir durante el transporte de un fluido de perforación hacia una plataforma flotante de sondeo. En otros casos, la escurridura de barita puede ocurrir en el fondo del pozo

cuando el fluido de perforación requiere un tiempo más largo de lo normal en el fondo del pozo o existen esfuerzos cortantes inadecuados en el fondo del pozo. En casos extremos, la escurridura de barita puede formar depósitos en forma de un lecho de barita en la parte inferior del pozo, conduciendo eventualmente a atascamientos de la tubería y un posible abandono del pozo.

[0005] La diferencia en la densidad de superficie de un fluido de perforación en el cabezal del pozo y la densidad mientras se bombea o se hace circular hacia el fondo del pozo se denomina normalmente densidad circulante equivalente (ECD, por sus siglas en inglés). Han sido desarrollados varios fluidos de perforación de ECD baja los cuales contienen arcilla organofílica o aditivos de organolignitos. Según se usa en el presente documento, el término "arcilla organofílica" se refiere a arcillas que han sido tratadas con un surfactante catiónico (p.ej., un surfactante catiónico de dialquilamina o un compuesto de amonio cuaternario) o han sido sometidas a tratamientos de superficie semejantes. Se han preparado aditivos de organolignito en una manera semejante. Las arcillas organofílicas se esponjan en solventes orgánicos no polares, en virtud de lo cual se forman agregados abiertos que se creen constituyen una estructura de suspensión para la barita y otros agentes espesantes sólidos en fluidos de perforación de emulsión invertida que contienen estos agentes. Si bien dichos aditivos

son eficaces al mediar en muchos casos en la escurridura de barita, la exposición de arcillas organofílicas, en particular, a finos de perforación puede alterar el rendimiento del fluido de perforación. En particular, las arcillas organofílicas previenen la formación de fluidos tixotrópicos ideales o casi ideales que son inicialmente viscosos pero posteriormente se hacen delgados.

[0006] Los fluidos de perforación que no contienen arcillas organofílicas o aditivos de organolignitos pueden tener estructuras de emulsión sensibles a concentraciones bajas de sólidos en las mismas. En estos casos, puede requerirse una concentración mínima de sólidos para lograr una estabilidad de emulsión adecuada en el tiempo. Numerosas aplicaciones de perforación radican en la introducción de sólidos que se hace en el fondo del pozo hacia el fluido de perforación en forma de finos de perforación a objeto de estabilizar la estructura de emulsión del fluido de perforación. En estos casos, normalmente se considera necesaria la introducción de ~2-3% sólidos de finos de perforación para mantener la estabilidad de la emulsión en el fondo del pozo. Si bien la introducción de sólidos de finos de perforación el fondo del pozo proporciona un rendimiento satisfactorio en muchos casos, se dan excepciones notables en las cuales el caso es diferente. En ocasiones, las operaciones de perforación pueden no incorporar cantidades suficientes de sólidos de finos de perforación en el fluido de perforación para lo-

grar una estabilidad de emulsión satisfactoria. En otros casos, los sólidos de finos de perforación pueden no ser del tipo correcto que se necesita para alcanzar una estabilidad de emulsión satisfactoria. Por ejemplo, las formaciones de arena y de sal pueden presentar sólidos de finos de perforación que no sirven para estabilizar satisfactoriamente la estructura del fluido de perforación. En otros casos, además, el fluido de perforación puede experimentar una escurridura significativa durante su distribución hasta un sitio de perforación.

RESUMEN

[0007] En un primer aspecto la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de perforación que comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; un agente espesante; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante; y colocación del fluido de perforación en una formación subterránea por medio de un pozo que penetra la formación subterránea.

[0008] El agente espesante puede comprender partículas de barita. Las partículas de barita pueden tener un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones. Las partículas coloi-

dales pueden tener un tamaño promedio entre aproximadamente 0,5 micrones y aproximadamente 5 micrones. Las partículas coloidales pueden tener un tamaño inferior a 2 micrones. El fluido de perforación puede tener una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% por encima de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. La pluralidad de partículas coloidales puede comprender por lo menos un tipo de partículas coloidales seleccionadas del grupo que consiste en un mineral molido, una partícula de ceolita, una partícula de sepiolita, una partícula de atapulgita, una partícula de illita, una partícula de montmorillonita, una partícula sin arcilla organofílica, una partícula de bentonita, una partícula de cuarzo, una partícula de carbonato de calcio, una partícula de polvo de sílice, una partícula de hidróxido de calcio, una partícula de hidróxido de magnesio, una partícula de alumoxano, un nanotubo de carbono, un fullereno, grafito, un grafeno, un óxido de grafito, una partícula que comprende un material fibroso, una nanopartícula de metal, un nanobastón de metal, una nanoesfera de metal, una nanoplaqueta de metal, una nanopartícula no metálica, un nanobastón no metálico, una nanoesfera no metálica, una nanoplaqueta no metálica, una nanopartícula de óxido de metal, un nanobastón de óxido de metal, una nanoesfera de óxido de metal, una nanoplaqueta de óxido de metal, una microesfera hueca, una nanoesfera hueca, una esfera de vidrio y sus combinaciones. Por lo me-

nos una porción de la pluralidad de partículas coloidales puede comprender carbonato de calcio. El agente espesante puede comprender por lo menos un agente espesante seleccionado del grupo que consiste en hematita, magnetita, óxidos de hierro, ilmenita, siderita, celestita, dolomita, olivina, calcita, óxidos de magnesio, tetraóxido de magnesio, halitas, carbonato de calcio y sulfato de estroncio.

[0009] En un segundo aspecto la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de perforación que está exento de arcillas organofílicas y comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y una pluralidad de partículas coloidales; donde el fluido de perforación tiene una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% por encima de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático; y perforación de un pozo en una formación subterránea que usa el fluido de perforación.

[0010] Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales puede comprender carbonato de calcio. El fluido de perforación puede tener un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr.

[0011] En un tercer aspecto, la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de

perforación que está exento de arcillas organofílicas y comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de las partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura de las partículas de barita; y perforación de un pozo en una formación subterránea usando el fluido de perforación.

[0012] El fluido de perforación puede tener una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales puede comprender carbonato de calcio. El fluido de perforación puede tener un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr.

[0013] En un cuarto aspecto la presente invención proporciona un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende: una fase continua de fluido oleaginoso; una fase interna de fluido acuoso; un surfactante; partículas de barita; y una pluralidad de partículas coloidales; donde el fluido de perforación tiene una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de

por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

[0014] El fluido de perforación puede tener un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales puede comprender carbonato de calcio. Las partículas de barita pueden tener un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones.

[0015] En un quinto aspecto la presente invención proporciona un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende: una fase continua de fluido oleaginoso; una fase interna de fluido acuoso; un surfactante; un agente espesante; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante.

[0016] Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales puede comprender carbonato de calcio. El agente espesante puede comprender partículas de barita de un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones.

[0017] La presente invención se relaciona con fluidos de perforación de emulsión invertida a usar en aplicaciones subterráneas y, en particular, fluidos de perforación de emulsión invertida que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial disminuido de escurridura de bari-

ta.

[0018] En una realización, la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de perforación que comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; un agente espesante; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante; y colocación del fluido de perforación en una formación subterránea por medio de un pozo que penetra la formación subterránea.

[0019] En una realización, la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y una pluralidad de partículas coloidales; donde el fluido de perforación tiene una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático; y perforación de un pozo en una formación subterránea usando el fluido de perforación.

[0020] En una realización, la presente invención proporciona un método que comprende: proporcionar un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas y comprende: una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante; partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de las partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura de las partículas de barita; y perforación de un pozo en una formación subterránea que usa el fluido de perforación.

[0021] En una realización, la presente invención proporciona un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende: una fase continua de fluido oleaginoso; una fase interna de fluido acuoso; un surfactante; partículas de barita; y una pluralidad de partículas coloidales; donde el fluido de perforación tiene una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

[0022] En una realización, la presente invención proporciona un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende: una fase continua de fluido oleaginoso; una fase interna de fluido acuoso; un surfactante; un agen-

te espesante; y una pluralidad de partículas coloidales; donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante.

[0023] Las características y ventajas de la presente invención se harán fácilmente patentes a las personas capacitadas en la tecnología después de leer la descripción siguiente de las realizaciones preferidas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS ILUSTRACIONES

[0024] Las figuras siguientes han sido incluidas para ilustrar ciertos aspectos de la presente invención y no deben entenderse como realizaciones exclusivas. La materia objeto revelada es susceptible de considerables modificaciones, alteraciones y equivalentes en su forma y función, como lo saben las personas capacitadas en la tecnología y y beneficiadas con la presente revelación.

[0025] La FIGURA 1 muestra un gráfico de reología de hélice descendente correspondiente a fluidos de perforación ilustrativos de la presente invención en comparación con aquellos que no contienen una estructura de apoyo asociativa.

[0026] Las figuras 2 y 3 muestran perfiles de reología correspondiente a fluidos de perforación ilustrativos de la presente invención en comparación con aquellos que no contienen una estructura de apoyo asociativa. La FIGURA 2 muestra el perfil de reología completa de 600 rpm hasta 0,9

rpm y la FIGURA 3 muestra una expansión de la región de bajo esfuerzo cortante de la FIGURA 2 desde 0,9 rpm hasta 10 rpm.

[0027] La FIGURA 4 muestra un gráfico de reología de hélice descendente ilustrativo correspondiente a la formulación 33 sin envejecimiento estático.

[0028] La FIGURA 5 muestra un gráfico de reología de hélice descendente ilustrativo correspondiente a la formulación 60 según se preparó inicialmente y después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C).

[0029] La FIGURA 6 muestra un gráfico de reología de hélice descendente ilustrativo correspondiente a la formulación 73 después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C).

[0030] La FIGURA 7 muestra un gráfico de reología de hélice descendente ilustrativo correspondiente a la formulación piloto cortada a escala 52 después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C).

[0031] La FIGURA 8 muestra un gráfico de reología ilustrativo que compara el rendimiento de un fluido de perforación representativo formulado desde un aceite base "ENCORE" contra el formulado a partir de un aceite base "ACCOLADE".

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0032] La presente invención se relaciona con fluidos de perforación de emulsión invertida a usar en aplicaciones subterráneas y, en particular, fluidos de perforación de

emulsión invertida que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial disminuido de escurridura de barita. Más específicamente, la presente invención proporciona fluidos de perforación de emulsión invertida que tienen buenas propiedades reológicas y mantienen una ECD baja en períodos ampliados.

[0033] Si bien la descripción siguiente se dirige principalmente a fluidos de perforación que contienen partículas de barita, los fluidos de perforación que contienen agentes espesantes semejantes también pueden estabilizarse mediante el uso de las realizaciones siguientes.

[0034] Entre las numerosas ventajas de la presente invención, de las cuales únicamente unas pocas han sido expuestas o aludidas en el presente documento, la presente invención en general proporciona métodos fáciles de perforación de pozos en ciertas formaciones subterráneas. Lo anterior se logra usando fluidos de perforación de emulsión invertida que tienen un potencial disminuido de escurridura de barita y una estabilidad de emulsión aumentada en el transcurso de períodos extendidos. La estabilidad de emulsión puede verse reflejada en el fluido de perforación que tiene una densidad relativamente estable o un perfil reológico en el transcurso de tiempos de envejecimiento ampliados. Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención utilizan partículas coloidales o combinaciones de partículas coloidales que confieren una estabilidad de den-

sidad ampliada al fluido de perforación, particularmente en las temperaturas de fondo del pozo. La estabilización de la densidad mediante las partículas coloidales hace deseables los presentes fluidos de perforación para un uso ampliado en el fondo del pozo, especialmente en pozos altamente desviados, pozos que tienen un espacio anular estrecho y pozos en formaciones agotadas, donde los fluidos de perforación pueden invertir una cantidad considerable de tiempo en el fondo del pozo. Adicionalmente, la estabilización de la densidad mediante partículas coloidales puede permitir a los actuales fluidos de perforación ser transportados hasta un sitio de perforación sin el temor de que se formen gradientes de densidad en el fluido de perforación durante el transporte.

[0035] De conformidad con la forma de pensar convencional, el agregar partículas coloidales a un fluido de perforación conduciría a un incremento indeseado de la viscosidad. Sin embargo, según se describe más adelante en este documento, la adición de partículas coloidales a un fluido de perforación mejora de manera inesperada el perfil reológico de bajo esfuerzo cortante del fluido de perforación. Adicionalmente, los solicitantes han descubierto ciertos casos en los cuales las partículas coloidales actúan recíprocamente con el surfactante de la emulsión invertida para formar una estructura de apoyo asociativa que ayuda a estabilizar la estructura de la emulsión.

[0036] Los fluidos de perforación de la presente invención utilizan de manera ventajosa la introducción de partículas coloidales dentro del fluido de perforación antes de bombear en el fondo del pozo para estabilizar la estructura de la emulsión del fluido de perforación y la distribución del agente espesante en el mismo. De conformidad con las presentes realizaciones, no se requiere necesariamente la introducción de sólidos de finos de perforación durante una operación de perforación y un esfuerzo cortante extensivo en el fondo del pozo para estabilizar la emulsión mientras se encuentra en el fondo del pozo. La introducción temprana de partículas coloidales permite que la composición del fluido de perforación se mantenga dentro de una gama deseada para conferir estabilidad a la emulsión, mientras se produce un comportamiento reológico deseado en períodos prolongados. Adicionalmente, la introducción temprana de partículas coloidales permite que el fluido de perforación sea bombeado en el fondo del pozo sin aplicación de esfuerzo cortante antes o durante la operación de bombeo a objeto de volver a dispersar el agente espesante. Por lo tanto, el fluido de perforación puede formularse en una instalación de producción, cortarse y seguidamente transportarse hasta un sitio de perforación para el bombeo en el fondo del pozo.

[0037] Una ventaja adicional de los presentes fluidos de perforación es que las partículas coloidales están presen-

tes en una cantidad suficiente para conferir la estabilidad de densidad extendida al fluido de perforación sin degradar su comportamiento reológico en comparación con un fluido de perforación que no contiene por lo menos parte de las partículas coloidales. Por ende, los presentes fluidos de perforación continúan siendo sumamente susceptibles de bombeo en el fondo del pozo y muestran características de rendimiento deseables en fondo de pozo. Adicionalmente, la incorporación de partículas coloidales a los presentes fluidos de perforación puede conducir a ciertas mejoras reológicas beneficiosas, según se expone en el presente documento.

[0038) Dentro de la tecnología se acostumbra simular el rendimiento de un fluido de perforación en el fondo del pozo a través del envejecimiento estático de una muestra de fluido de perforación en condiciones comparables a las experimentadas en el fondo del pozo. Mediante el monitoreo del comportamiento reológico de la muestra de fluido de perforación y la densidad como una función del tiempo en condiciones simuladas de fondo del pozo, puede establecerse un indicador del comportamiento y el potencial de escurridura en el fondo del pozo. Normalmente, se acostumbra realizar estas mediciones al cabo de 16 horas de envejecimiento estático. Este período ha sido considerado por las personas capacitadas en la tecnología como suficientemente indicativo de la estabilidad de densidad a largo plazo y del

comportamiento reológico del fluido de perforación durante la estadía en el fondo del pozo. Sin embargo, los solicitantes han descubierto que algunos fluidos de perforación que exhiben un rendimiento aceptable a 16 horas de envejecimiento tienen una densidad y un perfil reológico completamente cambiados con tiempos de envejecimiento más ampliados (p.ej., aproximadamente 62 horas). En consecuencia, un fluido de perforación que pudiera parecer adecuado para el uso en el fondo del pozo con base en los datos de envejecimiento de 16 horas pudiera, de hecho, resultar completamente inaceptable para tiempos de residencia extendidos en el fondo del pozo. Los fluidos de perforación de la presente invención que contienen partículas coloidales proporcionan de manera ventajosa densidades relativamente estables y un comportamiento reológico satisfactorio en períodos extendidos, lo cual los hace más adecuados para ciertas operaciones en el fondo del pozo. En particular, el rendimiento con esfuerzo cortante bajo de los presentes fluidos de perforación resulta particularmente llamativo sobre dicho rendimiento de fluidos de perforación convencionales.

[0039] Según se observa anteriormente, se cree que la adición de partículas coloidales a los fluidos de perforación de la presente invención estabiliza de manera beneficiosa la estructura de la emulsión del fluido de perforación y la densidad en el transcurso de períodos prolongados. Sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particu-

lar, los solicitantes creen que por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante de la emulsión invertida para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura de partículas de barita o un agente espesante semejante en el transcurso de períodos prolongados. Según se usa en el presente documento, el término "estructura de apoyo asociativa" se refiere a, por ejemplo, una actuación recíproca covalente o no covalente entre por lo menos algunas de las partículas coloidales y el surfactante en un fluido de perforación de emulsión invertida que proporciona un apoyo más reforzado para partículas de barita o un agente espesante semejante de lo que es posible con cualquiera de los componentes por separado. Dicho de otro modo, existe un efecto de estabilización sinérgica observado entre por lo menos una porción de las partículas coloidales y el surfactante de los fluidos de perforación de emulsión invertida. Este efecto de estabilización sinérgica puede observarse examinando el perfil reológico de un fluido de perforación sin por lo menos uno de los componentes sinérgicos (es decir, las partículas coloidales y/o el surfactante) y comparando el perfil observado con el de un fluido de perforación con los componentes sinérgicos.

Si bien dicha estructura de apoyo asociativa puede tener características estructurales de largo alcance, el uso de este término no transmite necesariamente alguna forma de

estructura de largo alcance. A modo de ejemplo no taxativo, se cree que las partículas coloidales de tamaño lo suficientemente pequeño pueden actuar recíprocamente con micelos estabilizados con surfactante para modificar la actuación recíproca de los micelos con una fase continua oleaginosa al agregar volumen a la interfaz micelo-fase continua. De nuevo, sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particular, los solicitantes creen que dicha actuación recíproca puede ser responsable de la creación de una estructura que conduce a la estabilización de la interfaz de emulsión en los fluidos de perforación de la presente invención.

[0040] Para determinar si existe una estructura de apoyo asociativa en un fluido de perforación, pueden realizarse pruebas de escurridura y pruebas de comportamiento reológico según se describe en los Ejemplos Experimentales en el presente documento. En general, los solicitantes creen que una estructura de apoyo asociativa existe si la densidad del fluido de perforación disminuye en menos de aproximadamente 15% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático y/o si el perfil reológico de bajo esfuerzo cortante del fluido de perforación cambia en menos de aproximadamente $\pm 25\%$, según medición de la lectura directa a una velocidad de rotación de 6 rpm o menos en un viscosímetro Fann Modelo 35. Más aún, los solicitantes creen que existe una estructura de apoyo asociati-

va si el fluido de perforación exhibe un perfil de reología de hélice descendente significativamente diferente en comparación con el de un fluido de perforación que no contiene una estructura de apoyo asociativa. Por ejemplo, la FIGURA 1 muestra un perfil de reología de hélice descendente correspondiente a fluidos de perforación ilustrativos de la presente invención en comparación con aquellos que no contienen una estructura de apoyo asociativa. En los Ejemplos Experimentales en el presente documento se presentan varios fluidos de perforación que poseen estas calidades.

[0041] La presente invención describe métodos que trabajan con fluidos de perforación de emulsión invertida. En algunas realizaciones, los métodos comprenden proporcionar un fluido de perforación que comprende una emulsión invertida, un agente espesante y una pluralidad de partículas coloidales y colocación del fluido de perforación en una formación subterránea por medio de un pozo que penetra la formación subterránea. La emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante.

[0042] En algunas realizaciones, el agente espesante comprende partículas de barita. En algunas realizaciones, las partículas de barita tienen un tamaño de a lo sumo aproxi-

madamente 45 micrones. En algunas realizaciones, las partículas de barita tienen un tamaño promedio (d_{50}) de 45 micrones o menos.

[0043] Pueden usarse agentes espesantes diferentes a barita en cualquiera de las realizaciones descritas en el presente documento. En algunas realizaciones, pueden usarse agentes espesantes como por ejemplo, por ejemplo, hematita, magnetita, óxidos de hierro, ilmenita, siderita, celestita, dolomita, olivina, calcita, óxidos de magnesio, halitas y otros semejantes. En algunas realizaciones, pueden usarse agentes espesantes como por ejemplo carbonato de calcio, sulfato de estroncio o tetraóxido de manganeso. En otras realizaciones adicionales, puede usarse el agente espesante "MICROMAX". "MICROMAX" es un agente espesante con base en tetraóxido de manganeso que está disponible a través de Elkem Materials. También se prevé el uso de otros agentes espesantes por parte de las personas capacitadas en la tecnología.

[0044] En algunas realizaciones, el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. En algunas realizaciones, el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 4,5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. En otras realizaciones adicionales, el fluido de perfora-

ción posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 4% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. En algunas realizaciones, el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 3% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. En otras realizaciones adicionales, el fluido de perforación posee una densidad que cambia en una cantidad entre aproximadamente 1% hasta aproximadamente 4% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

[0045] En algunas realizaciones, el cambio de densidad aceptable del fluido de perforación varía en proporción con el peso del fluido de perforación. Por ejemplo, para un fluido de perforación de 14 lb/gal (1680 kg/ms) el cambio en la densidad puede ser menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. Sin embargo, para fluidos de perforación más pesados, el cambio en la densidad puede ser preferiblemente menor en el transcurso del período de envejecimiento estático. Por ejemplo, para un fluido de perforación de 16 lb/gal (1920 kg/m³), el cambio en la densidad puede ser menos de aproximadamente 4,5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático y para 18 lb/gal (2160 kg/m³), el cambio en la densidad puede ser menos de aproximadamente 4% en el transcur-

so de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. Con fluidos de perforación más pesados, estos valores de cambio de densidad proporcionan la misma varianza de 0,7 lb/gal (80 kg/m³) que ocurre para un fluido de perforación de 14 lb/gal (1680 kg/m³) cuando ocurre un cambio de 5% en la densidad.

[0046] En algunas realizaciones, los fluidos de perforación están exentos de arcillas organofílicas. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación están sustancialmente exentos de lignita.

[0047] En diversas realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención están sustancialmente exentos de arcillas organofílicas y/o lignita organofílica. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación exentos de arcillas organofílicas comprenden una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso, un surfactante, partículas de barita o un agente espesante semejante y una pluralidad de partículas coloidales. El fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático. En algunas realizaciones, por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura de las partículas de barita durante por lo menos aproximadamente 62 horas. La inhibición de la

escurridura de barita puede medirse mediante el fluido de perforación que tiene un cambio en la densidad inferior a aproximadamente 5% durante este tiempo.

[0048] Según se usa en el presente documento, el término "emulsión invertida" se refiere a una emulsión que comprende una fase continua de fluido oleaginoso y una fase interna de fluido acuoso. Dichas emulsiones se denominan frecuentemente emulsiones de aceite en agua en las cuales un aceite o un compuesto hidrofóbico no polar semejante forma la fase continua y agua o un compuesto inmisible que es miscible en agua pero es oleaginoso forma la fase interna.

[0049] Según se usa en el presente documento, el término "fluido oleaginoso" se refiere a un material que tiene las propiedades de un aceite o un compuesto hidrofóbico no polar semejante. Los fluidos oleaginosos ilustrativos adecuados para el uso en la presente invención incluyen, por ejemplo, (i) ésteres preparados a partir de ácidos grasos y alcoholes o ésteres preparados a partir de olefinas y ácidos grasos o alcoholes; (ii) alfaolefinas lineales, olefinas isomerizadas que tienen una cadena recta, olefinas que tienen una estructura ramificada, olefinas isomerizadas que tienen una estructura cíclica e hidrocarburos de olefinas; (iii) parafinas lineales, parafinas ramificadas, parafinas poliramificadas, parafinas cíclicas e isoparafinas; (iv) hidrocarburos de aceite mineral; (v) triésteres de glicéridos incluyendo, por ejemplo, aceite de canola, aceite de

oliva, aceite de canola, aceite de castor, aceite de coco, aceite de maíz, aceite de semilla de algodón, aceite de manteca de cerdo, aceite de lino, aceite de pata de buey, aceite de palma, aceite de cacahuete, aceite de perilla, aceite de salvado de arroz, aceite de cártamo, aceite de sardina, aceite de sésamo, aceite de frijol de soya y aceite de girasol; (vi) compuestos nafténicos (compuestos de parafina cíclica que tienen una fórmula C_nH_{2n} donde n es un número entero ubicado en una gama entre aproximadamente 5 y aproximadamente 30); (vii) diesel; (viii) éteres alifáticos preparados a partir de alcoholes de cadena larga; y (ix) acetales alifáticos, dialquilcarbonatos y sus mezclas. Según se usa en el presente documento, ácidos grasos y alcoholes o ácidos de cadena larga y alcoholes se refieren a ácidos y alcoholes que contienen aproximadamente 6 hasta aproximadamente 22 átomos de carbono, o aproximadamente 6 hasta aproximadamente 18 átomos de carbono, o aproximadamente 6 hasta aproximadamente 14 átomos de carbono. En algunas realizaciones, dichos ácidos grasos y alcoholes tienen aproximadamente 6 hasta aproximadamente 22 átomos de carbono que comprenden su cadena principal. La persona capacitada en la tecnología puede reconocer que los ácidos grasos y alcoholes pueden contener también enlaces insaturados.

[0050] En general, las fases continuas del fluido oleaginoso que tienen viscosidades iniciales bajas antes de la adi-

ción de partículas coloidales producen fluidos de perforación que tienen los mejores ECD. Los fluidos de perforación de emulsión invertida disponibles comercialmente que contienen dichas fases continuas de fluido oleaginoso incluyen, por ejemplo, "PETROFREE SF", "ACCOLADE" y "ENCORE," cada uno de los cuales está disponible a través de Halliburton Energy Services. De éstos, "ENCORE" tiene la viscosidad inicial más baja. Otros fluidos de perforación de emulsión invertida incluyen "XP-07" disponible a través de Halliburton Energy Services, "ESCAID 110" disponible a través de ExxonMobil Corporation, "HDF-2000" disponible a través de TOTAL-Fina y "PUREDRILL IA-35" disponible a través de Petro-Canada. De éstos, "XP-07" and "BSCAID 110" tienen viscosidades iniciales bajas y pueden ser particularmente adecuados para producir un fluido de perforación de ECD baja.

Si bien la particularmente baja viscosidad de "XP-07" resulta especialmente llamativa para producir un fluido de perforación que tiene una ECD baja, este aceite base no ha sido aprobado para operaciones en el Golfo de México. En contraste, tanto "ENCORE" como "ACCOLADE," poseen autorización para ser usados en el Golfo de México. En diversas realizaciones, el aceite base de los fluidos de perforación puede usarse después de haber sido reciclado o recuperado de otras fuentes. Opcionalmente, el aceite base puede tener otros componentes agregados durante la formulación de los

presentes fluidos de perforación. En otras realizaciones, otros componentes pueden estar incluidos en el fluido de perforación disponible comercialmente.

[0051] Según se usa en el presente documento, el término "fluido acuoso" se refiere a un material que comprende agua o un compuesto inmiscible de fluido miscible en agua pero oleaginoso. Los fluidos acuosos ilustrativos adecuados para practicar la presente invención incluyen, por ejemplo, agua dulce, agua marina, una salmuera que contiene por lo menos una sal orgánica o inorgánica disuelta, un líquido que contiene compuestos orgánicos miscibles en agua y otros semejantes. En algunas realizaciones, un fluido acuoso puede contener una mezcla de agua y un glicol.

[0052] En los presentes fluidos de perforación, la fase continua del fluido oleaginoso y la fase continua del fluido acuoso están presentes en una relación de por lo menos aproximadamente 70:30. Esta relación es establecida frecuentemente como relación aceite a agua (OWR). Es decir, en las presentes realizaciones, un fluido de perforación que tiene OWR 70:30 comprende 70% fase continua de fluido oleaginoso y 30% fase interna de fluido acuoso. En algunas realizaciones, los presentes fluidos de perforación tienen una OWR ubicada en la gama entre aproximadamente 70:30 hasta aproximadamente 80:20, incluyendo todas las subgamas ubicadas entre las mismas. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación tienen una OWR ubicada en la gama entre

aproximadamente 74:26 y aproximadamente 80:20, incluyendo todas las subgamas ubicadas entre las mismas. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación tienen una OWR de aproximadamente 75:25 o superior. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación tienen una OWR de aproximadamente 80:20 o superior. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación tienen una OWR de aproximadamente 85:15 o superior. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación tienen una OWR entre aproximadamente 90:10 y 60:40, incluyendo todas las subgamas ubicadas entre las mismas. La persona capacitada en la tecnología puede reconocer que OWR inferiores pueden formar más fácilmente emulsiones adecuadas para la suspensión de barita y otros agentes espesantes en el mismo. Sin embargo, la persona capacitada en la tecnología también sabe que una OWR demasiado baja puede resultar abiertamente viscosa para el bombeo en el fondo del pozo.

[0053] En general, los surfactantes de la presente invención no están particularmente limitados y sólo se necesita que sean capaces de estabilizar micelos de fluido acuoso en una emulsión invertida. Adicionalmente, el surfactante puede actuar recíprocamente con partículas coloidales en un fluido de perforación de emulsión invertida para formar una estructura de apoyo asociativa. Los surfactantes adecuados ilustrativos para el uso en la presente invención incluyen, por ejemplo, amidas alquildietanol mixtas hidrolizables

ácidas, alquil glucósidos, polialquilglucósidos, alquilalcoxipolidimetilsiloxanos, polialquildimetilsiloxanos, ácidos grasos, jabones de ácidos grasos, amidoaminas, poliamidas, poliaminas, ésteres de oleato, derivados de imidazolina, aceite de resinas de lejías celulósicas crudo oxidado, ésteres de fosfato orgánicos, sulfatos aromáticos de alquilo, sulfonatos aromáticos de alquilo, sulfatos de alquilo, sulfonatos de alquilo, monoésteres de sorbitano polialcoxilado, polioles de poliéster, ésteres de alcohol alifáticos, ésteres de alcohol aromáticos, sales de amonio de ácido poliacrílico y sales de amonio de ácido sulfónico 2-acrilamido-2-metilpropano/copolímero de ácido acrílico. En algunas realizaciones, el surfactante es una poliamida. En otras realizaciones, el surfactante es un ácido graso. Los surfactantes comerciales ilustrativos adecuados para practicar la presente invención incluyen, por ejemplo, "ALADOL 10 511" (una dietanolamida de ácido graso de aceite de resinas de lejías celulósicas disponible a través de Akzo Nobel Surface Chemistry de Chicago, Illinois), "TWEEN 81" (un monooleato de polioxietileno(5)sorbitano disponible a través de Uniqema de New Castle, Delaware), "ALKAM-ULS SMO" (un monooleato de sorbitano disponible a través de Rhone Poulenc Inc. de Paris, France) y "INVERMUL," "EZ MUL," "EZ MUL NT," "EZ MUL NS," "LE SUPERMUL" y "LE MUL" (todos disponibles a través de Halliburton Energy Services de Houston, Texas).

[0054] En general, dichos surfactantes están presentes en una cantidad que no interfiere con el uso de las emulsiones invertidas como fluidos de perforación y facilitan aún más el desarrollo de las propiedades mejoradas de estabilidad de densidad y reología según se describe en el presente documento. En algunas realizaciones, los surfactantes están presentes en los fluidos de perforación de emulsión invertida en una cantidad inferior a aproximadamente 10% por volumen del fluido de perforación. En otras realizaciones, los surfactantes están presentes en los fluidos de perforación de emulsión invertida en una cantidad inferior a aproximadamente 3% por volumen del fluido de perforación.

[0055] En las presentes realizaciones, las partículas de barita o un agente espesante semejante y la pluralidad de partículas coloidales son agregadas al fluido de perforación para producir una densidad deseada en el fluido de perforación. Según se usa en el presente documento, la combinación de partículas de barita o un agente espesante semejante y la pluralidad de partículas coloidales se denomina la "mezcla espesante."

En algunas realizaciones, las partículas de barita o un agente espesante semejante comprenden más de aproximadamente 90% de la mezcla espesante por peso. En algunas realizaciones, las partículas de barita o un agente espesante semejante comprenden entre aproximadamente 90% y aproximadamente 99% de la mezcla espesante por peso. Por lo tanto, en

dichas realizaciones, la pluralidad de partículas coloidales comprende entre aproximadamente 1% y aproximadamente 10% de la mezcla espesante por peso. En algunas realizaciones, la pluralidad de partículas coloidales comprende hasta aproximadamente 10% de la mezcla espesante por peso.

[0056] En algunas realizaciones, la mezcla espesante tiene partículas (tanto partículas de barita como partículas coloidales) en la cual aproximadamente 6% hasta aproximadamente 80% de las partículas tiene un tamaño de 20 micrones o un tamaño superior. En algunas realizaciones, la mezcla espesante tiene partículas (tanto partículas de barita como partículas coloidales) en las cuales por lo menos aproximadamente 95% de las partículas tienen un tamaño de 50 micrones o un tamaño menor. En algunas realizaciones, las partículas de barita usadas en las presentes realizaciones son partículas de barita de del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) o partículas que tienen una distribución de tamaño semejante. De conformidad con las normas API, la barita API tiene una distribución de tamaño de partícula sustancialmente ubicada en la gama entre 3 y 74 micrones y una gravedad específico de por lo menos 4,20 g/cm³. La Tabla 1 muestra un listado de distribución de tamaños de partícula medido en una muestra típica de barita API.

Tabla 1

	% PARTICLES, TYPICAL
SIZE RANGE (MICRONS)	API BARITE
<1	0.85
1 - 4	7.40
4 - 8	6.25
8 - 12	5.25
12 - 16	4.75
16 - 20	4.50
> 20	<u>21.00</u>
	100%

% PARTÍCULAS, NORMAL
GAMA DE TAMAÑO (MICRONES)
BARITA API

[0057] En por lo menos algunas realizaciones, los solicitantes han hallado que la retirada de partículas grandes de la fuente de barita disminuye de manera ventajosa la propensión a que ocurra la escurridura de barita en los presentes fluidos de perforación. De conformidad con la Ley de Stokes, la fuerza de fricción requerida para suspender una partícula es directamente proporcional al radio de la partícula. Sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particular, los solicitantes creen que la reducción en la propensión a la escurridura de barita cuando se trabaja con partículas de barita más pequeñas se debe por lo menos parcialmente a una disminución de las fuerzas de fricción necesarias para mantener las partículas de barita suspendidas en la emulsión invertida. Más importante aún, unas partículas de barita más pequeñas producen un ajuste de densidad semejante al producido usando un peso comparable de ba-

rita API u otra fuente de barita de tamaño semejante en los presentes fluidos de perforación. De manera inesperada, el uso de partículas más pequeñas de barita en los presentes fluidos de perforación también mejoran el comportamiento de la reología del fluido de perforación, en virtud de lo cual los fluidos de perforación que contienen partículas más pequeñas de barita se hacen particularmente bien adecuados para el uso en el fondo del pozo.

[0058] A modo de ejemplo no taxativo, las partículas más pequeñas de barita pueden prepararse moliendo barita API o cualquier otra fuente de barita y pasando la barita molida por un cedazo o malla para obtener partículas de barita que posean una gama de tamaños deseada. Por ejemplo, en algunas realizaciones, la barita molida puede pasarse a través de una malla 325 (0,045 mm) para producir partículas de barita de tamaño inferior a 45 micrones. Las personas capacitadas en la tecnología pueden concebir otras técnicas de dimensionamiento y gamas de tamaños. La Tabla 2 muestra un listado de distribuciones de tamaños de partícula en una barita molida normal que puede pasarse por una malla 325 (0,045 mm). La barita así dimensionada está disponible a través de R.E. Carroll, Inc. como "CIMBAR #22 BARYTES".

Tabla 2

	% PARTICLES, TYPICAL
SIZE RANGE (MICRONS)	325 MESH (0.045 mm) BARITE
<1	1.80
1 - 4	13.70
4 - 8	15.00
8 - 12	14.25
12 - 16	16.25
16 - 20	14.50
> 20	24.50
	100%

% PARTÍCULAS, NORMAL
GAMA DE TAMAÑO (MICRONES)
BARITA MALLA 325 (0,045 mm)

[0059] Al moler partículas de barita hasta tamaños más pequeños, se puede reducir la relación por partícula del área de superficie a masa. Mientras que una masa de partícula disminuida puede ser una ventaja en las presentes realizaciones, los solicitantes creen, sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particular, que el incremento en el área de superficie disponible permite una actuación recíproca superior entre el surfactante y las partículas coloidales para formar una estructura de apoyo asociativa más fuerte. Esta característica complementa la fuerza de fricción reducida necesaria para mantener partículas de barita pequeñas suspendidas en los presentes fluidos de perforación de emulsión invertida y conduce a una reducción adicional del potencial de escurridura de barita.

[0060] En algunas realizaciones, las partículas de barita

de la presente invención son sustancialmente esféricas. Si bien la presente invención ha sido descrita a través de ciertos tipos de barita dimensionada, la persona capacitada en la tecnología que recibe el beneficio de la presente revelación puede apreciar que en la presente invención puede usarse cualquier fuente de barita con un tamaño de partícula promedio inferior al de la barita API o cualquier otra fuente de barita de tamaño comparable.

(0061] Según se usa en el presente documento, el término "partículas coloidales" se refiere a cualquier partícula sólida que se pueda suspender en un fluido de perforación de emulsión invertida y tiene por lo menos una dimensión inferior a aproximadamente 5 micrones de tamaño. La forma de las partículas coloidales adecuadas para el uso en la presente invención puede variar sin limitación y puede ser, por ejemplo, bastones, esferas, plaquetas, agujas, fibras, anillos, tubos, cilindros y otros semejantes. En partículas coloidales que tienen una relación de aspecto grande (p.ej. bastones, cilindros y tubos), el diámetro de las 10 partículas coloidales puede ser inferior a 5 micrones de tamaño, en tanto que su longitud puede exceder este valor. Por ejemplo, en la sepiolita del mineral de arcilla, las partículas coloidales tienen una longitud promedio de 1-2 micrones pero un ancho de sólo aproximadamente 100 nm. Las partículas coloidales que contienen sepiolita están disponibles comercialmente a través de Halliburton Energy Services

en el fluido de aditivo de perforación "TAU-MOD". En algunas realizaciones, las partículas coloidales tienen un tamaño promedio d_{50} entre aproximadamente 0,5 micrones y aproximadamente 5 micrones. En otras realizaciones, las partículas coloidales son inferiores a aproximadamente 2 micrones. A modo de otro ejemplo ilustrativo, la bentonita del mineral de arcilla contiene partículas coloidales inferiores a aproximadamente 2 micrones en tamaño. En algunas realizaciones, las partículas coloidales son nanopartículas, lo cual significa que tienen por lo menos una dimensión inferior a aproximadamente 1000 nm en tamaño.

[0062] Las partículas coloidales adecuadas para practicar la presente invención pueden ser materiales naturales o sintéticos. Las partículas coloidales ilustrativas pueden incluir, sin limitación, minerales molidos (p.ej., partículas de ceolita, partículas de sepiolita, partículas de attapulgita, partículas de illita, partículas de montmorilonita, partículas de arcilla no organofílica, partículas de bentonita, partículas de cuarzo, partículas de carbonato de calcio, partículas de polvo de sílice, partículas de hidróxido de calcio, partículas de hidróxido de magnesio, partículas de hidroxiapatita y partículas de alumoxano y otros semejantes), grafito, nanoestructuras de carbono (p.ej., nanotubos de carbono, fulerenos, grafeno, un óxido de grafito y otros semejantes) y nanoestructuras sin carbono (p.ej., nanopartículas de metal, nanobastones de metal, na-

noesferas de metal, nanoplaquetas de metal, nanopartículas no metálicas, nanobastones no metálicos, nanoesferas no metálicas, nanoplaquetas no metálicas, nanopartículas de óxido de metal, nanobastones de óxido de metal, nanoesferas de óxido de metal, nanoplaquetas de óxido de metal, microesferas huecas y nanoesferas huecas), esferas de vidrio y partículas que comprenden un material fibroso (p.ej., sepiolita). Los solicitantes han hallado que los materiales coloidales fibrosos, en particular, pueden producir fluidos de perforación que tienen ECD satisfactorias. Sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particular, se cree que el uso de múltiples tipos de partículas coloidales que tienen una gama de formas, tamaños y características de superficie nativas pueden proporcionar un comportamiento superior en cuanto a la escurridura de barita y mejores propiedades reológicas que las obtenidas con un solo tipo de partículas coloidales o una mezcla de partículas coloidales que tienen una gama estrecha de distribución de tamaños. En algunas realizaciones, puede usarse una mezcla de dos o más tipos diferentes de partículas coloidales que tienen diferentes tamaños promedio para poner en práctica la presente invención.

[0063] En algunas realizaciones, por lo menos una porción de las partículas coloidales comprende carbonato de calcio. En algunas de estas realizaciones, el carbonato de calcio puede tener un diámetro promedio en una gama entre aproxi-

madamente 1 micrón y aproximadamente 5 micrones. En algunas realizaciones, el carbonato de calcio tiene un diámetro promedio inferior a aproximadamente 5 micrones en tamaño. En otras realizaciones, el carbonato de calcio tiene un diámetro promedio inferior a aproximadamente 3 micrones en tamaño. En otras realizaciones adicionales, el carbonato de calcio tiene un diámetro promedio inferior a aproximadamente 2 micrones en tamaño. Los productos de carbonato de calcio comerciales ilustrativos incluyen, por ejemplo, "BARACARB 5" y "BARACARB 50" (disponibles a través de Halliburton Energy Services de Houston, Texas), "ULTRACARB 2" (disponibles a través de TBC Brinadd in Houston, Texas) y "EXCAL 3" (disponibles a través de Excalibar Minerals, LLC de Houston, Texas).

[0064] En algunas realizaciones, una relación del tamaño de las partículas de barita al tamaño de las partículas coloidales es a lo sumo aproximadamente 1:9. En otras realizaciones, la relación del tamaño de las partículas de barita al tamaño de las partículas coloidales es a lo sumo aproximadamente 5. En otras realizaciones adicionales, la relación del tamaño de las partículas de barita al tamaño de las partículas coloidales es a lo sumo aproximadamente 2.

[0065] En diversas realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención pueden opcionalmente contener aditivos adicionales como por ejemplo, por ejemplo, agentes de control de pérdida de fluidos, inhibidores de corrosión,

agentes gelificantes, agentes de control de reología o adelgazadores (p.ej., "COLDTROL," un derivado de alcohol; "ATC," un éster de ácido graso modificado; "OMC2," un ácido graso oligomérico; y/o "DEEP-TREAT," una sal de sulfonato de sodio), potenciadores de viscosidad (p.ej., "RHEMOD L," un ácido graso modificado; y/o "VIS-PLUS," un ácido carboxílico), agentes viscosificantes temporales (p.ej., "TEMPERUS," un ácido graso modificado), aditivos de control de filtraciones (p.ej., "ADAPTA," un copolímero metilestireno/acrilato), aditivos para el control de alta temperatura/alta presión (p.ej., "FACTANT," un derivado de aceite de resinas de lejías celulósicas altamente concentrado), aditivos de emulsificación (p.ej., "LESUPERMUL," un ácido graso poliamínico; y/o "LE MUL," una mezcla de aceite de resinas de lejías celulósicas oxidado y un ácido graso poliamínico). Todos los productos comerciales mencionados anteriormente están disponibles a través de Hallihurton Energy Services de Houston, Texas. La persona capacitada en la tecnología sabe que es posible incluir una cantidad de aditivos adicionales conocidos dentro de la tecnología y pueden ser incluidos en los fluidos de perforación de la presente invención a través de experimentos de rutina.

[0066] Según se observa anteriormente, la estructura de apoyo asociativa de las presentes realizaciones se forma de manera ventajosa en el fluido de perforación antes de colocar el fluido de perforación en una formación subterránea.

Normalmente, los fluidos de perforación se formulan en una instalación de producción y se mezclan mediante aplicación de un esfuerzo de corte al fluido de perforación. Sin intención de regirse por una teoría o mecanismo, los solicitantes creen que la aplicación del esfuerzo de corte conduce a la formación de micelos de fluido acuoso en una fase continua de fluido oleaginoso, lo cual se estabiliza mediante el surfactante. Aún sin intención de regirse por una teoría o mecanismo en particular, los solicitantes creen que por lo menos una porción de las partículas coloidales actúan recíprocamente con el surfactante en los micelos para formar una estructura de apoyo asociativa para partículas de barita o un agente espesante semejante suspendido en la emulsión invertida. Una vez formada, la estructura de apoyo asociativa es estable en ausencia de un esfuerzo de corte, de modo que los fluidos de perforación de la presente invención tienen una tendencia reducida hacia la escurridura de barita. En algunas realizaciones, la estructura de apoyo asociativa inhibe la escurridura de las partículas de barita durante por lo menos aproximadamente 62 horas, según medición del fluido de perforación que tiene un cambio en la densidad inferior a aproximadamente 5% durante este tiempo.

[0067] Según se usa en el presente documento, el término "caudal de escurridura" indica la velocidad relativa del material espesado que pudiera depositarse en un fluido en

el transcurso de un tiempo determinado. De conformidad con una realización, el caudal de escurridura en un fluido de perforación de emulsión invertida puede medirse a través de pruebas dinámicas de escurridura de gran ángulo (DHAFT). De conformidad con dichas realizaciones, el caudal de escurridura puede determinarse en 5 velocidades de cizallamiento fijas: $0,35 \text{ s}^{-1}$, $1,76 \text{ s}^{-1}$, $10,55 \text{ s}^{-1}$, $21,09 \text{ s}^{-1}$ y estática (0 s^{-1}). Con base en el perfil de caudal de escurridura DHAFT, la emulsión invertida puede clasificarse con respecto a su idoneidad para el uso en pozos desviados. Para mayor información concerniente a mediciones de caudal de escurridura DHAFT véase la patente estadounidense 6,584,833, la cual se incorpora en su totalidad al presente documento mediante referencia.

[0068] En algunas realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención tienen un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 10 mm/hr. En otras realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención tienen un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr. En otras realizaciones adicionales, los fluidos de perforación de la presente invención tienen un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 3 mm/hr.

[0069] Según se usa en el presente documento, el término "límite elástico" se refiere a un parámetro del modelo plástico Bingham, donde el límite elástico se refiere a la tensión de fluencia extrapolada a una velocidad de cizalla-

miento de cero. Esta extrapolación se hace frecuentemente a partir de las lecturas de velocidad de cizallamiento más altas a 600 y 300 rpm en un reómetro Fann 35 a través de resortes convencionales Fl. Según se usa en el presente documento, "tensión de fluencia" se refiere al par de torsión requerido para apenas comenzar el movimiento de un fluido a partir del reposo en una medición reométrica. La tensión de fluencia también se extrapola frecuentemente a partir de varias lecturas de viscosímetro a diferentes velocidades de cizallamiento. En algunas realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención tienen límites elásticos ubicados en una gama desde aproximadamente 2,4 hasta aproximadamente 7,2 Pa. En mediciones reométricas, la tensión de fluencia puede ser aproximada en la lectura de 3 rpm en el reómetro convencional Fann 35. La tensión de fluencia también puede ser evaluada a través de la medición de la reología de hélice descendente.

[0070] Según se usa en el presente documento, el término "resistencia de gel" se refiere al esfuerzo cortante medido a una velocidad de cizallamiento baja después de que un fluido de perforación ha sido fijado de manera estable durante un período establecido. De conformidad con procedimientos convencionales API, la resistencia de gel se mide después del endurecimiento durante 10 segundos y 10 minutos, si bien también pueden hacerse mediciones a intervalos de tiempo mayores como por ejemplo, 30 minutos o 16 horas.

El esfuerzo cortante está relacionado con la tensión de fluencia mediante la siguiente ecuación de tres parámetros:

$$\tau = \tau_0 + k(\dot{\gamma})^n,$$

donde τ es el esfuerzo cortante, τ_0 es la tensión de fluencia, $k(\dot{\gamma})$ es la consistencia y n es un número real. Según se observa anteriormente, $k(\dot{\gamma})$ y n están gráficamente adaptados o calculados a partir de las lecturas reométricas de 600 y 300 rpm. En diversas realizaciones, los fluidos de perforación de las presentes realizaciones tienen resistencias de gel ubicadas en una gama desde aproximadamente 15 hasta aproximadamente 35 medidas o bien después de 10 o de 30 minutos de endurecimiento.

[0071] La incorporación de partículas coloidales en los presentes fluidos de perforación de manera beneficiosa no conduce a un cambio sustancial del perfil reológico de alto esfuerzo cortante del fluido de perforación. Según se usa en el presente documento, un cambio sustancial en el perfil reológico del fluido de perforación es aquel definido como una medición reológica de 600 rpm que se incrementa en más de aproximadamente 20% posterior a la incorporación de partículas coloidales. Dicho de otro modo, la incorporación de partículas coloidales en los presentes fluidos de perforación no hace que los fluidos de perforación se vuelvan abiertamente viscosos. Si bien la incorporación de partículas coloidales no cambia sustancialmente el perfil reológico de los presentes fluidos de perforación volviéndolos

abiertamente viscosos, pueden observarse cambios más sutiles en el perfil reológico que los hacen más adecuados para el uso en las aplicaciones de perforación, según se expone más adelante en el presente documento.

[0072] En algunas realizaciones, los fluidos de perforación de la presente invención tienen un perfil reológico de alto esfuerzo cortante más bajo (p.ej., 300-600 rpm) que un fluido de perforación comparable sin las partículas coloidales. Al mismo tiempo, los fluidos de perforación de la presente invención tienen un perfil reológico de bajo esfuerzo cortante más alto (p.ej., 0,9 -10 rpm) que un fluido de perforación comparable sin las partículas coloidales. Las FIGURAS 2 y 3 muestran perfiles reológicos para fluidos de perforación ilustrativos de la presente invención en comparación con los que no contienen una estructura de apoyo asociativa. La FIGURA 2 muestra el perfil reológico completo de 600 rpm hasta 0,9 rpm, haciendo particularmente énfasis en la gama de alto esfuerzo cortante donde los fluidos de perforación de la presente invención tienen un perfil reológico más bajo. La FIGURA 3 muestra una expansión de la región de bajo esfuerzo cortante de la FIGURA 2, donde los fluidos de perforación de la presente invención tienen un perfil reológico más alto. En cuanto a las FIGURAS 2 y 3, cabe destacar que los fluidos de perforación de la presente invención fueron sometidos a prueba después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C), mien-

tras que los fluidos de perforación convencionales que no contienen partículas coloidales fueron sometidos a prueba únicamente después de 16 horas de envejecimiento dinámico a 150°F (66°C) debido a problemas relacionados con escurridura de barita. Por lo tanto, los fluidos de perforación de la presente invención son deseablemente menos viscosos durante la formulación y el bombeo en el fondo del pozo pero mantienen una viscosidad de bajo esfuerzo cortante más alta en el fondo del pozo para un rendimiento mejorado con respecto a fluidos de perforación que no contienen partículas coloidales.

[0073] Para facilitar una mejor comprensión de la presente invención, se proporcionan los ejemplos siguientes de realizaciones preferidas. Por ningún motivo se entenderá que los ejemplos siguientes limitan, o definen, el alcance de la invención.

EJEMPLOS

[0074] **Ejemplo 1: Preparación de fluidos de perforación y medición de densidad de los mismos.** Se prepararon las formulaciones de los fluidos de perforación de conformidad con las composiciones descritas en las Tablas 3-6 y se mezclaron mediante la aplicación de un esfuerzo de corte. Se eligieron las cantidades de partículas coloidales y barita con miras a lograr una densidad nominal de 14,0 lb/gal (1680 kg/m³) en un fluido base oleaginoso convencional "ENCORE". Se realiza el mezclado en cantidades de 350 mL de fluido de

perforación formulado usando un Multimixer Modelo 9585. Se combinó la cantidad indicada de fluido base oleaginoso con un emulsificador y se mezcló durante 2 minutos, tiempo durante el cual se agregó cal. En este momento, se retiró la muestra del mezclador y se agregó agua y salmuera. Se mezclaron adicionalmente las muestras durante 15 minutos y seguidamente se agregó "ADAPTA" con 6 minutos de mezcla adicional. Se agregó carbonato de calcio y se mezcló durante 10 minutos. De no agregarse carbonato de calcio, el tiempo de mezcla total se mantuvo igual al requerido originalmente con dicho carbonato. Se agregó "TAU-MOD" y "AQUAGEL GOLD SEAL" y se mezcló durante 15 minutos. De no agregarse estos agentes, el tiempo de mezcla total se mantuvo igual al requerido originalmente con dichos agentes. Se agregó "RI-HEMOD-L" y se mezcló durante 15 minutos. Después de la mezcla, las muestras fueron cortadas con un mezclador de alto esfuerzo cortante Silverson L4RT dotado de una pantalla de agujero hembra. Se realizó la cortadura con Silverson a 7000 rpm durante 15 minutos. Se mantuvo un baño María alrededor de la muestra para mantener la temperatura por debajo de 150°F (66°C). Seguidamente se hizo una laminación en caliente de la muestra durante 16 horas a 150°F (66°C) antes de las pruebas.

[0075] Se realizaron las mediciones de viscosidad con un viscosímetro giratorio de lectura directa Fann Modelo 35. Se realizaron mediciones de reología de hélice descendente

con un viscosímetro Brookfield DV-III+ con un resorte LV y una geometría de huso de hélices de 4 aletas. Se precalentó la muestra hasta 120°F (49°C) antes de las pruebas y se tomaron lecturas de 100 rpm cada 30 segundos durante 10 minutos antes de reducir la velocidad de giro. Cada velocidad de giro sucesiva (50, 25, 12, 6, 3, 1,5, 0,5, 0,1 y 0,05 rpm) tuvo una duración de 2 minutos con lecturas tomadas cada 10 segundos.

[0076] Las mediciones de envejecimiento estático y densidad fueron realizadas según se describe a continuación.

[0077] Después de la preparación y caracterización inicial de las formulaciones de fluido de perforación, se colocaron las muestras en celdas de envejecimiento y se dejaron madurar las muestras durante el tiempo indicado a 200°F (93°C). Se realizó la medición de la densidad posterior a envejecimiento de la manera siguiente:

1. Se usa una espátula para agitar la parte superior de la columna en la celda de envejecimiento, con cuidado de no perturbar el fondo;
2. Se vierte la sección superior de fluido usando una espátula para ayudar en la retirada y sin perturbar el fondo 1 1/2" (3,8 cm) del fluido;
3. Se agita el fluido restante para homogenizar y seguidamente se vierte hasta 1/4" desde el borde de la parte superior de un equilibrador presurizado calibrado;
4. Se cierra el equilibrador presurizado y se aprieta el

tornillo de la tapa hasta que el lodo sale por la válvula superior;

5. Se hunde completamente la tapa sobre la calamina usando el portaaguja y se aprieta completamente el tornillo;

6. Se llena el portaaguja con 2-3" (5,1 - 7,6 cm) de lodo de la celda y se comprime hacia la cámara; y

7. Se pesa la calamina completa y se deduce la densidad del fluido en el fondo de la celda de envejecimiento.

[0078] Las formulaciones de fluido de perforación ejemplificadas en las Tablas 3-6 fueron preparadas a partir de la base convencional de fluido de perforación "ENCORE" disponible a través de Halliburton Energy Services. Este fluido de perforación utiliza una mezcla de olefinas internas como fase continua de fluido oleaginoso. Adicionalmente a la fase continua de olefinas internas, el fluido de perforación "ENCORE" contiene "LE SUPERMUL," "RHEMOD-L" and "ADAPTA." "LE SUPERMUL," un ácido graso poliamínico, es un surfactante. "RHEMOD-L," a ácido graso modificado, es un potenciador de viscosidad que ayuda aún más a incrementar las propiedades reológicas de bajo esfuerzo cortante del fluido de perforación. "ADAPTA," un material particulado de copolímeros, es un aditivo de control de filtración que proporciona tortas de filtrado con bajo contenido de sólidos.

[0079] Adicionalmente a los componentes convencionales de "ENCORE," se agregaron diversas partículas coloidales para preparar las presentes formulaciones de fluidos de perfora-

ción. "BARACARB 5" y "BARACARB 50" son composiciones de mármol molido, que tienen tamaños d_{50} de 5 micrones y 50 micrones, respectivamente. "ULTRACARB 2" es un material de carbonato de calcio dimensionado que tiene un d_{50} de 2 micrones. "EXCAL 3" es un material de carbonato de calcio dimensionado que tiene d_{50} de 3 micrones. "AQUAGEL GOLD SEAL" es un material de bentonita disponible a través de Halliburton Energy Services. "TAU-MOD" es un material amorfo/fibroso disponible a través de Halliburton Energy Services. "TAU-MOD" contiene el mineral de arcilla fibrosa sepiolita. Se agregó arcilla Oil Company Materials Association (OCMA) a algunas formulaciones de fluido de perforación para simular la acumulación de finos de perforación en una operación de perforación.

[0080] Se usaron varias fuentes de barita en la preparación de las presentes formulaciones de fluido. Salvo que se indique de otro modo, se usó barita API. Barita 325 se refiere a una barita que tiene un tamaño de partícula de 45 micrones o menos. Salvo que se indique de otro modo, barita 325 se refiere a "CIMBAR #22 BARYTES."

[0081] La Tabla 3 muestra las formulaciones iniciales de los fluidos de perforación probados, tanto antes como después del envejecimiento estático a 200°F (93°C). Una formulación inicial (formulación 27) sin partículas agregadas de carbonato de calcio se mostró inestable después de un envejecimiento extendido, según lo evidencia un cambio signi-

ficativo de densidad que ocurre en las 16 horas de envejecimiento, lo cual es indicativo de escurridura de barita. En esta formulación ocurrió un cambio de densidad adicional cuando se extendió el período de envejecimiento hasta 62 horas. Las formulaciones 28, 33 y 39 mostraron una estabilidad de densidad aumentada después de la incorporación de partículas de carbonato de calcio partículas. Si bien estas formulaciones tenían un cambio de densidad aceptablemente pequeño a las 16 horas, se observó un cambio significativo de densidad a las 62 horas de envejecimiento de la formulación 33.

Tabla 3

Fluid Formulations	27	27A	27B	28	28A	33A	33B	33C	39	39A
Base oil, bbl (liters)	0.5536 (88.02)			0.5133 (81.61)		0.5004 (79.56)			0.5376 (85.47)	
OWR	80/20			75/25		75/25			80/20	
LE SUPERMUL, lb (kg)	11 (5.0)			11 (5.0)		15 (6.8)			11 (5.0)	
Lime, lb (kg)	2 (0.9)			2 (0.9)		2 (0.9)			2 (0.9)	
Water, bbl (liters)	0.0839 (13.34)			0.1042 (16.57)		0.1042 (16.57)			0.0816 (12.97)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0757 (12.04)			0.0940 (14.94)		0.0939 (14.93)			0.0736 (11.70)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)			2 (0.9)		2 (0.9)			2 (0.9)	
API Barite, lb (kg)	346.0 (156.9)			324.5 (147.2)		323.5 (146.7)			312.5 (141.7)	
BARACARB 5, lb (kg)	-			10 (4.5)		10 (4.5)			10 (4.5)	
BARACARB 50, lb (kg)	-			10 (4.5)		10 (4.5)			10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	6 (2.7)			4 (1.8)		4 (1.8)			6 (2.7)	
OCMA clay, lb (kg)	-			-		-			20 (9.1)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)			1 (0.5)		1 (0.5)			1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		16	62		16		16	62		16
Dial Reading at 150°F (66°C)										
600 rpm	58	55	56.5	70	65	69	68	58	75	72
300 rpm	34	32.5	32.5	42	42	40.5	40	30	45	47
200 rpm	25	24	24	32	30	33.5	30	22	36	37
180 rpm	24	22	23.5	31	28	32	30	20	37	34
100 rpm	16	15	16	22	20	28	21	13	26	26
90 rpm	15	14.5	15.5	21	19	22	20	13	26	24
60 rpm	13	12	13.5	17	16	18.5	17	10	22	20
30 rpm	10	9	10	13	12	14	12	7	18	16
6 rpm	7	6	7	8	8	9	8	4	13	11
3 rpm	7	5.5	6.5	8	7	8.5	7	3	12	11
1.8 rpm	6	5	6	7	6	7.5	6	3	11	11
0.9 rpm	6.5	5	6	6	6	7.5	5	3	12	10
SUMMARY DATA										
Plastic viscosity, cP	24	22.5	24	28	23	28.5	28	28	30	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	10 (4.8)	8.5 (4.1)	14 (6.7)	19 (9.1)	12 (5.7)	12 (5.7)	10 (4.8)	15 (7.2)	22 (10.5)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	9 (4.3)	10 (4.8)	8.5 (4.1)	12 (5.7)	8 (3.8)	9 (4.3)	10 (4.8)	8 (3.8)	18 (8.6)	15 (7.2)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	43 (20.6)	29.5 (14.1)	24 (11.5)	32 (15.3)	30 (14.4)	26 (12.4)	27 (12.9)	26 (12.4)	34 (16.2)	32 (15.3)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	50 (23.9)	35 (16.8)	42 (20.1)	38 (18.2)	35 (16.8)	31 (14.8)	29 (13.9)	28 (13.4)	39 (18.7)	46 (22.0)
Electrical stability, V	1289	1350	1200	960	991	925	1049	767	1345	1602
Volume Top Oil, mL		4	38		6		3	14		1
Bottom Mud Density		14.3	15.35		14.25		13.94	15.05		14.23
INITIAL Sample Density		14.0	14.0		14.0		14.0	14.3		14.2
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.30 (36)	1.18 (141)		0.25 (30)		0	0.75 (90)		0.03 (3)

[0082] La FIGURA 4 muestra un gráfico ilustrativo de reología de hélice descendente correspondiente a la formulación sin envejecimiento estático.

[0083] De estas formulaciones iniciales, se identificó una formulación de referencia parcialmente optimizada y se probó para determinar optimización adicional con tipos dife-

rentes de partículas coloidales. En la Tabla 4 se establecen los datos de formulación y pruebas correspondientes a la formulación optimizada parcialmente (formulación 52). Se mantuvo constante la relación OWR en 77/23 para las formulaciones optimizadas parcialmente. Según se muestra en la tabla 4, esta formulación ciertamente experimentó algunos cambios de densidad después de 62 horas de envejecimiento. La sustitución de "ULTRACARB 2" por "BARACARB 5" en la formulación 52 produjo la formulación 60, la cual mostró una mejora 5 veces superior en la estabilidad del cambio de densidad en el transcurso de 62 horas de envejecimiento estático. La formulación 60 también mostró una reología superior de bajo esfuerzo cortante en comparación con la formulación 52.

Tabla 4

Fluid Formulations	52	52A	60	60A
Base oil, bbl (liters)	0.5193 (82.56)		0.5067 (80.56)	
OWR	77/23		77/23	
LE SUPERMUL, lb (kg)	14 (6.4)		14 (6.4)	
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Water, bbl (liters)	0.0960 (15.26)		0.0950 (15.10)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0866 (13.77)		0.0854 (13.58)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)	
API Barite, lb (kg)	330.0 (149.7)		330.3 (149.8)	
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)		-	
Ultracarb 2, lb (kg)	-		10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Bentonite, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		62		62
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>				
600 rpm	66	60	75	69.5
300 rpm	42	34	49	42
200 rpm	33	27	38	33.5
180 rpm	31	26	35	32
100 rpm	22	18	26	23.5
90 rpm	21	17	24	22.5
60 rpm	17.5	14	20	19
30 rpm	13	11	16	15
6 rpm	9	7	10	10
3 rpm	8	6	9	9.5
1.8 rpm	7	5.5	9	8.5
0.9 rpm	7	5	8	8
<i>SUMMARY DATA</i>				
Plastic viscosity, cP	24	26	26	27
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	18 (8.6)	8 (3.8)	23 (11.0)	15 (7.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	8 (3.8)	13 (6.2)	12 (5.7)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	26 (12.4)	23 (11.0)	31 (14.8)	28 (13.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	39 (18.7)	27 (12.9)	36 (17.2)	32 (15.3)
Electrical stability, V	987	1169	971	1254
Volume Top Oil, mL		7		6.5
Bottom Mud Density		14.70		14.47
INITIAL Sample Density		14.00		14.3
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.70 (2.00)		0.17 (0.49)

[0084] La FIGURA 5 muestra un gráfico ilustrativo de reología de hélice descendente correspondiente a la formulación según se preparó inicialmente después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C). Este resultado indica que se formó una estructura de apoyo asociativa en este fluido de perforación y se mantuvo en el transcurso del pe-

ríodo de envejecimiento estático.

[0085] En la Tabla 5 se muestran los datos de formulación y pruebas correspondientes a la formulaciones que tienen tamaños diferentes de partículas de barita. La sustitución de la barita API en la formulación 73 con "CIMBAR #22 BARYTES" en la formulación 74 proporcionó muestras que tienen un estabilidad de densidad y comportamiento reológico comparables. La sustitución de "EXCAL 3" por "ULTRACARB 2" produjo resultados semejantes a los de las formulaciones 73 y 74 (datos no mostrados). Puesto que el comportamiento reológico de bajo esfuerzo cortante de las formulaciones 73 y 74 fue aproximadamente igual, las partículas más pequeñas de barita son capaces de proporcionar un rendimiento comparable en el fondo del pozo.

Tabla 5

Fluid Formulations	73	73A	74	74A
Base oil, bbl (liters)	0.5041 (80.15)		0.4987 (79.29)	
OWR	77/23		77/23	
LE SUPERMUL, lb (kg)	16 (7.3)		16 (7.3)	
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Water, bbl (liters)	0.0945 (15.02)		0.0936 (14.88)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0852 (13.55)		0.0844 (13.42)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)	
#325 Barite, lb (kg)	353.6 (160.4)			
API Barite, lb (kg)	-		355.9 (161.4)	
Excal 3, lb (kg)	10 (4.5)		10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		62		62
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>				
600 rpm	62.5	62	68	65
300 rpm	40	37	43.5	40
200 rpm	32	34.5	34.5	30.5
180 rpm	32	28.5	34.5	29.5
100 rpm	22.5	21	24	21
90 rpm	22.5	20.5	24	20
60 rpm	18.5	17	23	16.5
30 rpm	14.5	13.5	18.5	12
6 rpm	9	9	9.5	8
3 rpm	8	8	9	7
1.8 rpm	7.5	7.5	8.5	6.5
0.9 rpm	7	7	8	6
<i>SUMMARY DATA</i>				
Plastic viscosity, cP	22.5	25	24.5	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	17.5 (8.4)	12 (5.7)	19 (9.1)	15 (7.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	11 (5.3)	11.5 (5.5)	19 (9.1)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	19 (9.1)	24 (11.5)	21 (10.1)	22 (10.5)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	18 (8.6)	24 (11.5)	22 (10.5)	24.5 (11.7)
Electrical stability, V	1523	1080	1397	1250
Volume Top Oil, mL		5		6
Bottom Mud Density		15.28		15.07
INITIAL Sample Density		14.79		14.72
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.49 (59)		0.35 (42)

[0086] La FIGURA 6 muestra un gráfico ilustrativo de reología de hélice descendente correspondiente a la formulación 73 después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C).

[0087] Se realizó una optimización adicional en las formulaciones que tienen partículas más pequeñas de barita. Los datos de formulación y pruebas correspondientes a las mues-

tras que contienen partículas más pequeñas de barita se resumen en la Tabla 6. Según se muestra en la tabla 6, se logró un mejoramiento adicional en la estabilidad de densidad de largo plazo en las formulaciones 52, 57 y 57'. Las formulaciones 57 y 57' son muestras por duplicado que demuestran que la estabilización de la densidad y el mejoramiento de la reología fueron efectos altamente reproducibles.

Tabla 6

Fluid Formulations	54	54A	57	57A	57'	57A'
Base oil, bbl (liters)	0.5280 (83.94)		0.5198 (82.64)			
OWR	77/23		77/23			
LE SUPERMUL, lb (kg)	14 (6.4)		14 (6.4)			
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)			
Water, bbl (liters)	0.0975 (15.50)		0.0973 (15.47)			
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0879 (13.97)		0.08776 (13.952)			
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)			
#325 Barite, lb (kg)	325.5 (147.6)		324.65 (147.26)			
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)		10 (4.5)			
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		6 (2.7)			
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)			
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)			
Sheared, min	15	15	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)	-	62	-	62	-	62
Dial Reading at 150°F (66°C)						
600 rpm	56	57	64	54	59	56
300 rpm	36	36	41	34	38	34.5
200 rpm	28	29	32	27	30	26.5
180 rpm	28	28	30	25	29	26
100 rpm	20	20	22	18	20	18.5
90 rpm	20	20	21	18	19.5	18
60 rpm	17	17	18	15	16	14.5
30 rpm	10	13	13	12	13	11.5
6 rpm	9	9	9	7	8	8
3 rpm	8	8.5	8	7	7	7
1.8 rpm	7	7.5	7	7	6.5	6.5
0.9 rpm	6	7	7	6	6	6
SUMMARY DATA						
Plastic viscosity, cP	20	21	23	20	21	21.5
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	16 (7.7)	15 (7.2)	18 (8.6)	14 (6.7)	17 (8.1)	13 (6.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	11 (5.3)	11 (5.3)	11 (5.3)	9 (4.3)	9.5 (4.55)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	21 (10.1)	21 (10.1)	24 (11.5)	29 (13.9)	18 (8.6)	22 (10.5)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	22 (10.5)	23.5 (11.25)	28 (13.4)	34 (16.3)	19 (9.1)	28 (13.4)
Electrical stability, V	1127	1086	1227	1581	1282	1185
Volume Top Oil, mL		12		6		5
Bottom Mud Density		14.9		14.5		14.4
INITIAL Sample Density		14.7		14.1		14.1
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.20 (24)		0.40 (48)		0.30 (36)

[0088] Los intentos de remplazar "TAU-MOD" y "AQUAGEL GOLD SEAL" de las formulaciones 54 y 57 con cantidades incrementadas de "ULTRACARB 2" en las formulaciones 66 - 70 no lograron alcanzar propiedades reológicas adecuadas. En la Tabla 7 se muestran los datos de formulación y pruebas correspondientes a estas muestras. No se realizaron pruebas de estabilidad de densidad con estas muestras debido a que no lograron alcanzar propiedades reológicas aceptables.

Tabla 7

Fluid Formulations	66	67	68	69	70
Base oil, bbl (liters)	0.5193 (82.56)				0.5139 (81.70)
OWR	77/23				77/23
LE SUPERMUL, lb (kg)	14				14
Lime, lb (kg)	4				4
Water, bbl (liters)	0.0960 (15.26)				0.0951 (15.12)
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0866 (13.77)				0.0858 (13.64)
ADAPTA, lb (kg)	-				-
#22 Barytes, lb (kg)	-				-
BARACARB S, lb (kg)	18 (8.2)	-	-	-	-
Ultracarb 2, lb (kg)	-	18 (8.2)	16 (7.3)	-	36 (16.3)
Silica Flour, lb (kg)	-	-	-	16 (7.3)	-
TAU-MOD, lb (kg)	-	-	2 (0.9)	2 (0.9)	-
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	-	-	-	-	-
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)				2 (0.9)
Barite, lb (kg)	330.0 (149.7)				314.3 (142.6)
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)
Sheared, min	15	15	15	15	15
Static Age, hr 200°F (93°C)	-	-	-	-	-
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>					
600 rpm	49	50	58	53	52.5
300 rpm	30	30.5	38.5	33	33.5
200 rpm	24	26	26	26	24.5
180 rpm	24	25	24.5	26	24
100 rpm	16	16.5	17.5	17	16.5
90 rpm	16	16	17	16	16
60 rpm	13	13	13.5	13	13
30 rpm	9	9.5	10	10	9.5
6 rpm	5	5	6	6	5
3 rpm	4	4	5	4	4
1.8 rpm	4	3.5	4.5	4	3.4
0.9 rpm	3	2.5	4	3	3
<i>SUMMARY DATA</i>					
Plastic viscosity, cP	19	19.5	19.5	20	19
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	11 (5.3)	11 (5.3)	19 (9.1)	13 (6.2)	14.5 (6.94)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	6 (2.9)	5 (2.4)	6.5 (3.11)	7 (3.4)	5.5 (2.63)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	6.5 (3.1)	15.5 (7.42)	17 (8.1)	7 (3.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	6.5 (3.1)	18.5 (8.86)	19 (9.1)	7 (3.4)
Electrical stability, V	978	935	975	928	951

[0089] Ejemplo 2: Formulación a escala piloto y corte de la Formulación 52.

Se preparó la Formulación 52 a una escala piloto (300 bbls (48000 litros) usando trépanos a chorro que tienen un esfuerzo cortante de 2000+ psi (14 MPa) aplicados desde una bomba HT-400. En la Tabla 8 se resumen los datos de pruebas correspondientes a la formulación a escala piloto. La estabilidad de densidad y las propiedades reológicas fueron semejantes a las preparadas en condiciones de laboratorio

(ver Tabla 4). Para las muestras a escala piloto, se hicieron mediciones en la planta y posteriormente durante las pruebas de laboratorio revelaron propiedades reológicas semejantes, con excepción de que las resistencias de gel fueron aproximadamente 10 unidades más bajas en valor cuando se midieron en el laboratorio presumiblemente. Este comportamiento se debe presumiblemente al tiempo muerto entre la cortadura y la medición. Los datos a 120°F (49°C) también se presentan con fines comparativos.

Tabla 8

Fluid Formulations	52 (lab measurement)	52 (plant measurement)	52 (lab measurement)	52 (plant measurement)
Mix time, min	10	-	10	-
Temperature, °F (°C)	120 (49)	120 (49)	150 (66)	150 (66)
<i>DIAL READINGS</i>				
600 rpm	83	96	71	82
300 rpm	54	62	48	54
200 rpm	43	50	39	43
180 rpm	42	-	38	-
100 rpm	31	36	28	31
90 rpm	30	-	27	-
60 rpm	27	-	24	-
30 rpm	21	-	19	-
6 rpm	15	12	13	14
3 rpm	14	11	12	12
1.8 rpm	14	-	10	-
0.9 rpm	13	-	9	-
Plastic viscosity, cP	29	34	23	28
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	28 (13.4)	25 (12.0)	26 (12.4)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	17 (8.1)	23 (11.0)	13 (6.2)	13 (6.2)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	28 (13.4)	36 (17.2)	21 (10.1)	30 (14.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	29 (13.9)	38 (18.2)	19 (9.1)	33 (15.8)
Electrical stability, V	-	-	997	-

[0090] La Tabla 9 resume los datos de estabilidad de densidad y pruebas reológicas correspondientes a la formulación 52 a escala piloto después de 62 horas de envejecimiento estático a 200°F (93°C). Los valores de la Tabla 9 son mediciones de laboratorio correspondientes a las muestras cortadas a escala piloto.

Tabla 9

<i>DIAL READING AT 150°F (66°C)</i>		
Static age, hr at 200°F (93°C)	0	62
600 rpm	71	72
300 rpm	48	47
200 rpm	39	37.5
180 rpm	38	36
100 rpm	28	27
90 rpm	27	26.5
60 rpm	24	23
30 rpm	19	18
6 rpm	13	12
3 rpm	12	10.5
1.8 rpm	10	10
0.9 rpm	9	9
Plastic viscosity, cP	23	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	22 (10.5)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	13 (6.2)	12 (5.7)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	21 (10.1)	20 (9.6)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	19 (9.1)	21 (10.1)
Electrical stability, V	997	855
Volume Top Oil, mL		7
Bottom Mud Density		14.64
Initial Sample Density		14.1
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.54 (65)

[0091] La FIGURA 7 muestra un gráfico ilustrativo de reología de hélice descendente correspondiente a la formulación 52 cortada a escala piloto después de 62 horas de en-

vejecimiento estático a 200°F (93°C). También se muestran datos comparativos correspondientes a una modificación de la formulación 52, que tienen 4 lbs adicionales (1,8 kg) de "LE SUPERMUL". En este caso, la inclusión de "LE SUPERMUL" adicional condujo a una reducción en el perfil reológico.

{0092) **Ejemplo 3: Comparación de reología entre fluidos de perforación con base de "ACCOLADE" y con base de "ENCORE".**

Los fluidos de perforación con base de aceites base convencionales "ENCORE" y "ACCOLADE" como fase oleaginosa fueron formulados según los ejemplos de la Tabla 10.

Tabla 10

Fluid Formulations	1	6	34	34A	35	35A
ACCOLADE Base oil, bbl (liters)	0.4809 (76.46)	0.5116 (81.34)	-	-	0.5083 (80.89)	0.5083 (80.89)
ENCORE Base oil, bbl (liters)	-	-	0.5083 (80.81)	0.5083 (80.81)	-	-
OWR	70/30	75/25	75/25	75/25	75/25	75/25
LE SUPERMUL, lb (kg)	11 (5.0)	11 (5.0)	15 (6.8)	15 (6.8)	15 (6.8)	15 (6.8)
Lime, lb (kg)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)
Water, bbl (liters)	0.1261 (20.05)	0.1039 (16.52)	0.1057 (16.80)	0.1057 (16.80)	0.1058 (16.82)	0.1058 (16.82)
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.1138 (18.09)	0.0937 (14.90)	0.0953 (15.15)	0.0953 (15.15)	0.0954 (15.17)	0.0954 (15.17)
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)
API Barite, lb (kg)	317.0 (143.8)	314.0 (142.4)	340.5 (154.4)	340.5 (154.4)	337.5 (153.1)	337.5 (153.1)
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)	10 (4.5)	-	-	-	-
BARACARB 50, lb (kg)	10 (4.5)	10 (4.5)	-	-	-	-
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	-	12 (5.4)	-	-	-	-
TAU-MOD, lb (kg)	-	-	4 (1.8)	4 (1.8)	4 (1.8)	4 (1.8)
OCMA clay, lb (kg)	-	-	-	20 (9.1)	-	20 (9.1)
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)
STATIC AGE, Hr AT 200°F	0	0	0	16	0	16
Sheared, min	15	15	15	15	15	15
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>						
600 rpm	79	78.5	68	78.5	79	90
300 rpm	52	49.5	40	48	49	58
200 rpm	45	43	33.5	41	40	48
180 rpm	44	41	31	38.5	40	47.5
100 rpm	34	31	22.5	28	28	34
90 rpm	32	29.5	21	27	27.5	33
60 rpm	27	24.5	17.5	23	23	22.8
30 rpm	21	19	13.5	17.5	19	21
6 rpm	12	12	9	11	11	13
3 rpm	9	10.5	8.5	10	10	12
1.8 rpm	8	9	6.5	9	9	11
0.9 rpm	6	7.5	6	8.5	8.5	10.5
<i>SUMMARY DATA</i>						
Plastic viscosity, cP	27	29	28	30.5	30	32
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	20.5 (9.82)	12 (5.7)	17.5 (8.38)	19 (9.1)	26 (12.4)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	10 (4.8)	10 (4.8)	10.5 (5.03)	11.5 (5.51)	12.5 (5.99)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	14 (6.7)	18 (8.6)	26 (12.4)	24 (11.5)	27 (12.9)	25.5 (12.2)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	20 (9.6)	32 (15.3)	27 (12.9)	32.5 (15.56)	27 (12.9)
Electrical stability, V	448	555	950	1410	1060	1290

Según se observa anteriormente, el aceite base de fluido de perforación "ENCORE" es una mezcla de olefinas internas. En contraste, el aceite base de fluido de perforación "ACCOLADE" es una mezcla de éster y olefina isomerizada que tiene

una densidad superior y viscosidad cinemática superior que "ENCORE." Según se muestra en los Datos de Resumen de la Tabla 11), las formulaciones de fluido de perforación 1 y 6 que no contienen partículas coloidales tenían perfiles de reología relativamente deficientes incluso antes del envejecimiento estático a 200°F. La formulación 34 del fluido de perforación con base en "ENCORE" tenía un perfil de reología satisfactorio como se formuló inicialmente. El perfil de reología se incrementó después de 16 horas de envejecimiento estático. La formulación de fluido de perforación 35 con base en "ACCOLADE" tenía un perfil de reología inicial comparable con el de la formulación de fluido de perforación 34 con base de "ENCORE" con envejecimiento estático después de 16 horas de envejecimiento estático. Se observó un perfil de reología todavía más alto después de 16 horas de envejecimiento estático. Cabe destacar que las muestras con envejecimiento estático 34A y 35A contenían ambas 20 lbs/bbl (57 kg/m³) de arcilla OMCA para simular la acumulación de sólidos de finos de perforación durante una operación de perforación.

[0093] La FIGURA 8 muestra un gráfico de reología ilustrativo que compara el comportamiento de un fluido de perforación representativo formulado a partir de un aceite base "ENCORE" contra el formulado a partir de un aceite base "ACCOLADE". Los resultados de este Ejemplo indican que los fluidos con base "ENCORE" pueden ofrecer ECD más bajos in-

cluso después de incorporar sólidos de finos de perforación provenientes de una operación de perforación.

[0094] En consecuencia, la presente invención es apropiada para alcanzar los fines y ventajas mencionados así como aquellos inherentes a la misma. Las realizaciones particulares reveladas anteriormente son únicamente ilustrativas, puesto que la presente invención puede ser modificada y puesta en práctica de maneras diferentes pero equivalentes claras para las personas capacitadas en la tecnología que tienen el beneficio de las enseñanzas de este documento. Más aún, no se pretende limitar los detalles de la construcción o diseño mostrado en el presente documento aparte de lo descrito en las reivindicaciones siguientes. Resulta en consecuencia evidente que las realizaciones ilustrativas particulares reveladas anteriormente pueden ser alteradas, combinadas o modificadas y que se considera a todas dichas variaciones incluidas en el alcance y el espíritu de la presente invención. Mientras que las composiciones y métodos son descritos en términos de "comprende" "que contienen" o "incluyen" diversos componentes o pasos, las composiciones y métodos también pueden "consistir esencialmente en" o "consistir en" los diversos componentes y pasos. Todos los números y gamas revelados anteriormente pueden variar en alguna cantidad. Cada vez que se revela una gama numérica con un límite inferior y un límite superior, se considera que cualquier número y cualquier gama incluidos

ubicados dentro de la gama ha sido revelado específicamente. En particular, se entiende que cada gama de valores (de la forma, "desde aproximadamente a hasta aproximadamente b," o, de modo equivalente, "desde aproximadamente a hasta b," o, de manera equivalente, "desde aproximadamente a-b") revelados en el presente documento, establece cualquier número y gama abarcados dentro de la gama más amplia de valores. Además, los términos en las reivindicaciones tienen su significado simple, ordinario, salvo que el titular de la patente lo defina de otro modo, de manera explícita y clara. Más aún, los artículos indefinidos "un" o "una" según se usa en las reivindicaciones, en este documento significan uno o más de los elementos que los mismos introducen. De surgir algún conflicto en los usos de una palabra o término en esta especificación y una o más patentes u otros documentos que pueden ser incorporados al presente documento mediante referencia, se adoptarán las definiciones que resulten consistentes con esta especificación.

REIVINDICACIONES:

1. Un método que comprende:

Proporcionar un fluido de perforación que comprende:

una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante;

un agente espesante; y

una pluralidad de partículas coloidales;

donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante; y colocación del fluido de perforación en una formación subterránea por medio de un pozo que penetra la formación subterránea.

2. Un método de conformidad con la Reivindicación 1, donde el agente espesante comprende partículas de barita.

3. Un método de conformidad con la Reivindicación 2, donde las partículas de barita tienen un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones.

4. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, donde las partículas coloidales tienen un tamaño promedio entre aproximadamente 0,5 micrones y aproximadamente 5 micrones.

5. Un método de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, donde las partículas coloidales tienen un tamaño inferior a aproximadamente 2 micrones.

6. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, donde el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

7. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, donde la pluralidad de partículas coloidales comprende por lo menos un tipo de partículas coloidales seleccionadas del grupo que consiste en un mineral molido, una partícula de ceolita, una partícula de sepiolita partícula, una partícula de atapulgita, una partícula de illita, una partícula de montmorillonita, una partícula de arcilla no organofílica, una partícula de bentonita, una partícula de cuarzo, una partícula de carbonato de calcio, una partícula de polvo de sílice, una partícula de hidróxido de calcio, una partícula de hidróxido de magnesio, una partícula de alumoxano, un nanotubo de carbono, un fullereno, grafito, un grafeno, un óxido de grafito, una partícula que comprende un material fibroso, una nanopartícula de metal, un nanobastón de metal, una nanoesfera de metal, una nanoplaqueta de metal, una nanopartícula no metálica, un nanobastón no metálico, una nanoesfera no metálica, una nanoplaqueta no metálica, una nanopartícula de óxido de metal, un nanobastón de óxido de metal, una nanoesfera de óxido de metal, una nanoplaqueta de óxido de metal, una microesfera hueca, una nanoesfera hueca, una esfera de vidrio y sus combina-

ciones.

8. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales comprende carbonato de calcio.

9. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, donde el agente espesante comprende por lo menos un agente espesante seleccionado del grupo que consiste en hematita, magnetita, óxidos de hierro, ilmenita, siderita, celestita, dolomita, olivina, calcita, óxidos de magnesio, tetraóxido de magnesio, halitas, carbonato de calcio y sulfato de estroncio.

10. Un método que comprende:

proporcionar un fluido de perforación que está exento de arcillas organofílicas y comprende:

una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante;

partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y una pluralidad de partículas coloidales;

donde el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático; y

perforación de un pozo en una formación subterránea usando el fluido de perforación.

11. Un método de conformidad con la Reivindicación 10, donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales comprende carbonato de calcio.

12. Un método de conformidad con la Reivindicación 10 u 11, donde el fluido de perforación tiene un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr.

13. Un método que comprende:

proporcionar un fluido de perforación que está exento de arcillas organofílicas y comprende:

una emulsión invertida, la emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante;

partículas de barita que tienen un tamaño de a lo sumo aproximadamente 45 micrones; y

una pluralidad de partículas coloidales;

donde por lo menos una porción de la pluralidad de las partículas coloidales actúan recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura de las partículas e barita; y

perforación de un pozo en una formación subterránea usando el fluido de perforación.

14. Un método de conformidad con la Reivindicación 13, donde el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

15. Un método de conformidad con la Reivindicación 13 ó 14,

donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales comprende carbonato de calcio.

16. Un método de conformidad con las reivindicaciones 13, 14 ó 15, donde el fluido de perforación tiene un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 min/hr.

17. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende:

una fase continua de fluido oleaginoso;

una fase interna de fluido acuoso;

un surfactante;

partículas de barita; y

una pluralidad de partículas coloidales;

donde el fluido de perforación posee una densidad que cambia en menos de aproximadamente 5% en el transcurso de por lo menos aproximadamente 62 horas de envejecimiento estático.

18. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas de conformidad con la Reivindicación 17, donde el fluido de perforación tiene un caudal de escurridura de a lo sumo aproximadamente 5 mm/hr.

19. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas de conformidad con la Reivindicación 17 ó 18, donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales comprende carbonato de calcio.

20. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas de conformidad con la Reivindicación 17, 138 ó 19, don-

de el tamaño de las partículas de barita es inferior a aproximadamente 45 micrones.

21. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas que comprende:

una fase continua de fluido oleaginoso;

una fase interna de fluido acuoso;

un surfactante;

un agente espesante; y

una pluralidad de partículas coloidales;

donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura asociativa de apoyo que inhibe la escurridura del agente espesante.

22. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas de conformidad con la Reivindicación 21, donde por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales comprende carbonato de calcio.

23. Un fluido de perforación exento de arcillas organofílicas de conformidad con la Reivindicación 21 ó 22, donde el agente espesante comprende partículas de barita de un tamaño inferior a 45 micrones.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON UN POTENCIAL DE ESCURRIDURA DIS-
MINUIDO Y MÉTODOS RELACIONADOS

(57) **Resumen:** En el presente documento se describen fluidos de perforación de emulsión inversa que tienen una estabilidad de emulsión ampliada y un potencial de escurridura disminuido. Los fluidos de perforación comprenden una emulsión invertida, un agente espesante y una pluralidad de partículas coloidales. La emulsión invertida comprende una fase continua de fluido oleaginoso, una fase interna de fluido acuoso y un surfactante. Por lo menos una porción de la pluralidad de partículas coloidales actúa recíprocamente con el surfactante para formar una estructura de apoyo asociativa que inhibe la escurridura del agente espesante. En algunas realizaciones, el agente espesante comprende partículas de barita, particularmente partículas de barita de un tamaño inferior a aproximadamente 45 micrones. Se revelan además los métodos para colocar los fluidos de perforación de emulsión invertida en una formación subterránea por medio de un pozo.

1/A

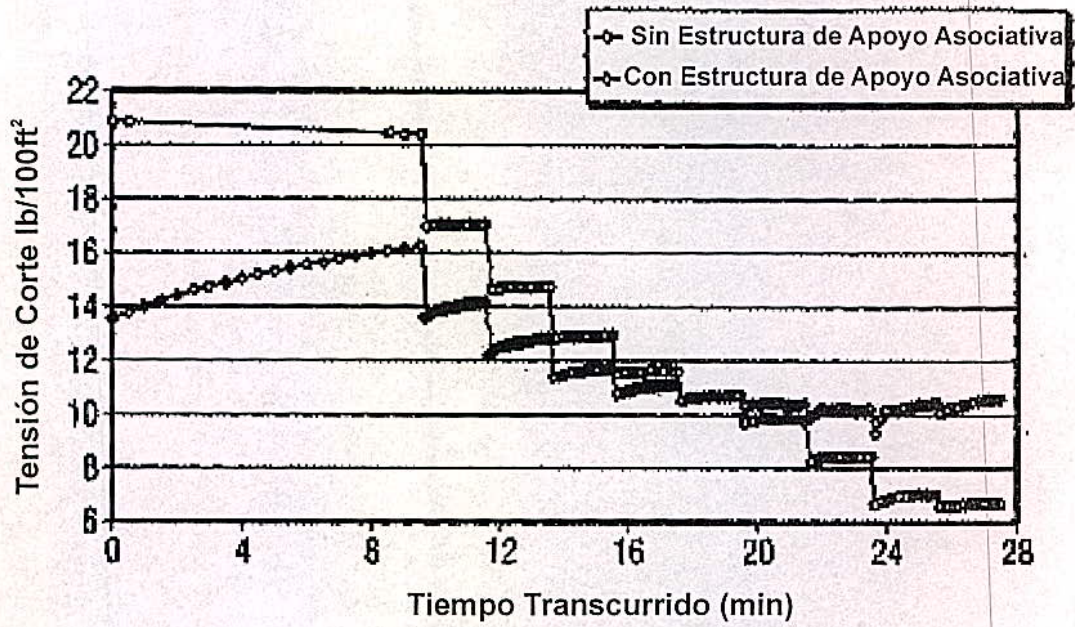


FIG. 1

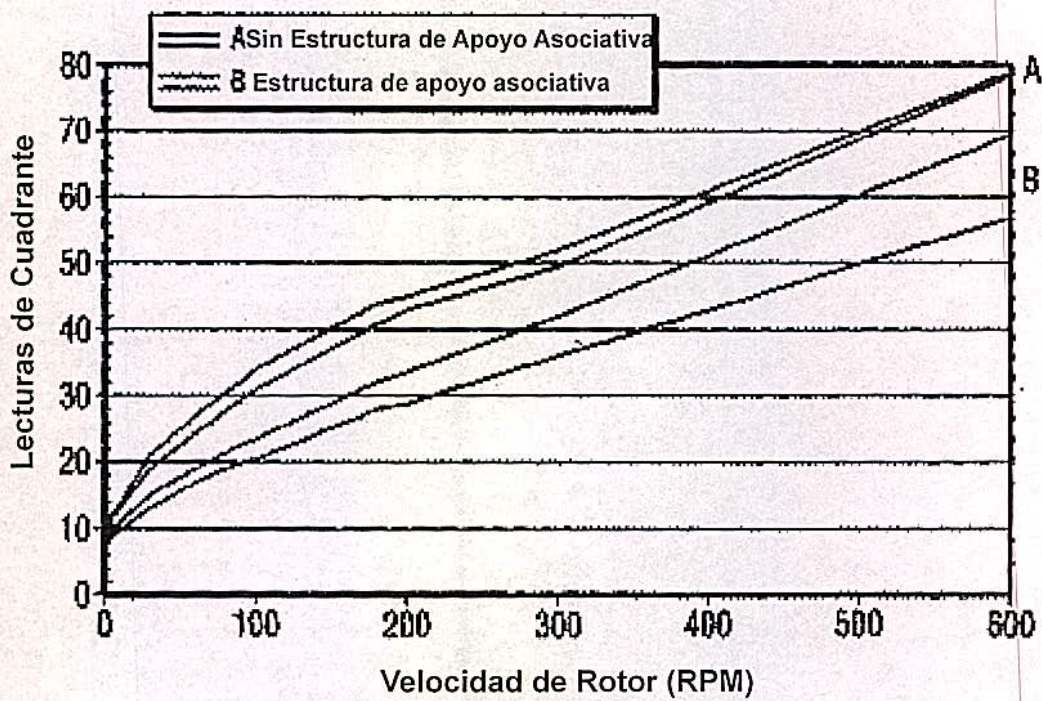


FIG. 2

2/4

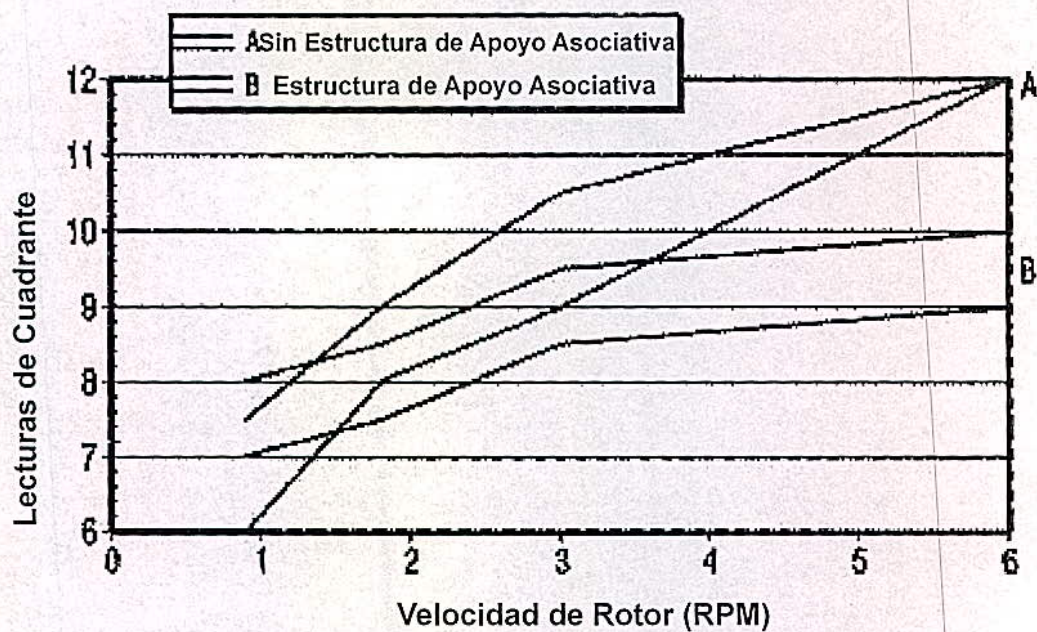


FIG. 3

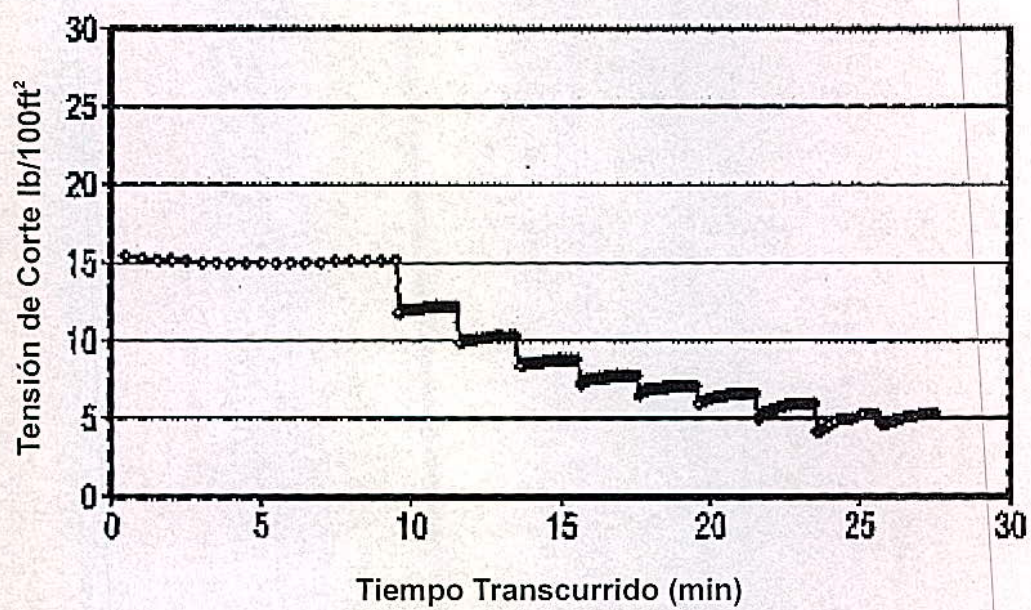


FIG. 4

3/4

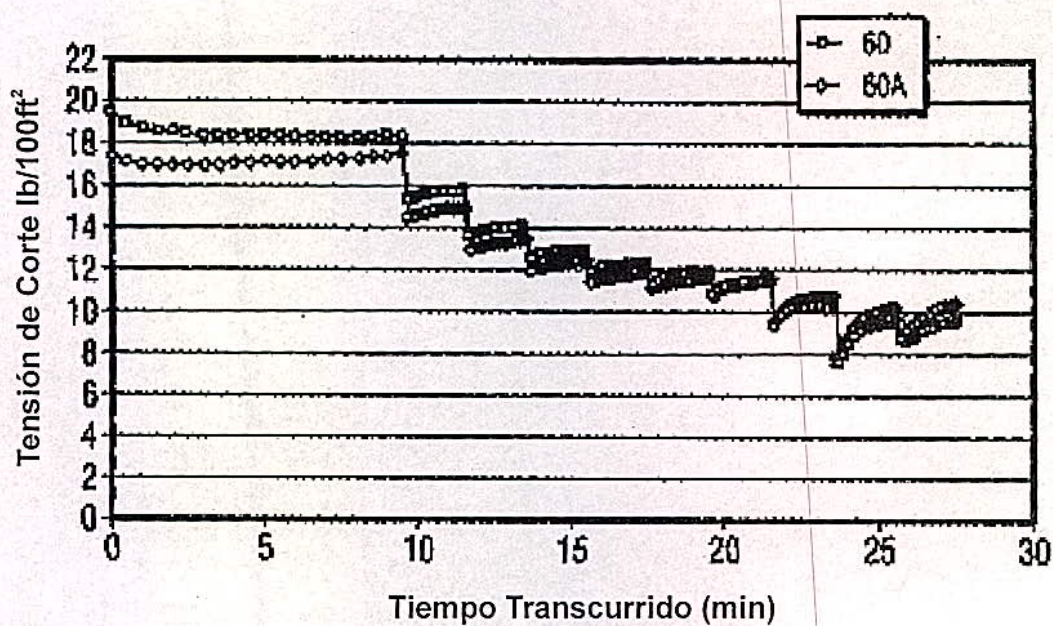


FIG. 5

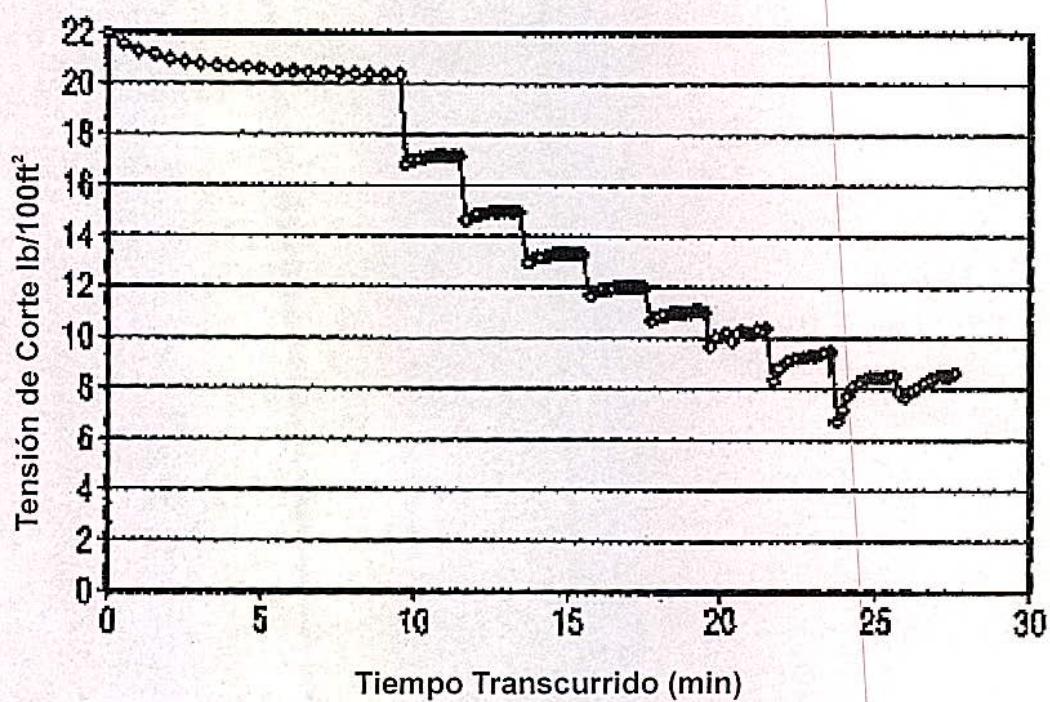


FIG. 6

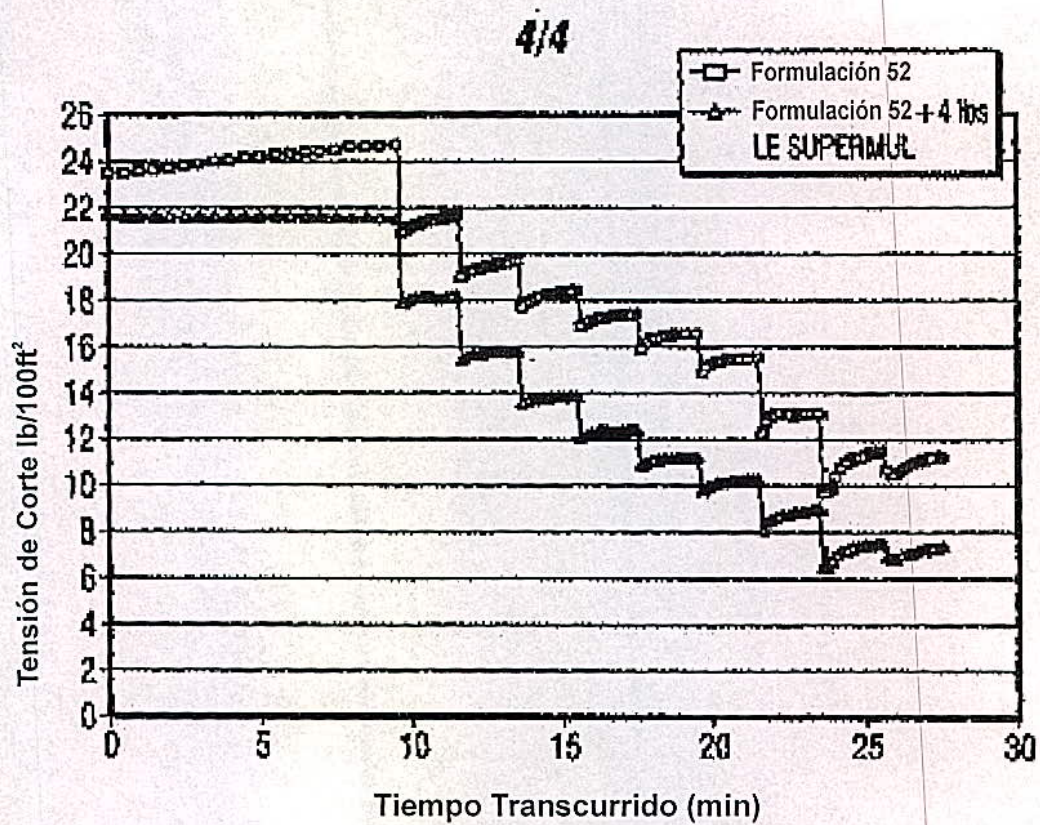


FIG. 7

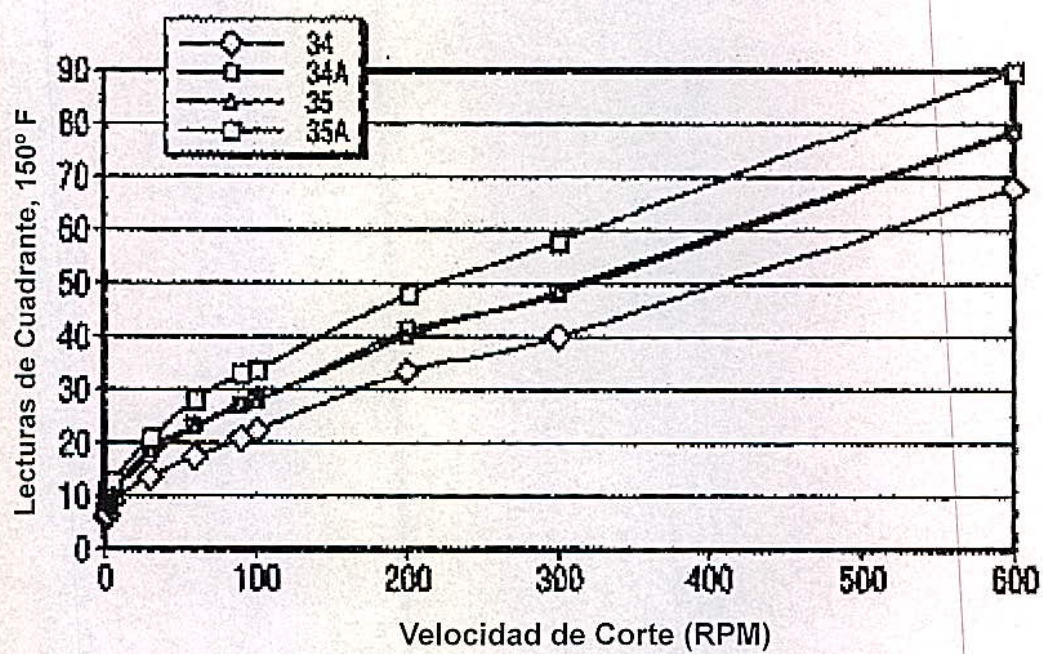


FIG. 8

DRILLING FLUIDS HAVING REDUCED SAG POTENTIAL
AND RELATED METHODS

BACKGROUND

5 [0001] The present invention relates to invert emulsion drilling fluids for use in subterranean applications, and, in particular, invert emulsion drilling fluids having extended emulsion stability and reduced barite sag potential.

 [0002] A drilling fluid or drilling mud is a designed fluid that is circulated through a wellbore to facilitate a drilling operation. Functions of a drilling fluid can include, 10 without limitation, removing drill cuttings from the wellbore, cooling and lubricating the drill bit, aiding in the support of the drill pipe and the drill bit, and providing a hydrostatic head to maintain integrity of the wellbore walls and preventing blowouts from occurring.

 [0003] It is often desirable to change the density of a drilling fluid to maintain pressure balance within a wellbore and keep the wellbore stable. Changing the density is 15 usually accomplished by adding a weighting agent to the drilling fluid. Often, the weighting agent is barite (barium sulfate), sometimes spelled baryte. Barite is an insoluble material, and additional stabilizers are usually added to the drilling fluid to maintain the salt in a suspended state. Stabilizers can include, for example, thickeners, viscosifying agents, gelling agents and the like. Use of stabilizers can be problematic if 20 they increase the viscosity of the drilling fluid so much that effective pumping into the wellbore becomes difficult.

 [0004] In lower viscosity drilling fluids, even in the presence of added stabilizers, barite can begin to settle from the drilling fluid in a condition known as "barite sag." Other solid weighting agents can also experience sag. As used herein, the term "barite 25 sag" refers to a slow settling of barite or other solid weighting agent in a drilling fluid. Barite sag is undesirable because it can lead to an uneven fluid density in the wellbore and altered well performance. Barite sag can be particularly problematic in cases where the drilling fluid cannot be effectively sheared before being pumped downhole. For example, barite sag can occur during transport of a drilling fluid to an offshore drilling 30 platform. In other instances, barite sag can occur downhole when the drilling fluid spends a longer than usual time downhole or there are inadequate downhole shearing forces. In

extreme cases, barite sag can deposit a bed of barite on the low side of the wellbore, eventually leading to stuck pipe and possible abandonment of the wellbore.

[0005] The difference in a drilling fluid's surface density at the well head and the density while pumping or circulating downhole is typically referred to as the equivalent circulating density (ECD). Several drilling fluids having low ECDs have been developed that contain organophilic clay or organolignite additives. As used herein, the term "organophilic clay" refers to clays that have been treated with a cationic surfactant (e.g., a dialkylamine cationic surfactant or a quaternary ammonium compound) or like surface treatments. Organolignite additives have been prepared in a like manner. Organophilic clays swell in non-polar organic solvents, thereby forming open aggregates that are believed to be a suspending structure for barite and other solid weighting agents in invert emulsion drilling fluids containing these agents. Although such additives are effective at mediating barite sag in many cases, exposure of organophilic clays, in particular, to drill cuttings can alter the performance of the drilling fluid. In particular, organophilic clays prevent the formation of ideal or near ideal thixotropic fluids that are initially viscous but then thin at a later time.

[0006] Drilling fluids not containing organophilic clays or organolignite additives can have emulsion structures that are sensitive to low concentrations of solids therein. In these cases, a minimum concentration of solids can be required to achieve adequate emulsion stability over time. Many drilling applications rely upon the downhole introduction of solids into the drilling fluid in the form of drill cuttings in order to stabilize the drilling fluid's emulsion structure. In these cases, the introduction of ~2 – 3% drill cutting solids is typically considered necessary to maintain downhole emulsion stability. Although downhole introduction of drill cutting solids provides satisfactory performance in many cases, there are notable exceptions when this is not the case. In some instances, drilling operations may not incorporate sufficient amounts of drill cutting solids into the drilling fluid to achieve satisfactory emulsion stability. In other instances, the drill cutting solids may not be of the correct type to achieve satisfactory emulsion stability. For example, sand formations and salt formations can provide drill cutting solids that fail to satisfactorily stabilize the drilling fluid's emulsion structure. In still

other instances, the drilling fluid may experience significant sag during delivery to a drilling site.

SUMMARY

5 [0007] In a first aspect the present invention provides a method comprising: providing a drilling fluid that comprises: an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; a weighting agent; and a plurality of colloidal particles; wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting
10 structure that inhibits sag of the weighting agent; and placing the drilling fluid in a subterranean formation via a wellbore penetrating the subterranean formation.

[0008] The weighting agent may comprise barite particles. The barite particles may be less than about 45 microns in size. The colloidal particles may have an average size between about 0.5 microns and about 5 microns. The colloidal particles may be less than
15 about 2 microns in size. The drilling fluid may have a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging. The plurality of colloidal particles may comprise at least one type of colloidal particle selected from the group consisting of a ground mineral, a zeolite particle, a sepiolite particle, an attapulgite particle, an illite particle, a montmorillonite particle, a non-organophilic clay particle, a bentonite particle, a
20 quartz particle, a calcium carbonate particle, a silica flour particle, a calcium hydroxide particle, a magnesium hydroxide particle, an alumoxane particle, a carbon nanotube, a fullerene, graphite, a graphene, graphite oxide, a particle comprising a fibrous material, a metal nanoparticle, a metal nanorod, a metal nanosphere, a metal nanoplatelet, a non-metal nanoparticle, a non-metal nanorod, a non-metal nanosphere, a non-metal nanoplatelet, a
25 metal oxide nanoparticle, a metal oxide nanorod, a metal oxide nanosphere, a metal oxide nanoplatelet, a hollow microsphere, a hollow nanosphere, a glass sphere, and combinations thereof. At least a portion of the plurality of colloidal particles may comprise calcium carbonate. The weighting agent may comprise at least one weighting agent selected from the group consisting of hematite, magnetite, iron oxides, illmenite, siderite, celestite,
30 dolomite, olivine, calcite, magnesium oxides, magnesium tetraoxide, halites, calcium carbonate, and strontium sulfate.

[0009] In a second aspect the present invention provides a method comprising: providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises: an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; barite particles having a size of at most about 45
5 microns; and a plurality of colloidal particles; wherein the drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging; and drilling a wellbore in a subterranean formation using the drilling fluid.

[0010] At least a portion of the plurality of colloidal particles may comprise calcium carbonate. The drilling fluid may have a sag rate of at most about 5 mm/hr.

10 [0011] In a third aspect, the present invention provides a method comprising: providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises: an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; barite particles having a size of at most about 45 microns; and a plurality of colloidal particles; wherein at least a portion of the plurality of
15 the colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the barite particles; and drilling a wellbore in a subterranean formation using the drilling fluid.

[0012] The drilling fluid may has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging. At least a portion of the plurality of colloidal
20 particles may comprise calcium carbonate. The drilling fluid may have a sag rate of at most about 5 mm/hr.

[0013] In a fourth aspect the present invention provides an organophilic clay-free drilling fluid comprising: an oleaginous fluid continuous phase; an aqueous fluid internal phase; a surfactant; barite particles; and a plurality of colloidal particles; wherein the drilling
25 fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging.

[0014] The drilling fluid may have a sag rate of at most about 5 mm/hr. At least a portion of the plurality of colloidal particles may comprise calcium carbonate. The barite particles may be less than about 45 microns in size.

30 [0015] In a fifth aspect the present invention provides an organophilic clay-free drilling fluid comprising: an oleaginous fluid continuous phase; an aqueous fluid internal phase; a surfactant; a weighting agent; and a plurality of colloidal particles; wherein at least

a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent.

[0016] At least a portion of the plurality of colloidal particles may comprise calcium carbonate. The weighting agent may comprise barite particles that are less than about 45
5 microns in size.

[0017] The present invention relates to invert emulsion drilling fluids for use in subterranean applications, and, in particular, invert emulsion drilling fluids having extended emulsion stability and reduced barite sag potential.

[0018] In one embodiment, the present invention provides a method comprising:
10 providing a drilling fluid that comprises: an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; a weighting agent; and a plurality of colloidal particles; wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent; and placing the drilling fluid in a
15 subterranean formation via a wellbore penetrating the subterranean formation.

[0019] In one embodiment, the present invention provides a method comprising: providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises: an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; barite particles having a size of at most about 45
20 microns; and a plurality of colloidal particles; wherein the drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging; and drilling a wellbore in a subterranean formation using the drilling fluid.

[0020] In one embodiment, the present invention provides a method comprising: providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises: an invert
25 emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant; barite particles having a size of at most about 45 microns; and a plurality of colloidal particles; wherein at least a portion of the plurality of the colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the barite particles; and drilling a wellbore in a subterranean formation
30 using the drilling fluid.

[0021] In one embodiment, the present invention provides an organophilic clay-free drilling fluid comprising: an oleaginous fluid continuous phase; an aqueous fluid internal

phase; a surfactant; barite particles; and a plurality of colloidal particles; wherein the drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging.

[0022] In one embodiment, the present invention provides an organophilic clay-free
5 drilling fluid comprising: an oleaginous fluid continuous phase; an aqueous fluid internal phase; a surfactant; a weighting agent; and a plurality of colloidal particles; wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent.

[0023] The features and advantages of the present invention will be readily apparent
10 to those skilled in the art upon a reading of the description of the preferred embodiments that follows.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0024] The following figures are included to illustrate certain aspects of the present invention, and should not be viewed as exclusive embodiments. The subject matter
15 disclosed is capable of considerable modification, alteration, and equivalents in form and function, as will occur to those skilled in the art and having the benefit of this disclosure.

[0025] FIGURE 1 shows a step-down vane rheology plot for illustrative drilling fluids of the present invention compared to those not containing an associative supporting structure.

20 [0026] FIGURES 2 and 3 show rheology profiles for illustrative drilling fluids of the present invention compared to those not containing an associative supporting structure. FIGURE 2 shows the complete rheology profile from 600 rpm to 0.9 rpm, and FIGURE 3 shows an expansion of the low shear region of FIGURE 2 from 0.9 rpm to 10 rpm.

[0027] FIGURE 4 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation
25 33 without static aging.

[0028] FIGURE 5 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation
60 as initially prepared and after 62 hours of static aging at 200°F (93°C).

[0029] FIGURE 6 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation
73 after 62 hours of static aging at 200°F (93°C).

30 [0030] FIGURE 7 shows an illustrative step-down vane rheology plot for pilot scale-sheared formulation 52 after 62 hours of static aging at 200°F (93°C).

[0031] FIGURE 8 shows an illustrative rheology plot comparing the performance of

a representative drilling fluid formulated from an "ENCORE" base oil versus that formulated from an "ACCOLADE" base oil.

DETAILED DESCRIPTION

[0032] The present invention relates to invert emulsion drilling fluids for use in
5 subterranean applications, and, in particular, invert emulsion drilling fluids having extended emulsion stability and reduced barite sag potential. More specifically, the present invention provides invert emulsion drilling fluids that have good rheological properties and maintain low ECDs over extended periods of time.

[0033] Although the description that follows is primarily directed to drilling fluids
10 containing barite particles, drilling fluids containing like weighting agents can also be stabilized by making use of the present embodiments.

[0034] Of the many advantages of the present invention, only a few of which are discussed or alluded to herein, the present invention generally provides facile methods for drilling wellbores in certain subterranean formations. This is accomplished using invert
15 emulsion drilling fluids that have a reduced potential for barite sag and increased emulsion stability over extended periods of time. Emulsion stability can be reflected in the drilling fluid having a relatively stable density and rheological profile over extended aging times. The invert emulsion drilling fluids of the present invention utilize colloidal particles or combinations of colloidal particles that confer extended density stability to the drilling fluid,
20 particularly at downhole temperatures. Density stabilization by the colloidal particles makes the present drilling fluids desirable for extended downhole use, especially in highly deviated wellbores, wellbores having narrow annuli, and wellbores in depleted formations, where the drilling fluids can spend a considerable amount of time downhole. In addition, density stabilization by the colloidal particles can allow the present drilling fluids to be transported
25 to a drilling site without fear of density gradients forming in the drilling fluid during transport.

[0035] According to conventional thinking, the addition of colloidal particles to a drilling fluid would result in an undesirable increase in viscosity. However, as described hereinafter, the addition of colloidal particles to a drilling fluid surprisingly improves the
30 drilling fluid's low shear rheological profile. Further, Applicants have discovered certain instances in which the colloidal particles interact with the surfactant of the invert emulsion to form an associative supporting structure that helps stabilize the emulsion structure.

[0036] The drilling fluids of the present invention advantageously utilize the introduction of colloidal particles within the drilling fluid before pumping downhole to stabilize the drilling fluid's emulsion structure and the distribution of the weighting agent therein. According to the present embodiments, the introduction of drill cutting solids during a drilling operation and extensive downhole shearing are not necessarily required to stabilize the emulsion while downhole. The earlier introduction of colloidal particles allows the composition of the drilling fluid to be maintained in a desired range for conferring emulsion stability, while producing a desired rheological performance over extended periods of time. In addition, the earlier introduction of colloidal particles allows the drilling fluid to be pumped downhole without applying shear prior to or during the pumping operation in order to redisperse the weighting agent. Accordingly, the drilling fluid can be formulated at a production facility, sheared and then transported to a drilling site for downhole pumping.

[0037] An additional advantage of the present drilling fluids is that the colloidal particles are present in an amount that is sufficient to confer extended density stability to the drilling fluid without degrading its rheological performance compared to a drilling fluid not containing at least some of the colloidal particles. Thus, the present drilling fluids remain very amenable to downhole pumping and demonstrate desirable downhole performance characteristics. In addition, the incorporation of colloidal particles into the present drilling fluids can result in certain beneficial rheological enhancements, as discussed herein.

[0038] It has been conventional in the art to simulate downhole performance of a drilling fluid through static aging of a drilling fluid sample under conditions comparable to those experienced downhole. By monitoring the drilling fluid sample's rheological performance and density as a function of time under simulated downhole conditions, an indicator of downhole performance and sag potential can be ascertained. Typically, it has been conventional to conduct these measurements after 16 hours of static aging. This period of time has been considered by those of ordinary skill in the art to be sufficiently indicative of the long term density stability and rheological performance of the drilling fluid while downhole. However, Applicants have discovered that some drilling fluids that exhibit acceptable performance at 16 hours of aging have a completely changed density and rheological profile at more extended aging times (e.g., about 62 hours). Therefore, a drilling fluid that might seem suitable for downhole use based on the 16-hour aging data might, in fact, be completely unacceptable for extended downhole residence times. Drilling fluids of

the present invention containing colloidal particles advantageously provide relatively stable densities and good rheological performance over extended periods of time, which make them more suitable for certain downhole operations. In particular, the low shear rheological performance of the present drilling fluids is particularly distinguishable over that of
5 conventional drilling fluids.

[0039] As noted above, the addition of colloidal particles to the drilling fluids of the present invention is believed to beneficially stabilize the drilling fluid's emulsion structure and density over extended periods of time. Without being bound by theory or mechanism, Applicants believe that at least a portion of the plurality of colloidal particles interact with
10 the surfactant of the invert emulsion to form an associative supporting structure that inhibits sag of barite particles or a like weighting agent over extended periods of time. As used herein, the term "associative supporting structure" refers to, for example, a covalent or non-covalent interaction between at least some of the colloidal particles and the surfactant in an invert emulsion drilling fluid that provides a more enhanced support for barite particles or
15 like weighting agent than is possible with either component alone. Stated another way, there is an observed synergistic stabilizing effect between at least a portion of the colloidal particles and the surfactant of the invert emulsion drilling fluids. This synergistic stabilizing effect can be observed by examining the rheological profile of a drilling fluid without at least one of the synergistic components (*i.e.*, the colloidal particles and/or the surfactant) and
20 comparing the observed profile to that of a drilling fluid with the synergistic components. Although such associative supporting structures can have long-range structural features, the use of this term does not necessarily convey any form of long-range structure. By way of non-limiting example, it is believed that colloidal particles of sufficiently small size may interact with surfactant-stabilized micelles to modify the micelles' interaction with an
25 oleaginous continuous phase by adding bulk to the micelle-continuous phase interface. Again without being bound by theory or mechanism, Applicants believe that such an interaction may be responsible for creating a structure that results in stabilization of the emulsion interface in the drilling fluids of the present invention.

[0040] To determine if an associative supporting structure exists in a drilling fluid,
30 sag testing and rheological performance testing may be performed as described in the Experimental Examples herein. In general, Applicants believe that an associative supporting structure exists if the density of the drilling fluid decreases by less than about $\pm 5\%$ over at

least about 62 hours of static aging and/or if the low shear rheological profile of the drilling fluid changes by less than about $\pm 25\%$, as measured by the dial reading at a rotation rate of 6 rpm or less on a Fann Model 35 Viscometer. Further, Applicants believe that an associative supporting structure exists if the drilling fluid exhibits a significantly different step-down
5 vane rheology profile compared to that of a drilling fluid not containing an associative supporting structure. For example, FIGURE 1 shows a step-down vane rheology plot for illustrative drilling fluids of the present invention compared to those not containing an associative supporting structure. Several drilling fluids having these qualities are presented in the Experimental Examples herein.

10 [0041] The present invention describes methods using invert emulsion drilling fluids. In some embodiments, the methods comprise providing a drilling fluid comprising an invert emulsion, a weighting agent, and a plurality of colloidal particles, and placing the drilling fluid in a subterranean formation via a wellbore penetrating the subterranean formation. The invert emulsion comprises an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal
15 phase, and a surfactant. At least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent.

[0042] In some embodiments, the weighting agent comprises barite particles. In some embodiments, the barite particles have a size of at most about 45 microns. In some
20 embodiments, the barite particles have an average size (d_{50}) of 45 microns or less.

[0043] Weighting agents other than barite can be used in any of the embodiments described herein. In some embodiments, weighting agents such as, for example, hematite, magnetite, iron oxides, illmenite, siderite, celestite, dolomite, olivine, calcite, magnesium oxides, halites and the like can be used. In some embodiments, weighting agents such as
25 calcium carbonate, strontium sulfate, or manganese tetraoxide can be used. In still other embodiments, the weight agent "MICROMAX" can be used. "MICROMAX" is a manganese tetraoxide-based weighting agent that is available from Elkem Materials. Other weighting agents can also be envisioned by those of ordinary skill in the art.

[0044] In some embodiments, the drilling fluid has a density that changes by less
30 than about 5% over at least about 62 hours of static aging. In some embodiments, the drilling fluid has a density that changes by less than about 4.5% over at least about 62 hours of static aging. In still other embodiments, the drilling fluid has a density that changes by

less than about 4% over at least about 62 hours of static aging. In some embodiments, the drilling fluid has a density that changes by less than about 3% over at least about 62 hours of static aging. In still other embodiments, the drilling fluid has a density that changes by an amount between about 1% to about 4% over at least about 62 hours of static aging.

5 [0045] In some embodiments, the acceptable density change of the drilling fluid varies in proportion to the weight of the drilling fluid. For example, for a 14 lb/gal (1680 kg/m³) drilling fluid, the change in density can be less than about 5% over at least about 62 hours of static aging. However, for heavier drilling fluids, the change in density can preferably be less over the static aging period. For example, for a 16 lb/gal (1920 kg/m³)
10 drilling fluid, the change in density can be less than about 4.5% over at least about 62 hours of static aging, and for a 18 lb/gal (2160 kg/m³), the change in density can be less than about 4% over at least about 62 hours of static aging. In the heavier drilling fluids, these density change values provide the same 0.7 lb/gal (80 kg/m³) variance that occurs for a 14 lb/gal (1680 kg/m³) drilling fluid when a 5% change in density occurs.

15 [0046] In some embodiments, the drilling fluids are free of organophilic clays. In some embodiments, the drilling fluids are substantially free of lignite.

[0047] In various embodiments, the drilling fluids of the present invention are substantially free of organophilic clays and/or organophilic lignite. In some embodiments, the organophilic clay-free drilling fluids comprise an oleaginous fluid continuous phase, an
20 aqueous fluid internal phase, a surfactant, barite particles or a like weighting agent, and a plurality of colloidal particles. The drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging. In some embodiments, at least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the barite particles for at least about 62
25 hours. Inhibition of barite sag can be measured by the drilling fluid having a change in density of less than about 5% over this time.

[0048] As used herein, the term "invert emulsion" refers to an emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase and an aqueous fluid internal phase. Such emulsions are commonly referred to as oil-in-water emulsions in which an oil or like non-polar
30 hydrophobic compound forms the continuous phase and water or a water-miscible but oleaginous fluid immiscible compound forms the internal phase.

[0049] As used herein, the term "oleaginous fluid" refers to a material having the properties of an oil or like non-polar hydrophobic compound. Illustrative oleaginous fluids suitable for use in the present invention include, for example, (i) esters prepared from fatty acids and alcohols, or esters prepared from olefins and fatty acids or alcohols; (ii) linear
5 alpha olefins, isomerized olefins having a straight chain, olefins having a branched structure, isomerized olefins having a cyclic structure, and olefin hydrocarbons; (iii) linear paraffins, branched paraffins, poly-branched paraffins, cyclic paraffins and isoparaffins; (iv) mineral oil hydrocarbons; (v) glyceride triesters including, for example, rapeseed oil, olive oil, canola oil, castor oil, coconut oil, corn oil, cottonseed oil, lard oil, linseed oil, neatafoot oil,
10 palm oil, peanut oil, perilla oil, rice bran oil, safflower oil, sardine oil, sesame oil, soybean oil and sunflower oil; (vi) naphthenic compounds (cyclic paraffin compounds having a formula of C_nH_{2n} , where n is an integer ranging between about 5 and about 30); (vii) diesel; (viii) aliphatic ethers prepared from long chain alcohols; and (ix) aliphatic acetals, dialkylcarbonates, and mixtures thereof. As used herein, fatty acids and alcohols or long
15 chain acids and alcohols refer to acids and alcohols containing about 6 to about 22 carbon atoms, or about 6 to about 18 carbon atoms, or about 6 to about 14 carbon atoms. In some embodiments, such fatty acids and alcohols have about 6 to about 22 carbon atoms comprising their main chain. One of ordinary skill in the art will recognize that the fatty acids and alcohols may also contain unsaturated linkages.

20 [0050] In general, oleaginous fluid continuous phases having low initial viscosities prior to the addition of colloidal particles produce drilling fluids having the best ECDs. Commercially available invert emulsion drilling fluids containing such oleaginous fluid continuous phases include, for example, "PETROFREE SF", "ACCOLADE" and "ENCORE," each of which is available from Halliburton Energy Services. Of these,
25 "ENCORE" has the lowest initial viscosity. Other invert emulsion drilling fluids include "XP-07" available from Halliburton Energy Services, "ESCAID 110" available from ExxonMobil Corporation, "HDF-2000" available from TOTAL-Fina, and "PUREDRILL IA-35" available from Petro-Canada. Of these, "XP-07" and "ESCAID 110" have low initial viscosities and may be particularly suitable for producing a low ECD drilling fluid.
30 Although the particularly low viscosity of "XP-07" is especially appealing for producing a drilling fluid having a low ECD, this base oil has not been approved for Gulf of Mexico operations. "ENCORE" and "ACCOLADE," in contrast, have both been approved for Gulf

of Mexico use. In various embodiments, the base oil of the drilling fluids can be used after it has been recycled or recovered from other sources. Optionally, the base oil can have other components added to it during formulation of the present drilling fluids. In other embodiments, other components can already be included in the commercially available
5 drilling fluid.

[0051] As used herein, the term "aqueous fluid" refers to a material comprising water or a water-miscible but oleaginous fluid-immiscible compound. Illustrative aqueous fluids suitable for practicing the present invention include, for example, fresh water, sea water, a brine containing at least one dissolved organic or inorganic salt, a liquid containing water-
10 miscible organic compounds, and the like. In some embodiments, an aqueous fluid can contain a mixture of water and a glycol.

[0052] In the present drilling fluids, the oleaginous fluid continuous phase and the aqueous fluid continuous phase are present in a ratio of at least about 70:30. This ratio is commonly stated as the oil-to-water ratio (OWR). That is, in the present embodiments, a
15 drilling fluid having a 70:30 OWR comprises 70% oleaginous fluid continuous phase and 30% aqueous fluid internal phase. In some embodiments, the present drilling fluids have an OWR ranging between about 70:30 to about 80:20, including all subranges therebetween. In some embodiments, the drilling fluids have an OWR ranging between about 74:26 and about 80:20, including all subranges therebetween. In some embodiments, the drilling fluids have
20 an OWR of about 75:25 or greater. In some embodiments, the drilling fluids have an OWR of about 80:20 or greater. In some embodiments, the drilling fluids have an OWR of about 85:15 or greater. In some embodiments, the drilling fluids have an OWR between about 90:10 and 60:40, including all subranges therebetween. One of ordinary skill in the art will recognize that lower OWRs can more readily form emulsions that are suitable for
25 suspending barite and other weighting agents therein. However, one of ordinary skill in the art will also recognize that an OWR that is too low may prove overly viscous for downhole pumping.

[0053] In general, the surfactants of the present invention are not particularly limited and need only be capable of stabilizing aqueous fluid micelles in an invert emulsion. In
30 addition, the surfactant can interact with colloidal particles in the invert emulsion drilling fluid to form an associative supporting structure. Illustrative surfactants suitable for use in the present invention include, for example, acid hydrolyzable mixed alkyl diethanol amides,

alkyl glucosides, polyalkylglucosides, alkylalkoxypolydimethylsiloxanes, polyalkyldimethylsiloxanes, fatty acids, soaps of fatty acids, amido amines, polyamides, polyamines, oleate esters, imidazoline derivatives, oxidized crude tall oil, organic phosphate esters, alkyl aromatic sulfates, alkyl aromatic sulfonates, alkyl sulfates, alkyl sulfonates, 5 monoesters of polyalkoxylated sorbitan, polyester polyols, aliphatic alcohol esters, aromatic alcohol esters, ammonium salts of polyacrylic acid, and ammonium salts of 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid/acrylic acid copolymer. In some embodiments, the surfactant is a polyamide. In other embodiments, the surfactant is a fatty acid. Illustrative commercial surfactants suitable for practicing the present invention include, for example, "ALADOL 10 511" (a tall oil fatty acid diethanolamide available from Akzo Nobel Surface Chemistry of Chicago, Illinois), "TWEEN 81" (a polyoxyethylene(5)sorbitan monooleate available from Uniqema of New Castle, Delaware), "ALKAM-ULS SMO" (a sorbitan monooleate available from Rhone Poulenc Inc. of Paris, France) and "INVERMUL," "EZ MUL," "EZ MUL NT," "EZ MUL NS," "LE SUPERMUL" and "LE MUL" (all available from 15 Halliburton Energy Services of Houston, Texas).

[0054] Generally, such surfactants are present in an amount that does not interfere with the use of the invert emulsions as drilling fluids and further facilitates the development of enhanced density stability and rheological properties as described herein. In some 20 embodiments, the surfactants are present in the invert emulsion drilling fluids in an amount less than about 10% by volume of the drilling fluid. In other embodiments, the surfactants are present in the invert emulsion drilling fluids in an amount less than about 3% by volume of the drilling fluid.

[0055] In the present embodiments, the barite particles or like weighting agent and the plurality of colloidal particles are added to the drilling fluid to produce a desired density 25 in the drilling fluid. As used herein, the combination of barite particles or like weighting agent and the plurality of colloidal particles will be referred to as the "weighting mixture." In some embodiments, the barite particles or like weighting agent comprise greater than about 90% of the weighting mixture by weight. In some embodiments, the barite particles or like weighting agent comprise between about 90% and about 99% of the weighting 30 mixture by weight. Accordingly, in such embodiments, the plurality of colloidal particles comprise between about 1% and about 10% of the weighting mixture by weight. In some

embodiments, the plurality of colloidal particles comprise up to about 10% of the weighting mixture by weight.

[0056] In some embodiments, the weighting mixture has particles (both barite particles and colloidal particles) in which about 6% to about 80% of the particles are 20 microns or larger in size. In some embodiments, the weighting mixture has particles (both barite particles and colloidal particles) in which at least about 95% of the particles are 50 microns or less in size. In some embodiments, the barite particles used in the present embodiments are American Petroleum Institute (API)-barite particles or barite particles having a like size distribution. According to API standards, API barite has a particle size distribution ranging substantially between 3 and 74 microns and a specific gravity of at least 4.20 g/cm³. Table 1 shows a listing of particle size distribution measured in a typical sample of API barite.

Table 1

	% PARTICLES, TYPICAL
SIZE RANGE (MICRONS)	API BARITE
<1	0.85
1 – 4	7.40
4 – 8	6.25
8 – 12	5.25
12 – 16	4.75
16 – 20	4.50
> 20	<u>71.00</u>
	100%

[0057] In at least some embodiments, Applicants have found that removal of large particles from the barite source advantageously decreases the propensity for barite sag to occur in the present drilling fluids. According to Stokes' Law, the frictional force required for suspending a particle is directly proportional to the particle's radius. Without being bound by theory or mechanism, Applicants believe that the reduced propensity for barite sag when using smaller barite particles is at least partially due to decreased frictional forces necessary to keep the barite particles suspended in the invert emulsion. Most importantly, smaller barite particles produce a similar density adjustment to that produced using a comparable weight of API barite or other similarly sized barite source in the present drilling fluids. Surprisingly, the use of smaller barite particles in the present drilling fluids also

improves the drilling fluid's rheology performance, thereby making drilling fluids containing smaller barite particles particularly well suited for downhole use.

[0058] As a non-limiting example, smaller barite particles can be prepared by grinding API barite or any other barite source and passing the ground barite through a sieve or mesh screen to provide barite particles having a desired size range. For example, in some embodiments, ground barite can be passed through a 325 mesh screen (0.045 mm) to produce barite particles that are less than 45 microns in size. Other sizing techniques and size ranges may be envisioned by those of ordinary skill in the art. Table 2 shows a listing of particle size distributions in a typical ground barite that can be passed through a 325 mesh screen (0.045 mm). Such a sized barite is available from R.E. Carroll, Inc. as "CIMBAR #22 BARYTES".

Table 2

	% PARTICLES, TYPICAL
SIZE RANGE (MICRONS)	325 MESH (0.045 mm) BARITE
<1	1.80
1 – 4	13.70
4 – 8	15.00
8 – 12	14.25
12 – 16	16.25
16 – 20	14.50
> 20	24.50
	100%

[0059] By grinding barite particles to smaller sizes, the surface area to mass ratio per particle can be reduced. While reduced particle mass can be an advantage in the present embodiments, Applicants believe, without being bound by theory or mechanism, that the increase in available surface area allows for greater interaction between the surfactant and the colloidal particles in forming a stronger associative supporting structure. This feature complements the reduced frictional force needed to hold small barite particles suspended in the present invert emulsion drilling fluids and results in a further reduction of the barite sag potential.

[0060] In some embodiments, the barite particles of the present invention are substantially spherical. Although the present invention has been described using certain types of sized barite, one of ordinary skill in the art given the benefit of the present

disclosure can appreciate that any barite source having an average particle size less than that of API barite or any other barite source of comparable size can be used in the present invention.

[0061] As used herein, the term "colloidal particles" refers to any solid particles that are capable of being suspended in an invert emulsion drilling fluid and have at least one dimension that is less than about 5 microns in size. The shape of the colloidal particles suitable for use in the present invention can vary without limitation and can be, for example, rods, spheres, platelets, needles, fibers, rings, tubes, cylinders and the like. In colloidal particles having a large aspect ratio (*e.g.*, rods, cylinders and tubes), the diameter of the colloidal particle can be less than 5 microns in size, whereas their length can exceed this value. For example, in the clay mineral sepiolite, the colloidal particles have an average length of 1 – 2 microns but a width of only about 100 nm. Colloidal particles containing sepiolite are commercially available from Halliburton Energy Services in the drilling fluid additive "TAU-MOD." In some embodiments, the colloidal particles have an average size (d_{50}) between about 0.5 microns and about 5 microns. In other embodiments, the colloidal particles are less than about 2 microns in size. As another illustrative example, the clay mineral bentonite contains colloidal particles that are less than about 2 microns in size. In some embodiments, the colloidal particles are nanoparticles, meaning that they have at least one dimension that is less than about 1000 nm in size.

[0062] Colloidal particles suitable for practicing the present invention can be natural or synthetic materials. Illustrative colloidal particles can include, without limitation, ground minerals (*e.g.*, zeolite particles, sepiolite particles, attapulgite particles, illite particles, montmorillonite particles, non-organophilic clay particles, bentonite particles, quartz particles, calcium carbonate particles, silica flour particles, calcium hydroxide particles, magnesium hydroxide particles, hydroxyapatite particles, and alumoxane particles and the like), graphite, carbon nanostructures (*e.g.*, carbon nanotubes, fullerenes, graphene, graphite oxide and the like), and non-carbon nanostructures (*e.g.*, metal nanoparticles, metal nanorods, metal nanospheres, metal nanoplatelets, non-metal nanoparticles, non-metal nanorods, non-metal nanospheres, non-metal nanoplatelets, metal oxide nanoparticles, metal oxide nanorods, metal oxide nanospheres, metal oxide nanoplatelets, hollow microspheres, and hollow nanospheres), glass spheres and particles comprising a fibrous material (*e.g.*, sepiolite). Applicants have found that fibrous colloidal materials, in particular, can produce

drilling fluids having good ECDs. Without being bound by theory or mechanism, it is believed that using multiple types of colloidal particles having a range of shapes, sizes and native surface characteristics can provide superior barite sag performance and better rheological properties than that attainable with a single type of colloidal particle or a mixture
5 of colloidal particles having a narrow size distribution range. In some embodiments, a mixture of two or more different types of colloidal particles having different average sizes can be used in practicing the present invention.

[0063] In some embodiments, at least a portion of the colloidal particles comprise calcium carbonate. In some of these embodiments, the calcium carbonate can have an
10 average diameter ranging between about 1 micron and about 5 microns. In some embodiments, the calcium carbonate has an average diameter of less than about 5 microns in size. In other embodiments, the calcium carbonate has an average diameter of less than about 3 microns in size. In still other embodiments, the calcium carbonate has an average diameter of less than about 2 microns in size. Illustrative commercial calcium carbonate
15 products include, for example, "BARACARB 5" and "BARACARB 50" (available from Halliburton Energy Services in Houston, Texas), "ULTRACARB 2" (available from TBC Brinadd in Houston, Texas) and "EXCAL 3" (available from Excalibar Minerals, LLC in Houston, Texas).

[0064] In some embodiments, a ratio of the size of the barite particles to the size of
20 the colloidal particles is at most about 1:9. In other embodiments, the ratio of the size of the barite particles to the size of the colloidal particles is at most about 5. In still other embodiments, the ratio of the size of the barite particles to the size of the colloidal particles is at most about 2.

[0065] In various embodiments, drilling fluids of the present invention can optionally
25 contain additional additives such as, for example, fluid loss control agents, corrosion inhibitors, gelling agents, rheology control agents or thinners (e.g., "COLDTROL," an alcohol derivative; "ATC," a modified fatty acid ester; "OMC2," an oligomeric fatty acid; and/or "DEEP-TREAT," a sodium sulfonate salt), viscosity enhancers (e.g., "RHEMOD L," a modified fatty acid; and/or "VIS-PLUS," a carboxylic acid), temporary viscosifying agents
30 (e.g., "TEMPERUS," a modified fatty acid), filtration control additives (e.g., "ADAPTA," a methylstyrene/acrylate copolymer), high temperature/high pressure control additives (e.g., "FACTANT," a highly concentrated tall oil derivative), emulsification additives (e.g., "LE

SUPERMUL," a polyaminated fatty acid; and/or "LE MUL," a blend of oxidized tall oil and a polyaminated fatty acid). All of the aforementioned commercial products are available from Halliburton Energy Services of Houston, Texas. One of ordinary skill in the art will recognize that a number of additional additives are known in the art and can be included in the drilling fluids of the present invention through routine experimentation.

[0066] As noted above, the associative supporting structure of the present embodiments is advantageously formed in the drilling fluid before placement of the drilling fluid in a subterranean formation. Typically, the drilling fluids are formulated at a production facility and mixed by applying a shearing force to the drilling fluid. Without being bound by theory or mechanism, Applicants believe that application of the shearing force results in formation of aqueous fluid micelles in an oleaginous fluid continuous phase, which are stabilized by the surfactant. Still without being bound by theory or mechanism, Applicants believe that at least a portion of the colloidal particles interact with the surfactant in the micelles to form an associative supporting structure for barite particles or like weighting agent suspended in the invert emulsion. Once formed, the associative supporting structure is stable in the absence of a shearing force, such that the drilling fluids of the present invention have a reduced tendency toward barite sag. In some embodiments, the associative supporting structure inhibits sag of the barite particles for at least about 62 hours, as measured by the drilling fluid having a change in density of less than about 5% over this time.

[0067] As used herein, the term "sag rate" indicates the relative velocity of weighted material that might settle in a fluid over a given unit time. According to one embodiment, the sag rate in an invert emulsion drilling fluid can be measured by dynamic high angle sag testing (DHAST). According to such embodiments, the sag rate can be determined at 5 fixed shear rates: 0.35 s^{-1} , 1.76 s^{-1} , 10.55 s^{-1} , 21.09 s^{-1} , and static (0 s^{-1}). Based on the DHAST sag rate profile, the invert emulsion can be classified with respect to its suitability for use in deviated wellbores. Further information regarding DHAST sag rate measurements are described in United States Patent 6,584,833, which is incorporated herein by reference in its entirety.

[0068] In some embodiments, drilling fluids of the present invention have a sag rate of at most about 10 mm/hr. In other embodiments, drilling fluids of the present invention

have a sag rate of at most about 5 mm/hr. In still other embodiments, drilling fluids of the present invention have a sag rate of at most about 3 mm/hr.

[0069] As used herein, the term "yield point" refers to a parameter of the Bingham plastic model, where yield point refers to the yield stress extrapolated to a shear rate of zero. This extrapolation is commonly made from the highest shear rate readings at 600 and 300 rpm on a Fann 35 rheometer using standard F1 springs. As used herein, "yield stress" refers to the torque required to just start a fluid moving from rest in a rheometer measurement. The yield stress is also commonly extrapolated from several viscometer readings at differing shear rates. In some embodiments, drilling fluids of the present invention have yield points ranging from about 2.4 to about 7.2 Pa. In rheometer measurements, the yield stress can be approximated by the 3 rpm reading on the standard Fann 35 rheometer. The yield stress can also be evaluated by step-down vane rheology measurement.

[0070] As used herein, the term "gel strength" refers to the shear stress measured at a low shear rate after a drilling fluid has set quiescently for a set period of time. According to standard API procedures, the gel strength is measured after setting for 10 seconds and 10 minutes, although measurements at longer time intervals can also be made such as, for example, 30 minutes or 16 hours. The shear stress is related to the yield stress by the following three-parameter equation:

$$\tau = \tau_0 + k(\dot{\gamma})^n,$$

where τ is the shear stress, τ_0 is the yield stress, $k(\dot{\gamma})$ is the consistency, and n is a real number. As noted above, $k(\dot{\gamma})$ and n are fit graphically or calculated from the 600 and 300 rpm rheometer readings. In various embodiments, drilling fluids of the present embodiments have gel strengths ranging from about 15 to about 35 measured after either 10 or 30 minutes of quiescence.

[0071] Incorporation of colloidal particles in the present drilling fluids beneficially does not result in a substantial change of the high shear rheological profile of the drilling fluid. As used herein, a substantial change in the rheological profile of the drilling fluid is defined as a 600 rpm rheology measurement increasing by more than about 20% after incorporation of colloidal particles. Stated another way, the incorporation of colloidal particles in the present drilling fluids does not cause the drilling fluids to become overly viscous. Although the incorporation of colloidal particles does not substantially change the rheological profile of the present drilling fluids by making them become overly viscous,

more subtle changes in the rheological profile can be realized that make them more suitable for use in drilling applications, as discussed hereinafter.

[0072] In some embodiments, drilling fluids of the present invention have a lower high shear rheological profile (e.g., 300 – 600 rpm) than does a comparable drilling fluid without colloidal particles. Concurrently, the drilling fluids of the present invention have a higher low shear rheological profile (e.g., 0.9 – 10 rpm) than does a comparable drilling fluid without colloidal particles. FIGURES 2 and 3 show rheology profiles for illustrative drilling fluids of the present invention compared to those not containing an associative supporting structure. FIGURE 2 shows the complete rheology profile from 600 rpm to 0.9 rpm, particularly emphasizing the high shear range where the drilling fluids of the present invention have a lower rheological profile. FIGURE 3 shows an expansion of the low shear region of FIGURE 2, where the drilling fluids of the present invention have a higher rheological profile. Regarding FIGURES 2 and 3, it should be noted that the drilling fluids of the present invention were tested after 62 hours of static aging at 200°F (93°C), whereas the conventional drilling fluids not containing colloidal particles were tested after only 16 hours of dynamic aging at 150°F (66°C) due to barite sag issues. Accordingly, drilling fluids of the present invention are desirably less viscous during formulation and downhole pumping but maintain a higher low-shear viscosity downhole for improved performance over drilling fluids not containing colloidal particles.

[0073] To facilitate a better understanding of the present invention, the following examples of preferred embodiments are given. In no way should the following examples be read to limit, or to define, the scope of the invention.

EXAMPLES

[0074] **Example 1: Preparation of Drilling Fluids and Density Measurements Thereof.** Drilling fluid formulations were prepared in accordance with the compositions outlined in Tables 3 – 6 and mixed through application of a shearing force. The amounts of colloidal particles and barite were chosen to achieve a nominal density of 14.0 lb/gal (1680 kg/m³) in a standard “ENCORE” oleaginous base fluid. Mixing was performed on 350 mL quantities of formulated drilling fluid using a Multimixer Model 95B5. The indicated amount of oleaginous base fluid was combined with an emulsifier and mixed for 2 minutes, during which time lime was added. At this time, the sample was removed from the mixer,

and water and brine were added accordingly. Samples were then further mixed for 15 minutes, and "ADAPTA" was then added with 6 minutes of additional mixing conducted. Calcium carbonate was then added and mixed for 10 minutes. In the event calcium carbonate was not added, the total mixing time was kept the same as if it had been. "TAU-
5 MOD" and "AQUAGEL GOLD SEAL" were then added and mixed for 15 minutes. In the event these agents were not added, the total mixing time was kept the same as if they had been. "RHEMOD-L" was then added and mixed for 15 minutes. Following mixing, the samples were sheared using a Silverson L4RT high shear mixer equipped with a square hole screen. Silverson shearing was performed at 7000 rpm for 15 minutes. A water bath was
10 maintained around the sample to keep the temperature below 150°F (66°C). The sample was then hot rolled for 16 hours at 150°F (66°C) prior to testing.

[0075] Viscosity measurements were conducted using a Fann Model 35 direct reading rotational viscometer. Step-down vane rheology measurements were performed on a Brookfield DV-II+ viscometer with an LV spring and a 4-fin vane spindle geometry. The
15 sample was preheated to 120°F (49°C) prior to testing, and 100 rpm readings were then measured every 30 seconds for 10 minutes before stepping down the rotation rate. Each successive rotation rate (50, 25, 12, 6, 3, 1.5, 0.5, 0.1 and 0.05 rpm) was run for 2 minutes with readings being taken every 10 seconds.

[0076] Static aging and density measurements were carried out as outlined below.

20 [0077] After preparation and initial characterization of the drilling fluid formulations, samples were placed in aging cells, and the samples were aged for the indicated length of time at 200°F (93°C). Measurement of the post-aging density was conducted as follows:

1. Use a spatula to stir the top of the column in the aging cell, taking care not to disturb the bottom;
- 25 2. Pour out the top section of fluid, using a spatula to assist in removal, and leaving the bottom 1½" (3.8 cm) of fluid undisturbed;
3. Stir the remaining fluid to homogenize, and then pour the fluid to ¼" from the top lip of a calibrated pressurized balance;
4. Close the pressurized balance and tighten the lid screw until mud emerges
30 from the top valve;
5. Depress the lid onto the scale the rest of the way using the plunger and fully tighten the screw;

6. Fill the plunger with 2 – 3" (5.1 – 7.6 cm) of mud from the cell and compress into the chamber; and

7. Weigh the entire scale and back calculate the density of the fluid in the bottom of the aging cell.

5 [0078] The drilling fluid formulations exemplified in Tables 3 – 6 were prepared from a standard "ENCORE" drilling fluid base that is available from Halliburton Energy Services. This drilling fluid utilizes a mixture of internal olefins as the oleaginous fluid continuous phase. In addition to the internal olefin continuous phase, the "ENCORE" drilling fluid further contains "LE SUPERMUL," "RHEMOD-L" and "ADAPTA." "LE
10 SUPERMUL," a polyaminated fatty acid, is a surfactant. "RHEMOD-L," a modified fatty acid, is a viscosity enhancer that further helps to increase the low shear rheological properties of the drilling fluid. "ADAPTA," a co-polymer particulate material, is a filtration control additive that provides thin, low solids filter cakes.

[0079] In addition to the standard components of "ENCORE," various colloidal
15 particles were added to prepare the present drilling fluid formulations. "BARACARB 5" and "BARACARB 50" are ground marble compositions, having d_{50} sizes of 5 microns and 50 microns, respectively. "ULTRACARB 2" is a sized calcium carbonate material having a d_{50} of 2 microns. "EXCAL 3" is a sized calcium carbonate material having a d_{50} of 3 microns. "AQUAGEL GOLD SEAL" is a bentonite material that is available from
20 Halliburton Energy Services. "TAU-MOD" is an amorphous/fibrous material that is available from Halliburton Energy Services. "TAU-MOD" contains the fibrous clay mineral sepiolite. Oil Company Materials Association (OCMA) clay was added to some of the drilling fluid formulations to simulate the accumulation of drill cuttings in a drilling operation.

25 [0080] Various barite sources were used in preparing the present drilling fluid formulations. Unless indicated otherwise, API barite was used. #325 barite refers to barite having a particle size of 45 microns or less. Unless indicated otherwise, #325 barite refers to "CIMBAR #22 BARYTES."

[0081] Table 3 shows initial drilling fluid formulations tested, both before and after
30 static aging at 200°F (93°C). An initial formulation (formulation 27) without added calcium carbonate particles was unstable upon extended aging, as evidenced by a significant density change occurring over 16 hours of aging, which is indicative of barite sag. Further density

change occurred in this formulation when the aging period was extended to 62 hours. Formulations 28, 33 and 39 showed increased density stability upon the incorporation of calcium carbonate particles. Although these formulations had acceptably small density changes at 16 hours, a significant change in density was observed at 62 hours aging in 5 formulation 33.

Table 3

Fluid Formulations	27	27A	27B	28	28A	33A	33B	33C	39	39A
Base oil, bbl (liters)	0.5536 (88.02)			0.5133 (81.61)		0.5004 (79.56)			0.5376 (85.47)	
OWR	80/20			75/25		75/25			80/20	
LE SUPERMUL, lb (kg)	11 (5.0)			11 (5.0)		15 (6.8)			11 (5.0)	
Lime, lb (kg)	2 (0.9)			2 (0.9)		2 (0.9)			2 (0.9)	
Water, bbl (liters)	0.0839 (13.34)			0.1042 (16.57)		0.1042 (16.57)			0.0816 (12.97)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0757 (12.04)			0.0940 (14.94)		0.0939 (14.93)			0.0736 (11.70)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)			2 (0.9)		2 (0.9)			2 (0.9)	
API Barite, lb (kg)	346.0 (156.9)			324.5 (147.2)		323.5 (146.7)			312.5 (141.7)	
BARACARB 5, lb (kg)	-			10 (4.5)		10 (4.5)			10 (4.5)	
BARACARB 50, lb (kg)	-			10 (4.5)		10 (4.5)			10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	6 (2.7)			4 (1.8)		4 (1.8)			6 (2.7)	
OCMA clay, lb (kg)	-			-		-			20 (9.1)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)			1 (0.5)		1 (0.5)			1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		16	62		16		16	62		16
Dial Reading at 150°F (66°C)										
600 rpm	58	55	56.5	70	65	69	68	58	75	72
300 rpm	34	32.5	32.5	42	42	40.5	40	30	45	47
200 rpm	25	24	24	32	30	33.5	30	22	36	37
180 rpm	24	22	23.5	31	28	32	30	20	37	34
100 rpm	16	15	16	22	20	28	21	13	26	26
90 rpm	15	14.5	15.5	21	19	22	20	13	26	24
60 rpm	13	12	13.5	17	16	18.5	17	10	22	20
30 rpm	10	9	10	13	12	14	12	7	18	16
6 rpm	7	6	7	8	8	9	8	4	13	11
3 rpm	7	5.5	6.5	8	7	8.5	7	3	12	11
1.8 rpm	6	5	6	7	6	7.5	6	3	11	11
0.9 rpm	6.5	5	6	6	6	7.5	5	3	12	10
SUMMARY DATA										
Plastic viscosity, cP	24	22.5	24	28	23	28.5	28	28	30	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	10 (4.8)	8.5 (4.1)	14 (6.7)	19 (9.1)	12 (5.7)	12 (5.7)	10 (4.8)	15 (7.2)	22 (10.5)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	9 (4.3)	10 (4.8)	8.5 (4.1)	12 (5.7)	8 (3.8)	9 (4.3)	10 (4.8)	8 (3.8)	18 (8.6)	15 (7.2)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	43 (20.6)	29.5 (14.1)	24 (11.5)	32 (15.3)	30 (14.4)	26 (12.4)	27 (12.9)	26 (12.4)	34 (16.2)	32 (15.3)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	50 (23.9)	35 (16.8)	42 (20.1)	38 (18.2)	35 (16.8)	31 (14.8)	29 (13.9)	28 (13.4)	39 (18.7)	46 (22.0)
Electrical stability, V	1289	1350	1200	960	991	925	1049	767	1345	1602
Volume Top Oil, mL		4	38		6		3	14		1
Bottom Mud Density		14.3	15.33		14.25		13.94	15.05		14.23
INITIAL Sample Density		14.0	14.0		14.0		14.0	14.3		14.2
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.30 (36)	1.18 (141)		0.25 (30)		0	0.75 (90)		0.03 (3)

[0082] FIGURE 4 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation 33 without static aging.

[0083] From these initial formulations, a partially optimized baseline formulation was identified and tested for further optimization with different types of colloidal particles. Formulation and testing data for the partially optimized formulation (formulation 52) is set forth in Table 4. The OWR was held constant at 77/23 for the partially optimized formulations. As shown in Table 4, this formulation did experience some density change upon 62 hours of aging. Substitution of "ULTRACARB 2" for "BARACARB 5" in formulation 52 produced formulation 60, which displayed a greater than 5-fold improvement in density change stability over 62 hours of static aging. Formulation 60 also had superior low shear rheology compared to formulation 52.

Table 4

Fluid Formulations	52	52A	60	60A
Base oil, bbl (liters)	0.5193 (82.56)		0.5067 (80.56)	
OWR	77/23		77/23	
LE SUPERMUL, lb (kg)	14 (6.4)		14 (6.4)	
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Water, bbl (liters)	0.0960 (15.26)		0.0950 (15.10)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0866 (13.77)		0.0854 (13.58)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)	
API Barite, lb (kg)	330.0 (149.7)		330.3 (149.8)	
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)		-	
Ultracarb 2, lb (kg)	-		10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Bentonite, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		62		62
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>				
600 rpm	66	60	75	69.5
300 rpm	42	34	49	42
200 rpm	33	27	38	33.5
180 rpm	31	26	35	32
100 rpm	22	18	26	23.5
90 rpm	21	17	24	22.5
60 rpm	17.5	14	20	19
30 rpm	13	11	16	15
6 rpm	9	7	10	10
3 rpm	8	6	9	9.5
1.8 rpm	7	5.5	9	8.5
0.9 rpm	7	5	8	8
<i>SUMMARY DATA</i>				
Plastic viscosity, cP	24	26	26	27
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	18 (8.6)	8 (3.8)	23 (11.0)	15 (7.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	8 (3.8)	13 (6.2)	12 (5.7)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	26 (12.4)	23 (11.0)	31 (14.8)	28 (13.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	39 (18.7)	27 (12.9)	36 (17.2)	32 (15.3)
Electrical stability, V	987	1169	971	1254
Volume Top Oil, mL		7		6.5
Bottom Mud Density		14.70		14.47
INITIAL Sample Density		14.00		14.3
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.70 (2.00)		0.17 (0.49)

[0084] FIGURE 5 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation 60 as initially prepared and after 62 hours of static aging at 200°F (93°C). This result indicates that an associative supporting structure was formed in this drilling fluid and maintained over the static aging period.

5 [0085] Formulation and testing data for formulations having different sizes of barite particles is shown in Table 5. Substitution of the API barite in formulation 73 with "CIMBAR #22 BARYTES" in formulation 74 provided samples having comparable density stability and rheological behavior. Substitution of "EXCAL 3" for "ULTRACARB 2" produced similar results to those of formulations 73 and 74 (data not shown). Since the low
10 shear rheological behavior of formulations 73 and 74 were approximately the same, the smaller barite particles are capable of providing comparable downhole performance.

Table 5

Fluid Formulations	73	73A	74	74A
Base oil, bbl (liters)	0.5041 (80.15)		0.4987 (79.29)	
OWR	77/23		77/23	
LE SUPERMUL, lb (kg)	16 (7.3)		16 (7.3)	
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
Water, bbl (liters)	0.0945 (15.02)		0.0936 (14.88)	
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0852 (13.55)		0.0844 (13.42)	
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)	
#325 Barite, lb (kg)	353.6 (160.4)		-	
API Barite, lb (kg)	-		355.9 (161.4)	
Excal 3, lb (kg)	10 (4.5)		10 (4.5)	
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)	
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)	
Sheared, min	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)		62		62
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>				
600 rpm	62.5	62	68	65
300 rpm	40	37	43.5	40
200 rpm	32	34.5	34.5	30.5
180 rpm	32	28.5	34.5	29.5
100 rpm	22.5	21	24	21
90 rpm	22.5	20.5	24	20
60 rpm	18.5	17	23	16.5
30 rpm	14.5	13.5	18.5	12
6 rpm	9	9	9.5	8
3 rpm	8	8	9	7
1.8 rpm	7.5	7.5	8.5	6.5
0.9 rpm	7	7	8	6
<i>SUMMARY DATA</i>				
Plastic viscosity, cP	22.5	25	24.5	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	17.5 (8.4)	12 (5.7)	19 (9.1)	15 (7.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	11 (5.3)	11.5 (5.5)	19 (9.1)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	19 (9.1)	24 (11.5)	21 (10.1)	22 (10.5)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	18 (8.6)	24 (11.5)	22 (10.5)	24.5 (11.7)
Electrical stability, V	1523	1080	1397	1250
Volume Top Oil, mL		5		6
Bottom Mud Density		15.28		15.07
INITIAL Sample Density		14.79		14.72
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.49 (59)		0.35 (42)

[0086] FIGURE 6 shows an illustrative step-down vane rheology plot for formulation 73 after 62 hours of static aging at 200°F (93°C).

[0087] Additional optimization was conducted on the formulations having smaller barite particles. Formulation and testing data for samples containing smaller barite particles is summarized in Table 6. As shown in Table 6, further improvement in the long-term density stability was achieved in formulations 52, 57 and 57'. Formulations 57 and 57' are duplicate samples demonstrating that the density stabilization and rheology enhancement were highly reproducible effects.

Table 6

Fluid Formulations	54	54A	57	57A	57'	57A'
Base oil, bbl (liters)	0.5280 (83.94)		0.5198 (82.64)			
OWR	77/23		77/23			
LE SUPERMUL, lb (kg)	14 (6.4)		14 (6.4)			
Lime, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)			
Water, bbl (liters)	0.0975 (15.50)		0.0973 (15.47)			
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0879 (13.97)		0.08776 (13.952)			
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)		2 (0.9)			
#325 Barite, lb (kg)	325.5 (147.6)		324.65 (147.26)			
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)		10 (4.5)			
TAU-MOD, lb (kg)	4 (1.8)		6 (2.7)			
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	4 (1.8)		4 (1.8)			
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)		1 (0.5)			
Sheared, min	15	15	15	15	15	15
Static Age, hr at 200°F (93°C)	-	62	-	62	-	62
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>						
600 rpm	56	57	64	54	59	56
300 rpm	36	36	41	34	38	34.5
200 rpm	28	29	32	27	30	26.5
180 rpm	28	28	30	25	29	26
100 rpm	20	20	22	18	20	18.5
90 rpm	20	20	21	18	19.5	18
60 rpm	17	17	18	15	16	14.5
30 rpm	10	13	13	12	13	11.5
6 rpm	9	9	9	7	8	8
3 rpm	8	8.5	8	7	7	7
1.8 rpm	7	7.5	7	7	6.5	6.5
0.9 rpm	6	7	7	6	6	6
<i>SUMMARY DATA</i>						
Plastic viscosity, cP	20	21	23	20	21	21.5
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	16 (7.7)	15 (7.2)	18 (8.6)	14 (6.7)	17 (8.1)	13 (6.2)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	11 (5.3)	11 (5.3)	11 (5.3)	9 (4.3)	9.5 (4.55)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	21 (10.1)	21 (10.1)	24 (11.5)	29 (13.9)	18 (8.6)	22 (10.5)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	22 (10.5)	23.5 (11.25)	28 (13.4)	34 (16.3)	19 (9.1)	28 (13.4)
Electrical stability, V	1127	1086	1227	1581	1282	1185
Volume Top Oil, mL		12		6		5
Bottom Mud Density		14.9		14.5		14.4
INITIAL Sample Density		14.7		14.1		14.1
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.20 (24)		0.40 (48)		0.30 (36)

[0088] Attempts to replace the "TAU-MOD" and "AQUAGEL GOLD SEAL" of formulations 54 and 57 with increased amounts of "ULTRACARB 2" in formulations 66 – 70 failed to achieve adequate rheological properties. Formulation and testing data for these samples is shown in Table 7. Density stability testing was not conducted for these samples
5 due to their failure to achieve acceptable rheological properties.

Table 7

Fluid Formulations	66	67	68	69	70
Base oil, bbl (liters)	0.5193 (82.56)				0.5139 (81.70)
OWR	77/23				77/23
LE SUPERMUL, lb (kg)	14				14
Lime, lb (kg)	4				4
Water, bbl (liters)	0.0960 (15.26)				0.0951 (15.12)
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.0866 (13.77)				0.0858 (13.64)
ADAPTA, lb (kg)	-				-
#22 Barytes, lb (kg)	-				-
BARACARB 5, lb (kg)	18 (8.2)	-	-	-	-
Ultracarb 2, lb (kg)	-	18 (8.2)	16 (7.3)	-	36 (16.3)
Silica Flour, lb (kg)	-	-	-	16 (7.3)	-
TAU-MOD, lb (kg)	-	-	2 (0.9)	2 (0.9)	-
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	-	-	-	-	-
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)				2 (0.9)
Barite, lb (kg)	330.0 (149.7)				314.3 (142.6)
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)
Sheared, min	15	15	15	15	15
Static Age, hr 200°F (93°C)	-	-	-	-	-
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>					
600 rpm	49	50	58	53	52.5
300 rpm	30	30.5	38.5	33	33.5
200 rpm	24	26	26	26	24.5
180 rpm	24	25	24.5	26	24
100 rpm	16	16.5	17.5	17	16.5
90 rpm	16	16	17	16	16
60 rpm	13	13	13.5	13	13
30 rpm	9	9.5	10	10	9.5
6 rpm	5	5	6	6	5
3 rpm	4	4	5	4	4
1.8 rpm	4	3.5	4.5	4	3.4
0.9 rpm	3	2.5	4	3	3
<i>SUMMARY DATA</i>					
Plastic viscosity, cP	19	19.5	19.5	20	19
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	11 (5.3)	11 (5.3)	19 (9.1)	13 (6.2)	14.5 (6.94)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	6 (2.9)	5 (2.4)	6.5 (3.11)	7 (3.4)	5.5 (2.63)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	6.5 (3.1)	15.5 (7.42)	17 (8.1)	7 (3.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	6.5 (3.1)	18.5 (8.86)	19 (9.1)	7 (3.4)
Electrical stability, V	978	935	975	928	951

[0089] Example 2: Pilot Scale Formulation and Shearing of Formulation 52. Formulation 52 was prepared at a pilot scale (300 bbls [48000 liters]) using bit jets having a shear force of 2000+ psi (14 MPa) applied from a HT-400 pump. Testing data for the pilot scale formulation is summarized in Table 8. The density stability and rheological properties were similar to those prepared under laboratory conditions (see Table 4). For the pilot scale samples, measurements made at the plant and later during laboratory testing revealed similar rheological properties, with the exception that gel strengths were approximately 10 units lower in value when measured in the laboratory presumably. This behavior is presumably due to the time lag between shearing and measurement. Data at 120°F (49°C) is also presented for comparison.

Table 8

Fluid Formulations	52 (lab measurement)	52 (plant measurement)	52 (lab measurement)	52 (plant measurement)
Mix time, min	10	-	10	-
Temperature, °F (°C)	120 (49)	120 (49)	150 (66)	150 (66)
<i>DIAL READINGS</i>				
600 rpm	83	96	71	82
300 rpm	54	62	48	54
200 rpm	43	50	39	43
180 rpm	42	-	38	-
100 rpm	31	36	28	31
90 rpm	30	-	27	-
60 rpm	27	-	24	-
30 rpm	21	-	19	-
6 rpm	15	12	13	14
3 rpm	14	11	12	12
1.8 rpm	14	-	10	-
0.9 rpm	13	-	9	-
Plastic viscosity, cP	29	34	23	28
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	28 (13.4)	25 (12.0)	26 (12.4)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	17 (8.1)	23 (11.0)	13 (6.2)	13 (6.2)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	28 (13.4)	36 (17.2)	21 (10.1)	30 (14.4)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	29 (13.9)	38 (18.2)	19 (9.1)	33 (15.8)
Electrical stability, V	-	-	997	-

[0090] Table 9 summarizes the density stability and rheological testing data for pilot scale formulation 52 after 62 hours of static aging at 200°F (93°C). Values in Table 9 are laboratory measurements for the pilot scale-sheared samples.

Table 9

<i>DIAL READING AT 150°F (66°C)</i>		
Static age, hr at 200°F (93°C)	0	62
600 rpm	71	72
300 rpm	48	47
200 rpm	39	37.5
180 rpm	38	36
100 rpm	28	27
90 rpm	27	26.5
60 rpm	24	23
30 rpm	19	18
6 rpm	13	12
3 rpm	12	10.5
1.8 rpm	10	10
0.9 rpm	9	9
Plastic viscosity, cP	23	25
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	22 (10.5)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	13 (6.2)	12 (5.7)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	21 (10.1)	20 (9.6)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	19 (9.1)	21 (10.1)
Electrical stability, V	997	855
Volume Top Oil, mL		7
Bottom Mud Density		14.64
Initial Sample Density		14.1
Density change, lb/gal (kg/m ³)		0.54 (65)

[0091] FIGURE 7 shows an illustrative step-down vane rheology plot for pilot scale-sheared formulation 52 after 62 hours of static aging at 200°F (93°C). Comparative data is also shown for a modification of formulation 52, having an additional 4 lbs (1.8 kg). "LE SUPERMUL" included. In this case, the inclusion of the additional "LE SUPERMUL" resulted in a reduction in the rheological profile.

[0092] Example 3: Rheology Comparison Between "ACCOLADE"-Based and "ENCORE"-Based Drilling Fluids. Drilling fluids based on standard "ENCORE" and "ACCOLADE" base oils as the oleaginous phase were formulated as exemplified in Table 10.

Table 10

Fluid Formulations	1	6	34	34A	35	35A
ACCOLADE Base oil, bbl (liters)	0.4809 (76.46)	0.5116 (81.34)	-	-	0.5088 (80.89)	0.5088 (80.89)
ENCORE Base oil, bbl (liters)	-	-	0.5083 (80.81)	0.5083 (80.81)	-	-
OWR	70/30	75/25	75/25	75/25	75/25	75/25
LE SUPERMUL, lb (kg)	11 (5.0)	11 (5.0)	15 (6.8)	15 (6.8)	15 (6.8)	15 (6.8)
Lime, lb (kg)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)
Water, bbl (liters)	0.1261 (20.05)	0.1039 (16.52)	0.1057 (16.80)	0.1057 (16.80)	0.1058 (16.82)	0.1058 (16.82)
CaCl ₂ Brine, bbl (liters)	0.1138 (18.09)	0.0937 (14.90)	0.0953 (15.15)	0.0953 (15.15)	0.0954 (15.17)	0.0954 (15.17)
ADAPTA, lb (kg)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)	2 (0.9)
API Barite, lb (kg)	317.0 (143.8)	314.0 (142.4)	340.5 (154.4)	340.5 (154.4)	337.5 (153.1)	337.5 (153.1)
BARACARB 5, lb (kg)	10 (4.5)	10 (4.5)	-	-	-	-
BARACARB 50, lb (kg)	10 (4.5)	10 (4.5)	-	-	-	-
AQUAGEL GOLD SEAL, lb (kg)	-	12 (5.4)	-	-	-	-
TAU-MOD, lb (kg)	-	-	4 (1.8)	4 (1.8)	4 (1.8)	4 (1.8)
OCMA clay, lb (kg)	-	-	-	20 (9.1)	-	20 (9.1)
RHEMOD L, lb (kg)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)	1 (0.5)
STATIC AGE, Hr AT 200°F	0	0	0	16	0	16
Sheared, min	15	15	15	15	15	15
<i>Dial Reading at 150°F (66°C)</i>						
600 rpm	79	78.5	68	78.5	79	90
300 rpm	52	49.5	40	48	49	58
200 rpm	45	43	33.5	41	40	48
180 rpm	44	41	31	38.5	40	47.5
100 rpm	34	31	22.5	28	28	34
90 rpm	32	29.5	21	27	27.5	33
60 rpm	27	24.5	17.5	23	23	228
30 rpm	21	19	13.5	17.5	19	21
6 rpm	12	12	9	11	11	13
3 rpm	9	10.5	8.5	10	10	12
1.8 rpm	8	9	6.5	9	9	11
0.9 rpm	6	7.5	6	8.5	8.5	10.5
<i>SUMMARY DATA</i>						
Plastic viscosity, cP	27	29	28	30.5	30	32
Yield point, lb/100 ft ² (Pa)	25 (12.0)	20.5 (9.82)	12 (5.7)	17.5 (8.38)	19 (9.1)	26 (12.4)
10 Sec gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	10 (4.8)	10 (4.8)	10.5 (5.03)	11.5 (5.51)	12.5 (5.99)
10 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	14 (6.7)	18 (8.6)	26 (12.4)	24 (11.5)	27 (12.9)	25.5 (12.2)
30 Min gel, lb/100 ft ² (Pa)	10 (4.8)	20 (9.6)	32 (15.3)	27 (12.9)	32.5 (15.56)	27 (12.9)
Electrical stability, V	448	555	950	1410	1060	1290

As noted above, the "ENCORE" drilling fluid base oil is a mixture of internal olefins. In contrast the "ACCOLADE" drilling fluid base oil is an ester and isomerized olefin blend that has a higher density and greater kinematic viscosity than does "ENCORE." As shown in the Summary Data for Table 10, drilling fluid formulations 1 and 6, not containing colloidal particles had relatively poor rheology profiles even before static aging at 200°F. "ENCORE"-based drilling fluid formulation 34 had a good rheology profile as initially formulated. The rheology profile increased after 16 hours of static aging. "ACCOLADE"-based drilling fluid formulation 35 had a comparable initial rheology profile to that of static-aged "ENCORE"-based drilling fluid formulation 34 after 16 hours of static aging. An even higher rheology profile was observed after 16 hours of static aging. It should be noted that static aged samples 34A and 35A both contained 20 lbs/bbl (57 kg/m³) OMCA clay to simulate the accumulation of drill cutting solids during a drilling operation.

[0093] FIGURE 8 shows an illustrative rheology plot comparing the performance of a representative drilling fluid formulated from an "ENCORE" base oil versus that formulated from an "ACCOLADE" base oil. The results of this Example indicate that "ENCORE"-based fluids are capable of offering lower ECDs even after incorporating drill cutting solids from a drilling operation.

[0094] 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 and spirit 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
5 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 that comprises:
 an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid
5 continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant;
 a weighting agent; and
 a plurality of colloidal particles;
 wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles
interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits
10 sag of the weighting agent; and
 placing the drilling fluid in a subterranean formation via a wellbore
penetrating the subterranean formation.
2. A method according to claim 1, wherein the weighting agent comprises barite
particles.
- 15 3. A method according to claim 2, wherein the barite particles are less than about 45
microns in size.
4. A method according to any preceding claim, wherein the colloidal particles have an
average size between about 0.5 microns and about 5 microns.
5. A method according to any one of claims 1 to 4, wherein the colloidal particles are
20 less than about 2 microns in size.
6. A method according to any preceding claim, wherein the drilling fluid has a density
that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging.
7. A method according to any preceding claim, wherein the plurality of colloidal
particles comprise at least one type of colloidal particle selected from the group
25 consisting of a ground mineral, a zeolite particle, a sepiolite particle, an attapulgite
particle, an illite particle, a montmorillonite particle, a non-organophilic clay particle,
a bentonite particle, a quartz particle, a calcium carbonate particle, a silica flour
particle, a calcium hydroxide particle, a magnesium hydroxide particle, an
alumoxane particle, a carbon nanotube, a fullerene, graphite, a graphene, graphite
30 oxide, a particle comprising a fibrous material, a metal nanoparticle, a metal nanorod,
a metal nanosphere, a metal nanoplatelet, a non-metal nanoparticle, a non-metal

nanorod, a non-metal nanosphere, a non-metal nanoplatelet, a metal oxide nanoparticle, a metal oxide nanorod, a metal oxide nanosphere, a metal oxide nanoplatelet, a hollow microsphere, a hollow nanosphere, a glass sphere, and combinations thereof.

- 5 8. A method according to any preceding claim, wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles comprises calcium carbonate.
9. A method according to any preceding claim, wherein the weighting agent comprises at least one weighting agent selected from the group consisting of hematite, magnetite, iron oxides, illmenite, siderite, celestite, dolomite, olivine, calcite, 10 magnesium oxides, magnesium tetraoxide, halites, calcium carbonate, and strontium sulfate.
10. A method comprising:
- providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises:
- an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid 15 continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant;
- barite particles having a size of at most about 45 microns; and
- a plurality of colloidal particles;
- wherein the drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging; and 20 drilling a wellbore in a subterranean formation using the drilling fluid.
11. A method according to claim 10, wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles comprises calcium carbonate.
12. A method according to claim 10 or 11, wherein the drilling fluid has a sag rate of at most about 5 mm/hr.
- 25 13. A method comprising:
- providing a drilling fluid that is free of organophilic clays and comprises:
- an invert emulsion, the invert emulsion comprising an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant;
- barite particles having a size of at most about 45 microns; and 30 a plurality of colloidal particles;
- wherein at least a portion of the plurality of the colloidal

particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the barite particles; and

drilling a wellbore in a subterranean formation using the drilling fluid.

14. A method according to claim 13, wherein the drilling fluid has a density that changes
5 by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging.
15. A method according to claim 13 or 14, wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles comprises calcium carbonate.
16. A method according to claim 13, 14 or 15, wherein the drilling fluid has a sag rate of at most about 5 mm/hr.
- 10 17. An organophilic clay-free drilling fluid comprising:
 - an oleaginous fluid continuous phase;
 - an aqueous fluid internal phase;
 - a surfactant;
 - barite particles; and
 - 15 a plurality of colloidal particles;wherein the drilling fluid has a density that changes by less than about 5% over at least about 62 hours of static aging.
18. An organophilic clay-free drilling fluid according to claim 17, wherein the drilling fluid has a sag rate of at most about 5 mm/hr.
- 20 19. An organophilic clay-free drilling fluid according to claim 17 or 18, wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles comprises calcium carbonate.
20. An organophilic clay-free drilling fluid according to claim 17, 18 or 19, wherein the barite particles are less than about 45 microns in size.
21. An organophilic clay-free drilling fluid comprising:
 - 25 an oleaginous fluid continuous phase;
 - an aqueous fluid internal phase;
 - a surfactant;
 - a weighting agent; and
 - a plurality of colloidal particles;
 - 30 wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles interact

with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent.

22. An organophilic clay-free drilling fluid according to claim 21, wherein at least a portion of the plurality of colloidal particles comprises calcium carbonate.
- 5 23. An organophilic clay-free drilling fluid according to claim 21 or 22, wherein the weighting agent comprises barite particles that are less than about 45 microns in size.

ABSTRACT

(57) **Abstract:** Invert emulsion drilling fluids that have extended emulsion stability and reduced sag potential are described herein. The drilling fluids comprise an invert emulsion, a weighting agent, and a plurality of colloidal particles. The invert emulsion comprises an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant. At least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent. In some embodiments, the weighting agent comprises barite particles, particularly barite particles that are less than about 45 microns in size. Methods for placing the invert emulsion drilling fluids in a subterranean formation via a wellbore are also disclosed.

1/4

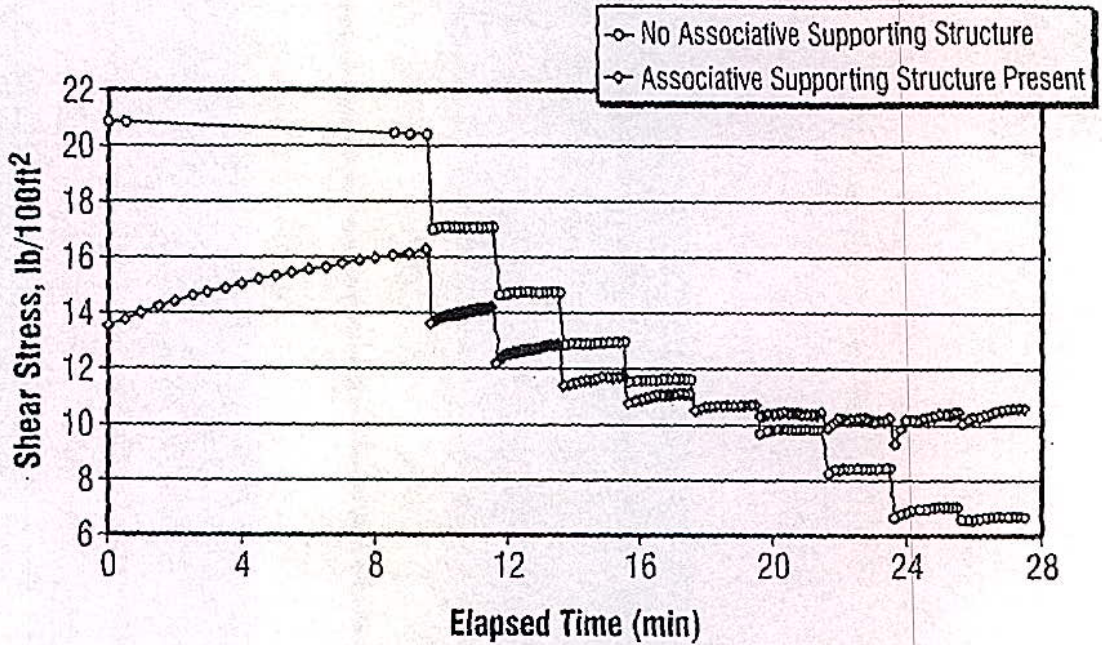


FIG. 1

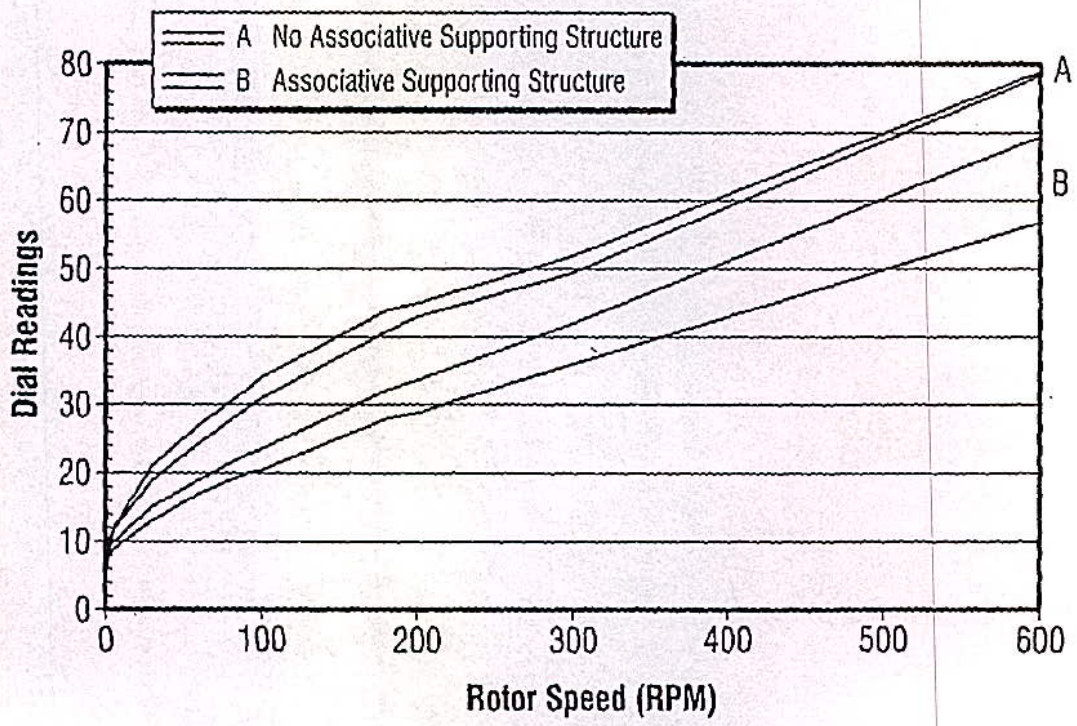


FIG. 2

2/4

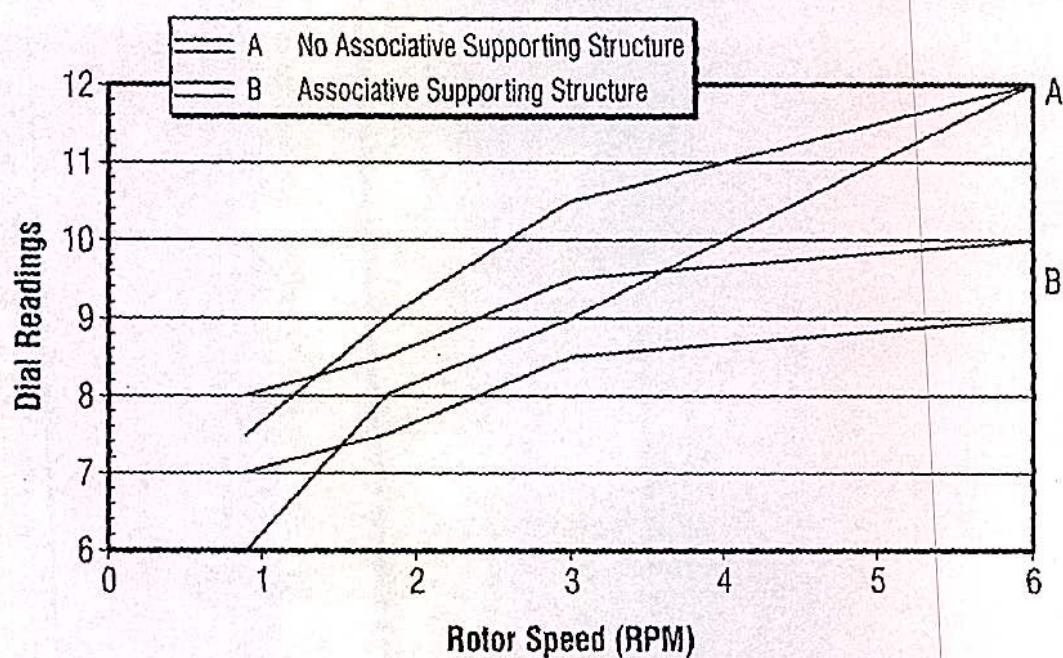


FIG. 3

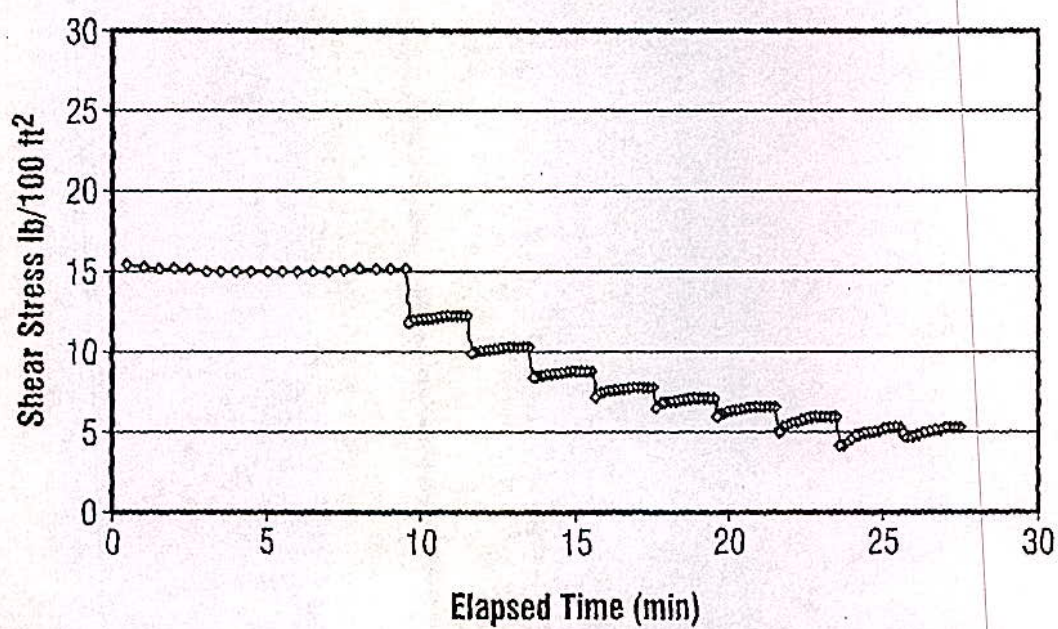


FIG. 4

3/4

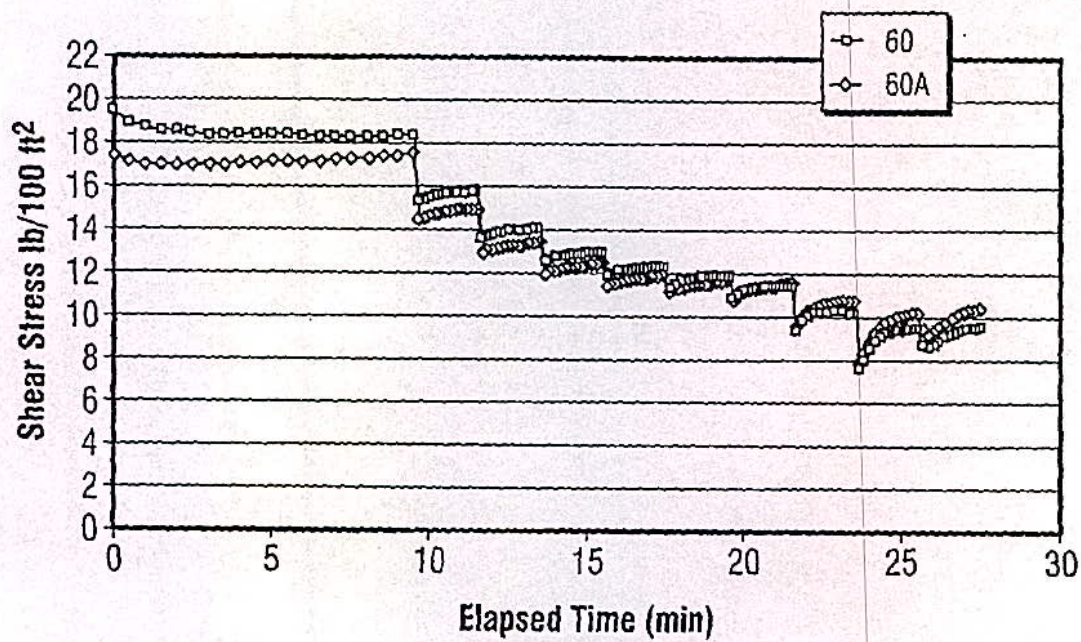


FIG. 5

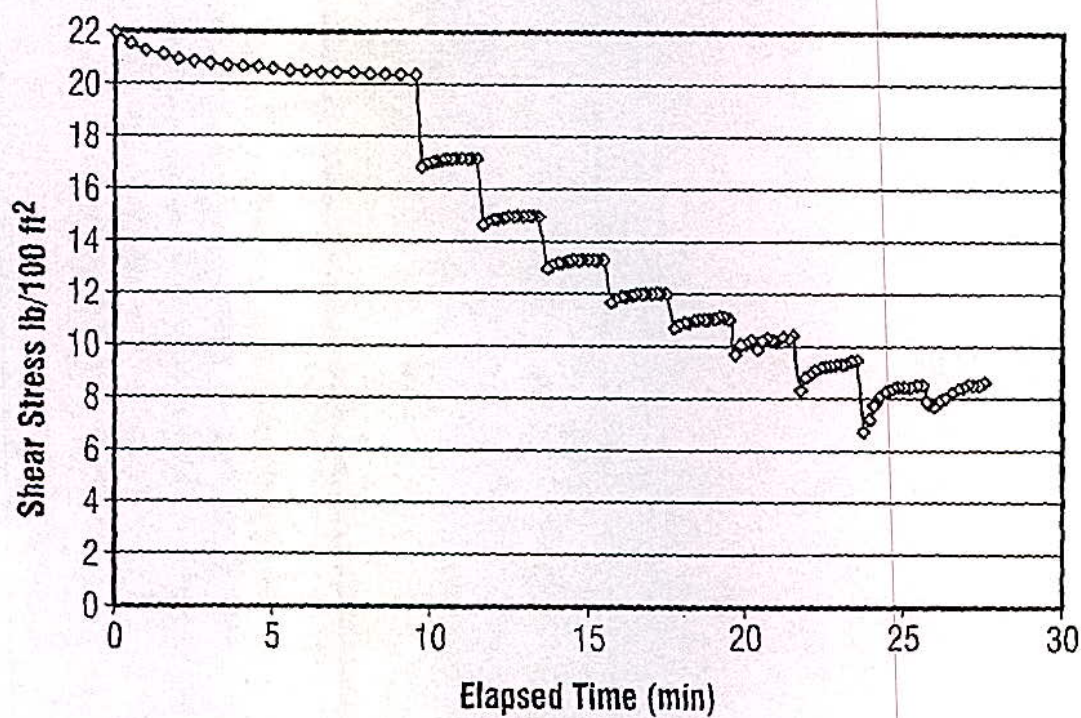


FIG. 6

4/4

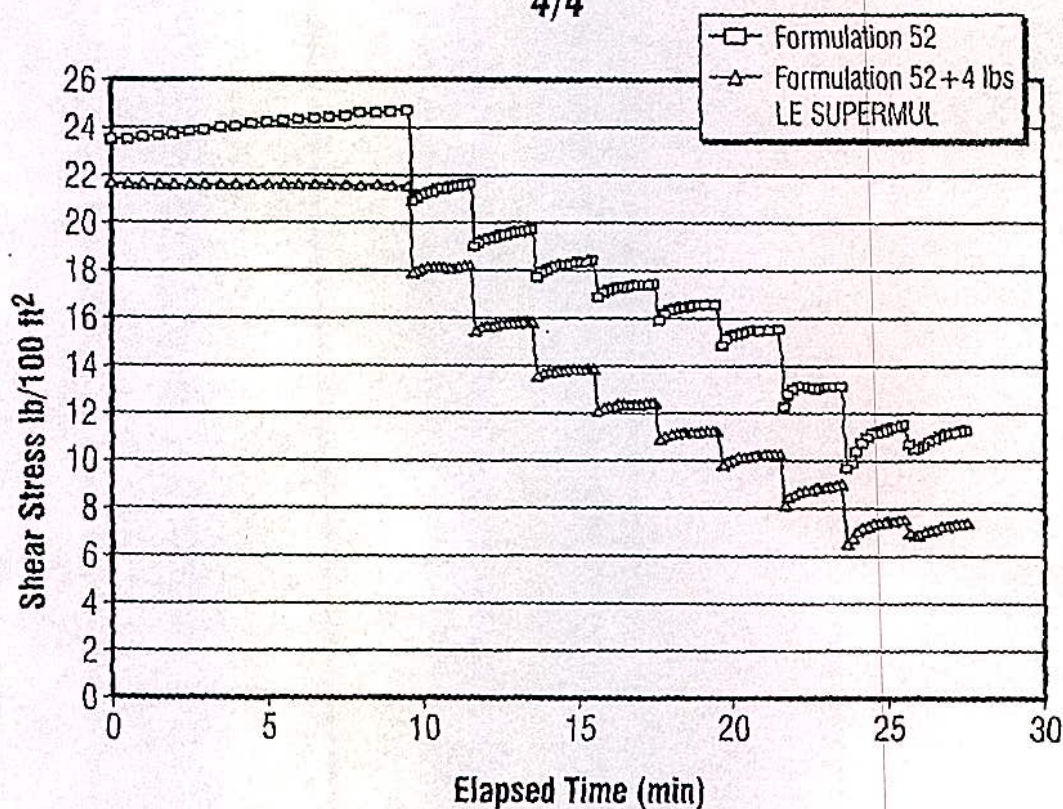


FIG. 7

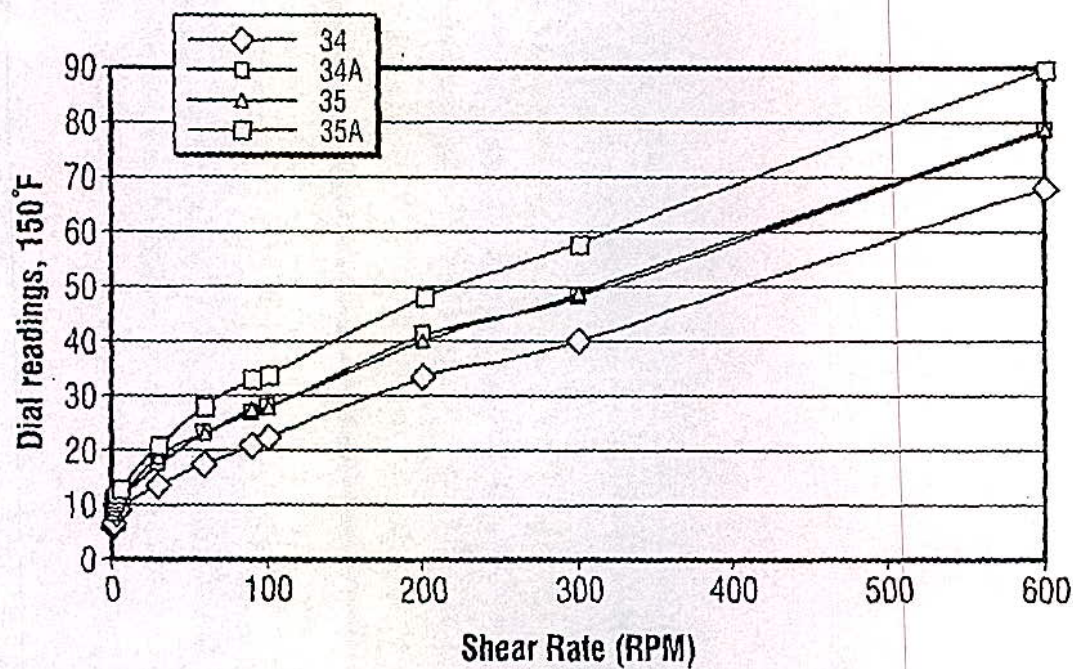


FIG. 8

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

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau

(10) International Publication Number

WO 2012/085516 A3

(43) International Publication Date
28 June 2012 (28.06.2012)(51) International Patent Classification:
C09K 8/36 (2006.01) C09K 8/03 (2006.01)(21) International Application Number:
PCT/GB2011/001769(22) International Filing Date:
23 December 2011 (23.12.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
12/977,425 23 December 2010 (23.12.2010) US(71) Applicant (for all designated States except US): HAL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US];
10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 (US).(71) Applicant (for MW only): COTTRILL, Emily Elizabeth
Helen [GB/GB]; A.A. THORNTON & CO, 235 High Hol-
born, London WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): MILLER, Jeffrey
James [US/US]; 9714 Sotherloch Lake Dr, Spring, Texas
77379 (US). BRALEY, Nicholas [GB/US]; 27 Spiceberry
Place, Spring, Texas 77382 (US). SIEMS, Donald, R.
[US/US]; 9310 Willowview, Houston, Texas 77080 (US).
BAKER, Patrick, Chris [US/US]; 14115 Highcroft Dr,
Houston, Texas 77077 (US). JAMISON, Dale [US/US];
19727 Sweetgum Forest Dr., Humble, Texas 77346 (US).(74) Agents: COTTRILL, Emily Elizabeth Helen 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, QA, RO, RS, RU, RW, 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, RW, 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))
- before the expiration of the time limit for amending the
claims and to be republished in the event of receipt of
amendments (Rule 48.2(h))

[Continued on next page]

(54) Title: DRILLING FLUIDS HAVING REDUCED SAG POTENTIAL AND RELATED METHODS

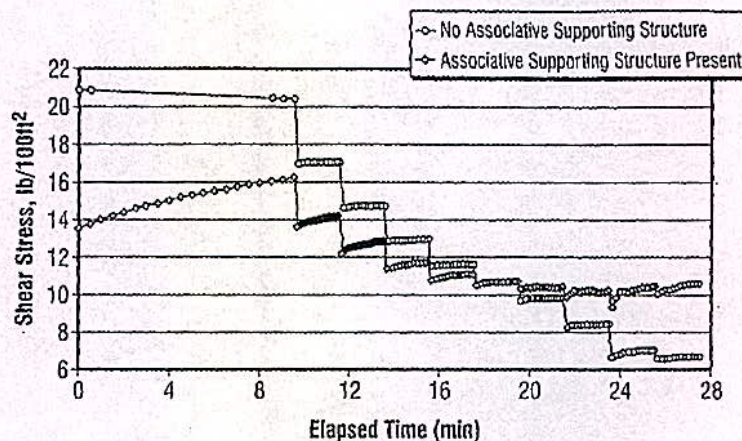
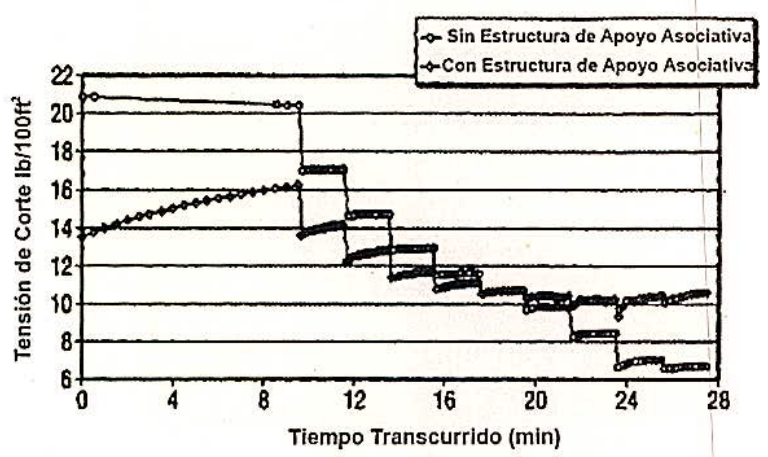
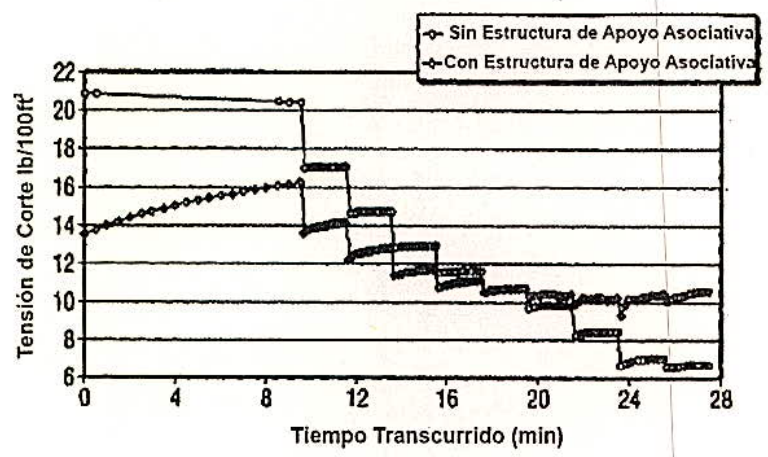


FIG. 1

(57) Abstract: Invert emulsion drilling fluids that have extended emulsion stability and reduced sag potential are described herein. The drilling fluids comprise an invert emulsion, a weighting agent, and a plurality of colloidal particles. The invert emulsion comprises an oleaginous fluid continuous phase, an aqueous fluid internal phase, and a surfactant. At least a portion of the plurality of colloidal particles interact with the surfactant to form an associative supporting structure that inhibits sag of the weighting agent. In some embodiments, the weighting agent comprises barite particles, particularly barite particles that are less than about 45 microns in size. Methods for placing the invert emulsion drilling fluids in a subterranean formation via a wellbore are also disclosed.





No. 13-173837-00000-0000

Fecha: 2013-07-23 14:13:35
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 145

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 ☐