



No. 12-174855- -00000-0000

Fecha: 2012-10-04 16:02:02 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS
QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS
PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES,
INC

DOMICILIO Japón

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____



No. 12-174655- -00000-0000

Fecha: 2012-10-04 16:02:02 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X	Patente de invención		Patente de Modelo de Utilidad
		X	Capitulo I		Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
	Solicitud Internacional No.	PCT/GB2011/000303		Fecha	04.03.2011
	Publicación Internacional No.	WO 2011/110803 A1		Fecha	15.09.2011
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
	FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS				
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	TIPO
	HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC				
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
	DIRECCIÓN	PO Box 1431, 73536		No. TELÉFONO	313 7800
	CIUDAD	Duncan		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
	DEPARTAMENTO/ESTADO	Oklahoma		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. MAGHRABI		Shadaab, Syed	Indú	
	2. WAGLE		Vikrant, Bhavanishankar	Indú	
	3. TEKE		Kushabhau, Dagadu	Indú	
	4. KULKARNI		Dhanashree, Gajanan	Indú	
	5. KULKARNI		Kunai, Sharad	Indú	
	DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:				
8	DATOS INVENTOR (ES)				
	PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
	1. India	Maharashtra	Thane	1201B Asmita Ascon 1, Opp Asmita Super Market, Mira Road, Thane 401 107	
	2. India	Maharashtra	Mumbai	B-31 Jaymala Sadan, Liberty Garden, Malad (West), Mumbai 400 064	
	3. India	Maharashtra	Pune	At Post-Vadgaon Kahimbeg, Taluka-Ambegaon, Pune 410503	
	4. India	Maharashtra	Pune	Atmanand Aparments, Flat N°2 Vishrantwadi, Alandi Road, Pune 411015	
	5. India	Maharashtra	Dombivli	C2 Kumar Chs, Kopar Road, Dombivli West, Dombivli 421 202	
	OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)				
	Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.				
9	(74)		REPRESENTANTE	X	APODERADO
	APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN	
	ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA	C.C.41575435 BTA T.P.14.884 CSJ	
	DIRECCIÓN	Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9		No. TELÉFONO	313 7800
	CIUDAD	BOGOTA		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
	PAÍS	COLOMBIA		No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD	x	SI		NO
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)	
1 Estados Unidos de América		US	12/660,873		06.03.2010	
http://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?sessionId=94FBCAA51A5BEACFB3109003CF5531F1.wapp2?docId=WO2011110803&recNum=119&tab=PCTDocuments&maxRec=1627&office=&prevFilter=&sortOption=&queryString=%28PA%2FHalliburton%2520AND%2520PA%2FEnergy%29%2520						
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
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.						
☐ 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					
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.						
☐ 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					
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.				☐ Hoja de información complementaria.		
				☐ Otros, especificar		
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA		SI	x	NO	
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 12-100586		Fecha 02.10.2012	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL					
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)						
 LUZ HELENA ADARVE GOMEZ JFL						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano			Documentación Jurídica			
1.	☒ Descripción	N° de folios: 40	9.	☒ Poderes, si fuera el caso.		
2.	☒ Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 20	10.	☒ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante		
3.	☒ Dibujos y/o figuras	N° folios: 7	11.	Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
4.	☒ Resumen.		12.	Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
5.	☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso		13.	Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.		
6.	☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso		14.	☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.		
7.	☒ Arte final 12 x 12.		15.	Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.		
8.	☐ Anexo formato digital.		16.	Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.		
			17.	☒ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.		

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

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 12 - 100586

Bogotá D.C., Octubre 02 de 2012 - 14:44:42

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	495370433	02/10/2012	22.318.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	590.000.00	590.000.00
				\$590.000.00
			=====	

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

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-174655- -00000-0000

Fecha: 2012-10-04 16:02:02 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127

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

Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

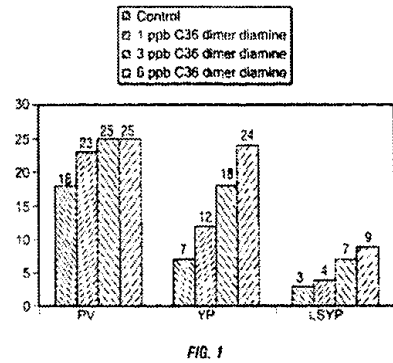
Octubre 2 de 2012 - 14:44:46

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 100584	
	Bogotá D.C., Octubre 02 de 2012 - 14:44:42				
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	495370433	02/10/2012	22.318.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
20	50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	600.000.00
					\$600.000.00
=====					
SON: **SEISCIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: _____					

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-174655- -00000-0000					
Fecha: 2012-10-04 16:02:02 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127					
CARMENES CARDENAS					
ABOGADOS					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
, Octubre 2 de 2012 - 14:44:46					

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO							
	DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES							
	TARJETA DE ARCHIVO TEMÁTICO							
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD		

(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:	
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC			
(72) Inventor (es) MAGHRABI, Shadaab, Syed WAGLE, Vikrant, Bhavanishankar TEKE, Kushabhau, Dagadu KULKARNI, Dhanashree, Gajanan KULKARNI, Kunai, Sharad			
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ			
(30) Prioridad	(31) No Prioridad	(32) Fecha	(33) País
	12/660,873	06.03.2010	US
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 06.10.2012		(87) Publicación internacional:	
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha: 15.09.2011	
Fecha de presentación de la solicitud: 04.03.2011		No Publicación: WO 2011/110803 A1	
No de Solicitud PCT/GB2011/000303			
(54) Título: FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS			



(57) Resumen:
Un fluido de perforación de emulsión invertida, y un método de perforación con tal fluido, que tiene reología mejorada a pesos bajos de lodos y altas temperaturas. La reología mejorada se efectúa con la adición de aminas hidrofóbicas, lo más preferiblemente diaminas de dímeros.

Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO										6
	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) MAGHRABI, Shadaab, Syed WAGLE, Vikrant, Bhavanishankar TEKE, Kushabhau, Dagadu KULKARNI, Dhanashree, Gajanan KULKARNI, Kunai, Sharad											
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ											
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha		(33) País					
		12/660,873		06.03.2010		US					
(85) Fecha inicio fase nacional: 06.10.2012											
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT											
Fecha de presentación de la solicitud: 04.03.2011											
No de solicitud: PCT/GB2011/000303											
(54) Título FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS											

☐

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) MAGHRABI, Shadaab, Syed WAGLE, Vikrant, Bhavanishankar TEKE, Kushabhau, Dagadu KULKARNI, Dhanashree, Gajanan KULKARNI, Kunai, Sharad
(31) No Prioridad 12/660,873	
(32) Fecha 06.03.2010	
(33) País US	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 06.10.2012	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 04.03.2011 No de Solicitud PCT PCT/GB2011/000303	(87) Publicación internacional Fecha 15.09.2011 No Publicación WO 2011/110803 A1

Resumen reivindicación (es):
Un fluido de perforación de emulsión invertida, y un método de perforación con tal fluido, que tiene reología mejorada a pesos bajos de lodos y altas temperaturas. La reología mejorada se efectúa con la adición de aminas hidrofóbicas, lo más preferiblemente diaminas de dímeros.

8
00263

The State of Texas

Secretary of State

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by

DEBORAH A HAYS

3. acting in the capacity of

Notary Public, State of Texas

4. and bears the seal/stamp of

DEBORAH A HAYS, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 11-28-03

CERTIFIED

5. at Austin, Texas

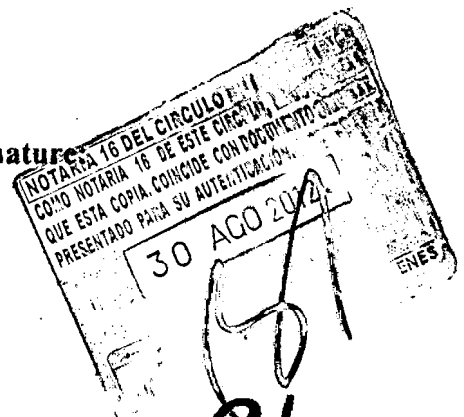
6. on July 1, 2002

7. by the Secretary of State of Texas

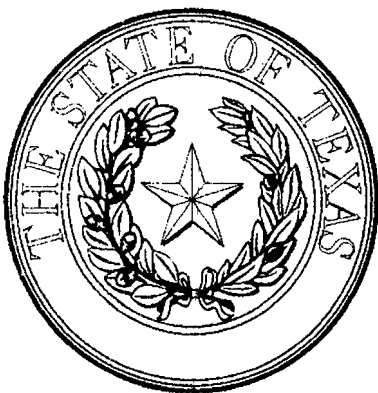
8. Certificate No. N-300437

9. Seal

10. Signature



Gwyn Shea
Secretary of State
ST/clk



ADUCCION
MILDA
INTERPRET
RES No. 323 DEL MIN. DI

2002/143

POWER OF ATTORNEY

In the city of Houston, on the 30th day of the month of April, of the year two thousand and two (2.002), before me, DEBORAH A. Hays, Notary Public, appeared Charles H. White of Legal age, and domiciled at Houston, Texas USA, and stated:

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

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

9
act said attorney lawfully do for its benefit, as my own act granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

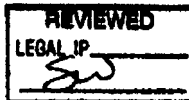
THIRD: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extra judicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Texas USA

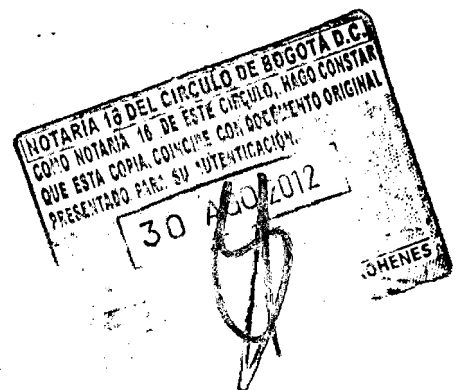
ON 30 April 2002

BY 

Charles H. White
Vice President



NOTARY PUBLIC



2002/143
RADUCCION DE
MILDA AGUILEYA DE
INTERPRETE OF
855 Mo. 823 DEL MIN. OF JUSTICE

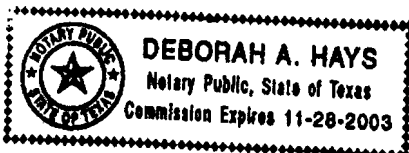
NOTARIAL CERTIFICATION

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

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

NOTARY PUBLIC (signature)
ISSUED AND SIGNED AT
DATED

Deborah A. Hays
HOUSTON, HARRIS COUNTY, TEXAS
30 April 2002



(LEGALIZATION BY APOSTILLE IS REQUIRED)

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

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

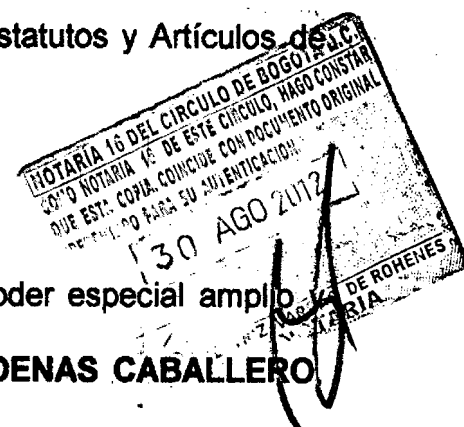
PODER

-Colombia-

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

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

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



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

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

REDUCCION OFICIAL NO. 2002/143
HILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
CALLE No. 323 DEL MUN. DE INDIANAPOLIS

1)

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

FIRMADO EN: Houston, Texas, Unidos de América.,

EL: 30 de Abril de 2002.

POR: (Firmado) Charles H. White

Vice Presidente

(Firmado: Sello de Revisado y Firma Ilegible.)

NOTARIO PÚBLICO

CERTIFICACIÓN NOTARIAL

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

REDUCCION OFICIAL No: 2002/143
NILDA AGUILERA DE PIEDRA
INTERPRETE (1)
BOG No. 223 DEL MIN. DE JUSTICIA

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

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

NOTARIO PUBLICO /(Firma):Deborah H. Hays

EXPEDIDO Y FIRMADO EN Houston, Condado de Harris, Texas

FECHA : 30 de Abril de 2002.

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

(SE REQUIERE LEGALIZACIÓN MEDIANTE APOSTILLA)

ESTADO DE TEXAS

Secretario de Estado

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

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

CERTIFICADO

TRADUCCION OFICIAL NO. 2002/143
WILDA AGUILERA DE PIEDRANTIA
INTERPRETE OFICIAL
CALLE NO. 323 DEL MUN. OF. HUSTON

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

Gwyn Shea

Secretario de Estado

ST/clk

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES
486019
14 de julio
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO
2002 JUL 18 P 2:47
JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

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

Bogotá, Julio 17 de 2002.

Frank Guibaud de la Hita
TRADUCCION OFICIAL 2002/143
MILDA AGUILERA DE PINO
INTERPRETE OFICIAL
259 No. 828 DEL MIN. DE JUSTICIA

COPIA
QUE ESTA COPIA CONCORDA CON EL DOCUMENTO ORIGINAL
30 AGO 2002
AS DE ROHES
ARIA

A 7376083



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

September 14, 2012

**THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED IS A TRUE COPY FROM THE
RECORDS OF THIS OFFICE OF A DOCUMENT RECORDED ON
MARCH 6, 2010.**

By Authority of the
Under Secretary of Commerce for Intellectual Property
and Director of the United States Patent and Trademark Office



W. Montgomery
W. MONTGOMERY
Certifying Officer

U.S. PTO
12/660873
03/06/2010

03-18-2010

Form PTO-1595 (Rev. 03-09)
OMB No. 0651-0027 (exp. 03/31/2009)

ERCE
ark Office

RECORDATION FORM
PATENTS



103592017

To the Director of the U.S. Patent and Trademark Office: Please record the attached documents or the new address(es) below.

1. Name of conveying party(ies)

Shadaab Syed Maghrabi
Vikrant Bhavanishankar Wagle
Kushabhau Dagadu Teke
Dhanashree Gajanan Kulkarni
Kunal Sharad Kulkarni

Additional name(s) of conveying party(ies) attached? ☐ Yes ☒ No

2. Name and address of receiving party(ies)

Name: Halliburton Energy Services, Inc.

Internal Address: _____

Street Address: 10200 Bellaire Boulevard

City: Houston

State: TX

Country: U.S. Zip 77072

Additional name(s) & address(es) attached? ☐ Yes ☒ No

3. Nature of conveyance/Execution Date(s):

Execution Date(s) 2/23/10

☒ Assignment

☐ Merger

☐ Security Agreement

☐ Change of Name

☐ Joint Research Agreement

☐ Government Interest Assignment

☐ Executive Order 9424, Confirmatory License

☐ Other _____

4. Application or patent number(s):

☒ This document is being filed together with a new application.

A. Patent Application No.(s)

B. Patent No.(s)

Additional numbers attached? ☐ Yes ☒ No

5. Name and address to whom correspondence concerning document should be mailed:

Name: Craig W. Roddy

Internal Address: Halliburton Energy Services, Inc.

Street Address: 2600 South Second Street

City: Duncan

State: OK Zip 73533

Phone Number: (580) 251-3012

Fax Number: (580) 251-3917

Email Address: craig.rodny@halliburton.com

6. Total number of applications and patents involved: 1

7. Total fee (37 CFR 1.21(h) & 3.41) \$ 400.00

☒ Authorized to be charged to deposit account

☐ Enclosed

☐ None required (government interest not affecting title)

8. Payment Information

Deposit Account Number 08-0300

Authorized User Name Halliburton

9. Signature:

Craig W. Roddy
Signature

2-25-10
Date

Craig W. Roddy

Name of Person Signing

Total number of pages including cover sheet, attachments, and documents:

5

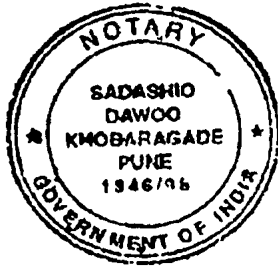
Documents to be recorded (including cover sheet) should be faxed to (877) 273-0140, or mailed to:
Mail Stop Assignment Recordation Services, Director of the USPTO, P.O. Box 1460, Alexandria, V.A. 22313-1460

03/17/2010 MJAMA1 00000027 000300 12660873

01 FC:0021

40.00 DA

REEL: 024097 FRAME: 0003



2009-IP-024175
(HALB:065)

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, SHADAB SYED MAGHRABI, of Thane, Maharashtra, VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE, of Mumbai, Maharashtra, KUSHABHAU DAGADU TEKE, of Pune, Maharashtra, DHANASHREE GAJANAN KULKARNI, of Pune, Maharashtra, and KUNAL SHARAD KULKARNI, of Dombivli, Maharashtra, all in India, have invented INVERT DRILLING FLUIDS HAVING ENHANCED REHOLOGY AND METHODS OF DRILLING BOREHOLES for which I/We are making or 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 77072-5206, is desirous of acquiring an interest therein;

NOW, THEREFORE, in consideration of the sum of ten United States dollars (U.S. \$10.00) and other 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 to be filed in the United States, and any divisional, continuing or reissue applications 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/We 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 United States or foreign application for patent which relates to the said invention.

And I/We 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.

M. A. S. L.
23/02/10

[Signature]
23/02/2010

[Signature]
23/02/2010

[Signature]
23/02/2010

[Signature]
23/02/2010

PATENT
REEL: 024097 FRAME: 0004



Executed this 23 day of Feb, 2010, at Pune, Maharashtra, India.

M. S. L. S.

Signature
(SHADAAB SYED MAGHRABI)

Before me personally appeared said SHADAAB SYED MAGHRABI and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this ____ day of _____, 2010.

Seal

(Notary Public)

Executed this ____ day of 23 FEB 2010, 2010, at Pune, Maharashtra, India.

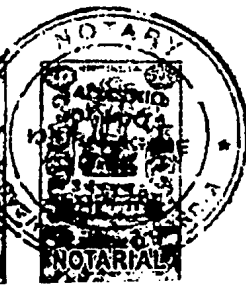
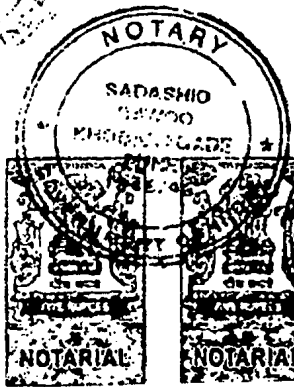
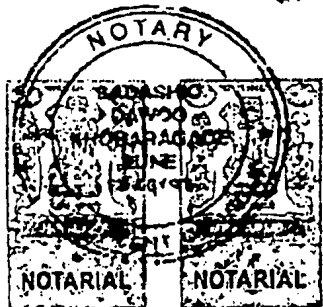
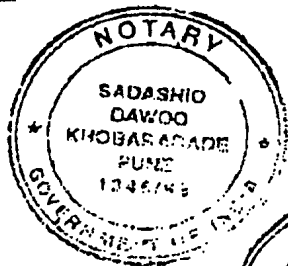
V. B. Wagle

Signature
(VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE)

Before me personally appeared said VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this ____ day of _____, 2010.

Seal

(Notary Public)



BEFORE ME
S. D. Khobaragade
S. D. KHOBARAGADE
Adv & NOTARY
Govt. of India
Regn. No. 1246/97
Resd. Sr. No. 1563/10
23 FEB 2010

PATENT
REEL: 024097 FRAME: 0005



Executed this 23rd day of Feb, 2010, at Pune, Maharashtra, India.

Kushabhai Teke

Signature
(KUSHABHAU DAGADU TEKE)

Before me personally appeared said KUSHABHAU DAGADU TEKE and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this ____ day of _____, 2010.

Seal

(Notary Public)

23 FEB 2010

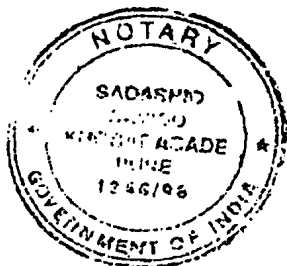
Executed this ____ day of _____, 2010, at Pune, Maharashtra, India.

Dhanashree Gajanan Kulkarni
23/02/2010

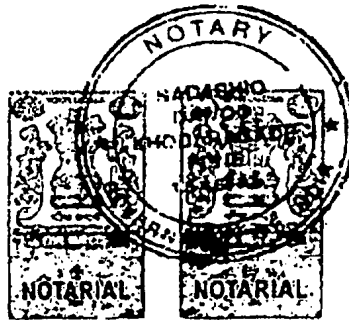
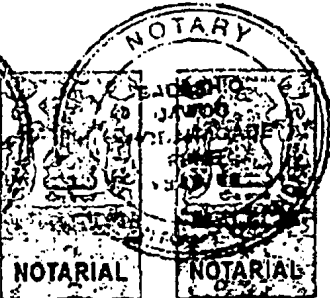
Signature
(DHANASHREE GAJANAN KULKARNI)

Before me personally appeared said DHANASHREE GAJANAN KULKARNI and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this ____ day of _____, 2010.

Seal



(Notary Public)



BEFORE ME
B. D. KHOBARAGADE
Adv. & NOTARY
Govt. of India
Regn. No. 1346/97
Resd. Sr. No. 1563/10
23 FEB 2010

PATENT
REEL: 024097 FRAME: 0006



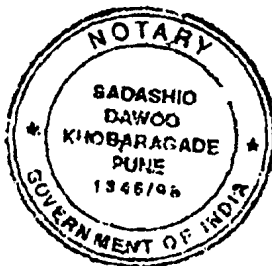
Executed this _____ day of 23 FEB 2010, 2010, at Pune, Maharashtra, India.

Kunal Sharad Kulkarni
Signature
KUNAL SHARAD KULKARNI

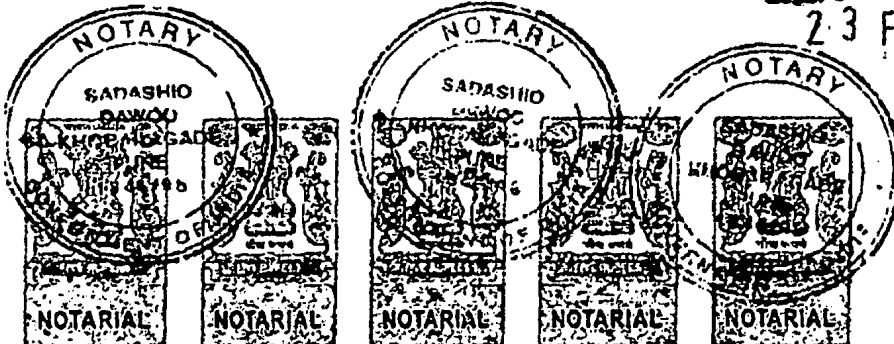
Before me personally appeared said KUNAL SHARAD KULKARNI and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this _____ day of _____, 2010.

Seal

(Notary Public)



BEFORE ME
S. D. KHOBARAGADE
Adv. & NOTARY
Govt. of India
Regn. No. 1346/08
Sd. Sr. No. 1563 / 10
23 FEB 2010





LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

**A TODO AQUEL A QUIEN CONCIERNA LO PRESENTE
DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS**

Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

Septiembre 14, 2012

**LA PRESENTE ES PARA CERTIFICAR QUE ADJUNTO HAY UNA COPIA
FIEL DE LOS REGISTROS DE ESTA OFICINA DE UN DOCUMENTO
REGISTRADO EL 6 DE MARZO 2010.**



**Por la Autoridad del
De conformidad con la Secretaría de Comercio
para la Propiedad Intelectual y el Director de la
Oficina de Marcas y Patentes de los Estados
Unidos**

**(Aparece firma ilegible)
W. MONTGOMERY
Funcionario Certificador**

U.S. PTO
12/660873
03/06/2010

03-18-2010
(Aparece código de barras)
103592017

Formulario PTO-1595 (Rev. 03- 09)
OMB No. 0651- 0027 (exp. 03/31/2009)

DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS
Oficina de Marcas y Patentes de los Estados Unidos

PORTADA DE FORMULARIO DE INSCRIPCIÓN
SOLO PATENTES

Al Director de la Oficina de Marcas y Patentes de EE.UU: Por favor registre los documentos o la nueva dirección(es) adelante.

1. Nombre de las partes que transmiten:

Shadaab Syed Maghrabi
Vikrant Bhavanishankar Wagle
Kushabhau Dagadu Teke
Dhanashree Gajanan Kulkarni
Kunal Sharad Kulkarni

Se adjuntan nombres adicionales de las partes que trasmiten? ☐ Si ☒ No

3. Naturaleza de la transmisión/Fecha de Legalización:

Fecha de legalización: 2/23/10

- ☒ Cesión ☐ Fusión
☐ Acuerdo de Garantía ☐ Cambio de Nombre
☐ Acuerdo de Investigación Conjunta
☐ Cesión de Interés del gobierno
☐ Decreto Ejecutivo 9424, Licencia Confirmatoria
☐ Otros: _____

2. Nombre y dirección de las partes que reciben:

Nombre: Halliburton Energy Services, Inc.

Dirección Interna: _____

Dirección: 10200 Bellaire Boulevard

Ciudad: Houston

Estado: Texas

País: EE.UU. Zip: 77072

Se adjuntan nombres adicionales de las partes que trasmiten? ☐ Si ☒ No

4. Número(s) de solicitudes o patentes: ☒ Este documento se va a presentar junto con una nueva solicitud

A. Solicitud de Patente No.(s)

B. Patente No.(s)

Se adjuntan números adicionales? ☐ Si ☒ No

5. Nombre y dirección de la parte a quien se debe enviar los documentos de correspondencia pertinentes: Nombre: <u>Craig W. Roddy</u> Dirección interna: <u>Halliburton Energy Services, Inc.</u> Dirección: <u>2600 South Second Street</u> Ciudad: <u>Duncan</u> Estado: <u>OK</u> Zip: <u>73533</u> Número de Teléfono: <u>(580) 251-3012</u> Número de Fax: <u>(580) 251-3917</u> Dirección de Correo Electrónico: <u>craig.rodgy@halliburton.com</u>	6. Número total de solicitudes y patentes involucradas: <u>1</u> 7. Tarifa total (37 CFR 1.21 (h) & 3.41) <u>\$40.00</u> ☒ Autorizado para abonarse a la cuenta de depósito ☐ Adjunto ☐ Ninguno requerido (el interés del gobierno no afecta el título) 8. Información de Pago Número de Cuenta de Depósito <u>08-0300</u> Nombre del Usuario Autorizado <u>Halliburton</u>								
9. Firma <table><tr><td><u>(Aparece firma)</u></td><td><u>2/25/10</u></td></tr><tr><td>Firma</td><td>Fecha</td></tr><tr><td><u>Craig W. Roddy,</u></td><td>Número total de páginas que incluye la portada, documento y anexos: <u>5</u></td></tr><tr><td>Nombre de la persona que firma</td><td></td></tr></table>		<u>(Aparece firma)</u>	<u>2/25/10</u>	Firma	Fecha	<u>Craig W. Roddy,</u>	Número total de páginas que incluye la portada, documento y anexos: <u>5</u>	Nombre de la persona que firma	
<u>(Aparece firma)</u>	<u>2/25/10</u>								
Firma	Fecha								
<u>Craig W. Roddy,</u>	Número total de páginas que incluye la portada, documento y anexos: <u>5</u>								
Nombre de la persona que firma									

Los documentos que se van a registrar (que incluye la portada) se deben enviar por fax a (571) 273- 0140, o por correo a: la Parada de Correo de los Servicios de Registro de Cesión. Director de la USPTO, P.O. Box 1450, Alexandria, V.A. 22313-1450

03/17/2010	MJAMA1	00000027	080300 12660873
01 FC: 8021		40.00 DA	

PATENTE
CARRETE: 024097 CUADRO: 0003

[Aparece sello:
 NOTARIO
 SADASHIO
 DAWOO
 KHOBARAGADE
 PUNE
 1346/96
 GOBIERNO DE INDIA]

2009-IP-024175
 (HALB: 065)

CESIÓN

Considerando que, Nosotros, SHADAAB SYED MAGHRABI, de Thane, Maharashtra, VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE, de Mumbai, Maharashtra, KUSHABHAU DAGADU TEKE, de Pune, Maharashtra, DHANASHREE GAJANAN KULKARNI, de Pune, Maharashtra, y KUNAL SHARAD KULKARNI, de Dombivli, Maharashtra, todos en la India, hemos inventado "FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERSA QUE TIENEN REOLOGÍA MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORAR POZOS" para la que hemos hecho o haremos 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 77072-5206 tiene interés en adquirir un derecho en la misma;

EN VIRTUD DE LO ANTERIOR, en contraprestación de la suma de diez dólares (USD\$ 10.00) y a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia se reconocen por este medio, Nosotros, por la presente, vendemos, cedemos y transmitimos y transferimos 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 que se va a presentar en los Estados Unidos, y cualesquier solicitudes divisionales, de continuación o reemisión con base en la presente solicitud preparatoria para obtener los Títulos de Patente de los Estados Unidos para la misma; dicha invención, solicitud y todos y cualesquier Títulos de Patente que se emitan para la misma con el

fin de que sean poseídos y disfrutados por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., para su propio uso y beneficio, y para sus representantes legales, sucesores y cesionarios, hasta el final completo de la vigencia para la que se puedan otorgar dichos Títulos de Patente, tan plena y completamente como si los mismos hubieran sido poseídos por mí y si no se hubiera realizado esta cesión y venta.

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

Y nos comprometemos adicionalmente a comunicar a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores, cesionarios o representantes legales, dichos hechos que se relacionan con la invención descrita en la presente solicitud o Títulos de Patente que se expidan a la misma según lo podamos llegar a saber y testificaremos en cuanto a estos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

(aparece firma)	(aparece firma)	(aparece firma)	(aparece firma)	(aparece firma)
23/02/10	23/02/10	23/02/10	23/02/10	23/02/10

PATENTE
CARRETE: 024097 CUADRO: 0004

Legalizado, el día 23 de febrero, 2010, en Pune, Maharashtra.

[Aparece sello:

NOTARIO/SADASHIO DAWOO KHOBARAGADE
PUNE
1346/96
GOBIERNO DE INDIA]

(Aparece firma) _____

Firma

SHADAAB SYED MAGHRABI

Ante mí compareció dicho SHADAAB SYED MAGHRABI y reconoció que el anterior instrumento es un acto de su libre voluntad el día _____ de ____ 2010.

Sello

(Notario Público)

Legalizado, el día 23 de febrero, 2010, en Pune, Maharashtra.

(Aparece firma) _____

Firma

VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE

Ante mí compareció dicho VIKRANT BHAVANISHANKAR WAGLE y reconoció que el anterior instrumento es un acto de su libre voluntad el día _____ de ____ 2010.

Sello

(Notario Público)

[Aparece Sello:

NOTARIO
SADASHIO DAWOO
KHOBARAGADE
PUNE
1346/96
GOBIERNO DE INDIA]

ANTE MÍ
Aparece firma
S.D. KHOBARAGADE
Abogado y NOTARIO
Gobernador de la India
Regn. No. 1346/98
Sr. No. 1563/10
23 FEB. 2010

(Aparecen tres sellos y cinco estampillas notariales)

PATENTE
CARRETE: 024097 CUADRO: 0005

Legalizado, el día 23 de febrero, 2010, en Pune, Maharashtra.

(Aparece firma) _____

[Aparece sello:
NOTARIO/SADASHIO DAWOO KHOBARAGADE
PUNE
1346/96
GOBIERNO DE INDIA]

Firma

KUSHABHAU DAGADU TEKE

Ante mí compareció dicho KUSHABHAU DAGADU TEKE y reconoció que el anterior instrumento es un acto de su libre voluntad el día ____ de ____ 2010.

Sello

(Notario Público)

Legalizado, el día 23 de febrero, 2010, en Pune, Maharashtra.

(Aparece firma) _____

Firma

DHANASHREE GAJANAN KULKARNI

Ante mí compareció dicho DHANASHREE GAJANAN KULKARNI y reconoció que el anterior instrumento es un acto de su libre voluntad el día __ de ____ 2010.

Sello

(Notario Público)

[Aparece Sello: NOTARIO
SADASHIO DAWOO
KHOBARAGADE
PUNE
1346/96
GOBIERNO DE INDIA]

ANTE MÍ
Aparece firma
S.D. KHOBARAGADE
Abogado y NOTARIO
Gobernador de la India
Regn. No. 1346/98
Sr. No. 1563/10
23 FEB. 2010

(Aparecen tres sellos y cinco estampillas notariales)

PATENTE
CARRETE: 024097 CUADRO: 0006

FLUIDOS DE PERFORACIÓN INVERTIDOS QUE TIENEN REOLOGÍA

MEJORADA Y MÉTODOS PARA PERFORACIÓN DE AGUJEROS

CAMPO DE LA INVENCION

5 La presente invención se refiere a composiciones y
métodos para perforación, cementado y revestimiento de
agujeros en formaciones subterráneas, particularmente
formaciones que llevan hidrocarburos. Más particularmente, la
presente invención se refiere a métodos para mejorar la
10 reología de fluidos de perforación de emulsión invertida,
particularmente a altas temperaturas, y a composiciones para
fluidos de perforación de emulsión invertida con bajo peso de
lodos, con propiedades de buena estabilidad y alto desempeño.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

15 Un fluido o lodo de perforación es un fluido
especialmente diseñado que se circula a través de un pozo de
perforación cuando el pozo de perforación es perforado para
facilitar la operación de perforación. Las diversas funciones
20 de un fluido de perforación incluyen retirar los recortes de
perforación del pozo de perforación, enfriar y lubricar la
barrena de perforación, auxiliar en el soporte de la tubería
de perforación y barrena de perforación, y proporcionar un
cabezal hidrostático para mantener la integridad de las
paredes del pozo de perforación y evitar reventones del pozo.

Una propiedad importante del fluido de perforación es su
reología, y los parámetros reológicos específicos se
pretenden para perforar y circular el fluido a través del
pozo de perforación. El fluido debe ser lo suficientemente

viscoso para suspender la barita y recortes perforados y llevar los recortes a la superficie del pozo. Sin embargo, el fluido no debería ser tan viscoso como para interferir con la operación de perforación.

5 Los sistemas específicos de fluidos de perforación se seleccionan para optimizar una operación de perforación de acuerdo con las características de una formación geológica en particular. Los lodos de base aceite se usan normalmente para perforar lutitas hinchadas o desprendidas, formaciones que
10 contienen sulfuro de hidrógeno, y agujeros calientes (mayores de alrededor de 300 grados Fahrenheit ("°F") (149° C), pero se pueden usar también en otros agujeros que penetren una formación subterránea.

Un fluido de perforación con base en emulsión invertida
15 y base aceite puede comprender comúnmente entre alrededor de 50:50 hasta alrededor de 95:5 en volumen de fase aceite a fase agua. Tales lodos basados en aceite usados en perforación típicamente comprenden: un aceite base que comprende la fase externa de una emulsión invertida; una
20 solución acuosa, salina (típicamente una solución que comprende alrededor de 30% de cloruro de calcio) que comprende la fase interna de la emulsión invertida; emulsionantes en la interfaz de las fases interna y externa; y otros agentes o aditivos para suspensión, peso o densidad, humectación de aceite, pérdida de fluido o control de filtración, y control de reología. En el pasado, tales aditivos incluyeron comúnmente arcillas organofílicas y lignitos organofílicos. Ver H.C.H. Darley y George R. Gray, Composition y Properties de Perforación y Completion Fluids

66-67, 561-562 (5a. ed. 1988). Sin embargo, la tecnología reciente como se describe por ejemplo en las patentes de E.U.A. Nos. 7,462,580 y 7,488,704 para Kirsner, et al., introdujeron fluidos de perforación basados en emulsión invertida "libres de arcilla", los cuales ofrecen ventajas importantes sobre los fluidos de perforación que contienen arcillas organofílicas.

Como se usa en la presente y para los propósitos de la presente invención, el término "libre de arcilla" (o "sin arcilla") significa un fluido de perforación hecho sin la adición de ningunas arcillas organofílicas o lignitos organofílicos a la composición del fluido de perforación. Durante la perforación, tales fluidos de perforación "libres de arcilla" pueden adquirir arcillas y/o lignitos a partir de la formación o a partir del mezclado con fluidos reciclados que contienen arcillas y/o lignitos. Sin embargo, tal contaminación de fluidos de perforación "libres de arcilla" se evitan preferiblemente y las arcillas organofílicas y lignitos organofílicos no deberían agregarse deliberadamente a fluidos de perforación "libres de arcilla" durante la perforación. Sin embargo, los fluidos de perforación de la presente invención pueden tolerar contaminación a partir de pequeñas cantidades de arcilla, sin pérdida o reducción de las ventajas de la presente invención. En particular, los fluidos de perforación pueden comprender arcilla en el intervalo desde arriba de 0 hasta 3 ppb, preferiblemente desde arriba de 0 hasta 2 ppb, o preferiblemente desde arriba de 0 hasta 1 ppb, sin efecto adverso para la presente invención.

Los lodos o fluidos de perforación basados en emulsión invertida (también denominados lodos invertidos de perforación o lodos o fluidos invertidos) comprenden un segmento clave de la industria de los fluidos de perforación, y los lodos de base emulsión invertida "libres de arcillas", particularmente aquellos capaces de un comportamiento de "gel frágil" como se describe en las patentes de E.U.A. Nos. 7,462,580 y 7,488,704 para Kirsner, et al., se están volviendo crecientemente populares.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcillas, como el fluido de perforación INNOVERT® disponible de Halliburton Energy Services, Inc., en Duncan, Oklahoma y Houston, Texas, por ejemplo, han demostrado producir un alto desempeño en perforación, con resistencias de "gel frágil" y reología que conducen a menor densidad en circulación equivalente (ECDs) y una relación mejorada de penetración ROP.

Un factor limitante en la perforación de una porción particular de un pozo es el peso del lodo (densidad del fluido de perforación) que puede usarse. Si se usa un peso de lodo demasiado alto, se crean fracturas en las zonas de circulación perdida con pérdida resultante de fluido de perforación y otros problemas operativos. Si se usa un peso de lodo demasiado bajo, los fluidos de la formación pueden ocupar espacio del pozo, se puede presentar un colapso del agujero debido a un insuficiente soporte hidrostático, y en casos extremos se puede comprometer la seguridad debido a la posibilidad de un reventón en el pozo. Muchas veces, se perforan los pozos a través de zonas débiles o propensas a la

pérdida de circulación previo a alcanzar una zona de producción potencial, lo que requiere el uso de un bajo peso de lodo y la instalación de sartas de tubería de revestimiento secuenciales para proteger las zonas más débiles arriba de la zona productora potencial. Un escenario de perforación particularmente crítico es uno que combina sobrecarga de aguas profundas y someras, como es típico de los campos de aguas ultra-profundas en Brasil. Este escenario se caracteriza por presión alta del fluido en el poro, bajas tensiones efectivas, bajos gradientes de fractura y ventanas estrechas de peso de lodos.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcilla comercialmente disponibles pueden tener una reología menor a la preferida a pesos bajos de lodos, es decir, pesos de lodos en el intervalo desde alrededor de 9 ppg (1080 kg/m³) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m³), con temperaturas de hasta alrededor de 375°F (191 °C) o superiores. La adición de sólidos inertes puede mejorar la reología, pero resulta en una relación de penetración disminuida durante la perforación y pérdida de o declinación en otros beneficios que se observan con un sistema libre de arcillas. Tales sólidos inertes incluyen por ejemplo, carbonato de calcio de tamizado fino, y el término como se usa en la presente no quiere decir que se entienda que incluye o se refiera a recortes de perforación. Los fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite libres de arcilla con bajo peso de lodo o densidad reducida pueden también mostrar una declinación en la característica deseada de resistencia de "gel frágil" de los fluidos de perforación

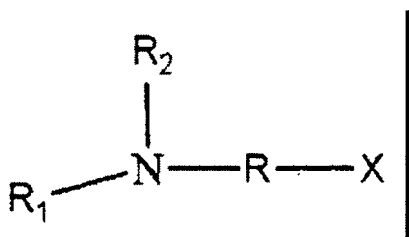
de emulsión invertida libres de arcillas. La resistencia de "gel frágil" se refiere generalmente a la capacidad del fluido de perforación tanto a suspender los recortes de perforación en reposo y mostrar una carencia de un pico de presión al reiniciar la perforación.

Crecientemente los fluidos de perforación de base en emulsión invertida están siendo sujetos a un desempeño y demandas de costo incluso superiores así como a restricciones ambientales. Consecuentemente, existe una necesidad continua e interés en toda la industria en nuevos fluidos de perforación que proporcionen un desempeño mejorado mientras permiten todavía una aceptación económica y ambiental.

SUMARIO DE LA INVENCION

La presente invención proporciona fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite con reología mejorada sin la adición de sólidos inertes, y a temperaturas en el intervalo desde alrededor de 100°F (38 °C) hasta alrededor de 375°F (191 °C) o superiores. La presente invención también proporciona métodos mejorados de perforación de pozos de perforación en formaciones subterráneas que emplean lodos o fluidos de perforación de emulsión invertida de base aceite que tienen bajo peso de lodo. Como se usa en la presente, el término "perforación" o "pozos de perforación" se entenderá en su sentido más amplio de operaciones de perforación, lo cual incluye corrimiento, revestimiento y cementación así como perforación, a menos que se indique específicamente de otra manera.

El fluido de perforación de emulsión invertida de la presente invención, o usado en los métodos de la presente invención, comprende una relación aceite:agua preferiblemente en el intervalo de 50:50 a 95:5 y preferiblemente emplea un
 5 aceite natural, tal como por ejemplo sin limitación, aceite diesel o aceite mineral, o una base sintética, como la fase aceite y agua que comprende cloruro de calcio como la fase acuosa. El modificador de reología o aditivo para estabilidad de la reología es un aditivo de amina hidrofóbica, que tiene
 10 la siguiente estructura general:



donde R representa un grupo hidrofóbico o parcialmente
 15 hidrofóbico con átomos de carbono desde 16 - 54 el cual puede ser de cadena lineal o ramificada y puede ser alifático, cicloalifático y aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R1 y R2 pueden ser un grupo hidrógeno, grupo alquilo, grupo ciano alquilo, grupo
 20 amino alquilo, grupos amino arilo, grupo hidroxilo alquilo o un derivado de los mismos; X comprende un grupo hidrofílico tal como una amina que puede ser primaria, secundaria o terciaria con sustituyentes que son un grupo hidrógeno, grupo alquilo, grupo ciano alquilo, grupo amino alquilo, grupo amino arilo, grupo hidroxilo alquilo, o un derivado de los mismos; alternativamente el grupo X puede ser un grupo amida, grupo óxido de amina, grupo betaína, grupo éster, grupo ácido carboxílico, grupo éter, grupo hidroxilo, grupo fosfato, grupo fosfonato, grupo pirrolidona, grupo haloformilo, grupo

nitrato, grupo nitrito, grupo sulfato, grupo sulfonato, grupo imidazolina, grupo piridina, grupo azúcar, o una combinación o derivado de los mismos. Lo más preferiblemente, la amina hidrofóbica usada en la presente invención es una diamina del
5 dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



Una diamina del dímero C36 preferida comercialmente
10 disponible contiene la monoamina grasa C18 y la triamina del trímero graso C54 las cuales se obtienen durante la producción comercial de la diamina del dímero. Generalmente, se prefieren las cantidades de tal amina hidrofóbica que están en el intervalo desde alrededor de 1 ppb (2.9 kg/m3) a
15 alrededor de 6 ppb (17 kg/m3) y son efectivas incluso cuando el peso de lodos es bajo, es decir, está en el intervalo de alrededor de 9 (1080 kg/m3) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m3).

La adición del aditivo de amina hidrofóbica al fluido de
20 perforación incrementa el Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP), Límite de elasticidad (YP), y la Resistencia de gel a 10 minutos pero limita el incremento en la Viscosidad plástica (PV) hasta alrededor de 60% o menor, con relación al fluido de perforación que no tiene el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se mide a 120°F (49 °C). A condiciones de Alta Temperatura y Alta Presión (HPHT), el fluido de perforación de emulsión invertida de la presente invención que comprende el aditivo de amina hidrofóbica tiene LSYP, YP, y Resistencia del Gel a 10 minutos incrementadas

pero una PV similar o inferior, con relación al fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica. Tal PV inferior que se observa con el fluido de perforación de emulsión invertida de la invención se cree que ayuda a minimizar la cantidad de incremento de la densidad provocado por el bombeo del fluido. Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la invención también pueden demostrar un comportamiento de "gel frágil" cuando el fluido de perforación está "libre de arcillas"

10

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

La Figura 1 es una gráfica de barras que compara la viscosidad plástica, límite de elasticidad y límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante de las formulaciones del fluido de perforación del ejemplo, 9 ppg (1080 kg/m³) de la invención que tiene diversas concentraciones de un modificador de reología de amina hidrofóbica, con una formulación sin ese aditivo.

La Figura 2a es una gráfica que compara, a alta temperatura y presión, el límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante de una formulación de ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m³) de modificador de reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 2b es una gráfica que compara, a alta temperatura y presión, el límite de elasticidad de una formulación de ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m³) de modificador de

reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 2c es una gráfica que compara, a alta
5 temperatura y presión, la viscosidad plástica de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene 3 ppb (8.6 kg/m^3) de modificador de reología de amina hidrofóbica, con una base o fluido de control que no contiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

10 La Figura 3 es una gráfica que muestra el efecto de un modificador de reología de amina hidrofóbica sobre un ejemplo de fluido de perforación de la invención que no contiene ningún aditivo de sólidos inertes.

La Figura 4 es una gráfica de barras que compara las
15 características reológicas de fluidos de perforación ejemplares de la invención que tienen diferentes bases de aceite mineral.

La Figura 5 es una gráfica de barras que compara la
reología de un fluido de perforación de la invención ejemplar
20 de 12 ppg (34.3 kg/m^3) con una base o fluido de perforación de control que no tiene un modificador de reología de amina hidrofóbica, después de rolado en caliente por 16 horas a 350°F (350°C).

La Figura 6 es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de 9 ppg (1080 kg/m^3) de fluido de perforación de la invención comparado con el comportamiento de un fluido de perforación de 9 ppg (1080 kg/m^3) que no tiene un modificador de reología de amina hidrofóbica.

La Figura 7a es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene un peso de lodos de 16 ppg (1920 kg/m³).

5 La Figura 7b es una gráfica que muestra el comportamiento del gel frágil de un ejemplo de fluido de perforación de la invención que tiene un peso de lodos de 18 ppg (2160 kg/m³).

10

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCIÓN

La presente invención proporciona un fluido de perforación de emulsión invertida de base aceite, con desempeño mejorado en el campo a pesos de lodo en el intervalo de alrededor de 9 ppg (1080 kg/m³) hasta alrededor
15 de 18 ppg (2160 kg/m³), y un método de perforación que emplea ese fluido de perforación. La base aceite puede ser un aceite natural tal como ejemplo aceite diesel, o una base sintética tal como, por ejemplo, los ésteres que comprenden la base ACCOLADE® u olefinas isomerizadas que comprenden la base
20 ENCORE®, ambos disponibles de Halliburton Energy Services, Inc., en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma. Un aceite mineral puede incluso ser usado exitosamente como la base aceite en la presente invención, aunque en el arte previo se han experimentado algunas dificultades en la obtención de propiedades reológicas deseables con aceites minerales bajo determinadas condiciones tales como pesos bajos de lodos, es decir, pesos de lodo en el intervalo desde alrededor de 9 (1080 kg/m³) a alrededor de 12 ppg (1440 kg/m³), y particularmente a altas temperaturas (mayores de 225°F

[107°]). Aceites minerales particularmente adecuados para uso en la invención se seleccionan del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.

5 Una solución acuosa que contiene un compuesto, composición o material que disminuye la actividad del agua, comprende la fase interna de la emulsión invertida. Tal solución es preferiblemente una solución salina que comprende cloruro de calcio (típicamente alrededor de 25% a alrededor
10 de 30%, dependiendo de la salinidad o actividad del agua de la formación subterránea), aunque otras sales o materiales que disminuyen la actividad del agua tales como por ejemplo glicerol o azúcar conocidos en la técnica, se pueden usar adicional o alternativamente. Tales otras sales pueden
15 incluir por ejemplo cloruro de sodio, bromuro de sodio, bromuro de calcio y sales de formiato. El agua preferiblemente comprende menos del 50%, o tanto como alrededor de 50%, del fluido de perforación y la relación de aceite:agua preferiblemente está en el intervalo de alrededor
20 de 50:50 a alrededor de 95:5.

Los fluidos de perforación de la presente invención incluyen particularmente un aditivo de amina hidrofóbica como un modificador de reología, como se discutirá además a continuación. Además, los fluidos de perforación de, o para uso en, la presente invención, han añadido a ellos o se han mezclado con su base aceite de emulsión invertida, otros fluidos o materiales necesarios para comprender fluidos de perforación completos. Tales otros materiales pueden incluir opcionalmente, por ejemplo: aditivos para reducir o controlar

la reología a baja temperatura o para proporcionar adelgazamiento, por ejemplo, aditivos que tienen los nombres comerciales COLDTROL®, ATC®, y OMC2™; aditivos para potenciar la viscosidad, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre
5 comercial RHEMOD L™ (ácido graso modificado); aditivos para proporcionar viscosidad temporal aumentada para embarque (transporte al sitio del pozo) y para uso en barridos, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial TEMPERUS™ (ácido graso modificado); aditivos para control de
10 filtración, por ejemplo, aditivos que tienen los nombres comerciales ADAPTA® y BDF-366; un activador del emulsificador, tal como, por ejemplo, cal; aditivos para control de alta temperatura y alta presión (HTHP) y estabilidad de la emulsión, por ejemplo, un aditivo que tiene
15 el nombre comercial FACTANT™ (derivado de *tall oil* altamente concentrado); y aditivos para emulsificación, por ejemplo, un aditivo que tiene el nombre comercial EZ MUL® NT (ácido graso poliaminado). Todos los productos de marca comercial antes mencionados están disponibles de Halliburton Energy Services,
20 Inc., en Houston, Texas, y Duncan, Oklahoma, U.S.A. Como con todos los fluidos de perforación, las formulaciones exactas de los fluidos de la invención varían con los requerimientos particulares de la formación subterránea.

Un sistema de fluido de perforación preferido, comercialmente disponible, para uso en la invención es el sistema de fluido de perforación INNOVERT®, que tiene una base de parafina/aceite mineral, disponible de Baroid, una empresa de Halliburton, en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma. El sistema de fluido de perforación INNOVERT® típicamente

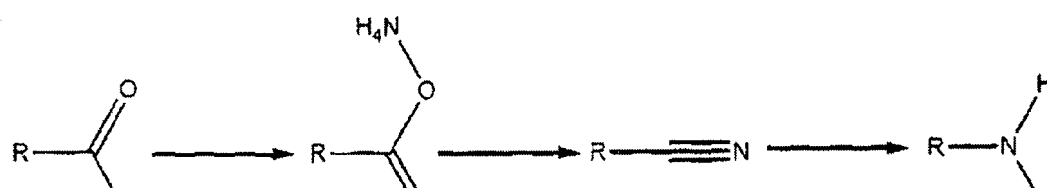
comprende los siguientes aditivos, además de la base de parafina/aceite mineral y salmuera, para uso como un fluido de perforación de emulsión invertida: suspensión de ácido graso modificado RHEMOD™ L y agente de viscosidad, BDF-366™ o
5 copolímero ADAPTA™ para control de la filtración a HPHT, particularmente para uso a altas temperaturas, y el agente emulsionante de ácido graso poliaminado/humectante de aceite EZ MUL® NT, también particularmente para uso a altas temperaturas. Los sistemas comercialmente disponibles de
10 fluido de perforación INNOVERT® también incluyen típicamente material amorfo/fibroso TAU-MOD™ como un agente de suspensión y viscosificador. Sin embargo, con la presente invención, donde al sistema del fluido de perforación se le ha añadido particularmente un aditivo de amina hidrofóbica como un
15 modificador de la reología, el material TAU-MOD™ es opcional.

Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención, que comprenden el aditivo de amina hidrofóbica, conservan mediciones de reología aceptables e incluso preferidas a pesos bajos de lodos y no experimentan
20 una tasa disminuida de penetración (y con fluidos de perforación de emulsión invertida libres de arcillas, tampoco experimentan una declinación en la Resistencia del Gel frágil deseada) cuando se usan en perforación incluso a altas temperaturas y presiones. A condiciones de HPHT, los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención, que comprenden el aditivo de amina hidrofóbica, tienen LSYP, YP, aumentadas y Resistencia del Gel a 10 minutos pero similar o menor PV con relación al fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica. Estas

ventajas de la presente invención se cree que se deben a la adición del aditivo de amina hidrofóbica al fluido de perforación. Las ventajas de la presente invención se aprecian especialmente en donde el fluido de perforación no
 5 contiene tampoco arcilla organofílica o lignito.

Las aminas hidrofóbicas preferidas, comercialmente disponibles adecuadas para uso en la presente invención incluyen sin limitación diamina del dímero C36 graso hidrogenado VERSAMINE® 552, y diamina del dímero C36 graso
 10 VERSAMINE® 551, ambos disponibles de Cognis Corporation (productos funcionales) de Monheim, Alemania y Cincinnati, Ohio. Típicamente, una cantidad de tal diamina de dímero en el intervalo de alrededor de 1 libra por barril (ppb) (2.9 kg/m³) hasta alrededor de 3 ppb (8.6 kg/m³) es suficiente
 15 para los propósitos de la invención. Estas diaminas de dímeros grasos se preparan comercialmente a partir de diácidos de dímeros grasos los cuales se han producido a partir de la dimerización de ácido oleico vegetal o ácido graso del *tall oil* por métodos térmicos o catalizados con
 20 ácidos.

La dimerización de los ácidos grasos de *tall oil* C18 produce el material que conduce a los ácidos del dímero C36. Este material es una mezcla de un ácido dicarboxílico monocíclico, ácido dicarboxílico acíclico y ácido dicarboxílico bicíclico junto con cantidades pequeñas de triácidos triméricos. Estos diácidos se convierten en diaminas por medio del Esquema de Reacción dado a continuación:



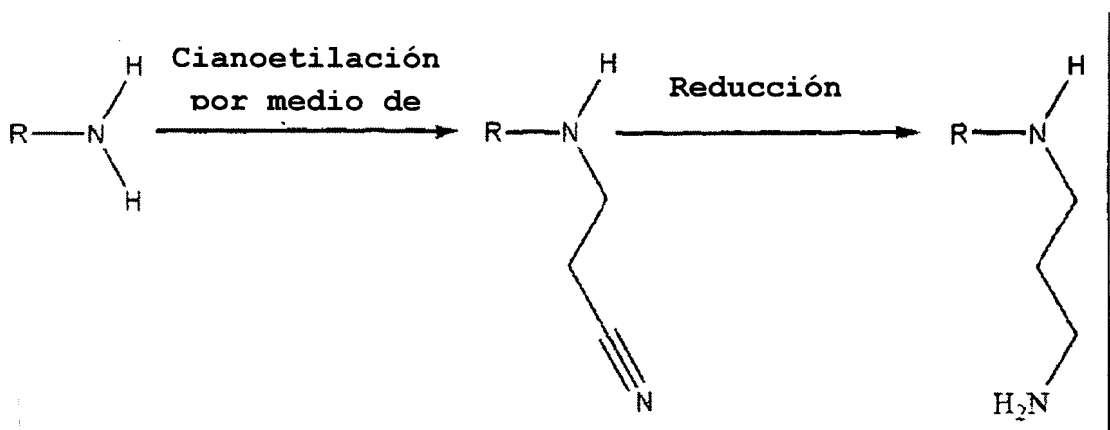
Esquema de Reacción I.

5

Estas diaminas se convierten además en compuestos que caen bajo el alcance de aditivos de aminas hidrofóbicas. Estas diaminas se convierten en derivados de cianoetilo por medio de cianoetilación con acrilonitrilo; estos derivados de cianoetilo se reducen además en aminopropil aminas por medio de reducción como se muestra en el Esquema de Reacción II a continuación, como se enseña en la patente de Estados Unidos No. 4,250,045, concedida el 10 de febrero de 1981 a Coupland, et al.

15

20



Esquema de Reacción II

La diamina del dímero dicianoetilado está disponible comercialmente como Kemamine DC 3680 y 3695 y la diamina del

dímero di-N-aminopropilado está disponible comercialmente como Kemamine DD 3680 y 3695 de Chemtura Corporation USA. Diferentes estructuras del aditivo dimérico de aminas hidrofóbicas se dan a continuación:

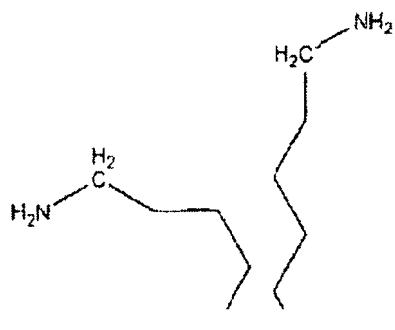
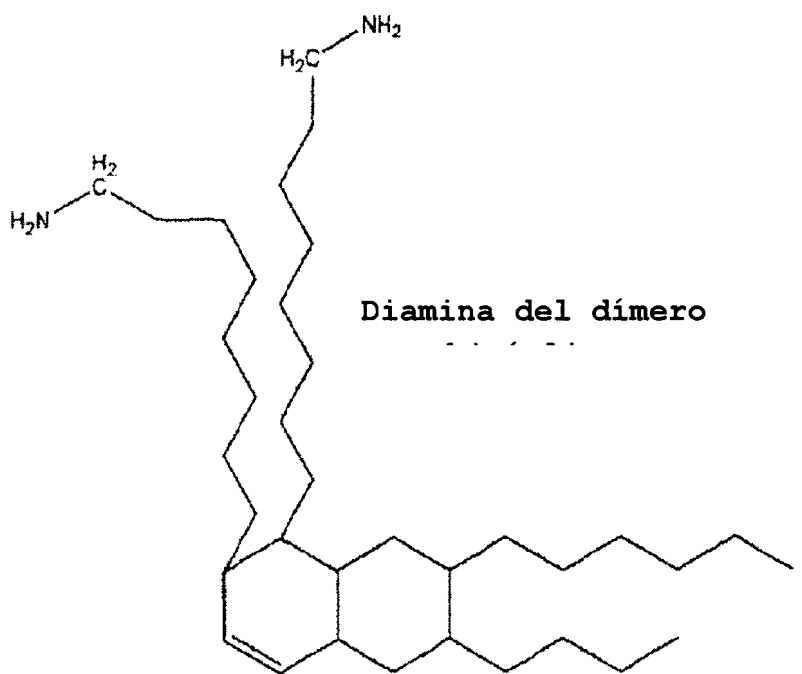
5

10

**Diamina del
dímero**

15

20



Diamina del dímero

5

10

15



20

Las pruebas de laboratorio demuestran la efectividad de la presente invención. Con referencia a los experimentos cuyos resultados se grafican en la Figura 1, un fluido de perforación de emulsión invertida de 9 ppg (1080 kg/m3) ESTNOVERT® se preparó al usar una base de parafina/aceite mineral en una relación de agua a aceite de 60:40 con salmuera de cloruro de calcio que tiene una salinidad en fase de agua de 200,000 partes por millón (ppm). Para esto, los aditivos se mezclaron para un fluido de perforación que tiene los componentes como se indican en la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1

Componentes	control	Formulaciones de la invención que contienen

		diamina del dímero C36		
	1	2	3	4
	Peso del lodo: ppg (kg/m ³)	9(1080)	9(1080)	9(1080)
5	Relación de aceite-agua	60/40	60/40	60/40
	Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)
	Emulsionante EZ- MUL® NT; lb(kg)	8(3.6)	8(3.6)	8(3.6)
10	Cal; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)	3(1.4)
	Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)	3(1.4)
15	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	1.5(0.7)	1.5(0.7)	1.5(0.7)
	Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)
	Material TAU- MOD™; lb/kg	5(2.3)	5(2.3)	5(2.3)
20	REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)	20(9.1)
	Barita; lb(kg)	9.9(4.5)	9.9(4.5)	9.9(4.5)
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)	20(9.1)
	Diamina del dímero C36; lb(kg)	-	1(0.5)	3(1.4) 6(2.7)
	Rolado en caliente 16 hr; temp. °F(°C)	250(121)	250(121)	250(121)

28

5

10

15

20

Propiedades				
600 rpm	43	58	68	74
300 rpm	25	35	43	49
200 rpm	19	28	34	38
100 rpm	12	18	23	27
6 rpm	4	6.0	9.0	11.0
3 rpm	3.5	5.0	8.0	10.0
Viscosidad Plástica; cP(Pa.s)	18(0.018)	23(0.023)	25(0.025)	25 (0.025)
Límite de Elasticidad; lb/100 ft ² (Pa)	7(3.4)	12(5.7)	18(8.6)	24(11.5)
Geles 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	3.5(1.68)	6.0(2.87)	11.0 (5.27)	11.0 (5.27)
Geles 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	5(2.4)	15(7.2)	20(9.6)	21(10.1)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	3(1.4)	4.0(1.92)	7.0(3.35)	9.0 (4.31)
TAUO; lb/100 ft ² (Pa)	3.26(1.56)	4.52 (2.16)	7.18 (3.44)	8.60 (4.12)
E.S. @ 120°F (48.9°C); V	168	143	150	200
HPHT@250°F (121.1°C), ml	2.0	1.6	1.4	1.2

Todos los productos de marcas registradas anteriores y en otras tablas a continuación están disponibles de Halliburton Energy Services, Inc., en Houston, Texas y Duncan, Oklahoma, excepto que el REV DUST es un sólido de perforación artificial disponible de Milwhite Inc, en Houston Texas. Estas composiciones establecidas en la Tabla 1 se rolaron en caliente a 250°F (121 °C) por 16 horas. Los fluidos luego se mezclaron además durante 5 minutos y se evaluaron en un reómetro FANN 35 a 120°F (49°C), probando la

Viscosidad plástica (PV), Límite de elasticidad (YP), tensión de fluencia (Tau cero) y Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP).

La Viscosidad plástica (PV), Límite de elasticidad (YP),
5 Tensión de fluencia (Tau cero) y Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP) del fluido de perforación de emulsión invertida se determinaron en un reómetro de indicación directa, un reómetro FANN 35, impulsado por un motor eléctrico. El reómetro consiste de dos cilindros
10 concéntricos, el cilindro interior se llama un peso conductor, mientras que el cilindro exterior se denomina manga del rotor. La muestra del fluido de perforación se coloca en un depósito controlado por termostato y la temperatura del fluido se ajusta a $120 (\pm 2)^{\circ}\text{F}$ ($49^{\circ}\text{C} \pm 1.1^{\circ}\text{C}$).
15 El fluido de perforación en el depósito controlado por termostato luego se coloca en el espacio anular entre los dos cilindros concéntricos del FANN 35. El cilindro exterior o manga del rotor se impulsa en una velocidad rotatoria constante. La rotación de la manga del rotor en el fluido
20 produce un torque en el cilindro interior o peso conductor. Un resorte de torsión limita el movimiento del peso conductor, y un selector unido al peso conductor indica el desplazamiento del peso conductor. Las lecturas del selector se miden a velocidades diferentes de la manga del rotor de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 revoluciones por minuto (rpm).

En general, el Límite de Elasticidad (YP) se define como el valor obtenido a partir del modelo reológico plástico de Bingham cuando se extrapola a una relación de esfuerzo cortante de cero. Se puede calcular al usar lecturas de

relación de esfuerzo cortante de 300 rpm y 600 rpm como se
 señala anteriormente sobre un reómetro estándar para campo
 petrolero, tal como un reómetro FANN 35 o un FANN 75.
 Similarmente, la Tensión de fluencia o Tau cero es la tensión
 5 que debe ser aplicada a un material para hacerlo que comience
 a fluir (o tener fluencia), y se puede calcular comúnmente a
 partir de lecturas del reómetro medidas a relaciones de 3, 6,
 100, 200, 300 y 600 rpm. La extrapolación se puede efectuar
 al aplicar un ajuste de mínimos cuadrados o ajuste de curva
 10 al modelo reológico de Herchel-Bulkley. Un medio más
 conveniente de estimar la Tensión de fluencia es al calcular
 el Límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante (LSYP) por
 la fórmula que se muestra a continuación en la Ecuación 2
 excepto con las lecturas de 6 rpm y 3 rpm sustituidas por las
 15 lecturas de 600 rpm y 300 rpm, respectivamente. La viscosidad
 plástica (PV) se obtiene a partir del modelo reológico
 plástico de Bingham y representa la viscosidad de un fluido
 cuando se extrapola hasta un esfuerzo cortante infinito. La
 PV se obtiene a partir de las lecturas de 600 rpm y 300 rpm
 20 como se dan a continuación en la Ecuación 1. Una baja PV
 puede indicar que un fluido es capaz de usarse en perforación
 rápida debido, entre otras cosas, a que el fluido tiene baja
 viscosidad al salir de la barrena de perforación y tiene una
 relación de flujo creciente. Una alta PV puede ser provocada
 por un fluido de base viscosa, sólidos coloidales en exceso,
 o ambos. La PV y YP se calculan por el siguiente conjunto de
 ecuaciones:

$$PV = (\text{lectura } 600 \text{ rpm}) - (\text{lectura } 300 \text{ rpm}) \text{ (Ecuación 1)}$$

$$YP = (\text{lectura } 300 \text{ rpm}) - PV \text{ (Ecuación 2)}$$

Más particularmente, cada una de estas pruebas se efectuaron conforme a los procedimientos estándar establecidos en la Práctica Recomendada 13B-2, Práctica Recomendada para Pruebas en Campo de Fluidos de perforación base Aceite, Cuarta Edición, Instituto Americano del Petróleo, 1 de marzo de 2005, los contenidos de la cual se incorporan en la presente como referencia.

Los resultados de las pruebas graficadas en la Figura 1 demuestran que de 1 a 3 ppb (2.9 a 8.6 kg/m^3) de aditivo de diamina del dímero C36 (amina hidrofóbica) fue suficiente para impartir una reología adecuada en el lado bajo hasta los 9 ppg (8.6 kg/m^3) del fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT®. Los resultados en la Tabla 1 muestran que la PV se incrementó en 60 % mientras que la YP, LSY y Resistencia del Gel a 10 minutos se incrementaron por 250, 200 y 300% respectivamente con la adición de 6 ppb (17.1 kg/m^3) del aditivo de amina hidrofóbica (formulación 4 de la invención) con relación al control (formulación 1).

Las muestras de 9 ppg (1080 kg/m^3) de fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT® que contienen 3 ppb (8.6 kg/m^3) de diamina del dímero C36 se evaluaron además con un reómetro FANN 75 al usar condiciones simuladas dentro de pozo, y particularmente probar la reología a alta temperatura y alta presión. El reómetro FANN 75 mide similarmente como el reómetro FANN 35 pero puede medir la reología bajo alta temperatura y presión. Las composiciones de estas muestras (muestras de formulación 6) se establecen en la Tabla 2(a) a continuación y los resultados de estas pruebas se graficaron en las Figuras 2(a), 2(b) y 2(c). Antes de probar, las muestras se rolaron en caliente a 325°F

(162.8 °C). La muestra de la Formulación 5 en la Tabla 2(a) fue un "control," el fluido de perforación sin un aditivo de dímero de diamina (amina hidrofóbica). Los datos para estas figuras se proporcionan en la Tabla 2(b) (muestra de la formulación de control 5) y Tabla 2(c) (muestra de la formulación de la invención 6) a continuación. Las Tablas 2(b) y 2(c) muestran que la adición del aditivo de amina hidrofóbica incrementó el YP y LSYF del fluido de perforación de emulsión invertida, pero mantuvo una PV similar o inferior con relación al control (formulación 5), bajo condiciones de Alta Presión y Alta Temperatura (HPHT).

Tabla 2(a) Formulaciones

15

20

Componentes	Control	Formulaciones de la invención que contienen diamina del dímero C36
	5	6
Peso del lodo: ppg (kg/m3)	9(1080)	9(1080)
Relación de aceite-agua	60/40	60/40
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.51(81)	0.51(81)
Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	8(3.6)	8(3.6)
Cal; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	2.5(1.1)	2.5(1.1)
Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	162.2(462.8)	162.2(462.8)
Material TAU-MOD™; lb/kg	5(2.3)	5(2.3)
REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)
Barita; lb(kg)	27.3(12.4)	27.3(12.4)

5

Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	NIL	NIL
Diamina del dímero C36; lb(kg)	NIL	3(1.4)
Temperatura de rolado en caliente; °F(°C)	325(163)	325(163)
E.S.@ 120°F (49°C)	101	130
HPHT @ 325°F, ml	3.6	2.4

10

15

20

Tabla 2 (b) - Resultados de Pruebas de Reología

(Control-Formulación 5)

5

RPM	FANN 35	FANN 75											
	120°F (49°C)	120°F (49°C)			250°F (121°C)				325°F (163°C)				
	0 psi	0 psi	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	0 psi	1000 psi ^A (703. Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)	1000 psi ^A (703. Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)	
600	52	53	67	54	33	37	44	54	26	29	34	42	
300	29	31	38	31	21	23	27	34	17	19	22	27	
200	21	23	29	24	17	19	22	27	15	17	19	24	
100	13	16	18	16	14	15	17	20	15	15	16	20	
6	5	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	8	
3	4	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	7	
PV; cP (Pa.s)	23 (0.023)	22 (0.022)	29 (0.029)	23 (0.023)	12 (0.012)	14 (0.014)	17 (0.017)	21 (0.021)	9 (0.009)	10 (0.010)	12 (0.012)	15 (0.015)	
YP; lb/1000 ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	9 (4.3)	8 (3.8)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	13 (6.2)	8 (3.8)	9 (4.3)	10 (4.8)	12 (5.7)	
LSYP; lb/1000 ft ² (Pa)	3 (1.4)	3 (1.4)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	5 (2.4)	5 (2.4)	6 (2.9)	6 (2.9)	7 (3.4)	7 (3.4)	

10

15

^A(6.895 MPa) ^B(20.68 MPa) ^C(41.37 MPa) ^D(68.948 MPa)

31

22

Tabla 2(c) - Resultados de Pruebas de Reología
(Formulación 6)

5

10

RPM	FANN 35	FANN 75								
	120°F (49°C)	120°F (49°C)	250°F (121°C)				325°F (163°C)			
	0 psi	0 psi	1000 psi ^A (703.1 Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)	1000 psi ^A (703.1 Kg/cm ²)	3000 psi ^B (210.9 kg/cm ²)	6000 psi ^C (421.9 kg/cm ²)	10000 psi ^D (703.1 kg/cm ²)
600	70	68	37	43	54	68	29	33	38	49
300	42	42	26	31	37	45	22	25	29	36
200	32	33	22	26	30	37	20	22	25	32
100	21	23	18	20	23	28	17	18	21	25
6	8	9	9	12	12	13	11	10	11	14
3	7	8	8	10	11	12	11	10	11	10
PV; cP (Pa.s)	28 (0.028)	26 (0.026)	10 (0.10)	13 (0.013)	17 (0.017)	23 (0.023)	7 (0.007)	8 (0.008)	9 (0.009)	13 (0.013)
YP; lb/1000 ft ² (Pa)	14(6.7)	15(7.2)	16(7.7)	18(8.6)	20(9.6)	21 (10.1)	15(7.2)	16(7.7)	20(9.6)	23(11.0)
LSYP; lb/1000 ft ² (Pa)	6(2.9)	8(3.8)	7(3.4)	8(3.8)	11(5.3)	12(5.7)	10(4.8)	10(4.8)	11(5.3)	6(2.9)

^A(6.895 MPa) ^B(20.68 MPa) ^C(41.37 MPa) ^D(68.948 MPa)

15

32

53

La Figura 3 muestra los resultados de las pruebas del efecto del aditivo de diamina del dímero C36 (amina hidrofóbica) sobre la reología de 10 ppg (1200 kg/m³) peso de lodos del fluido de perforación de emulsión invertida de base aceite INNOVERT® formulado sin material amorfo/fibroso TAU-MOD™ o un agente de ponteo de molienda fina tal como el material BARACARB® 5. La formulación exacta del fluido de perforación y los datos de prueba se muestran en la Tabla 3. Estas pruebas indicaron que las 10 ppg (1200 kg/m³) de fluido de perforación de emulsión invertida INNOVERT® que contiene 6 ppb (17.1 kg/m³) de diamina del dímero C36 tiene una reología efectiva en el extremo bajo, esto es, reología efectiva incluso a pesos bajos de lodos, e incluso sin aditivos de agente de viscosidad/agente de suspensión tal como el material amorfo/fibroso TAU-MOD™ y el agente de ponteo de molienda fina BARACARB® 5. La adición de diamina del dímero C36 incrementó la PV por alrededor de 30% e incrementó el YP, LSYF y la Resistencia del Gel en 10 minutos por alrededor de 250% con relación al control (formulación 7).

Tabla 3

	Formulación	7	8
	Componentes	Control	Formulación de la invención que contienen diamina del dímero C36
5	Peso del lodo: ppg (kg/m ³)	10 (1200)	10 (1200)
	Relación de aceite-agua	70/30	70/30
	Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.57 (90.6)	0.57 (90.6)
10	Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	8.00 (22.8)	8.00 (22.8)
	Cal; lb(kg)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
	Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3.00 (8.56)	3.00 (8.56)
15	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
	Solución de CaCl ₂ ; ppb (kg/m ³)	120.90 (344.93)	120.90 (344.93)
	REV DUST; ppb(kg/m ³)	20.00 (57.06)	20.00 (57.06)
20	BAROID; ppb(kg/m ³)	105.90 (302.13)	105.90 (302.13)
	Diamina del dímero C36; ppb(kg/m ³)	0	6.00 (17.1)
	Rolado en caliente a 250 °F(121°C) por 16 horas		
	Reología FANN 35 a 120F (49°C)		
	600 rpm	34	58
	300 rpm	20	40
	200 rpm	15	33
	100 rpm	10	23
	6 rpm	4	9

5

3 rpm	3	8
PV; cP (Pa.s)	14 (0.014)	18 (0.018)
YP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	22 (10.5)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	2 (1.0)	7 (3.4)
Tau 0; lb/100 ft ² (Pa)	3.2 (1.53)	5.9 (2.82)
Gel, 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	5 (2.4)	10 (4.8)
Gel, 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	5 (2.4)	18 (8.6)

10

15

20

REOLOGÍA FANN 75 - para Formulación 8					
Presión en psi (MPa)	0	1000 (6.8 95)	3000 (20.68)	6000 (41.37)	10,000
Temperatura en °F (°C)	120 (49)	250 (121)			
600 rpm	55	32	35	39	46
300 rpm	38	25	26	30	36
200 rpm	32	22	23	26	32
100 rpm	24	19	20	22	28
6 rpm	8	11	13	14	19
3 rpm	8	10	12	13	18
PV; cP (Pa.s)	17 (0.017)	7 (0.007)	9 (0.009)	9 (0.009)	10 (0.010)
YP; lb/100ft ² (Pa)	21 (10.1)	18 (8.6)	17 (8.1)	21 (10.1)	26 (12.4)
LSYP; lb/100 ft ² (Pa)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	12 (5.7)	17 (8.1)
Tau 0; lb/100 ft ² (Pa)	8.6 (4.12)	8.7 (4.17)	12.3 (5.89)	12.5 (5.99)	17.7 (8.47)
Gel, 10 seg; lb/100 ft ² (Pa)	-	9 (4.3)	9 (4.3)	10 (4.8)	14 (6.7)
Gel, 10 min; lb/100 ft ² (Pa)	-	8 (3.8)	9 (4.3)	12 (5.7)	16 (7.7)

Los fluidos de perforación de emulsión invertida de la presente invención también se prepararon y probaron en laboratorio con otras bases comercialmente disponibles de emulsión invertida de aceites minerales, particularmente la base de aceite mineral EDC 99-DW, disponible de Total en Paris, Francia, base de aceite mineral ESCAID®-110, disponible de ExxonMobil, en Houston, Texas, y la base de aceite mineral XP-07, disponible de Petrochem Carless en Wynnewood, Oklahoma y en el Reino Unido. Más particularmente, estas muestras tuvieron las formulaciones establecidas en la Tabla 4 a continuación. Cada formulación tuvo un peso de lodos de 9 ppg y una relación aceite:agua de 60:40. Después del rolado en caliente a 250°F (121 °C) por 16 horas, se evaluaron las reologías de las muestras con un reómetro FANN 35 a 120°F (49°C). Los datos de prueba se muestran en la Tabla 4 y estos resultados se grafican en la Figura 4, que muestran que la invención es efectiva con una variedad de bases de fluidos de perforación de emulsión invertida de aceite mineral comercialmente disponibles.

20

Tabla 4

Formulación	9	10	11
Peso del lodo: ppg (kg/m3)	9(1080)	9(1080)	9(1080)
Relación de aceite-agua	60/40	60/40	60/40
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.51 (81)	-	-
Base de aceite ESCAID® 110; bbl(litros)	-	0.502 (79.8)	-
Base de aceite XP-07, bbl(litros)	-	-	0.5 (80)

38

5

10

15

20

Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	9 (4.1)	9 (4.1)	9 (4.1)
Cal; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
Suspensión RHEMOD®L y agente de viscosidad; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)
Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	162.2 (462.8)	161.7 (461.3)	161.1 (459.6)
Material TAU-MOD™; lb(kg)	5 (2.3)	5 (2.3)	5 (2.3)
REV DUST; ppb(kg/m ³)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)
Barita; lb(kg)	27.3 (12.4)	31.8 (14.4)	36.25 (16.44)
Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
Diamina del dímero C36; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
Rolado en caliente °F (°C)	250 (121)	250 (121)	250 (121)
600 rpm	73	87	72
300 rpm	44	54	49
200 rpm	34	42	40
100 rpm	23	28	30
6 rpm	8.0	10.0	13.0
3 rpm	7.0	9.0	12.0
Viscosidad plástica; cP(Pa.s)	29 (0.029)	33 (0.033)	23 (0.023)
Límite de elasticidad; lb/100ft ² (Pa)	15 (7.2)	21 (10.1)	26 (12.4)
Geles 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	8.0 (3.83)	10.0 (4.79)	13.0 (6.22)
Geles 10 min/30 min; lb/100ft ² (Pa)	14 (6.7) / 15 (7.2)	25 (12.0) / 25 (12.0)	20 (9.6) / 21 (10.1)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6.0 (2.87)	8.0 (3.83)	11.0 (5.27)

TAUO; lb/100ft ² (Pa)	6.5 (3.11)	7.82 (3.74)	10.2 (4.88)
E.S. a 120°F (49°C); V	164	145	121
HPHT 250°F (121°C), ml	<1.0	1.8	2.0

5 La Figura 5 compara resultados de las pruebas de
desempeño del fluido de perforación de emulsión invertida
INNOVERT® 12 ppg (1440 kg/m3) (que tiene una relación
aceite:agua de 70:30), con (Formulación 13) y sin diamina del
dímero C36 (Formulación 12), rolado en caliente durante 16
10 horas a 350°F (177 °C). Estos resultados demuestran el
desempeño superior obtenido con la inclusión de un aditivo de
amina hidrofóbica tal como la diamina del dímero C36. La
formulación de las muestras probadas y los resultados de la
prueba se establecen en la Tabla 5 a continuación. Estos
15 resultados indican que con la adición de la diamina del
dímero C36, la PV se incrementó por alrededor de 12.5%
mientras que el YP, LSYP y la resistencia del gel por 10 min
se incrementaron por alrededor de 200% con relación a los
fluidos sin el aditivo.

20

Tabla 5

Formulación	12	13
Peso del lodo: ppg (kg/m3)	12 (1440)	12 (1440)
Relación de aceite-agua	70/30	70/30
Parafina EDC 99 DW®/ aceite mineral; bbl (litros)	0.48 (76.3)	0.48 (76.3)
Emulsionante EZ-MUL® NT; lb(kg)	9 (4.1)	9 (4.1)
Derivado de resina líquida (tall oil) altamente concentrado FACTANT™; lb(kg)	1 (0.5)	1 (0.5)
Cal; lb(kg)	3 (1.4)	3 (1.4)

	Suspensión RHEMODOL y agente de viscosidad; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
	Agente de control de filtración ADAPTA®; lb(kg)	3(1.4)	3(1.4)
5	Salmuera de CaCl ₂ al 20%; lb/bbl (kg/m ³)	110.9 (50.30)	110.9 (50.30)
	Material TAU-MOD™; lb(kg)	5 (2.3)	5 (2.3)
	REV DUST; lb(kg)	20(9.1)	20(9.1)
	Barita; lb(kg)	159.2(72.21)	159.2 (72.21)
	Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; lb(kg)	50 (22.7)	50 (22.7)
10	Diamina del dímero C36; lb(kg)	Nulo	2 (0.9)
	Temperatura de Rolado en caliente °F(°C) 16 horas	350(177)	350(177)
	600 rpm	71	92
	300 rpm	39	56
	200 rpm	28	43
15	100 rpm	18	29
	6 rpm	5	11
	3 rpm	4	10
	Viscosidad plástica; cP(Pa.s)	32 (0.032)	36 (0.036)
	Límite de elasticidad; lb/100ft ² (Pa)	7 (3.4)	20 (9.6)
	Geles 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	13 (6.2)
20	Geles 10 min/30 min; lb/100ft ² (Pa)	9(4.3) / 12(5.7)	25(12.0) / 27(12.9)
	LSYP; lb/100ft ² (Pa)	3(1.4)	9(4.3)
	TAUO; lb/100ft ² (Pa)	4.06(1.94)	9.21(4.41)
	E.S. a 120°F (49°C); V	199	292
	HPHT 250°F (121°C), ml	3.2	2.4

La Figura 6 proporciona una gráfica que muestra la curva de forma "L" característica favorable del "gel frágil" obtenida en la prueba del fluido formulado con emulsión invertida INNOVERT® 9 ppg (1080 kg/m³) con diamina del dímero C36. Esta Figura muestra que incluso a bajo peso de

lodo fluido de perforación con un aditivo de amina hidrofóbica de la presente invención demuestra el comportamiento de "gel frágil" con relación al fluido sin el aditivo de amina hidrofóbica.

5 Las Figuras 7a y 7b proporcionan gráficas que muestran el comportamiento de "gel frágil" del ejemplo de fluidos de perforación libres de arcilla de la invención que tienen pesos de lodo de 16 y 18 ppg (1920 y 2160 kg/m³), respectivamente. Estas gráficas muestran que incluso a un
10 peso alto de lodos y temperaturas superiores de rolado en caliente, un fluido de perforación de emulsión invertida libre de arcilla con el aditivo de amina hidrofóbica de la presente invención demuestra un comportamiento de "gel frágil". La Tabla 6 también muestra otra ventaja de la
15 invención— que las pérdidas de fluido HPHT de fluidos de perforación con alto peso de lodos con un aditivo de amina hidrofóbica de la invención son menores que las de fluidos de perforación de otra manera comparables sin el aditivo de amina hidrofóbica. Además, el filtrado de HPHT de estos
20 fluidos sin el aditivo de amina hidrofóbica mostró una presencia indeseable de una masa sólida.

Las formulaciones para los fluidos de 16 y 18 ppg (1920 y 2160 kg/m³), cuyos resultados de prueba se grafican en las Figuras 7a y 7b, se muestran en la Tabla 6 a continuación, junto con los datos de prueba.

Tabla 6

Número de formulación	14	15	16	17
	Control	Formulación de la	Control	Formulación de la

5

10

15

20

		invención		invención
Peso del lodo: ppg (kg/m ³)	18 (2160)	18 (2160)	18 (2160)	18 (2160)
Relación de aceite-agua	90/10	90/10	80/20	80/20
Aceite básico EDC 99 DW®/; bbl (litros)	0.468 (74.4)	0.468 (74.4)	0.45 (71.5)	0.45 (71.5)
Emulsionante EZ-MUL® NT; ppb (kg/m ³)	14 (40)	14 (40)	14 (40)	14 (40)
FACTANT™; ppb (kg/m ³)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)
Cal; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
Suspensión RHEMODOL y agente de viscosidad; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
Agente de control de filtración ADAPTA®; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	3 (8.6)	3 (8.6)
BDF 366, ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	0 (0)	0 (0)
Salmuera de CaCl ₂ ; bbl (litros)	0.066 (10.49)	0.066 (10.49)	0.139 (22.10)	0.139 (22.10)
REV DUST; ppb (kg/m ³)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)
Carbonato de calcio tamizado 5; BARACARB®; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	50 (142)	50 (142)
BAROID; ppb	546.2	546.2	387.4	387.4

5

10

15

20

(kg/m ³)	(1558)	(1558)	(1105)	(1105)
Diamina del dímero C36; ppb (kg/m ³)	-	2 (5.7)	-	2 (5.7)
Temperatura de Rolado en caliente °F(°C) 16 horas	375 (191)	375 (191)	350 (177)	350 (177)
600 rpm	131	126	139	154
300 rpm	71	71	81	91
200 rpm	51	51	60	68
100 rpm	31	31	38	44
6 rpm	8	9	13	16
3 rpm	7	9	12	15
PV; cP (Pa.s)	60 (0.60)	55 (0.055)	58 (0.058)	63 (0.063)
YP; lb/100ft ² (Pa)	11 (5.3)	16 (7.7)	23 (11.0)	28 (13.4)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	15 (7.2)	14 (6.7)
Gel 10 seg; lb/100ft ² (Pa)	10 (4.8)	16 (7.7)	24 (11.5)	22 (10.5)
Gel 10 min; lb/100ft ² (Pa)	18 (8.6)	26 (12.4)	30 (14.4)	31 (14.8)
HTHP ml en 30 min 350 F (177°C) para 16 ppg (1920 kg/m ³)/375F (191°C) para 18 ppg (2160 kg/m ³)	28	12	7.2	3

Las ventajas de los métodos de la invención pueden obtenerse al emplear un fluido de perforación de la invención en operaciones de perforación. Las operaciones de perforación

-ya sea la perforación de un agujero vertical o direccional u horizontal, efectuar un barrido, o correr el revestimiento y cementación- se pueden efectuar como se conoce por aquellos expertos en la técnica con otros fluidos de perforación. Esto

5 es, un fluido de perforación de la invención se prepara u obtiene y circula a través de un pozo de perforación cuando el pozo de perforación se está perforando (o barrido o cementado y con tubería de revestimiento), para facilitar la operación de perforación. El fluido de perforación retira los

10 recortes de perforación a partir del pozo de perforación, enfría y lubrica la barrena de perforación, ayuda a soportar la tubería de perforación y barrena de perforación, y proporciona una cabeza hidrostática para conservar la integridad de las paredes del pozo de perforación y evitar

15 los reventones del pozo. La formulación específica del fluido de perforación de acuerdo con la presente invención se optimiza para la operación de perforación particular y para las características y condiciones particulares de la formación subterránea (tales como temperaturas). Por ejemplo,

20 el fluido se carga como sea apropiado para las presiones de la formación y se adelgaza como sea apropiado para las temperaturas de la formación. Los fluidos de la invención permiten un monitoreo en tiempo real y ajuste rápido del fluido para ajustar los cambios en tales condiciones de la formación subterránea. Además, los fluidos de la invención se pueden reciclar durante una operación de perforación tal que los fluidos circulados en un pozo de perforación se puedan recircular en el pozo de perforación después de regresar a la superficie para la remoción de recortes de perforación por

ejemplo. El fluido de perforación de la invención puede incluso seleccionarse para uso en una operación de perforación para reducir la pérdida de lodo de perforación durante la operación de perforación y/o para cumplir con las regulaciones ambientales que gobiernan las operaciones de perforación en una formación subterránea en particular.

La descripción anterior de la invención se pretende que sea una descripción de modalidades preferidas. Se pueden hacer diversos cambios en los detalles de los fluidos y métodos de uso descritos sin alejarse del alcance pretendido de esta invención como se define por las reivindicaciones anexas.

15

20

NOVEDAD DE LA INVENCION

Habiendo descrito la presente invención, se considera como novedad, y por lo tanto se reclama como propiedad lo contenido en las siguientes:

5

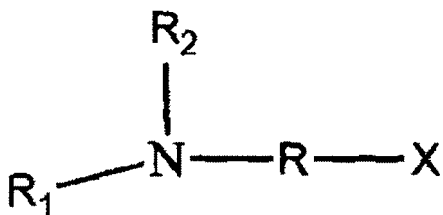
REIVINDICACIONES

1. Un método para perforación en una formación subterránea que comprende proporcionar o usar en la perforación un fluido de perforación de emulsión invertida que tiene una fase continua oleaginoso, una fase discontinua no oleaginoso, y un aditivo de amina hidrofóbica,

caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una características seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante aumentado; una Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos.

2. Un método de conformidad con la reivindicación 1 caracterizado porque el fluido de perforación está libre de arcillas.

3. Un método de conformidad con la reivindicación 1 ó 2 caracterizado porque el aditivo de amina hidrofóbica tiene la siguiente estructura general:



donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo desde
5 alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria caracterizada porque los grupos R1 y R2 pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo,
10 ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionado del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo,
15 amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betaínas, ésteres, ácido carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos,
20 nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolinas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos.

4. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el aditivo de amina hidrofóbica es una diamina de un dímero graso.

5. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque la fase aceitosa comprende: un aceite sintético que comprende un éster u olefina; un aceite diesel; o un aceite mineral seleccionado del grupo que

consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.

6. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación tiene
5 un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³).

7. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación comprende desde alrededor de 0.25 ppb a alrededor de 18 ppb
10 (0.25 a 51.3 kg/m³) del aditivo de amina hidrofóbica.

8. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación tiene una relación aceite:agua en el intervalo de alrededor de 50:50 a alrededor de 95:5.

15 9. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque la solución acuosa contiene un material que disminuye la actividad del agua seleccionado del grupo que consiste de: azúcar; glicerol; sales seleccionadas del grupo que consiste de cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, y formiato; y
20 combinaciones de los mismos.

10. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, tiene una menor pérdida de fluidos a HPHT.

11. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, bajo

condiciones de HPHT, tiene YP, LSYF y Resistencia del Gel mejoradas pero una PV similar o inferior, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica.

5 12. Un método de conformidad con cualquier reivindicación anterior, caracterizado porque el fluido de emulsión invertida comprende al menos un aditivo del grupo que consiste de: agentes de ponderación, sólidos inertes, agentes para control de pérdida de fluidos, emulsionantes, 10 sales, auxiliares de dispersión, inhibidores de corrosión, adelgazadores de la emulsión, espesantes de emulsión, agentes de viscosidad, agentes de control de emulsionante-filtración a HPHT, y cualquier combinación de los mismos.

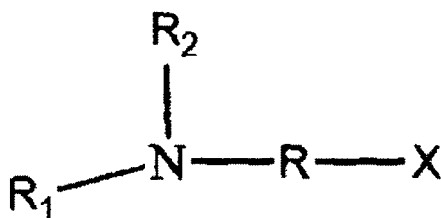
13. Un método de conformidad con cualquier 15 reivindicación anterior, caracterizado además porque comprende perforación, correr la tubería de revestimiento y/o cementación de un pozo de perforación en la formación subterránea.

14. Un fluido de perforación de emulsión invertida que 20 tiene un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 ppg a alrededor de 18 ppg (1080 a 2160 kg/m³), que comprende:

una base de aceite natural o sintético;

una solución acuosa; y

un modificador de reología que comprende una amina hidrofóbica que tiene la siguiente estructura general:



donde R es un grupo hidrofóbico o parcialmente hidrofóbico con átomos de carbono en el intervalo en número desde alrededor de 16 a alrededor de 54, de cadena lineal o ramificada, y alifático, cicloalifático o aril alifático; N es una amina primaria, secundaria o terciaria en donde los grupos R1 y R2 pueden ser iguales o diferentes y se seleccionan del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos; y X comprende un grupo hidrofílico seleccionado del grupo que consiste de aminas primarias, secundarias y terciarias con sustituyentes seleccionados del grupo que consiste de hidrógeno, alquilo, ciano alquilo, amino alquilo, amino arilo, hidroxilo alquilo, y derivados de los mismos, o X comprende un grupo seleccionado del grupo que consiste de amidas, óxidos de aminas, betaínas, ésteres, ácidos carboxílicos, éteres, grupos hidroxilo, fosfatos, fosfonatos, pirrolidonas, grupos haloformilo, nitratos, nitritos, sulfatos, sulfonatos, imidazolinas, piridinas, azúcares, combinaciones de los mismos, y derivados de los mismos, en donde la emulsión invertida tiene una relación aceite:agua de al menos alrededor de 50:50 y se formula sin la adición de sólidos inertes;

caracterizado porque el fluido de perforación con el aditivo de amina hidrofóbica, cuando se compara con el fluido de perforación sin el aditivo de amina hidrofóbica, restringe el incremento en la viscosidad plástica hasta 60% o menos y tiene una característica seleccionada del grupo que consiste de: un límite de elasticidad aumentado; un límite de elasticidad de bajo esfuerzo cortante aumentado; una

Resistencia del Gel aumentada; y cualquier combinación de los mismos.

15. Un fluido de perforación de emulsión invertida de conformidad con la reivindicación 14 caracterizado porque la amina hidrofóbica es una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



16. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14 o 15, caracterizado porque el aceite básico comprende: un aceite sintético que comprende un éster u olefina; un aceite diesel; o un aceite mineral seleccionado del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y cualquier mezcla de los mismos.

17. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14, 15 o 16, caracterizado porque la solución acuosa contiene un material que disminuye la actividad del agua seleccionado del grupo que consiste de: azúcar; glicerol; sales seleccionadas del grupo que consiste de cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, y formiato; y cualquier combinación de los mismos.

18. Un fluido de perforación de conformidad con la reivindicación 14, 15, 16 o 17 caracterizado porque comprende alrededor de 1 ppb (2.9 kg/m³) a alrededor de 6 ppb (17.1 kg/m³) del modificador de reología.

19. Un método de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque la formación subterránea es una formación subterránea de alta temperatura, el fluido de perforación de emulsión invertida tiene un peso de lodos en el intervalo de alrededor de 9 ppg (1080 kg/m³) hasta alrededor de 18 ppg (2160 kg/m³), la fase aceitosa continua y la fase no aceitosa discontinua están presentes en una relación aceite:agua en el intervalo de alrededor de 50:50 a alrededor de 95:5, y el aditivo de amina hidrofóbica comprende una diamina del dímero graso C36 que tiene la siguiente estructura molecular:



20. Un método de conformidad con la reivindicación 19 caracterizado porque el fluido de perforación tiene una fase aceitosa seleccionada del grupo de aceites que consisten de: aceites diesel; aceites de éster; olefinas; y aceite minerales seleccionados del grupo que consiste de n-parafinas, iso-parafinas, alcanos cíclicos, alcanos ramificados, y mezclas de los mismos.

RESUMEN DE LA INVENCION

Un fluido de perforación de emulsión invertida, y un método de perforación con tal fluido, que tiene reología mejorada a pesos bajos de lodos y altas temperaturas. La reología mejorada se efectúa con la adición de aminos hidrofóbicas, lo más preferiblemente diaminas de dímeros.

10

15

20

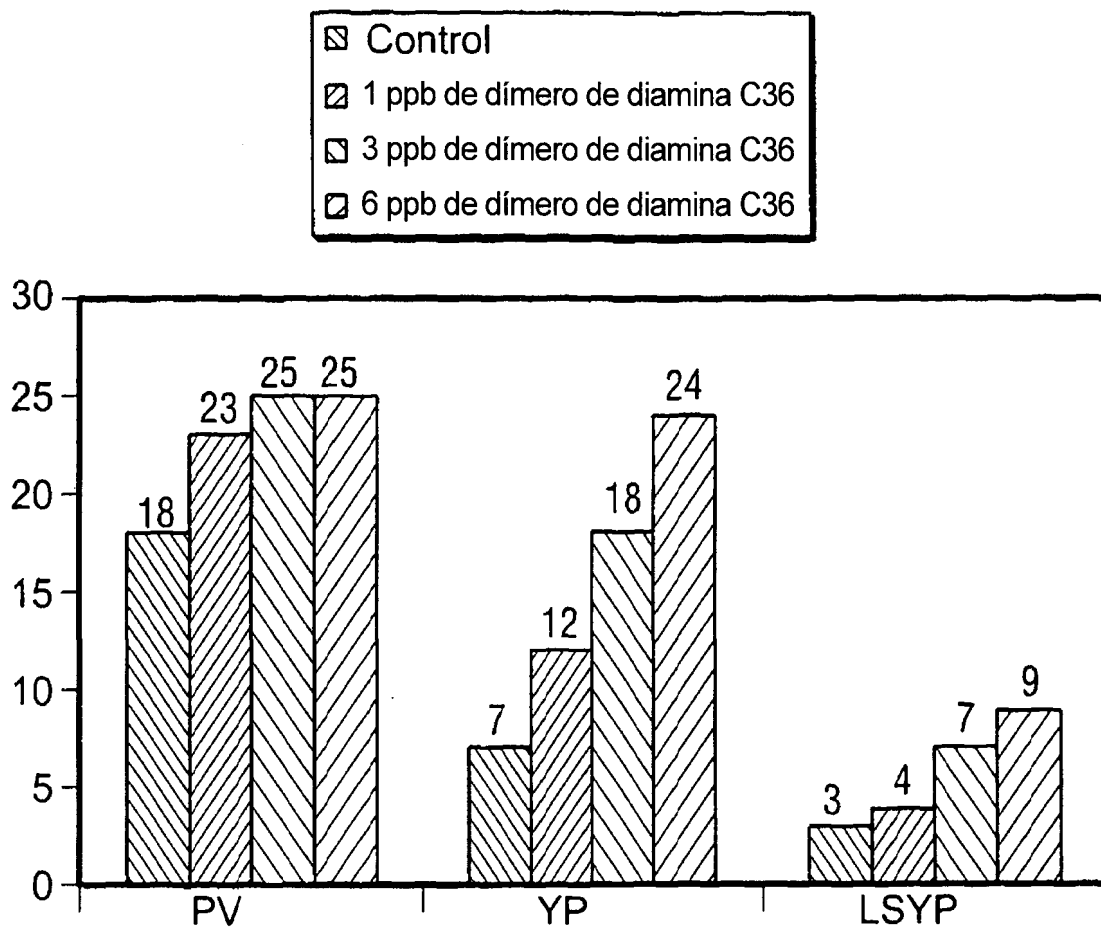


FIG. 1

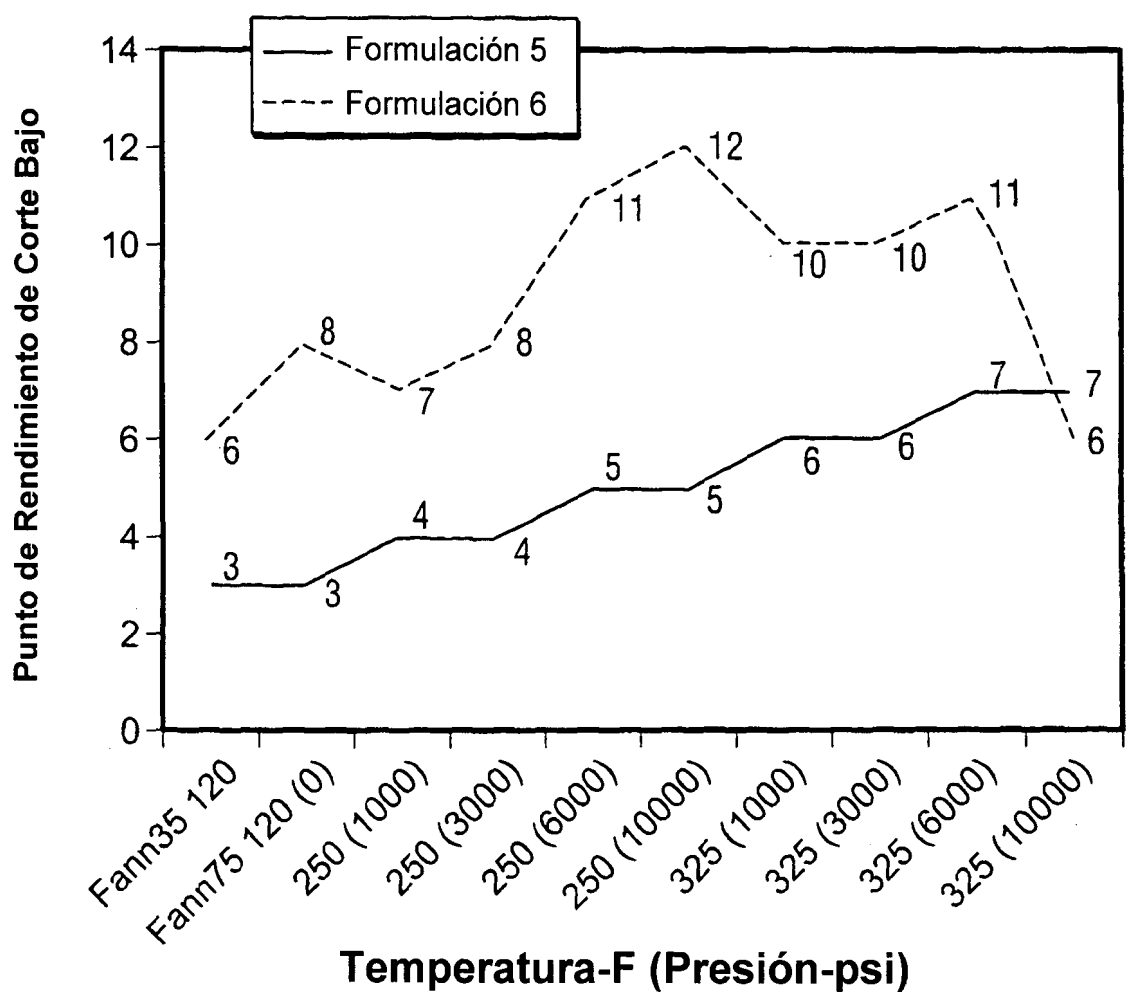


FIG. 2A

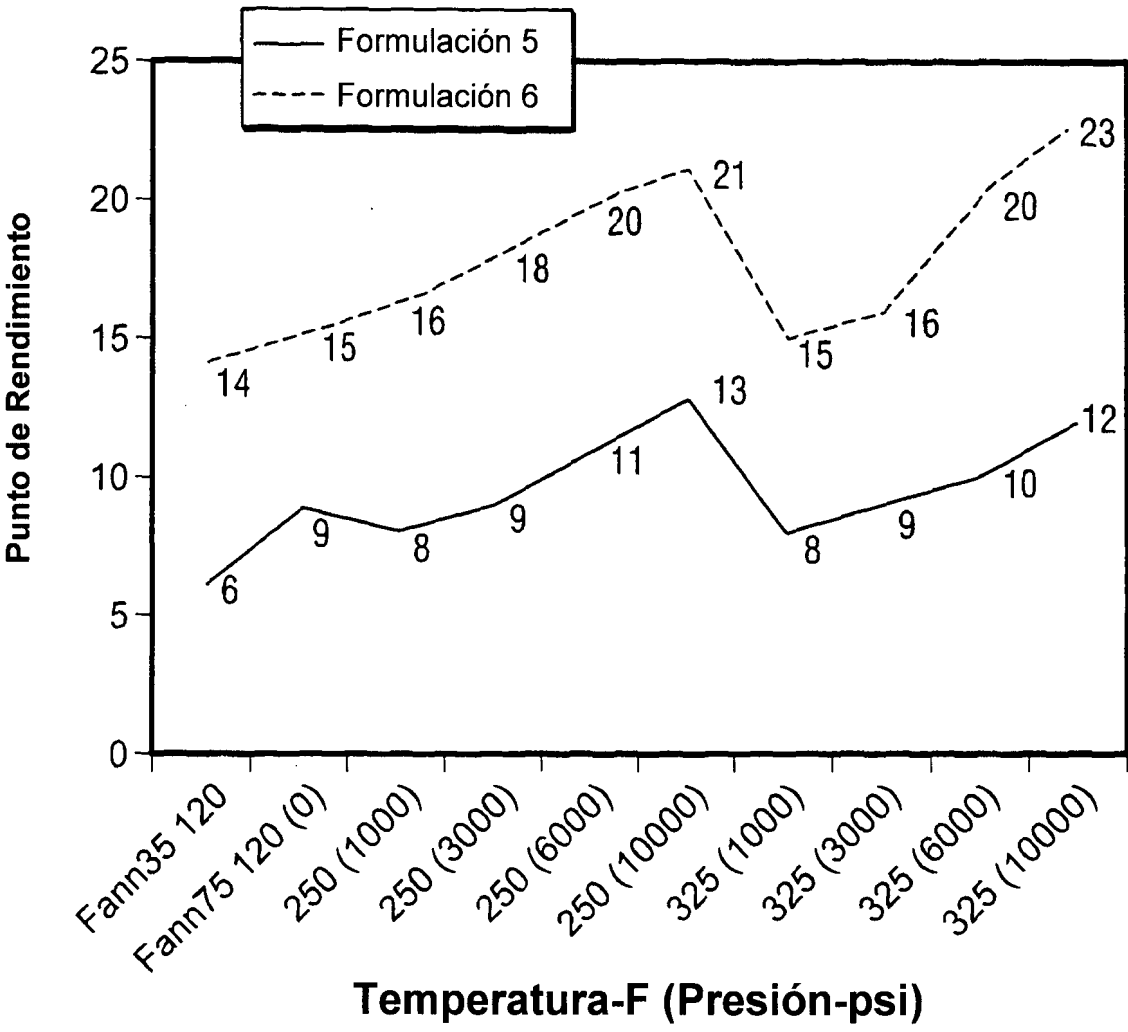


FIG. 2B

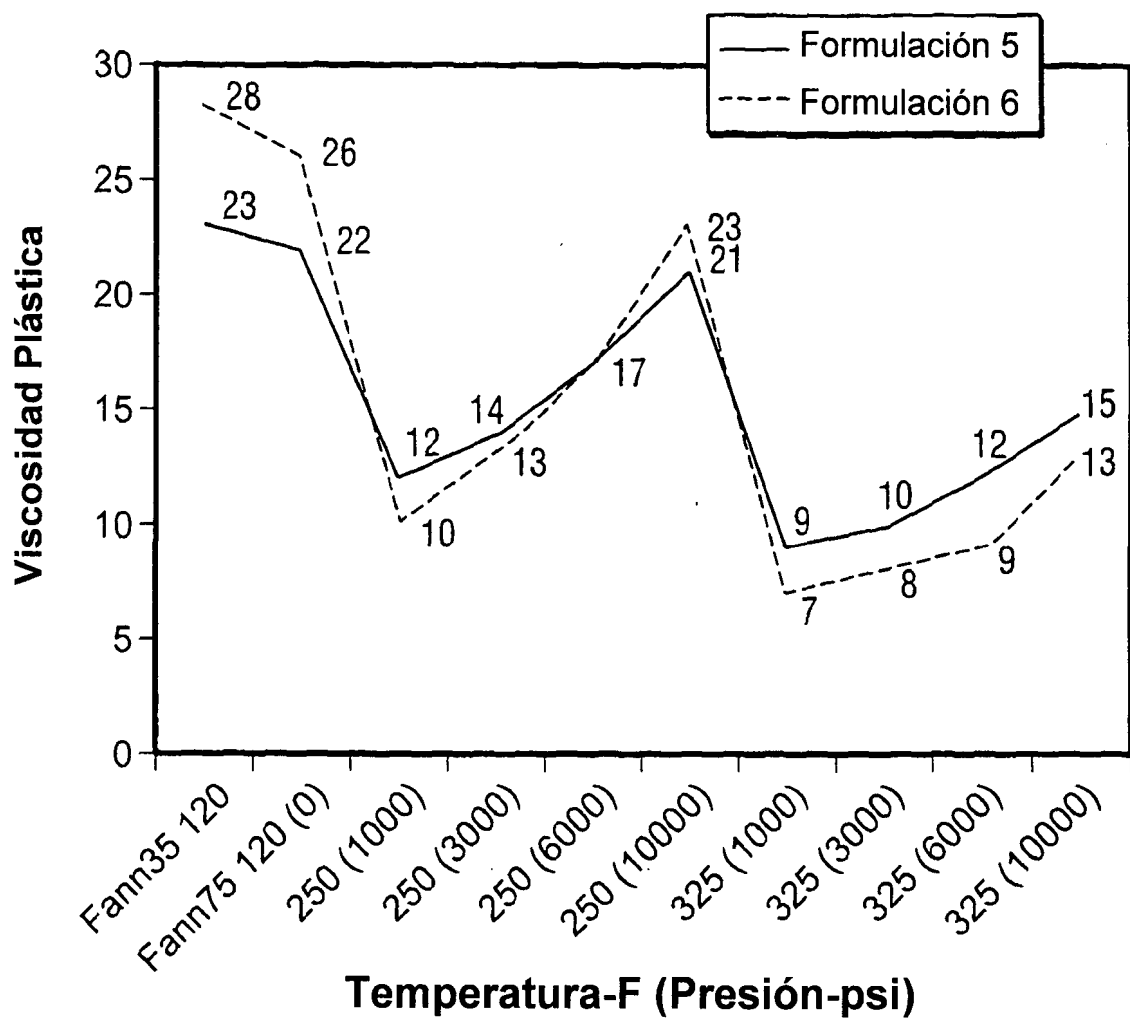


FIG. 2C

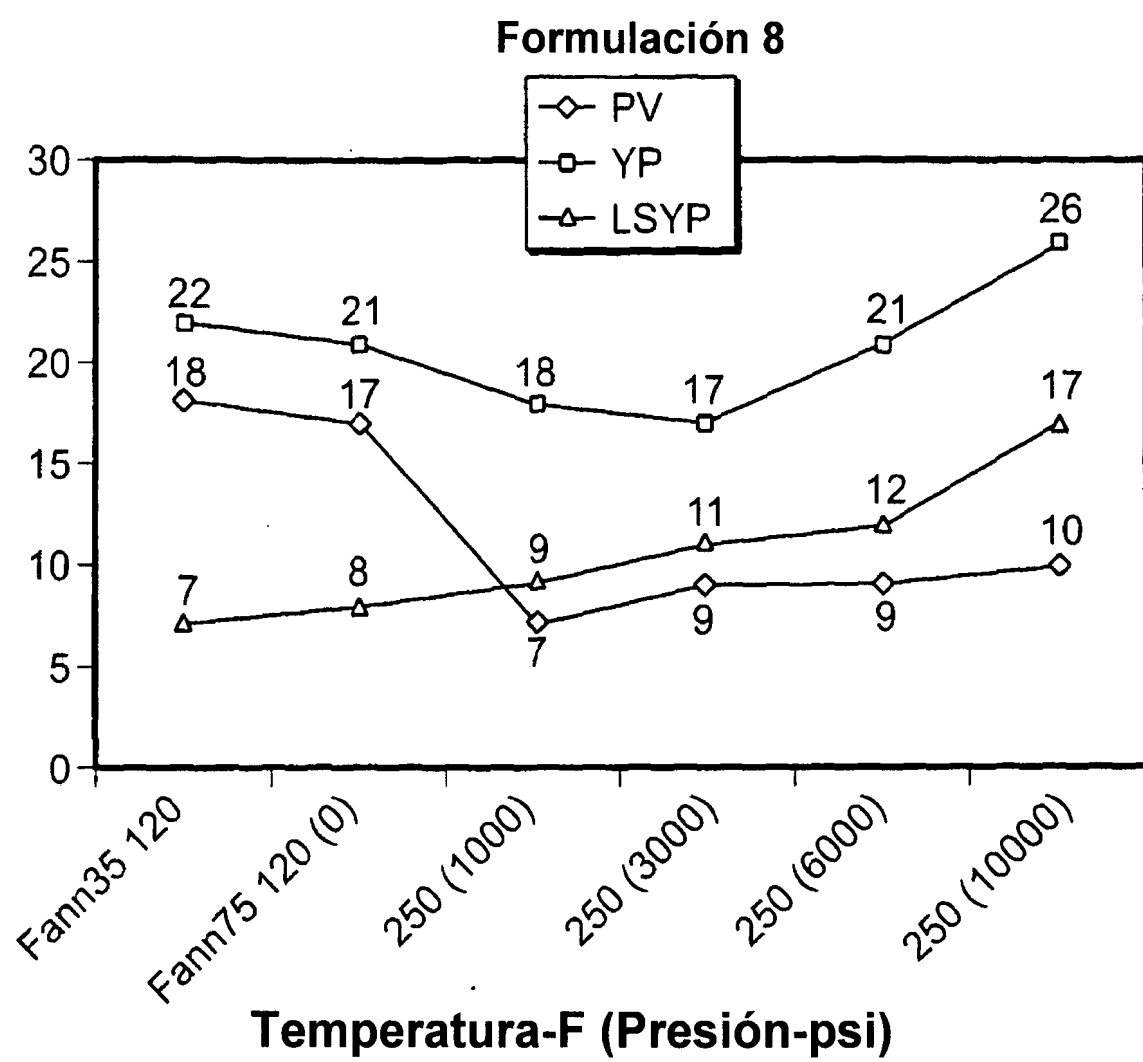


FIG. 3

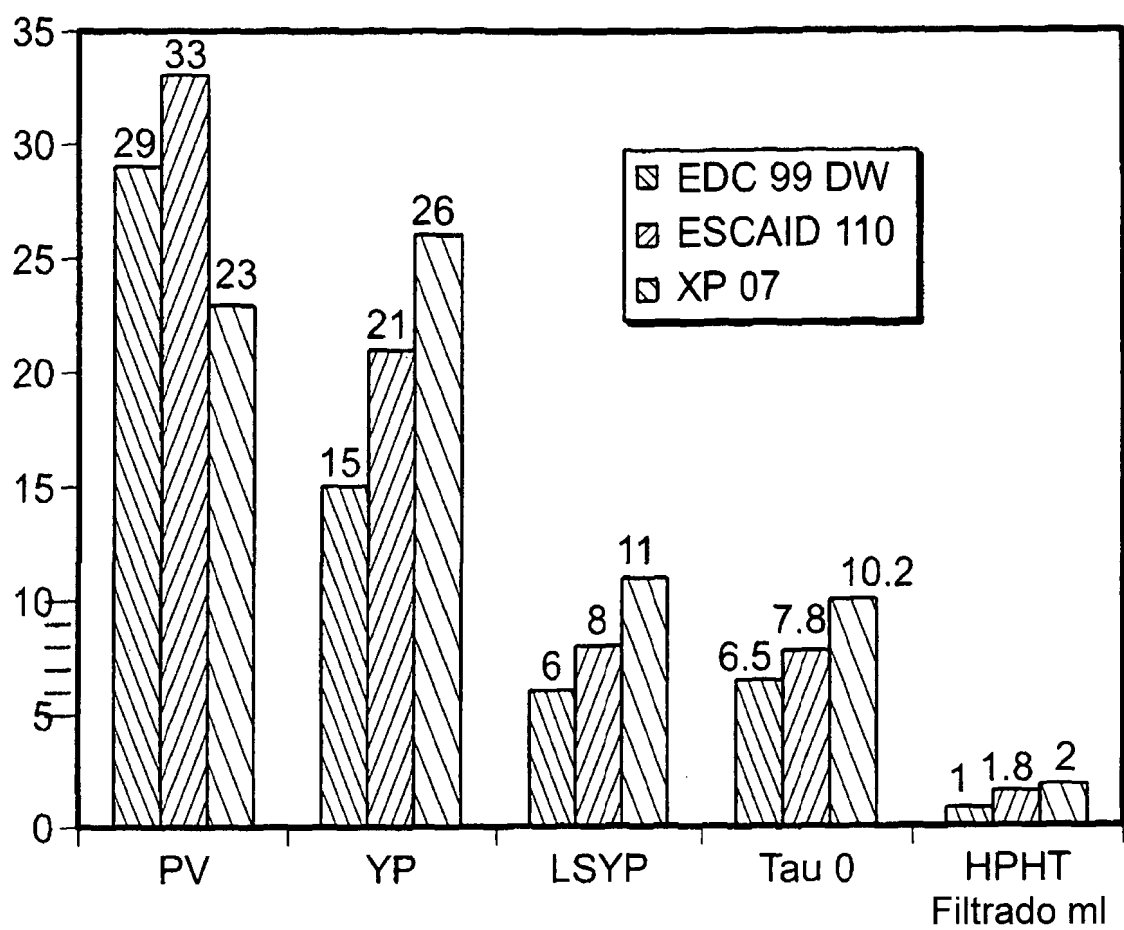


FIG. 4

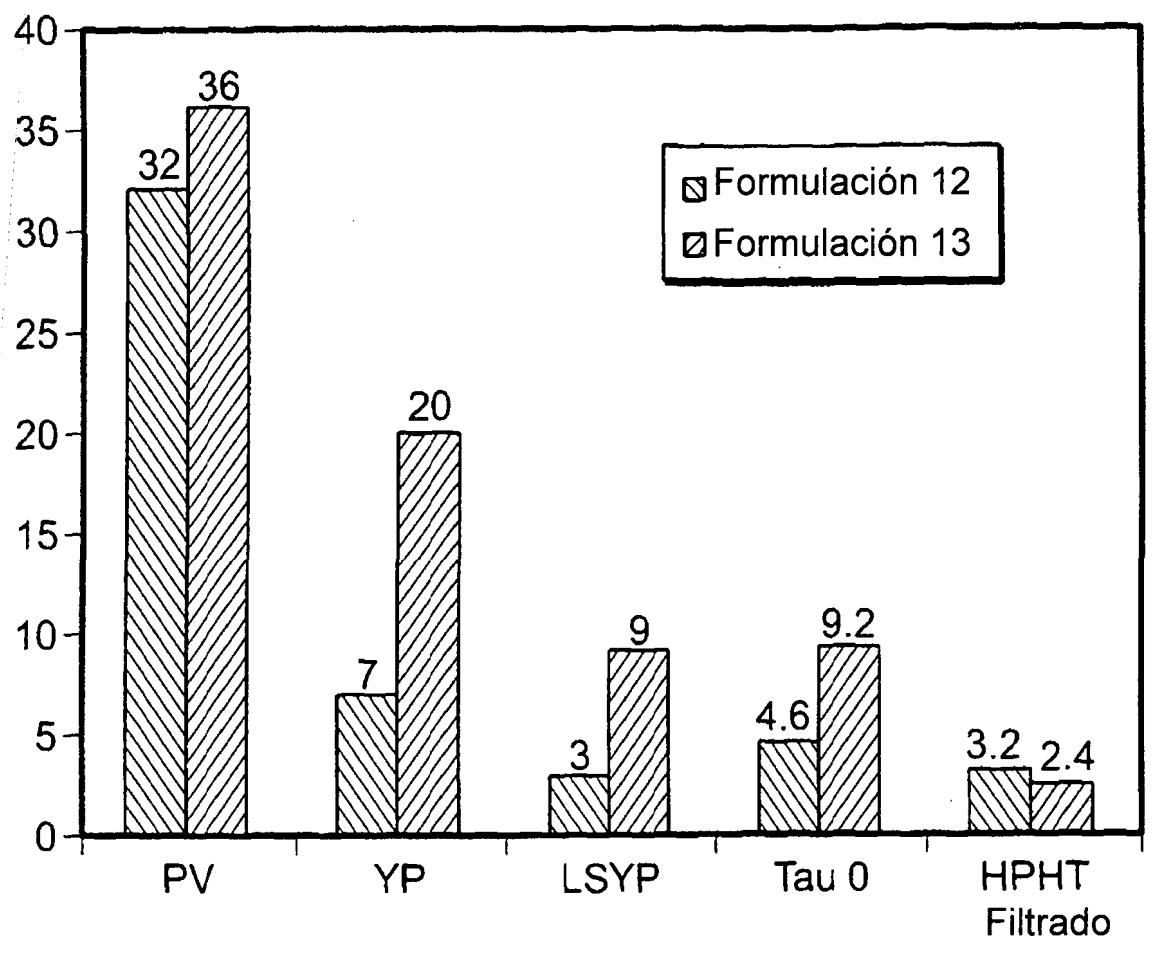


FIG. 5

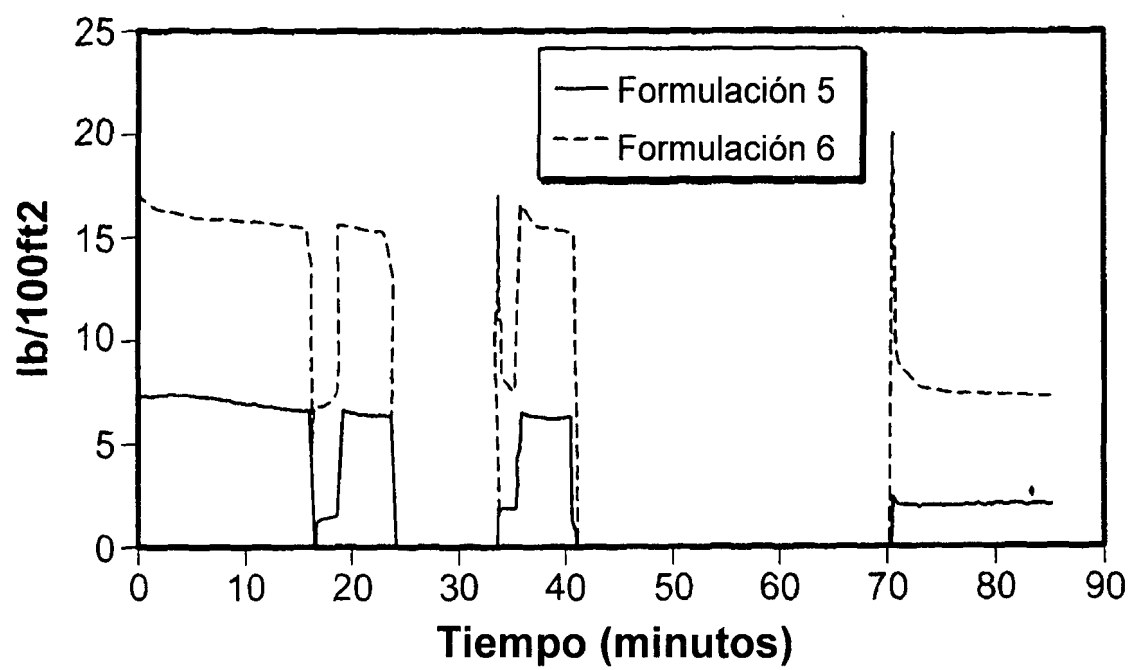


FIG. 6

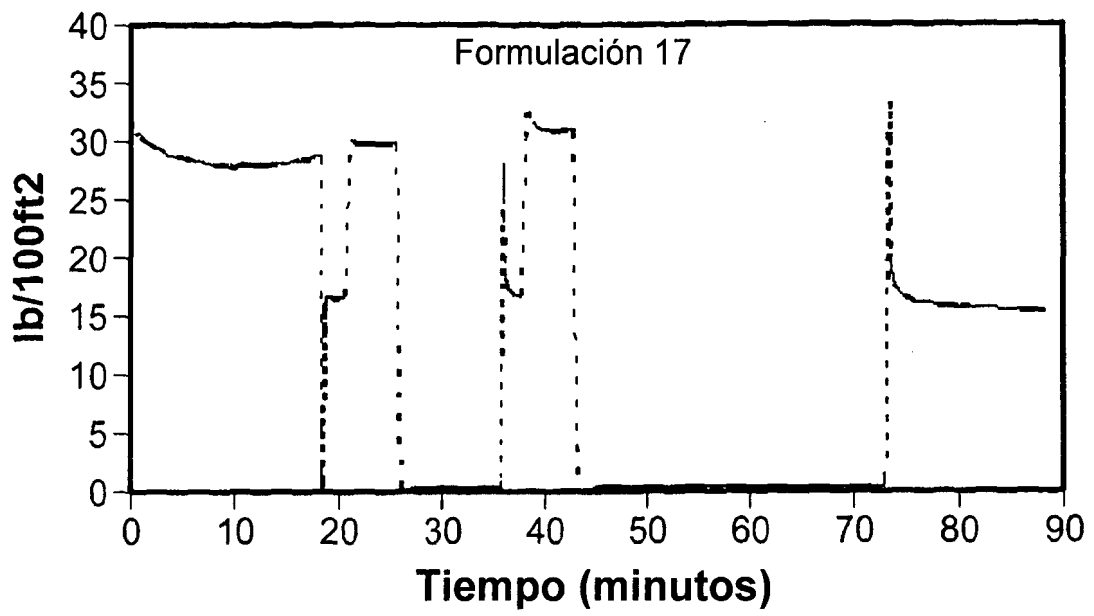


FIG. 7A

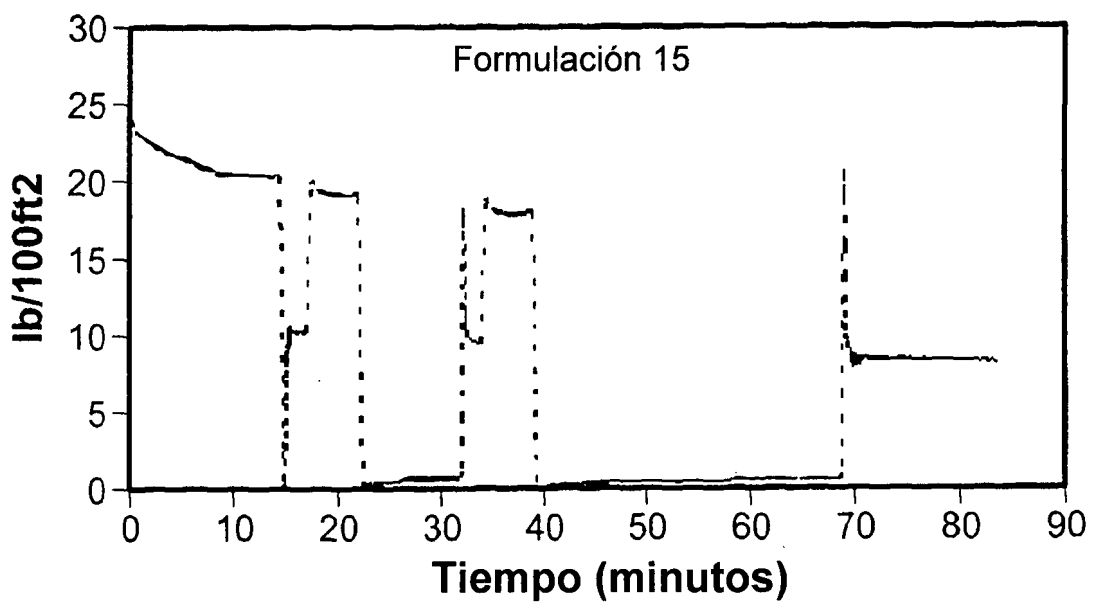


FIG. 7B

**INVERT DRILLING FLUIDS HAVING ENHANCED RHEOLOGY AND
METHODS OF DRILLING BOREHOLES**

5

BACKGROUND OF THE INVENTION

1. Field of the Invention

[0001] The present invention relates to compositions and methods for drilling, cementing and casing boreholes in subterranean formations, particularly hydrocarbon bearing formations. More particularly, the present invention relates to methods for
10 improving the rheology of invert emulsion drilling fluids, particularly at high temperatures, and to compositions for low mud weight, invert emulsion drilling fluids, with good stability and high performance properties.

2. Description of Relevant Art

[0002] A drilling fluid or mud is a specially designed fluid that is circulated through a
15 wellbore as the wellbore is being drilled to facilitate the drilling operation. The various functions of a drilling fluid include removing drill cuttings from the wellbore, cooling and lubricating the drill bit, aiding in support of the drill pipe and drill bit, and providing a hydrostatic head to maintain the integrity of the wellbore walls and prevent well blowouts.

[0003] An important property of the drilling fluid is its rheology, and specific
20 rheological parameters are intended for drilling and circulating the fluid through the well bore. The fluid should be sufficiently viscous to suspend barite and drilled cuttings and to carry the cuttings to the well surface. However, the fluid should not be so viscous as to interfere with the drilling operation.

[0004] Specific drilling fluid systems are selected to optimize a drilling operation in
25 accordance with the characteristics of a particular geological formation. Oil based muds are normally used to drill swelling or sloughing shales, salt, gypsum, anhydrite and other evaporate formations, hydrogen sulfide-containing formations, and hot (greater than about 300 degrees Fahrenheit ("° F") (149° C) holes, but may be used in other holes penetrating a subterranean formation as well.

30 [0005] An oil-based invert emulsion-based drilling fluid may commonly comprise between about 50:50 to about 95:5 by volume oil phase to water phase. Such oil-based muds used in drilling typically comprise: a base oil comprising the external phase of an

invert emulsion; a saline, aqueous solution (typically a solution comprising about 30% calcium chloride) comprising the internal phase of the invert emulsion; emulsifiers at the interface of the internal and external phases; and other agents or additives for suspension, weight or density, oil-wetting, fluid loss or filtration control, and rheology control. In the past, such additives commonly included organophilic clays and organophilic lignites. See H.C.H. Darley and George R. Gray, Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids 66-67, 561-562 (5th ed. 1988). However, recent technology as described for example in U.S. Patent Nos. 7,462,580 and 7,488,704 to Kirsner, et al., introduced "clay-free" invert emulsion-based drilling fluids, which offer significant advantages over drilling fluids containing organophilic clays.

[0006] As used herein and for the purposes of the present invention, the term "clay-free" (or "clayless") means a drilling fluid made without addition of any organophilic clays or organophilic lignites to the drilling fluid composition. During drilling, such "clay-free" drilling fluids may acquire clays and/or lignites from the formation or from mixing with recycled fluids containing clays and/or lignites. However, such contamination of "clay-free" drilling fluids is preferably avoided and organophilic clays and organophilic lignites should not be deliberately added to "clay-free" drilling fluids during drilling. However, the drilling fluids of the present invention may tolerate contamination from small amounts of clay, without loss or reduction of the advantages of the present invention. In particular, the drilling fluids may comprise clay in the range of from above 0 to 3 ppb, preferably from above 0 to 2 ppb, or preferably from above 0 to 1 ppb, without adverse effect to the present invention

[0007] Invert emulsion-based muds or drilling fluids (also called invert drilling muds or invert muds or fluids) comprise a key segment of the drilling fluids industry, and "clay-free" invert emulsion-based muds, particularly those capable of "fragile gel" behavior as described in U.S. Patent Nos. 7,462,580 and 7,488,704 to Kirsner, et al., are becoming increasingly popular.

[0008] Clay-free invert emulsion drilling fluids, like INNOVERT® drilling fluid available from Halliburton Energy Services, Inc., in Duncan, Oklahoma and Houston, Texas, for example, have been shown to yield high performance in drilling, with "fragile gel" strengths and rheology leading to lower equivalent circulating density (ECDs) and improved rate of penetration ROP.

[0009] A limiting factor in drilling a particular portion of a well is the mud weight (density of the drilling fluid) that can be used. If too high a mud weight is used, fractures are created in lost-circulation zones with resulting loss of drilling fluid and other operating problems. If too low a mud weight is used, formation fluids can encroach into the well, 5 borehole collapse may occur due to insufficient hydrostatic support, and in extreme cases safety can be compromised due to the possibility of a well blowout. Many times, wells are drilled through weak or lost-circulation-prone zones prior to reaching a potential producing zone, requiring use of a low mud weight and installation of sequential casing strings to protect weaker zones above the potential producing zone. A particularly critical drilling 10 scenario is one that combines deepwater and shallow overburden, as is typical of ultra deepwater fields in Brazil. This scenario is characterized by high pore fluid pressure, low effective stresses, low fracturing gradients and narrow mud weight windows.

[0010] Commercially available clay-free invert emulsion drilling fluids may have less than preferred rheology at low mud weights, that is, mud weights ranging from about 9 ppg 15 (1080 kg/m³) to about 12 ppg (1440 kg/m³), with temperatures up to about 375°F (191°C) or higher. Addition of inert solids may improve the rheology, but result in a decreased rate of penetration during drilling and loss of or decline in other benefits seen with a clay free system. Such inert solids include for example, fine sized calcium carbonate, and the term as used herein is not meant to be understood to include or refer to drill cuttings. Low mud 20 weight or reduced density clay-free oil based invert emulsion drilling fluids also may show a decline in the desired "fragile gel" strength characteristic of clay-free invert emulsion drilling fluids. "Fragile gel" strength generally refers to the ability of the drilling fluid to both suspend drill cuttings at rest and show a lack of a pressure spike upon resumption of drilling.

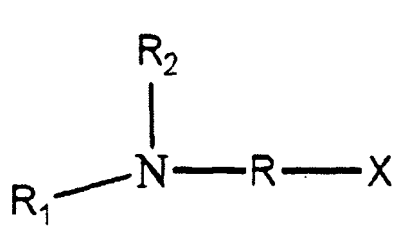
25 [0011] Increasingly invert emulsion-based drilling fluids are being subjected to ever greater performance and cost demands as well as environmental restrictions. Consequently, there is a continuing need and industry-wide interest in new drilling fluids that provide improved performance while still affording environmental and economical acceptance.

SUMMARY OF THE INVENTION

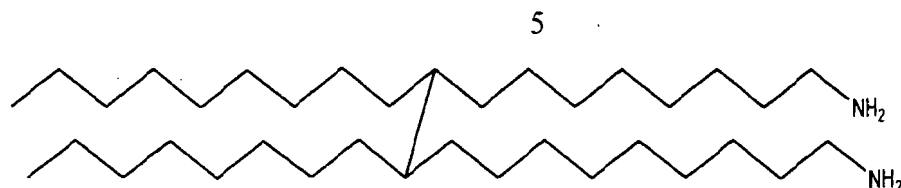
30 [0012] The present invention provides oil-based invert emulsion drilling fluids with improved rheology without the addition of inert solids, and at temperatures ranging from about 100°F (38 °C) to about 375°F (191 °C) or higher. The present invention also provides

improved methods of drilling wellbores in subterranean formations employing oil-based invert emulsion muds or drilling fluids having low mud weight. As used herein, the term “drilling” or “drilling wellbores” shall be understood in the broader sense of drilling operations, which include running casing and cementing as well as drilling, unless
5 specifically indicated otherwise.

[0013] The invert emulsion drilling fluid of the present invention, or used in methods of the present invention, comprises an oil:water ratio preferably in the range of 50:50 to 95:5 and preferably employs a natural oil, such as for example without limitation diesel oil or mineral oil, or a synthetic base, as the oil phase and water comprising calcium chloride as
10 the aqueous phase. The rheology modifier or additive for rheology stability is a hydrophobic amine additive, having the following general structure:



where R represents a hydrophobic or partially hydrophobic group with carbon atoms from 16 – 54 which can be straight chained or branched and can be aliphatic, cycloaliphatic and
15 aryl aliphatic; N is a primary, secondary or tertiary amine wherein the R1 and R2 groups can be a hydrogen group, alkyl group, cyano alkyl group, amino alkyl group, amino aryl groups, hydroxyl alkyl group or a derivative thereof; X comprises a hydrophilic group such as an amine which can be primary, secondary or tertiary with substituents being a hydrogen group, alkyl group, cyano alkyl group, amino alkyl group, amino aryl group, hydroxyl alkyl group
20 or a derivative thereof; alternatively the X group can be an amide group, amine oxide group, betaine group, ester group, carboxylic acid group, ether group, hydroxyl group, phosphate group, phosphonate group, pyrrolidone group, haloformyl group, nitrate group, nitrite group, sulfate group, sulfonate group, imidazoline group, pyridine group, sugar group, or a combination or derivative thereof. Most preferably, the hydrophobic amine used in the
25 present invention is a C36 fatty dimer diamine having the following molecular structure:



A preferred commercially available C36 dimer diamine contains C18 fatty monoamine and C54 fatty trimer triamine which are obtained during the commercial production of the dimer diamine. Generally, quantities of such hydrophobic amine ranging from about 1 ppb (2.9 kg/m³) to about 6 ppb (17 kg/m³) are preferred and are effective even when the mud weight is low, that is, is in the range of about 9 (1080 kg/m³) to about 12 ppg (1440 kg/m³).

[0014] Addition of the hydrophobic amine additive to the drilling fluid increases the Low Shear Yield Point (LSYP), Yield Point (YP), and the 10 minute Gel Strength but limits the increase in the Plastic Viscosity (PV) to about 60% or less, relative to the drilling fluid not having the hydrophobic amine additive, when measured at 120°F (49 °C). At High Pressure High Temperature (HPHT) conditions, the invert emulsion drilling fluid of the present invention comprising the hydrophobic amine additive has increased LSYP, YP, and 10 minute Gel Strength but similar or lower PV, relative to the drilling fluid without the hydrophobic amine additive. Such a lower PV seen with the invert emulsion drilling fluid of the invention is believed to help minimize the amount of density increase caused by pumping of the fluid. Invert emulsion drilling fluids of the invention may also demonstrate “fragile gel” behavior when the drilling fluid is “clay-free.”

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0015] Figure 1 is a bar graph comparing the plastic viscosity, yield point and low shear yield point of example 9 ppg (1080 kg/m³) drilling fluid formulations of the invention having various concentrations of a hydrophobic amine rheology modifier, with a formulation without that additive.

[0016] Figure 2a is a graph comparing, at high temperature and pressure, the low shear yield point of an example drilling fluid formulation of the invention having 3 ppb (8.6 kg/m³) hydrophobic amine rheology modifier, with a base or control fluid not containing a hydrophobic amine rheology modifier.

[0017] Figure 2b is a graph comparing, at high temperature and pressure, the yield point of an example drilling fluid formulation of the invention having 3 ppb (8.6 kg/m³)

hydrophobic amine rheology modifier, with a base or control fluid not containing a hydrophobic amine rheology modifier.

[0018] Figure 2c is a graph comparing, at high temperature and pressure, the plastic viscosity of an example drilling fluid of the invention having 3 ppb (8.6 kg/m³) hydrophobic amine rheology modifier, with a base or control fluid not containing a hydrophobic amine rheology modifier.

[0019] Figure 3 is a graph showing the effect of a hydrophobic amine rheology modifier on an example drilling fluid of the invention not containing any inert solids additive.

10 [0020] Figure 4 is bar graph comparing rheological characteristics of example drilling fluids of the invention having different mineral oil bases.

[0021] Figure 5 is a bar graph comparing the rheology of an example 12 ppg (34.3 kg/m³) drilling fluid of the invention with a base or control drilling fluid not having a hydrophobic amine rheology modifier, after hot rolling for 16 hours at 350°F (350 °C).

15 [0022] Figure 6 is a graph showing fragile gel behavior of an example 9 ppg (1080 kg/m³) drilling fluid of the invention compared to the behavior of a 9 ppg (1080 kg/m³) drilling fluid not having a hydrophobic amine rheology modifier.

[0023] Figure 7a is a graph showing fragile gel behavior of an example drilling fluid of the invention having a mud weight of 16 ppg (1920 kg/m³).

20 [0024] Figure 7b is a graph showing fragile gel behavior of an example drilling fluid of the invention having a mud weight of 18 ppg (2160 kg/m³).

DETAILED DESCRIPTION OF PREFERRED EMBODIMENTS

[0025] The present invention provides an oil-based, invert emulsion drilling fluid with improved performance in the field at mud weights in the range of about 9 ppg (1080 kg/m³) to about 18 ppg (2160 kg/m³), and a method of drilling employing that drilling fluid. The oil base may be a natural oil such as for example diesel oil, or a synthetic base such as, for example, ACCOLADE® base comprising esters or ENCORE® base comprising isomerized olefins, both available from Halliburton Energy Services, Inc., in Houston, Texas and Duncan, Oklahoma. A mineral oil may even be successfully used as the oil base in the present invention, even though in the prior art some difficulties have been experienced in obtaining desirable rheological properties with mineral oils under certain conditions such as low mud weights, that is, mud weights ranging from about 9 (1080 kg/m³) to about 12 ppg

(1440 kg/m³), and particularly at high temperatures (greater than 225°F [107°]). Mineral oils particularly suitable for use in the invention are selected from the group consisting of n-paraffins, iso-paraffins, cyclic alkanes, branched alkanes, and mixtures thereof.

[0026] An aqueous solution containing a water activity lowering compound, composition or material, comprises the internal phase of the invert emulsion. Such solution is preferably a saline solution comprising calcium chloride (typically about 25% to about 30%, depending on the subterranean formation water salinity or activity), although other salts or water activity lowering materials such as for example glycerol or sugar known in the art may alternatively or additionally be used. Such other salts may include for example sodium chloride, sodium bromide, calcium bromide and formate salts. Water preferably comprises less than 50%, or as much as about 50%, of the drilling fluid and the oil:water ratio preferably ranges from about 50:50 to about 95:5.

[0027] Drilling fluids of the present invention uniquely include a hydrophobic amine additive as a rheology modifier, as will be discussed further below. Further, the drilling fluids of, or for use in, the present invention, have added to them or mixed with their invert emulsion oil base, other fluids or materials needed to comprise complete drilling fluids. Such other materials optionally may include, for example: additives to reduce or control low temperature rheology or to provide thinning, for example, additives having the trade names COLDTROL®, ATC®, and OMC2™; additives for enhancing viscosity, for example, an additive having the trade name RHEMOD L™ (modified fatty acid); additives for providing temporary increased viscosity for shipping (transport to the well site) and for use in sweeps, for example, an additive having the trade name TEMPERUS™ (modified fatty acid); additives for filtration control, for example, additives having the trade names ADAPTA® and BDF-366; an emulsifier activator, such as, for example, lime; additives for high temperature high pressure control (HTHP) and emulsion stability, for example, an additive having the trade name FACTANT™ (highly concentrated tall oil derivative); and additives for emulsification, for example, an additive having the trade name EZ MUL® NT (polyaminated fatty acid). All of the aforementioned trademarked products are available from Halliburton Energy Services, Inc. in Houston, Texas, and Duncan, Oklahoma, U.S.A.

As with all drilling fluids, the exact formulations of the fluids of the invention vary with the particular requirements of the subterranean formation.

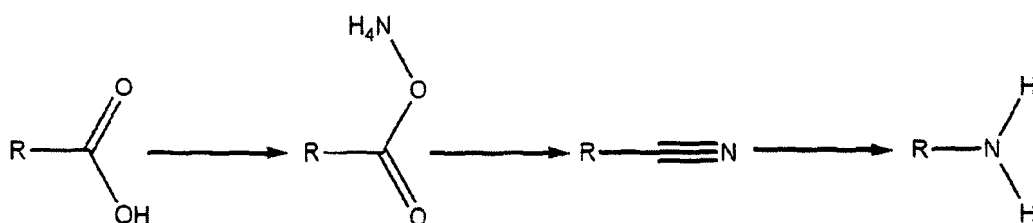
[0028] A preferred commercially available drilling fluid system for use in the invention is the INNOVERT® drilling fluid system, having a paraffin/mineral oil base, available from Baroid, a Halliburton Company, in Houston, Texas and Duncan, Oklahoma. The INNOVERT® drilling fluid system typically comprises the following additives, in addition to the paraffin/mineral oil base and brine, for use as an invert emulsion drilling fluid: RHEMOD™ L modified fatty acid suspension and viscosifying agent, BDF-366™ or ADAPTA™ copolymer for HPHT filtration control, particularly for use at high temperatures, and EZ MUL® NT polyaminated fatty acid emulsifier/oil wetting agent, also particularly for use at high temperatures. Commercially available INNOVERT® drilling fluid systems also typically include TAU-MOD™ amorphous/fibrous material as a viscosifier and suspension agent. However, with the present invention, where the drilling fluid system has uniquely added thereto a hydrophobic amine additive as a rheology modifier, TAU-MOD™ material is optional.

[0029] Invert emulsion drilling fluids of the present invention, comprising the hydrophobic amine additive, maintain acceptable and even preferred rheology measurements at low mud weights and do not experience a decreased rate of penetration (and with clay-free invert emulsion drilling fluids, also do not experience a decline in desired fragile gel strength) when in use in drilling even at high temperatures and pressures. At HPHT conditions, the invert emulsion drilling fluids of the present invention, comprising the hydrophobic amine additive, has increased LSYP, YP, and 10 minute Gel Strength but similar or lower PV relative to the drilling fluid without the hydrophobic amine additive. These advantages of the present invention are believed to be due to the addition of the hydrophobic amine additive to the drilling fluid. The advantages of the present invention are especially appreciated where the drilling fluid does not also contain organophilic clay or lignite.

[0030] Preferred commercially available hydrophobic amines suitable for use in the present invention include without limitation VERSAMINE® 552 hydrogenated fatty C36 dimer diamine, and VERSAMINE® 551 fatty C36 dimer diamine, both available from Cognis Corporation (functional products) of Monheim, Germany and Cincinnati, Ohio. Typically, an amount of such dimer diamine in the range of about 1 pound per barrel (ppb) (2.9 kg/m³) to about 3 ppb (8.6 kg/m³) is sufficient for purposes of the invention. These fatty dimer diamines are prepared commercially from fatty dimer diacids which have been

produced from dimerisation of vegetable oleic acid or tall oil fatty acid by thermal or acid catalyzed methods.

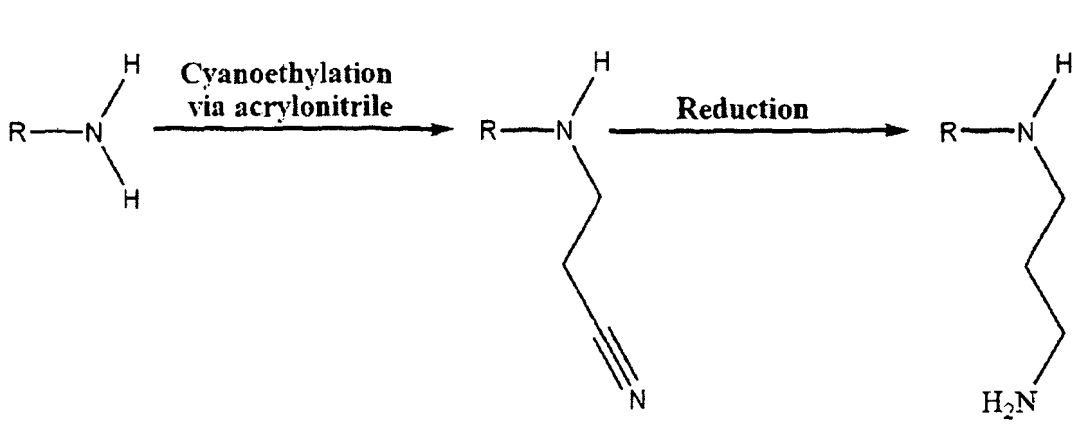
[0031] The dimerisation of C18 tall oil fatty acids produces the material leading to the C36 dimer acids. This material is a mixture of monocyclic dicarboxylic acid, acyclic dicarboxylic acid and bicyclic dicarboxylic acid along with small quantities of trimeric triacids. These diacids are converted into diamines via the reaction scheme given below:



Reaction Scheme I.

10

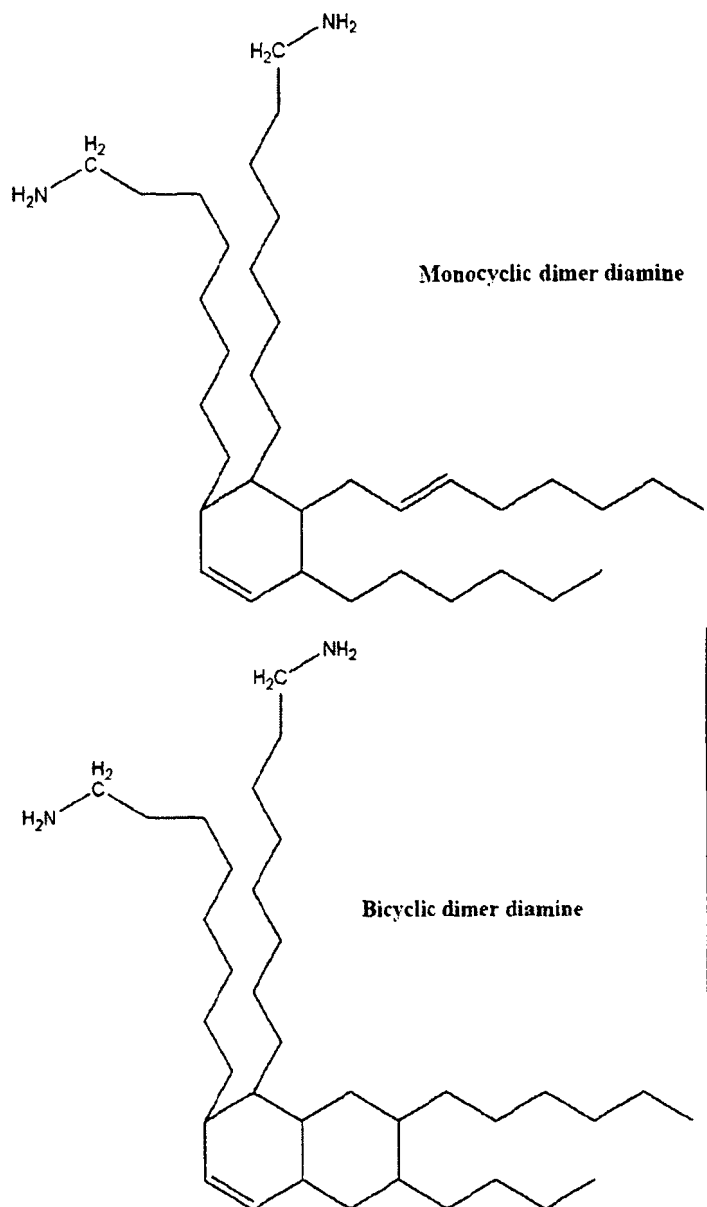
These diamines are further converted into compounds that fall under the scope of hydrophobic amine additives. These diamines are converted into cyanoethyl derivatives via cyanoethylation with acrylonitrile; these cyanoethyl derivatives are further reduced into aminopropyl amines via reduction as shown in the reaction scheme II below, as taught in United States Patent No. 4,250,045, issued February 10, 1981 to Coupland, et al.



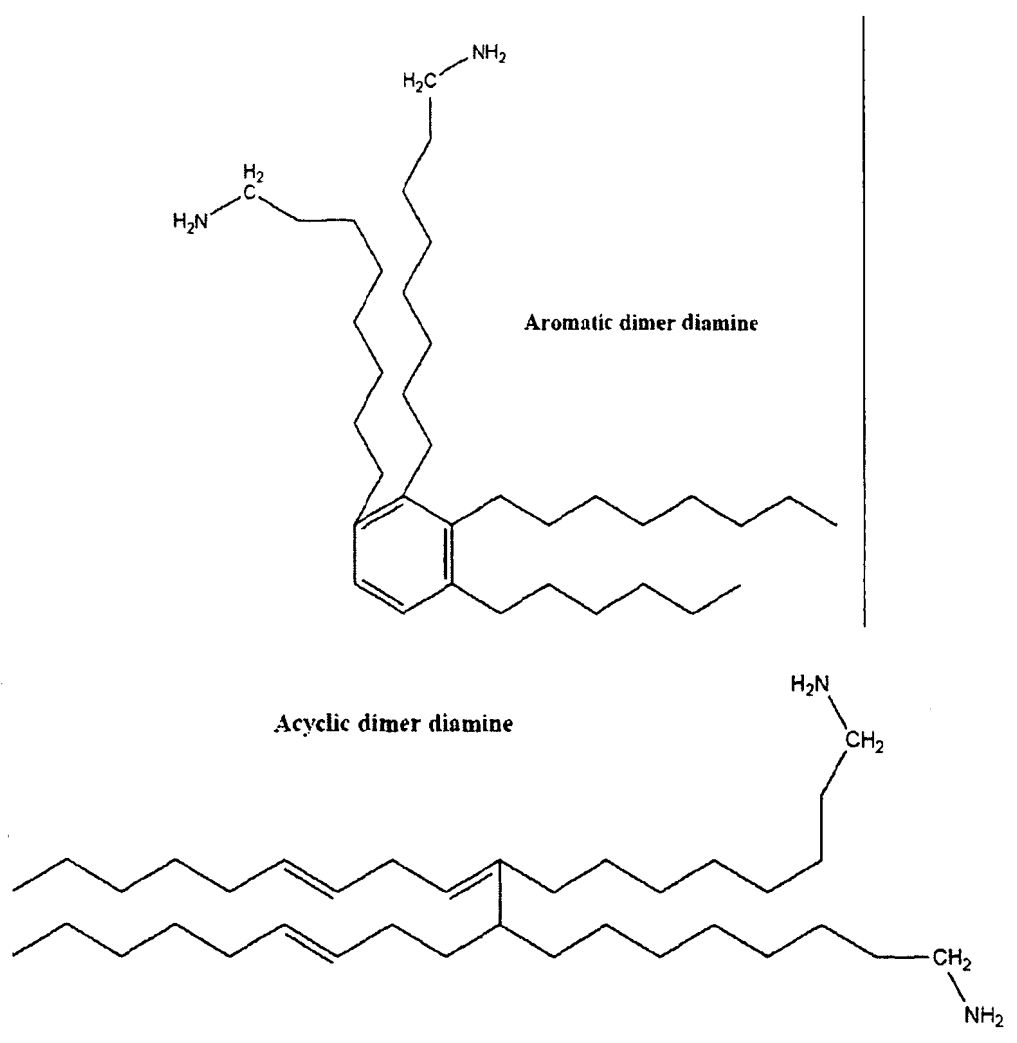
Reaction Scheme II

Dicyanoethylated dimer diamine is available commercially as Kemamine DC 3680 and 3695 and di N-aminopropylated dimer diamine is available commercially as Kemamine DD 3680 and 3695 from Chemtura Corporation USA. Different structures of the dimeric hydrophobic amine additives are given below:

20



11



[0032] Laboratory tests demonstrate the effectiveness of the present invention.

Referring to experiments whose results are graphed in Figure 1, a 9 ppg (1080 kg/m^3)

5 INNOVERT® invert emulsion drilling fluid was prepared using paraffin/mineral oil base in a 60:40 oil to water ratio with calcium chloride brine having a water phase salinity of 200,000 parts per million (ppm). To this, additives were mixed in for a drilling fluid having the components as indicated in Table 1 below:

TABLE 1

Components	Control	Invention Formulations containing C36 dimer diamine		
	1	2	3	4
Mud weight; ppg (kg/m ³)	9 (1080)	9 (1080)	9 (1080)	9 (1080)
Oil water ratio	60/40	60/40	60/40	60/40
EDC 99 DW® paraffin/mineral oil; bbl (liters)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)	0.505 (80.3)
EZ-MUL® NT emulsifier; lb (kg)	8 (3.6)	8 (3.6)	8 (3.6)	8 (3.6)
Lime; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
RHEMOD® L suspension and viscosifying agent; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
ADAPTA® filtration control agent; lb (kg)	1.5 (0.7)	1.5 (0.7)	1.5 (0.7)	1.5 (0.7)
20% CaCl ₂ Brine; lb/bbl (kg/m ³)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)	164.2 (468.5)
TAU-MOD™ material; lb (kg)	5 (2.3)	5 (2.3)	5 (2.3)	5 (2.3)
REV DUST; lb (kg)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)
Barite; lb (kg)	9.9 (4.5)	9.9 (4.5)	9.9 (4.5)	9.9 (4.5)
BARACARB® 5 sized calcium carbonate; lb (kg)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)
C36 dimer diamine; lb (kg)	-	1 (0.5)	3 (1.4)	6 (2.7)
16 hr. hot roll; temp. °F (°C)	250 (121)	250 (121)	250 (121)	250 (121)
Properties				
600 rpm	43	58	68	74
300 rpm	25	35	43	49
200 rpm	19	28	34	38
100 rpm	12	18	23	27
6 rpm	4	6.0	9.0	11.0
3 rpm	3.5	5.0	8.0	10.0
PLASTIC VISCOSITY; cP (Pa.s)	18 (0.018)	23 (0.023)	25 (0.025)	25 (0.025)
YIELD POINT; lb/100ft ² (Pa)	7 (3.4)	12 (5.7)	18 (8.6)	24 (11.5)
GELS 10 sec; lb/100ft ² (Pa)	3.5 (1.68)	6.0 (2.87)	11.0 (5.27)	11.0 (5.27)
GELS 10 min; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	15 (7.2)	20 (9.6)	21 (10.1)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	3 (1.4)	4.0 (1.92)	7.0 (3.35)	9.0 (4.31)
TAUO; lb/100ft ² (Pa)	3.26 (1.56)	4.52 (2.16)	7.18 (3.44)	8.60 (4.12)
E.S. @ 120 °F; V	168	143	150	200
HPHT @ 250 °F, ml	2.0	1.6	1.4	1.2

All trademarked products above and in other tables below are available from Halliburton Energy Services, Inc., in Houston, Texas and Duncan, Oklahoma, except that REV DUST is an artificial drill solid available from Milwhite Inc, in Houston Texas. These compositions set forth in Table 1 were hot rolled at 250°F (121 °C) for 16 hours. The fluids were then
5 further mixed for 5 minutes and evaluated on a FANN 35 rheometer at 120°F (49°C), testing Plastic Viscosity (PV), Yield Point (YP), yield stress (Tau zero) and Low Shear Yield Point (LSYP).

[0033] The Plastic Viscosity (PV), Yield Point (YP), Yield Stress (Tau zero) and Low Shear Yield Point (LSYP) of the invert emulsion drilling fluid were determined on a direct-
10 indicating rheometer, a FANN 35 rheometer, powered by an electric motor. The rheometer consists of two concentric cylinders, the inner cylinder is called a bob, while the outer cylinder is called a rotor sleeve. The drilling fluid sample is placed in a thermostatically controlled cup and the temperature of the fluid is adjusted to 120 (± 2) °F (49°C ± 1.1 °C). The drilling fluid in the thermostatically controlled cup is then placed in the annular space
15 between the two concentric cylinders of the FANN 35. The outer cylinder or rotor sleeve is driven at a constant rotational velocity. The rotation of the rotor sleeve in the fluid produces a torque on the inner cylinder or bob. A torsion spring restrains the movement of the bob, and a dial attached to the bob indicates displacement of the bob. The dial readings are measured at different rotor sleeve speeds of 3, 6, 100, 200, 300 and 600 revolutions per
20 minute (rpm).

[0034] Generally, Yield Point (YP) is defined as the value obtained from the Bingham-Plastic rheological model when extrapolated to a shear rate of zero. It may be calculated using 300 rpm and 600 rpm shear rate readings as noted above on a standard oilfield rheometer, such as a FANN 35 or a FANN 75 rheometer. Similarly, Yield Stress or Tau
25 zero is the stress that must be applied to a material to make it begin to flow (or yield), and may commonly be calculated from rheometer readings measured at rates of 3, 6, 100, 200, 300 and 600 rpm. The extrapolation may be performed by applying a least-squares fit or curve fit to the Herchel-Bulkley rheological model. A more convenient means of estimating the Yield Stress is by calculating the Low-Shear Yield Point (LSYP) by the formula shown
30 below in Equation 2 except with the 6 rpm and 3 rpm readings substituted for the 600-rpm and 300-rpm readings, respectively. Plastic Viscosity (PV) is obtained from the Bingham-Plastic rheological model and represents the viscosity of a fluid when extrapolated to infinite

shear rate. The PV is obtained from the 600 rpm and the 300 rpm readings as given below in Equation 1. A low PV may indicate that a fluid is capable of being used in rapid drilling because, among other things, the fluid has low viscosity upon exiting the drill bit and has an increased flow rate. A high PV may be caused by a viscous base fluid, excess colloidal solids, or both. The PV and YP are calculated by the following set of equations:

$$PV = (600 \text{ rpm reading}) - (300 \text{ rpm reading}) \quad (\text{Equation 1})$$

$$YP = (300 \text{ rpm reading}) - PV \quad (\text{Equation 2})$$

More particularly, each of these tests were conducted in accordance with standard procedures set forth in *Recommended Practice 13B-2, Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids*, Fourth Edition, American Petroleum Institute, March 1, 2005, the contents of which is hereby incorporated herein by reference.

[0035] The results of the tests graphed in Figure 1 demonstrate that 1 to 3 ppb (2.9 to 8.6 kg/m³) of C36 dimer diamine (hydrophobic amine) additive was sufficient to impart adequate low end rheology to the 9 ppg (8.6 kg/m³) INNOVERT® invert emulsion drilling fluid. The results in Table 1 show that the PV increased by 60 % whereas the YP, LSYP and Gel Strength at 10 mins increased by 250, 200 and 300 % respectively with addition of 6 ppb (17.1 kg/m³) of the hydrophobic amine additive (invention formulation 4) relative to the control (formulation 1).

[0036] Samples of 9 ppg (1080 kg/m³) INNOVERT® invert emulsion drilling fluid containing 3 ppb (8.6 kg/m³) C36 dimer diamine were evaluated further with a FANN 75 rheometer using simulated down hole conditions, and particularly testing high temperature and high pressure rheology. The FANN 75 rheometer measures similarly as the FANN 35 rheometer but can measure rheology under high temperature and pressure. The compositions of these samples (formulation samples 6) are set forth in Table 2(a) below and the results of these tests are graphed in Figures 2(a), 2(b) and 2(c). Before testing, the samples were hot rolled at 325°F (162.8 °C). Formulation sample 5 in Table 2(a) was a “control,” the drilling fluid without a dimer diamine (hydrophobic amine) additive. The data for these figures is provided in Table 2(b) (control formulation sample 5) and Table 2(c) (invention formulation sample 6) below. Tables 2(b) and 2(c) show that the addition of the hydrophobic amine additive increased the YP and LSYP of the invert emulsion drilling fluid, but maintained similar or lower PV relative to the control (formulation 5), under High Pressure High Temperature (HPHT) conditions.

TABLE 2(a)--Formulations

Components	Control	Invention Formulation containing C36 dimer diamine
	5	6
Mud Weight; ppg (kg/m ³)	9 (1080)	9 (1080)
Oil water ratio	60/40	60/40
EDC 99 DW® paraffin/mineral oil; bbl (liters)	0.51 (81)	0.51 (81)
EZ-MUL® NT emulsifier ; lb (kg)	8 (3.6)	8 (3.6)
Lime; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)
RHEMOD® L suspension and viscosifying agent; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)
ADAPTA® filtration control agent; lb (kg)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)
20% CaCl ₂ Brine; lb/bbl (kg/m ³)	162.2 (462.8)	162.2 (462.8)
TAU- MOD™ material; lb (kg)	5 (2.3)	5 (2.3)
REV DUST; lb (kg)	20 (9.1)	20 (9.1)
Barite; lb (kg)	27.3 (12.4)	27.3 (12.4)
BARACARB® 5 sized calcium carbonate; lb (kg)	NIL	NIL
C36 dimer diamine; lb (kg)	NIL	3 (1.4)
HOT ROLL TEMPERATURE; °F (°C)	325 (163)	325 (163)
E.S. @ 120 °F (49°C)	101	130
HPHT @ 325 °F, ml	3.6	2.4

TABLE 2(b)—Rheology Test Results
(Control—Formulation 5)

RPM	FANN 35	FANN 75											
	120°F (49°C)	120°F (49°C)				250°F (121°C)				325°F (163°C)			
	0 Psi	0 psi	3000 psi ^B	0 psi	1000 psi ^A	3000 psi ^B	6000 psi ^C	10000 psi ^D	1000 psi ^A	3000 psi ^B	6000 psi ^C	10000 psi ^D	
600	52	53	67	54	33	37	44	54	26	29	34	42	16
300	29	31	38	31	21	23	27	34	17	19	22	27	
200	21	23	29	24	17	19	22	27	15	17	19	24	
100	13	16	18	16	14	15	17	20	13	15	16	20	
6	5	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	8	
3	4	3	4	4	4	5	5	6	6	6	7	7	
PV; cP (Pa.s)	23 (0.023)	22 (0.022)	29 (0.029)	23 (0.023)	12 (0.012)	14 (0.014)	17 (0.017)	21 (0.021)	9 (0.009)	10 (0.010)	12 (0.012)	15 (0.015)	
YP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	9 (4.3)	8 (3.8)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	13 (6.2)	8 (3.8)	9 (4.3)	10 (4.8)	12 (5.7)	
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	3 (1.4)	3 (1.4)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	4 (1.9)	5 (2.4)	5 (2.4)	6 (2.9)	6 (2.9)	7 (3.4)	7 (3.4)	

^A (6.895 MPa) ^B (20.68 MPa) ^C (41.37 MPa) ^D (68.948 MPa)

80

TABLE 2(c)—Rheology Test Results
(Formulation 6)

RPM	FANN 35	FANN 75								
	120°F (49°C)	120°F (49°C)	250°F (121°C)				325°F (163°C)			
	0 psi	0 psi	1000 psi ^A	3000 psi ^B	6000 psi ^C	10000 psi ^D	1000 psi ^A	3000 psi ^B	6000 psi ^C	10000 psi ^D
600	70	68	37	43	54	68	29	33	38	49
300	42	42	26	31	37	45	22	25	29	36
200	32	33	22	26	30	37	20	22	25	32
100	21	23	18	20	23	28	17	18	21	25
6	8	9	9	12	12	13	11	10	11	14
3	7	8	8	10	11	12	11	10	11	10
PV; cP (Pa.s)	28 (0.028)	26 (0.026)	10 (0.10)	13 (0.013)	17 (0.017)	23 (0.023)	7 (0.007)	8 (0.008)	9 (0.009)	13 (0.013)
YP; lb/100ft ² (Pa)	14 (6.7)	15 (7.2)	16 (7.7)	18 (8.6)	20 (9.6)	21 (10.1)	15 (7.2)	16 (7.7)	20 (9.6)	23 (11.0)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	8 (3.8)	7 (3.4)	8 (3.8)	11 (5.3)	12 (5.7)	10 (4.8)	10 (4.8)	11 (5.3)	6 (2.9)

5 ^A (6.895 MPa) ^B (20.68 MPa) ^C (41.37 MPa) ^D (68.948 MPa)

[0037] Figure 3 shows results of tests of the effect of C36 dimer diamine (hydrophobic amine) additive on the rheology of 10 ppg (1200 kg/m³) mud weight INNOVERT® base oil invert emulsion drilling fluid formulated without TAU-MOD™ 5 amorphous/fibrous material or a fine grind bridging agent such as BARACARB® 5 material. The exact formulation of the drilling fluid and the test data is shown in Table 3. These tests indicated that the 10 ppg (1200 kg/m³) INNOVERT® invert emulsion drilling fluid containing 6 ppb (17.1 kg/m³) C36 dimer diamine has effective low end rheology, that is, effective rheology even at low mud weights, and even without viscosifier/suspension 10 agent additives such as TAU-MOD™ amorphous/fibrous material and BARACARB® 5 fine grind bridging agent. Addition of C36 dimer diamine increased the PV by about 30% and increased the YP, LSYP and 10 minute Gel Strength by about 250% relative to the control (formulation 7).

TABLE 3

Formulation	7	8
	Control	Invention formulation containing C36 dimer diamine
Mud Weight; ppg (kg/m ³)	10 (1200)	10 (1200)
Oil water ratio	70/30	70/30
XP-07 oil base, bbl	0.57 (90.6)	0.57 (90.6)
EZ MUL® NT emulsifier, ppb (kg/m ³)	8.00 (22.8)	8.00 (22.8)
LIME, ppb (kg/m ³)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
RHEMOD® L suspension & viscosifying agent, ppb (kg/m ³)	3.00 (8.56)	3.00 (8.56)
ADAPTA® filtration control agent, ppb (kg/m ³)	1.50 (4.28)	1.50 (4.28)
CaCl ₂ soln, ppb (kg/m ³)	120.90 (344.93)	120.90 (344.93)
REVDUST, ppb (kg/m ³)	20.00 (57.06)	20.00 (57.06)
BAROID, ppb (kg/m ³)	105.90 (302.13)	105.90 (302.13)
C36 dimer diamine, ppb (kg/m ³)	0	6.00 (17.1)
Hot roll at 250F (121°C) for 16 hours		
FANN 35 Rheology at 120F (49°C)		
600 rpm	34	58
300 rpm	20	40
200 rpm	15	33
100 rpm	10	23
6 rpm	4	9
3 rpm	3	8
PV; cP (Pa.s)	14 (0.014)	18 (0.018)
YP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	22 (10.5)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	2 (1.0)	7 (3.4)
Tau 0; lb/100ft ² (Pa)	3.2 (1.53)	5.9 (2.82)
10 sec.gel; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	10 (4.8)
10 min. gel; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	18 (8.6)

TABLE 3 continued

FANN 75 RHEOLOGY—for Formulation 8					
Pressure in psi (MPa)	0	1000 (6.895)	3000 (20.68)	6000 (41.37)	10,000 (68.948)
Temperature in °F (°C)	120 (49)	250 (121)			
600 rpm	55	32	35	39	46
300 rpm	38	25	26	30	36
200 rpm	32	22	23	26	32
100 rpm	24	19	20	22	28
6 rpm	8	11	13	14	19
3 rpm	8	10	12	13	18
PV; cP (Pa.s)	17 (0.017)	7 (0.007)	9 (0.009)	9 (0.009)	10 (0.010)
YP; lb/100ft ² (Pa)	21 (10.1)	18 (8.6)	17 (8.1)	21 (10.1)	26 (12.4)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	8 (3.8)	9 (4.3)	11 (5.3)	12 (5.7)	17 (8.1)
Tau 0; lb/100ft ² (Pa)	8.6 (4.12)	8.7 (4.17)	12.3 (5.89)	12.5 (5.99)	17.7 (8.47)
10 sec. gel; lb/100ft ² (Pa)	-	9 (4.3)	9 (4.3)	10 (4.8)	14 (6.7)
10 min. gel; lb/100ft ² (Pa)	-	8 (3.8)	9 (4.3)	12 (5.7)	16 (7.7)

5 [0038] Invert emulsion drilling fluids of the present invention were also prepared and laboratory tested with other commercially available mineral oil invert emulsion bases, particularly EDC 99-DW mineral oil base, available from Total in Paris, France, ESCAID®-110 mineral oil base, available from ExxonMobil, in Houston, Texas, and XP-07 mineral oil base, available from Petrochem Carless in Wynnewood, Oklahoma and the

10 United Kingdom. More particularly, these samples had the formulations set forth in Table 4 below. Each formulation had a mud weight of 9 ppg and an oil:water ratio of 60:40. After hot rolling at 250°F (121 °C) for 16 hours, the sample rheologies were evaluated with a FANN 35 rheometer at 120°F (49°C). Test data are shown in Table 4 and these results are graphed in Figure 4, showing the invention to be effective with a variety of commercially

15 available mineral oil invert emulsion drilling fluid bases.

TABLE 4

Formulation	9	10	11
Mud weight; ppg (kg/m ³)	9 (1080)	9 (1080)	9 (1080)
Oil water ratio	60/40	60/40	60/40
EDC 99 DW TM oil base, bbl (liters)	0.51 (81)	-	-
ESCAID® 110 oil base, bbl (liters)	-	0.502 (79.8)	-
XP-07 oil base, bbl (liters)	-	-	0.5 (80)
EZ-MUL® NT emulsifier; lb (kg)	9 (4.1)	9 (4.1)	9 (4.1)
Lime; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
RHEMOD® L suspension & viscosifying agent; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
ADAPTA® (lb) filtration control agent; lb (kg)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)	2.5 (1.1)
20% CaCl ₂ Brine; lb/bbl (kg/m ³)	162.2 (462.8)	161.7 (461.3)	161.1 (459.6)
TAU-MOD TM material; lb (kg)	5 (2.3)	5 (2.3)	5 (2.3)
REV DUST; lb (kg)	20 (9.1)	20 (9.1)	20 (9.1)
Barite; lb (kg)	27.3 (12.4)	31.8 (14.4)	36.25 (16.44)
BARACARB® 5 sized calcium carbonate; lb (kg)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
C36 dimer diamine; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)	3 (1.4)
Hot roll temp; °F (°C)	250 (121)	250 (121)	250 (121)
600 rpm	73	87	72
300 rpm	44	54	49
200 rpm	34	42	40
100 rpm	23	28	30
6 rpm	8.0	10.0	13.0
3 rpm	7.0	9.0	12.0
PLASTIC VISCOSITY; cP (Pa.s)	29 (0.029)	33 (0.033)	23 (0.023)
YIELD POINT; lb/100ft ² (Pa)	15 (7.2)	21 (10.1)	26 (12.4)
GELS 10 sec; lb/100ft ² (Pa)	8.0 (3.83)	10.0 (4.79)	13.0 (6.22)
GELS 10 min/30 min. ; lb/100ft ² (Pa)	14 (6.7)/15 (7.2)	25 (12.0)/25 (12.0)	20 (9.6)/21 (10.1)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6.0 (2.87)	8.0 (3.83)	11.0 (5.27)
TAUO; lb/100ft ² (Pa)	6.5 (3.11)	7.82 (3.74)	10.2 (4.88)
E.S. at 120°F; V	164	145	121
HPHT 250°F, ml	<1.0	1.8	2.0

[0039] Figure 5 compares results from tests of the performance of 12 ppg (1440 kg/m³) INNOVERT® invert emulsion drilling fluid (having an oil:water ratio of 70:30), with (Formulation 13) and without C36 dimer diamine (Formulation 12), hot rolled for 16 hours at 350°F (177 °C). These results demonstrate the superior performance obtained with inclusion of a hydrophobic amine additive such as C36 dimer diamine. The formulation of the samples tested and the test results are set forth in Table 5 below. These results indicate that with the addition of the C36 dimer diamine, the PV increased by about 12.5% whereas the YP, LSYP and the 10 min Gel Strength increased by about 200% relative to the fluids with out the additive.

TABLE 5

Formulation number	12	13
Mud weight; ppg (kg/m ³)	12 (1440)	12 (1440)
Oil water ratio	70/30	70/30
EDC 99 DW TM oil base; bbl (liters)	0.48 (76.3)	0.48 (76.3)
EZ-MUL® NT emulsifier; lb (kg)	9 (4.1)	9 (4.1)
FACTANT TM highly concentrated tall oil derivative; lb (kg)	1 (0.5)	1 (0.5)
Lime; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)
RHEMOD® L suspension & viscosifying agent; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)
ADAPTA® filtration control agent; lb (kg)	3 (1.4)	3 (1.4)
20% CaCl ₂ Brine; lb (kg)	110.9 (50.30)	110.9 (50.30)
TAU-MOD TM material; lb (kg)	5 (2.3)	5 (2.3)
REV DUST; lb (kg)	20 (9.1)	20 (9.1)
Barite; lb (kg)	159.2 (72.21)	159.2 (72.21)
BARACARB®5 sized calcium carbonate; lb (kg)	50 (22.7)	50 (22.7)
C36 dimer diamine; lb (kg)	Nil	2 (0.9)
16 hour hot roll temperature F (°C)	350 (177)	350 (177)
600 rpm	71	92
300 rpm	39	56
200 rpm	28	43
100 rpm	18	29
6 rpm	5	11
3 rpm	4	10
PLASTIC VISCOSITY; cP (Pa.s)	32 (0.032)	36 (0.036)
YIELD POINT; lb/100ft ² (Pa)	7 (3.4)	20 (9.6)
GELS 10 sec; lb/100ft ² (Pa)	5 (2.4)	13 (6.2)
GELS 10 min/30 min. ; lb/100ft ² (Pa)	9 (4.3)/12 (5.7)	25 (12.0)/ 27 (12.9)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	3 (1.4)	9 (4.3)
TAUO; lb/100ft ² (Pa)	4.06 (1.94)	9.21 (4.41)
E. S. 120 °F; V	199	292
HPHT at 350 F, ml	3.2	2.4

[0040] Figure 6 provides a graph showing the favorable characteristic “fragile gel” “L” shape curve obtained in testing a 9 ppg (1080 kg/m³) INNOVERT® invert emulsion fluid formulated with C36 dimer diamine. This Figure shows that even a low mud weight drilling fluid with a hydrophobic amine additive of the present invention demonstrates “fragile gel” behavior relative to the fluid without the hydrophobic amine additive.

[0041] Figures 7a and 7b provide graphs showing “fragile gel” behavior of example clay-free drilling fluids of the invention having mud weights of 16 and 18 ppg (1920 and 2160 kg/m³), respectively. These graphs show that even at high mud weight and higher hot roll temperatures, a clay-free invert emulsion drilling fluid with the hydrophobic amine additive of the present invention demonstrates “fragile gel” behavior. Table 6 also shows another advantage of the invention—that HPHT fluid losses of high mud weight drilling fluids with a hydrophobic amine additive of the invention are lower than otherwise comparable drilling fluids without the hydrophobic amine additive. In addition, the HPHT filtrate of these fluids without the hydrophobic amine additive showed an undesirable presence of a solid mass.

[0042] The formulations for the 16 and 18 ppg (1920 and 2160 kg/m³) fluids, whose test results are graphed in Figures 7a and 7b, are shown in Table 6 below, along with the test data.

TABLE 6

Formulation number	14	15	16	17
	Control	Invention Formulation	Control	Invention Formulation
Mud weight; ppg (kg/m ³)	18 (2160)	18 (2160)	16 (1920)	16 (1920)
Oil water ratio	90/10	90/10	80/20	80/20
EDC 99 DW™ base oil, bbl (liters)	0.468 (74.4)	0.468 (74.4)	0.45 (71.5)	0.45 (71.5)
EZ MUL® NT emulsifier; ppb (kg/m ³)	14 (40)	14 (40)	14 (40)	14 (40)
FACTANT™; ppb (kg/m ³)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)	2 (5.7)
Lime; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
RHEMOD® L suspension & viscosifying agent; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)	3 (8.6)
ADAPTA® filtration control agent; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	3 (8.6)	3 (8.6)
BDF 366; ppb (kg/m ³)	3 (8.6)	3 (8.6)	0 (0)	0 (0)
CaCl ₂ brine, bbl (liters)	0.066 (10.49)	0.066 (10.49)	0.139 (22.10)	0.139 (22.10)
Rev Dust; ppb (kg/m ³)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)	20 (57.1)
BARACARB® 5 sized calcium carbonate; ppb (kg/m ³)	0 (0)	0 (0)	50 (142)	50 (142)
BAROID; ppb (kg/m ³)	546.2 (1558)	546.2 (1558)	387.4 (1105)	387.4 (1105)
C36 dimer diamine; ppb (kg/m ³)	-	2 (5.7)	-	2 (5.7)
Hot Roll for 16 hours, °F (°C)	375 (191)	375 (191)	350 (177)	350 (177)
600	131	126	139	154
300	71	71	81	91
200	51	51	60	68
100	31	31	38	44
6	8	9	13	16
3	7	9	12	15
PV; cP (Pa.s)	60 (0.060)	55 (0.055)	58 (0.058)	63 (0.063)
YP; lb/100ft ² (Pa)	11 (5.3)	16 (7.7)	23 (11.0)	28 (13.4)
LSYP; lb/100ft ² (Pa)	6 (2.9)	9 (4.3)	15 (7.2)	14 (6.7)
10 sec. gel; lb/100ft ² (Pa)	10 (4.8)	16 (7.7)	24 (11.5)	22 (10.5)
10 min. gel; lb/100ft ² (Pa)	18 (8.6)	26 (12.4)	30 (14.4)	31 (14.8)
HTHP ml in 30 min 350 F (177°C) for 16 ppg (1920 kg/m ³) / 375 F (191°C) for 18 ppg (2160 kg/m ³)	28	12	7.2	3

[0043] The advantages of the methods of the invention may be obtained by employing a drilling fluid of the invention in drilling operations. The drilling operations—whether drilling a vertical or directional or horizontal borehole, conducting a sweep, or running casing and cementing—may be conducted as known to those skilled in the art with other drilling fluids. That is, a drilling fluid of the invention is prepared or obtained and circulated through a wellbore as the wellbore is being drilled (or swept or cemented and cased) to facilitate the drilling operation. The drilling fluid removes drill cuttings from the wellbore, cools and lubricates the drill bit, aids in support of the drill pipe and drill bit, and provides a hydrostatic head to maintain the integrity of the wellbore walls and prevent well blowouts. The specific formulation of the drilling fluid in accordance with the present invention is optimized for the particular drilling operation and for the particular subterranean formation characteristics and conditions (such as temperatures). For example, the fluid is weighted as appropriate for the formation pressures and thinned as appropriate for the formation temperatures. The fluids of the invention afford real-time monitoring and rapid adjustment of the fluid to accommodate changes in such subterranean formation conditions. Further, the fluids of the invention may be recycled during a drilling operation such that fluids circulated in a wellbore may be recirculated in the wellbore after returning to the surface for removal of drill cuttings for example. The drilling fluid of the invention may even be selected for use in a drilling operation to reduce loss of drilling mud during the drilling operation and/or to comply with environmental regulations governing drilling operations in a particular subterranean formation.

[0044] The foregoing description of the invention is intended to be a description of preferred embodiments. Various changes in the details of the described fluids and methods of use can be made without departing from the intended scope of this invention as defined by the appended claims.

CLAIMS:

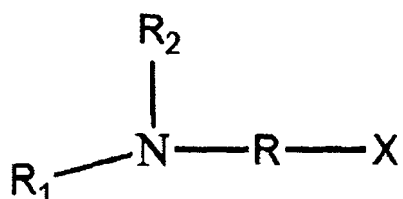
1. A method for drilling in a subterranean formation comprising providing or using in the drilling an invert emulsion drilling fluid having an oleaginous continuous phase, a non-oleaginous discontinuous phase, and a hydrophobic amine additive,

5 wherein the drilling fluid with the hydrophobic amine additive, when compared to the drilling fluid without the hydrophobic amine additive, restricts the increase in plastic viscosity to 60% or less and has a characteristic selected from the group consisting of: an increased yield point; an increased low shear yield point; an increased gel strength; and any combination thereof.

10

2. A method according to claim 1 wherein the drilling fluid is clay-free.

3. A method according to claim 1 or 2 wherein the hydrophobic amine additive has the following general structure:



15

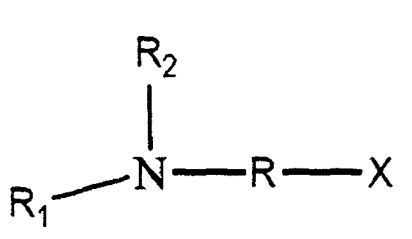
where R is a hydrophobic or partially hydrophobic group with carbon atoms ranging from about 16 to about 54, straight chained or branched, and aliphatic, cycloaliphatic or aryl aliphatic; N is a primary, secondary or tertiary amine wherein the R1 and R2 groups may be the same or different and are selected from the group consisting of hydrogen, alkyl, cyano alkyl, amino alkyl, amino aryl, hydroxyl alkyl, and derivatives thereof; and
 20 X comprises a hydrophilic group selected from the group consisting of primary, secondary and tertiary amines with substituents selected from the group consisting of hydrogen, alkyl, cyano alkyl, amino alkyl, amino aryl, hydroxyl alkyl, and derivatives thereof, or X comprises a group selected from the group consisting of amides, amine
 25 oxides, betaines, esters, carboxylic acids, ethers, hydroxyl groups, phosphates, phosphonates, pyrrolidones, haloformyl groups, nitrates, nitrites, sulfates, sulfonates, imidazolines, pyridines, sugars, combinations thereof, and derivatives thereof.

4. A method according to any preceding claim wherein the hydrophobic amine additive is a fatty dimer diamine.
5. A method according to any preceding claim wherein the oleaginous phase comprises:
5 a synthetic oil comprising an ester or olefin; a diesel oil; or a mineral oil selected from the group consisting of n-paraffins, iso-paraffins, cyclic alkanes, branched alkanes, and mixtures thereof.
6. A method according to any preceding claim wherein the drilling fluid has mud
10 weight in the range of about 9 to about 18 ppg (1080 to 2160 kg/m³).
7. A method according to any preceding claim wherein the drilling fluid comprises from about 0.25 ppb to about 18 ppb (0.25 to 51.3 kg/m³) of the hydrophobic amine additive.
- 15 8. A method according to any preceding claim wherein the drilling fluid has an oil:water ratio in the range of about 50:50 to about 95:5.
9. A method according to any preceding claim wherein the aqueous solution contains a water activity lowering material selected from the group consisting of: sugar; glycerol; salts
20 selected from the group consisting of calcium chloride, calcium bromide, sodium chloride, sodium bromide, and formate; and combinations thereof.
10. A method according to any preceding claim wherein the drilling fluid with the hydrophobic amine additive, when compared to the drilling fluid without the hydrophobic
25 amine additive, has a lower HPHT fluid loss.
11. A method according to any preceding claim wherein the drilling fluid with the hydrophobic amine additive, under HPHT conditions, has enhanced YP, LSYP and gel strength but similar or lower PV, when compared to the drilling fluid without the
30 hydrophobic amine additive.

12. A method according to any preceding claim where the invert emulsion fluid comprises at least one additive from the group consisting of: weighting agents, inert solids, fluid loss control agents, emulsifiers, salts, dispersion aids, corrosion inhibitors, emulsion thinners, emulsion thickeners, viscosifiers, HPHT emulsifier-filtration control agents, and
5 any combination thereof.

13. A method according to any preceding claim further comprising drilling, running casing and/or cementing a wellbore in the subterranean formation.

10 14. An invert emulsion drilling fluid having a mud weight in the range of about 9 ppg to about 18 ppg (1080 to 2160 kg/m³), comprising:
a natural or synthetic oil base;
an aqueous solution; and
a rheology modifier comprising a hydrophobic amine having the following
15 general structure:



where R is a hydrophobic or partially hydrophobic group with carbon atoms ranging in number from about 16 to about 54, straight chained or branched, and aliphatic, cycloaliphatic or aryl aliphatic; N is a primary, secondary or tertiary amine wherein the
20 R1 and R2 groups may be the same or different and are selected from the group consisting of hydrogen, alkyl, cyano alkyl, amino alkyl, amino aryl, hydroxyl alkyl, and derivatives thereof; and X comprises a hydrophilic group selected from the group consisting of primary, secondary and tertiary amines with substituents selected from the group consisting of hydrogen, alkyl, cyano alkyl, amino alkyl, amino aryl, hydroxyl
25 alkyl, and derivatives thereof, or X comprises a group selected from the group consisting of amides, amine oxides, betaines, esters, carboxylic acids, ethers, hydroxyl groups, phosphates, phosphonates, pyrrolidones, haloformyl groups, nitrates, nitrites, sulfates, sulfonates, imidazolines, pyridines, sugars, combinations thereof, and derivatives thereof,

wherein the invert emulsion has an oil:water ratio of at least about 50:50 and is formulated without the addition of inert solids;

wherein the drilling fluid with the hydrophobic amine additive, when compared to the drilling fluid without the hydrophobic amine additive, restricts the increase in plastic viscosity to 60% or less and has a characteristic selected from the group consisting of:
5 an increased yield point; an increased low shear yield point; an increased gel strength; and any combination thereof.

15. An invert emulsion drilling fluid according to claim 14 wherein the hydrophobic
10 amine is a C36 fatty dimer diamine having the following molecular structure:



16. A drilling fluid according to claim 14 or 15 wherein the base oil comprises: a
15 synthetic oil comprising an ester or olefin; a diesel oil; or a mineral oil selected from the group consisting of n-paraffins, iso-paraffins, cyclic alkanes, branched alkanes, and any mixture thereof.

17. A drilling fluid according to claim 14, 15 or 16 wherein the aqueous solution contains
20 a water activity lowering material selected from the group consisting of: sugar; glycerol; salts selected from the group consisting of calcium chloride, calcium bromide, sodium chloride, sodium bromide, and formate; and any combination thereof.

18. A drilling fluid according to claim 14, 15, 16 or 17 comprising about 1 ppb (2.9
25 kg/m³) to about 6 ppb (17.1 kg/m³) of the rheology modifier.

19. A method according to claim 1, wherein the subterranean formation is a high temperature subterranean formation, the invert emulsion drilling fluid has a mud weight in the range of about 9 ppg (1080 kg/m³) to about 18 ppg (2160 kg/m³), the continuous

oleaginous phase and discontinuous non-oleaginous phase are present in an oil:water ratio in the range of about 50:50 to about 95:5, and the hydrophobic amine additive comprises a C36 fatty dimer diamine having the following molecular structure:



5

20. A method according to claim 19 wherein the drilling fluid has an oleaginous phase selected from the group of oils consisting of: diesel oils; ester oils; olefins; and mineral oils selected from the group consisting of n-paraffins, iso-paraffins, cyclic alkanes, branched
- 10 alkanes, and mixtures thereof.

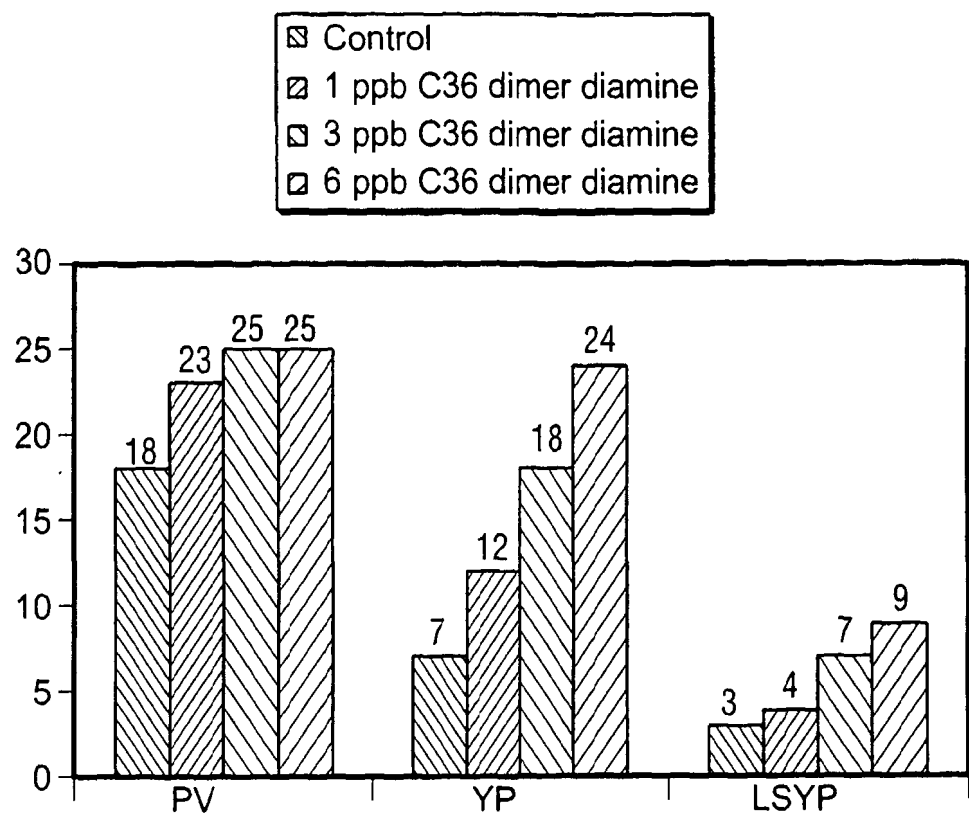


FIG. 1

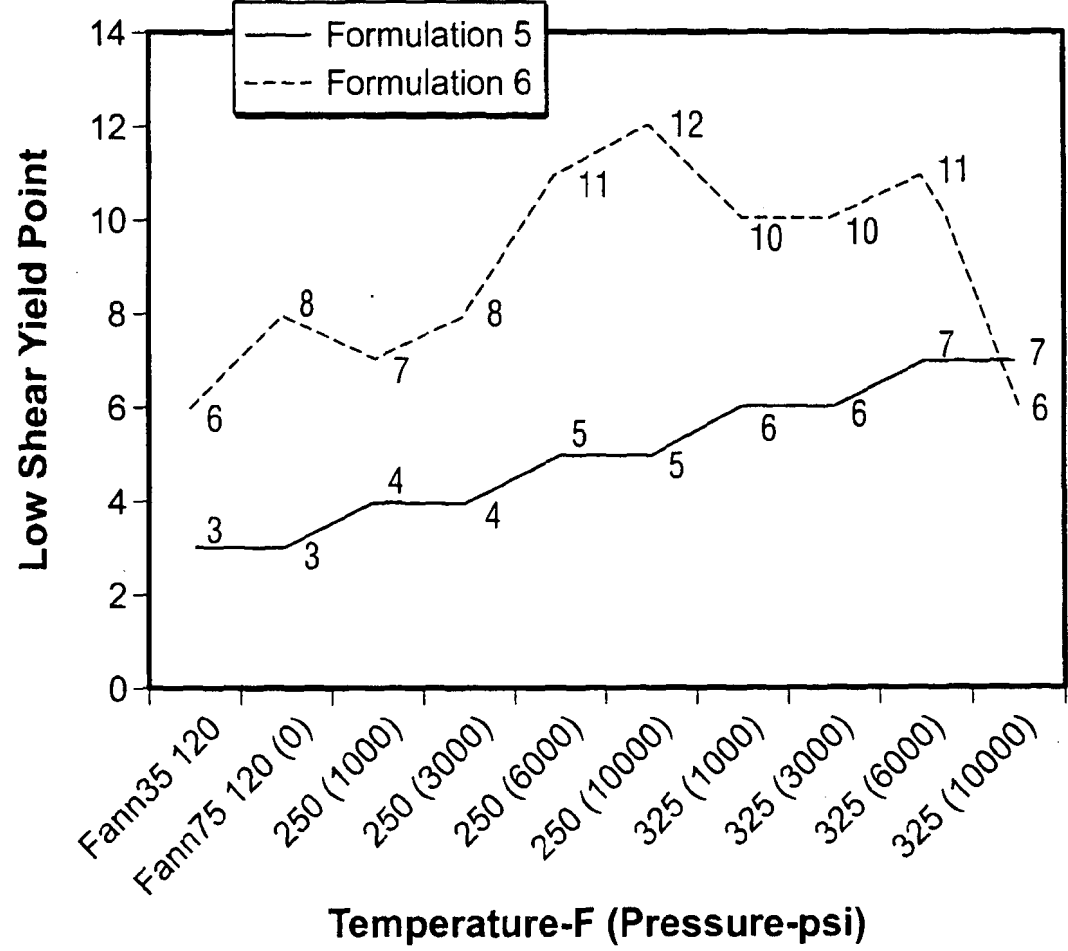


FIG. 2A

3/9

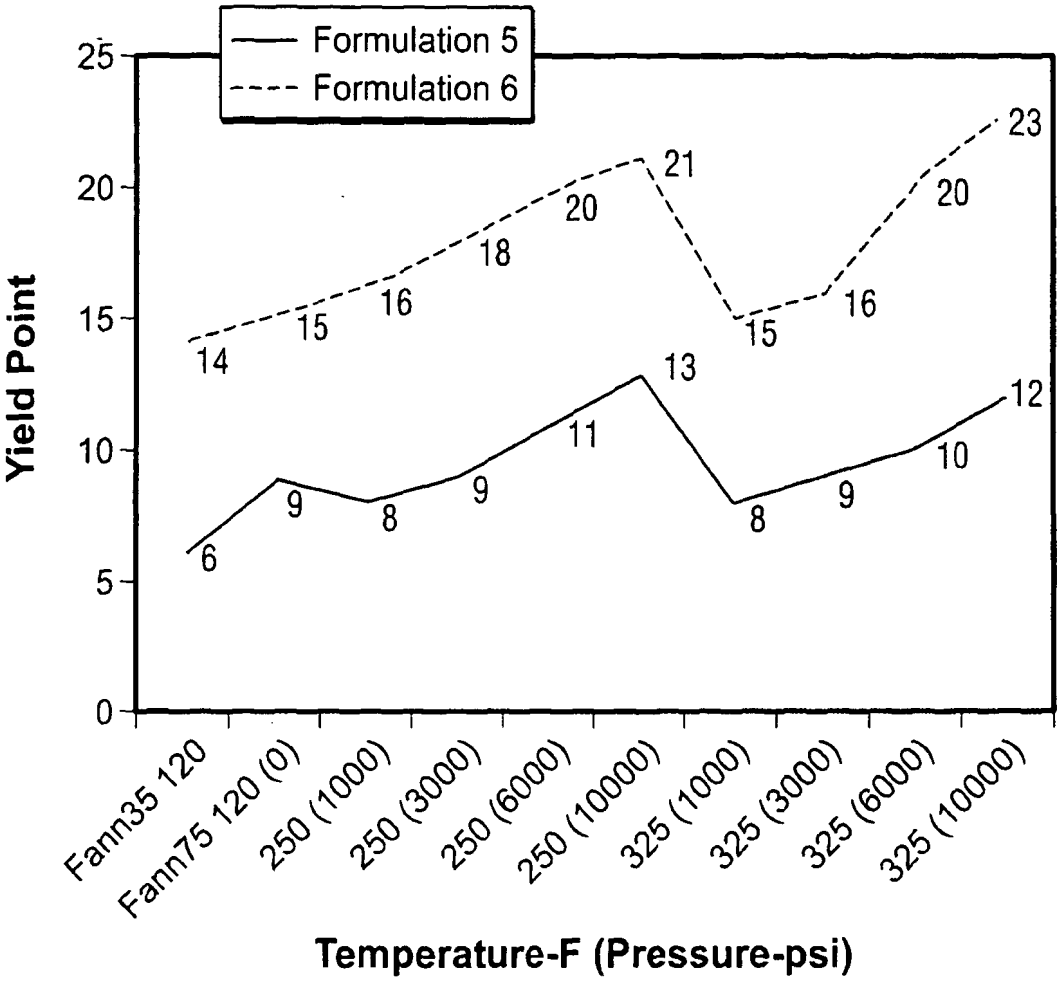


FIG. 2B

4/9

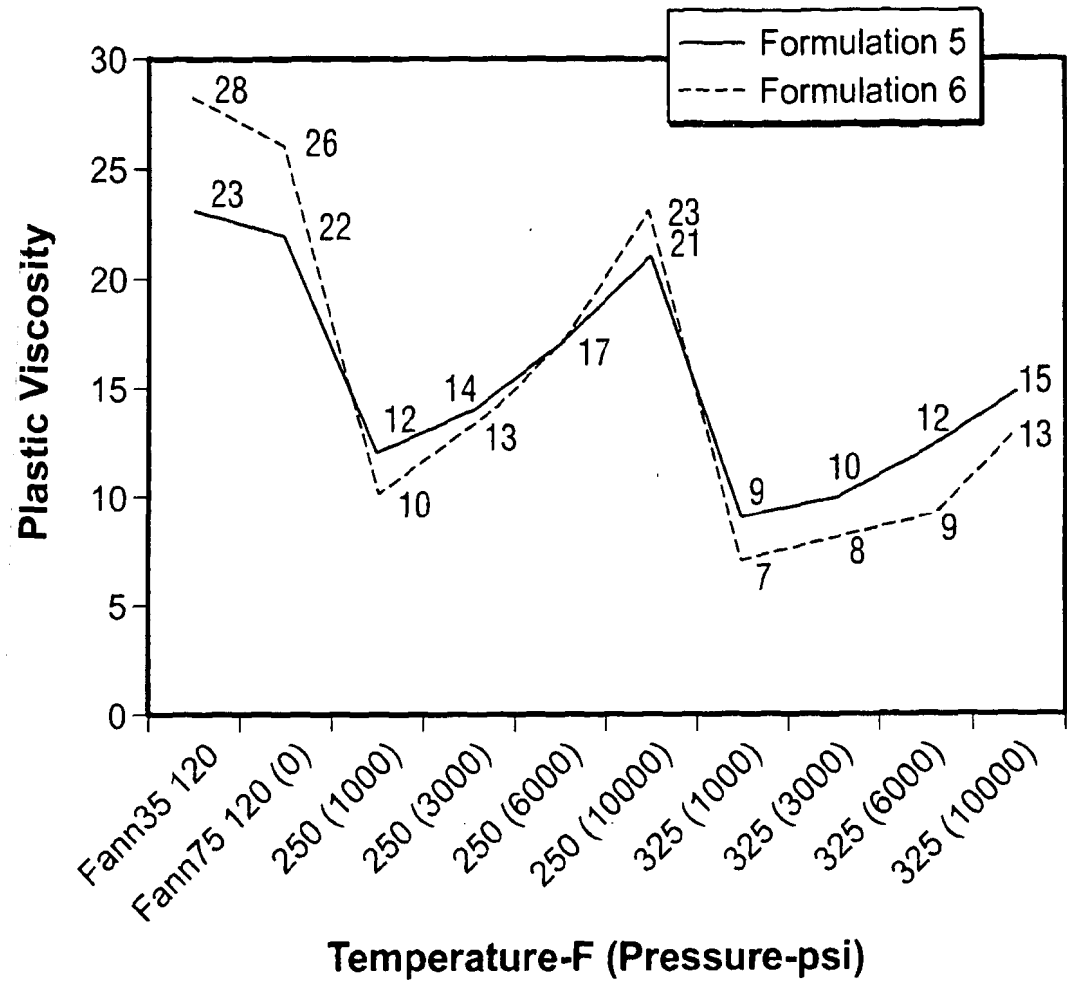


FIG. 2C

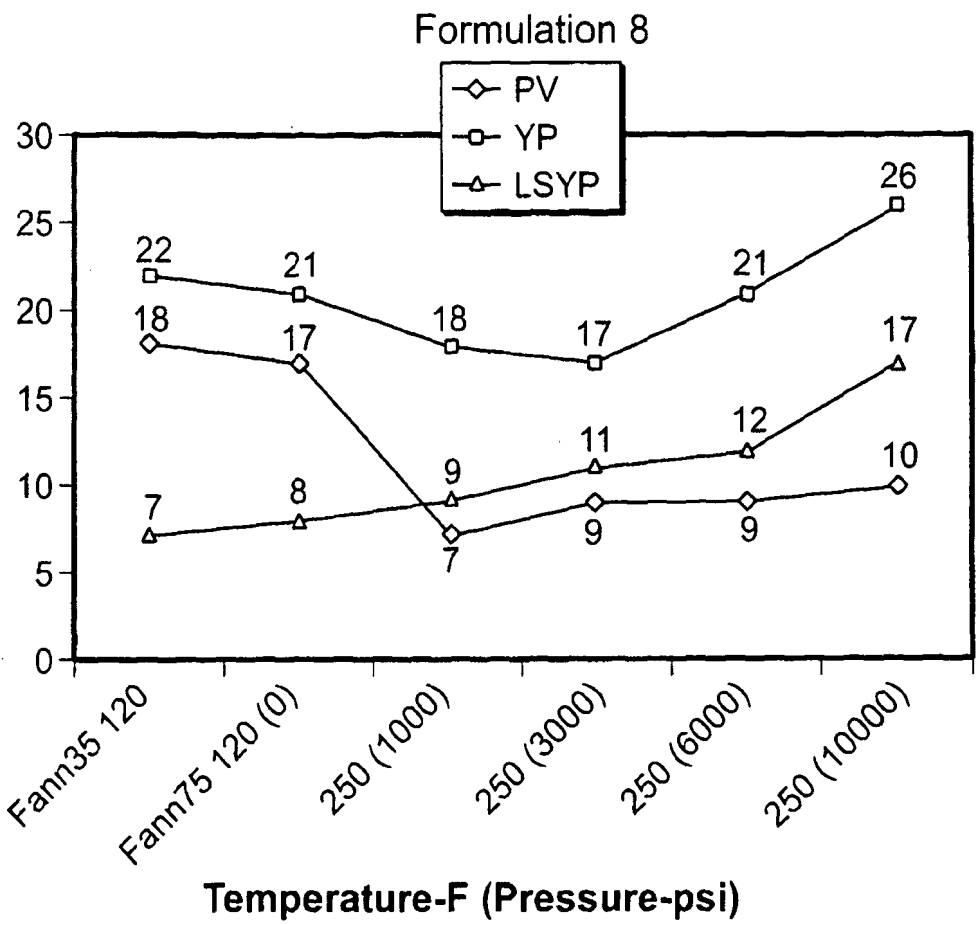


FIG. 3

6/9

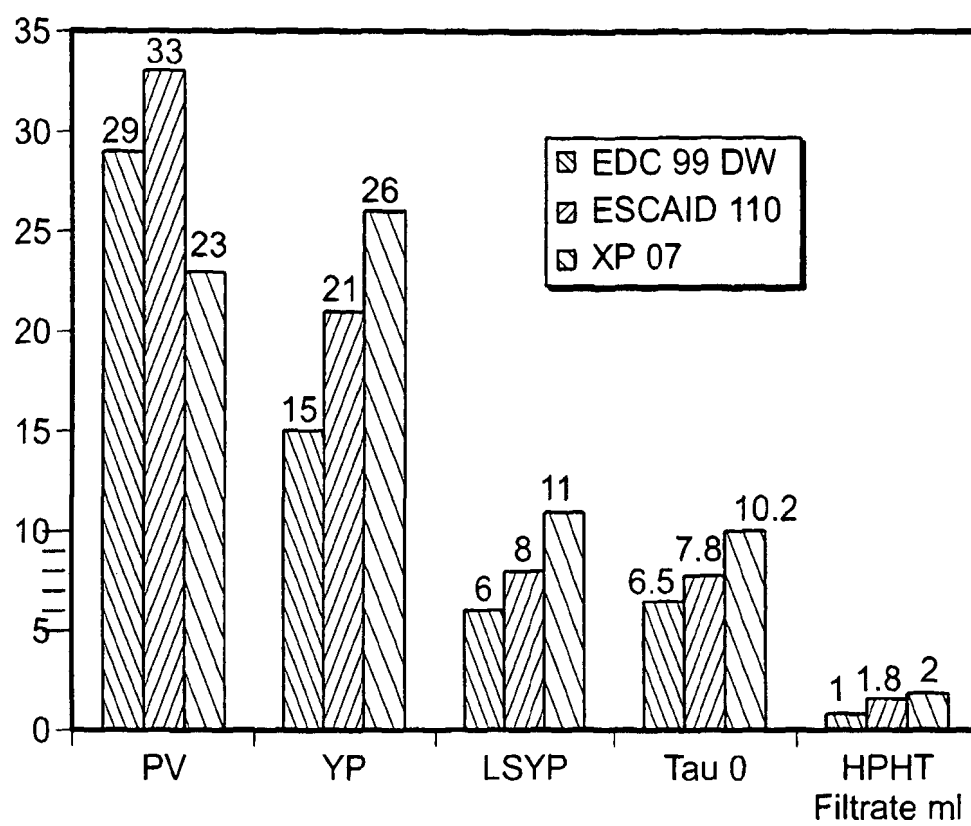


FIG. 4

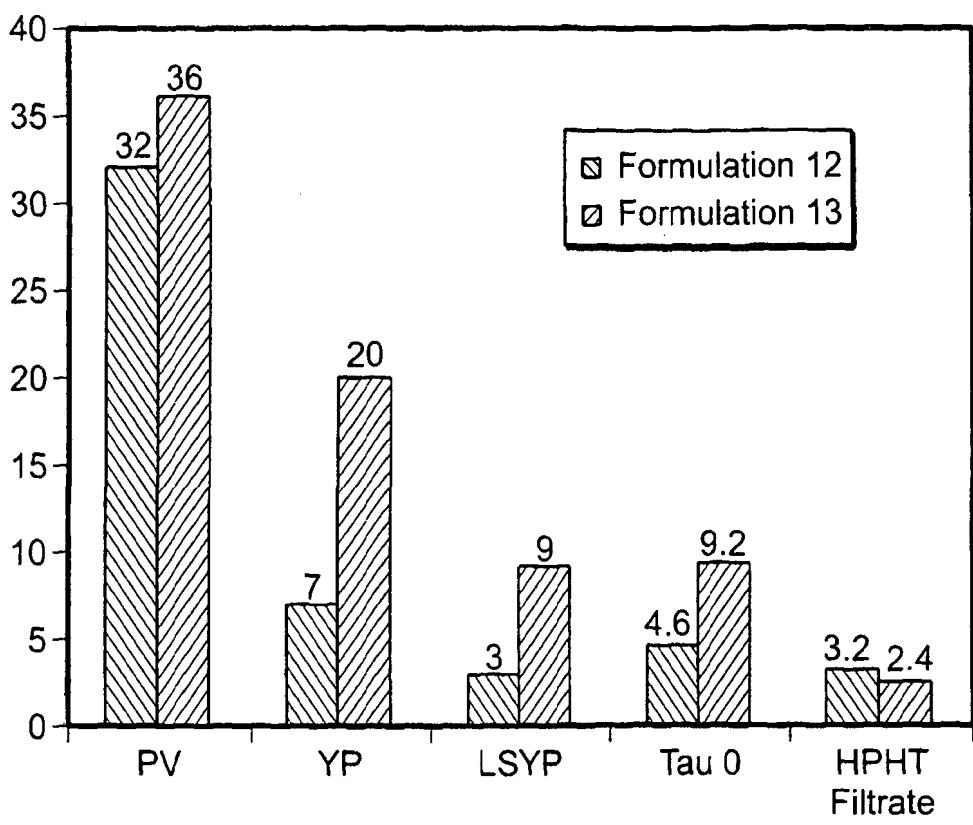


FIG. 5

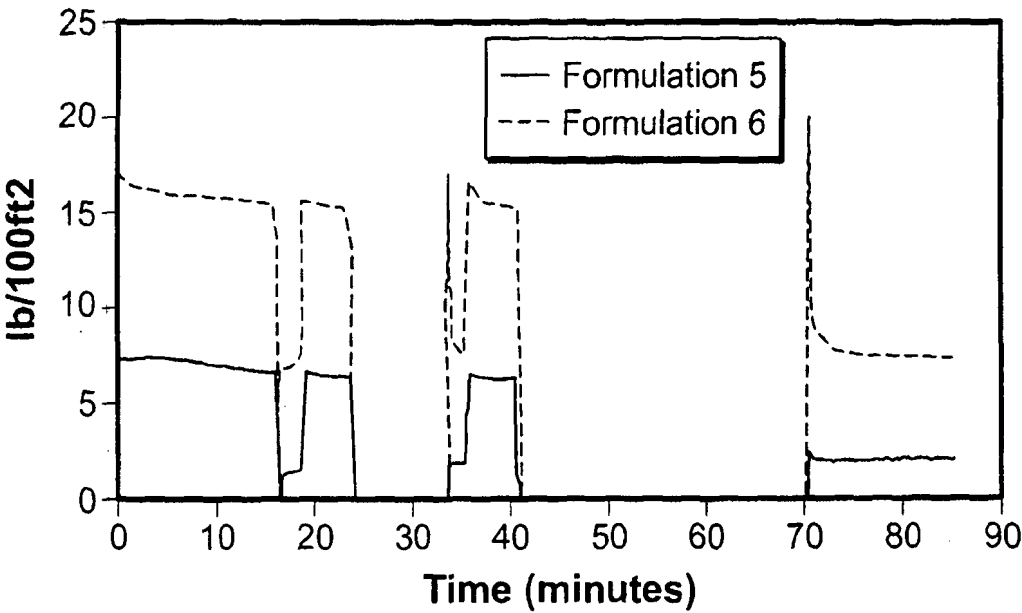


FIG. 6

9/9

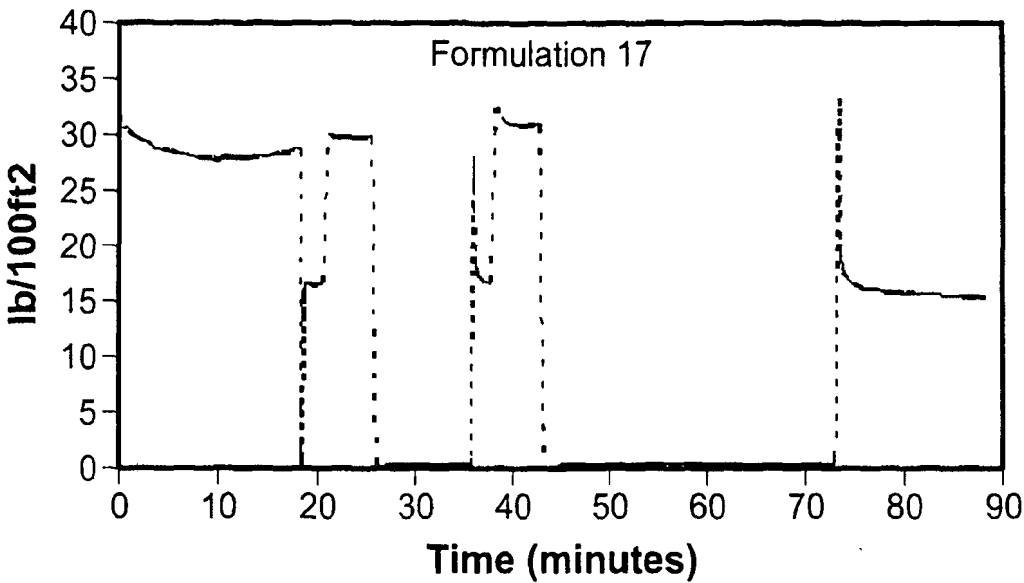


FIG. 7A

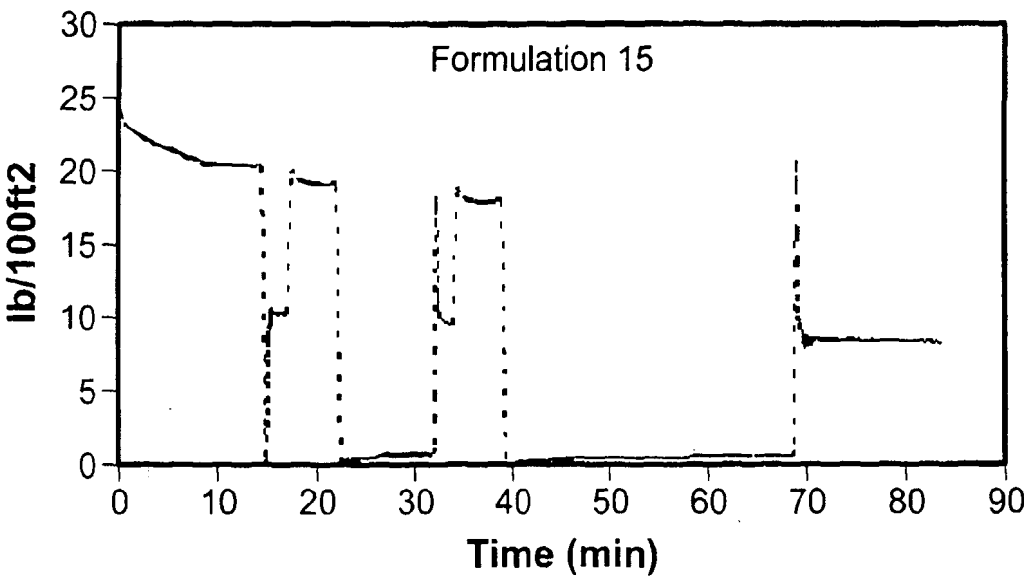


FIG. 7B

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)
(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau

(43) International Publication Date
15 September 2011 (15.09.2011)



(10) International Publication Number
WO 2011/110803 A1



- (51) International Patent Classification:
C09K 8/36 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/GB2011/000303
- (22) International Filing Date:
4 March 2011 (04.03.2011)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
12/660,873 6 March 2010 (06.03.2010) US
- (71) Applicant (for all designated States except US): **HAL-LIBURTON ENERGY SERVICES INC** [US/US]; P O Box 1431, Duncan, OK 73536 (US).
- (71) Applicant (for MW only): **CURTIS, Philip, Anthony** [GB/GB]; A.A. Thornton & Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).
- (72) Inventors; and
- (75) Inventors/Applicants (for US only): **MAGHRABI, Shadaab, Syed** [IN/IN]; 1201B Asmita Ascon 1, Opp Asmita Super Market, Mira Road, Thane 401 107, Maharashtra (IN). **WAGLE, Vikrant, Bhavanishankar** [IN/IN]; B-31 Jaynala Sadan, Liberty Garden, Malad (West), Mumbai 400 064, Maharashtra (IN). **TEKE, Kushabhau, Dagadu** [IN/IN]; At Post-Vadgaon Kahimbeg, Taluka-Ambegaon, Pune 410503, Maharashtra (IN). **KULKARNI, Dhanashree, Gajanan** [IN/IN]; Atmanand

Apartments, Flat N°2 Vishrantwadi, Alandi Road, Pune 411015, Maharashtra (IN). **KULKARNI, Kunai, Sharad** [IN/IN]; C2 Kumar Chs, Kopar Road, Dombivli West, Dombivli 421 202, Maharashtra (IN).

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

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

[Continued on next page]

(54) Title: INVERT DRILLING FLUIDS HAVING ENHANCED RHEOLOGY AND METHODS OF DRILLING BORE-HOLES

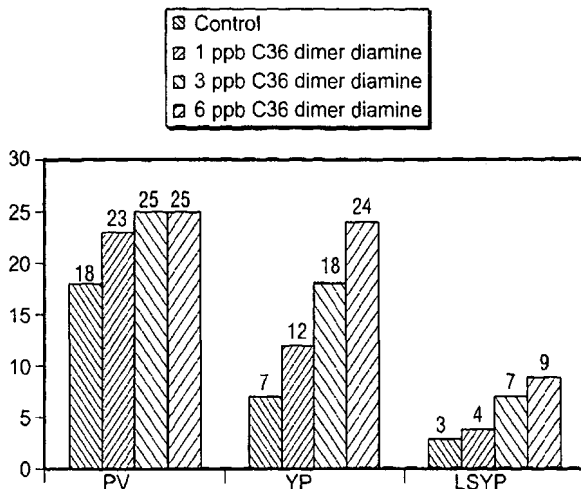


FIG. 1

(57) Abstract: An invert emulsion drilling fluid, and a method of drilling with such fluid, having improved rheology at low mud weights and high temperatures. The improved rheology is effected with addition of hydrophobic amines, most preferably dimer diamines.

WO 2011/110803 A1

124

WO 2011/110803 A1

Published:

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

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2011/000303

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. C09K8/36
ADD.

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
C09K

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

EPO-Internal

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	DE 10 2004 051280 A1 (COGNIS IP MAN GMBH [DE]) 27 April 2006 (2006-04-27) claim 1; examples 1-4 paragraph [0009] -----	1-14, 16-18
X	US 2004/097380 A1 (SUMMERHILL JERRY L [US] ET AL) 20 May 2004 (2004-05-20) claim 30 examples 1-4 -----	1,2,5,6, 8,10-12
A	US 2007/167333 A1 (HURD PHILLIP W [US] ET AL) 19 July 2007 (2007-07-19) the whole document -----	1-20
A	US 2003/130135 A1 (HOU PETER WANGQI [US] ET AL) 10 July 2003 (2003-07-10) the whole document -----	1-20

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier document but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

3 May 2011

Date of mailing of the international search report

17/05/2011

Name and mailing address of the ISA/
European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

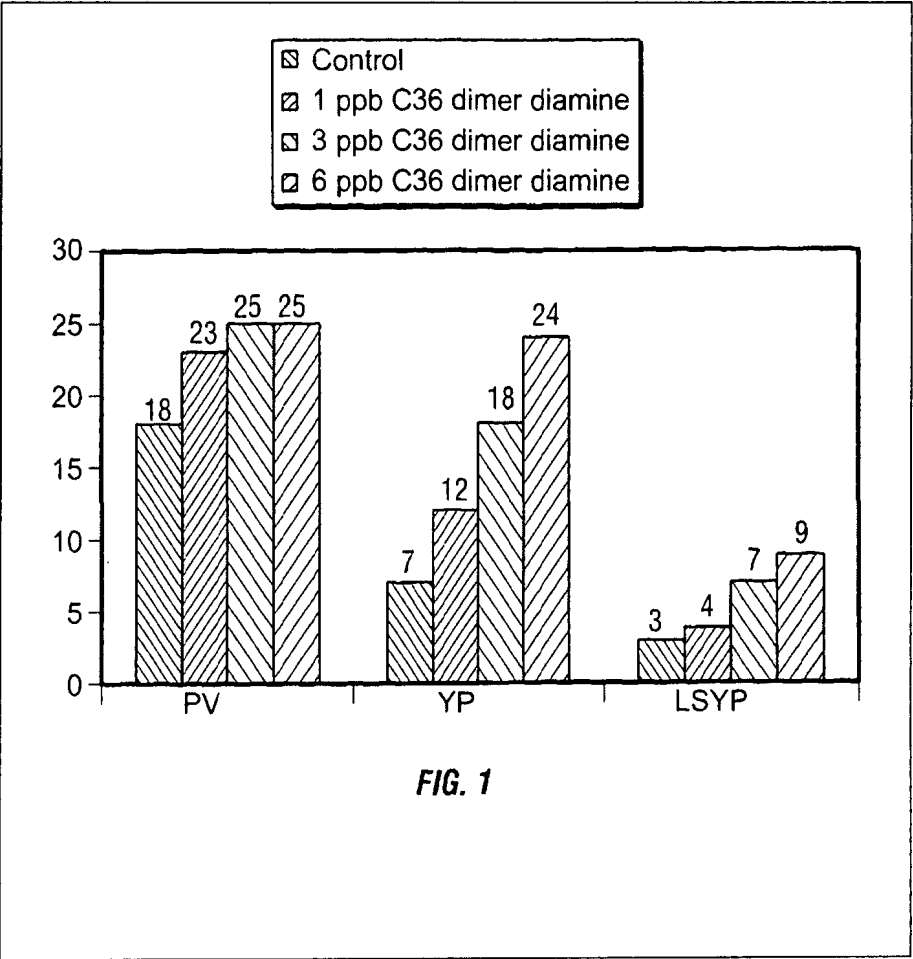
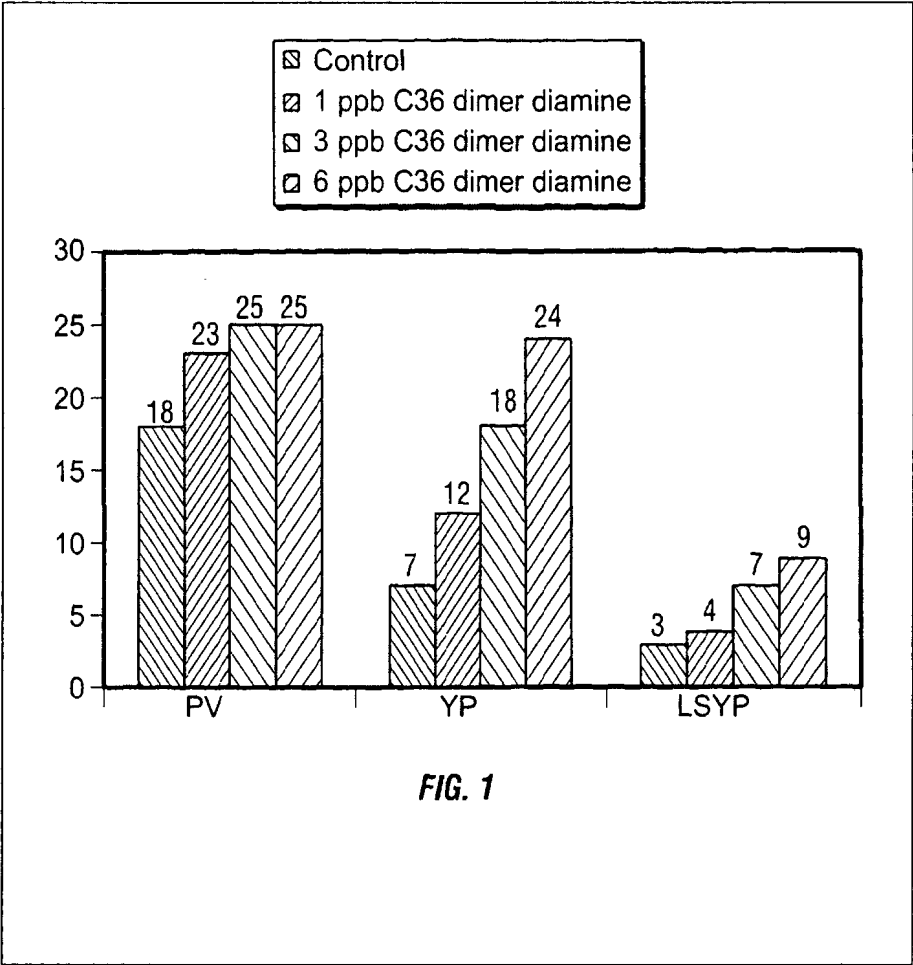
Zimpfer, Emmanuel

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No
PCT/GB2011/000303

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
DE 102004051280 A1	27-04-2006	BR PI0517290 A EP 1802387 A1 WO 2006045456 A1 US 2008171671 A1	07-10-2008 04-07-2007 04-05-2006 17-07-2008
US 2004097380 A1	20-05-2004	AU 2003290898 A1 CA 2505045 A1 GB 2410522 A WO 2004046273 A2	15-06-2004 03-06-2004 03-08-2005 03-06-2004
US 2007167333 A1	19-07-2007	NONE	
US 2003130135 A1	10-07-2003	WO 03042324 A1	22-05-2003





No. 12-174655-00000-0000

Fecha: 2012-10-04 16:02:02
Tra. 11 PATENTE IYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASE NACIONAL I
Folios: 127

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE

☐

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 ☐