

Industri

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-165505-00000-0000

Fecha: 2012-09-24 15:14:31
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 90

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA
VELOCIDAD DE PERFORACIÓN

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES,
INC

DOMICILIO Japón

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 12-165505- -00000-0000 Fecha: 2012-09-24 15:14:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 90	Indicación
---	--	------------

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	☒	Patente de invención	☐	Patente de Modelo de Utilidad
		☒	Capitulo I	☐	Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/GB2011/000248		Fecha	23.02.2011
Publicación Internacional No.		WO 2011/104504 A2		Fecha	01.09.2011
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN					
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	
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. JAMISON		Dale, E		Estadounidense	
2. PAYLOW		Kevin, P		Estadounidense	
3. WILLIAMS		Robert, L		Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO		CIUDAD	
Estados Unidos de América		Texas		Humble	
Estados Unidos de América		Texas		Houston	
Estados Unidos de América		Texas		Houston	
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)					
Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.					
9	(74)	REPRESENTANTE		☒	APODERADO
APELLIDOS		NOMBRES		IDENTIFICACIÓN	
ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA		C.C. 41575435 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	12/710,445		23.02.2010	
		2					
		3					
http://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?jsessionid=014D4A09865AF46ADA34341E1D1FB5B6.wapp1?docId=WO2011104504&recNum=207&tab=PCTDocuments&maxRec=1699&office=&prevFilter=&sortOption=&queryString=%28PA%2FHalliburton+A ND+PA%2FEnergy%29+							
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS						
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>							
☐ SI ☒ NO							
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.							
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES						
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>							
☐ SI ☒ NO							
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.							
13	REDUCCIÓN DE TASAS						
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>							
☐ SI ☒ NO							
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.							
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas			Entidades sin ánimo de lucro		
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.			☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.					☐ Hoja de información complementaria.		
					☐ Otros, especificar		
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA		SI	x	NO		
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.							
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N°	12-0095587		Fecha 17.09.2012	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL <i>Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)</i>						
 LUZ HELENA ADARVE GOMEZ							
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD						
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano				Documentación Jurídica			
1.	☒	Descripción	N° de folios: 24	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.	
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 22	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante	
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 6	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
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 12 - 0095587

Bogotá D.C., Septiembre 17 de 2012 - 16:17:56

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS-PI LTDA NI 830.083.491 RE

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	446242425	17/09/2012	12.965.000.00
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	452433435	17/09/2012	100.00

*** 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. 12-165506- -00000-0000

Fecha: 2012-09-24 15:14:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 90

CARDENAS & 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

Septiembre 17 de 2012 - 16:18:00

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

Industria y Comercio
PERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 12 - 0072076

Bogotá D.C., Julio 16 de 2012 - 15:15:14

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	446249694	16/07/2012	7.013.100.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-09 OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL	45 CAUCIONES	250.000.00	250.000.00
				\$250.000.00

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

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-165505- -00000-0000

Fecha: 2012-09-24 15:14:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 90

CARDENAS & 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

Julio 16 de 2012 - 15:15:41

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 12 - 0080184
		Bogotá D.C., Agosto 06 de 2012 - 12:00:47

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	494415482	06/08/2012	8.095.000.00	

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1 50005-01-01	SOLICITUDES	83 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN SIGNOS DISTINTIVOS	165.000.00	165.000.00
				\$165.000.00
=====				

SON: **CIENTO SESENTA Y CINCO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

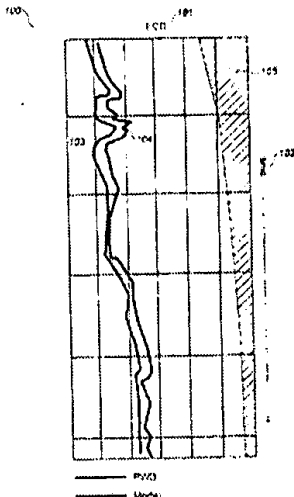
Responsable: _____
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 12-165505- -00000-0000
Fecha: 2012-09-24 15:14:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 90

CARDENAS & CARDENAS
ABOGADOS

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

(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:		
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC				
(72) Inventor (es) JAMISON Dale, E; PAYLOW Kevin, P; WILLIAMS Robert, L				
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ				
(30) Prioridad	(31) No Prioridad	(32) Fecha	(33) País	
	12/710,445	23.02.2010	US	
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 23.09.2012		(87) Publicación internacional:		
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha: 01.09.2011		
Fecha de presentación de la solicitud: 23.02.2011		No Publicación: WO 2011/104504 A2		
No de Solicitud PCT/GB2011/000248				
(54) Título: SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN				

(57) Resumen:

La presente invención provee un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica que comprende las siguientes etapas: recopilar los datos de la PWD (presión mientras se perfora) de tiempo real; adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada; calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular una ECD máxima tolerable pronosticada basado en la desviación calculada; y determinar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la ECD tolerable máxima de un proceso de perforación. En otro aspecto, la presente invención provee un sistema para optimizar la tasa de penetración, dicho sistema se puede usar para controlar la tasa de penetración de una sarta de perforación, basado en la EDC tolerable máxima de un proceso de perforación.

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	
(21) No de solicitud:					(22) Fecha de solicitud:					
(51) Clasificación Internacional:										
(71)Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC										
(72) Inventor(es) JAMISON Dale, E; PAYLOW Kevin, P; WILLIAMS Robert, L										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha		(33) País				
		12/710,445		23.02.2010		US				
(85) Fecha inicio fase nacional: 23.09.2012										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 23.02.2011										
No de solicitud: PCT/GB2011/000248										
(54) Título SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN										

7

☐

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) JAMISON, Dale , E PAYLOW, Kevin, P WILLIAMS, Robert, L
(31) No Prioridad 12/710,445	
(32) Fecha 23.02.2010	
(33) País US	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 23.09.12	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 23.02.2011 Número de Solicitud PCT PCT/GB2011/000248	(87) Publicación internacional Fecha 01.09.2011 No Publicación WO 2011/104504 A2

Resumen reivindicación (es):

La presente invención provee un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica que comprende las siguientes etapas: recopilar los datos de la PWD (presión mientras se perfora) de tiempo real; adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada; calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular una ECD máxima tolerable pronosticada basado en la desviación calculada; y determinar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la ECD tolerable máxima de un proceso de perforación. En otro aspecto, la presente invención provee un sistema para optimizar la tasa de penetración, dicho sistema se puede usar para controlar la tasa de penetración de una sarta de perforación, basado en la EDC tolerable máxima de un proceso de perforación.



000951

The State of Texas

Secretary of State

Requested for use in COLOMBIA

Not for use within the United States of America

This Apostille only certifies the signature, the capacity of the signer and the seal or stamp it bears. It does not certify the content of the document for which it was issued.

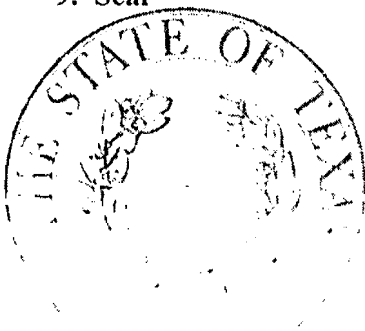
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

- | | |
|--------------------------------|---|
| 1. Country | United States of America |
| This public document | |
| 2. has been signed by | VICKI KELLEY |
| 3. acting in the capacity of | Notary Public, State of Texas |
| 4. and bears the seal/stamp of | VICKI KELLEY,
Notary Public, State of Texas,
Commission Expires: 05-16-12 |

CERTIFIED

- | | |
|---------------------------------------|--|
| 5. at Austin, Texas | |
| 7. by the Secretary of State of Texas | |
| 8. Certificate No. N-822556 | |
| 9. Seal | |



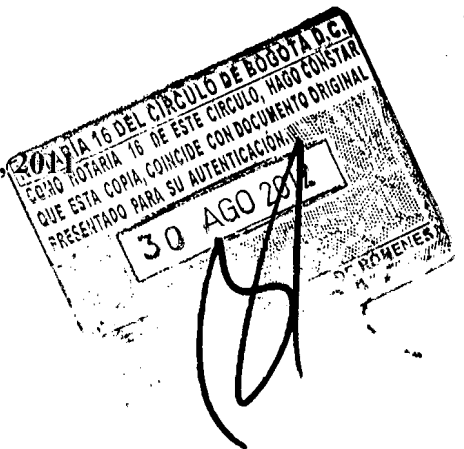
- | | |
|------------------------|--|
| 6. on October 24, 2011 | |
|------------------------|--|

- | | |
|----------------|--|
| 10. Signature: | |
|----------------|--|

Hope Andrade

Hope Andrade
Secretary of State

ST/tl



SECRETARIAL CERTIFICATION

On this 21st day of October, 2011, the undersigned Secretary of Halliburton Energy Services, Inc.

CERTIFIES

1. That: **William E. Shull** of legal age and domiciled in Houston, Texas, United States of America, set his hand on the foregoing document.

2. That the grantor is to me personally known and that he has legal capacity to execute the instrument.

3. That the grantor has executed the foregoing document as Senior Vice President and Chief Patent Counsel of Halliburton Energy Services, Inc..

4. That the juridical person Halliburton Energy Services, Inc., having its office in the State of Texas, and an office in the State of Oklahoma, is duly organized, has present legal existence and that the present act is within the scope of its corporate purposes.

5. That the grantor has in fact the referred to authority and that his representation is legal.

6. That I have based certifications 3, 4 and 5 above on the following authentic documents for such purposes exhibited to me and which I mention specifically, giving their dates and their origin or source:

-Resolution dated February 1, 2006, appointing Mr. William E. Shull as Senior Vice President and Chief Patent Counsel of Halliburton Energy Services, Inc.;

-By-Laws for Halliburton Energy Services, Inc..

Bruce A. Metzinger
Bruce A. Metzinger, Secretary

CERTIFICADO DEL SECRETARIO

A los 21st días del mes de octubre de 2011, el suscrito Secretario de Halliburton Energy Services, Inc.

CERTIFICA

1. Que **William E. Shull** mayor y domiciliado en Houston, Texas, Estados Unidos de America, suscribió de su puño y letra el documento que antecede.

2. Que conozco al otorgante y que tiene capacidad legal para el otorgamiento del documento anterior.

3. Que el otorgante ha suscrito el referido documento en su carácter Vice Presidente Senior y Abogado Director de Patentes de Halliburton Energy Services, Inc.

4. Que la persona jurídica, Halliburton Energy Services, Inc., con oficina en el Estado de Texas, y una oficina en el estado de Oklahoma, está legalmente constituida, que tiene existencia legal actual y que el presente acto está comprendido entre los que constituyen su objeto social.

5. Que el otorgante tiene efectivamente la representación que ostenta, y que esta es legal.

6. Que he basado las certificaciones 3, 4 y 5 anteriores en los siguientes documentos auténticos que al efecto se me exhibieron y que menciono específicamente con expresión de sus fechas y de su origen o procedencia:

-Resolución de fecha 1 febrero de 2006, que se nombra al Sr. William E. Shull como Vice Presidente Senior y Abogado Director de Patentes de Halliburton Energy Services, Inc.;

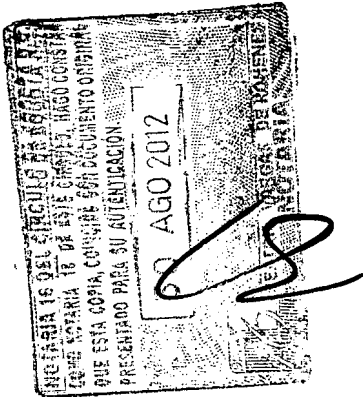
- Estatutos de Constitución de la Halliburton Energy Services, Inc..

Bruce A. Metzinger
Bruce A. Metzinger, Secretario



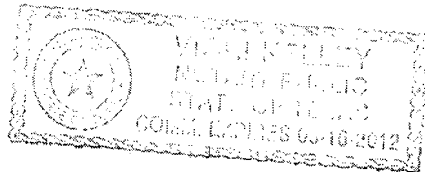
UNITED STATES OF AMERICA §
STATE OF TEXAS §
COUNTY OF HARRIS §

BEFORE ME, the undersigned, a Notary Public in and for said State, on this day personally appeared Bruce A. Metzinger, Secretary of Halliburton Energy Services, Inc., a Delaware corporation, known to me to be the person and officer whose name is subscribed to the foregoing instrument and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed, and in the capacity therein stated, this 21st day of October, 2011.



Vicki Kelley

Notary Public, State of Texas





El Estado de Texas
Secretaría de Estado

Solicitado para uso en COLOMBIA

No es para uso dentro de los Estados Unidos de América.

Esta Apostilla solo certifica la firma, la calidad del firmante y el sello o timbre que lleva.

Ésta no certifica el contenido del documento para el que se emite la misma.

APOSTILLA

(Convención de La Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
- Este documento público
2. ha sido firmado por VICKI KELLEY
3. actuando en calidad de Notario Público, Estado de Texas
4. y lleva el sello/timbre de VICKI KELLEY, Notario Público, Estado de Texas
- Comisión Expira: 05-16-12

CERTIFICA

5. en Austin, Texas
6. el 24 de octubre, 2011
7. por el Secretario del Estado de Texas
8. Certificado No. N-822556
9. Sello
10. Firma



Hope Andrade
Hope Andrade
Secretario de Estado
ST/tl



Sergio Eleuterio Latapre Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

Colombia-

PODER DE ABOGADO

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., una compañía debidamente constituida y en vigencia de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América (en lo sucesivo denominada como la "Compañía") y con domicilio en P.O. Box 1431, Duncan, Oklahoma 73536, Estados Unidos de América y que actúa a través de William E. Shull, el Vicepresidente Senior debidamente apoderado y Jefe de Abogados de Patentes por la presente nombra, autoriza, designa y faculta los siguientes individuos como los agentes legales y Apoderados de la Compañía para actuar para y en nombre de la compañía con respecto a las siguientes facultades:

PRIMERO: DARIO CARDENAS-NAVAS y/o LUZ HELENA ADARVE GOMEZ y/o EDUARDO CARDENAS-CABALLERO y/o BERNARDO P. CARDENAS-MARTINEZ y/o JUANITA ACOSTA GOMEZ y/o JULY GALINDO QUINTERO, abogados registrados de la firma CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS, domiciliada en la carrera 7 No. 71-52, torre B, piso 9, Bogotá D.C., Colombia, para realizar ante las autoridades y las Oficinas nacionales Colombianas correspondientes los procesos para obtener marcas registradas, patentes, modelos de utilidad, diseños y dibujos industriales, depósitos de insignias y nombres comerciales, así como también procesar renovaciones, cesiones, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de las mismas para cuyo propósito ellos están facultados para tomar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los propósitos indicados; para presentar solicitudes, declaraciones, reclamaciones, formular descripciones, correcciones, oposiciones y apelaciones; pagar todos los impuestos y cuotas y hacer cualquier otro pago determinado por ley; recibir todos los documentos y valores que emiten la respectiva cancelación; para cumplir cualesquier otros requerimientos y tomar, en general, todas las medidas que lleguen a ser oportunas para la defensa y protección de la Propiedad Industrial de la Compañía en el caso

Sergio Eleuterio Latrón Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2889 Minjusticia 1991

de infracciones, oposiciones, procedimientos para cancelación o anulación, imposición de multas, paso de antecedentes a los tribunales; ellos están facultados para aparecer como demandante o defensor ante los jueces competentes, tienen derecho a transar, presentar arbitraje, renuncia, recibir, renunciar, retirar, apelar y todos los otros poderes legales que puedan ser necesarios, y por la presente declaro desde ahora válido y bueno todo lo que tales abogados hagan para su beneficio, otorgándoles también poder para sustituir este poder y si es necesario revocar tales sustituciones.

SEGUNDO: Que para propósitos de los artículos 597 y 543 del Código de Comercio Colombiano los abogados tienen facultad para recibir servicios de notificación y designar abogados judiciales y extrajudiciales.

EN FE DE LO CUAL, **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.** ha producido este documento para ser firmado por su Vicepresidente Senior y Jefe de Abogados de Patentes el 20 de octubre, 2011.

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

POR: (aparece firma)

William E. Shull

Vicepresidente Senior y Jefe de Abogados de Patentes

Aparece Certificado del Secretario del 21 de octubre de 2011 de William E. Shull
Firmado por Bruce A. Metzinger, Secretario



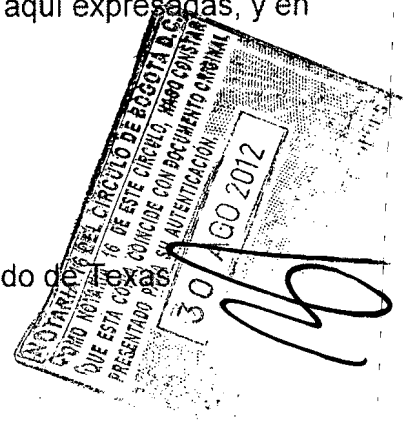
Sergio Eleuterio Latorre Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA §
 ESTADO DE TEXAS §
 CONDADO DE HARRIS §

ANTE MÍ, el abajo firmante, un Notario Público en y para dicho Estado, en este día compareció personalmente Bruce A. Metzinger, Secretario de Halliburton Energy Services, Inc., una corporación de Delaware, a quien conozco por ser la persona y funcionario cuyo nombre se suscribe al anterior instrumento y reconoció que el legalizó el mismo para los propósitos y consideración aquí expresadas, y en la calidad aquí establecida, el 21 de octubre, 2011.

(Aparece firma)

Notario Público, Estado de Texas



(Aparece sello:
 VICKY KELLEY
 NOTARIO PÚBLICO
 ESTADO DE TEXAS
 COMISIÓN EXPIRA 05-16-2012)

Sergio Clemente Latourre Mendoza
 Traductor e Interprete Oficial
 Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, Dale E. Jamison, Kevin P. Paylow and Robert L. Williams all of Harris County, Texas have invented "SYSTEM AND METHOD FOR OPTIMIZING DRILLING SPEED" for which I have made application for Letters Patent of the United States; and

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

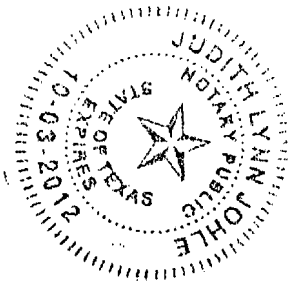
NOW, THEREFORE, for good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, I/We, by these presents do sell, assign and transfer and convey unto HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., its successors and assigns, the full and exclusive right, for the United States of America and its territorial possessions and for any and all foreign countries, in and to the said invention, described in the Patent Application first executed on February 5, 2010, submitted concurrently herewith, and any divisional, continuing or reissue application based on the present application preparatory to obtaining Letters Patent of the United States therefor; said invention, application and any and all Letters Patent issuing therefor to be held and enjoyed by HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., for its own use and behoof, and for its legal representatives, successors and assigns, to the full end of the term for which said Letters Patent may be granted, as fully and entirely as the same would have been held by me and had this assignment and sale not been made.

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

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

Dale E. Jamison
Dale E. Jamison

Notary

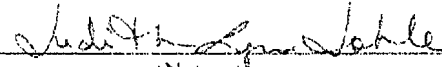


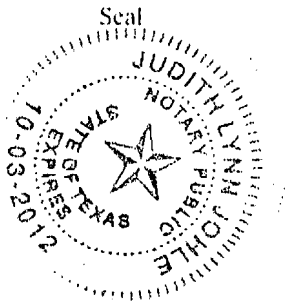
Executed this 5th day of February, ²⁰¹⁰~~2009~~ at Houston, TX


Kevin P. Paylow

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Kevin P. Paylow and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 5th day of February, 2009, 2010


(Notary)



Executed this 5th day of February, ²⁰¹⁰~~2009~~ at Houston, TX

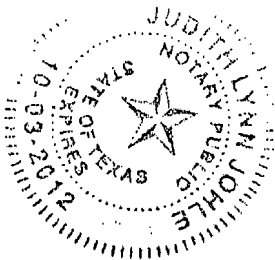
Robert L. Williams
Robert L. Williams

STATE OF Texas)
) ss
COUNTY OF Harris)

Before me personally appeared said Robert L. Williams and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 5th day of February, ~~2009~~ 2010

Seal

Judith Lynn Johle
(Notary)



CESIÓN

Considerando que, Yo/Nosotros, Dale E. Jamison, Kevin P. Paylow y Robert L. Williams todos del Condado de Harris, Texas hemos inventado "SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD DE PERFORACIÓN" para la que he hecho la solicitud de Títulos de Patente de los Estados Unidos; y

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

AHORA, POR LO TANTO, a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconoce, Yo/Nosotros, por la presente, vendemos, cedemos, transferimos y transmitimos a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores y cesionarios, el derecho completo y exclusivo, para los Estados Unidos de América y sus posesiones territoriales y para todos y cualesquier países diferentes a los Estados Unidos, en y para dicha invención, descrita en la Solicitud de Patente legalizada primero el 5 de febrero, 2010, presentada concurrentemente aquí y cualquier solicitud divisional, de continuación o de reemisión con base en la presente solicitud preparatoria para obtener los Títulos de Patente de los Estados Unidos de la misma; dicha invención, solicitud y todos y cualesquier Títulos de Patente que se emitan de la misma para ser poseídos y disfrutados por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., para su propio uso y beneficio, y para sus representantes legales, sucesores y cesionarios, hasta el fin completo del término para el cual se pueden otorgar dichos Títulos de Patente, tan plena y completamente como si los mismos hubieran sido poseídos por mí si no se hubiera realizado esta cesión y venta.

Y acuerdo adicionalmente firmar todos los documentos, hacer todos los juramentos legales y hacer todos los actos necesarios para la presentación de cualesquier descargo o para la presentación y cesión de cualquier solicitud o

solicitudes divisionales, de continuación o de reemisión de patente con base en la presente solicitud, así como también para cualquier otra solicitud estadounidense o extranjera de patente que se relacione con dicha invención.

Y me comprometo a comunicar adicionalmente a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores, cesionarios u otros representantes legales, los hechos que se relacionen con la invención descrita en la presente solicitud o Títulos de Patente que se emitan a la misma según lo pueda llegar a saber, y testificar en cuanto a dichos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

Legalizado, el día 5 de febrero, 2010, en Houston

(Aparece firma)

Dale E. Jaminson

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Dale E. Jaminson y reconoció el anterior instrumento por ser un hecho de su libre voluntad el día 5 de febrero 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:

JUDITH LYNN JOHLE

NOTARIO PÚBLICO

ESTADO DE TEXAS

EXPIRA 10-03-2012)

Legalizado, el día 5 de febrero, 2010, en Houston, TX

(Aparece firma)

Kevin P. Paylow

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Kevin P. Paylow y reconoció el anterior instrumento por ser un hecho de su libre voluntad el día 5 de febrero 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

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

Legalizado, el día 5 de febrero, 2010, en Houston, TX

(Aparece firma)

Robert L. Williams

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Robert L. Williams y reconoció el anterior instrumento por ser un hecho de su libre voluntad el día 5 de febrero 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:

JUDITH LYNN JOHLE

NOTARIO PÚBLICO

ESTADO DE TEXAS

EXPIRA 10-03-2012)

26

SISTEMA Y MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA VELOCIDAD
DE PERFORACIÓN

Referencia cruzada a las solicitudes relacionadas

La presente invención no está relacionada con ninguna aplicación copendiente.

Campo de la invención

La presente invención se refiere a un sistema y un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica, mediante la utilización de los datos acerca de los valores de presión reales y modelados del pozo de sondeo, para así determinar la tasa de penetración más rápida a la cual puede suceder la perforación de manera segura.

Descripción del arte relacionado

El petróleo y el gas natural son combustibles fósiles encontrados en determinadas formaciones geológicas. Los mismos resultan cruciales como fuentes de energía y se utilizan para muchas otras aplicaciones químicas. Dada la alta demanda de gas natural y de petróleo se han desarrollado técnicas elaboradas para perforar la superficie del suelo hasta alcanzar los depósitos de petróleo y gas natural. Muchas veces estos depósitos están a miles o incluso cientos de miles de pies debajo de la superficie. Del mismo modo, los depósitos con frecuencia se encuentran localizados debajo del lecho marítimo.

Una vez que un depósito eventual de gas natural o petróleo se ha ubicado, se organiza un equipo de perforación para formar un pozo de sondeo en la formación. El equipo de perforación incluye los sistemas de energía, motores mecánicos, un taladro de placa giratoria y un sistema de circulación que circula fluido, algunas veces denominado "lodo", a través del pozo de sondeo. El fluido sirve para separar los materiales a medida que la broca los afloja de la roca circundante durante la perforación y para mantener la presión adecuada del pozo de sondeo. No es necesario decir que un equipo de perforación es complejo y una pieza costosa de maquinaria.

La perforación en si misma se lleva a cabo utilizando una broca en el fondo de la tubería (sarta de perforación) y transmitiendo un movimiento giratorio a la broca utilizando un tubo de lados múltiples conocido como un "kelly" con una placa giratoria. A medida que progresa la perforación, el lodo circula a través del tubo hacia el pozo de sondeo y los trozos de roca son retirados del pozo por medio del lodo circulante. Se agregan nuevas secciones al tubo, progresivamente, a medida que la perforación continúa. La perforación se completará cuando se alcance una profundidad deseada, en cuyo punto se llevarán a cabo varias pruebas para ubicar precisamente y aislar la profundidad de la formación que alberga los depósitos de hidrocarburos deseados.

Sin embargo, el proceso de perforación es extremadamente costoso y lleva mucho tiempo. La operación de un equipo mar adentro cuesta fácilmente \$500.000 diario. Por lo tanto, pequeños ahorros de tiempo conllevarán a grandes ahorros monetarios. Por supuesto que al perforar más rápido se ahorrará tiempo, porque el tiempo de perforación se reducirá y ello redundará en pozos petrolíferos en una fase de "producción" más expedita.

Es importante manejar adecuadamente la presión del pozo de sondeo adecuadamente durante la perforación para asegurar que el proceso de perforación resulte en un pozo estable. Si hubiese mucha presión de fluido durante la perforación, habrá insuficientes márgenes entre la fractura de la formación y las presiones de poros, lo que puede resultar en daños a la formación y dificultades en la producción. Si la presión es baja, puede ocurrir una "explosión". Este escenario es peligroso y potencialmente costoso de remediar. Sin embargo, hay un incentivo para perforar tan rápido como se pueda porque al hacerlo se ahorra tiempo y, por lo tanto, gastos. Sin embargo, el perforar más rápido hace más difícil responder adecuadamente a los cambios en la presión del pozo de sondeo. Es difícil determinar una tasa de penetración que sea óptimamente rápida y todavía segura.

RESUMEN DE LA INVENCION

La invención utiliza información de tiempo real acerca de la presión obtenida mientras se perfora una formación geológica y la analiza en combinación con los datos de la densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés) modelada para el proceso de perforación basado en el análisis estadístico para estimar la tasa de seguridad de penetración. La ECD es la densidad efectiva ejercida por un fluido de circulación (el lodo) contra la formación, que toma en cuenta la caída en la presión debido al diferencial de presión entre el pozo de sondeo y la superficie. La densidad equivalente de circulación se puede calcular a partir de una medición de la presión del espacio anular (presión del lodo de circulación) tomada en una posición seleccionada en el espacio anular basado en la expresión familiar para la presión hidrostática de una columna de fluido:

$$p = \rho gh$$

donde p representa la presión. ρ representa la densidad de fluido, g representa la gravedad y h representa la profundidad vertical de la posición a la cual se mide la presión. La solución de la anterior expresión para la densidad proporciona la siguiente expresión para la densidad equivalente de circulación:

$$ECD = p / gh$$

La ECD se puede determinar mediante el empleo de sensores o el modelado utilizando un modelo de compu-

tación. En cualquier caso, refleja la presión que ejerce el lodo sobre el pozo de sondeo a medida que continúa la perforación.

El propósito de la invención es maximizar la productividad de los esfuerzos de perforación. En general, la productividad es determinada por la relación del tiempo del equipo (tiempo empleado en la perforación) a NPT (Tiempo No Productivo); cuando se perfora un pozo es deseable llevar al máximo esta relación porque hay un costo asociado con el NPT mientras que sólo el tiempo del equipo es una forma útil y productiva de ahorrar dinero. Además, dado que los costos están asociados con cada tipo de tiempo, es deseable minimizar ambas formas de tiempo y una forma de hacerlo es tener una tasa de penetración más alta.

Una forma de ejecución utiliza la técnica de expansión/compresión de la actividad de perforación selectiva (SDACE) de los datos históricos de tiempo real junto con un simulador de perforación Look-Ahead (Buscar Hacia Adelante) de la broca, tal como el Software DFGTM de HalliburtonTM con el Módulo Hidráulico Drill Ahead®. Al llevar a cabo los análisis estadísticos y matemáticos para combinar estas dos fuentes de información en un proyecto de perforación en marcha, la invención puede desarrollar proyecciones acerca de cuáles valores de la ECD serán los valores de ECD máximos tolerables para el pro-

ceso de perforación en marcha. Basado en lo que es práctico para un proceso de perforación determinado, los estimados luego se pueden utilizar para incrementar la tasa de penetración. Ello permitirá posteriormente un incremento en la productividad, ya que se dará lugar a un aumento seguro de la tasa de penetración.

De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica, que comprende las siguientes etapas, a saber: recopilar los datos de la presión mientras se perfora (PWD, por sus siglas en inglés) de tiempo real; adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada; calcular la desviación estándar de las diferencias entre los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular una ECD máxima tolerable pronosticada basado en la desviación calculada; y, determinar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la ECD tolerable máxima de un proceso de perforación.

De preferencia, un método para optimizar la tasa de penetración de la perforación y el rendimiento cuando se perfora en una formación geológica comprende las etapas de reunir los datos de la PWD (presión mientras se perfora) de tiempo real provenientes de un sensor de un equipo de perforación tal como un montaje MWD (medición mientras perfora) en el fondo de la perforación, adquirir los da-

tos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada para el proceso de perforación, calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular un conjunto de datos de la ECD tolerable máxima pronosticada para el proceso de perforación basado en la desviación calculada y determinar la tasa de penetración de la sarta de perforación del equipo de perforación basado en los datos de la ECD tolerable máxima del proceso de perforación.

En otro aspecto, la invención proporciona un sistema para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica, cuyo sistema comprende lo detallado a continuación: una unidad de recopilación para recoger los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real; una unidad de adquisición para adquirir los datos de ECD (densidad equivalente de circulación) modelada; una unidad de cálculo para calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD en tiempo real y dicha ECD modelada; una unidad de cálculo para calcular una ECD tolerable máxima pronosticada basada en la desviación calculada; y una unidad de control para controlar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la EDC tolerable máxima de un proceso de perforación.

De preferencia se proporciona lo siguiente, a saber:

Un sistema para optimizar la tasa de penetración de una perforación y el rendimiento cuando se perfora una formación geológica, cuyo sistema comprende: una unidad de recopilación para recoger los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real desde un sensor de un equipo de perforación tal como un montaje de medición mientras perfora (MWD, por sus siglas en inglés) en el fondo de la perforación, una unidad para adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada para dicho proceso de perforación, una unidad de cálculo para calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; una unidad de cálculo para calcular un conjunto de datos de la ECD tolerable máxima pronosticada para dicho proceso de perforación basado en la desviación calculada, y, una unidad de control para controlar la tasa de penetración de la sarta de perforación del equipo de perforación basado en los datos de la ECD tolerable máxima del equipo de perforación del pozo de sondeo.

De acuerdo con otro aspecto de la invención se proporciona, a saber: Un aparato para optimizar la tasa de penetración de una perforación y el rendimiento cuando se perfora una formación geológica, cuyo aparato comprende: medios para recopilar los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real desde un sensor de un equipo

de perforación tal como un montaje MWD (medición mientras perfora) en el fondo de la perforación, medios para adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada para dicho proceso de perforación, medios para calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; medios para calcular un conjunto de datos de la ECD tolerable máxima pronosticada para dicho proceso de perforación basado en la desviación calculada, medios para determinar la tasa de penetración de la sarta de perforación del equipo de perforación basado en los datos de la ECD tolerable máxima del proceso de perforación.

De acuerdo con otro aspecto de la invención, se proporciona lo que a continuación se detalla: Un medio legible por una computadora, que tiene instrucciones almacenadas, donde las instrucciones, cuando son ejecutadas por un procesador, cumplen funciones de computación diseñadas para optimizar la tasa de penetración de una perforación y el rendimiento cuando se perfora una formación geológica y que comprende las siguientes etapas: recopilar los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real desde un sensor de un equipo de perforación tal como un montaje MWD (medición mientras perfora) en el fondo de la perforación, adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada para dicho

proceso de perforación, calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular un conjunto de datos de la ECD tolerable máxima pronosticada para el proceso de perforación basado en la desviación calculada, y, determinar la tasa de penetración de la sarta de perforación del equipo de perforación basado en los datos de la ECD tolerable máxima del proceso de perforación.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 es un gráfico que muestra los valores ECD vs. el tiempo correspondientes con la PWD (presión mientras perfora) medida así como modelada y cómo se comparan contra el gradiente de fractura.

La Figura 2 es un gráfico que muestra los valores ECD vs. el tiempo correspondientes con la PWD (presión mientras perfora) medida así como modelada y cómo se pueden utilizar para estimar una curva ECD máxima que permanezca por debajo del gradiente de fractura.

La Figura 3 es un gráfico que muestra una ECD hipotética si la tasa de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) se incrementase en 100% durante la perforación y muestra que permanece por debajo de la curva de la ECD máxima, que está debajo del gradiente de fractura.

La Figura 4 es un gráfico que muestra varios ahorros de tiempo y dinero que resultarán en diferentes niveles

de agresividad en la perforación (es decir, varios incrementos en la ROP).

La Figura 5 es un ejemplo de los datos verdaderos en tiempo real de los pozos.

La Figura 6 es un diagrama de bloque de un sistema de computación de una forma de ejecución.

La Figura 7 es un diagrama de flujo de un método de una forma de ejecución.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

En la descripción a continuación se especifican numerosos detalles específicos a fin de proporcionar una comprensión cabal de la presente invención. Sin embargo, para aquellos versados en el arte será obvio que la presente invención se podrá poner en práctica sin todos o algunos de los detalles específicos. En otros casos, las etapas del proceso bien conocidas no han sido descritas en detalle a fin de no enturbiar de manera innecesaria la presente invención.

En una operación de perforación, se generan enormes presiones en el pozo, lo que se debe manejar con cuidado. Se debe mantener un equilibrio cuidadoso entre el perforar tan pronto como sea posible, que ahorra un tiempo valioso, y preservar la integridad de la operación de perforación, impidiendo las fracturas o explosiones. Una de las metas de la invención es ayudar a aquellos implicados en una perforación en la toma de decisiones que ayudarán

a determinar una tasa de perforación óptima para la penetración.

La invención lleva a cabo esta optimización utilizando los datos de la PWD en tiempo real 103 del pozo, que usualmente se muestra en un cuadro como en la Figura 1. Dicho cuadro traza los datos de ECD 101 que son la Densidad Equivalente de Circulación, una manera de medir la Presión Mientras Perfora.

Como se ilustra en la Figura 6, que muestra un diagrama de bloque de una forma de ejecución de un sistema de computación, la unidad de recopilación 601 reúne los datos de la PWD de tiempo real provenientes del equipo de perforación (a través de un sensor subterráneo tal como un montaje MWD, por ejemplo) y una unidad de adquisición 602 adquiere los datos de ECD modelada para el equipo de perforación. Una forma de ejemplo de adquirir los datos de la ECD modelada es utilizar el software de modelado tal como el Software DFGTM con el Módulo Hidráulico DrillAhead® de Halliburton, que proporcionarán un modelado de búsqueda-hacia-adelante ("Look-ahead") en el cual se pronostican las futuras condiciones de la perforación.

Una vez que la unidad de recopilación 601 y la unidad de adquisición realizan sus tareas, la información que proporcionan será utilizada por una unidad de cálculo 603 para calcular la desviación estándar de las diferencias de dichos datos de PWD de tiempo real y ECD mode-

lada y calcular un grupo de datos de ECD tolerable máxima pronosticada para dicho proceso de perforación, basado en las desviaciones calculadas conforme se describe en mayor detalle a continuación. Por último, esta información se transmite a una unidad de control 604 para controlar el equipo de perforación basado en los datos de ECD tolerable máxima del proceso de perforación.

Volviendo a la Figura 1, el gradiente de fractura 105 está claramente lejos a la derecha, es decir, más alto en el valor ECD tanto de la curva de PWD 103 y la curva modelo 104. El trabajo del inventor ha demostrado que, utilizando la desviación estándar de la PWD medida y la ECD modelada, se pueden hacer estimados sobre qué tan cerca del gradiente de fractura se puede operar de manera confiable durante un proceso de perforación. Cuanto más pequeña la desviación estándar, mayor la confianza que se tiene al operar cercano al gradiente de fractura.

Más específicamente, la unidad de cálculo puede emplear la definición tradicional de desviación estándar:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}$$

En esta Ecuación 1:

Xbar es el promedio de datos PWD y X_i son los resultados del modelo separado para cierto período de tiempo. Una vez calculada la desviación estándar y esta-

blecido un sentido del error estándar se pueden determinar los límites superiores de las simulaciones de optimización utilizando la Ecuación 2:

$$\text{Ecuación 2: } ECD_{\text{máximo}} = FG - (RF \cdot \sigma + SF)$$

Los datos del Gradiente de Fractura provienen de múltiples fuentes. Con frecuencia, se sabrá el gradiente de fractura basado en los pozos de compensación y la prueba de pozo hecha en los mismos. Además, hay numerosos programas que intentan modelar y pronosticar la presión de poro y el gradiente de fractura basándose en diferentes propiedades tales como el tipo de roca, la porosidad, la temperatura, etc. Una buena referencia del pronóstico de los gradientes de fractura se presenta en *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction* por Alan R. Huffman, Glenn L. Bowers, American Association of Petroleum Geologists, American Association of Drilling Engineers, American Association of Petroleum Geologists, American Association of Drilling Engineers Capítulo Houston.

En la Ecuación 2, RF representa un factor de confiabilidad y SF representa un factor de seguridad. El factor de seguridad depende de muchos factores, incluyendo el riesgo (costo) de exceder la ECD y los costos de mitigación. El factor de confiabilidad se basa en el número de desviaciones estándar. Si asumimos una distribución normal, entonces para un $RF = 1$ aproximadamente 68% de los

valores estarán dentro del rango. Para un $RF = 2$, aproximadamente 95% de los valores estarán dentro del rango y para $RF = 3$ aproximadamente 99%. Un SF razonable unido a un factor de confiabilidad aceptable asegurará que la ECD permanezca por debajo del gradiente de fractura mediante un margen de seguridad. El usuario de una forma de ejecución determinada elige el RF y el SF para reflejar el margen de error que considere aceptable. En tiempo real, la desviación estándar, σ , se puede calcular basado en la "ventana" de perforación previa utilizando uno de varios métodos tales como el movimiento promedio a través del pozo, la corrida de la broca o la formación de la corriente. Cualquier inestabilidad en la desviación estándar podría ser factoreada inmediatamente en el proceso de optimización mediante un recálculo de la ECD_{max} .

La Figura 2 muestra la ECD_{max} 203 calculada y el rango operativo de seguridad con un factor de seguridad incluido. Una vez más, es la ECD 201 vs. tiempo 202, con PWD registrado 204. El área sombreada 205 muestra el rango de oportunidad para aumentar la ECD y maximizar la ROP (tasa de penetración).

Los cortes generados durante el proceso de perforación deben ser transportados a la superficie por el fluido de perforación en el espacio anular. Cuanto más rápida la ROP, más alta se hace la concentración de cortes en el fluido de perforación. A medida que la concentración de

cortes aumenta, también aumenta la densidad promedio del fluido de perforación. El aumento en la densidad del fluido de perforación causará que el componente hidrostático de la presión que ejerce el fluido de perforación también aumente en la formación. En adición al incremento de la densidad, también habrá un incremento en la viscosidad efectiva. El incremento de la viscosidad se manifestará también en presiones más elevadas de la perforación de pozo. De este modo, un ROP más elevado conlleva a una ECD mayor por las dos razones antes mencionadas. Históricamente, un límite de concentraciones de cortes de aproximadamente 5% ha sido recomendado para los pozos verticales. Dado que los pozos usualmente han llegado a tener un mayor alcance, las recomendaciones de concentraciones de cortes promedio se han reducido en menos de 3%.

En los datos históricos de tiempo real, no todas las actividades pueden o deben ser sometidas a expansión o compresión en tiempo. Por ejemplo, los tiempos de conexión están limitados por el tiempo físico requerido para manejar los tubos. La perforación, por otro lado, con frecuencia se puede acelerar o endentecer; de ahí surge lo de "compresión de tiempo selectiva". También, varios elementos del proceso de perforación tales como "bomba y giro" para limpieza del hoyo así como otros elementos de perforación pueden tener diferentes cantidades de tiempo

de compresión y/o expansión a través de la simulación de varios intervalos.

En la tabla presentada a continuación de datos de tiempo real históricos se muestra un ejemplo con dos actividades de perforación. En este caso la actividad de perforación es seguida por la actividad de conexión de tubos luego nuevamente la perforación. Es importante notar que, usualmente, se registra gran cantidad de data en pequeños incrementos de tiempo, por lo general de hasta una vez por segundo. A continuación, estos elementos se combinan y se representan juntos por razones de simplicidad.

Tabla 1: En este método se pueden seleccionar los elementos de tiempo individuales y expandir o comprimir artificialmente el tiempo requerido por una actividad específica. Así, se puede cambiar efectivamente la ROP de la data histórica en preparación para correrla a través de un simulador para pronosticar la ECD, si el operador hubiese perforado a una tasa más rápida. En este ejemplo, el tiempo de conexión permanece constante mientras la ROP se duplica. La data modificada en base a tiempo será la siguiente. Es de notar que la ROP se puede determinar por medios tales como un sensor instalado en la broca de perforación que se devuelve a la tasa a la cual ocurre la perforación exitosa.

Tiempo transcurrido	Actividad	Profundidad	PWD	ROP
00:00:00	Perforación	1000	12	
00:20:00	Perforación	1050	12	150
00:40:00	Perforación	1100	12	150
00:40:01	Conexión	1100	11,5	0
00:45:00	Conexión	1100	11,5	0
00:45:01	Perforación	1100	12	150
00:65:00	Perforación	1150	12	150
00:85:00	Perforación	1200	12	150

Tabla 2: El simulador DAH utiliza la data histórica modificada para recrear una comparación en tiempo real de los datos de la ECD modelada con la PWD histórica. En este caso la ECD pronosticada será recta y se trazará en tiempo real con la PWD real y la ECD modelada como se muestra en la Figura 3 en 304.

Tiempo transcurrido	Actividad	Profundidad	ROP
00:00:00	Perforación	1000	
00:10:00	Perforación	1050	300
00:20:00	Perforación	1100	300
00:20:01	Conexión	1100	0
00:25:00	Conexión	1100	0

00:25:01	Perforación	1100	300
00:35:00	Perforación	1150	300
00:45:00	Perforación	1200	300

Esencialmente, la Figura 3 muestra en un cuadro en tiras 300 la ECD_{maximo} 301, la PWD 302 y la data Modelo 303 así como la ECD con el incremento de 100% en la tasa de penetración. La $ECD_{\text{máximo}}$ 301 muestra que dicho incremento es posible y, claramente, la misma profundidad se puede alcanzar de manera segura en 45 minutos en vez de 85 minutos.

La Figura 4 representa 3 escenarios en los cuales la tasa de penetración de la perforación se incrementa de manera progresiva. Un cuadro en tiras 400 muestra la profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés) 401 vs. la $ECD_{\text{máxima}}$ 403, la PWD 404 y la ECD Modelo 405. En 402 hay 3 escenarios, marcados como Escenarios 1, 2 y 3 que muestran cómo al ir progresivamente más rápido cada vez (mientras permanece bajo el gradiente de fractura) se pueden ahorrar \$12.500; \$20.830 ó \$29.160, dependiendo de las condiciones de la perforación. Las condiciones particulares que subyacen a estas tasas de penetración incrementadas no son importantes; el punto importante detrás de estos escenarios radica en que las formas de ejecución proporcionan al usuario de umbrales cada vez más rápidos que se pueden optar por implementar para llegar a

una perforación rápida y segura, en tanto la perforación permanece dentro de límites calculados. Por lo tanto, las formas de ejecución sugieren umbrales máximos para velocidades de perforación y pronostican cuáles serán los resultados de la perforación en velocidades de perforación intermedias. Las formas de ejecución se pueden diseñar para perforar simplemente tan rápido como sea posible (dados los límites del equipo y el pozo de sondeo) o proporcionar la información a los perforadores y permitirles hacer la elección.

La data de la ECD corriente 402 para la PWD 404, el modelo de ECD 405 y MD 401 son actualizados continuamente a medida que la perforación progresa. La Figura 4 muestra tres escenarios de broca que miran adelante en 406, 407, 408 (F, G, H). También muestra la profundidad de intervalo J 409, proporcionando información que permitirá la elección de un escenario de optimización sobre el otro.

En la tabla a continuación (Tabla 3) se presenta otro ejemplo de cómo se podría imponer la SDACE (Expansión/Compresión Selectiva de la Actividad de Perforación) en datos de tiempo real. En este ejemplo, se muestra un 50% en ROP combinado con un 25% de incremento en la circulación (limpieza del hoyo). En este caso se ahorra tiempo debido a que la tasa de perforación se incrementa. Sin embargo, se sacrifica algún tiempo en la limpieza del hoyo. No obstante, en un equipo mar adentro a \$500.000

diario, este simple ejemplo se traducirá en un ahorro de 17,5 minutos de tiempo, por un valor de aproximadamente \$6076, teniendo en cuenta que esto es considerando únicamente un intervalo aproximado de una hora. Repitiéndolo durante las 24 horas del día, ello reportará un ahorro de \$145.824.

Tiempo transcurrido (H/M/S)	Tiempo transcurrido comp./exp.	Status	ROP real	ROP com-primida	Ahorro potencial tiempo
0:00:00	0:00:00	Perforación	80	120	
1:00:00	0:40:00	Perforación	80	120	+00:20:00
1:00:01	0:40:01	Circulación	0	0	
1:10:00	0:52:30	Circulación	0	0	-00:02:30
1:10:01	0:52:31	Perforación			

La Figura 5 presenta un gráfico de la ECD esperada con la compresión en tiempo selectivo del proceso de perforación que se utiliza para crear simulaciones de una ROP incrementada.

En estas simulaciones, los datos de la ROP han sido incrementados artificialmente para determinar si se podría o no aumentar una ROP y mantener una ECD aceptable por debajo del gradiente de fractura. En este ejemplo de datos de pozo reales en tiempo real se podría haber aumentado fácilmente la ROP en 50% y permanecer por debajo del gradiente de fractura.

Además del eventual ahorro de dinero, también se pueden optimizar otros costos eventuales asociados con la perforación. Algunos de ellos pueden incluir, mas sin limitarse a los mismos: los cambios en la formulación del lodo tanto con adiciones de productos como con una selección del sistema real basado en los datos de desplazamiento/históricos, los cambios en la formulación del lodo basado en las redes neurales u otras técnicas de inteligencia artificial relacionadas con las recomendaciones de la red neural en tiempo real para asuntos de lubricidad, tales como torsión y arrastre, problemas de pérdida de circulación, mantenimiento del material por pérdida de circulación, cambios en los procedimientos operacionales, optimización de la selección de la broca de perforación y vida útil de la broca, acoplamiento de peso sobre la broca, tasa de penetración y tasa de bombeo, diámetro de los cortes y contaminación por sólidos de baja gravedad y tratamiento.

De esta manera, una forma de ejecución del método mostrado en la Figura 7 implicará el recopilar los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real desde un sensor de un equipo de perforación 701, adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) para dicho equipo de perforación 702, calcular la desviación estándar de las diferencias de dichos datos 703 de la data de ECD modelada y dicha PWD de tiempo real y cal-

cular un grupo de datos de la ECD tolerable máxima pronosticada para el proceso de perforación basado en la desviación calculada 704, y, determinar la tasa de penetración del equipo de perforación basado en los datos de la ECD tolerable máxima del proceso de perforación 704.

La mayor parte de los esfuerzos de los datos de tiempo real se enfocan en administrar el riesgo, para la prevención y la mitigación de los errores que resultan en costos de dinero para el operador. La presente invención opera por oportunidad no explotada, en vez de por capitalización. Utilizando las fuentes de información previamente existentes, la invención las combina en un uso novedoso y nada obvio de la desviación estándar entre los datos modelados y los reales. Esta tecnología también se puede emplear como una herramienta de entrenamiento y una herramienta de auditoría posterior.

Es de entender que el sistema de optimización de perforación 600 se ilustra y argumenta en este documento contando con varios módulos y unidades que realizan funciones particulares e interactúan entre si. También se debe tener en cuenta que estos módulos y unidades se separan simplemente tomando como base su función por razones de seguridad de la descripción y representan el hardware de computación y/o el software ejecutable que se almacena en un medio legible para la computadora para eje-

cución en un hardware de computación adecuado. Las diferentes funciones de los diferentes módulos y unidades se pueden combinar o separar como hardware y/o software en un medio legible para la computadora como módulos de cualquier manera y se pueden utilizar por separado o combinados.

Si bien se han descrito y mostrado varias formas de ejecución de acuerdo con la presente invención, es de entender que la invención no se limita a las mismas. Las personas versadas en el arte podrán cambiar, modificar y aplicar la presente invención. Por lo tanto, esta invención no se limita a los detalles mostrados y previamente descritos sino que también incluye todos dichos cambios y modificaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica, cuyo método comprende las siguientes etapas:

Recopilar los datos de la PWD (presión mientras se perfora) de tiempo real;

Adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada;

Calcular la desviación estándar de las diferencias entre los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada;

Calcular una ECD máxima tolerable pronosticada basado en la desviación calculada; y,

Determinar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la ECD tolerable máxima de un proceso de perforación.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se calculan utilizando dicha desviación estándar como un desplazamiento del gradiente de fractura (FG).

3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de confiabilidad (RF) que se multiplica por dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG).

4. El método de acuerdo con la reivindicación 1, donde dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de seguridad (SF) que se agrega a dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG).

5. El método de acuerdo con la reivindicación 4, donde dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de seguridad (SF) que se agrega a dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG), basado además en un factor de confiabilidad (RF) que se multiplica por dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG).

6. El método de acuerdo con la reivindicación 3, en el cual el RF se basa en una distribución normal de dichas diferencias.

7. El método de cualquier reivindicación precedente que comprende, además, la etapa de calcular un grupo de valores de ECD subóptimos pero mejorados para guiar dicha velocidad de perforación.

8. El método de cualquier reivindicación precedente que comprende, además, la etapa de utilizar datos históricos de iteraciones anteriores del método para desarrollar por lo menos uno de los siguientes: adiciones de

productos para la formulación de lodo, selección del sistema real y cambios de los procedimientos operacionales.

9. El método de acuerdo con la reivindicación 8, en el cual la formulación del lodo cambia por lo menos uno de los mencionados a continuación: la lubricidad, la torsión, el arrastre y los materiales perdidos en la circulación.

10. El método de cualquier reivindicación precedente que comprende, además, la etapa de seleccionar las propiedades de la broca de perforación basado en la tasa de penetración.

11. El método de cualquier reivindicación precedente, donde dicha tasa de penetración determinada se utiliza para guiar el proceso de perforación en el equipo de perforación.

12. Un sistema para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica, cuyo sistema comprende:

Una unidad de recopilación para recoger los datos de la PWD (presión mientras perfora) de tiempo real;

Una unidad de adquisición para adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada;

Una unidad de cálculo para calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD en tiempo real y dicha ECD modelada;

Una unidad de cálculo para calcular una ECD tolerable máxima pronosticada basada en la desviación calculada; y,

Una unidad de control para controlar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la EDC tolerable máxima de un proceso de perforación.

13. El sistema de la reivindicación 12, donde dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se calculan utilizando dicha desviación estándar como un desplazamiento del gradiente de fractura (FG).

14. El sistema de acuerdo con la reivindicación 12, en el cual dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de confiabilidad (RF) que se multiplica por dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento del gradiente de fractura (FG).

15. El sistema de acuerdo con la reivindicación 12, en el cual dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de seguridad (SF) que se agrega a dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG).

16. El sistema de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual dichos datos de la ECD tolerable máxima pronosticada se basan en un factor de seguridad (SF) que se agrega a dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG),

basado además en un factor de confiabilidad (RF) que se multiplica por dicha desviación estándar cuando se utiliza como un desplazamiento de dicho gradiente de fractura (FG).

17. El sistema de la reivindicación 15, en el cual el RF se basa en la distribución normal de dichas diferencias.

18. El sistema de cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 17, donde dicha unidad de cálculo calcula un grupo de valores de ECD subóptimos pero mejorados para guiar dicha velocidad de perforación.

19. El sistema de cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 18, donde dicha unidad de cálculo utiliza datos históricos de las pasadas iteraciones del método para desarrollar por lo menos uno de los siguientes: las adiciones de productos para la formulación de lodo, la selección del sistema real y los cambios de los procedimientos operacionales.

20. El sistema de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual la formulación del lodo cambia por lo menos uno de los referidos en lo que sigue: la lubricidad, la torsión, el arrastre y los materiales perdidos en la circulación.

21. El sistema de cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 20, donde la unidad de cálculo selecciona las

propiedades de la broca de perforación con base en la tasa de penetración.

22. El sistema de cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 21, que comprende, además, un controlador de perforación que utiliza la tasa de penetración determinada para guiar la perforación en el equipo de perforación.

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención provee un método para optimizar la tasa de penetración cuando se perfora una formación geológica que comprende las siguientes etapas: recopilar los datos de la PWD (presión mientras se perfora) de tiempo real; adquirir los datos de la ECD (densidad equivalente de circulación) modelada; calcular la desviación estándar de las diferencias de los datos de dicha PWD de tiempo real y dicha ECD modelada; calcular una ECD máxima tolerable pronosticada basado en la desviación calculada; y determinar la tasa de penetración de una sarta de perforación basado en la ECD tolerable máxima de un proceso de perforación. En otro aspecto, la presente invención provee un sistema para optimizar la tasa de penetración, dicho sistema se puede usar para controlar la tasa de penetración de una sarta de perforación, basado en la EDC tolerable máxima de un proceso de perforación.

La Figura 1 es un gráfico que muestra los valores ECD vs. el tiempo correspondientes con la PWD (presión mientras perfora) medida así como modelada y cómo se comparan contra el gradiente de fractura

1/6

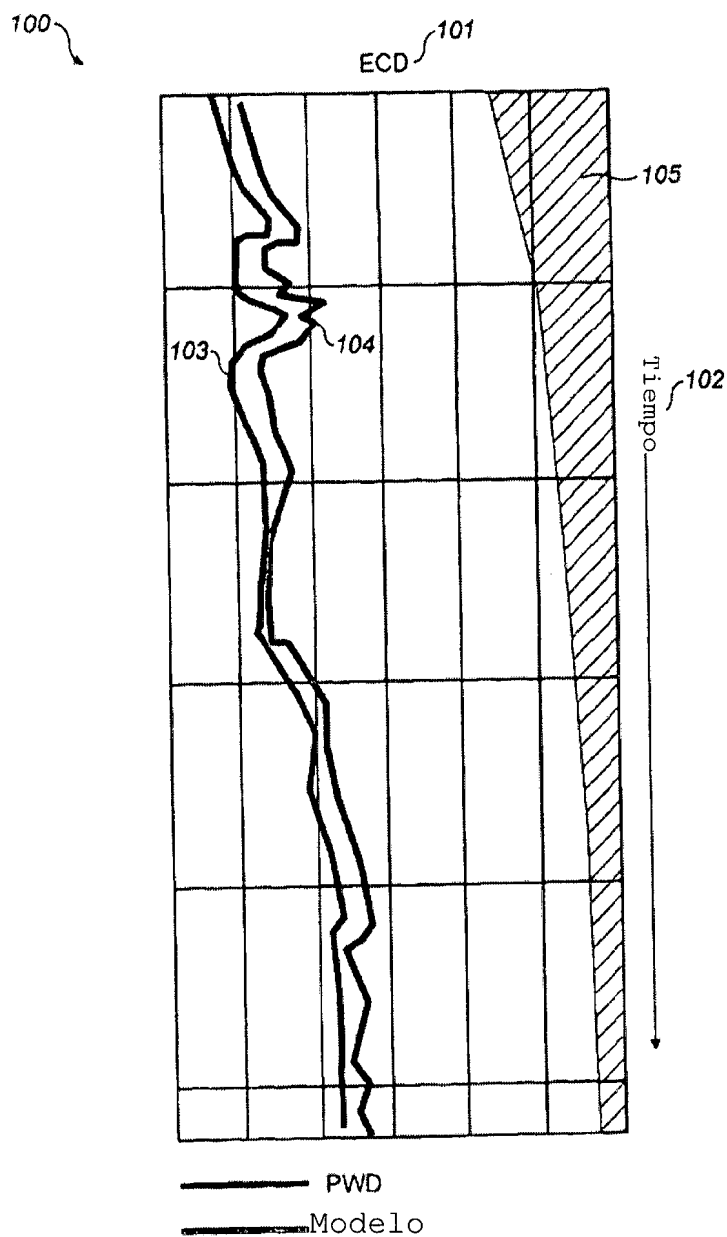


FIG. 1

HOJA SUSTITUTA (NORMA 26)

La Figura 2 es un gráfico que muestra los valores ECD vs. el tiempo correspondientes con la PWD (presión mientras perfora) medida así como modelada y cómo se pueden utilizar para estimar una curva ECD máxima que permanezca por debajo del gradiente de fractura

2/6

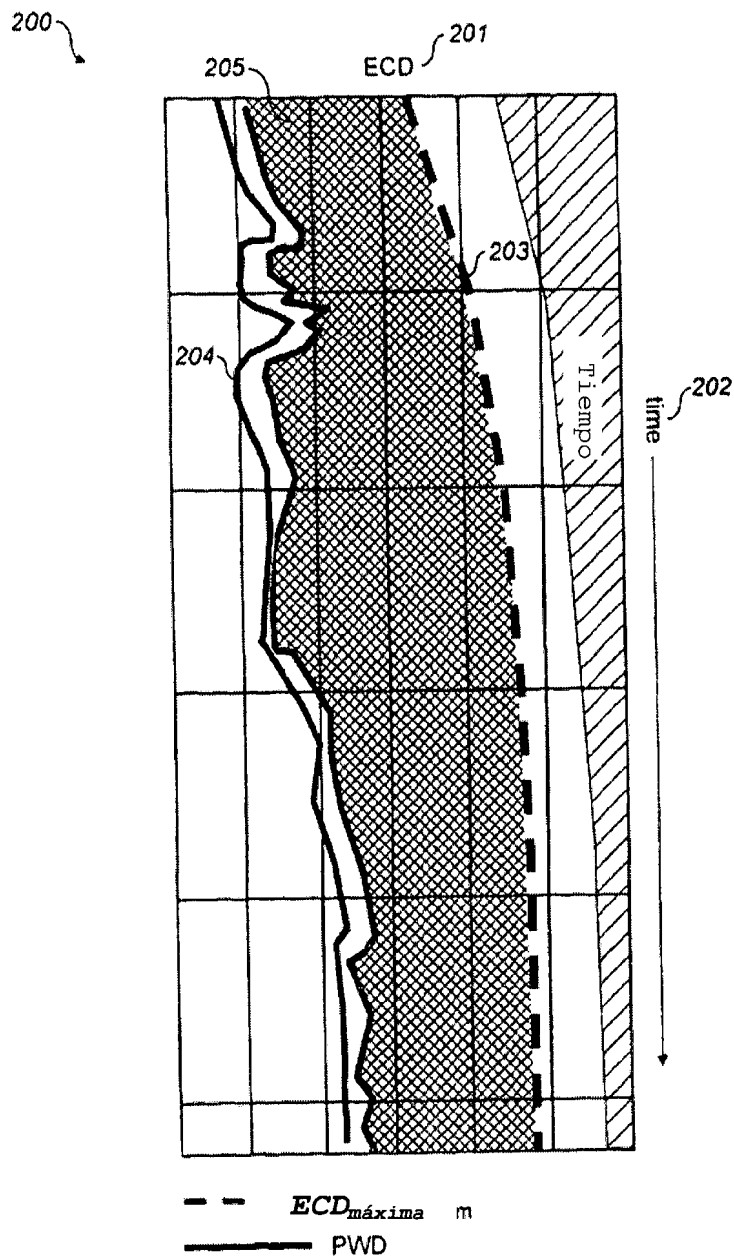


FIG. 2

HOJA SUSTITUTA (NORMA 26)

La Figura 3 es un gráfico que muestra una ECD hipotética si la tasa de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) se incrementase en 100% durante la perforación y muestra que permanece por debajo de la curva de la ECD máxima, que está debajo del gradiente de

3/6

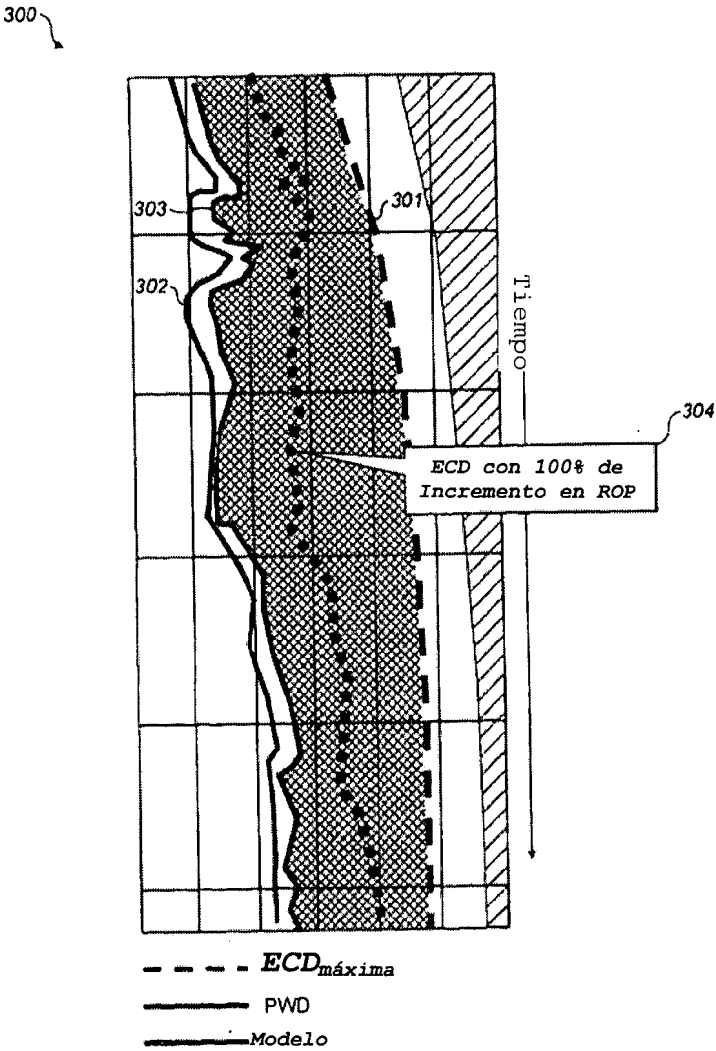


FIG. 3

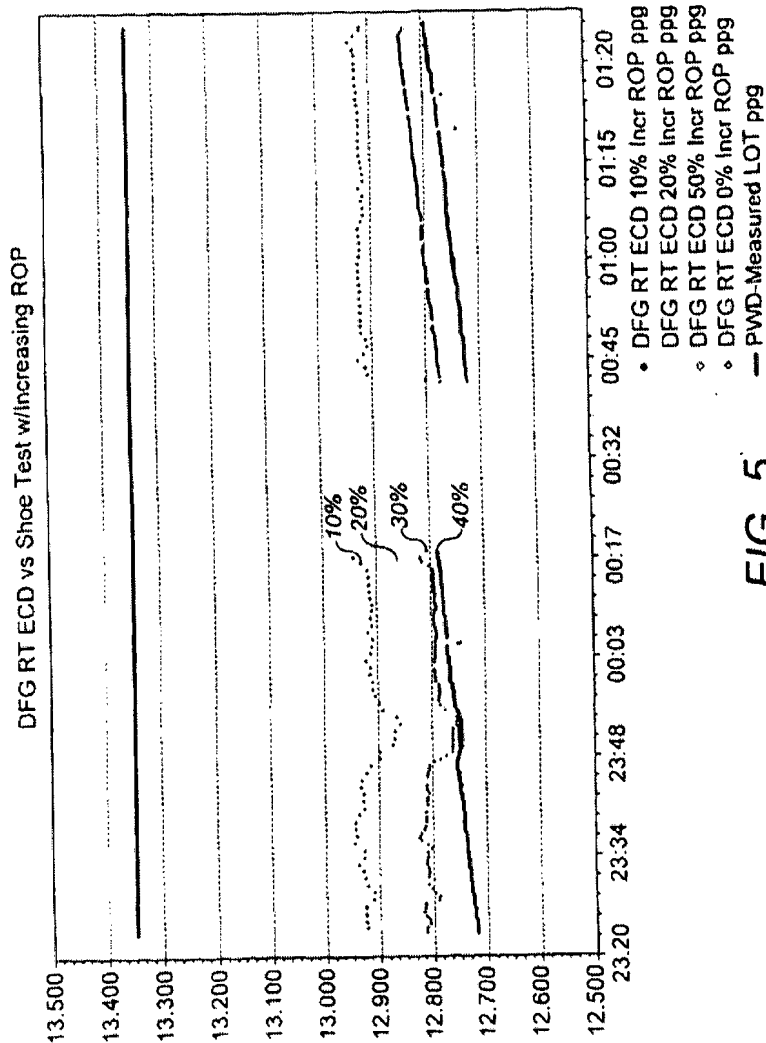
HOJA SUSTITUTA (NORMA 26)

4/6



34

DFG RT ECD vs Prueba de zapata con incrementos del ROP
PWD-Medida LOT ppg



La Figura 5 es un ejemplo de los datos verdaderos en tiempo real de los pozos

La Figura 6 es un diagrama de bloque de un sistema de computación de una forma de ejecución

6/6

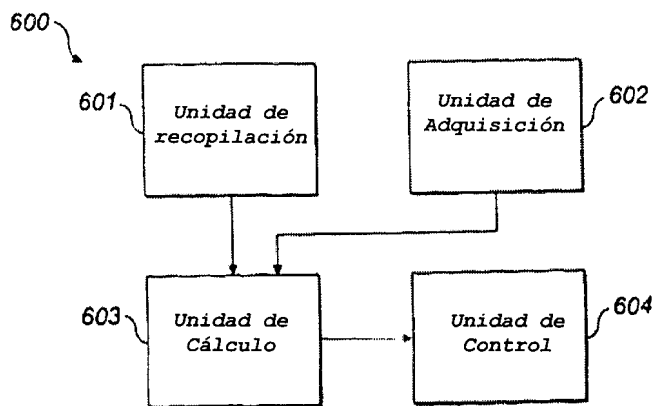


FIG. 6

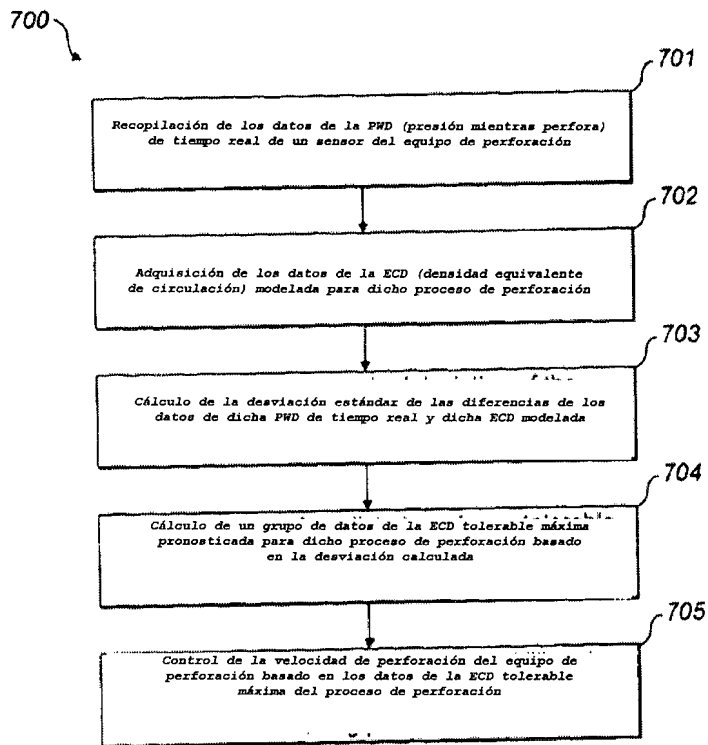


FIG. 7

HOJA SUSTITUTA (NORMA 26)

La Figura 7 es un diagrama de flujo de un método de una forma de ejecución

57

SYSTEM AND METHOD FOR OPTIMIZING DRILLING SPEED

Cross-Reference to Related Applications

The present invention is not related to any co-pending applications.

Field of the Invention

The present invention relates to a system and method for optimizing the rate of penetration when drilling into a geological formation by utilizing data about actual and modeled borehole pressure values to determine the fastest rate of penetration at which drilling can occur safely.

Description of the Related Art

Oil and natural gas are fossil fuels that are found in certain geological formations. They are crucial as energy sources, and are used for many other chemical applications. Because of the high demand for oil and natural gas, elaborate techniques have been developed to drill into the earth's surface to reach deposits of oil and natural gas. Many times these deposits are thousands, or even tens of thousands, of feet below the surface. Also, deposits are often located beneath the ocean floor.

Once a prospective deposit of oil or natural gas has been located a drilling rig is set up to form a borehole into the formation. The drilling rig includes power systems, mechanical motors, a rotary turntable drill, and a circulation system that circulates fluid, sometimes called "mud", throughout the borehole. The fluid serves to remove materials as the drill bit loosens them from the surrounding rock during drilling and to maintain adequate borehole pressure. Needless to say, a drilling rig is a complex and expensive piece of machinery.

The drilling itself takes place by using a drill bit at the bottom of the pipe (drill string) and transmitting rotary motion to the bit using a multi-sided pipe known as a "kelly" with a turntable. As drilling progresses, mud circulates through the pipe into the borehole and bits of rock are removed from the hole by the circulating mud. New sections are added to the pipe progressively as the drilling continues. The drilling will be completed when a desired depth is reached, at which point various tests can be conducted to precisely locate and isolate the depth of the formation housing the desired hydrocarbon deposits.

However, the drilling process is extremely expensive and time consuming. The operation of an offshore rig can easily cost \$500,000 per day. Therefore, small time savings can lead to huge monetary savings. Drilling faster of course saves time because the drilling time would be reduced, leading to "production" phase oil wells more quickly.

It is important to manage borehole pressure properly during drilling, to ensure that the drilling process leads to a stable hole. If there is too much fluid pressure during drilling, there may be insufficient margins between formation fracture and pore pressures, which may result in damage to the formation and production difficulties. If the pressure is low, a "blowout" can occur. This scenario is dangerous and potentially expensive to cure. However, there is an incentive to drill as quickly as possible, because to do so saves time and thus expense. However, drilling faster makes it more difficult to properly respond to borehole pressure changes. It is difficult to determine a rate of penetration that is optimally fast, and yet safe

SUMMARY OF THE INVENTION

The invention uses real-time information about pressure obtained while drilling into a geological formation and analyzes it in combination with modeled equivalent circulating density (ECD) data for the drilling process based on statistical analysis to estimate a safe rate of penetration. ECD is the effective density exerted by a circulating fluid (the mud) against the formation that takes into account the pressure drop due to pressure differential between the borehole and the surface. Equivalent circulating density may be calculated from an annulus pressure (pressure of the circulating mud) measurement taken at a selected position in the annulus based on the familiar expression for hydrostatic pressure of a column of fluid:

$$p = \rho gh$$

p represents the pressure, ρ represents the fluid density, g represents gravity, and h represents the vertical depth of the position at which the pressure is measured. Solving the above expression for density provides the following expression for equivalent circulating density:

$$ECD = p / gh$$

ECD may either be determined by the use of sensors, or modeled using a computer model. In any event, it reflects the pressure the mud places on the borehole as drilling continues.

The purpose of the invention is to maximize productivity of drilling efforts. Productivity is generally determined by the ratio of rig time (time spent drilling) to NPT (Non-Productive Time); when drilling a well it is desirable to maximize this ratio because there is a cost associated with NPT whereas only rig time is a productive and useful way to spend money. Furthermore, because costs are associated with either type of time, it is desirable to minimize both forms of time, and one way to do this is to have a higher rate of penetration.

One embodiment uses selective drilling activity compression/expansion (SDACE) of historical real time data coupled with a look-ahead-of the-bit drilling simulator such as Halliburton's™ DFG™ Software with DrillAhead® Hydraulics Module. By engaging in mathematical and statistical analysis to combine these two sources of information about an ongoing drilling project, the invention can develop projections about what ECD values will be the maximum tolerable ECD values for the ongoing drilling process. Based upon what is practical for a given drilling process, the estimates can then be used to increase rate of penetration. This will then allow increased productivity by allowing a safe increase in rate of penetration.

According to one aspect of the present invention, there is provided a method for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation, comprising the steps of: gathering real-time PWD (pressure while drilling) data; acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data; calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data; calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation; and determining the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.

Preferably a method for optimizing drilling rate of penetration and performance when drilling into a geological formation, comprises the steps of: gathering real-time PWD (pressure while drilling) data from a drilling rig sensor such as a MWD (measurement while drilling) bottomhole assembly, acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data for the drilling process, calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data; calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for the drilling process based on the calculated deviation, and determining the rate of penetration of the drilling rig drill string based on the maximum tolerable ECD data of the drilling process.

In another aspect, the invention provides a system for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation, comprising: a gathering unit for gathering real-time PWD (pressure while drilling) data; an acquiring unit for acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data; a calculating unit for calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data; a calculating unit for calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation; and a controlling unit for controlling the rate of

penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.

Preferably, there is provided: A system for optimizing drilling rate of penetration and performance when drilling into a geological formation, comprising: a gathering unit for gathering real-time PWD (pressure while drilling) data from a drilling rig sensor such as a MWD (measurement while drilling) bottomhole assembly, an acquiring unit for acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data for said drilling process, a calculating unit for calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data, a calculating unit for calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for said drilling process based on the calculated deviation, and a controlling unit for controlling the rate of penetration of the drilling rig drill string based on the maximum tolerable ECD data of the drilling rig borehole.

According to another aspect of the invention, there is provided: An apparatus for optimizing drilling rate of penetration and performance when drilling into a geological formation, comprising: means for gathering real-time PWD (pressure while drilling) data from a drilling rig sensor such as a MWD (measurement while drilling) bottomhole assembly, means for acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data for said drilling process, means for calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data, means for calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for said drilling process based on the calculated deviation, means for determining the rate of penetration of the drilling rig drill string based on the maximum tolerable ECD data of the drilling process.

According to another aspect of the invention, there is provided: Computer readable media, having instructions stored thereon, wherein the instructions, when executed by a processor, perform computing functions designed for optimizing drilling rate of penetration and performance when drilling into a geological formation, comprising the steps of: gathering real-time PWD (pressure while drilling) data from a drilling rig sensor such as a MWD (measurement while drilling) bottomhole assembly, acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data for the drilling process, calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data, calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for the drilling process based on the calculated deviation, and determining the rate of penetration of the drilling rig drill string based on the maximum tolerable ECD data of the drilling process.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

FIG. 1 is a graph showing ECD values vs. time corresponding with measured PWD (pressure-while-drilling) as well as a model and how they compare to the fracture gradient.

FIG 2. is a graph showing ECD values vs. time corresponding with measured PWD (pressure-while-drilling) as well as a model and how they can be used to estimate a maximum ECD curve that remains below the fracture gradient.

FIG. 3 is a graph which shows a hypothetical ECD if the ROP (rate-of-penetration) were increased 100% in drilling, and shows that it remains beneath the maximum ECD curve, which is beneath the fracture gradient.

FIG. 4 is a graph which shows various time and money savings which would result from various levels of aggressiveness in drilling (i.e. various increases in ROP).

FIG. 5 is an example of actual real-time data from wells.

FIG. 6 is a block diagram of a computer system of an embodiment.

FIG. 7 is a flowchart of a method of an embodiment.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

In the following description, numerous specific details are set forth in order to provide a thorough understanding of the present invention. It will be apparent, however, to one skilled in the art, that the present invention may be practiced without some or all of these specific details. In other instances, well known process steps have not been described in detail in order not to unnecessarily obscure the present invention.

In a drilling operation, tremendous pressures are generated in the borehole, which must be managed carefully. A careful balance must be struck between drilling as rapidly as is feasible, which saves precious time, and preserving the integrity of the drilling operation, by preventing fracturing or a blowout. One of the aims of the invention is to be of use in helping those involved in drilling to make decisions that will help determine an optimized drilling rate of penetration.

The invention does this optimization by using real-time PWD data 103 from the well, which is usually displayed in a strip chart as in FIG. 1. Such a chart plots ECD 101 data, which are Equivalent Circulating Density, a way of measuring Pressure-While-Drilling.

As illustrated in FIG. 6, which shows a block diagram of a computer system embodiment, gathering unit 601 gathers real-time PWD data from a drilling rig, (through a downhole sensor such as an MWD assembly, for example) and an acquiring unit 602 acquires modeled ECD data for the drilling rig. An example way to acquire the modeled ECD data is to use modeling software such as DFG™ Software with DrillAhead® Hydraulics Module from

Halliburton™, which will provide “look-ahead” modeling in which future drilling conditions are predicted.

Once the gathering unit 601 and the acquiring unit perform their tasks, the information they provide may be used by a calculating unit 603 for calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data and calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for said drilling process based on the calculated deviations as described in greater detail below. Finally, this information is transmitted to a controlling unit 604 for controlling the drilling rig based on the maximum tolerable ECD data of the drilling process.

Returning to FIG. 1, the fracture gradient 105 is clearly far to the right, i.e. higher in ECD value of both the PWD curve 103 and model curve 104. The inventors' work has shown that, using the standard deviation of the measured PWD and modeled ECD, estimates can be made as to how close to the fracture gradient one can reliably operate during a drilling process. The smaller the standard deviation, the more confidence one has operating near the fracture gradient.

More specifically, the calculating unit can use the traditional definition of standard deviation:

$$\text{Equation 1: } \sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i - \bar{x})^2}$$

In this Equation 1, $\bar{x}$ is the average of the PWD data and x_i are the discrete-model results for some time period. Once the standard deviation is computed and a sense of the standard error is established, one can determine the upper limits of the optimization simulations. Using equation 2:

$$\text{Equation 2: } \text{ECD}_{\text{maximum}} = \text{FG} - (\text{RF} * \sigma + \text{SF})$$

Fracture Gradient data can come from multiple sources. Often one will know the fracture gradient based on offset wells and well testing done on them. Additionally, there are numerous programs that attempt to model and predict pore pressure and fracture gradient based on various properties such as rock type, porosity, temperature etc. One good reference on the prediction of fracture gradients is: Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction by Alan R. Huffman, Glenn L. Bowers, American Association of Petroleum Geologists,

American Association of Drilling Engineers, American Association of Petroleum Geologists, American Association of Drilling Engineers Houston Chapter.

In Equation 2, RF represents a reliability factor and SF represents a safety factor. The safety factor depends on many factors including the risk (cost) of exceeding ECD and mitigating costs. The reliability factor is based on the number of standard deviations. If we assume a normal distribution then for a $RF = 1$ about 68% of the values would fall into the range. For a $RF = 2$, about 95% of the values would fall into the range and for $RF = 3$ about 99%. A reasonable SF coupled with an acceptable reliability factor would ensure that ECD would stay below the fracture gradient by a safe margin. The user of a given embodiment chooses RF and SF to reflect the margin of error that he or she considers acceptable. In real-time the standard deviation, σ , can be calculated based on a previous "window" of drilling using one of several methods such as a moving average over the well, current bit run, or current formation. Any instability in the standard deviation could immediately be factored into the optimization process by a recalculation of the ECD_{max} .

FIG. 2 shows the calculated ECD_{max} 203 and the safe operating range with a safety factor included. Once again, it is ECD 201 vs. time 202, with PWD recorded 204. The shaded area 205 shows the range of opportunity to increase ECD and maximize the ROP (rate of penetration).

Cuttings generated during the drilling process must be transported to the surface by the drilling fluid in the annulus. The faster the ROP, the higher the cuttings concentration becomes in the drilling fluid. As the cuttings concentration increases, the average density of the drilling fluid increases as well. The increase in drilling fluid density will cause the hydrostatic component of the pressure the drilling fluid exerts on the formation to increase as well. In addition to the density increase there will be an effective viscosity increase as well. The viscosity increase will manifest into higher wellbore pressures as well. Hence, higher ROP leads to greater ECD for both of these reasons. Historically, a cuttings concentrations limit of about 5% has been recommended for vertical wells. As wells have become typically more extended reach, average cuttings concentrations recommendations have been reduced to less than 3%.

In real time historical data, not all activities can be or should be subjected to time compression or expansion. For example, connection times are constrained by the physical time required to handle the pipes. Drilling on the other hand can often be sped up or slowed down;

hence the term “selective time compression”. Also, various elements of the drilling process such as “pump and rotate” for hole-cleaning as well as other drilling elements can have different amounts of time compression and/or expansion throughout the simulation for various intervals.

In the following table of historical real time data, an example with two drilling activities are shown. In this case drilling activity is followed by pipe connection activity then again by drilling. It is important to note that large amounts of data are typically recorded in small time increments; typically up to once per second. In the following, these elements are combined and represented together for simplicity.

Table 1: In this method one can select individual time elements and artificially expand or compress the time a specific activity required. Thus, one can effectively change the ROP of the historical data in preparation of running it through a simulator to predict ECD, had the operator drilled at the faster rate. In this example the connection time remains constant while ROP is doubled. The modified time basis data would then be the following. Note that ROP may be determined by means such as a sensor installed on the drill bit which returns the rate at which drilling successfully occurs.

Elapsed Time	Activity	Depth	PWD	ROP
00:00:00	Drilling	1000	12	
00:20:00	Drilling	1050	12	150
00:40:00	Drilling	1100	12	150
00:40:01	Connection	1100	11.5	0
00:45:00	Connection	1100	11.5	0
00:45:01	Drilling	1100	12	150
00:65:00	Drilling	1150	12	150
00:85:00	Drilling	1200	12	150

Table 2: The DAH simulator uses this modified historical data to recreate a real time comparison of modeled ECD to historical PWD data. In this case the predicted ECD would be right and could be plotted in real time with the actual PWD and modeled ECD as shown in FIG. 3 at 304.

Elapsed Time	Activity	Depth	ROP
00:00:00	Drilling	1000	
00:10:00	Drilling	1050	300
00:20:00	Drilling	1100	300
00:20:01	Connection	1100	0
00:25:00	Connection	1100	0
00:25:01	Drilling	1100	300
00:35:00	Drilling	1150	300
00:45:00	Drilling	1200	300

Essentially, FIG. 3, shows in a strip chart 300 ECD_{maximum} 301, PWD 302, and the Model data 303 as well as the ECD with the 100% increase in the rate of penetration. The ECD_{maximum} 301 shows that such an increase is possible, and clearly the same depth can be safely reached in 45 minutes instead of 85 minutes.

FIG. 4 represents 3 scenarios where drilling rate of penetration is progressively increased. A strip chart 400 shows MD (measured depth) 401 vs. ECD_{maximum} 403, PWD 404 and Modeled ECD 405. At 402 are 3 scenarios, marked Scenarios 1, 2, and 3 which show how progressively going faster and faster (while remaining under the fracture gradient) can save \$12,500; \$20,830, or \$29,160; depending on drilling conditions. The particular conditions underlying these increased rates of penetration are not important; the important point behind these scenarios are that the embodiments provide the user with progressively faster and faster thresholds that they may opt to implement that can lead to fast, safe drilling as long as the drilling remains within calculated limits. Thus, the embodiments suggest maximum thresholds for drilling speeds and predict what the results of drilling at intermediate drilling speeds will be. The embodiments may be designed to simply drill as fast as possible (given the limits of the rig and the borehole, or to provide the information to drillers and to allow them to choose).

Current ECD data 402 for the PWD 404, model ECD 405 and MD 401 are continuously updated as drilling progresses. FIG. 4 shows three look-ahead bit scenarios at 406, 407, 408 (F, G, H). It also shows the interval depth J 409, providing information which will allow the choice of one optimization scenario over the other.

In the table below (Table 3) is another example of how SDACE (Selective Drilling Activity Compression/Expansion) might be imposed on real-time data. In this example a 50% in ROP combined with a 25% increase in circulation (hole-cleaning) time is shown. In this case, time is saved because the drilling rate is increased. However, some time is sacrificed to hole-cleaning time. Regardless, on an offshore rig at \$500,000 per day, this simple example would translate into a 17.5 minute time savings worth about \$6076. Bear in mind this is only considering approximately a one hour interval. Repeated throughout a 24-hour day this would realize a savings of \$145,824.

Elapsed Time (H/M/S)	Comp/Exp/Elapsed Time	Status	Real ROP	Compressed ROP	Potential Time Savings
0:00:00	0:00:00	Drilling	80	120	
1:00:00	0:40:00	Drilling	80	120	+00:20:00
1:00:01	0:40:01	Circulating	0	0	
1:10:00	0:52:30	Circulating	0	0	-00:02:30
1:10:01	0:52:31	Drilling			

FIG. 5 presents a graph of expected ECD with selective time compression of the drilling process that is used to create simulations of increased ROP.

In these simulations, ROP data has been artificially increased to determine whether or not ROP could be increased and yet maintain acceptable ECD's below the fracture gradient. In this example of actual real time well data, one could have easily increased the ROP by 50% and stayed well below the fracture gradient.

Besides potential time saving, other potential costs associated with drilling can be optimized. Some of these may include, but are not limited to: mud formulation changes both with product additions and with actual system selection based on historical/offset data, mud formulation changes based on neural nets or other artificial intelligence techniques related to neural net recommendations in real-time for lubricity issues, such as torque and drag, lost circulation problems, lost circulation material maintenance, operational procedural changes.

optimization of drill bit selection and bit life, coupling of weight on bit, rate of penetration, and pump rate, cuttings diameter, and low gravity solids contamination and treatment

Thus, a method embodiment shown in FIG. 7 would involve gathering real-time PWD (pressure while drilling) data from a drilling rig sensor 701, acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data for said drilling rig 702, calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data 703, and calculating a set of predicted maximum tolerable ECD data for the drilling process based on the calculated deviation 704 and determining the rate of penetration of the drilling rig based on the maximum tolerable ECD data of the drilling process 704.

Most real-time data efforts focus on managing risk, though prevention and mitigation of mistakes that cost the operator money. This invention operates, instead by capitalizing upon an unexploited opportunity. By using previously existing sources of information, the invention combines them in a novel and nonobvious use of the standard deviation between the actual and the modeled data. This technology can also be used as a training tool and post-well auditing tool.

It should be noted that the drilling optimization system 600 is illustrated and discussed herein as having various modules and units which perform particular functions and interact with one another. It should be understood that these modules and units are merely segregated based on their function for the sake of description and represent computer hardware and/or executable software code which is stored on a computer-readable medium for execution on appropriate computing hardware. The various functions of the different modules and units can be combined or segregated as hardware and/or software stored on a computer-readable medium as above as modules in any manner, and can be used separately or in combination.

While various embodiments in accordance with the present invention have been shown and described, it is understood that the invention is not limited thereto. The present invention may be changed, modified and further applied by those skilled in the art. Therefore, this invention is not limited to the detail shown and described previously, but also includes all such changes and modifications.

CLAIMS:

1. A method for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation, comprising the steps of:
 - gathering real-time PWD (pressure while drilling) data;
 - acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data;
 - calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data;
 - calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation; and
 - determining the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.
2. The method of claim 1, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is calculated by using said standard deviation as an offset from the fracture gradient (FG).
3. The method of claim 1, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is based on a reliability factor (RF) that is multiplied by said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).
4. The method of claim 1, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is based on a safety factor (SF) that is added to said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).
5. The method of claim 4, wherein said predicated maximum tolerable ECD data is based on a safety factor (SF) that is added to said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG), further based on a reliability factor (RF) that is multiplied by said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).
6. The method of claim 3, where the RF is based on a normal distribution of said differences.
7. The method of any preceding claim, further comprising the step of calculating a set of suboptimal but improved ECD values to guide said drilling speed.
8. The method of any preceding claim, comprising the further step of using historical data from past iterations of the method to develop at least one of: product additions for mud formulation, actual

system selection, and operational procedural changes.

9. The method of claim 8, where mud formulation changes at least one of: lubricity, torque, drag, and lost circulation materials.

10. The method of any preceding claim, comprising the further step of selecting drill bit properties based on the rate of penetration.

11. The method of any preceding claim, where said determined rate of penetration is used to guide the drilling process on the drilling rig.

12. A system for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation, comprising:

a gathering unit for gathering real-time PWD (pressure while drilling) data;

an acquiring unit for acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data;

a calculating unit for calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data;

a calculating unit for calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation;

and a controlling unit for controlling the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.

13. The system of claim 12, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is calculated by using said standard deviation as an offset from the fracture gradient (FG).

14. The system of claim 12, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is based on a reliability factor (RF) that is multiplied by said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).

15. The system of claim 12, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is based on a safety factor (SF) that is added to said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).

16. The system of claim 15, wherein said predicted maximum tolerable ECD data is based on a safety factor (SF) that is added to said standard deviation when it is used as an offset from said

fracture gradient (FG), further based on a reliability factor (RF) that is multiplied by said standard deviation when it is used as an offset from said fracture gradient (FG).

17. The system of claim 15, where the RF is based on a normal distribution of said differences.
18. The system of any one of claims 12 to 17, wherein said calculating unit calculates a set of suboptimal but improved ECD values to guide said drilling speed.
19. The system of any one of claims 12 to 18, wherein said calculating unit uses historical data from past iterations of the method to develop at least one of product additions for mud formulation, actual system selection, and operational procedural changes.
20. The system of claim 19, where mud formulation changes at least one of lubricity, torque, drag, and lost circulation materials.
21. The system of any one of claims 12 to 20, wherein the calculating unit selects drill bit properties based on the rate of penetration.
22. The system of any one of claims 12 to 21, further comprising a drilling controller that uses the determined rate of penetration to guide the drilling on the drilling rig.

ABSTRACT

The present invention provides a method for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation comprising the steps of: gathering real-time PWD (pressure while drilling) data; acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data; calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data; calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation; and determining the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process. In another aspect the present invention provides a system for optimizing rate of penetration, which system can be used to control the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.

FIG. 1

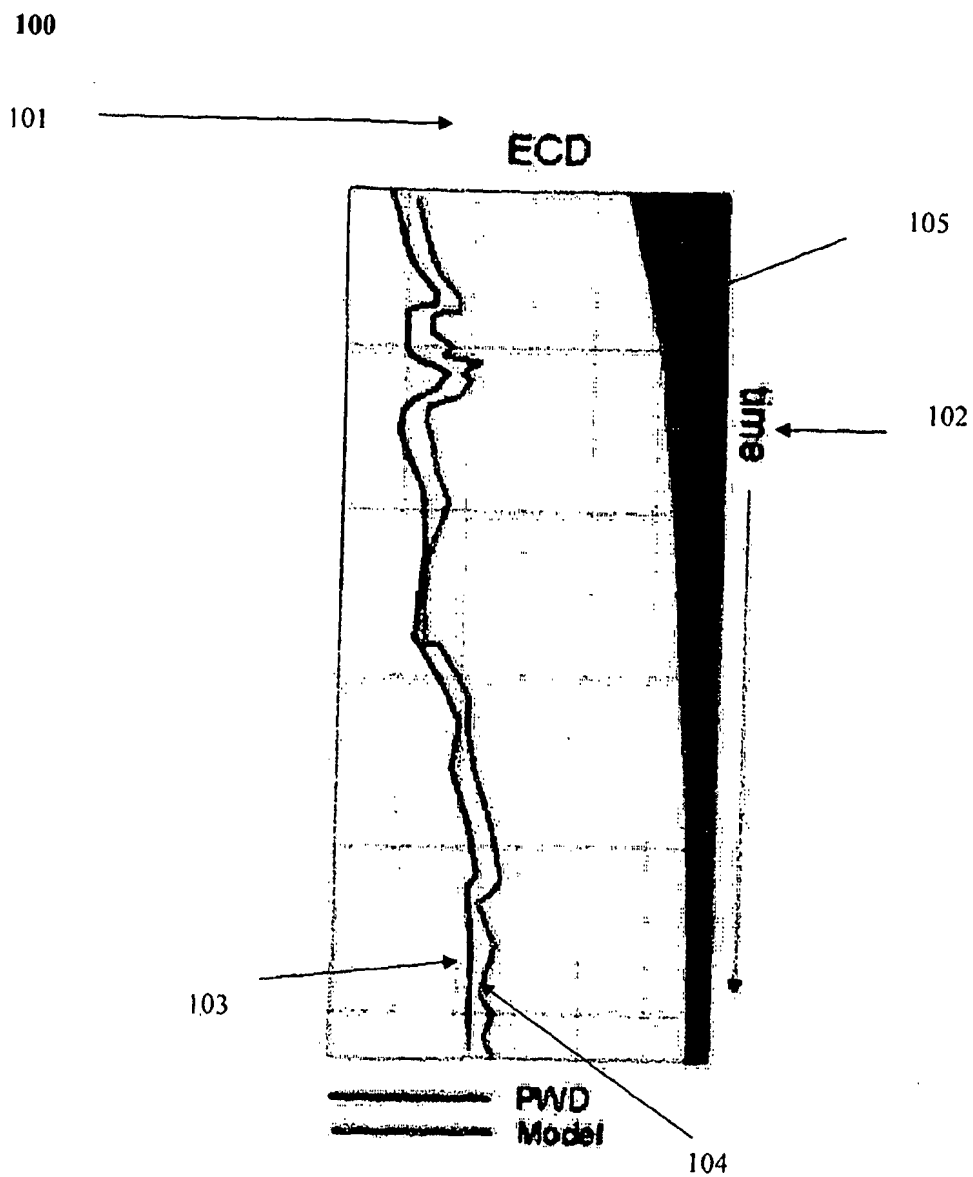


FIG. 2

200

ECD (201)

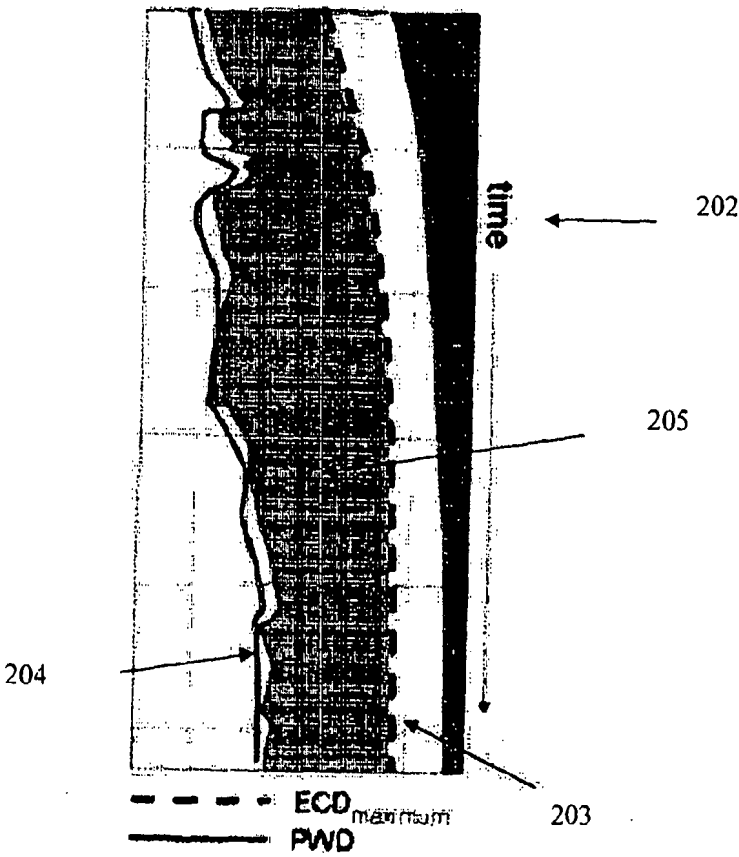


FIG. 3

300

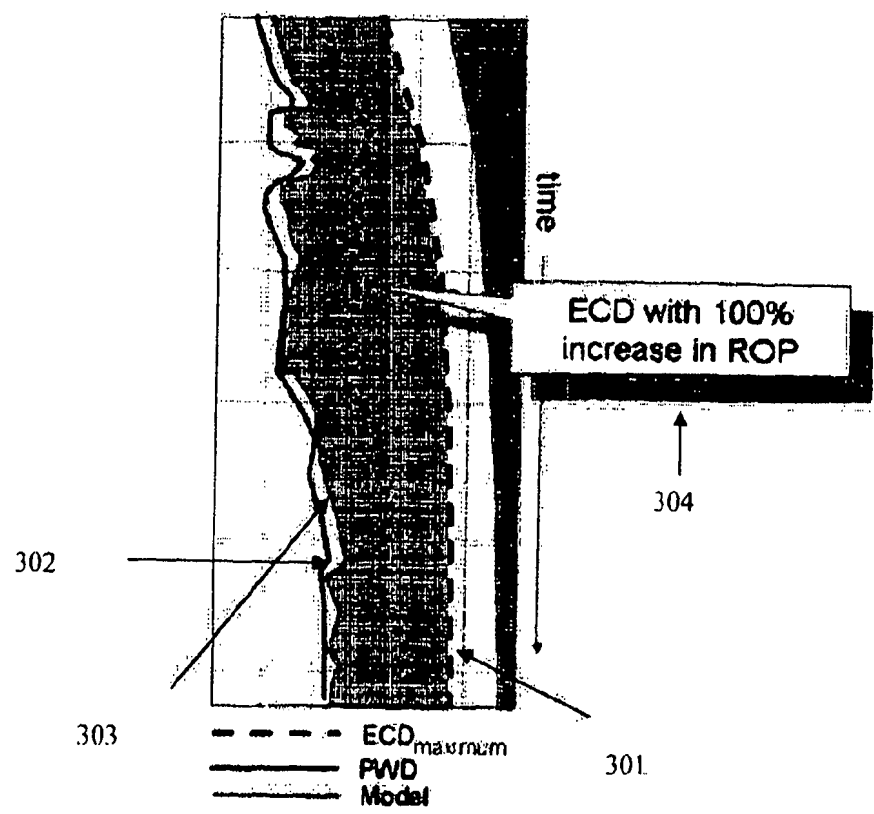


FIG. 4

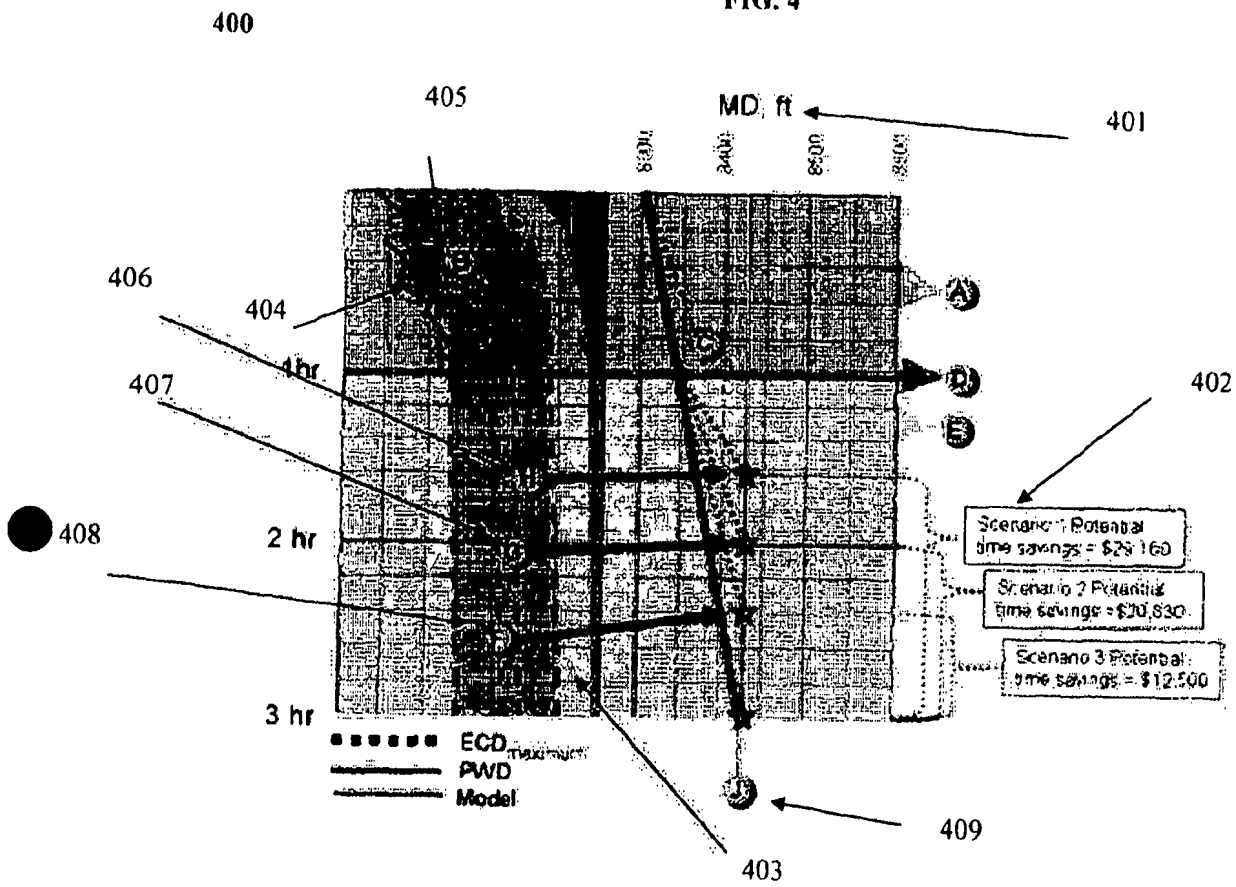
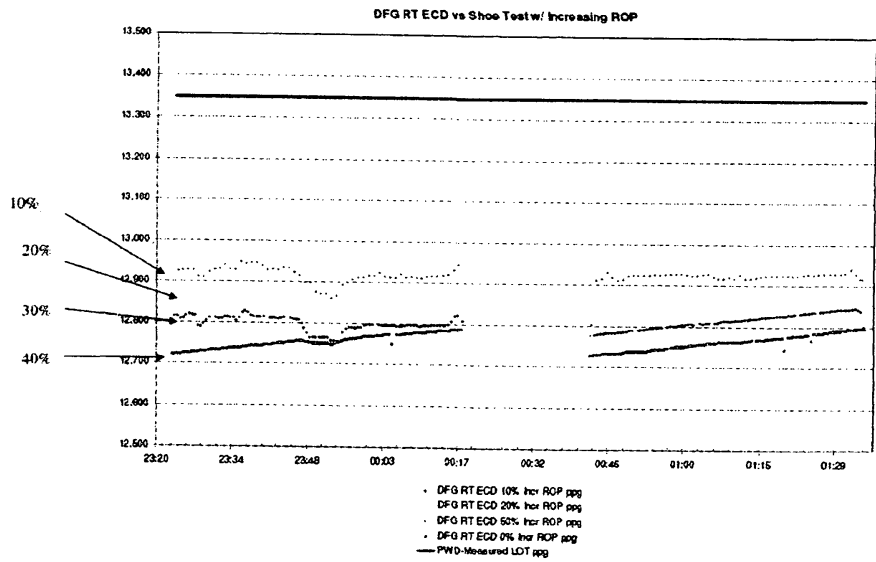


FIG. 5



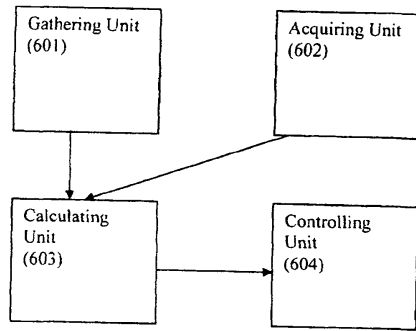
12596525.3

S/7

47

FIG. 6

600

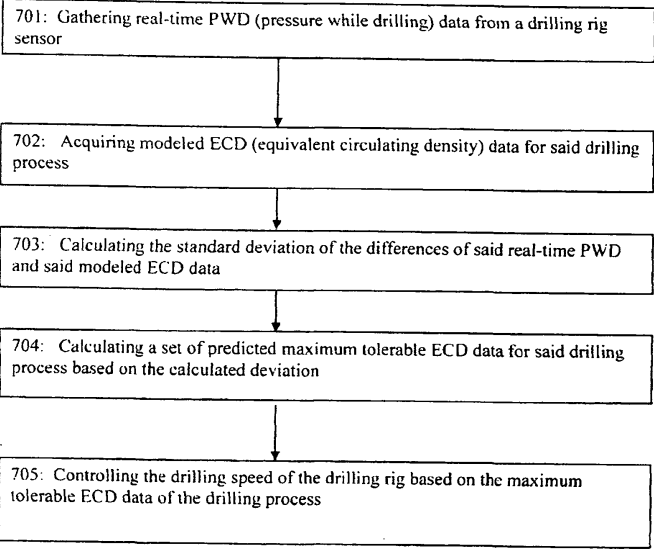


617

86

FIG. 7

700



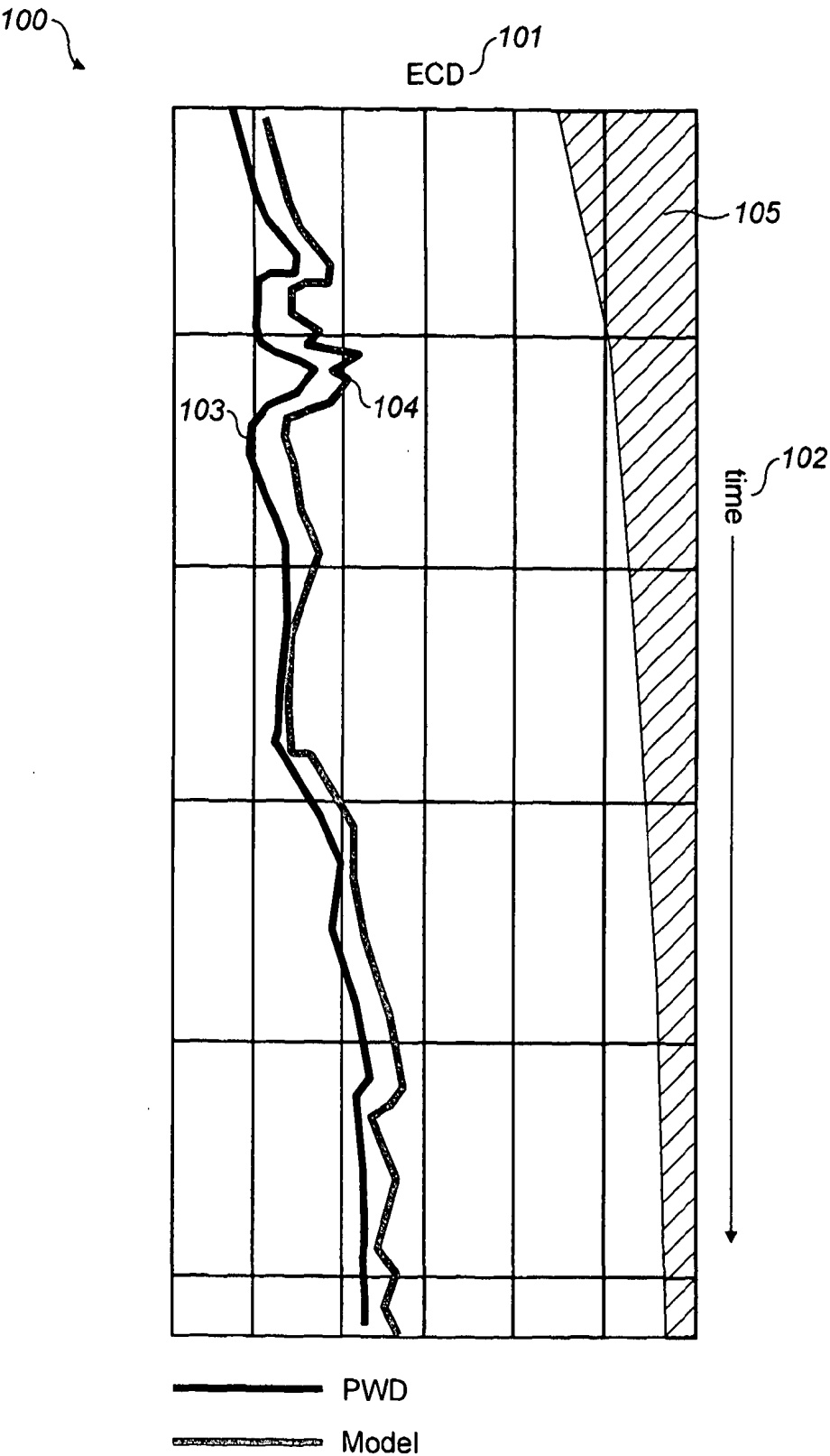


FIG. 1

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

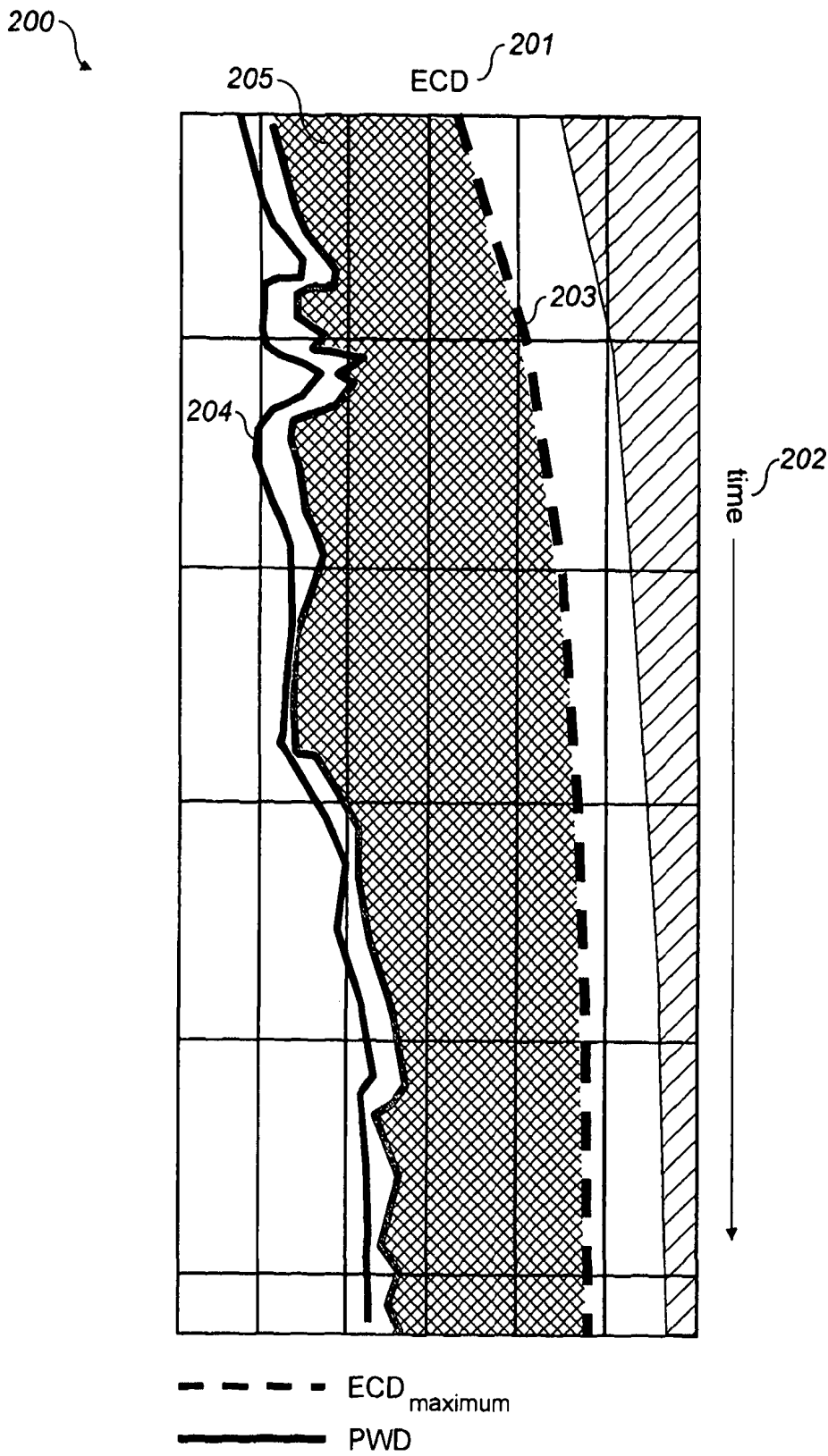


FIG. 2

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

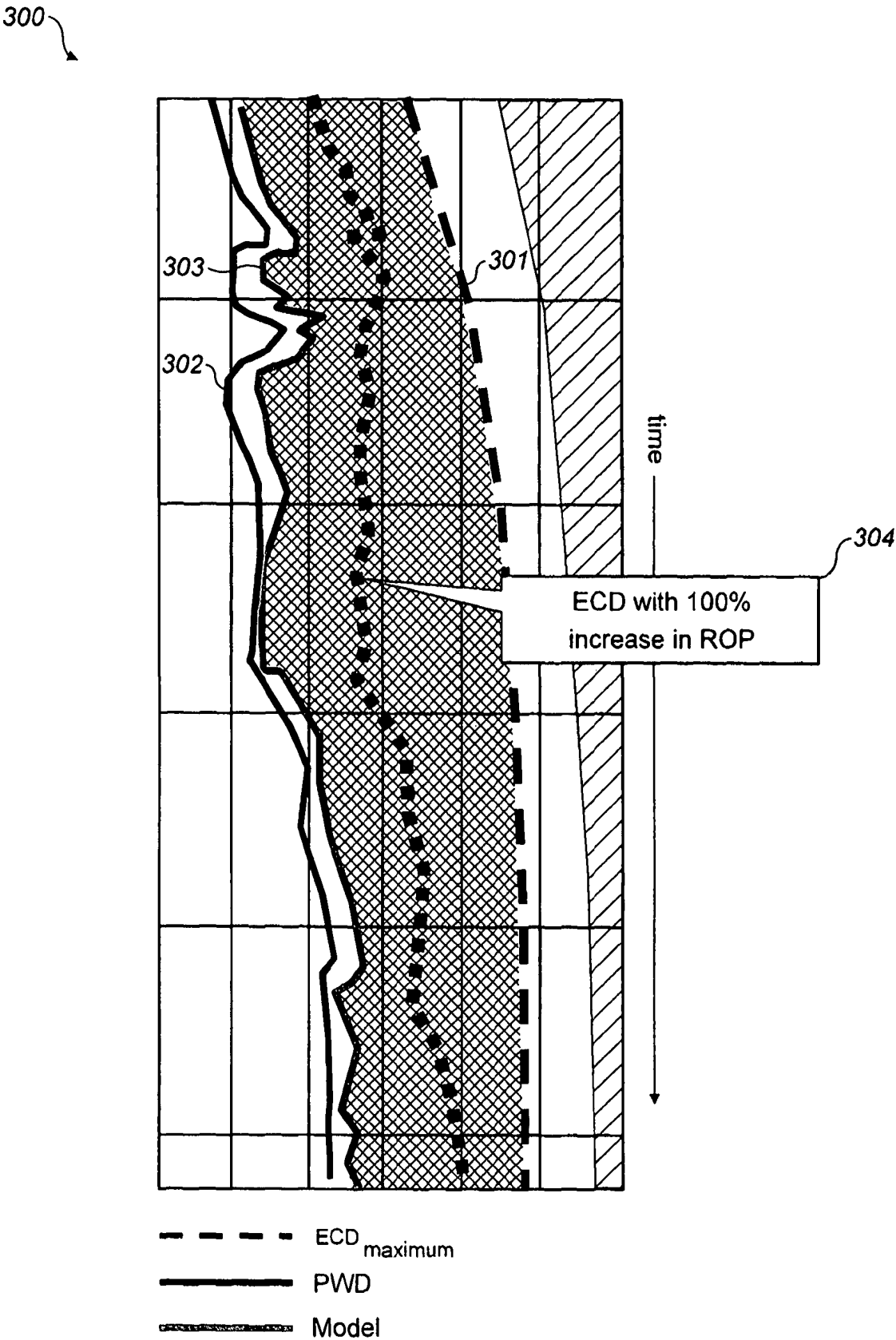


FIG. 3

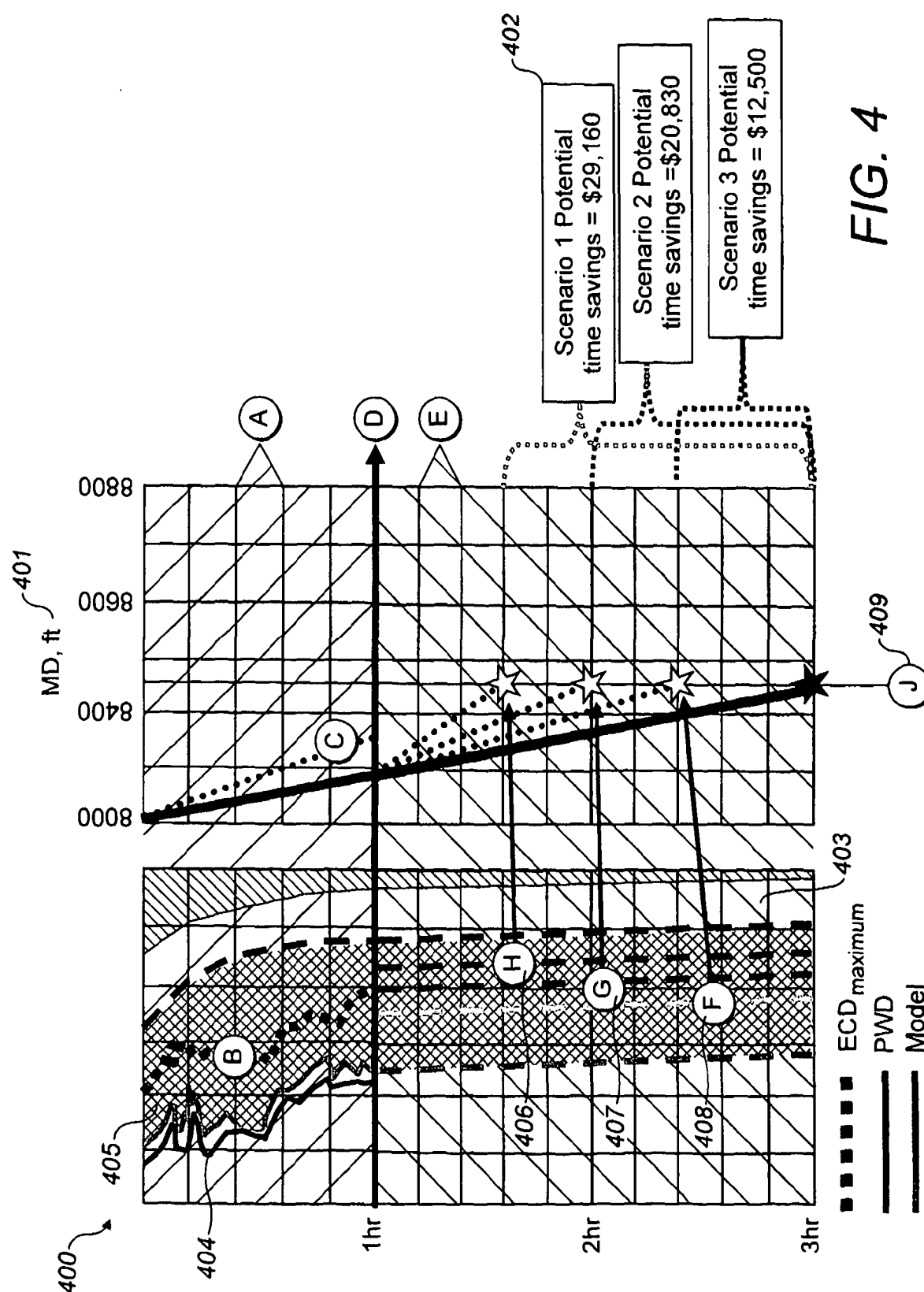


FIG. 4

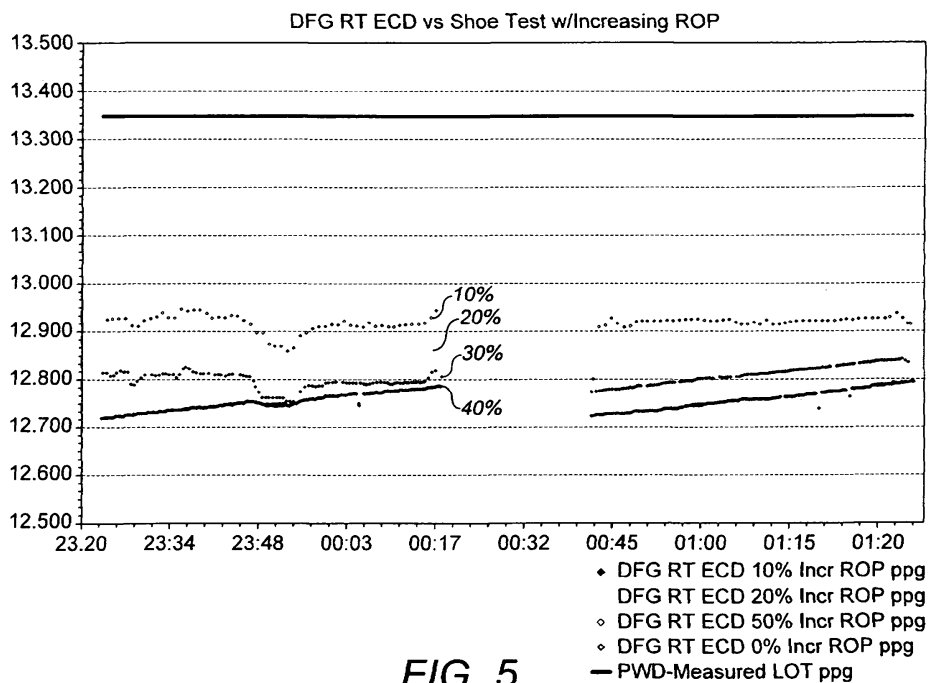
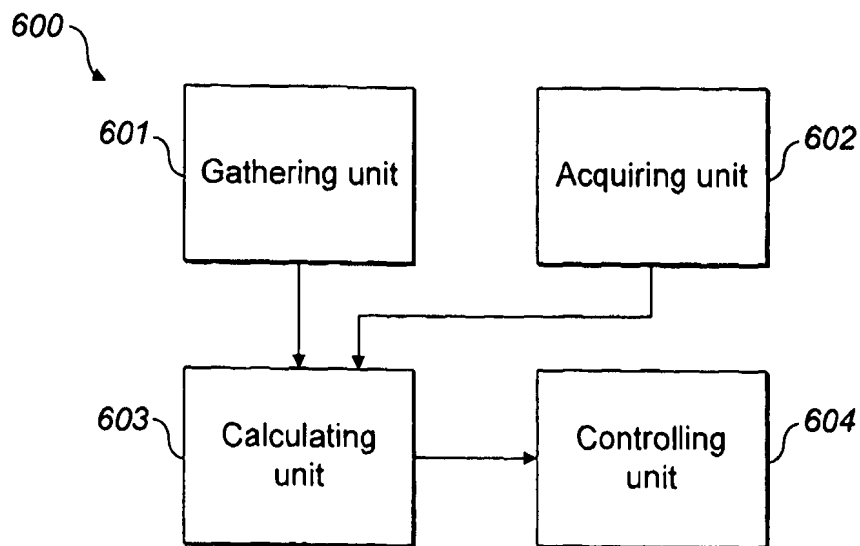
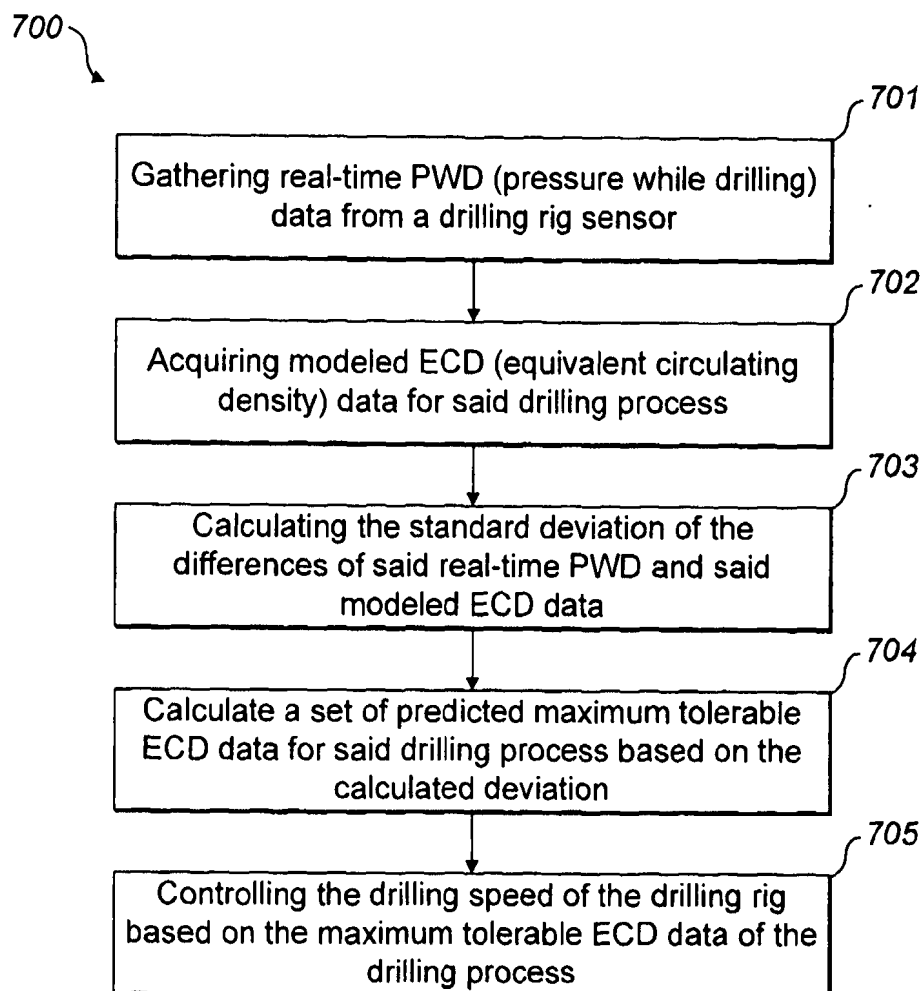


FIG. 5

**FIG. 6****FIG. 7**

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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau

(43) International Publication Date
1 September 2011 (01.09.2011)



(10) International Publication Number
WO 2011/104504 A2

(51) International Patent Classification:
E21B 44/00 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/GB2011/000248

(22) International Filing Date:
23 February 2011 (23.02.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
12/710,445 23 February 2010 (23.02.2010) US

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

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

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **JAMISON, Dale,**
E. [US/US]; 19729 Sweetgum Forest Drive, Humble, TX
77346 (US). **PAYLOW, Kevin, P** [US/US]; 15918
Broad Oak Court, Houston, TX 77377 (US).
WILLIAMS, Robert, L [US/US]; 4946 Glenmeadow
Drive, Houston, TX 77096 (US).

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

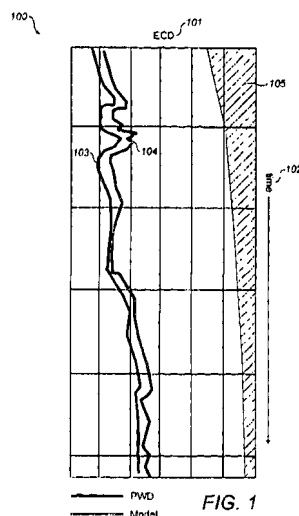
(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ,
CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO,
DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG,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

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

Published:

— without international search report and to be republished
upon receipt of that report (Rule 48.2(g))

(54) Title: SYSTEM AND METHOD FOR OPTIMIZING DRILLING SPEED



(57) Abstract: The present invention provides a method for optimizing rate of penetration when drilling into a geological formation comprising the steps of: gathering real-time PWD (pressure while drilling) data; acquiring modeled ECD (equivalent circulating density) data; calculating the standard deviation of the differences of said real-time PWD and said modeled ECD data; calculating a predicted maximum tolerable ECD based on the calculated deviation; and determining the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process. In another aspect the present invention provides a system for optimizing rate of penetration, which system can be used to control the rate of penetration of a drill string based on the maximum tolerable ECD of a drilling process.

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference CRT/N/28343WO	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below.	
International application No. PCT/GB2011/000248	International filing date (day/month/year) 23/02/2011	(Earliest) Priority Date (day/month/year) 23/02/2010
Applicant HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.		

This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 3 sheets.

☒ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. Basis of the report

a. With regard to the **language**, the international search was carried out on the basis of:

- ☒ the international application in the language in which it was filed
☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b))

b. ☐ This international search report has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6bis(a)).

c. ☐ With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application, see Box No. I.

2. ☐ **Certain claims were found unsearchable** (See Box No. II)

3. ☐ **Unity of invention is lacking** (see Box No. III)

4. With regard to the **title**,

- ☒ the text is approved as submitted by the applicant
☐ the text has been established by this Authority to read as follows:

5. With regard to the **abstract**,

- ☒ the text is approved as submitted by the applicant
☐ the text has been established, according to Rule 38.2, by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority

6. With regard to the **drawings**,

a. the figure of the **drawings** to be published with the abstract is Figure No. 1

- ☒ as suggested by the applicant
☐ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure
☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention

b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2011/000248

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER INV. E21B44/02 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) E21B 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.
A	US 2004/211595 A1 (PINCKARD MITCHELL D [US] ET AL) 28 October 2004 (2004-10-28) paragraphs [0015], [0017], [0041] -----	1-22
A	US 5 730 234 A (PUTOT CLAUDE [FR]) 24 March 1998 (1998-03-24) column 1, lines 39-51; claims 1-9 -----	1, 12
A	US 2005/257611 A1 (FOGAL JAMES M [US] ET AL) 24 November 2005 (2005-11-24) paragraphs [0015], [00129] - [00131] -----	1, 12
A	WO 02/38915 A2 (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]; SCHULTZ ROGER L [US]; JESUS ORLANDO) 16 May 2002 (2002-05-16) page 15, line 24 - page 16, line 4 -----	1, 12
☐ 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 29 February 2012		Date of mailing of the international search report 18/04/2012
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 Manolache, Iustin

88

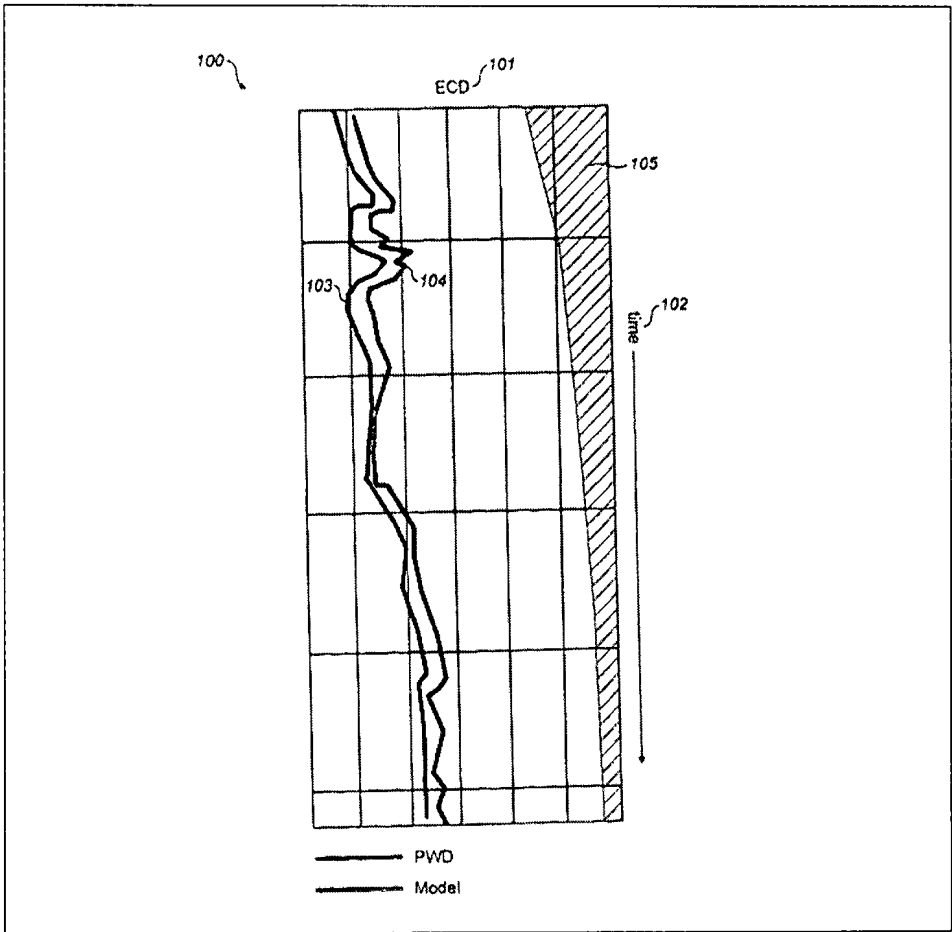
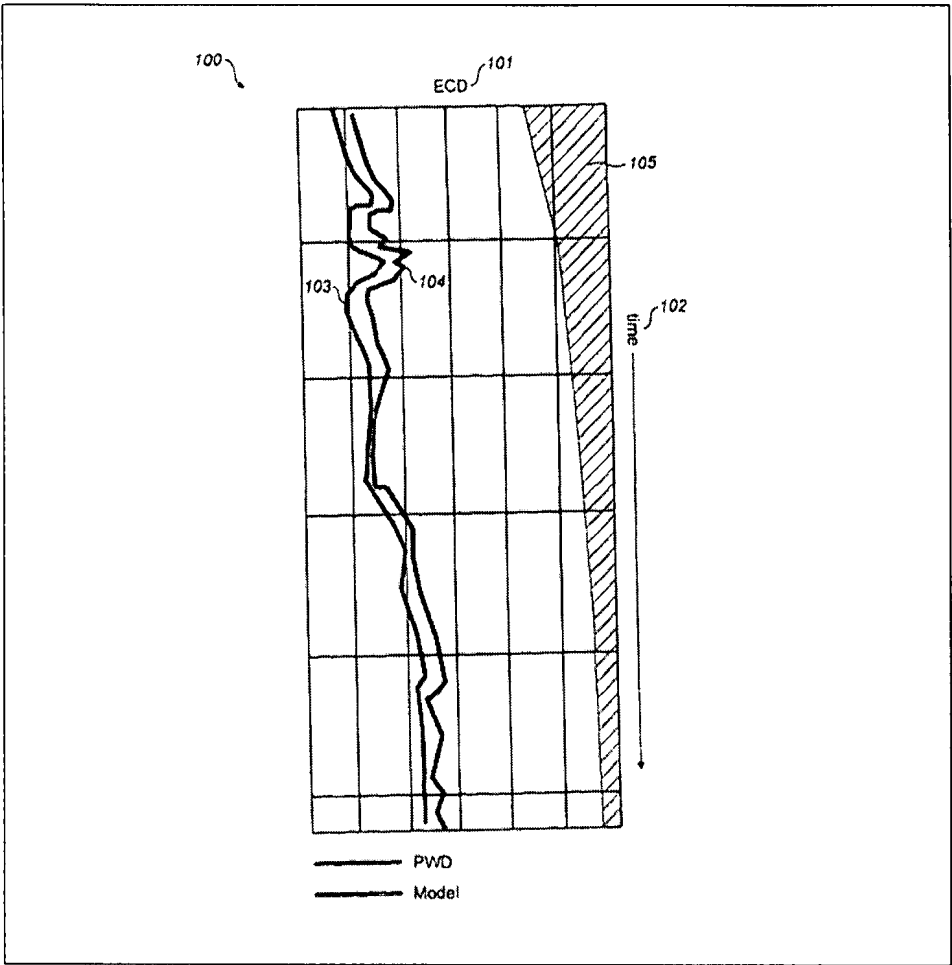
INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/GB2011/000248

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2004211595 A1	28-10-2004	US 2004211595 A1	28-10-2004
		WO 2004097172 A1	11-11-2004
US 5730234 A	24-03-1998	DE 69600511 D1	17-09-1998
		DE 69600511 T2	10-12-1998
		EP 0743423 A1	20-11-1996
		FR 2734315 A1	22-11-1996
		NO 961962 A	18-11-1996
		US 5730234 A	24-03-1998
US 2005257611 A1	24-11-2005	AU 2005245981 A1	01-12-2005
		BR P10511293 A	04-12-2007
		CA 2556433 A1	01-12-2005
		GB 2429484 A	28-02-2007
		MY 143930 A	29-07-2011
		US 2005257611 A1	24-11-2005
		US 2008314137 A1	25-12-2008
		WO 2005113937 A2	01-12-2005
WO 0238915 A2	16-05-2002	AU 3071502 A	21-05-2002
		WO 0238915 A2	16-05-2002





No. 12-165505- -00000-0000

Fecha: 2012-09-24 15:14:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASC
Tra. 11 PATENTEIYI Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 90

LISTA DE CHEQUEO
ADMISIÓN A TRÁMITE - NUEVAS CREACIONES

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

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

PATENTE DE INVENCION PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD PCT ☐ Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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