



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA



Organización y
Digitalización CSA Ltda



Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

08-76134

1. EXPEDIENTE No.

4. TÍTULO

METODO PARA DETERMINAR LA ENTRADA DE UN FLUIDO EN FORMACION O
PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE UN POZO QUE USA UN SISTEMA DE
CONTROL DE PRESION DINAMICA ANULAR.

1. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

E21B 47/00

1. SOLICITANTE

AT BALANCE AMERICAS LLC.

DOMICILIO

HOUSTON, TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

1. APODERADO

DILIA RODRIGUEZ D'ALEMAN

2. BOGOTÁ, D. C.,



No. 08-076134- -00000-0000

Fecha: 2008-07-23 15:04:09 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 63

**FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT**

ENTRADA EN FASE NACIONAL

5 Ago. 2008

SOLICITUD DE REGISTRO DE:

1 ☒ **Patente de Invención** ☐ **Patente Modelo de Utilidad.**

☒ **Capítulo I** ☐ **Capítulo II**

2 **SOLICITANTE (71)**
Nombre: AT BALANCE AMERICAS LLC
Dirección: 11767 Katy Freeway Suite 1030, Houston, TX 77079, Estados Unidos de América
Nacionalidad o domicilio: Houston, TX, Estados Unidos de América
Lugar de constitución: Texas, Estados Unidos de América

IDENTIFICACIÓN
C.C. ☐ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐
Número Cual

3 **REPRESENTANTE O APODERADO (74)**
Nombre: DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D'ALEMAN
Dirección: Carrera 11 N°. 86-53 Piso 6 Bogotá D.C., Colombia
Teléfono: 6181088 Fax: 6350824
E. Mail: info@clarkemodet.com.co

IDENTIFICACIÓN
C.C. ☒ NIT: ☐
C.E. ☐ OTRO ☐
NÚMERO: 41.654.882
TP: 20824 CSJ

4 **INVENTOR(ES) (72)**
Nombre: REITSMA, Donald, G.
Dirección: 1226 Rose Fair Drive, Katy, TX 77450-5254 Estados Unidos de América
Nacionalidad o domicilio: Estadounidense

5 **PCT (86)**
Solicitud Internacional No. PCT/US2007/000088 Fecha 4 de enero de 2007
Publicación Internacional No. WO 2007/081711 A2 Fecha 19 de julio de 2007

6 **Título (54)** MÉTODO PARA DETERMINAR LA ENTRADA DE UN FLUIDO EN FORMACIÓN O PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE UN POZO QUE USA UN SISTEMA DE CONTROL DE PRESIÓN DINÁMICA ANULAR.

7 **Clasificación Internacional (51)** E 21 B 47/00

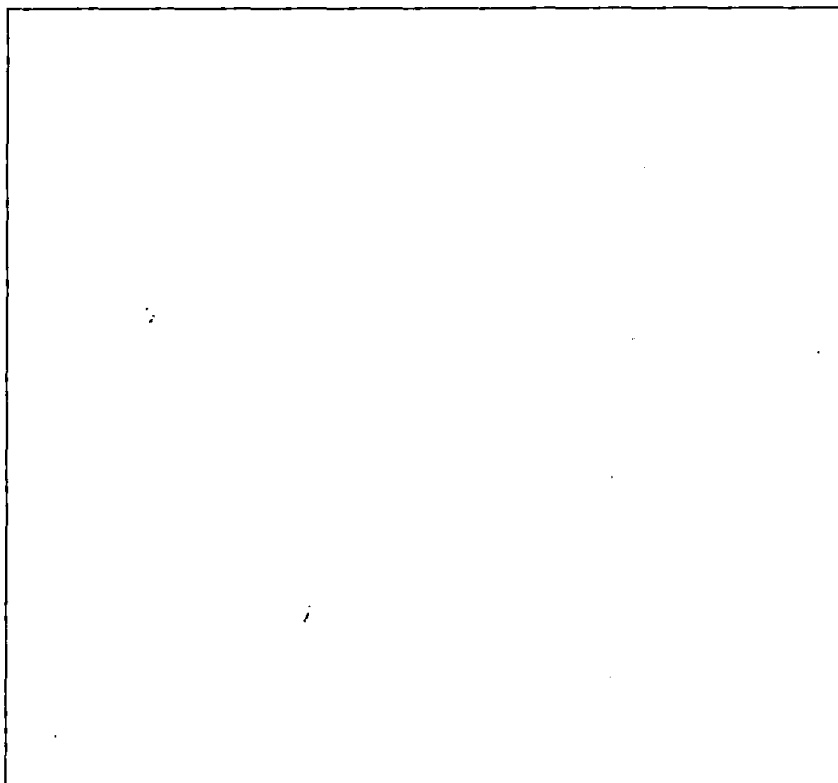
8 Prioridad SI ☒ NO ☐	(33) País de Origen Estados Unidos de América	(32) Fecha 5 de enero de 2006	(31) Número de Solicitud 60/756,311
--	--	----------------------------------	--

10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☐ Poderes si fuese el caso
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante
- ☐ Declaraciones
- ☒ Copia de la solicitud internacional (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de examen preliminar (
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA
- ☐ De ser el caso copia de contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso certificado de depósito del material biológico
- ☐ Arte final 12x12.
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional
- ☐ Otros

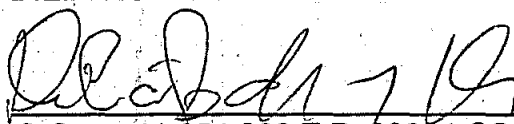
11 FIGURA CARACTERISTICA



12 Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE : DILIA RODRÍGUEZ D'ALEMAN

FIRMA:


C.C. 41.654.882 T.P. 20824 CSJ



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 08 - 54,003
FECHA : JULIO 8 DE 2008

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CLARKE MODET Y CO. COLOMB	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	79508623	08/07/2008	41,350,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN
			TOTAL : \$ 501,000.00

SON: QUINIENTOS UN MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

P-7306

RESUMEN

Un método para controlar la presión de formación durante la perforación que incluye bombear un fluido de perforación a través de la cadena de perforación en un pozo, fuera de una broca en un extremo de la cadena de perforación y entre un espacio anular. El fluido de perforación se descarga del espacio anular próximo a la superficie de la Tierra. Se mide por lo menos uno del caudal del fluido de perforación en el pozo y un caudal de fluido fuera del espacio anular. Se mide la presión del fluido en el espacio anular próximo a la superficie de la Tierra y la presión del fluido próximo al fondo del pozo. Se estima la presión del fluido próximo al fondo del fondo utilizando el caudal, la presión de espacio anular y la densidad de fluido de perforación medidos. Se genera una señal de peligro si la diferencia entre la presión estimada y la presión medida excede un umbral seleccionado.

Método para determinar la entrada de un fluido en formación o pérdida de fluido de perforación de un pozo que usa un sistema de control de presión dinámica anular

Antecedentes de la invención

Campo de la invención

[0001] La invención se relaciona con el campo de la perforación usando dispositivos de control de presión dinámica anular. Específicamente, la invención se refiere al método para determinar los resultados del control de los fluidos de perforación, tales como el fluido de perforación o la formación de entradas de fluido al pozo cuando los dispositivos son usados.

Arte Previo

[0002] La exploración para la producción de hidrocarburos desde las formaciones de tierra bajo la superficie ha requerido últimamente un método para alcanzar y extraer los hidrocarburos desde las formaciones. El alcance y la extracción son normalmente realizados por una perforación a pozo desde la superficie de la tierra hasta las formaciones de Tierra de hidrocarburos por una plataforma de perforación. En una forma más simple, una plataforma de perforación basada en tierra es usada para soportar una broca montada al final de una cadena de perforación. La cadena de perforación esta normalmente formada por longitudes de tubería de perforación o segmentos tubulares similares conectados punta a punta. La cadena de perforación esta soportada por la estructura de la plataforma de perforación sobre la superficie de la tierra.

El fluido de perforación hecho de un fluido base, normalmente de agua o aceite y varios aditivos, es bombeado a una apertura central en la cadena de perforación. El fluido sale de la cadena de perforación a través de una abertura llamada "jets" en el cuerpo de la broca en rotación. El fluido de perforación circula hacia arriba en un espacio anular formado entre la pared del pozo y la cadena de perforación, llevándose consigo las esquirlas de la broca como una forma de limpiar el pozo. El fluido de perforación es también formulado para que la presión hidrostática aplicada por el fluido de perforación sea mayor que la presión del fluido en formación a su alrededor, también previniendo la entrada al pozo de los fluidos en formación.

[0003] El hecho que la presión hidrostática del fluido de perforación exceda la presión del fluido en formación resulta en la entrada de fluido en la formación de poros, o "invadiendo" la formación. Para reducir la cantidad de fluido de perforación perdida a través de dicha invasión, algunos de los aditivos en el fluido de perforación se adhieren a la pared del pozo en las formaciones permeables así formando relativamente un "pastel de lodo" impermeable en las paredes en formación. Este pastel de lodo para sustanciar la continua invasión, lo cual ayuda a preservar y proteger la formación previa a los ajustes del tubo de protección o como cubierta del pozo como parte del proceso de perforación, como se discutirá mas adelante. La formulación del fluido de perforación para ejercer la presión hidrostática en exceso del proceso de formación es comúnmente referida como "perforación sobre nivelada".

[0004] Al final el fluido de perforación retorna a la superficie, en donde es

llevado a un sistema de tratamiento de lodo, incluyendo generalmente componentes tales como una mesa agitadora para remover los sólidos del fluido de perforación, un desgasificador para remover los gases disueltos del fluido de perforación, un tanque contenedor o "fosa de lodo" y un medio manual o automático para la adición de varios químicos o aditivos al fluido tratado por los anteriores componentes. El flujo del fluido de perforación tratado y limpio es normalmente utilizado para medir la pérdida de fluido a la formación, como resultado de la invasión del fluido descrita anteriormente. Los sólidos y fluidos devueltos (antes del tratamiento) pueden ser estudiados para determinar las características de las diferentes formaciones de tierra usadas en la operaciones de perforado. Una vez el fluido ha sido tratado en la fosa de lodo, es bombeado fuera de ésta y luego es bombeado nuevamente a la parte superior de la cadena de perforación.

[0005] La técnica de perforación sobre nivelada descrita anteriormente es el método de control de presión mas usado comúnmente. La perforación sobre nivelada depende generalmente de la presión hidrostática generada por la columna de fluido de perforación en el espacio anular "corona" para detener la entrada de fluido en formación al pozo. Por exceso de presión en la formación de poros, la presión del fluido de corona puede prevenir la llegada repentina de fluido en formación dentro del pozo, como golpes de gas. Cuando ocurren tales golpes de gas, la densidad del fluido de perforación se puede aumentar para prevenir la afluencia de fluido dentro del pozo. Sin embargo, la adición de aditivos de mayor densidad al fluido de perforación: (a) puede que no sea los

suficientemente rápido para lidiar con la entrada del flujo de fluido en formación; y (b) puede causar que la presión hidrostática en la corona exceda la presión de fractura en formación, dando como resultado la creación de fracturas o fisuras en la formación. La creación de fracturas o fisuras en la formación normalmente resultan en pérdida de fluido de perforación en la formación, adversamente afecta posiblemente la permeabilidad de la formación de hidrocarburo cerca al pozo. En el caso de los golpes de gas, el operador del pozo puede elegir por cerrar los dispositivos de sellado llamados "preventivos de estallido" (BOPs) localizados debajo del piso de la plataforma de perforación para controlar el movimiento del gas encima de la corona. En el control de entrada de golpes de gas, después que los BOPs son cerrados, el gas es descargado fuera de la corona y la densidad del fluido de perforación se incrementa antes de reanudar las operaciones de perforación.

[0006] El uso de perforaciones sobre niveladas puede también afectar las profundidades durante las operaciones de perforado. El proceso de perforación inicia con un "tubo conductor" llevado dentro de la tierra. Un BOP amontonado es normalmente adjuntado a la parte superior del tubo conductor, y la plataforma de perforación es colocada por encima del BOP amontonado. La cadena de perforación con una broca, puede ser rotada selectivamente por la rotación de toda la cadena usando la plataforma Nelly o una unidad superior, o la broca puede ser rotada independientemente de la cadena de perforación utilizando un motor accionado por el fluido de perforación instalado encima de la broca en la cadena de perforación. Como se dijo anteriormente el operador

puede perforar a través de las formaciones de tierra ("hueco abierto") hasta el tiempo en que la presión del fluido de perforación en la profundidad de la perforación alcance la presión de fractura de formación. En este tiempo, es común insertar y colgar una cubierta en la cadena del pozo desde la superficie hasta la profundidad perforada mas baja. El zapato de cimentación es colocado en la cadena de perforación y el pegamento especializado es desplazado a través de la cadena de perforación y el zapato de cimentación para propagarse y desplazar cualquier liquido en la corona. El pegamento entre la pared en formación y la cubierta exterior sostiene y aísla la formación del pozo de corona perforado. La perforación de otro hueco abierto se puede realizar por debajo de la cubierta de la cadena, con el fluido de perforación proporcionando control de presión y protección de formación en el hueco abierto perforado por debajo del fondo de la cubierta. La cubierta protege las formaciones más profundas de fracturas provocadas por la presión hidrostática del fluido de perforación cuando la densidad del fluido se debe aumentar para controlar la presión del fluido en formaciones más profundas.

[0007] FIG. 1 es un diagrama ejemplo de la utilización de la densidad del fluido de perforación para controlar la presión de formación durante el proceso de perforación en una sección intermedia del pozo. La barra superior horizontal representa la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y la barra vertical representa la profundidad total del pozo. El grafico de la presión del fluido en formación (poro) esta representado por la línea 10. como se señalo anteriormente, en la perforación sobrenivelada, la densidad del fluido de

perforación se selecciona tal que su presión exceda la presión de formación del poro por alguna cantidad por razones de control de presión y estabilidad del pozo. La línea 12 representa la presión de fracturas en formación. Las presiones de fluido en el pozo sobre la presión de fractura de la formación pueden resultar en la presurización del fluido de perforación sobre las paredes de la formación llegando a abrir las pequeñas grietas o fracturas en éste. Además, la presión de fluido de perforación supera la presión de formación y causa una significativa invasión de fluido. La invasión de fluido puede dar lugar, entre otros problemas la disminución de permeabilidad, que afecta negativamente la producción de formación. La presión generada por el fluido de perforación y sus aditivos se representa por la línea 14 y es generalmente una función lineal de la profundidad vertical total. La presión hidrostática que sería generada por la ausencia de cualquier aditivo, que es agua simple, es representada por la línea 16.

[0008] En un "lazo abierto" el sistema de fluido de perforación descrito anteriormente, donde el retorno de fluido desde el pozo es expuesto únicamente a presión atmosférica, la presión anular en el pozo es esencialmente una función lineal de la densidad del fluido del pozo con respecto a la profundidad en el pozo. En un sentido más estricto esto es solamente verdad cuando el fluido de perforación es estático. En realidad la densidad efectiva del fluido de perforación puede ser modificada durante las operaciones de perforación debido a la fricción del fluido de perforación en movimiento, sin embargo la presión anular resultante está comúnmente

relacionada linealmente con la profundidad vertical.

[0009] En el ejemplo de la FIG. 1, la presión hidrostática 16 del fluido de perforación y la presión del poro 10 generalmente sigue cada sección intermedia del pozo a una profundidad aproximada de 7000 pies. Posteriormente, la presión del poro 10 (presión de fluidos en los espacios porosos de las formaciones de tierra) aumenta a una velocidad superior equivalente a una columna de agua que esta en el intervalo de 7000 pies a 9300 pies aproximadamente. Dichas presiones de formación anormales pueden ocurrir cuando el pozo penetra una formación que tiene intervalos con características significativamente diferentes a la formación anterior. La presión hidrostática 14 mantenida por el fluido de perforación esta en condiciones de seguridad por encima de la presión del poro alrededor de 7000 pies. En el intervalo de 7000-9300 pies, la diferencia entre la presión del poro 10 y la presión hidrostática 14 se disminuye significativamente, disminuyendo el margen de seguridad durante las operaciones de perforación. Un golpe de gas i en este intervalo puede resultar si la presión de poro excede la presión hidrostática, con una entrada de flujo y de gas dentro del pozo posiblemente se requiera la activación del BOPs. Como se señaló anteriormente, mientras el material de carga adicional puede ser adicionado al fluido de perforación para incrementar su presión hidrostática, generalmente será ineficaz para hacer frente a un golpe de gas debido al tiempo requerido para incrementar la densidad de fluido del golpe en la profundidad del pozo. Dichos resultados obedecen a que el fluido de perforación debe moverse a través de miles de

pies de tubería de perforación hasta llegar a la profundidad de la broca, y comenzar a llenar la corona para incrementar la presión hidrostática en el mismo.

[0010] Un sistema de lazo abierto del fluido de perforación es objeto de otros numerosos problemas. Se aprecia que es necesario apagar las bombas de lodo con el fin de ensamblar los segmentos de tubería de perforación sucesivos ("uniones") a la cadena de perforación para incrementar su longitud (llamado "haciendo una conexión"), para permitir sucesivamente la perforación de formaciones de tierra. Cuando las bombas son apagadas, la presión anular se somete a puntos negativos que se disipan mientras la presión anular se estabiliza. De manera similar, cuando las bombas se vuelven a encender después de realizar una conexión, la presión anular se somete a puntos positivos. Tal punto ocurre cada vez que el tubo es unido o removido de la cadena. Se aprecia que estos puntos de presión pueden causar fatiga en el pastel de lodo y en la pared del pozo, y puede resultar en la entrada de fluidos en formación al pozo o en fractura de la formación de nuevo llevando a un buen control de este caso.

[0011] Para superar las anteriores limitaciones de perforación usando un sistema de lazo abierto de los fluidos que circulan, ha habido un desarrollo de numerosos sistemas de perforación llamados sistemas de "Control de presión anular dinámica" (DAPC). Un sistema de este tipo se divulga, por ejemplo, en Estados Unidos Patente No. 6,904,981 expedida a van Riet y asignada a Shell Oil Company. El sistema DAPC divulgado en la patente '981 incluye un sistema de contrapresión en la que el líquido descargado del pozo es

selectivamente controlado para mantener la presión seleccionada en la parte superior del pozo, y el fluido es bombeado hacia abajo del sistema de retorno de fluido de perforación para mantener la presión de corona durante tiempos cuando las bombas de lodo son apagadas. Un sistema de monitoreo de presión está también proporcionado para monitorear las presiones de barreno detectadas, modelar presiones de barreno esperadas para futuras perforaciones y para controlar el sistema de contrapresión de fluido.

[0012] Como se puede presumir de la discusión anterior de los eventos de influjo de fluido y de pérdida de fluido, es importante que la detección de tales eventos, y las acciones correctivas por lo tanto tomen lugar tan pronto como sea posible después de el comienzo de cualquiera de tales eventos de tal modo que las acciones correctivas sean efectivas. Este es el caso particular con golpes de gas, porque dado que un golpe de gas fluye hacia la corona, la presión hidrostática debida al gas intruso, es reducida, en cuyo caso el gas aumenta en volumen, desplazando así sucesivamente mayores volúmenes de fluido de perforación en la corona. El desplazamiento de fluido de presión resulta en una reducción de presión hidrostática en la corona, además de la exacerbación de la expansión de gas en un ciclo peligroso. Por lo tanto, mucho trabajo se ha dedicado a la temprana, detección exacta de eventos de control de pozo. Varias de las técnicas conocidas en el arte para detección de eventos de control de pozo que usan sistemas de circulación de lazo abierto son descritas, por ejemplo, la patente de Estados Unidos No. 6,820,702 expedida a Niedermayr et al. Generalmente, las técnicas conocidas en el arte para detectar

eventos de control de pozo utilizada con sistemas de circulación de lazo abierto usan diferencias entre el volumen de flujo de fluido en el barreno y el flujo de fluido que sale del barreno para deducir la presencia de tal evento.

[0013] Lo que se necesita es un método para determinar la existencia de un evento de control de pozo a ser usado con un sistema de circulación de fluido de lazo cerrado tal como los sistemas DAPC.

[0014] También se apreciará que una configuración, por lo menos, de un sistema DAPC mostrado en la patente van Riet '981 requiere una bomba de contrapresión para las veces en las que las bombas de lodo de plataforma se apagan con el fin de mantener la presión de fluido de corona. Es deseable tener un sistema DAPC que no confíe en el uso de una bomba de contrapresión separada para mantener la presión de corona bajo las condiciones de operación.

Resumen de la Invención

[0015] Un aspecto de la invención es el método para determinar la existencia de un evento de control de pozo mediante el control de presión de formación durante la perforación de un barreno a través de una formación subterránea. Un método de acuerdo con este aspecto de la invención incluye el bombeo de un líquido de fluido a través de una cadena de perforación extendida en el barreno, fuera de la broca en el extremo inferior de la cadena de perforación, y hacia adentro del espacio anular entre la cadena de perforación y el barreno. El fluido de perforación es descargado desde el espacio anular próximo a la

superficie de la Tierra. La presión de fluido del espacio anular se incrementa selectivamente para mantener una presión de fluido seleccionada próxima al fondo del barreno por medio de la aplicación de presión de fluido al espacio anular. El aumento selectivo incluye controlar una apertura de un orificio operativamente unido entre el espacio anular y la línea de descarga. La apertura seleccionada del orificio es monitoreada. La existencia de un evento de control de pozo se determina cuando la apertura cambia y el ritmo de bombeo permanece sustancialmente constante.

[0016] Un método para controlar la presión de formación durante la perforación de un barreno de acuerdo con otro aspecto de la invención incluye el bombeo de un fluido de perforación a través de una cadena de perforación que se extiende dentro del barreno, afuera de una broca en el extremo inferior de la cadena de perforación, y hacia adentro de un espacio anular entre la cadena de perforación y el barreno. El fluido de perforación es descargada desde el espacio anular próximo a la superficie de la Tierra. Por lo menos se mide un caudal del fluido de perforación en el barreno y ritmo de flujo de fluido afuera del espacio anular. Se mide una presión del fluido en espacio próximo a la superficie de la Tierra y una presión del fluido próximo al fondo del barreno. Una presión del fluido próximo al fondo del barreno es estimado utilizando el caudal medido, presión de espacio anular medido y densidad de fluido de perforación. Una señal de peligro se genera si una diferencia entre la presión estimada y la presión medida excede un umbral seleccionado.

[0017] Otros aspectos y ventajas de la invención se obtendrán de la siguiente

descripción y de las reivindicaciones.

Breve Descripción de las Figuras

[0018] FIG. 1 es una grafica que representa las presiones de corona, la formación de poros y las presiones de fractura.

[0019] FIGS. 2A y 2B son esquemas que representan dos diferentes aparatos que pueden ser usados con el método de acuerdo a la invención.

[0020] FIG. 3 es un diagrama de bloques del monitoreo de la presión y el sistema de control usado en las representaciones mostradas en FIG. 2.

[0021] FIG. 4 es un diagrama funcional de la operación del monitoreo de la presión y el sistema de control.

[0022] FIG. 5 es un grafico que muestra la correlación de la presión anular pronosticada y la presión anular medida.

[0023] FIG. 6 es un grafico que muestra la correlación de la presión anular pronosticada y la presión anular medida representada en FIG. 5, sobre modificaciones de ciertos parámetros del modelo.

[0024] FIG. 7 es un grafico que muestra como puede ser usado el sistema DAPC para controlar las variaciones en la formación de presión en los poros en condiciones fuera de equilibrio.

[0025] FIG 8 es una gráfica que muestra como es aplicada la operación DAPC para balancear la operación.

[0026] FIGS. 9A y 9B son gráficas que muestran como el sistema DAPC puede ser usado para contrarrestar la disminuciones de presión anular y las

perforaciones que acompañan las condiciones de bombas prendidas o apagadas.

[0027] FIG. 10 muestra otra representación del sistema DAPC que usa únicamente plataformas de bombas de lodo para proporcionar seleccionadas presiones de fluido a la cadena de perforación y a la corona.

Descripción Detallada

[0028] 1. El sistema de perforación circular y la primera representación del sistema de control de contrapresión.

[0029] FIG. 2A Es un esquema que representa el sistema de perforación basado en tierra teniendo como representación el sistema dinámico de presión anular (DAPC) que puede ser usado con la invención. Esto se aprecia que un sistema de perforación mar adentro podrá disponer de un sistema DAPC usando métodos acordes con la invención. El sistema de perforación 100 es mostrado incluyendo una plataforma de perforación 102 que es usada para soportar operaciones de perforado. Muchos de los componentes usados en la plataforma de perforación 102, tales como la kelly, pinzas de poder, listones delgados, trabajos de drenaje y otros equipos que no se muestran en las figuras para claridad de la ilustración. La plataforma 102 es usado para soportar la cadena de perforación 112 usada para perforar el pozo a través de las formaciones de tierra tal como lo muestra la formación 104. Tal y como se muestra en FIG. 2A el pozo 106 ya ha sido parcialmente perforado, el tubo de protección o la cubierta 108 fijada y cimentado 109 en la parte perforada del

pozo 106. En la actual representación, el mecanismo de cierre de la cubierta, o válvula de despliegue de fondo de pozo, 110 es instalado en la cubierta 108 para apagar opcionalmente la corona y actuar eficazmente como la válvula de cierre de la sección abierta del pozo 106 (el fragmento del pozo 106 por debajo de la parte superior de la cubierta 108) cuando la broca 120 es localizada encima de la válvula 110.

[0030] La cadena de perforación 112 soporta el montaje superior del hueco (BHA) 113 que puede incluir la broca 120, el motor de lodo 118, la medida y registro mientras la perforación del juego de sensores (MWD/LWD) 119 que preferiblemente incluye el transductor de presión 116 a una determinada presión anular en el pozo 106. La cadena de perforación 112 incluye una válvula de regulación para prevenir la expulsión de fluido desde la corona en su interior. El juego de sensores MWD/LWD 119 incluye preferiblemente un paquete de telemetría 122 que es usado para transmitir información de presión, MWD/LWD sensor de datos, así como información de la perforación que se reciba en la superficie de la tierra. Mientras que la FIG.2A muestra un BHA que utiliza un sistema de telemetría de modulación de presión de lodo, se aprecia que otros sistemas de telemetría, como la radiofrecuencia (RF), electromagnético (EM) o sistemas de transmisión de la cadena de perforación se pueden usar con la presente invención.

[0031] Según lo visto arriba en la sección de antecedentes, el proceso de perforación requiere el uso del líquido de fluido 150, el cual normalmente es almacenado en el depósito 136. El depósito 136 esta en comunicaciones de

fluido con uno o mas bombas de lodo de plataforma 138 la cual bombea el fluido de perforación 150 a través de un conducto 140. El conducto 140 está conectado al segmento superior o "unión" de la cadena de perforación 112 que pasa a través de una cabeza de control giratoria o "BOP giratorio" 142. Un BOP giratorio 142, cuando esta activado, obliga a los elementos sellados elastoméricos de forma esférica a rotar hacia arriba, cerrando alrededor la cadena de perforación 112 y aislando la presión del fluido en la corona, pero manteniendo la rotación de la cadena de perforación. Los BOPs disponibles en el mercado, tales como los hechos por la Nacional Oilwell Varco, 10000 Richmond Avenue, Houston, Texas 77042 son capaces de aislar presiones anulares de hasta 10000 psi (68947.6 kPa). El fluido 150 es bombeado hacia abajo a través de un pasaje interior en la cadena de perforación 112 y la BHA 113 y sale a través inyectores o chorros en la broca 120, con lo cual el fluido 150 hace circular esquilas afuera de la boca 120 y regresa las esquilas hacia arriba a través del espacio anular 115 entre la cadena de perforación 112 y el pozo 106 y a través del espacio anular entre la cubierta 108 y la cadena de perforación 112. El fluido 150 por ultimo regresa a la superficie de la tierra y va a través de un derivador 142, un conducto 124 y varios tanques de aumento y sistemas receptores de telemetría (no mostrados separadamente).

[0032] A partir de entonces el fluido 150 pasa a lo que generalmente se refiere aquí como un sistema de contrapresión 131. El fluido 150 entra al sistema de contrapresión 131 y fluye a través de un medidor de flujo 126. El medidor de flujo 126 puede ser de tipo balance de masa o de suficientemente alta

resolución para medir el flujo del pozo. Utilizando las medidas del medidor 152, un sistema operador puede determinar cuanta cantidad de fluido 150 ha sido bombeado dentro del pozo a través de la cadena de perforación 112. El uso de un contador de ataques de bomba puede ser utilizado en lugar del medidor 152. Normalmente la cantidad de fluido bombeado y retornado es básicamente el mismo en condiciones de estado constante cuando es compensado por volumen adicional pozo perforado. En compensación por los efectos transitorios y el volumen adicional del pozo siendo perforado y basado en diferencias entre la cantidad de fluido 150 bombeado y fluido 150 retornado, el operador del sistema es capaz de determinar si el fluido 150 esta siendo perdido a la formación¹⁰⁴, lo cual puede indicar que la fractura de formación o daño ha ocurrido, por ejemplo, un indicador diferencial de flujo negativo. Así mismo un indicador diferencial positivo sería indicativo del fluido de formación entrando al pozo 106 desde las formaciones de tierra 104.

[0033] El fluido retornado 150 procede a un choque de orificio controlable resistente al uso 130. se podrá apreciar que existen choques diseñados oara operar en un ambiente donde el fluido de perforación 150 contiene una notable cantidad de esquirlas y otros sólidos. El choque 130 es preferiblemente de un solo tipo y es capas de operar a presiones variables, aperturas variables o aperturas y a través de múltiples tiempos de utilización. El fluido 150 sale del choque 130 y fluye a través de una válvula de alivio 5. El fluido 150 puede ser luego procesado primero por un desgasificador opcional 1 o directamente por una serie de filtros y una mesa agitadora 129, diseñada para remover

contaminantes, incluyendo esquirlas, del fluido 150. El fluido 150 es luego retornado al deposito 136. Un lazo de flujo 119A, es proporcionado en ventaja de una válvula de alivio 125 para conducir el fluido 150 directamente a la entrada una válvula de contrapresión 128. Alternamente, la entrada de la bomba de contrapresión 128 puede ser proporcionado con fluido del deposito 136 a través del conducto 119B, el cual esta en comunicación con el tanque de salida. El tanque de salida es normalmente usado sobre una plataforma de perforación para monitorear las ganancias y pérdidas del fluido de perforación durante las operaciones transporte por la tubería (retirando e insertando la cadena completa de perforación o importantes subconjuntos del mismo desde el pozo). En la invención la funcionalidad del tanque de salida es preferiblemente mantenida. La válvula de alivio 125 puede ser usada para seleccionar el lazo 119A, el conducto 119B o para aislar el sistema de contrapresión. Mientras la bomba de contrapresión 128 es capaz de utilizar fluido retornado para crear una contrapresión por la selección del lazo 119A, se apreciará que el fluido retornado pueda tener contaminantes que no han sido removidos por filtros/mesas agitadoras 129. En tal caso, el desgaste en la bomba de contrapresión 128 puede incrementarse. Por lo tanto, la fuente de fluido preferida para la bomba de contrapresión 128 es el conducto 119A para proveer fluido reacondicionado para la entrada de la bomba de contrapresión 128.

[0034] En operación, la válvula de alivio 125 seleccionará cualquier conducto 119A o 119B, y la bomba de contrapresión 128 esta acoplada para asegurar

suficiente paso de flujo a través de la corriente hacia arriba del choque 130 para mantener la contrapresión en la corona 115, incluso cuando no hay flujo de fluido de perforación procedente de la corona 115. En la presente, la bomba de contrapresión 128 es capaz de proporcionar hasta 2200 psi (15168.5 kPa) de presión; aunque las bombas de presión de mayor capacidad pueden ser seleccionadas por el diseñador del sistema. Se puede apreciar que la bomba 128 puede ser colocada de cualquier manera tal que esté en comunicación hidráulica con la corona, la corona es el conducto de descarga del pozo.

[0035] La capacidad de proporcionar contrapresión es una mejora significativa sobre el sistema normal de control de fluido. La presión en la corona proporcionada por el fluido es una función de su densidad y la profundidad vertical verdadera y es generalmente por la aproximación de una función lineal. Como se dijo antes, los aditivos adicionados al fluido en el depósito 136 deben ser bombeados hacia abajo para cambiar eventualmente el gradiente de presión aplicado por el fluido 150.

[0036] El sistema puede incluir un medidor de flujo 152 en el conducto 100 para medir la cantidad de fluido que ha sido bombeado dentro de la corona 115. Se podrá apreciar que monitoreando el medidor de flujo 126, 152 y así el volumen bombeado por la bomba de contrapresión 128, es posible determinar la cantidad de fluido 150 perdido en la formación, o por el contrario la cantidad de fluido en formación entrando al pozo 106. Además incluido en el sistema es una forma para monitorear las condiciones de presión en el pozo y pronosticar las características de presión del pozo 106 y la corona 115.

[0037] FIG. 2B muestra una representación alterna del sistema DAPC. En esta representación la bomba de contrapresión no esta obligada a mantener bastante caudal a través del choque cuando el flujo a través del pozo necesita ser apagado por alguna razón. En esta gráfica, la válvula de alivio 6 adicional es colocada flujo abajo en la bomba de lodo de plataforma 138 en el conducto 140. Esta válvula de alivio 6 permite que el fluido desde la bomba de lodo de plataforma 138 sea completamente desviado desde el conducto 140 hasta el conducto 7, así el flujo desviado desde la bomba de plataforma 138 podrá entrar por el interior del conducto de la cadena de perforación 112. Manteniendo el funcionamiento de la bomba de plataforma 138 y desviando la bomba 138 fuera de la corona 115, el flujo dispuesto a través del choque que controla la contrapresión de la corona es asegurado.

[0038] 2. Sistema de monitoreo DAPC

[0039] FIG. 3 Es un diagrama de bloques del sistema de monitoreo de presión 146 del sistema DAPC. Las entradas del sistema al sistema de monitoreo de presión 146 pueden incluir opcionalmente la presión de fondo del pozo 202 que ha sido medida por el sensor apropiado en el paquete de sensor MWD/LWD 119, transmitido a la superficie de la tierra por el paquete de telemetría MWD 122 y recibido por un equipo transductor (no mostrado) a la superficie de la tierra. Otras entradas del sistema pueden incluir opcionalmente la presión de la bomba 200, la entrada de flujo 204 del medidor de flujo 152 o el calculo del caudal dentro del pozo calculando el desplazamiento de la bomba y la velocidad a la cual la bomba opera, la velocidad de perforación y la velocidad

de rotación de la cadena de perforación, así como la fuerza axial opcional en la broca ("peso en broca" o WOB) y el torque opcional en la broca (TOB) 113 que podría ser transmitido desde los sensores adecuados (no mostrados separadamente) en el BHA 113 dependiendo de la exactitud de la medición de la presión del fondo del pozo requerida. El flujo de lodo retornado es medido usando un medidor de flujo opcional 126 donde se requiera. Las señales representativas de los diferentes datos de entrada son transmitidas desde una unidad de control 230 que puede incluir una unidad de control de la broca de perforación 232 y una estación de operación de perforación 234, hasta un procesador DAPC 236 y un controlador lógico programable de contrapresión (PLC) 238, cada uno de los cuales puede estar conectado por red de datos común 240. El Procesador DAPC 236 tiene tres funciones, monitorear el estado de la presión del pozo durante operaciones de perforación, predecir la respuesta del pozo a perforación continua, y enviar comandos al PLC para controlar la apertura del choque 130 y para operar selectivamente la bomba de contrapresión 128. La lógica específica asociada con el procesador DAPC 236 será discutida mas adelante.

[0040] 3. Calculo de contrapresión.

[0041] Un modelo esquemático de la funcionalidad del sistema de monitoreo de presión DAPC 146 es mostrado en la FIG.4. EL procesador DAPC 236 incluye programación para llevar a cabo las funciones de "control" y las funciones de "calibración de modelos en tiempo real". El procesador DAPC 236 recibe información de varias fuentes y continuamente calcula en tiempo

real el punto de referencia correcto de la contrapresión basada en los valores de los parámetros de entrada. El punto de referencia de la contrapresión es luego transferido al controlador lógico programable 238, el cual genera señales de control para la bomba de contrapresión (128 en la FIG. 2A) y el choque (130 en la FIG. 2A). Los parámetros de entrada se dividen en tres grupos principales. Los primeros son parámetros relativamente fijos 250, incluyendo parámetros tales como la geometría del pozo y la cubierta de la cadena, los diámetros de la boquilla de la broca, y la trayectoria del pozo. Mientras es reconocido que la trayectoria actual del pozo puede variar de la trayectoria planeada, la variación debe ser tomada en cuenta con una corrección de la trayectoria planeada. También dentro de este grupo de parámetros esta el perfil de la temperatura del fluido de perforación en la corona (115 en la FIG. 2A) y la composición del fluido de presión. Así como los parámetros de trayectoria, estos son conocidos y no cambian substancialmente sobre pequeñas porciones del curso de las operaciones de perforación en el pozo. En particular, con el sistema DAPC, un objetivo es permitir mantener la presión en el fondo del hueco relativamente constante a pesar de los cambios en el caudal del fluido, usando el sistema de contrapresión para proveer presión adicional para controlar la presión de la corona cerca de la superficie de la tierra.

[0042] El segundo grupo de parámetros 252 son variables en la naturaleza y son detectados y registrados sustancialmente en tiempo real. La red de información común 240 provee esta información al procesador DAPC 236.

Esta información puede incluir la información del caudal proveniente de cualquiera de los dos o de ambos medidores de flujo, de entrada o de retorno, 152 y 126 respectivamente, la velocidad de penetración de la cadena de perforación (ROP) o velocidad axial, la velocidad rotacional de la cadena de perforación, la profundidad de la broca y la profundidad del pozo, las ultimas dos siendo derivadas de la información de los sensores de la plataforma de perforación. El ultimo parámetro es la presión en el fondo del pozo 254 que es proporcionada por el juego de sensores MWD/LWD 119 en el fondo del pozo y puede ser transmitido a la superficie de la tierra usando el paquete de telemetría de pulsos de lodo 122. Otro parámetro de entrada es el punto de referencia de la presión en el fondo del pozo 256, o la densidad circulante equivalente en la broca de perforación, cercana a la broca de perforación o a un punto designado en el pozo.

[0043] Funcionalmente, el modulo de control 258 intenta calcular la presión en la corona (115 en la figura 2A) sobre cada punto en toda la longitud del pozo, utilizando varios modelos diseñados para varias formaciones y parámetros de fluidos.. La presión en la corona es una función no únicamente de la presión hidrostática o el peso de la columna de fluido en el pozo, pero incluye la presión causada por la operaciones de perforación, incluyendo el desplazamiento de fluido por la cadena de perforación, pérdidas por fricción debido al flujo de fluido retornado hacia la corona, y otros factores. Para calcular la presión dentro del pozo la programación en el modulo de control 258 considera el pozo como un número finito de segmentos, cada uno asignado a

un segmento de la longitud del pozo. En cada uno de los segmentos la presión dinámica y el peso del fluido (presión hidrostática) es calculada y es usada para determinar el diferencial de presión 262 para cada segmento. Los segmentos después son sumados y la presión diferencial para el perfil completo del pozo es determinada.

[0044] se sabe que el caudal del fluido 150 que ha sido bombeado dentro del pozo es relacionado en algunos aspectos a la velocidad de flujo de fluido 150 y la velocidad puede ser usada para determinar la pérdida de presión dinámica cuando el fluido 150 esta siendo bombeado dentro del pozo a través de la cadena de perforación. La densidad del fluido 150 es calculada en cada segmento, tomando en cuenta la compresibilidad del fluido, la cargada estimada de esquilas y la expansión térmica del fluido 150 para cada segmento específico, que es así mismo relacionado al perfil de temperatura para cada segmento del pozo. La viscosidad del fluido a la temperatura estimada para el segmento, es también importante para determinar pérdidas de presión dinámicas para el segmento. La composición del fluido es también considerada en la determinación de la compresibilidad y el coeficiente de expansión térmica. La velocidad de la cadena de perforación del movimiento axial esta relacionada a presiones de "onda positiva" y "émbolo" encontradas durante las operaciones de perforación cuando las cadena de perforación es movida dentro o afuera del pozo. La rotación de la cadena de perforación es también usada para determinar presiones dinámicas, como la rotación crea una fuerza de fricción entre el fluido en la corona y la cadena de perforación. La

profundidad de la broca de perforación, la profundidad del pozo, y la geometría del pozo y la cadena de perforación son usados para ayudar a generar la modelación de los segmentos del pozo. Para calcular la densidad del fluido, la presente representación considera no solo la presión hidrostática ejercida por el fluido 150, sino también la compresión del fluido la expansión térmica del fluido y la carga de esquirlas del fluido observado durante las operaciones de perforación. Se podrá apreciar que las cargas de esquirlas pueden ser determinadas cuando el fluido es retornado a la superficie y reacondicionado para ser usado mas adelante. Todos estos factores pueden ser usados en el calculo de la "presión estática" del fluido en la corona.

[0045] El calculo de la presión dinámica incluye muchos de los mismos factores en la determinación de la presión estática. Sin embargo, el cálculo de la presión dinámica considera más adelante un número de otros factores. Entre estos está si el caudal es laminar o turbulento. Si el flujo es laminar o turbulento esta relacionado con la rugosidad estimada, el tamaño del pozo y la velocidad de flujo del fluido. El cálculo también considera la geometría específica para el segmento en cuestión. Esto incluye la excentricidad del pozo y la geometría del segmento específico de la cadena de perforación (ejemplo: la conexión enroscada o alteraciones de "caja/pin") esto afecta la velocidad del flujo en cualquier segmento de la corona del pozo. El calculo de la presión dinámica mas adelante incluye la acumulación de esquirlas en el pozo, también como fluido reológico y los efectos de los movimientos (axiales y rotacionales) de la cadena de perforación sobre la presión dinámica del fluido.

[0046] Se puede apreciar que la naturaleza del modelo y la disponibilidad de los parámetros de entrada afectará la exactitud relativa del modelo, pero el principio sigue siendo el mismo.

[0047] La presión diferencial 262 para la corona entra es calculada y comparada al punto de referencia de la presión 256 en el modulo de control 264. la contrapresión 266 deseada es luego determinada y enviada al controlador lógico programable 238, el cual genera señales de control para la bomba de contrapresión 128 y el choque 130. Generalmente la contrapresión es incrementada reduciendo la apertura del choque. La contrapresión es disminuida incrementando la apertura del choque. Como será explicado en detalle mas adelante, en particular la apertura del choque existente en cualquier momento puede ser usada como un indicador que un evento de control en el pozo esta tomando lugar, es decir, que el fluido en formación esta entrando al pozo desde una o más de las formaciones (un "golpe"), o el fluido de perforación está saliendo del pozo y entrando en una o mas de las formaciones adyacentes al pozo ("perdida de circulación").

[0048] 4. Calibración y corrección de la contrapresión.

[0049] La discusión anterior hace referencia a como la contrapresión es generalmente calculada usando la presión del fondo del pozo. Este parámetro es determinado en el fondo del pozo y es típicamente transmitido hasta la columna de lodo usando pulsos de presión de lodo. Gracias a que el ancho de banda de la información para la telemetría de pulsos de lodo es bastante baja y el ancho de banda es también usado por otras funciones MWD/LDW, así como

las funciones de control de la cadena de perforación y la presión en el fondo del pozo, esencialmente no puede entrar al modelo DAPC en tiempo real. En consecuencia, se podrá apreciar que es probable que haya una diferencia entre la medida de la presión en el fondo de pozo, cuando es transmitida hasta la superficie usando la telemetría de pulsos de lodo, y la presión en el fondo del pozo pronosticada para esa profundidad. Cuando esto ocurre el sistema DAPC computa ajustes a los parámetros y los implementa en el modelo para hacer una mejor estimación de la presión en el fondo del pozo. Las correcciones en el modelo pueden ser hechas variando cualquiera de los parámetros variables. En la presente representación cualquiera de las densidades del fluido y la viscosidad del fluido son modificadas con el fin de corregir la presión en el fondo del pozo pronosticada a la actual presión en el fondo del pozo. Además en la presente representación la medida de la presión actual en el fondo del pozo es usada sólo para calibrar la presión calculada en el fondo del pozo, más que para predecir la presión anular en el fondo del pozo. Con telemetría continua en el fondo del pozo para permitir la transmisión en tiempo real de la presión y la temperatura cerca al fondo del pozo, es práctico incluir la información en tiempo real de la presión y la temperatura en el fondo del pozo para corregir el modelo,

[0050] Donde hay un retraso entre la medida de la presión en el fondo del pozo y otras entradas en tiempo real, el sistema de control DAPC 236 además opera para catalogar las entradas de tal manera que las entradas en tiempo real están correlacionadas con el retardo de las entradas transmitidas en el fondo

del pozo. Las entradas del sensor de plataforma, la presión diferencial calculada y las presiones de contrapresión, así como las mediciones en el fondo del pozo, pueden ser "de tiempo grabado o estampado" o "de profundidad grabada o estampada" de tal manera que las entradas y resultados puedan ser propiamente correlacionados con información del fondo del pozo recibida más tarde. Usando un análisis de regresión basado sobre un grupo de recientes medidas de tiempo grabado o estampado de la presión actual, el modelo puede ser ajustado para una predicción más exacta de la presión actual y de la contrapresión requerida. En el caso donde no hay tiempo grabado o estampado o profundidad grabada o estampada, el mismo proceso de análisis de regresión puede ser usado para la presión actual y la presión calculada del fondo del pozo.

[0051] la figura 5 describe la operación del sistema de control DAPC demostrando un modelo DAPC sin calibrar. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo mientras la perforación (PWD) 400 se desplaza en el tiempo como resultado del tiempo de retraso para la señal que debe seleccionarse y transmitirse pozo arriba. Como resultado, existe un gran desbalance entre la presión 404 predecida por el DAPC y la presión de tiempo no grabada o estampada mientras la perforación o la medición de la presión anular (PWD) 400. Cuando el PWD es de tiempo grabado o estampado y desplazado hacia atrás en el tiempo 402, el diferencial entre PWD 402 y la presión 404 predecida por el DAPC es significativamente menor cuando se compara al desplazamiento no en el tiempo PWD 400. no obstante, la presión predecida

por el DAPC difiere significativamente. Como se ha señalado anteriormente, este diferencial es diseccionado por la modificación de las entradas del modelo para la densidad y viscosidad del fluido 150 o ambas. Basado en las nuevas estimaciones, en la FIG 6, la presión 404 predecida por el DAPC rastrea más de cerca la presión actual 402 en el fondo del pozo. Así, el modelo DAPC usa la presión actual en el fondo del pozo para calibrar la presión predecida y modificar las entradas del modelo para reflejar más exactamente la presión en el fondo del pozo a través de el perfil completo del pozo.

[0052] Basado en la presión predecida por el DAPC, el sistema de control DAPC 236 calculara el nivel de contrapresión requerido 266 y lo transmitirá al control lógico programable (FIG 4 238). El controlador programable 238 luego genera las señales de control necesarias para las válvulas del choque 130 y la bomba de contrapresión 128 como se requiera dependiendo de la representación en uso.

[0053] En una representación particular el calculo de la presión en el fondo del pozo predecida por el sistema DAPC es retrazado, cada ves que las bombas de lodo de plataforma son iniciadas al menos hasta que la presión del lodo de perforación en la salida de la bomba de lodo es aproximadamente la misma que la contrapresión existente en el acceso del choque. El propósito de la presente representación es superar varios artefactos adversos en la modelación de presión causados por la carga del sistema de circulación de lodo después de reiniciar las bombas de lodo de plataforma. Se podrá apreciar que cuando las bombas de lodo de plataforma son iniciadas por primera vez,

como después de adicionar un nuevo segmento de tubería de perforación a la cadena de perforación ("haciendo una conexión"), una gran cantidad de lodo de perforación será añadida al total de la cadena de perforación y al volumen del sistema de circulación del pozo debido al vacío en la cadena de perforación y la compresión del lodo cuando éste es presurizado por las bombas de lodo de plataforma al grado necesario para superar toda la fricción en el sistema de circulación. La presente representación puede tener un beneficio particular en el caso donde un medidor de flujo no esta disponible en el circuito de descarga de fluido del pozo.

[0054] 5. Aplicaciones del sistema DAPC

[0055] Las ventajas en el uso del sistema controlado de la contrapresión DAPC puede ser fácilmente observado en el grafico de la FIG. 1. La presión hidrostática del fluido representado por la línea 302. Como puede verse, la presión hidrostática se incrementa como una función lineal de la profundidad del pozo según la fórmula:

$$[0056] \quad P = \rho g \text{TVD} + C \quad (1)$$

[0057] donde P es la presión, ρ es la gravedad especifica del fluido, TDV es la profundidad total vertical del pozo, g es la constante gravitacional de la Tierra y C es la contrapresión proporcionada por el sistema de contrapresión. En el caso de la presión hidrostática 302 de gradiente de agua, la densidad del fluido es la densidad del agua. Además, en un sistema de circulación abierto la contrapresión C es siempre cero. Con el fin de garantizar que la presión angular este en exceso de la formación de la presión intersticial 300, el fluido

es más pesado (su densidad es incrementada), así incrementando la presión aplicada con respecto a la profundidad en el pozo. El perfil de la presión intersticial puede verse en la FIG. 7 como lineal, hasta el momento que ésta salga de la cubierta 20, en caso que, éste se exponga a la actual presión en formación, resultando en un incremento súbito en la presión en formación. En operaciones normales la densidad de fluido debe ser seleccionada para que la presión anular exceda la formación de presión intersticial por debajo de la cubierta 20.

[0058] Por el contrario, el uso de el sistema controlado de contrapresión DAPC permite a un operador hacer cambios en los pasos principales en la presión anular. Las líneas de presión DAPC 303, son mostradas en la FIG. 7 en respuesta al incremento observado en la presión intersticial en x, la contrapresión C puede ser incrementada al incrementar la presión anular desde 300 hasta 303 en respuesta a la presión intersticial incrementada en contraste con las técnicas de presión anular normal como se muestra en la FIG. 1 línea 14. El sistema DAPC además ofrece la ventaja de ser capaz disminuir la contrapresión en respuesta a una disminución a la presión intersticial como se muestra en 300c. Se podrá apreciar que la diferencia entre la presión anular mantenida por el DAPC 303 y la presión intersticial 303c, conocida como la presión sobrenivelada, puede ser significativamente menor que la presión sobrenivelada vista usando métodos de control de presión convencionales como será explicado en la FIG. 8. Condiciones altamente sobrebalanceadas pueden afectar adversamente la permeabilidad formada al forzar grandes

cantidades de fluido del pozo dentro de la formación y la posibilidad de no poder controlar la pérdida de fluidos así previniendo futuras perforaciones del pozo de una forma segura y a tiempo.

[0059] FIG. 8 es un grafico que muestra una aplicación del sistema DAPC en un entorno de perforación de balance (ABD), o cerca de ABD. La situación en la FIG. 8 muestra el gradiente de la presión intersticial en un intervalo 320a como substancialmente lineal y el fluido en la formación siendo mantenido en observación por la presión anular convencional 321a. Un incremento súbito en la presión intersticial ocurre como se muestra en 320b. El proceso normal sería para establecer una cubierta 20 en este punto y utilizando técnicas de control de presión como se conoce en el arte, el procedimiento será para incrementar la densidad del fluido para prevenir la entrada del flujo de fluido en formación o la inestabilidad del pozo. El incremento en la densidad resultante modifica el gradiente de presión del fluido como el que se muestra en 321b. El límite para perforar convencionalmente en esta forma es donde 321b interfecta con el gradiente de fractura reducido 323b debido a la limitación de la posibilidad de perforar a la profundidad total aplanada 400.

[0060] Usando el sistema DAPC, la técnica para controlar el pozo en vista del incremento de presión observado en 320b es aplicar contrapresión al fluido en la corona para cambiar todo el perfil de presión de corona a la derecha, de tal forma que el perfil de presión 322 coincide mas cercanamente las presiones de poro 320a, 320b y 320c a medida que se perfora el pozo, opuesto a lo que se presenta al perfil de presión 321b. Este método entonces permite que todo el

pozo sea perforado a la profundidad total aplanada 400 sin la inserción de la cadena de 20.

[0061] El sistema DAPC puede también ser usado para controlar un evento de control de pozo tal como la entrada de flujo de fluido. Bajo métodos conocidos en el arte, en el evento de una larga formación de entrada de flujo de fluido, tal como un golpe de gas, el único procedimiento práctico de control de presión en el pozo era cerrar los BOPs para efectivamente “encerrar”(sellar) hidráulicamente el pozo, liberar el exceso de presión de corona a través de un choque y eliminar colector, y incrementar la densidad del fluido de perforación para proporcionar la presión anular adicional. Esta técnica requiere tiempo para poner el pozo bajo control. Un método alternativo es a veces llamado el “método de perforador”, el cual utiliza circulación continua de fluido de perforación sin encerrar el pozo. El método de “Peso y Espera” involucra la circulación de un suministro de fluido altamente pesado, por ejemplo 18 libras por galón (ppg) (3.157 kg/l). Cuando se detecta un golpe de gas o entrada de flujo de fluido de formación, el fluido altamente pesado es adicionado y circulado al fondo del pozo, causando que el fluido de entrada de flujo se vuelva solución en el fluido de circulación. El fluido de entrada de flujo comienza a salir de la solución a medida que se acerca a la superficie como se identificó por la Ley de Boyles y se libera a través del colector de choque. Se apreciará que mientras que el método de Perforador proporciona la circulación continua del fluido, éste puede continuar requiriendo tiempo de circulación adicional sin seguir perforando utilizando el método de Peso y Espera para

prevenir la entrada de flujo adicional de fluido de formación y para permitir que el gas de formación se vaya a circulación con el fluido de perforación de densidad mayor.

[0062] Utilizando la presente técnica DAPC, cuando una entrada de flujo de fluido en formación es detectada la contrapresión es incrementada, en contraposición al añadir fluido de alta densidad. Como el método de los perforadores la circulación del lodo es continua. Con el incremento de la presión de corona, la entrada de flujo de fluido en formación va solucionando la circulación de fluido y es liberado a través del colector de choque. Debido a que la presión ha sido incrementada y es posible que continúe circulando con la contrapresión adicional, ya no es necesario que circule inmediatamente a un fluido de mayor densidad. Además, como resultado del hecho que la contrapresión es aplicada directamente a la corona el fluido en formación es rápidamente forzado a ir en solución, en oposición a esperar hasta que el fluido de mayor densidad este circulando dentro de la corona.

[0063] Una aplicación adicional de la técnica DAPC se refiere a su uso en sistemas de circulación no continua. Como se señaló anteriormente, los sistemas de circulación continua son usados para ayudar a estabilizar la formación, evitando las caídas súbitas de presión 502 que ocurren cuando las bombas de lodo son apagadas para hacer o romper nuevas conexiones de tubería. Esta caída de presión 502 es posteriormente seguida por una presión pico 304 cuando las bombas son prendidas nuevamente por operaciones de perforación. Esto esta mostrado en la FIG. 9A. Estas variaciones en la

presión anular 500 pueden afectar negativamente el pastel de lodo del pozo, y pueden resultar en invasión de fluido en la formación. Como se muestra en la FIG. 9B, el sistema de contrapresión DAPC 506 puede ser aplicado a la corona a medida que se apagan las bombas de lodo, mejorar la caída súbita en la presión de corona desde la condición de bombas apagadas hasta una caída de presión 502 más leve. Después de prender las bombas. La contrapresión puede ser reducida de tal manera que la condición pico de bomba prendida 504 esta del mismo modo reducida. Así el sistema de contrapresión DAPC es capaz de mantener un estado relativo de presión en el fondo del pozo durante condiciones de perforación.

[0064] 6. Determinar Eventos de Control de Pozo con el Sistema DAPC

[0065] Se ha determinado que un sistema DAPC tal como el que explicó anteriormente con referencia a las figuras 2A hasta 9B, y uno que será explicado a continuación con referencia a las figura 10, puede ser utilizado para determinar la existencia de eventos de control de pozo. Los eventos de control de pozo incluyen una entrada de flujo de fluido desde las formaciones de la Tierra que rodean el pozo, y una salida de flujo de fluido en el pozo hace adentro de las formaciones envolventes. Un evento de entrada de flujo (llamado un "golpe") puede ser detectado por la comparación de la presión de fondo de pozo calculada y la actual presión de fondo de pozo. Calcular la presión de fondo de pozo puede ser llevada a cabo utilizando un modelo hidráulico que determina la presión de fondo de pozo basado en una densidad de fluido promedio esperada en la corona, usualmente la densidad del fluido de

perforación a medida que se bombea a través de la cadena de perforación. La presión actual grabada de fondo de pozo es medida típicamente cerca de la broca como con un sensor de presión anular o alguna otra forma de medida de presión de fondo de pozo que mide la presión actual de fondo de pozo.

[0066] Debería ocurrir una entrada de flujo y hay un contraste de densidad entre el fluido de entrada de flujo y el fluido de perforación que está en el pozo, el calculado por modelo y las presiones de fondo de pozo actuales divergirán como resultado de la diferencia en la presión calculada de la columna de fluido y la presión actual tal y como fue medida, ya sea que la columna sea estática o dinámica. Esta divergencia puede ser grabada como un error por el sistema DAPC y se puede tomar la acción correctiva para mantener la presión de fondo de pozo en un valor deseado (el valor de presión establecido) bien sea por la reducción de la apertura de choque si la densidad de la entrada de fluido es menor que la densidad del fluido en el pozo, o por el incremento de la apertura del choque algo si la densidad de la entrada de flujo es mayor que la densidad del fluido en el pozo. El cambio en la apertura de choque resulta de tales diferencias de presión de fondo de pozo, cuando no hay cambio en el caudal de fluido bombeado, es utilizado como un indicador que toma lugar en una entrada de fluido.

[0067] Otra característica de una entrada de flujo es que la apertura de choque puede incrementarse de alguna manera debido al incremento de la tasa de descarga a la superficie terrestre y luego estabilizarse en una nueva apertura que puede ser menor, mayor o la misma que la apertura inmediatamente

anterior de choque, dependiendo de la entrada de la densidad de flujo de fluido y la fricción debido al caudal adicional. Si la entrada de fluido continua y la densidad es menor que la densidad del fluido de perforación y la caída de presión de fricción no es significativa la densidad promedio del fluido en el pozo continuara disminuyendo y la apertura de choque continuara a cerrar en respuesta al sistema DAPC intentando mantener la presión del fondo del pozo al valor predeterminado. Por el contrario, si la densidad del flujo del fluido es mayor que la densidad del flujo en el pozo, como la entrada de flujo de fluido continúe, la densidad de la columna de fluido en la corona del pozo se incrementara, así causando que el sistema DAPC continúe a incrementar la apertura del choque cuando la caída de la presión de fricción no es significativa.

[0068] El sistema DAPC determina la nueva apertura de choque basada en un ajuste de presión de fondo de pozo prevista con respecto a la actual presión de fondo de pozo medida. En el caso de un influjo de fluido de más baja densidad, la presión de fondo de pozo prevista será menor que la predicción anterior porque el influjo de fluido ha continuado disminuyendo la densidad promedio de la columna de fluido en la corona donde la presión de fricción cae debido al flujo incrementado como resultado del influjo no es suficiente aumentar la presión de fondo de pozo. Esto continuará a indicar un error y el sistema DAPC corregirá el error por medio de la continuación del cerrado del choque mientras el influjo continúe y la densidad de fluido promedio en el pozo continúa disminuyendo. Para el caso en que el fluido de influjo tenga una densidad

mayor que la del fluido de perforación, por ejemplo, el influjo desde una zona de agua salada cuando se perfora con un fluido de perforación a base de aceite, el sistema DAPC abrirá la apertura de choque para reducir la presión de corona de superficie con el fin de compensar el incremento en la densidad promedio del fluido en la corona mientras el influjo continúe, la densidad promedio disminuye y la caída de presión de fricción del influjo no es suficiente para aumentar la presión de fondo de pozo.

[0069] El otro caso es cuando la densidad de influjo es prácticamente igual a la densidad de fluido de pozo existente. En este caso el choque puede abrir cualquiera debido al incremento en el volumen de descarga donde la caída de presión de fricción desde el influjo no es suficiente para aumentar la presión de fondo de pozo y luego continúa en una nueva apertura o una nueva apertura promedio (debido a la fluctuación de apertura de choque que utiliza un controlador PID 238, tal fluctuación es típicamente sinusoidal). El sistema DAPC producirá un error que la apertura de choque ha cambiado sin cambios calculados por el modelo hidráulico ya que el modelo está utilizando un número de parámetros estándar para calcular la presión de fondo de pozo, uno de los cuales es el flujo en el pozo en ausencia de un medidor de flujo 126. Mientras que el ritmo de bombeo no cambie, o un cambio en el cambio de bombeo no haya indicado que la apertura de choque va a ser cambiada por el sistema DAPC, un error resultará. Por lo tanto, un incremento sostenido en la apertura de choque por ninguna otra razón aparente puede inferirse para ser un golpe cuando la densidad del fluido de formación hacia adentro es sustancialmente el

mismo que la lodo de perforación donde la geometría del pozo es suficientemente grande y/o el cambio de influjo es suficientemente bajo para no causar un incremento significativo en la presión de fondo de pozo debido a la fricción aumentada en el pozo.

[0070] La anterior explicación de operación del modelo hidráulico y control sobre la apertura de choque se proporciona como antecedente para detección de varios eventos de control de pozo y métodos de mitigación que se puedan llevar a cabo utilizando el sistema DAPC. En un método, se monitorea la apertura del choque como es controlada por el sistema DAPC. La apertura puede ser monitoreada, por ejemplo, por un sensor de posición acoplado al elemento de control de choque. Un tipo de sensor de posición que puede ser adaptado para uso con el sistema DAPC es un transformador diferencial variable lineal (LVDT). Si la apertura de choque se cambia mediante un sistema DAPC por más de un periodo transitorio de tiempo en ausencia de cualquier cambio en el caudal de fluido en el pozo y cualquier cambio en la presión del fluido a medida que se bombea en el pozo, la medición de dicho cambio en apertura puede ser utilizada para identificar un influjo de fluido o evento de pérdida de fluido en el pozo tal y como se explicó anteriormente.

[0071] Otras implementaciones de un sistema DAPC pueden proporcionar control automático sobre la apertura del choque pero sin medición relacionada con lo que la apertura de choque es actualmente. En tales implementaciones, no hay provisión para monitorear la posición del control de apertura de choque. En tales implementaciones, es posible inferir la existencia de un influjo de fluido

o un evento de pérdida de fluido sin una medida específica relacionada con la posición del control de apertura de choque. En tales implementaciones, se mide por lo menos uno del caudal en el pozo y el caudal fuera del pozo. También se mide la actual presión de fluido de fondo de pozo, con un sensor de presión de corona dispuesto en un instrumento localizado en la cadena de perforación cerca del fondo de la cadena de perforación.

[0072] En un ejemplo, se mide el caudal de flujo en la perforación de pozo, y se mide la presión de fluido en la corona de la perforación de pozo en o cerca de la superficie de la Tierra. Una presión esperada de fluido de fondo de pozo es calculada utilizando el modelo hidráulico que opera con el sistema DAPC. Las entradas al cálculo de la presión de fondo de pozo incluyen la densidad de fluido (peso de lodo), el caudal de fluido y la presión de corona en o cerca de la superficie. En el caso que la presión de fondo de pozo medida difiera de la presión de fondo de pozo calculada, un influjo de pozo o un evento de pérdida de fluido pueden ser inferidos. El sistema DAPC puede causar una apertura de choque para cambiar hasta que la presión de fondo de pozo medida coincida con la presión de fondo de pozo calculada.

[0073] Debido a la diferencia en la presión de fondo de pozo medida y la presión de fondo de pozo calculada, el sistema DAPC puede cambiar automáticamente la densidad de fluido (peso de lodo) que se introduce como entrada al modelo hidráulico de tal modo que la presión de fondo de pozo medida y la presión de fondo de pozo calculada aproximadamente coincidan. Tal cambio a la densidad de fluido de entrada es proporcionada debido a que ni

el caudal de fluido en la perforación del pozo ni la presión de corona han cambiado materialmente durante el control de evento de pozo. Así, para realizar que la presión de fondo de pozo calculada coincida con la presión de fondo de pozo medida, es necesario cambiar por lo menos uno de la densidad de fluido de entrada y el caudal de fluido. En una configuración si un cambio en por lo menos uno de la densidad de fluido de entrada y el caudal de fluido ingresado como entrada al modelo hidráulico excede un umbral seleccionado, el sistema DAPC puede generar una señal de peligro.

[0074] En algunas configuraciones, el sistema DAPC puede cambiar la apertura de choque de tal modo que la presión de fondo de pozo medida se mueve hacia la presión de fondo de pozo calculada.

[0075] En otra configuración, una presión de fondo de pozo esperada puede ser calculada del modelo hidráulico que utiliza como entrada la densidad de fluido (peso de lodo), el caudal del fluido fuera del pozo y la presión de corona cerca de la superficie de la Tierra. La presión de fondo de pozo calculada se compara con la presión de fondo de pozo medida. Si las dos presiones difieren, el sistema DAPC puede cambiar la densidad de fluido de entrada al modelo hidráulico automáticamente hasta que las presiones coincidan aproximadamente. Si el cambio en la densidad de fluido excede un umbral seleccionado, entonces el sistema DAPC puede generar una señal de peligro. El sistema DAPC puede también operar el choque para causar que la presión de fondo de pozo medida sustancialmente coincida con la presión de fondo de pozo calculada.

[0076] En otra configuración el sistema DAPC puede cambiar la presión de fondo de pozo medida hasta que el cambio en la densidad de fluido de entrada se haya estabilizado.

[0077] En otra configuración el DAPC puede cambiar la presión de fondo de pozo medida hasta que ésta haya alcanzado un nuevo valor de punto de ajuste.

[0078] En alguna de las anteriores implementaciones, una señal de peligro puede también ser generada si la presión de fondo de pozo calculada y la presión de fondo de pozo medida son diferentes por más de un umbral seleccionado.

[0079] 7. Configuración Alternativa del Sistema de Control de Contrapresión que Usa Únicamente Bombas de Lodo de Plataforma

[0080] También es posible proporcionar presión de fluido de corona controlado seleccionado sin necesidad de, para una bomba adicional, suministrar contrapresión a la corona cuando dicha contrapresión deba ser generada por la bomba, tal y como se explicó anteriormente con referencia a la figura 2B. Otra configuración de un sistema de contrapresión que usa bombas de lodo de plataforma se muestra de forma esquemática en la figura 10. La(s) bomba(s) de lodo de plataforma, que se muestran en 138 descarga el lodo de perforación a caudales y presiones seleccionadas, tal y como se lleva a cabo normalmente durante las operaciones de perforación. En la presente configuración, un primer medidor de flujo 152 puede ser usado para medir el caudal del fluido de perforación a medida que éste es descargado de la(s) bomba(s) 138.

Alternativamente, un "contador de ataques" familiar, que estima el volumen de descarga de lodo mediante el monitoreo de movimiento de la(s) bomba (s) puede ser utilizado para estimar el caudal total de la(s) bomba(s) 138. El flujo de fluido de perforación se aplica entonces al primer choque de orificio controlable 130A, la salida del cual es acoplada en última instancia al tubo montante 602 (el cual se encuentra acoplado a la entrada al pasaje interior en la cadena de perforación). Durante las operaciones regulares de perforación, el primer choque 130A está normalmente abierto completamente.

[0081] La descarga de fluido de perforación de la(s) bomba(s) 138 también se acopla al segundo choque de orificio controlable 130B, la salida del cual se acopla en última instancia a la descarga de pozo (la corona 604). Como en configuraciones descritas anteriormente, el interior del pozo es sellado mediante una cabeza de control de rotación o BOP esférica, mostrada en 142. No mostrados en la figura 10, se encuentra la cadena de perforación y otros componentes en el pozo ubicados debajo de la cabeza de control de rotación 142, porque éstos pueden ser esencialmente idénticos a aquellos utilizados en otras configuraciones, particularmente tal y como se muestra en la figura 2. Un tercer choque de orificio controlable 130 puede estar acoplado entre la corona 604 y el tanque o foso de lodo (136 en la figura 2) y controla la presión a la cual el lodo de perforación deja el pozo para mantener una contrapresión seleccionada en la corona, similar a lo que se lleva a cabo en las configuraciones descritas anteriormente.

[0082] Los primer 130A y segundo 130B choques de orificio controlables

pueden cada uno incluir corriente abajo de la misma un respectivo medidor de flujo 152A, 152B. En conjunto con alguno de los contadores de ataque (no mostrados) o el primer medidor de flujo 152 en la descarga de bomba, se puede determinar el caudal del fluido de perforación desde la(s) bomba(s) 138 hacia adentro del tubo montante y hacia adentro de la corona. Los medidores de flujo 152, 152A, 152B se muestran tal y como tienen sus respectivas salidas de señal acopladas al PLC 238 en la unidad DAPC 236, la cual puede ser esencialmente la misma que la de los correspondientes dispositivos que se muestran en la figura 3. Las salidas de control del PLC 238 se proporcionan para operar los tres choques de orificio controlable 130, 130A, 130B.

[0083] Para propósitos de realizar o quebrar conexiones en la cadena de perforación durante la operación, es necesario liberar todas las presiones de fluido en la parte superior de la cadena de perforación, mientras que puede ser necesario continuar mantener la presión de fluido a la parte superior de la corona conectada fluidamente a la línea de retorno 604. Para realizar las funciones de presión necesarias, el PLC 238 puede operar el primer choque de orificio controlable 130A a cerrado completamente. Luego, una válvula de sustracción o "descarga" 600, la cual puede estar bajo control operativo del PLC 238, se abre para liberar toda la presión de fluido de perforación. La válvula de regulación o válvula de un sentido en la cadena de perforación retiene la presión por debajo de ésta en la cadena de perforación. Así, las conexiones pueden ser hechas o quebradas para alargar o acortar la cadena de perforación durante las operaciones de perforación.

[0084] Durante tales operaciones de conexión, se mantiene una presión seleccionada de presión de fluido en la corona mediante el control de la operación de la(s) bomba(s) 138, y el segundo 130B y tercer 130 choques de orificio controlable. Tal control puede ser realizado automáticamente por el PLC 238 excepto en el caso de la bomba que puede ser controlada por el operador de plataforma ya que es necesario únicamente monitorear el caudal de la bomba.

[0085] Durante las operaciones regulares de perforación, la presión correcta de fluido se mantiene en la línea de corona 604 la cual está conectada fluidamente a la corona de pozo, utilizando el mismo modelo hidráulico de las configuraciones anteriores, por medio de desviar selectivamente una porción del flujo de la(s) bomba(s) 138 en la línea de retorno de corona 604 mediante el control de orificios del primer 130A y segundo 130B choques, y mediante el control de la contrapresión necesaria por el ajuste del tercer choque 130. Comúnmente durante la perforación, el segundo choque 130B puede permanecer cerrado, de tal modo que la contrapresión en el pozo se mantiene completamente mediante el control del orificio del tercer choque 130, similar a la forma en la cual la contrapresión se mantiene de acuerdo con las configuraciones anteriores. Comúnmente, se contempla que el segundo choque 130B será abierto durante los procedimientos de conexión, similar a las veces en las cuales se operaría la bomba de contrapresión en las configuraciones anteriores.

[0086] La presente configuración elimina ventajosamente la necesidad de una

bomba separada para mantener la contrapresión. La presente configuración puede tener ventajas adicionales sobre la configuración mostrada en la figura 2B, la cual usa un arreglo de válvulas para desviar el flujo de lodo de las bombas de lodo de plataforma para mantener la contrapresión, lo más importante es que las conexiones pueden ser hechas sin necesidad de detener las bombas de lodo de plataforma y precisión de medición de fluido mientras se redirecciona el flujo desde el pozo hacia la línea de retorno de corona para asegurar el cálculo correcto de contrapresión.

[0087] Dependiendo de la configuración particular del equipo, puede ser posible determinar el caudal de lodo en la línea de retorno de corona 604 utilizando el control de ataque (no mostrado) y el tercer medidor de flujo 152B, o utilizando el primer y segundo medidor de flujo 152, 152A, respectivamente.

[0088] Mientras que la invención ha sido descrita con respecto a un número limitado de configuraciones, aquellas personas versadas en la materia, que tiene el beneficio de esta divulgación, apreciarán que otras configuraciones pueden ser creadas las cuales no parten del alcance de la invención acá divulgada. En consecuencia, el límite de la invención debería estar limitado únicamente por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

Lo que se reivindica es:

1. Un método para determinar la existencia de un evento de control de pozo mediante controlar la presión de formación durante la perforación de un pozo a través de una formación subterránea, que comprende:
bombear selectivamente un fluido de perforación a través de una cadena de perforación que se extiende en el pozo, afuera de una broca en extremo inferior de la cadena de perforación, y hacia adentro de un espacio anular entre la cadena de perforación y el pozo;
descargar el fluido de perforación desde el espacio anular próximo a la superficie de la Tierra;
incrementar selectivamente la presión de fluido de espacio anular para mantener una presión de fluido próximo al fondo del pozo seleccionada por medio de aplicar presión de fluido al espacio anular, el incremento selectivo incluye controlar una apertura de un orificio funcionalmente acoplada a una salida del espacio anular;
monitorear la apertura del orificio; y
determinar la existencia de un evento de control de pozo cuando la apertura cambia y el ritmo de bombeo selectivo permanece sustancialmente constante.
2. El método de la reivindicación 1, en donde el evento de control de pozo se determina para ser una afluencia del fluido en el pozo cuando la apertura cambia debido a un incremento o disminución en la presión de

fondo actual.

3. El método de la reivindicación 1, en donde el evento de control de pozo se determina para ser una pérdida de fluido desde el pozo cuando la apertura disminuye debido a una reducción en la presión de fondo actual.
4. Un método para controlar la presión de formación durante la perforación de un pozo a través de una formación subterránea, que comprende:
bombear un fluido de perforación a través de una cadena de perforación que se extiende en un pozo, afuera de una broca en el extremo inferior de la cadena de perforación, y hacia adentro de un espacio anular entre la cadena de perforación y el pozo;
descargar el fluido de perforación desde el espacio anular próximo a la superficie de la Tierra;
medir por lo menos un caudal del fluido de perforación en el pozo y un caudal afuera del espacio anular;
medir una presión del fluido en el espacio anular próximo a la superficie de la Tierra y una presión del fluido próximo al fondo del pozo;
estimar una presión del fluido próximo al fondo del pozo utilizando el caudal medido, la presión de espacio anular medida y una densidad del fluido de perforación; y
generar una señal de peligro si la diferencia entre la presión estimada y la presión medida excede un umbral seleccionado.
5. El método de la reivindicación 4 que además comprende controlar una

apertura de un choque dispuesto en una línea de flujo a través del cual la descarga del fluido de perforación se lleva a cabo de tal modo que la presión medida y la presión estimada sustancialmente coinciden.

6. El método de la reivindicación 4, en donde se mide el caudal del fluido perforación en el pozo.
7. El método de la reivindicación 4, en donde se mide el caudal afuera del espacio anular.
8. El método de la reivindicación 4, en donde una densidad del fluido usada como entrada a la presión estimada se ajusta hasta que la presión medida y la presión estimada sustancialmente coincidan.
9. El método de la reivindicación 4, que además comprende aplicar selectivamente contrapresión al fluido que está siendo descargado para cambiar la presión medida hasta que se haya estabilizado un valor de la densidad de fluido de entrada.
10. El método de la reivindicación 9, en donde aplicar selectivamente contrapresión comprende operar un orificio de apertura controlable funcionalmente acoplado a una salida del espacio anular.

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
19 July 2007 (19.07.2007)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2007/081711 A2

(51) International Patent Classification:
E21B 47/00 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/US2007/000088

(22) International Filing Date: 4 January 2007 (04.01.2007)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
60/756,311 5 January 2006 (05.01.2006) US

(71) Applicant (for all designated States except US): AT BALANCE AMERICAS LLC [US/US]; 11767 Katy Freeway Suite 1030, Houston, TX 77079 (US).

(72) Inventor: REITSMA, Donald, G.; 1226 Rose Fair Drive, Katy, TX 77450-5254 (US).

(74) Agent: FAGIN, Richard, A.; P.O. Box 1247, Richmond, TX 77406-1247 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, 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, LV, LY, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SV, SY, 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, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declarations under Rule 4.17:

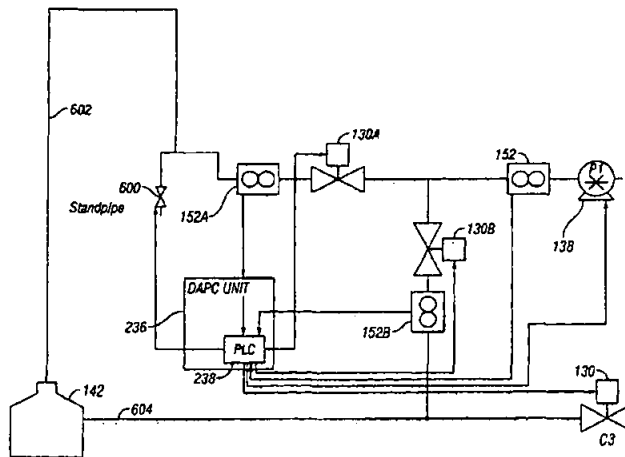
- as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))
- as to the applicant's entitlement to claim the priority of the earlier application (Rule 4.17(iii))

Published:

- without international search report and to be republished upon receipt of that report

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guidance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

(54) Title: METHOD FOR DETERMINING FORMATION FLUID ENTRY INTO OR DRILLING FLUID LOSS FROM A BOREHOLE USING A DYNAMIC ANNULAR PRESSURE CONTROL SYSTEM



(57) Abstract: A method for controlling formation pressure during drilling includes pumping a drilling fluid through a drill string in a borehole, out a drill bit at the end of the drill string into an annular space. The drilling fluid is discharged from the annular space proximate the Earth's surface. At least one of a flow rate of the drilling fluid into the borehole and a fluid flow rate out of the annular space is measured. Pressure of the fluid in the annular space proximate the Earth's surface and pressure of the fluid proximate the bottom of the borehole are measured. Pressure of the fluid proximate the bottom of the borehole is estimated using the measured flow rate, annular space pressure and density of the drilling fluid. A warning signal is generated if difference between the estimated pressure and measured pressure exceeds a selected threshold.

WO 2007/081711 A2

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US07/00088

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC(8) - E21B 47/00 (2007.10) USPC - 175/40 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) IPC(8) - E21B 47/00 (2007.10) USPC - 175/40, 45 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 practicable, search terms used) PatBase												
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT												
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.										
X	US 2003/0196804 A1 (RIET) 23 October 2003 (23.10.2003) entire document	1-10										
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐												
* Special categories of cited documents: <table border="0"><tr><td>"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance</td><td>"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</td></tr><tr><td>"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date</td><td>"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</td></tr><tr><td>"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)</td><td>"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</td></tr><tr><td>"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means</td><td>"&" document member of the same patent family</td></tr><tr><td>"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed</td><td></td></tr></table>			"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention	"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone	"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art	"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	"&" document member of the same patent family	"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention											
"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone											
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art											
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means	"&" document member of the same patent family											
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed												
Date of the actual completion of the international search 19 October 2007		Date of mailing of the international search report 26 DEC 2007										
Name and mailing address of the ISA/US Mail Stop PCT, Attn: ISA/US, Commissioner for Patents P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450 Facsimile No. 571-273-3201		Authorized officer: Blaine R. Copenhaver PCT Helpdesk: 571-272-4300 PCT OSP: 571-272-7774										

Form PCT/ISA/210 (second sheet) (April 2007)

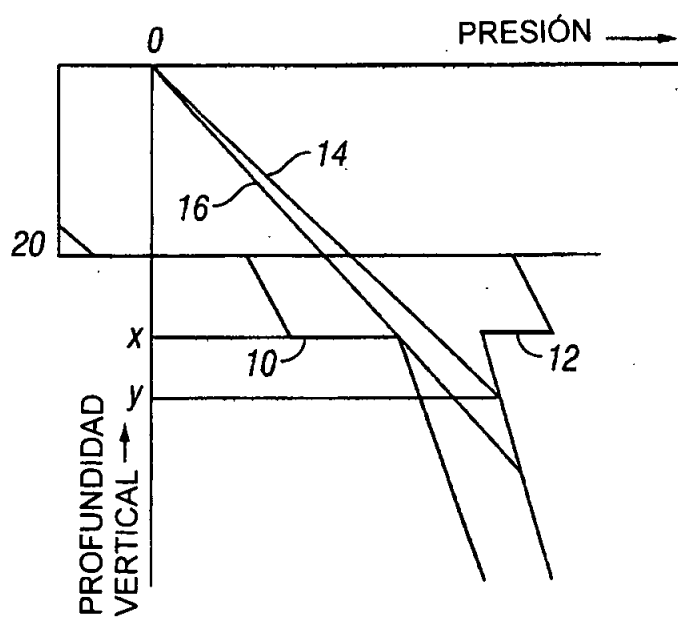


FIG. 1

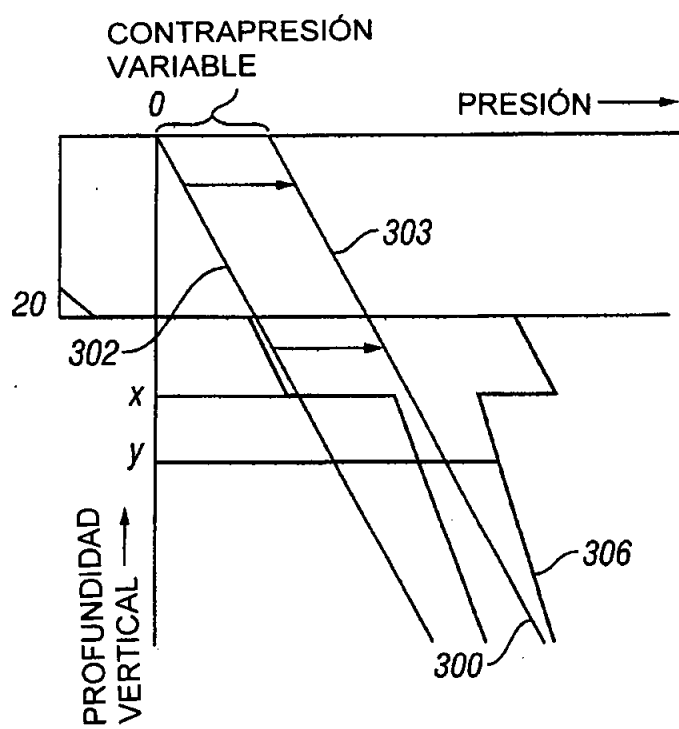


FIG. 7

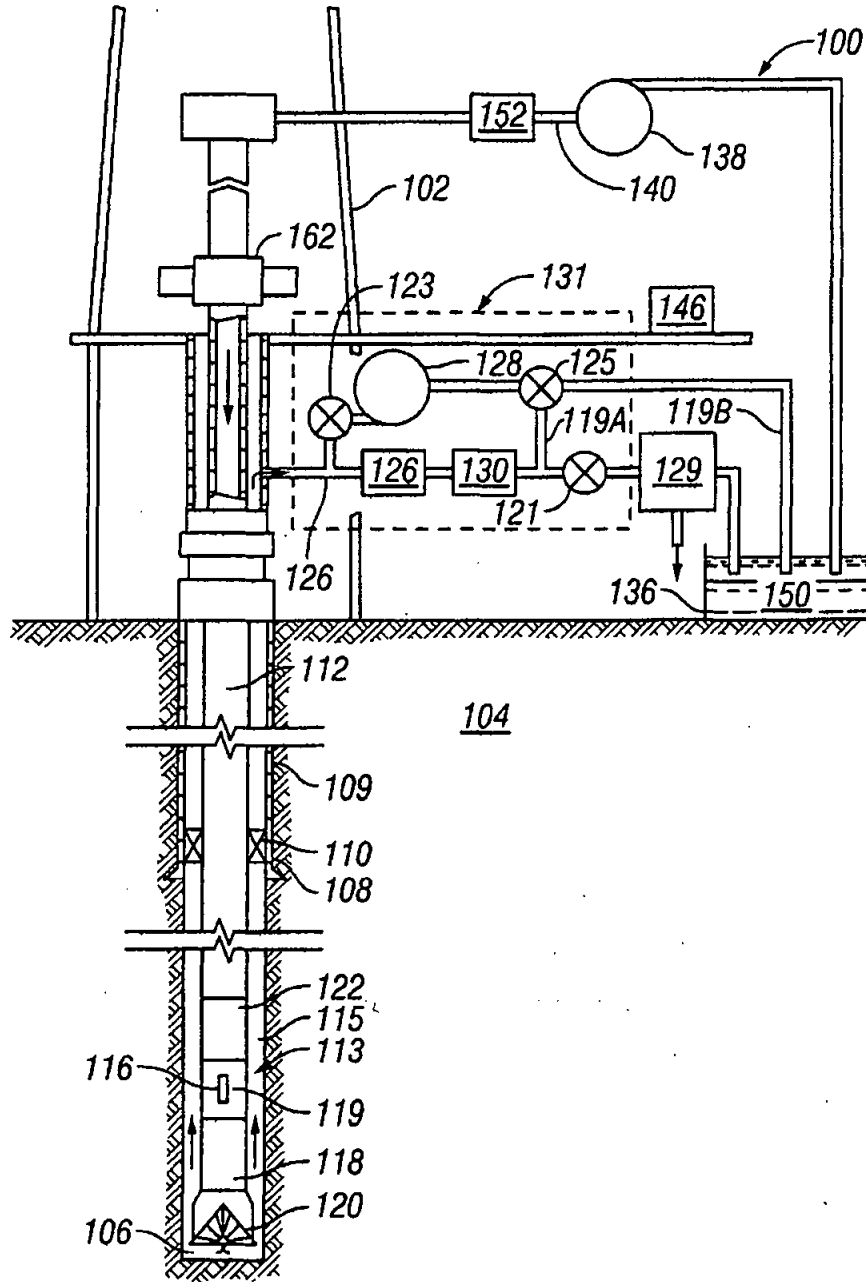


FIG. 2

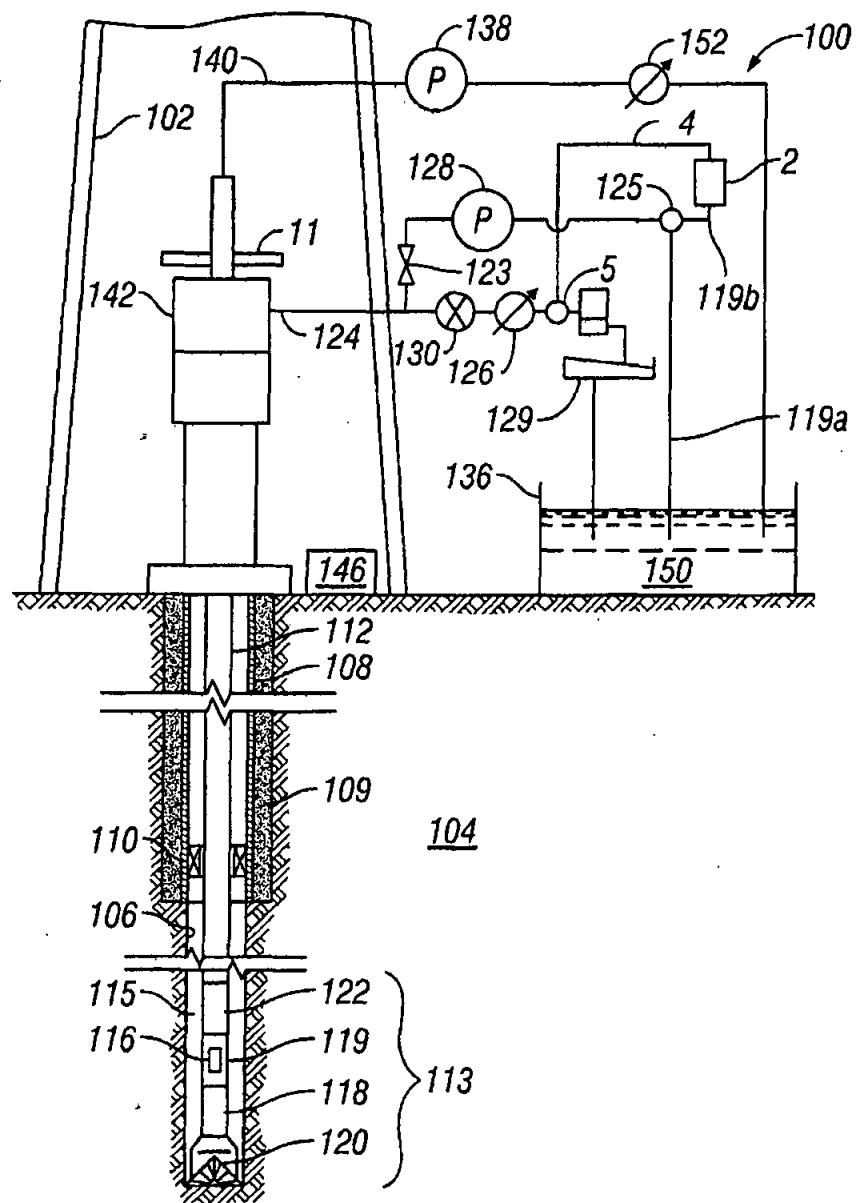


FIG. 2A

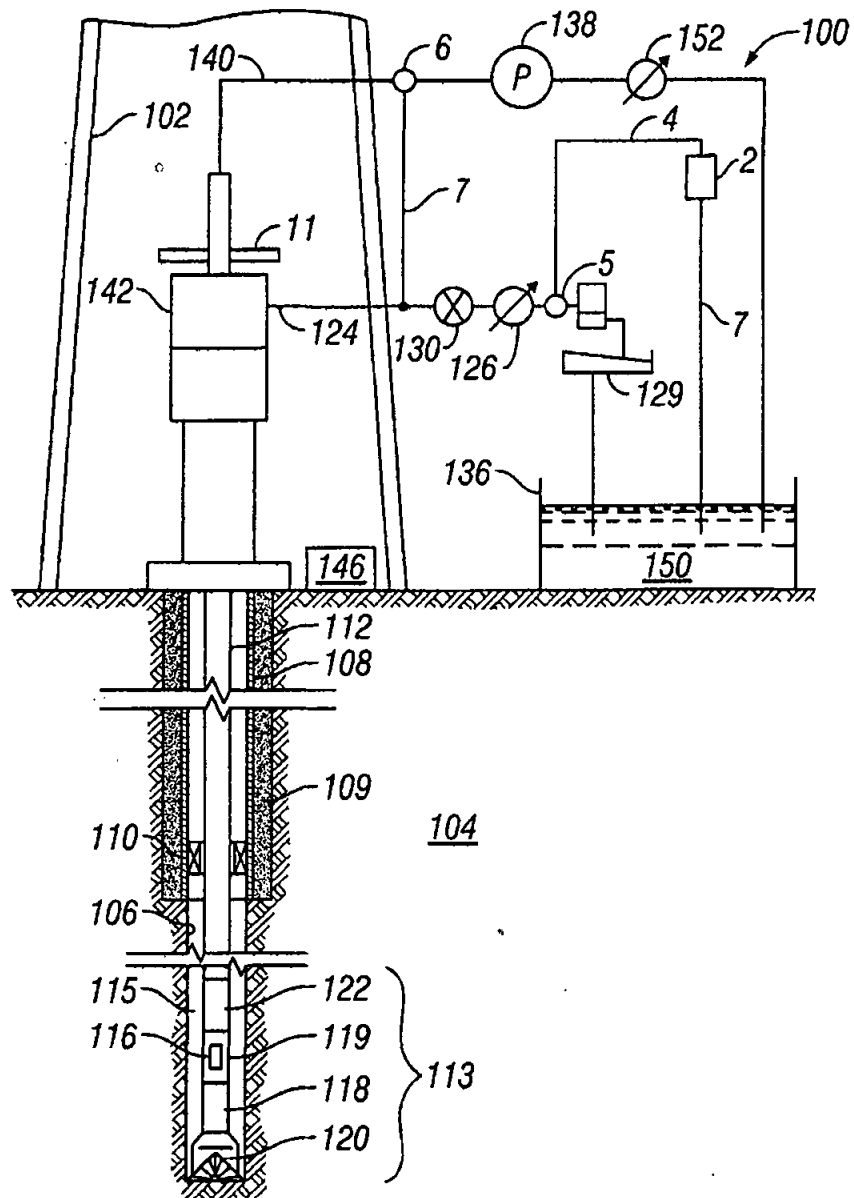


FIG. 2B

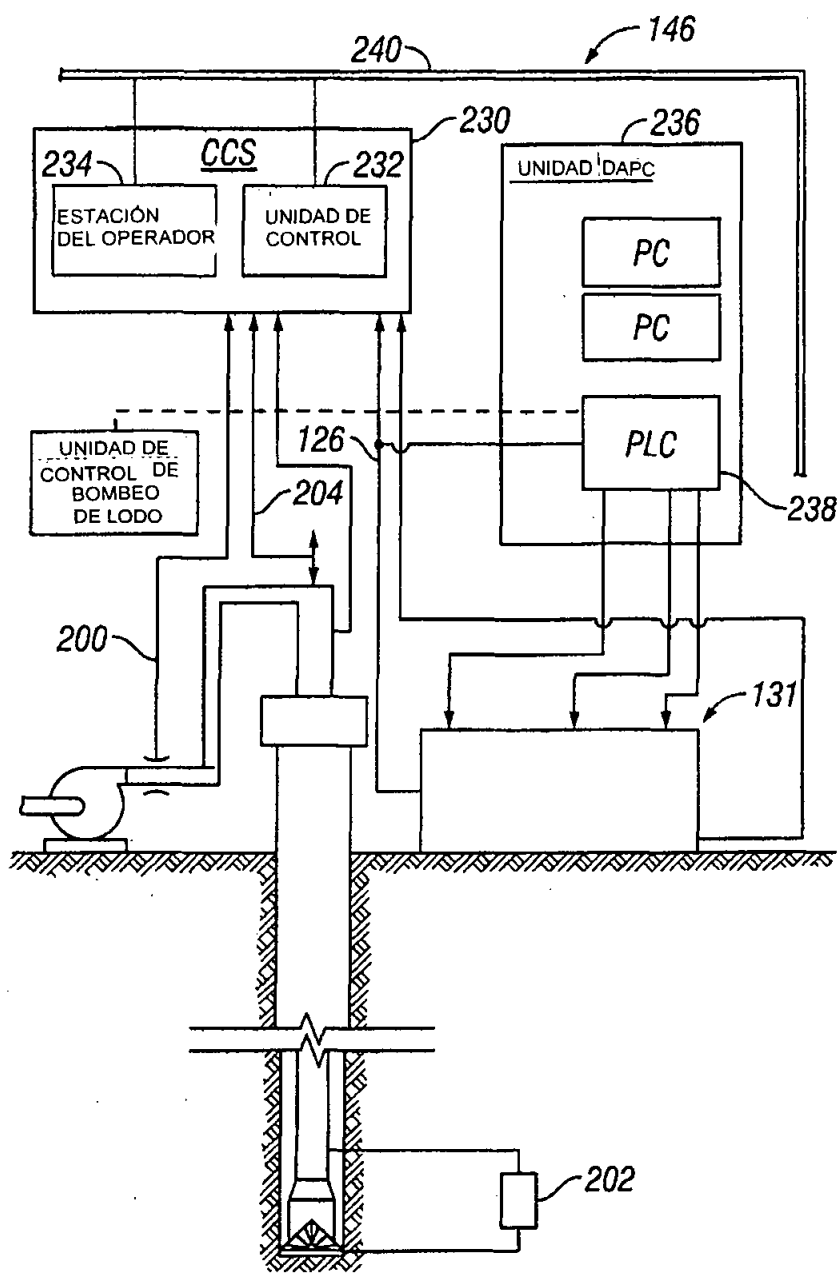


FIG. 3

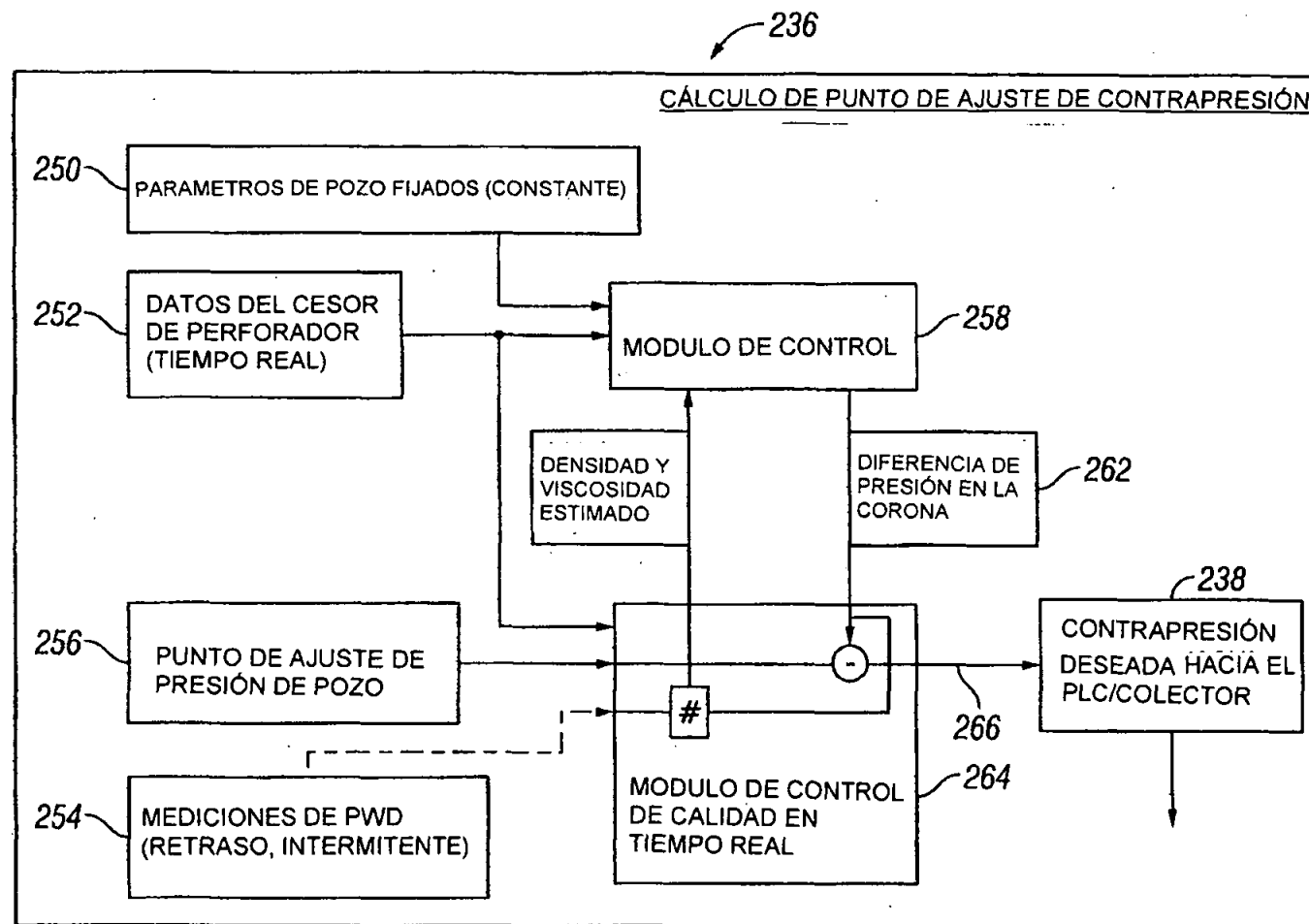


FIG. 4

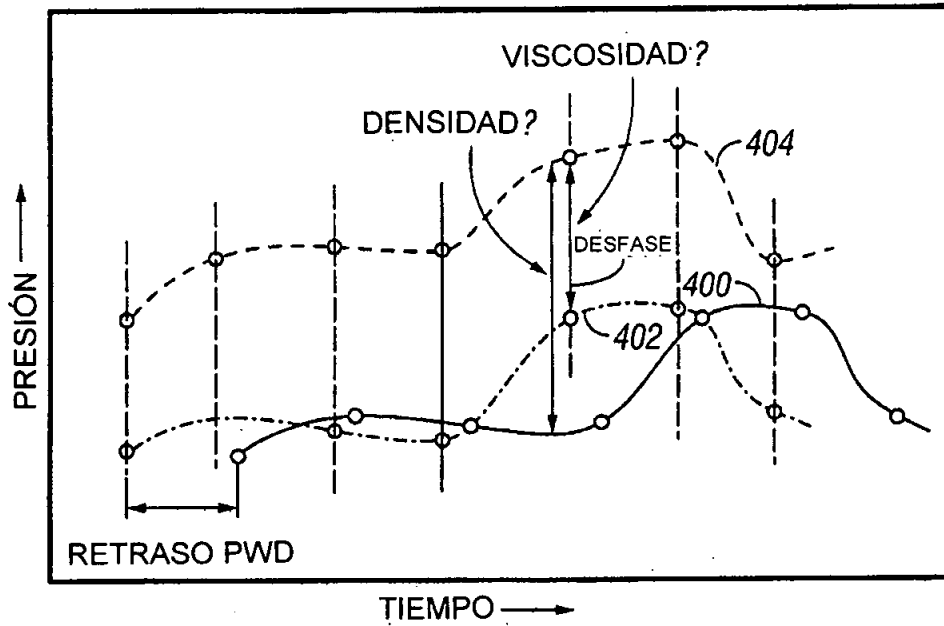


FIG. 5

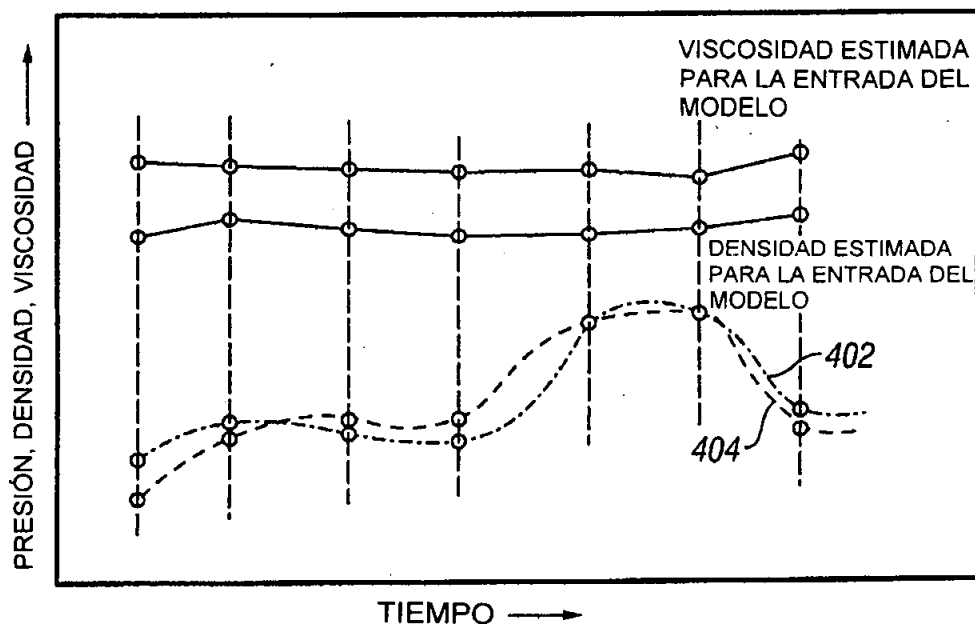


FIG. 6

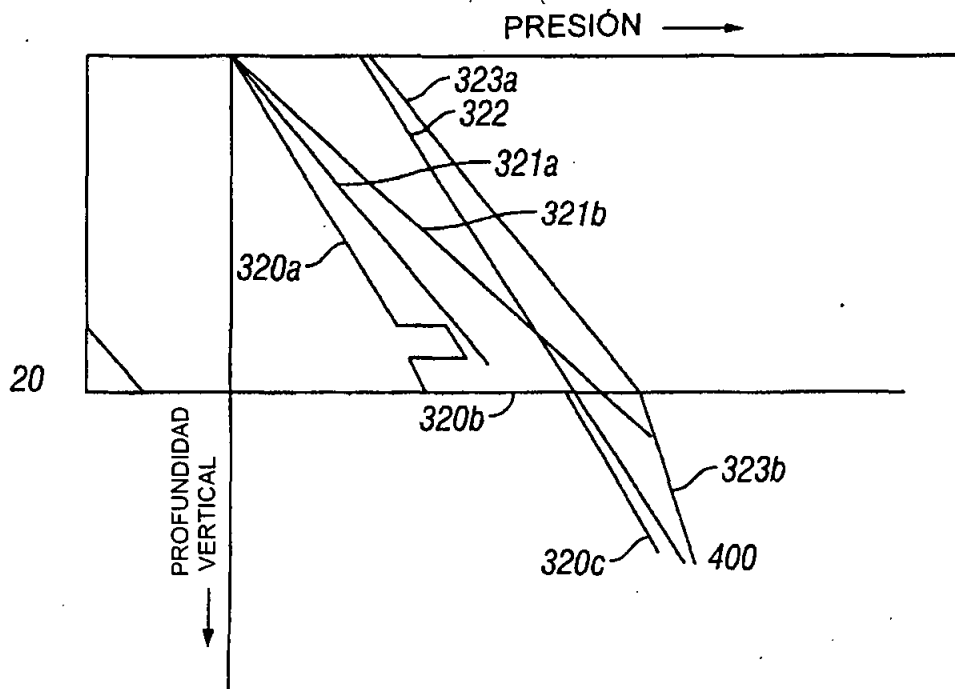


FIG. 8

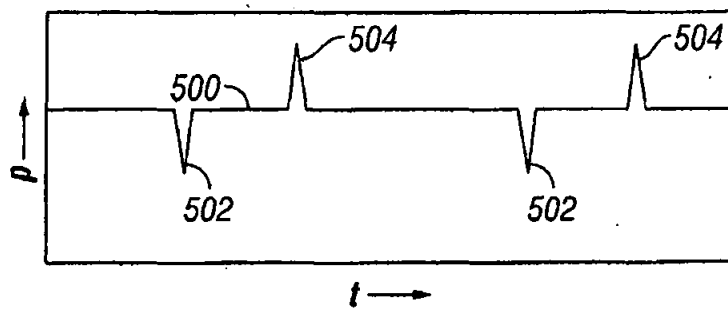


FIG. 9A

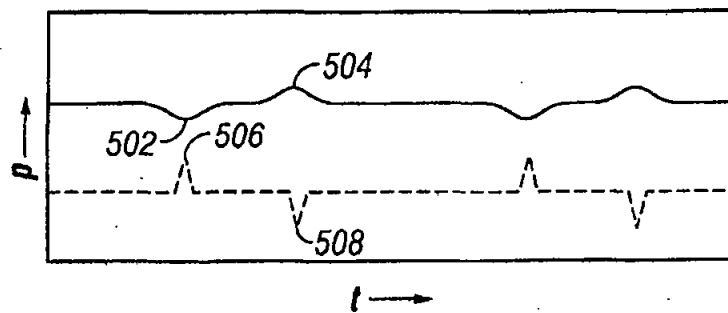


FIG. 9B

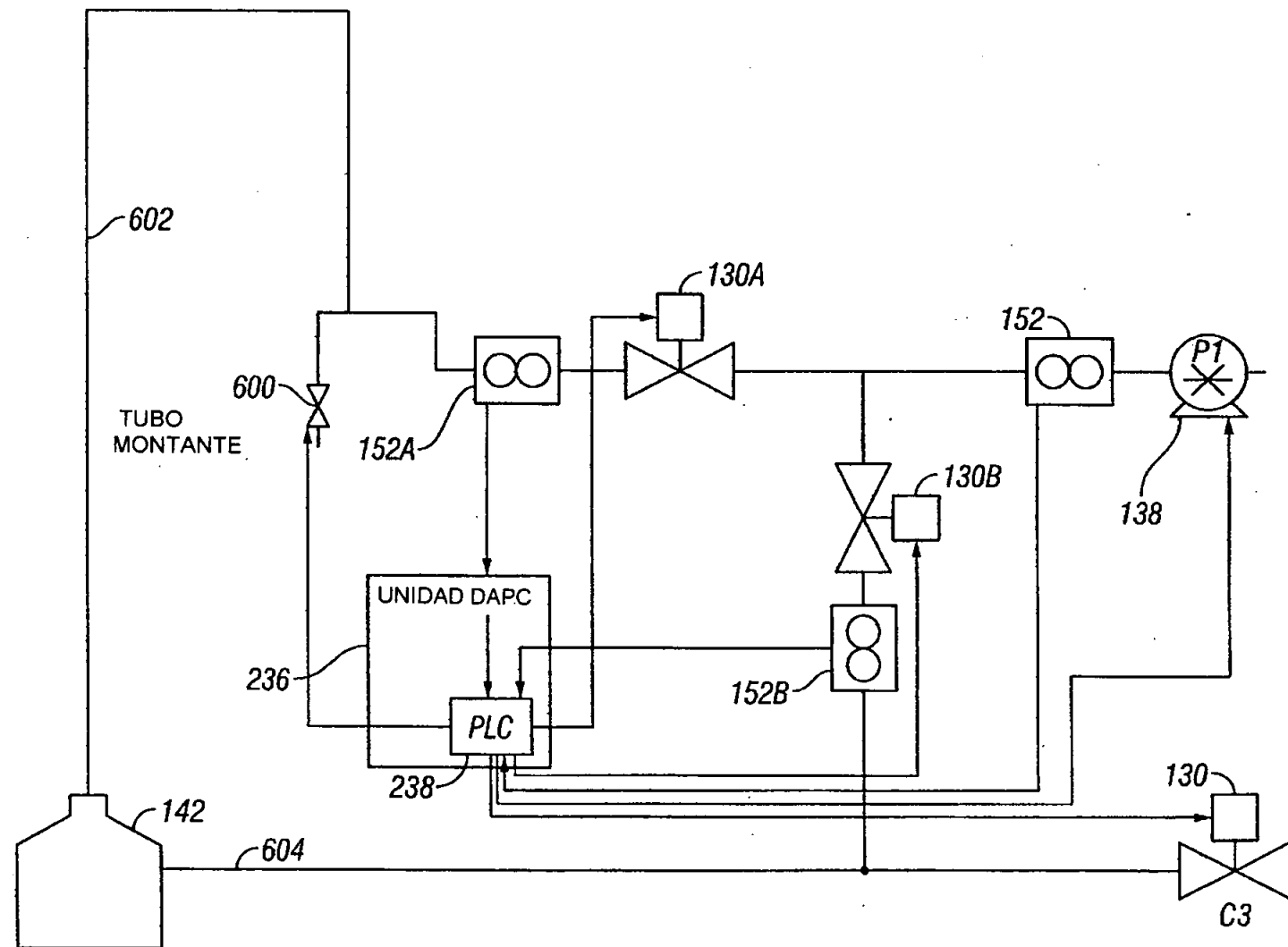


FIG. 10

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-076134- -00000-0000

Fecha: 2008-07-23 15:04:09 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 63



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

**REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PCT**

PATENTE DE INVENCION



MODELO DE UTILIDAD []

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente [X]
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [X]
- ◆ Descripción de la invención [X]
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes [X]
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas [X]

COMPLETA [X]

INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de 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 []

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado []
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado []
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

D1190
Firma Responsable

Fecha

23-07-08

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10

Conmutador: 3 82 08 40

Fax: 350 52 20

E-mail: info@sic.gov.co

www.sic.gov.co

Bogotá, D.C., Colombia

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

gotá,
20

ctor(a)
DRIGUEZ D` ALEMAN DILIA MARIA

REFERENCIA	Radicación No.	8 76134
	Solicitud internacional	PCT/US2007/000088
	Fecha inicio fase nacional	05/08/2008
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	11306

mo resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de operación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular ica de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

La solicitud no contiene el poder debidamente otorgado, con el lleno de los requisitos exigidos por los artículos 63 y subsiguientes del Código de ocedimiento Civil. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la istencia y representación legal de la sociedad solicitante, cuando ésta fuere rsona jurídica.

La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del recho a la patente del inventor al solicitante o a su causante, conforme a lo tablecido por el artículo 26 literal k) de la Decisión 486 de la Comisión de la munidad Andina. Cuando se trate de documentos otorgados en el extranjero, estos berán legalizarse de conformidad con lo dispuesto por los artículos 259 y 260 del digo de Procedimiento Civil. Cuando se trate de las declaraciones a que hace ferencia la Regla 4.17 ii) del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes T., el alcance de las tales declaraciones se determinará según indiquen aramente una cesión de derechos del inventor al solicitante o su causante, de nformidad con lo dispuesto en el numeral 5.2.15 del Capítulo Quinto, Título X de Circular Única de Superintendencia de Industria y Comercio.

cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le quiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de tificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados.

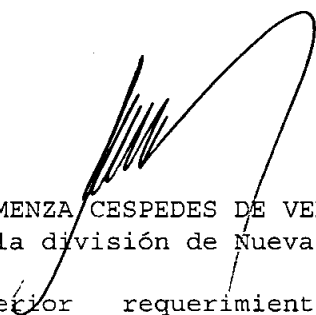
caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se nsiderará abandonada y perderá su prelación.

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

Continúa en la página siguiente...

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación No.: 8 76134



ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de
fecha 05 SET. 2008
jfernand