



No. 12-175643- -00000-0000

Fecha: 2012-10-05 15:55:30
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 58

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

ENTRADA EN FASE NACIONAL

21. EXPEDIENTE No. _____

SISTEMA Y MÉTODO PARA OPERACIONES SEGURAS PARA

54. TITULO _____

EL CONTROL DE POZOS

51. CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE _____

SAFEKICK AMERICAS LLC

DOMICILIO _____

KATY, TX, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

74. APODERADO _____

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

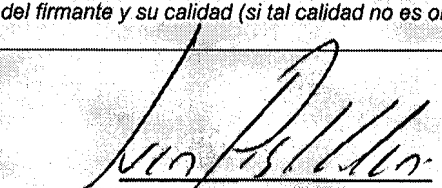
22. SANTAFE DE BOGOTÀ, D.C. _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 12-175643- -00000-0000 Fecha: 2012-10-05 15:55:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 58
---	--

AS. 122.184

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL –PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/US2011/027259	Fecha 04.03.2011
Publicación Internacional No.		WO 2011/109748	Fecha 09.09.2011
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)		
SISTEMA Y MÉTODO PARA OPERACIONES SEGURAS PARA EL CONTROL DE POZOS			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)		
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN TIPO
1. SAFEKICK AMERICAS LLC			
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN 410 W Grand Parkway South, Suite 375, 77494		No. TELÉFONO	
CIUDAD Katy		CORREO ELECTRÓNICO	
DEPARTAMENTO/ESTADO TX		NACIONALIDAD O US	
PAÍS DE RESIDENCIA US		LUGAR DE CONSTITUCIÓN	
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. SANTOS		Helio	GB
2.			
3.			
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD DIRECCIÓN
1. GB			Reading 4 Kendrick Gate, Tilehurst RG30 4DP
2.			
3.			
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja de información complementaria.			
9	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO		
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
CADENA SARMIENTO		JUAN PABLO	C.C . 80.410.337 T.P . 57492
DIRECCIÓN Calle 70A 4 41		No. TELÉFONO 7442200	
CIUDAD Bogotá, D.C.		CORREO ELECTRÓNICO	
PAÍS CO		No. RADICACIÓN O PROTOCOLO DE PODER GENERAL	
10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO		
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO (32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. US		US	61/311,166 2010.03.05
2.			
3.			

11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS		
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>			
☐ SI ☒ NO			
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.			
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES		
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>			
☐ SI ☒ NO			
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado o número de registro.			
13	REDUCCIÓN DE TASAS		
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>			
☐ SI ☒ NO			
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.			
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐			
Universidades públicas o privadas ☐			
Entidades sin ánimo de lucro ☐			
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos			
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☒ SI ☐ NO		
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.			
15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	No. 12-81262, 12-40300	Fecha: 02.10.2012
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL <i>Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)</i>		
			
17	ANEXOS		
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano		Documentación Jurídica	
1. ☒ Descripción N° de folios: 4-38		9. ☐ Poderes, si fuera el caso.	
2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 20		10. ☒ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.	
3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios 50-55		11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
4. ☒ Resumen.		12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.		13. Reducción de tasas	
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.		Micro, pequeñas o medianas empresas	
7. ☐ Arte final 12 x 12.		☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.	
8. ☐ Anexo formato digital.		☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.	
		Universidades públicas o privadas	
		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación	
		Entidades sin ánimo de lucro	
		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.	
		☐ Hoja de información complementaria.	
		☐ Otros, especificar:	
		14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.	
		15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.	
		16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.	
		17. ☒ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.	

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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
9 September 2011 (09.09.2011)

(10) International Publication Number
WO 2011/109748 A1

PCT

- (51) **International Patent Classification:**
E21B 21/08 (2006.01)
- (21) **International Application Number:**
PCT/US2011/027259
- (22) **International Filing Date:**
4 March 2011 (04.03.2011)
- (25) **Filing Language:** English
- (26) **Publication Language:** English
- (30) **Priority Data:**
61/311,166 5 March 2010 (05.03.2010) US
- (71) **Applicant** (*for all designated States except US*): **SAFE-KICK AMERICAS LLC** [US/US]; 410 W Grand Parkway South, Suite 375, Katy, TX 77494 (US).
- (72) **Inventor:** **SANTOS, Helio**; 4 Kendrick Gate, Tilehurst, Reading RG30 4DP (GB).
- (74) **Agents:** **SHELLEY, Mark, D.** et al.; Andrews Kurth LLP, 600 Travis, Suite 4200, Houston, TX 77002 (US).
- (81) **Designated States** (*unless otherwise indicated, for every kind of national protection available*): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,

HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

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

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:

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

- (54) Title: SYSTEM AND METHOD FOR SAFE WELL CONTROL OPERATIONS

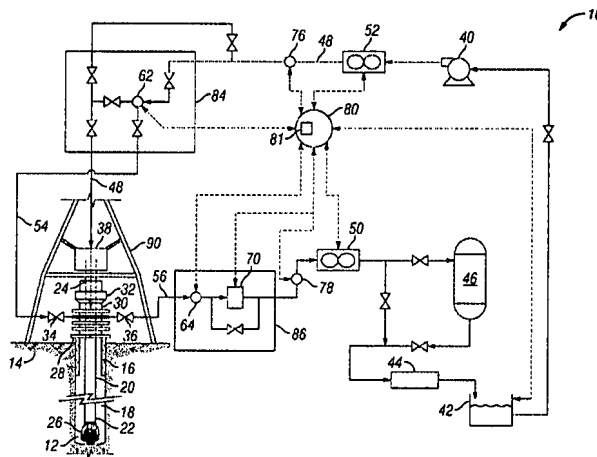


FIG. 1

- (57) Abstract:** A system and method for safely controlling a well being drilled or that has been drilled into a subterranean formation in which a conventional blow-out preventer operates to close the well bore to atmosphere upon the detection of a fluid influx event. Fluid pressures as well as fluid flow rates into and out of the well bore are measured and monitored to more accurately and confidently determine the fracture pressure and pore pressure of the formation and perform well control operations in response to a fluid influx event. During a suspected fluid influx event, one or more of the fluid flow and pressure measurements are used to confirm the fluid influx event and to safely regain well control by circulating the fluid influx out of the well through a choke line while maintaining the pressure inside the well between specified, selected limits, such as between the fracture and pore pressures.

SISTEMA Y MÉTODO PARA OPERACIONES SEGURAS PARA EL CONTROL DE POZOS

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

1. Ámbito de la Invención

[0002] Esta invención se relaciona generalmente a un sistema y método para la perforación, terminación y reacondicionamiento de pozos de gas y/o petróleo. La invención se relaciona específicamente al control de pozos de gas y/o petróleo durante el período en que el preventor de reventones (BOP) está cerrado o en proceso de cerrarse, debido a hechos tales como amagos (sopetones) que ocurren durante la perforación, terminación o mientras se reacondiciona el pozo.

2. Descripción de la Técnica Relacionada

[0003] Durante la perforación de pozos subterráneos, típicamente se hace circular un fluido ("lodo") a través de un sistema de circulación de fluido, el cual está compuesto por un equipo de perforación y equipos para el tratamiento de fluido, localizado sustancialmente en la superficie del pozo o cerca de la misma (es decir, la superficie terrestre para un pozo terrestre y la superficie del agua en caso de un pozo costa fuera). Se bombea el fluido mediante una bomba de fluido a través del diámetro interior de una sarta de perforación, por una barrena y de vuelta a la superficie a través del espacio anular entre el hueco y la tubería de perforación.

[0004] Una función principal del fluido consiste en mantener una barrera principal dentro del hueco para impedir que los fluidos de formación entren en el espacio interior y fluyan a la superficie. Un preventor de reventones (BOP), que cuenta con una serie de válvulas que pueden cerrarse selectivamente, proporciona una segunda barrera para impedir que los fluidos de formación fluyan incontrolablemente a la superficie. Para lograr una barrera principal dentro del hueco usando el fluido, se mantiene la presión hidrostática del fluido a un nivel más alto que la presión del fluido de formación ("presión de poros"). Se pueden agregar agentes de pesaje al fluido para aumentar la densidad del fluido, asegurando así que la presión hidrostática quede siempre a un valor más alto que la presión de poros. Si, durante la perforación del hueco, se llega a encontrar una zona que tenga una presión de poros más alta que la presión del fluido dentro del hueco, se introducirá un influjo de fluido de formación en el espacio interior. Tal acontecimiento es un evento indeseable y se denomina como tomar un "amago."

Esta misma situación puede ocurrir no sólo durante la perforación, sino también durante la terminación, reacondicionamiento o intervención del pozo.

[0005] Cuando ocurre un amago, el líquido y/o gas de formación invasor puede “cortar” o reducir la densidad del fluido en el espacio anular del pozo, de manera que una mayor cantidad de fluido de formación entra en el hueco. En tales circunstancias, es posible perder el control del hueco debido a ruptura de la barrera principal. Tal acontecimiento se puede observar en el equipo de perforación como: (1) un cambio de la presión del espacio anular del pozo, (2) un cambio de la densidad del fluido, y/o (3) un cambio del volumen de fluido en los tanques del sistema de fluido (“volumen de los tanques de fluido”). Cuando se detecta un amago o se sospecha que el fluido ha entrado en el hueco, convencionalmente se detiene la circulación del fluido y el hueco se cierra/tranca cerrando el BOP. La acumulación de presión en el espacio anular del pozo, ganancia de las piletas de lodo y presiones de la tubería de perforación y tubería de revestimiento de cierre son entonces monitoreadas y medidas. También se pueden realizar cálculos apropiados para matar el pozo mientras se cierra el pozo. Antes de reanudar las operaciones, se puede seguir un procedimiento conocido para matar el pozo a fin de hacer circular el amago fuera del hueco, circular un fluido apropiadamente pesado (“fluido para matar”) al interior del pozo y asegurar que se hayas recuperado el control del pozo de manera segura. Típicamente, el propósito del operador mientras hace circular un amago fuera de un pozo y hace circular el fluido para matar es asegurar que no entre otro amago en el pozo. Sin embargo, si mientras se realizan estas tareas entra otro amago en el pozo, toda la condición del hueco cambia nuevamente. El operador puede posteriormente perder control del pozo puesto que los parámetros monitoreados y medidos del pozo son transitorios y confusos como consecuencia del amago anterior. Además será más difícil asegurar que los procedimientos para el control del pozo fueron ejecutados con éxito y que el operador ha recuperado control del hueco de manera efectiva para permitir el reinicio de operaciones.

[0006] Uno de los requisitos para matar el pozo segura y eficazmente y hacer circular un fluido apropiado para matar el pozo, es mantener la presión en el interior del hueco tan constantemente como sea posible, a un valor superior de la presión de poros de la formación y a un valor inferior a la presión de fractura de la formación. Por lo tanto, la primera tarea es asegurar que se tenga conocimientos precisos de las presiones de poros y fractura como función de profundidad, y calcular apropiadamente el peso correcto del fluido que se ha de circular. Si la

presión dentro del hueco oscila demasiado durante la circulación del amago fuera del hueco, entonces habrá gran riesgo de que la presión dentro del hueco caiga debajo de la presión de la formación y se sufrirá un amago secundario mientras el proceso de controlar el primer amago esté en ejecución. Por otro lado, si la presión dentro del hueco oscila y llega a la presión de fractura, se inducen pérdidas de fluido dentro de la formación. Esto causa que se comprometa severamente la integridad del hueco y hace que las operaciones de control del pozo necesarias sean mucho más difíciles. Como se afirmó anteriormente, tales eventualidades deben evitarse.

[0007] Los dos métodos más comunes para hacer circular el fluido para matar el pozo y hacer circular el amago fuera del hueco son: el método del Perforador y el método de Espera y Peso. El método del Perforador puede ser empleado cuando el fluido de peso para matar no esté todavía disponible para circulación. En el método del Perforador, el peso original del fluido puede ser usado para hacer circular la afluencia de fluidos de formación desde el hueco. En lo sucesivo, el lodo de peso para matar el pozo ("KWM") puede hacerse circular al interior de la tubería de perforación y al interior del pozo. Aunque es posible que se requieran dos circulaciones para efectuar el método del Perforador, este método puede ser más rápido que la variación descrita posteriormente. En el método de Espera y Peso o del "Ingeniero", se elabora el lodo KWM y entonces se hace circular por la sarta de perforación pasando al hueco interior del pozo para sacar los fluidos de formación que provienen del hueco y para matar el pozo, en una circulación. Este método puede ser preferible a fin de mantener la presión de tubería de revestimiento más baja mientras se hace circular el amago fuera del hueco, minimizando así el riesgo de dañar la tubería de revestimiento, fracturar la formación y/o crear un reventón subterráneo. Ya sea usando el método del Perforado o el método de Espera y Peso se debe mantener una presión posteriormente constante dentro del hueco, que sea a la vez superior a la presión de poros e inferior a la presión de fractura.

[0008] El método del Perforador y el método de Espera y Peso sólo son adecuados, sin embargo, para su uso que comúnmente se encuentran en situaciones de control de pozo. Hay varias otras situaciones más complejas que confrontamos mientras recuperamos el control del hueco que requieren un procedimiento más sofisticado. En situaciones en que la barrena está fuera del fondo, no hay sarta de perforación dentro del hueco o la sarta de perforación está separada, se necesitan métodos más complejos, tales como métodos

volumétricos, volumétricos dinámicos, o de lubricación y sangramiento, para asegurar que se restaure el control del pozo. En algunos casos, no hay margen para permitir circulación de la afluencia sin fracturar la formación. En tales casos, la alternativa es hacer que la afluencia regrese a la formación y no circular la afluencia fuera del hueco. Estos métodos complejos son más difíciles de implementar porque se deben controlar varias variables, y a menudo esta complejidad resulta ser algo que está más allá de lo que la cuadrilla del equipo puede manejar. Así, los peritos en control de pozos son frecuentemente movilizados para prestar ayuda con el control del pozo en caso de que se empleen estos métodos de control de pozo más complejos.

[0009] En la perforación convencional de un pozo, el preventor de reventones (BOP) se queda abierto y el retorno de los fluidos provenientes del pozo es encaminado por una línea de retorno de fluido a una criba vibratoria y a los tanques del sistema de fluido en la superficie. Así, se perfora el pozo mientras está abierto a la atmósfera y sin la posibilidad de aplicar presión en la superficie. Si en algún momento se detecta una indicación de afluencia de fluido, se cierra el preventor y se inicia un procedimiento de control de pozo. Cuando ocurre una afluencia de fluido, es señal de que la presión dentro del hueco es más baja que la presión de la formación, y que se debe aumentar el peso del fluido para restaurar una condición balanceada. Como se describió anteriormente, hay muchas maneras diferentes de controlar el pozo después de la detección de una afluencia de fluido. La manera preferida de controlar un pozo depende de diversos factores incluyendo, sin limitación, la configuración del pozo, el estado operativo del pozo en el momento de la afluencia detectada, ya sea que la barrena esté en el fondo o fuera del fondo del pozo, ya sea que la sarta de perforación está separada, y/o ya sea que la sarta de perforación esté completamente fuera del pozo. El método del Perforador y el método de Espera y Peso, descritos anteriormente, son dos de las maneras más populares de controlar un pozo después de una detección de afluencia del fluido y que la barrena esté en el fondo, sin embargo, otros métodos y variaciones de los mismos se implementan según la empresa de perforación en el caso en cuestión. Cuando el preventor esté cerrado, el retorno del fluido es desviado hacia el múltiple estrangulador de control de pozo del equipo mediante una línea de estrangulación, en que uno o más estranguladores ajustables controlan la presión (*es decir*, contrapresión) en la línea de estrangulación y en el espacio anular.

[00010] El procedimiento de control de pozo convencional implica varios pasos, los cuales son bien conocidos a los peritos en la técnica:

Primero, se cierra el pozo cerrando el preventor para medir las presiones en el espacio anular y dentro de la sarta de perforación, y proporcionar por consiguiente una indicación de la cantidad de presión adicional necesaria para volver a balancear el pozo;

Luego se hace circular la afluencia de fluido fuera del pozo mientras se controla apropiadamente la presión del pozo en la superficie para impedir que una segunda afluencia entre en el hueco (como se afirmó anteriormente, en algunos casos no hay margen para permitir la circulación de la afluencia sin fracturar la formación, lo cual conduce a la decisión de propulsar la afluencia de regreso a la formación en vez de hacer que circule fuera del hueco);

Luego se hace circular un fluido más pesado a través del pozo para restaurar la condición hidrostáticamente sobrebalanceada, que es una condición requerida para muchas operaciones de perforación de pozos de petróleo y/o gas;

Finalmente, se confirma que el pozo es hidrostáticamente sobrebalanceado por verificación de las presiones en el espacio anular y dentro de la sarta de perforación de manera que el preventor pueda abrirse de nuevo para reanudar las operaciones.

[00011] Durante la ejecución del procedimiento de control de pozo convencional, se realizan los pasos mientras nos basamos en las lecturas de presión según medidas en la línea de inyección, llamada presión de la tubería vertical y según medidas en la línea de estrangulación, llamada presión de la tubería de revestimiento y, en algunos casos, en base al volumen de fluido en las piletas de lodo. Sin embargo, basarse solamente en las lecturas de presión no permite que el perforador entienda completamente los eventos pozo abajo, tales como constatar la condición hidrostáticamente subbalanceada basada en el momento en que se tomó la afluencia, verificar que una afluencia ha entrado de hecho en el hueco o asegurar que el pozo está bajo control. Además, usar el volumen de piletas de lodo como indicador del estado del pozo durante un método de control de pozo es un procedimiento que carece de precisión.

[00012] Además de control de pozos, se puede cerrar el BOP por otras razones, tales como realizar una prueba de fuga para determinar la presión de fractura de la formación. Los sistemas y métodos actuales para determinar la presión de fractura de la formación y la presión de poros de la formación son, sin embargo, imprecisos. Por ejemplo, la presión de poros derivada de las lecturas de la presión

superficial estabilizada de la tubería vertical y de la tubería de revestimiento medidas después que se haya cerrado el preventor dista muchas veces de ser precisa y, en muchos casos, no hay afluencia al hueco. El hecho de sólo confiar en las lecturas de presión y su mala interpretación da lugar a este resultado. Además, el uso de presiones de fractura y de poros medidas de manera imprecisa puede tener graves consecuencias para el aspecto económico del pozo. Por ejemplo, se usa la presión de poros para definir el nuevo peso del lodo/fluido que se requiere que sea circulado a través del pozo después de haberse detectado un amago a fin de hacer que el pozo vuelva a un estado hidrostáticamente sobrebalanceado. Así, si la presión de poros determinada es imprecisa debido a la presencia de un fluido más liviano en el hueco, y no como resultado de una situación hidrostática o dinámicamente sobrebalanceada, el procedimiento típico es introducir un fluido más pesado en el hueco innecesariamente.

[00013] Según lo expuesto aquí, la mala interpretación de eventos de no amago, basado solamente en lecturas de presión o mediciones de volumen de piletas de lodo, puede dar lugar a falsas alarmas de amagos. Una acción que se puede ejecutar en atención a estas falsas alarmas es la circulación de fluido con un aumento innecesario del peso del fluido, lo cual puede causar problemas operativos posteriores, tal como una pérdida de circulación, una tubería trabada y/o una tasa baja de penetración del hueco. Por ejemplo, el peso del fluido usado para matar el pozo se selecciona para que sea mucho mayor de lo necesario, causando así problemas severos cuando se reanuden las operaciones. En ciertas situaciones, esto resulta en que el pozo sea abandonado prematuramente. Aun si no se abandona el pozo la enorme cantidad de recursos desperdiciados por la falta de precisión controlabilidad de los métodos de control del pozo es costosa.

[00014] Además, la mala interpretación de eventos pozo abajo puede, en muchos casos, dar lugar a la toma de afluencias secundarias mientras se trata de controlar el primer amago. Esto puede dar lugar y, a menudo, da lugar a reventones de pozo. Por ejemplo, hubo 28 reventones fuera de control tan sólo en los Estados Unidos en el año 2008. Brian Kraus, DRILLING CONTRACTOR, Jul./Aug. 2009, en 100-01. La mayoría de estos reventones causó daños de propiedad, algunos causaron daños ambientales, y por lo menos un reventón causó que una carretera muy transitada fuera desviada porque el fuego en el sitio de perforación estaba muy cerca. Otra razón por la que muchos amagos pueden salirse de control y llegar a ser reventones desastrosos es la falta de experiencia y conocimiento del personal en el sitio del equipo con respecto a dichos eventos. En muchas

circunstancias, el personal en el sitio no es capaz de interpretar la situación de afluencia de fluido, realizar los cálculos necesarios y/o implementar apropiadamente los procedimientos de control de pozo que se requieren.

[00015] Mejorar la seguridad y controlabilidad de las operaciones de control de pozo después que el preventor se haya cerrado es una cuestión primordial en la mayoría de los equipos de perforación en todo el mundo. Con la intención de mejorar los procedimientos de control de pozo y la seguridad en general de las operaciones convencionales, recientemente se han desarrollado varios sistemas y métodos que enfocan en detección mejorada de amagos, mientras otros se concentran en controlar presiones con mayor precisión durante la circulación del amago y desplazamiento del lodo para matar pozo. La mayoría de estos sistemas y métodos se basan, sin embargo, solamente en el monitoreo y la medición de la presión para recuperar el control del pozo después que se haya cerrado el preventor. Aunque las mediciones de presión pueden, en algunos casos limitados, proporcionar una buena indicación de los eventos dentro del hueco con el preventor cerrado, las mediciones de presión por si sólo no proveen un entendimiento total y completo de los eventos que están ocurriendo pozo abajo. Asimismo, las mediciones de presión por si sólo no aseguran que se previenen falsas indicaciones de amagos o permiten la evaluación precisa de presiones de fractura y de poros. Considerando que los problemas asociados a las actuales estrategias de control de pozo cuando el preventor está cerrado, un sistema y método de control de pozo mejorado proporciona varias ventajas. Esta aplicación está basada en la solicitud de patente provisional estadounidense número 61/311,166, presentada el 5 de marzo de 2010, la cual está incorporada aquí por referencia.

3. Identificación de Objetos de la Invención

[00016] Un objeto de la invención es lograr uno o más de lo siguiente:

[00017] Proveer un sistema y método para permitir el cese seguro de operaciones de perforación en atención a un inicio indicado o sospechado de un evento de amago;

[00018] Proveer un sistema y método para controlar pozos de petróleo y/o gas después de cerrar el preventor de reventones;

[00019] Proveer un sistema y método para determinar con más exactitud la presión de poros y de fractura de la formación;

[00020] Proveer un sistema y método para confirmar si el peso del fluido es insuficiente para balancear hidrostáticamente las formaciones expuestas y, si se

confirmado, determinar un valor preciso para el aumento del peso del fluido requerido para restaurar el balance o sobrebalance hidrostático;

[00021] Proveer un sistema y método para controlar la presión en cualquier profundidad específica, selecta dentro del hueco entre límites especificados, tales como entre la presión de fractura de la formación y la presión de poros de la formación;

[00022] Proveer un sistema y método para mantener el control de pozos de petróleo y/o gas de manera que la perforación y otras operaciones en estos pozos puedan realizarse en formaciones sensibles;

[00023] Proveer un sistema y método que reduzcan los riesgos de reventones de pozos, los cuales puedan resultar en pérdidas de vidas y/o propiedades;

[00024] Proveer un sistema y método para mejorar el entrenamiento práctico y las evaluaciones de competencia usando el equipo de control de pozos del equipo de perforación;

[00025] Proveer un sistema y método para controlar un pozo de petróleo y/o gas de manera que los peritos no localizados en el sitio del equipo de perforación puedan participar anticipadamente en procedimientos de control de pozo; y

[00026] Proveer un sistema y método para la recolección, interpretación y despliegue de datos relacionados con el control de pozo para una participación oportuna y eficaz en procedimientos de control de pozo por peritos localizados remotamente del equipo de perforación.

[00027] Otros objetos, características y ventajas de la invención serán aparentes a partir de la especificación y dibujos siguientes a una persona capacitada en la técnica.

RESUMEN DE LA INVENCION

[00028] Uno o más de los objetos identificados anteriormente, junto con otras características y ventajas de la invención están incorporadas en un sistema y método para monitoreo y control de un pozo de gas y/o petróleo justamente antes y/o después del cierre de un preventor de reventones convencional (BOP) asociado al pozo. En las operaciones normales en que el preventor está cerrado o en operaciones en que el preventor está cerrado en atención a cualquier sospecha, señal o indicio de una afluencia de fluido, una implementación preferida del sistema y método de la invención (1) mide y monitorea tanto las presiones como los regímenes de flujo (caudales) que entran en y salen del hueco desde el momento en que el preventor se encuentra cerrado y la operación se ha interrumpido, hasta que el preventor se vuelve a abrir para reanudar las

operaciones, (2) mide y monitorea tanto la presión y los regímenes de flujo que entran en y salen del pozo de manera que se proporcione una determinación más precisa de las presiones de poros y fractura, que se utilizan para recuperar con seguridad el control del pozo antes de reanudar las operaciones, y/o (3) utilice los datos de presión y régimen de flujo medidos para realizar operaciones de control de pozo con mayor precisión, controlabilidad y confianza.

[00029] En una implementación preferida de la invención, un dispositivo medidor de caudal de fluido, tal como un medidor de volumen de fluido o de caudal másico, está dispuesto dentro de la línea de estrangulación entre el múltiple estrangulador del equipo y el separador de lodo-gas para medir y monitorear el caudal de fluido que sale del hueco por la línea de estrangulación durante el período cuando el preventor convencional está cerrado para cualquier operación específica o en respuesta a cualquier señal o indicio de un evento de afluencia de fluido. Un dispositivo medidor de caudal del fluido también está dispuesto dentro de la línea de inyección de fluido para medir y monitorear el caudal de fluido que entra en el hueco en todo momento. Las presiones de la tubería vertical y de la tubería de revestimiento también son medidas y monitoreadas mediante la medición y el monitoreo de las presiones dentro de la línea de inyección de fluido y la línea de estrangulación, respectivamente, usando dispositivos medidores de presión. Todos los datos relevantes son preferiblemente adquiridos y transmitidos a una unidad de control central antes, durante y después de que el preventor convencional se haya cerrado para cualquier operación específica o en respuesta a un evento de afluencia de fluido sospechado. Estos datos son preferiblemente almacenados en el sitio del equipo de perforación pero están a disposición de peritos en tiempo real en un lugar apartado del pozo. De esa manera, los datos de control de pozo relevantes pueden ponerse a disposición de peritos en control de pozo durante los eventos de control de pozo antes de su llegada al sitio.

[00030] Los regímenes del flujo y las presiones del fluido que se han medido permiten que el evento de afluencia de fluido sospechado sea confirmado y que las presiones de poros y de fractura de la formación sean determinadas con mayor precisión, como se describe aquí en adelante. En base a las presiones de poros y de fractura determinadas con precisión, la unidad de control central controla un dispositivo de control de flujo dispuesto en la línea de estrangulación para aplicar contrapresión sobre el pozo a fin de mantener la presión dentro del hueco entre límites especificados o condicionales, incluyendo, pero sin limitación, la presión de poros y la presión de fractura durante todo el procedimiento de control de pozo. La

confirmación de la afluencia del fluido que se sospecha y la determinación de una presión de poros precisa también permiten que se determine el peso correcto del fluido para así restaurar la condición sobrebalanceada para continuar la operación. Además, en base a los regímenes de flujo y/o presiones que se midieron, una o más de las presiones de la tubería vertical, presión de tubería de revestimiento, y la presión en un punto determinado dentro del hueco pueden ser controladas manual o automáticamente para facilitar las operaciones de control de pozo. Tales operaciones de control de pozo pueden incluir la circulación de la afluencia de fluido que sale del hueco y/o la inyección de un fluido más pesado en el interior del pozo, desplazando así un fluido más liviano desde el interior del pozo, o propulsando la afluencia de fluido de regreso a la formación. El sistema también facilita entrenamiento práctico para la cuadrilla del equipo de perforación así como evaluaciones de competencia de la cuadrilla del equipo por realizar usando los propios equipos de control de pozo del equipo de perforación.

DESCRIPCIÓN BREVE DE LOS DIBUJOS

[00031] De manera enunciativa y no en limitación, la invención se describe en detalle de aquí en adelante en base a las figuras que se acompañan, en que:

[00032] La Figura 1 es una vista esquemática de una implementación preferida del sistema en que los dispositivos de medición del caudal de fluido están dispuestos en una línea de inyección de fluido y en una línea de estrangulación aguas abajo de un dispositivo de control de flujo para medir el caudal de fluido que entra en y sale del hueco mientras se cierra un preventor de reventones convencional;

[00033] La Figura 2 es una vista esquemática de una implementación preferida del sistema mostrado en la Figura 1 en que el dispositivo de medición del caudal de fluido está dispuesto en la línea de estrangulación está en posición aguas arriba del dispositivo de control de flujo para medir el caudal de fluido que sale del hueco mientras se cierra un preventor de reventones convencional;

[00034] La Figura 3 es una vista esquemática de una implementación preferida del sistema mostrado en la Figura 1 en que los dispositivos de medición del caudal de fluido están dispuestos en la línea de estrangulación en posición aguas arriba y aguas abajo del dispositivo de control de flujo para medir el caudal de fluido que sale del hueco y los dispositivos de medición de presión están dispuestos en la línea de estrangulación tanto aguas arriba como aguas abajo del dispositivo de control de flujo para medir la presión en la línea de estrangulación;

[00035] La Figura 4 es una vista esquemática de una implementación alternativa preferida del sistema mostrado en la Figura 1 en que los dispositivos de medición del caudal de fluido y presión están dispuestos en cada una de las líneas para matar y de inyección de fluido (y en la línea de estrangulación) para medir el caudal de fluido y presión en (y fuera del) hueco mientras el preventor de reventones convencional está cerrado;

[00036] La Figura 5 es una ilustración que muestra que los datos del equipo medidos y/o calculados pueden ser transmitidos entre la unidad de control central del equipo y el equipo y los dispositivos de interfaz del usuario remotos;

[00037] La Figura 6 es un diagrama de flujo que muestra el procedimiento general para calcular la presión hidrostática del fluido del pozo a una profundidad del pozo especificada; y

[00038] La Figura 7 es un diagrama de flujo que muestra el procedimiento general para calcular la pérdida de fricción/presión del fluido que circula por el espacio anular del pozo.

DESCRIPCIÓN DE LAS IMPLEMENTACIONES PREFERIDAS DE LA INVENCION

[00039] Una implementación preferida de la invención alivia una o más de las deficiencias de la técnica previa e incorpora por lo menos uno de los objetos identificados anteriormente. Como se muestra en la Figura 1, una implementación preferida del sistema de perforación 10 incluye una sarta de perforación tubular 20 suspendida de un equipo de perforación 90. La sarta de perforación 20 tiene un extremo inferior 22 que se extiende hacia abajo a través de un conjunto de preventores 30 y se introduce en un hueco interior/hueco 12. Una barrena 26 está conectada con el extremo inferior 22 de la sarta de perforación 20. Un propulsor de la sarta de perforación o dispositivo giratorio 38, compuesto por un sistema propulsor rotativo (no mostrado) o un sistema *top drive* (sistema propulsor superior) 38, está acoplado operativamente a un extremo superior 24 de la sarta de perforación 20 para hacer girar o virar la sarta de perforación 20 junto con la barrena 26 en el hueco interior 12. Una bomba de fluido superficial/de lodo convencional 40 bombea fluido desde un tanque de reserva de fluido superficial 42 por una línea de inyección de fluido 48, a través del extremo superior 24 de la sarta de perforación 20, hacia abajo al interior de la sarta de perforación 20, pasando por una barrena 26 y al interior del espacio anular del pozo 18. Se crea el espacio anular del pozo mediante la acción de girar la sarta de perforación 20 y la barrena conectada 26 en el hueco interior 12 y se define como el espacio anular

entre la pared interior/interna o el diámetro del hueco interior 12 y la superficie exterior/externa o diámetro de la sarta de perforación 20.

[00040] Un conjunto convencional de preventores 30 está acoplado a la tubería de revestimiento del pozo 16 mediante un conector de cabezal de pozo 28. Típicamente, el conjunto de preventores 30 incluye uno o más arietes de tubería uno o más arietes cizallantes, y uno o más preventores anulares 32. Cuando se detiene la perforación (es decir, el propulsor de la sarta de perforación 38 ya no hace girar la sarta de perforación 20 y la barrena 26), el uno o más preventores anulares convencionales 32 pueden cerrarse para cerrar eficazmente el espacio anular del hueco 18/hueco 12 de la atmósfera. Una línea para matar 54 se acopla entre la línea de inyección de fluido 48 mediante un múltiple de tubería vertical 84 y el conjunto convencional de preventores 30 mediante la válvula de la línea para matar 34. La línea para matar 54 permite la comunicación de fluido entre la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 y el espacio anular del pozo 18 cuando la válvula de la línea para matar 34 y las válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 están abiertas. De manera que mientras el preventor 32 está cerrado, la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 puede ser empleada para bombear fluido desde el tanque reservorio 42 al interior del espacio anular del pozo 18 mediante la línea de inyección de fluido 48, el múltiple de la tubería vertical 84, la línea para matar 54, la válvula de la línea para matar 34 y el conjunto de preventores 30. Alternativamente, mientras el preventor 32 está cerrado, la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 puede ser empleada para bombear fluido desde el tanque reservorio 42 al interior del espacio anular del pozo 18 mediante la línea de inyección de fluido 48, el múltiple de la tubería vertical 84, la sarta de perforación 20 y la barrena 26.

[00041] Un línea de estrangulación 56 está acoplada entre el conjunto convencional de preventores 30 mediante la válvula de línea de estrangulación 36 y el tanque reservorio de fluido superficial 42 por medio de un múltiple estrangulador de control de pozo 86. El múltiple estrangulador de control de pozo del equipo de perforación 86 incluye un dispositivo de control de flujo 70, tal como un estrangulador, dispuesto en la línea de estrangulación 56. El dispositivo de control de flujo 70 controla el caudal de fluido a través de la línea de estrangulación 56 controlando así la presión aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70 y por consiguiente la contrapresión al espacio anular del pozo 18 mientras el preventor 32 está cerrado. Un separador de lodo-gas 46 y una criba vibratoria de lutita 44 también están preferiblemente acopladas fluidamente a la

línea de estrangulación 56 y están en posición entre el dispositivo de control de flujo y el tanque reservorio de fluido superficial 42. Así, cuando se abren la válvula de la línea de estrangulación 36 y el dispositivo de control de flujo 70 después que el preventor 32 se haya cerrado, se permite que pase el flujo desde el espacio anular del pozo 18 por el conjunto de preventores 30, por la válvula de la línea de estrangulación 36, por la línea de estrangulación 56, por el múltiple estrangulador de control de pozo del equipo, a través del separador de lodo-gas 46, por la criba vibratoria 44 y al tanque reservorio del fluido superficial 42.

[00042] Al detectar una afluencia de fluido, cesa la perforación (es decir, el propulsor de la sarta de perforación 38 deja de girar la sarta de perforación 26) y se cierran uno o más preventores convencionales 32 (es decir, se cierran el hueco 12 y el espacio anular del pozo 18 a la atmósfera). Dependiendo del procedimiento específico de control de pozo adoptado por la empresa de perforación y la geometría/configuración del hueco, se podrá bombear el fluido al hueco 12 únicamente a través de la sarta de perforación 20, únicamente mediante la línea para matar 54, o a través de la sarta de perforación 20 y la línea para matar 54. En algunos equipos con líneas y arreglos de válvulas apropiadas (no se muestra), el fluido puede inyectarse en el espacio anular 18 usando la línea de estrangulación 56.

[00043] Si se ha de bombear el fluido únicamente a través de la línea para matar 54, entonces se abre la válvula de la línea para matar 34 y se configura el arreglo de válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 para acoplar fluidamente la línea de inyección de fluido 48 y la línea para matar 54, permitiendo así que la bomba 40 bombee el fluido directamente al espacio anular del pozo 18. Las válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 se configura adicionalmente para detener el flujo entre la línea de inyección 48 y la sarta de perforación 20. En esta configuración, la línea de inyección 48, el múltiple de la tubería vertical 84, la línea para matar 54, preventores 30, el espacio anular del pozo 18 y la línea de estrangulación 56 definen una trayectoria de fluido a través del hueco 12. Si se ha de bombear el fluido únicamente a través de la sarta de perforación 20, entonces se cierra la válvula de línea para matar 34 y se configura el arreglo de válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 para permitir flujo entre la línea de inyección de fluido 48 y el extremo superior 24 de la sarta de perforación 20 y para detener el flujo a la línea para matar 54. En esta configuración, el múltiple de la tubería vertical 84, la línea de inyección de fluido 48, la sarta de perforación 20, el espacio

anular del pozo 18 y la línea de estrangulación 56 definiendo una trayectoria de fluido a través del pozo 12.

[00044] Si tanto la línea para matar 54 como la sarta de perforación 20 se han de utilizar para bombear el fluido al espacio anular del pozo 18, entonces se abre la válvula de la línea para matar 34 y se configura el arreglo de válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 para permitir flujo de fluido entre la línea de inyección de fluido 48 tanto a la línea para matar 54 como al extremo superior 24 de la sarta de perforación 20.

[00045] Típicamente después de detectarse una afluencia, se cierra el preventor 32 y se miden las presiones de las tuberías vertical y de revestimiento para confirmar y valorar la severidad de la afluencia y determinar el aumento de peso fluido necesario para circulación por el hueco 12. Se bombea un fluido de mayor peso por la sarta de perforación 20 y/o la línea para matar 54 para aumentar el peso fluido dentro del espacio anular del pozo 18. El peso incrementado del fluido aumenta la presión estática ejercida por el fluido dentro del hueco 12, lo cual impide que entre afluencia adicional en el espacio anular del pozo 18 desde la formación 14.

[00046] Para hacer circular fluido más pesado por el hueco 12 y cualquier afluencia de fluido fuera del hueco 12 mientras el preventor convencional 32 está cerrado, se abre la válvula de la línea de estrangulación 36 para permitir que tal fluido fluya bajo presión desde el espacio anular del pozo 18 a través de la válvula de la línea de estrangulación 36, al interior de la línea de estrangulación 56, por el dispositivo de control de flujo 70 y de regreso al tanque reservorio de fluido superficial 42. El dispositivo de control de flujo 70 controla el caudal del fluido que pasa por el mismo, y por consiguiente la contrapresión en el hueco 12 y en el espacio anular del pozo 18, al controlar o ajustar preferiblemente el tamaño de un orificio (no mostrado) por el cual se permite que el fluido fluya a través de la línea de estrangulación 56. Un orificio de mayor tamaño equivale a un mayor flujo pasante y a una contrapresión reducida mientras un orificio de menor tamaño equivale a un menor flujo y a una mayor contrapresión. El uso de dispositivos de control de flujo para restringir el flujo por una tubería o conducto de flujo es bien conocido por los peritos en la técnica. Tales dispositivos de control de flujo incluyen, sin limitación, estranguladores, orificios de tamaño ajustable y diversas válvulas.

[00047] Una unidad de control central 80 está preferiblemente dispuesta y diseñada para recibir señales de medición de varios dispositivos medidores, usar

las señales recibidas para generar señales de control para controlar el dispositivo de control de flujo 70 y el flujo por el mismo, y transmitir estas señales de control al dispositivo de control de flujo 70, controlando así el flujo por la línea de estrangulación 56. La unidad de control central 80 puede ser cualquier tipo de dispositivo computador que tenga preferiblemente una interfaz de usuario y programación (software) 81 instaladas en el mismo, tales como una computadora que sea capaz, sin limitación, de realizar una o más de las siguientes tareas: recibir señales de diversos dispositivos medidores, convertir las señales recibidas en forma explotable para computación y/o monitoreo, usando las señales convertidas para la computación y/o el monitoreo de parámetros deseados, generando señales representativas de parámetros computados y transmitiendo señales generadas. Con respecto al dispositivo de control de flujo 70, la unidad de control central 80 está preferiblemente dispuesta y diseñada para transmitir señales de control generadas sin alambre o mediante un enlace conectado por alambre (mostradas por las líneas punteadas en las Figuras 1-4) al dispositivo de control de flujo 70. Las señales de control recibidas por el dispositivo de control de flujo 70 desde la unidad de control central 80 causan que el orificio del dispositivo de control de flujo 70 se abra completamente, se cierre completamente o se abra o cierre a alguna posición entre los mismos. Si bien el dispositivo de control de flujo 70 puede ser controlado automáticamente por la unidad de control central 80, como está descrito antes, el dispositivo de control de flujo 70 también puede ser controlado manualmente por un operador para ajustar el caudal de fluido o la presión a través del dispositivo de control de flujo 70 a criterio del operador.

[00048] Como se muestra en la Figura 1, un dispositivo medidor de caudal del fluido 50, tal como un medidor de volumen o de caudal másico, se emplea preferiblemente para medir el caudal del fluido que sale del hueco 12 mientras el preventor de reventones convencional está cerrado. Tal dispositivo medidor de caudal del fluido 50 es preferiblemente un medidor de caudal Coriolis, un medidor de caudal ultrasónico, un medidor de caudal magnético o un medidor de caudal óptico a base de láser, pero puede ser cualquier tipo adecuado conocido por aquellas personas capacitadas en la técnica. El dispositivo medidor de caudal del fluido 50 está diseñado y dispuesto para generar una señal $F_{out}(t)$, que es representativa del caudal que de hecho sale del hueco 12 por la línea de estrangulación 56 como función de tiempo (t). El dispositivo medidor del caudal del fluido de salida 50 transmite la señal $F_{out}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la

unidad de control central 80, la cual recibe y procesa la señal. El dispositivo medidor del caudal del fluido de salida 50 está preferiblemente dispuesto en la línea de estrangulación 56 entre el dispositivo de control de flujo 70 y el separador de lodo-gas del equipo 46. Sin embargo, como se muestra en la Figura 2, el dispositivo medidor del caudal del fluido de salida 50 puede estar alternativamente dispuesto en la línea de estrangulación 56, aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70 (es decir, entre el espacio anular del pozo 18 y el dispositivo de control de flujo 70).

[00049] En una implementación preferida alterna, mostrada en la Figure 3, El dispositivo medidor del caudal del fluido de salida 50 está dispuesto en la línea de estrangulación 56, aguas abajo del dispositivo de control de flujo 70 (es decir, entre dispositivo de control de flujo 70 y el separador de lodo-gas 46) y un segundo dispositivo medidor del caudal del fluido de salida 58 está dispuesto en la línea de estrangulación 56, aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70. Los dispositivos medidores del caudal del fluido de salida 50, 58 están similarmente dispuestos para generar una señal $F_{out}(t)$ y una señal $F_{out2}(t)$, respectivamente, las cuales son representativas de los caudales que de hecho salen del hueco 12 por la línea de estrangulación 56 en el dispositivo medidor respectivo 50, 58 como función de tiempo (t). Los dispositivos medidores del caudal del fluido de salida 50, 58 transmiten su respectivas señales $F_{out}(t)$ y $F_{out2}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la unidad de control central 80, la cual recibe y procesa la señal. El fluido aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70 puede sufrir una presión más alta que el fluido aguas abajo del dispositivo de control de flujo 70. Por lo tanto, el uso de los dispositivos medidores del caudal del fluido de salida primero 50 y segundo 58 proporciona un análisis de la compresibilidad de fluido y un mejor entendimiento de dilatación de volumen de fluido como función de presión, ambos los cuales permiten una medición más precisa del caudal del fluido que sale del hueco 12. Los efectos de turbulencia también pueden determinarse y así ser controlados mediante el uso de dos dispositivos medidores de caudal de salida 50, 58 dispuestos en serie.

[00050] Regresando a la Figura 1, un dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión 52, tal como un medidor de volumen o caudal másico, se emplea preferiblemente para medir el caudal del fluido que fluye en el hueco 12 mientras el preventor de reventones convencional 32 está cerrado. El dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión 52 es preferiblemente un medidor de caudal Coriolis, un medidor de caudal ultrasónico, un medidor de caudal magnético o un

medidor de caudal óptico a base de láser, pero puede ser cualquier tipo adecuado conocido por aquellas personas capacitadas en la técnica. Alternativamente, aun un dispositivo sencillo para medir las emboladas de la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 como función de tiempo puede servir como dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión. El dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión 52 está dispuesto y diseñado para generar una señal $F_{in}(t)$, que es representativa del caudal efectivo del fluido por la línea de inyección de fluido 48 (es decir, una línea de admisión acoplada entre la bomba 40 y la sarta de perforación 20) como función de tiempo (t). El dispositivo medidor de caudal del fluido 52 transmite la señal $F_{in}(t)$ en tiempo real a la unidad de control central 80, que recibe y procesa la señal. El dispositivo medidor de caudal del fluido 52 es preferiblemente dispuesto en la línea de inyección 48 entre la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 y el múltiple de la tubería vertical 84, de manera que el dispositivo medidor del fluido de admisión 52 mide el caudal del fluido que fluye al hueco 12, sin importar que el flujo de fluido sea a través de la sarta de perforación 20 o por la línea para matar 54.

[00051] Alternativamente, como se muestra en la Figure 4, el dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión 52 está dispuesto en la línea de inyección de fluido 48 entre la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 y el múltiple de la tubería vertical 84, y un segundo dispositivo medidor del caudal de fluido de admisión 60 está dispuesto en la línea para matar 54. El dispositivo medidor del caudal del fluido de entrada 52 está dispuesto y diseñado para generar una señal $F_{in}(t)$, que es representativa del actual caudal de flujo que entra en el hueco 12 a través de la línea de inyección 48 como función de tiempo (t). El Segundo dispositivo medidor del caudal del fluido de admisión 60 está dispuesto y diseñado para generar una señal $F_{in2}(t)$, que es representativa del actual caudal de flujo que entra en el hueco 12 a través de la línea para matar 54 (es decir, línea de admisión acoplada entre el múltiple de la tubería vertical 84 y el espacio anular del pozo 18) como función de tiempo (t). Los dispositivos medidores del caudal del fluido de admisión 52, 60 transmiten su respectiva señal $F_{in}(t)$ y $F_{in2}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la unidad de control central 80, la cual recibe y procesa la señal. En base a las señales recibidas, la unidad de control central 80 calcula el caudal total del fluido que fluye al hueco 12 sin importar que el flujo del fluido se realice sólo por la sarta de perforación 20, sólo por la línea para matar 54, o una combinación de ambas.

[00052] Como se afirmó antes, los dispositivos medidores de caudal de admisión 52, 60 y de salida 50, 58 envían preferiblemente señales de caudal en tiempo real a la unidad de control central 80, permitiendo así que el caudal del fluido que entra y sale del hueco 12 sea continuamente monitoreado mediante la unidad de control central 80 mientras el preventor convencional 32 está cerrado. El flujo del fluido proveniente del hueco 12 por la línea de estrangulación 56 es controlado manual o automáticamente por la unidad de control central 80, mediante el dispositivo de control de flujo 70. El flujo del fluido que fluye al espacio anular del pozo 18 por la línea de inyección de fluido 48 y/o la línea para matar 54 también puede ser controlado por la unidad de control central 80 mediante la manipulación del arreglo de válvulas en el múltiple de la tubería vertical 84 para seleccionar una trayectoria de flujo de fluido determinada, reducir el flujo por una trayectoria de flujo de fluido determinada o detener el flujo por una línea determinada. Alternativamente la unidad de control central 80 puede controlar automáticamente, o un operador puede controlar manualmente, el flujo del fluido al espacio anular del pozo 18, al aumentar, reducir o parar la operación de la bomba de fluido/lodo superficial convencional 40.

[00053] Como se muestre en la Figure 1, un dispositivo medidor de la presión de admisión 62, tal como un sensor de presión, está dispuesto en la línea de inyección de fluido 48 cerca del múltiple de la tubería vertical 84. Sin embargo, el sensor de la presión de admisión 62 podría estar dispuesto alternativamente en otra parte de la línea de inyección de fluido 48, pero preferiblemente muy cerca del dispositivo medidor del caudal de admisión 52. El dispositivo medidor de la presión de admisión 62 está dispuesto y diseñado para generar la señal $P_{in}(t)$, que es representativa de la presión en la línea de inyección de fluido 48 (es decir, la presión de la tubería vertical) como función de tiempo (t). El dispositivo medidor de la presión de admisión 62 transmite la señal $P_{in}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la unidad de control central 80, la cual recibe y procesa la señal. Como se muestra en la Figure 4, El dispositivo medidor de la presión de admisión 62 está dispuesto en la línea de inyección de fluido 48, como está descrito antes, sin embargo, un segundo dispositivo medidor de presión de admisión 66 está asociado al segundo dispositivo medidor de caudal de admisión 60 posicionado en la línea para matar 54. Así, un dispositivo medidor de la presión de admisión está preferiblemente asociado a cada uno de una multiplicidad de dispositivos medidores de caudal de admisión. El Segundo dispositivo medidor de la presión de admisión 66 está dispuesto y diseñado para generar una señal $P_{in2}(t)$, que es

representativa de la presión en la línea para matar 54 como función de tiempo (t). Los dispositivos medidores de la presión de admisión 62, 66 transmiten sus respectivas señales $P_{in}(t)$ y $P_{in2}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la unidad de control central 80, la cual recibe y procesa las señales.

[00054] Regresando a la Figure 1, un dispositivo medidor de la presión de admisión 64, tal como un sensor de presión, está dispuesto en la línea de estrangulación 56 preferiblemente cerca del múltiple estrangulador de control de pozo del equipo 86 y aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70. El dispositivo medidor de la presión de salida 64 está dispuesto y diseñado para generar una señal $P_{out}(t)$, que es representativo de la presión en la línea de estrangulación 56 como función de tiempo(t). Cuando el sensor de la presión de salida 64 está dispuesto aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70, el sensor de presión mide la presión representativa de la presión de la tubería de revestimiento (o la presión del múltiple estrangulador en equipos flotantes). El dispositivo medidor de la presión de salida 64 transmite la señal $P_{out}(t)$ en tiempo real a la unidad de control central 80, que recibe y procesa la señal.

[00055] En una implementación alterna, como se muestra en la Figura 3, el sensor de presión de salida 64 está dispuesto cerca del múltiple estrangulador de control de pozo del equipo de perforación 86 como se describe arriba y un segundo sensor de presión de salida 68 está dispuesto aguas abajo del dispositivo de control de flujo 70 muy cerca del dispositivo medidor de caudal de flujo de salida 50. El dispositivo medidor de la presión de salida 64 está dispuesto y diseñado para generar una señal $P_{out}(t)$, que es representativa de la presión en la línea de estrangulación 56 (*es decir*, la presión de la tubería de revestimiento) aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70 como función de tiempo (t). El segundo sensor de presión de salida 68 está dispuesto y diseñado para generar una señal $P_{out2}(t)$, que es representativa de la presión en la línea de estrangulación 56 aguas abajo del dispositivo de control de flujo 70. Los dispositivos medidores de la presión de salida 64, 68 transmite sus respectivas señales $P_{out}(t)$ y $P_{out2}(t)$, preferiblemente en tiempo real, a la unidad de control central 80, la cual recibe y procesa las señales.

[00056] Usando este sistema, el operador preferiblemente monitorea los caudales además de la medición de presiones para confirmar que la presión dentro del hueco 12 se mantiene entre límites aceptables de alta y baja presión, tales como entre las presiones de poros y de fractura de la formación 14. Este método aumenta significativamente la precisión en el control del pozo, cuando se compara

con métodos que emplean un sistema convencional, en el que el operador sólo monitorea la medición de presiones. Además de confirmar que la presión dentro del hueco 12 se encuentra entre límites específicos, el sistema divulgado aquí también controla la presión que habrá entre tales límites específicos. Esto también contribuye a un aumento de la precisión en el control del pozo.

[00057] Como se muestra en la Figures 1-4, un dispositivo medidor de la temperatura de admisión 76 está dispuesto en la línea de inyección de fluido 48, preferiblemente aguas arriba del múltiple de la tubería vertical 84, y un dispositivo medidor de la temperatura de salida 78 está dispuesto en la línea de estrangulación 56, preferiblemente aguas abajo del múltiple estrangulador de control de pozo del equipo 86, para generar señales $T_{in}(t)$ y $T_{out}(t)$, respectivamente. Las señales, $T_{in}(t)$ y $T_{out}(t)$, provenientes de estos dispositivos medidores de temperatura opcionales 76, 78 son transmitidas a la unidad de control central 80, que está dispuesta y diseñada para recibirlas. Los dispositivos medidores de temperatura 76, 78 puede ser cualquier dispositivo conocido por aquellas personas capacitadas en la técnica para medir temperatura, incluyendo, sin limitación, termómetros y termocuplas. Como se conoce bien en la técnica, tales datos de temperatura pueden ser usados para ajustar el cálculo de las propiedades del fluido que son función de la presión y la temperatura, tales como densidad y otras propiedades reológicas. Los cálculos de las propiedades del fluido se realizan preferiblemente en atención a las variaciones de temperatura en tiempo real del fluido, mejorando así la precisión de todo el sistema 10.

[00058] La unidad de control central 80 está dispuesta y diseñada para recibir señales generadas por los dispositivos medidores del caudal del fluido de salida 50, 52, 58, 60, dispositivos medidores de presión 62, 64, 66, 68, y los dispositivos medidores de temperatura 76, 78. Como se muestra en la Figura 1, la unidad de control central 80 recibe estas señales mediante enlaces conectados por alambre (mostrados por las líneas punteadas) acoplados entre los dispositivos medidores respectivos 50, 52, 62, 64, 76, 78 y la unidad de control central 80. Además la Figure 3 muestra que la unidad de control central 80 recibe señales generadas por el dispositivo medidor del caudal del fluido 58 y el dispositivo medidor de presión 68. Igualmente, la Figure 4 adicionalmente muestra que la unidad de control central 80 recibe señales generadas por el dispositivo medidor del caudal del fluido 60 y el dispositivo medidor de presión 66. Alternativamente cada uno de los dispositivos medidores puede transmitir inalámbricamente señales generadas de cualquier manera conocida a las personas capacitadas en la técnica, tal como por

transmisión celular, por rayos infrarrojos o transmisión acústica. En tal implementación inalámbrica, a la unidad de control central 80 está dispuesta y diseñada para recibir e interpretar tales transmisiones inalámbricas.

[00059] Como se muestra generalmente en la Figura 5, los datos del equipo provenientes de la unidad de control central 80 incluyendo, sin limitación, señales recibidas (*por ejemplo*, las medidas del caudal de flujo, presión y temperatura), parámetros computados (*por ejemplo*, presiones de fracture y de poros), señales de control (*por ejemplo*, para controlar el flujo por la línea de estrangulación 56 mediante el dispositivo de control de flujo 70), etc., pueden ser transmitidos remotamente estableciendo un enlace de comunicación, *por ejemplo*, por satélite 97, conexión alamburada, y/o conexión inalámbrica, etc., entre la unidad de control central 80 del equipo 90 y una unidad remota, tal como otra computadora 91, 99, dispositivo de almacenamiento 93 (*por ejemplo*, un servidor), y/o a un dispositivo móvil 95 (*por ejemplo*, un teléfono inteligente). De esta manera, los datos del equipo pueden ser accedidos en tiempo real por el personal localizado remotamente del equipo 90. Esto permite que los peritos en control de pozos interactúen con los miembros de la cuadrilla del equipo y/o los orienten, estacionados en el sitio tanto antes como después que se haya cerrado el preventor convencional 32 debido a una detección del evento de afluencia de fluido, asesorando así con la interpretación de los datos y dirigiendo de la mejor manera para mantener o recuperar el control del pozo 12. Las personas capacitadas en la técnica reconocerán fácilmente que los peritos en el control del pozo, mientras monitoreen y/o orienten al personal *in-situ* sobre los procedimientos correctos para control de pozos, pueden transmitir órdenes de mando (*por ejemplo*, señales de control) a las unidad de control central 80 y/o a otros componentes del sistema (*por ejemplo*, dispositivo de control de flujo 70, bomba 40, etc.), que responden a tales órdenes, para recuperar el control del pozo. Tales órdenes transmitidas por control remoto pueden enviarse junto, o pueden cancelar, las acciones del personal *in-situ* en las operaciones de control de pozo. En una implementación alterna, las señales de caudal, presión y temperatura transmitidas por los diversos dispositivos medidores 50, 52, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 76, 78 pueden ser transmitidas directamente a una computadora localizada remotamente 91, 93, 99 o a dispositivos móviles 95, tales como teléfonos inteligentes, sin tener que pasar así por cualquier unidad de control central 80. En tal implementación, los peritos en control de pozo localizados remotamente envían órdenes de mando directamente al dispositivo de control de

flujo 70, bomba 40, y otro equipo (*por ejemplo*, la válvula de línea de estrangulación 36, válvula de línea para matar 34, etc.) para controlar el pozo.

[00060] Según lo descrito, la unidad de control central 80 está dispuesta y diseñada para recibir señales medidas, incluyendo las señales $T_{in}(t)$, $T_{out}(t)$, $P_{in}(t)$, $P_{out}(t)$, $F_{in}(t)$, y $F_{out}(t)$, y según se apliquen, las señales $P_{in2}(t)$, $P_{out2}(t)$, $F_{in2}(t)$, y $F_{out2}(t)$. Los parámetros adicionales, incluyendo, sin limitación, a la profundidad del hueco, la profundidad de la barrena (si se perfora) o la configuración de sarta (si se realiza una terminación, reacondicionamiento o intervención), propiedades de lodo (*es decir*, densidad y reología) y/o geometría del hueco (inclinación y dirección) también son preferiblemente medidos y recibidos por, o introducidos por el personal en la unidad de control central 80, que usa los datos mediante el software 81 (que se comentan aquí en lo sucesivo) para interpretar completamente y con precisión el estado del pozo 12 y evaluar el mejor plan de acción para recuperar el control del pozo 12 antes de reanudar las operaciones. Alternativamente, uno o más de estos parámetros pueden ser calculados por el software 81 usando cualesquier datos que estén disponibles a la unidad de control central 80.

[00061] La unidad de control central 80 determina, preferiblemente en tiempo real, la presión del espacio anular a cualquier profundidad específica deseada dentro del hueco 12. Usando por lo menos las señales $P_{out}(t)$ y $F_{out}(t)$, la unidad de control central 80 genera la señal $P_{ann}(t)$, que es representativa de la presión a una profundidad especificada dentro del espacio anular del pozo 18 como función de tiempo(t). El software 81, instalado en la unidad de control central 80, lo utiliza la unidad de control central 80 para computar la señal de presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, como función de tiempo (t). La señal de presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, está determinada al agregar del fluido/lodo dentro del espacio anular del hueco 18, la presión de fricción generada en el espacio anular del hueco 18 y la línea de estrangulación 56 por cualquier fluido en circulación (*es decir*, una función de la señal $F_{out}(t)$), y la presión de salida, $P_{out}(t)$, según medida preferiblemente por el dispositivo medidor de la presión de salida 64.

[00062] El software 81 calcula la presión hidrostática basada en un número de parámetros incluyendo, pero sin limitarse a, la densidad del fluido en el hueco 12 y la profundidad a la que ha de determinarse la presión hidrostática. La Figure 6 proporciona un simple diagrama de flujo que muestra cómo puede ser calculada la presión hidrostática. El software 81 también calcula la pérdida de fricción en el espacio anular 18, generada por cualquier fluido circulante basado en un número

de parámetros incluyendo, pero sin limitarse a, la velocidad del caudal del fluido (es decir, una función de señal $F_{out}(t)$), densidad y parámetros reológicos del flujo de fluido, y la geometría del espacio anular 18 y la línea de estrangulación 56. La Figura 7 proporciona un simple diagrama de flujo que muestra cómo se puede calcular la pérdida de fricción/presión anular. El software 81 también incluye las correlaciones necesarias para ajustar el cálculo de las propiedades del fluido en respuesta a cualquier variación de temperatura del fluido, mientras se mide y transmite, preferiblemente en tiempo real, por los dispositivos medidores de temperatura 76, 78 a la unidad de control central 80. Otros parámetros, incluyendo, pero sin limitarse al caudal de flujo, $F_{in}(t)/F_{in2}(t)$ dentro del pozo 12, la presión de admisión $P_{in}(t)/P_{in2}(t)$, la profundidad del hueco 12, y la densidad del fluido/lodo bombeado dentro del pozo 12 también puede ser empleado por el software 81 en la computación de la señal $P_{ann}(t)$.

[00063] El Software 81 preferiblemente calcula la presión hidrostática y las pérdidas por fricción basado en ecuaciones hidráulicas desarrolladas durante las últimas décadas, las cuales son bien conocidas por los peritos en la técnica. Ejemplos de dichas ecuaciones hidráulicas tradicionalmente utilizadas las operaciones de petróleo y gas para determinar la presión a cualquier profundidad en el hueco del hueco 12 se puede encontrar en, por ejemplo, ADAM T. BOURGOYNE, ET AL., INGENIERÍA DE PERFORACIÓN APLICADA (APPLIED DRILLING ENGINEERING) 113-189 (SPE Textbook Series 1986) (Series de Textos SPE 1986), el cual se incorpora aquí por referencia.

[00064] El siguiente es un ejemplo de cómo la presión anular en una profundidad del pozo especificada puede ser calculada por el software 81 usando ecuaciones hidráulicas bien conocida y datos del equipo típicamente disponibles. Este ejemplo se proporciona a manera de ilustración solamente y no tiene la intención de limitar el alcance del sistema o método de la invención en ninguna manera.

[00065] EJEMPLO

[00066] Se ha de determinar la presión del espacio anular a una profundidad del hueco de 10.000 pies en el espacio anular del pozo entre una tubería con diámetro exterior de 3 pulgadas y una tubería con diámetro interior de 5 pulgadas. Se está circulando un fluido newtoniano con una densidad de 9,0 libras por galón por el hueco a razón de 100 galones por minuto. La contrapresión que se aplica al espacio anular del pozo es de 200 psi (libras por pulgada cuadrada), según se mide por el dispositivo medidor de presión de salida. El parámetro reológico Θ_{300} del fluido es de 30 (es decir, $\mu=30$ cp; la viscosidad en centipoise). Según

comentado anteriormente, la presión del espacio anular se determina sumando la presión hidrostática del fluido/lodo dentro del espacio anular del pozo, la pérdida de fricción/presión generada en el espacio anular del pozo y la línea de estrangulación, si corresponde, por cualquier fluido en circulación, y la presión de salida (es decir, contrapresión aplicada al hueco). El componente hidrostático de la presión del espacio anular se determina como el producto de la ecuación, $0,052 * (\text{profundidad}) * (\text{densidad})$, lo cual, basado en los datos anteriores, es igual a 4.680 psi. El componente de pérdida de fricción de la presión del espacio anular requiere la determinación de la velocidad media del fluido, los criterios de turbulencia y la pérdida de la presión de fricción por pie. Basado en los datos antedichos, la velocidad media del fluido en el espacio anular es igual a 2,55, que es el producto de la ecuación, $[(\text{caudal})] / [2,448 * (d_2^2 - d_1^2)]$, en que d_2 es el diámetro interior y d_1 es el diámetro exterior. Los criterios de turbulencia son determinados a partir del número Reynolds, N_{Re} , que para flujo por un espacio anular, es el producto de la ecuación, $[757 * \text{densidad} * \text{velocidad media del fluido} * (d_2 - d_1)] / [\mu]$. Con base en los datos anteriores, el número Reynolds es 1.158, que es representativo de flujo laminar (es decir, N_{Re} menos de 2.100). La pérdida de fricción por pie se determina usando la ecuación del flujo laminar, $dP/dL = [\mu * (\text{fluído significa velocidad})] / [1000 * (d_2 - d_1)^2]$. Así, la pérdida de fricción del flujo laminar por pie, dP/dL , es igual a 0,019 psi/pie. La pérdida de fricción del flujo laminar total para la profundidad del pozo de 10.000 pies es simplemente el producto de 0,019 psi/pi * 10.000 pies, o 191,25 psi. Finalmente, la contrapresión que se aplica al espacio anular del pozo es de 200 psi, según medida directamente por el dispositivo medidor de presión de salida. La presión del espacio anular se determina sumando el componente hidrostático, el componente de pérdida de fricción y el componente de contrapresión, es decir, $4.680 + 191 + 200$. Así, basándose en los datos dados, la presión anular a una profundidad del pozo de 10.000 pies es igual a 5.071 psi.

[00067] La presión de fractura de la formación y la presión de formación de poros pueden ser valores límites pre-determinados o estimados que son entradas manuales en el software 81 de la unidad de control central 80. Más preferiblemente, la unidad de control central 80 utiliza las señales de caudal, presión y temperatura recibidas de los respectivos dispositivos medidores para determinar una presión de poros y presión de fractura precisas de la formación 14. La presión de poros de la formación se determina después de detectarse/sospecharse una afluencia del fluido de la formación 14 al espacio

anular del pozo 18 y después de cerrarse el preventor convencional 32. Como se describe aquí más adelante en más detalle, la presión de poros se determina reduciendo por etapas la contrapresión inicialmente aplicada para detener la afluencia de fluido después de cerrarse el preventor 32, hasta que se detecte una afluencia mediante monitoreo de caudales que entran y salen del hueco 12.

[00068] La presión de fractura de la formación 14 se determina preferiblemente a través de una “prueba de fuga” antes de comenzar las operaciones o en cualquier momento después de que una operación se inicia. Mientras se perfora, se realiza una “prueba de fuga” para efectos de determinar la presión de inicio de fractura para el siguiente segmento del hueco 12 por perforar. En una “prueba de fuga” típica, el espacio anular del pozo 18 se obtura o sella de la atmósfera cerrando un preventor convencional 32 y cerrando completamente el estrangulador 70, dispuesto en el múltiple estrangulador de control de pozo 86. El líquido/lodo se introduce en el hueco 12 a una velocidad volumétrica relativamente lenta y constante a través de la línea de inyección de fluido 48 y el paso central de la sarta de perforación 20 de modo que el líquido/lodo salga de la sarta de perforación 20 a través de la barrena 26 y entre el espacio anular del pozo 18, que está sellado por el estrangulador 70 cerrado en la superficie. En la medida en que este flujo que entra en el hueco 12 continúa, la presión en el espacio anular 18 aumenta linealmente, hasta que llega el momento en que la formación 14 empieza a absorber fluido. En este momento, ocurre un cambio de la pendiente de la curva de presión contra el volumen inyectado. Muchas empresas de perforación consideran que este punto representa la presión de fuga o fractura de la sección de pozo abierto 12. Aunque una determinación de la presión de fractura aparecería nítida, hay varios métodos adicionales de realizar una prueba de fuga, y es posible que ni siquiera dentro de la propia empresa de perforación se emplee un método estándar. Esta variación de procedimientos y maneras de interpretar cuando el fluido empieza a fugarse a la formación 14 es una de las causas de problemas de pozo y de tiempo improductivo, cada una resultando en un desperdicio significativo de recursos.

[00069] Usando el sistema 10 con el preventor 32 cerrado, la prueba de fuga se realiza preferiblemente usando un caudal de inyección constante a través de la sarta de perforación 20 con el flujo de retorno hacia arriba por el espacio anular del pozo 18 y por la línea de estrangulación 56 con el estrangulador 70 completamente abierto. La presión de la tubería de revestimiento (*es decir*, la contrapresión aplicada al espacio anular del pozo 18) se aumenta lentamente y

por etapas (*por ejemplo*, incrementalmente) cerrando el estrangulador 70 de manera correspondiente mientras se monitorea el caudal del fluido que sale del espacio anular del pozo 18 mediante por lo menos uno de los dispositivos medidores de caudal del fluido de salida 50, 58. La presión de la tubería de revestimiento se incrementa lentamente, debido a que se obtiene una determinación más exacta de la presión de fractura cuando se hacen cambios en pasos menores de la presión de la tubería de revestimiento durante la prueba de fuga. Con el aumento de presión, el caudal que sale del espacio anular del pozo 18 se reduce inicialmente debido a la compresibilidad del sistema. Sin embargo, si no hay pérdidas de fluido fluyendo a la formación 14, entonces después que el sistema llegue a un estado constante, el caudal del fluido que sale del espacio anular del pozo 18 por la línea de estrangulación 56 se equilibrará con el caudal del fluido que entra en el espacio anular del pozo 18 por la sarta de perforación 20 (o línea para matar 54). Un aumento adicional de la presión de la tubería de revestimiento se efectúa cerrando ligeramente el estrangulador 70 mientras se monitorea el caudal del fluido que entra en y sale del hueco 12.

[00070] Como se describió anteriormente, el software 81 de la unidad de control central 80 calcula la señal de presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, a una profundidad especificada como función de tiempo (t) . La presión de fractura de la formación es simplemente la presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, a la profundidad de la pérdida de fluido en un momento, t_{frac} , en que el caudal que sale del espacio anular del pozo 18 primero empieza/comienza a dejar de ser igual o aproximado al caudal que entra en el hueco 12, manteniendo así una pérdida constante del estado del fluido que entra en el hueco 12 (*es decir*, cuando el caudal de flujo dentro del caudal de flujo 12, según está representado por la señal $F_{in}(t)$, se convierte primero consistentemente mayor que el caudal que sale del hueco 12, según está representado por la señal $F_{out}(t)$). Así, la presión de fractura de la formación, al igual que la presión del espacio anular, es una función de la presión hidrostática, la presión de la tubería de revestimiento que se aplica según medida preferiblemente por el dispositivo medidor de la presión de salida 64 (*es decir*, la señal $P_{out}(t)$) y la pérdida de fricción en el espacio anular del pozo 18 y la línea de estrangulación 56 generada por el fluido en circulación (*es decir*, una función de la señal $F_{out}(t)$), según estimado preferiblemente por el modelo hidráulico incorporado en el software 81. Debido a que el caudal del fluido que se emplea en la prueba de fuga es bajo, la pérdida de fricción correspondiente en el espacio anular 18 y de la línea de estrangulación 56 generada por el fluido circulante también es baja,

reduciendo así la incertidumbre de estimación y aumentando la precisión de la determinación de la presión de fractura de la formación.

[00071] Una implementación preferida del método de la invención proporciona control seguro del pozo mientras el preventor convencional 32 está cerrado en atención a un amago detectado o sospechado (*es decir*, afluencia de fluido). Durante las operaciones de perforación normales, un dispositivo girador de sarta de perforación 38, hace girar a un extremo superior 24 de una sarta de perforación 20 en un hueco 12. La sarta de perforación 20 cuenta con una barrena 26 en un extremo inferior 22, el cual hace contacto con el fondo del hueco 12. A la vez que la sarta de perforación 20 gira, la barrena 26 penetra la formación subterránea 14, aumentando así la profundidad del hueco 12 y creando un espacio anular del pozo 18 entre un diámetro exterior de la sarta de perforación 20 y un diámetro interior del hueco 12. Mientras se perfora, se bombea un fluido o lodo desde un tanque reservorio de fluido superficial 42 por una bomba de fluido/lodo superficial convencional 40 por una línea de inyección de fluido 48, a través de una trayectoria central de la sarta de perforación 20, saliendo de boquillas en la barrena 26 y en el espacio anular del pozo 18. La inyección continuada del fluido al espacio anular del pozo 18 causa que el fluido recoja recortes de la penetración de la formación subterránea 14 por la barrena 26 y los mueva por el espacio anular del pozo 18 y por una línea de retorno de fluido (no mostrada). La línea de retorno de fluido transporta el fluido/lodo con recortes a una criba vibratoria 44 para eliminar los recortes del fluido/lodo. El fluido/lodo limpiado se hace regresar al tanque reservorio de fluido superficial 42 para su reuso.

[00072] En la medida en que la sarta de perforación 26 penetre en zonas de formación subterráneas más profundas, la presión de formación puede aumentar o disminuir. Se puede encontrar una zona en la formación subterránea 14 en la que la presión de la formación sea mayor que la presión hidrostática y/o la presión dinámica que proporciona el líquido/lodo en el espacio anular del pozo 18. En tal caso, puede ocurrir un amago o afluencia de fluido.

[00073] Al detectar o sospechar la existencia de una afluencia de fluido, un procedimiento preferido de control de pozo es detener la perforación (*es decir*, detener la rotación/giro de la sarta de perforación 20/barrena 26 y detener la circulación de fluido suspendiendo la operación de la bomba de fluido 40 y cerrando el dispositivo de control de flujo 70 para no permitir flujo de fluido a través del mismo), cerrar el preventor convencional 32 y permitir que las presiones de la tubería vertical y de la tubería de revestimiento se estabilicen. Después de

estabilizar la presión del hueco, los siguientes pasos preferidos son asegurarse de la condición hidrostática del hueco 12, constatar la existencia de afluencia de fluido sospechada (es decir, confirmar que el hueco 12 está en un estado en que la presión hidrostática existente del lodo sea menor que la presión en una formación productora expuesta), determinar la presión de poros de la formación y determinar el peso correcto del fluido/lodo que se debe hacer circular por el hueco 12 para recuperar el control del pozo, con todos los pasos preferiblemente realizados usando la unidad de control central 80 y software 81.

[00074] Puesto que el software 81 se emplea preferiblemente para controlar el estrangulador 70 para mantener la presión en la línea de estrangulación 56 a valores específicos seleccionados, un método preferido de comprobar la condición hidrostática del hueco 12 consiste en operar la bomba de fluido 40 para hacer circular fluido a un caudal constante. Esta acción se sigue al reducir la presión de la tubería de revestimiento en cambios de pequeños pasos (*es decir*, incrementalmente) abriendo el estrangulador 70 en cambios de paso correspondientes mientras se monitorea el caudal del fluido que sale del hueco 12 por la línea de estrangulación 56 (así como el caudal que fluye al hueco 12, que es preferiblemente constante). El acto de abrir el estrangulador 70 reduce la contrapresión aplicada al espacio anular del pozo 18. En contraste al procedimiento de la prueba de fuga previamente descrito, el caudal del fluido fuera del hueco 12 incrementará después que la presión de la tubería de revestimiento se reduzca. Además, si el pozo está dinámicamente sobrebalanceado, el caudal del fluido que sale del hueco 12 se equilibrará pronto al caudal del fluido que entra en el hueco 12. Las reducciones posteriores de la presión de la tubería de revestimiento (*es decir*, un mayor caudal del fluido a través de un dispositivo de control de caudal 70) inducirán al fin y al cabo a que el pozo 12 se convierta en un caudal dinámicamente subbalanceado (*es decir*, caudal que fluye al hueco representado por la señal $F_{in}(t)$ que se hace más pequeño o menor que el caudal que sale del hueco 12 representado por la señal $F_{out}(t)$). La condición subbalanceada es confirmada por el caudal que sale del hueco 12 (*es decir*, representado por la señal $F_{out}(t)$) que se queda consistentemente más alta o mayor que el caudal que entra en el hueco 12 (*es decir*, representado por la señal $F_{in}(t)$) después de lograrse un estado constante luego de la reducción anterior de la presión de la tubería de revestimiento. Como confirmación adicional, la presión de la tubería de revestimiento se puede aumentar al valor más alto anterior, reduciendo el caudal del fluido por el dispositivo de control de flujo 70, de manera

que el caudal $F_{in}(t)$ o $F_{in2}(t)$ que fluye al hueco 12 es sustancialmente igual al caudal $F_{out}(t)$ que sale del hueco 12. La presión de poros de la formación es simplemente la presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, a la profundidad de la afluencia del fluido en un momento, t_{pore} , en que el caudal que sale del espacio anular del pozo 18 empieza/comienza primero a no ser igual o aproximarse al caudal que entra en el hueco 12, manteniendo así una ganancia de estado constante de fluido que entra en el hueco 12 (es *decir*, cuando el caudal de flujo dentro del hueco 12, como se representa por la señal $F_{in}(t)$, primero se vuelve consistentemente inferior al caudal de flujo fuera del hueco 12, según está representado por la señal $F_{out}(t)$). Como se describió anteriormente, el software 81 of la unidad de control central 80 genera la señal de presión del espacio anular, $P_{ann}(t)$, a una profundidad del pozo especificada como función de tiempo(t). Así, la formación de presión de poros, como la presión anular, es una función de la presión hidrostática, la presión de la tubería de revestimiento que se aplica, según preferiblemente medida por el dispositivo medidor de presión de salida 64 (es *decir*, la señal $P_{out}(t)$) y la pérdida de fricción en el espacio anular del pozo 18 y la línea de estrangulación 56 generada por el fluido circulante (es *decir*, a función de señal $F_{out}(t)$), según estimada preferiblemente por el modelo hidráulico incorporado en el software 81.

[00075] Si la presión de la tubería de revestimiento no se puede reducir suficientemente para crear una condición dinámicamente subbalanceada al abrir completamente el estrangulador 70, entonces la bomba de fluido/lodo 40 se ajusta para reducir el caudal de fluido bombeado al hueco 12. El caudal de fluido que sale del hueco 12 es monitoreado posteriormente como se describe antes. Si la bomba de fluido 40 está apagada y el hueco 12 no está hidrostáticamente subbalanceado, es una indicación de que una falsa alarma de amago, o un bolsillo muy pequeño de fluido presurizado completamente agotado por la afluencia que entró en el hueco, activó el preventor 32 cerrado por la cuadrilla del equipo. Por ende, es posible que no sea necesario aumentar el peso del fluido dentro del hueco 12 antes de reanudar operaciones.

[00076] Después de haber cerrado el preventor convencional 32 en respuesta a una afluencia de fluido detectada, la condición hidrostática del pozo se ha constatado que está subbalanceada, y se determina la presión de poros de la formación 14, se bombea fluido al espacio anular del pozo 18 por medio de la sarta de perforación 20 y/o la línea para matar 54 para circular la afluencia de fluido fuera del hueco 12 por la línea de estrangulación 56. Sin embargo, dependiendo del estado del pozo en el momento en que la cuadrilla del equipo

cierra finalmente el preventor 32, la circulación de la afluencia que sale del hueco 12 puede realizarse antes de constatar que la condición hidrostática del hueco 12 está subbalanceada y/o antes que se determine la presión de poros de la formación 14. El fluido bombeado al espacio anular del hueco 18 y el fluido de la formación (es decir, el fluido de afluencia) que entra, o que ha entrado, en el espacio anular del pozo 18 desde la formación 14 fluyen por la línea de estrangulación 56 al separador 46 y luego al tanque reservorio de fluido superficial 42. Un fluido/lodo que se hace cada vez más pesado puede hacerse circular por el hueco 12 hasta que la presión de formación sea igualada por la presión hidrostática del fluido/lodo. Preferiblemente, sin embargo, se realice la circulación del fluido más pesado después que se haya constatado que el pozo esté hidrostáticamente subbalanceado y se determine la presión de poros de la formación, como se describe antes. De esta manera, el peso correcto del peso del fluido más pesado puede ser determinado, por ejemplo, por el software (programa) 81, como un peso que proporcionará una presión hidrostática de fluido mayor que la presión de poros determinada anteriormente. El peso correcto del fluido de mayor peso se hace entonces circular por el pozo 12 para balancear hidrostáticamente el pozo 12 a una presión de hueco/espacio anular del pozo mayor que la presión de poros determinada anteriormente pero menor que la presión de fractura determinada anteriormente.

[00077] La circulación del fluido/lodo por el hueco 12 está indirecta y preferiblemente controlada por el dispositivo de control de flujo 70, dispuesto en la línea de estrangulación 56 y/o por la acción de bombeo de la bomba 40. La unidad de control central 80 controla el dispositivo de control de flujo 70 para aumentar o disminuir el caudal de flujo a través de la línea de estrangulación 56, reduciendo o aumentando así, respectivamente, la contrapresión en el espacio anular del pozo 18. Alternativamente el dispositivo de control de flujo 70 puede ser controlado manualmente por el operador para aumentar o reducir el caudal que pasa por la línea de estrangulación 56, controlando así la contrapresión aplicada al espacio anular del pozo 18. Como se indicó anteriormente, la señal $P_{out}(t)$ es representativa de la presión dentro de la línea de estrangulación 56, y particularmente la presión de salida aplicada al hueco 12 (es decir, contrapresión o presión de la tubería de revestimiento), cuando El dispositivo medidor de la presión de salida 64 está dispuesto en posición aguas arriba del dispositivo de control de flujo 70.

[00078] Alternativamente, la unidad de control central 80 puede controlar la velocidad o la capacidad de bombeo de la bomba 40 para aumentar o disminuir el caudal del fluido/lodo bombeado dentro del hueco 12. De esta manera, la bomba 40 controla la presión a la que se introduce el fluido/lodo en el hueco 12. Como se indicó anteriormente, la señal $P_{in}(t)$ es representativa de la presión (es decir, presión de la tubería vertical) del fluido bombeado dentro del hueco 12 a través de la línea de inyección de fluido 48, y particularmente las presiones de admisión aplicadas al hueco 12 a través de la sarta de perforación 20. Asimismo, la señal $P_{in2}(t)$ es representativa de la presión (es decir, presión de la tubería vertical) del fluido bombeado dentro del hueco 12 a través de la línea para matar 54, y particularmente la presión de admisión aplicada al hueco 12 a través de la línea para matar 54.

[00079] Con base en la presión de poros y la presión de fractura (u otros límites de presiones superior e inferior especificados), y preferiblemente mientras se miden y/o calculan presiones, caudales y temperaturas del fluido que entra y sale del hueco 12 así como otros parámetros del pozo, incluyendo la señal $P_{ann}(t)$, el software 81 de la unidad de control central 80 genera una señal, $FC(t)$, que se transmite preferiblemente en tiempo real al dispositivo de control de flujo 70. El dispositivo de control de flujo 70 está dispuesto y diseñado para recibir la señal de $FC(t)$ y para ajustar el flujo de fluido a través del dispositivo de control de flujo 70 según la señal. Por ejemplo, una señal de $FC(t)$ que aumenta el caudal de flujo de la línea del estrangulador reducirá la contrapresión aplicada al pozo 12 y así disminuirá la presión en el espacio anular 18. A la inversa, una señal de $FC(t)$ que disminuya caudal de flujo de la línea del estrangulador aumentará la contrapresión aplicada al pozo 12 y aumentará así la presión en el espacio anular 18. Así, ajustando el caudal del fluido a través del dispositivo de control de flujo 70 ajusta la contrapresión aplicada al pozo 12 para mantener la presión en el hueco 12, tal como se determina preferiblemente en tiempo real por la señal generada $P_{ann}(t)$, entre la determinada previamente (o punto de pre-determinado/punto de referencia) fractura y la presión de poro de la formación 14. La señal $FC(t)$ que es representativa o del caudal de flujo de la línea estranguladora o de la presión requerida para mantener la presión anular del pozo por debajo de la presión de fractura de la formación y por encima de la presión de poro de la formación, como función de tiempo. Si la señal de $FC(t)$ es representativa del caudal de flujo de la línea estranguladora o de la presión de la línea estranguladora depende de si el caudal de flujo o la presión es la base del procedimiento de control del pozo.

[00080] La lógica utilizada para determinar la señal, $FC(t)$, se basa en la teoría de control convencional de pozo, por ejemplo, como se indica en DAVID WATSON ET AL., ADVANCED WELL CONTROL (SPE Textbook Series, 1986) (Series de Textos SPE, 1986) y se incorporan aquí como referencia. Un ejemplo de esta lógica es el de mantener la superficie de la tubería de revestimiento, $P_{out}(t)$, constante mientras se cambia la velocidad de la bomba 40. Otro ejemplo de esta lógica implica el mantenimiento de la presión de la tubería vertical, $P_{in}(t)$, constante mientras se circula la afluencia del fluido.

[00081] Alternativamente, la señal, $FC(t)$, puede involucrar cálculos hidráulicos realizados por el software 81 de la unidad central de control 80 simultáneamente, y la utilización de mediciones en tiempo real de los diferentes dispositivos de medición anteriormente mencionados, incluyendo pero sin limitarse a, un dispositivo de medición de la presión de salida (manómetro de presión de estrangulación) 64, un dispositivo de medición del caudal de flujo de salida (manómetro de presión de la línea de estrangulación) 50, 58, un dispositivo de medición de la presión de admisión (manómetro de presión de la tubería vertical) 62, un dispositivo de medición del caudal de flujo de entrada 52, etc. Un ejemplo de tal uso de cálculo de hidráulica emplea el modelo de hidráulica calibrado durante las operaciones de perforación justamente antes de una afluencia de fluido al hueco 12. Usando tal modelo de hidráulica, el software 81 calcula la presión en un punto específico en el espacio anular 18, $P_{ann}(t)$, (*por ejemplo*, en el "punto débil" debajo de la zapata de la tubería de revestimiento) usando la modelación de hidráulica de pérdidas de fricción en la sarta de perforación 20, a través de las toberas de la barrena 26, y entre la barrena 26 y el punto específico en el espacio anular 18. Esta presión anular calculada, $P_{ann}(t)$, que previsiblemente disminuye durante una operación convencional de matar, proporciona realimentación/información de entrada al software 81, que entonces se puede emplear (*por ejemplo*, comparado con un valor específico deseado o con límites superior/inferior, tales como para la presión de fractura/presión de poros) en la generación de la señal $FC(t)$ para controlar automáticamente el dispositivo de control de flujo 70 para aplicar más o menos contrapresión al pozo 12, como se divulgó anteriormente. Usando este método, la señal $P_{ann}(t)$ se mantiene entre límites específicos, *por ejemplo*, entre las presiones de fractura y poros, o se dirige hacia un valor específico deseado para cualquier tiempo dado, t . Un tiempo de resolución entre los ajustes del dispositivo de control de flujo 70 puede ser

programado en el software 81, o establecido de otra forma, para permitir que la presión en el espacio anular 18 llegue a un estado constante.

[00082] En una implementación preferida, la unidad de control central 80 controla y preferiblemente mantiene un valor sustancialmente constante respecto a la presión del espacio anular $P_{ann}(t)$ a una profundidad del hueco llevando la señal de la presión del espacio anular $P_{ann}(t)$ hacia un valor deseado entre la presión de fractura y la presión de poros para evitar que se fracture la formación (*es decir*, cuando la presión del hueco sea más alta que la presión de fractura) o causando una afluencia secundaria (*es decir*, cuando la presión del hueco esté a un valor inferior de la presión de poros). La señal de presión del espacio anular $P_{ann}(t)$ es llevado hacia el valor deseado a través del control del dispositivo de control de flujo 70 mediante la señal $FC(t)$, como se divulgado anteriormente. La señal $FC(t)$ se genera de manera que la diferencia entre la señal de presión del espacio anular $P_{ann}(t)$ en cualquier momento (t) y la presión del espacio anular deseada y especificada se lleve hacia cero o cerca de cero. Por lo tanto, mientras el preventor convencional 32 está cerrado y la afluencia del fluido está circulando fuera del hueco, la unidad de control central 80 en combinación con el dispositivo de control de flujo 70 controla el pozo 12 y mantiene la presión dentro del espacio anular del pozo 18 a un nivel inferior a la presión de fractura de la formación pero a un nivel superior a la presión de poros de la formación. Alternativamente el operador, mientras visualiza los datos de caudal de fluido y presión recibidos de los diversos dispositivos medidores mediante la unidad de control central 80, puede controlar manualmente el estrangulador 70 para asegurar que la señal generada $P_{ann}(t)$, que representa la presión a una profundidad determinada dentro del espacio anular del pozo 18 como función de tiempo (t) , se mantenga entre la presión de fractura y la presión de poros de la formación 14.

[00083] Así, en una implementación preferida del método de la invención, el pozo 12 está controlado de forma segura después de que el preventor de reventones convencional BOP 32 está cerrado en respuesta a un sospechado evento de afluencia de fluido mediante la determinación de la condición hidrostática del hueco 12, confirmar la afluencia del fluido, determinar las presiones de poros y de fractura de la formación 14, determinar el peso correcto del fluido/lodo que debe ser circulado a través del hueco 12, circular la afluencia del fluido fuera del hueco a través de la línea de estrangulación 56, y circular el fluido más pesado dentro del hueco 12 y espacio anular 18 mientras se monitoreen todos los parámetros medidos y controla el estrangulador de la línea de estrangulación 70 para

mantener la presión del espacio anular entre la presión de fractura y la presión de poros de la formación 14.

[00084] Si bien el sistema 10 y el método están descritos aquí como que se emplean en tiempo real durante operaciones gasíferas y/o petrolíferas reales, el sistema 10 y el método también pueden ser empleados fuera de línea para proporcionar una oportunidad segura para que las cuadrillas realicen manualmente las mismas secuencias de control de pozo operacionales, confirmando así competencia de cuadrilla o proporcionando entrenamiento en control de pozo remediativo sumamente relevante. Así, el sistema 10 se usa para entrenar al personal/cuadrilla del equipo de perforación en la comprensión de los procedimientos adecuados para ser implementados en respuesta al control de eventos, así como cuando el BOP convencional 32 se cierra tras la detección de un evento de afluencia de fluido. En el modo fuera de línea y en momentos no anunciados cuando las condiciones de pozos y de perforación permitan la interrupción de operaciones sin riesgo indebido, los peritos en control de pozo pueden enviar órdenes de mando (por ejemplo, señales de control) y/o datos a la unidad de control central 80 para aplicar escenarios/modelos de entrenamiento de eventos de control de pozo fuera de línea que utilizan condiciones reales de pozos y perforación como la base del ejercicio de entrenamiento. De esta manera, los peritos en control de pozo radicados en lugares remotos pueden someter a las cuadrillas de equipos de perforación a pruebas y entrenarlos en el desempeño de técnicas de control de pozo en atención a operaciones simuladas de equipos de perforación antes, durante y después de un evento de control de pozo, tal como una afluencia de fluido. Además de establecer los requisitos pertinentes a los objetivos del entrenamiento en una manera realista, pero controlada, el sistema registrará, en tiempo real, los accionamientos de válvulas reales, las operaciones de bombeo, ajustes de presión, etc. que reflejan la competencia de la cuadrilla en relación con los objetivos del desempeño de control de pozo. Como se muestra en general en la Figura 5 y como se comentó anteriormente, los parámetros/datos del equipo de perforación recibidos por y/o calculados por la unidad de control central 80 pueden ser transmitidos a unidades remotas (por ejemplo, computadoras remotas, dispositivos móviles, etc.) para observación y/o revisión por peritos en control de pozo realizando tales ejercicios de entrenamiento, o monitoreados y evaluados en el equipo 90 por los supervisores de la cuadrilla del equipo. El repaso y la recreación de las secuencias de respuesta han proporcionado hasta ahora datos no obtenibles para confirmar competencias y/o

deficiencias mientras se emplea el propio equipamiento del equipo de perforación en condiciones de campo operacionales en vez de condiciones de ensayo. Una ventaja de estas pruebas y el entrenamiento es que la cuadrilla del equipo responde a los eventos de control de pozo simulados utilizando el mismo sistema 10 y el método aquí descrito, que son el mismo sistema 10 y método que preferiblemente se utilizarían durante la operación normal o durante un evento de control de pozo real. Así, el uso del mismo sistema 10 y el método que realmente se utiliza en el equipo 90 para las pruebas y el entrenamiento proporcionan una oportunidad inestimable para el entrenamiento de la cuadrilla y las evaluaciones de competencia.

[00085] El Resumen de la divulgación está redactado únicamente para proporcionarles a la respectiva oficina de patentes y al público en general una manera de determinar rápidamente a partir de una inspección cursiva la naturaleza y la sustancia de la divulgación técnica y representa una implementación preferida y no es indicativa de la naturaleza de la invención en su totalidad.

[00086] Si bien algunas implementaciones de la invención se han ilustrado en detalle, la invención no se limita a las implementaciones indicadas; pueden ocurrir modificaciones y adaptaciones de las implementaciones divulgadas a las personas capacitadas en la técnica. Tales modificaciones y adaptaciones se hacen en el espíritu y alcance de la invención según se establece aquí:

REIVINDICACIONES

1. Un sistema (10) para controlar un pozo que se perfora en una formación subterránea (14), estando dicho sistema compuesto por,

una sarta de perforación tubular (20) que cuenta con un extremo inferior (22) que se extiende al interior de un hueco (12) y un extremo superior (24), teniendo dicha sarta de perforación tubular una barrena (26) en su extremo inferior,

un dispositivo girador de sarta de perforación (38) dispuesto y diseñado para hacer girar dicha barrena en dicho hueco en que un espacio anular del pozo (18) se define entre un diámetro exterior de dicha sarta de perforación tubular y un diámetro interior de dicho hueco,

un preventor de reventones (32) dispuesto y diseñado para cerrar dicho hueco de la atmósfera sólo en el momento en que dicha barrena esté estacionaria,

una bomba de fluido (40) en comunicación de fluido con un tanque reservorio de fluido superficial (42),

una línea de estrangulación (56) acoplada entre dicho espacio anular del pozo y dicha tanque reservorio de fluido superficial y dispuesta y diseñada para permitir la comunicación de fluido entre los mismos cuando el preventor de reventones cierra dicho hueco de la atmósfera,

una línea de inyección de fluido (48) que se extiende entre dicha bomba de fluido y dicho extremo superior de dicha sarta de perforación, siendo dicha línea de inyección de fluido capaz de proporcionar comunicación de fluido entre los mismos,

dicha línea de inyección de fluido, dicha sarta de perforación, dicho espacio anular del hueco y dicha línea de estrangulamiento definiendo una trayectoria de fluido cuando el preventor de reventones cierra dicho hueco de la atmósfera,

un dispositivo medidor del caudal de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación, estando dicho dispositivo medidor del caudal de salida dispuesto y diseñado para medir el caudal que pasa por dicha línea de estrangulación y generar una señal $F_{out}(t)$ representativa del caudal real de la línea de estrangulación como función de tiempo (t),

un dispositivo medidor del caudal de salida (64) dispuesto en dicha línea de estrangulación, estando dicho dispositivo medidor de la presión de salida dispuesto y diseñado para medir la presión de la línea de estrangulación y para

generar una señal $P_{out}(t)$ representativa de la presión real en la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

una unidad de control central (80) está dispuesta y diseñada, mientras dicho hueco esté cerrado de la atmósfera por dicho preventor de reventones,

para recibir dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$,

para determinar una formación de presión de fractura como función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$,

para determinar una formación de presión de poros como función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$,

para generar una señal $P_{ann}(t)$ representativa de presión a una profundidad deseada del hueco como función de tiempo(t),

para generar una señal $FC(t)$ representativa del caudal de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo(t) para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor inferior de dicha presión de fractura de la formación y a un valor superior de dicha presión de poros de la formación, y

para transmitir dicha señal $FC(t)$, y

un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo de control de flujo dispuesto y diseñado para controlar el caudal de fluido por el mismo en atención a dicha señal $FC(t)$ transmitida y recibida de dicha unidad de control central, controlando así el caudal de la línea de estrangulación para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un nivel inferior a dicha presión de fractura de la formación y a un nivel superior a dicha presión de poros de la formación.

2. Estando además el sistema de la reivindicación 1 compuesto por,

un dispositivo medidor del caudal de admisión(52) dispuesto en dicha línea de inyección de fluido, dicho dispositivo medidor del caudal de admisión dispuesto y diseñado para medir el caudal del fluido a través de dicha línea de inyección de fluido y para generar una señal $F_{in}(t)$ representativa de la línea real de inyección de fluido del caudal de flujo como función de tiempo(t).

3. El sistema de reivindicación 2 en que,

dicha unidad de control central está adicionalmente dispuesta y diseñada para recibir dicha señal $F_{in}(t)$ y para determinar dicha formación de presión de poros como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$ cuando dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal del fluido que pasa por dicha línea de estrangulación de manera que dicha señal $F_{in}(t)$ primeramente se hace consistentemente menor que dicha señal $F_{out}(t)$.

4. El sistema de reivindicación 2 en que,
 dicha unidad de control central está adicionalmente dispuesta y diseñada para recibir dicha señal $F_{in}(t)$ y para determinar dicha presión de fractura de la formación como función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$ cuando dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal del fluido a través de dicha línea de estrangulación de tal manera que dicha señal $F_{in}(t)$ primeramente se hace consistentemente mayor que dicha señal $F_{out}(t)$.
5. El sistema de reivindicación 1 compuesto por,
 un enlace de comunicación (97) entre dicha unidad de control central y una unidad remota (91, 93, 95, 99) para transmitir datos del equipo desde dicha unidad de control central a dicha unidad remota para observación de dichos datos del equipo por peritos en control de pozos.
6. El sistema de reivindicación 1 en que,
 dicha unidad de control central está adicionalmente dispuesta y diseñada para simular un evento de control de pozo por lo que el personal del equipo responda a dicho evento de control de pozo mediante la aplicación de procedimientos de control de pozo y el uso de dicho sistema.
7. El sistema de reivindicación 1 en que,
 dicha señal $FC(t)$ es representativa de la presión de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo(t) para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor inferior de dicha presión de fractura de la formación y a un valor superior de dicha presión de poros de la formación y
 dicho dispositivo de control de flujo controla la presión de la línea de estrangulación para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor inferior de dicha presión de fractura de la formación y a un valor superior de dicha presión de poros de la formación
8. Un sistema de control de pozo compuesto por,
 un preventor de reventones (32) dispuesto y diseñado para cerrar un espacio anular del pozo (18) de atmosfera solamente en un momento cuando cese la perforación,
 una línea de estrangulación (56) acoplada entre dicho espacio anular del pozo y un tanque de reserva de fluido superficial (42),
 un dispositivo medidor del caudal de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo medidor del caudal de salida dispuesto y diseñado para medir el caudal de flujo a través de dicha línea de estrangulación y

para generar una señal $F_{out}(t)$ representativa del caudal real de la línea de estrangulación como función de tiempo (t),

una unidad de control central dispuesta y diseñada, mientras dicho preventor de reventones cierra dicho espacio anular del pozo de la atmósfera,

para recibir dicha señal $F_{out}(t)$,

para generar una señal $P_{ann}(t)$ representativa de presión a una profundidad deseada del hueco como función de tiempo(t) and

generar y transmitir una señal $FC(t)$ representativa de la presión de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo (t) para llevar dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor deseado, y

un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo de control de flujo responsiva a dicha señal $FC(t)$ y dispuesto y diseñado para controlar el caudal del fluido a través del mismo, controlando de este modo la presión de la línea de estrangulación para impulsar dicha señal $P_{ann}(t)$ hacia dicho valor deseado.

9. El sistema de control de pozo de reivindicación 8 en que,

dicha señal $FC(t)$ es representativa del caudal de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo(t) para llevar dicha señal $P_{ann}(t)$ hacia dicho valor deseado y

dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal de la línea de estrangulación para impulsar dicha señal $P_{ann}(t)$ hacia dicho valor deseado.

10. Un método para controlar un pozo que se perfora en una formación subterránea (14), estando dicho método compuesto por los pasos de,

girar una sarta de perforación tubular (20) que se extiende dentro de un hueco (12), teniendo dicha sarta de perforación tubular un extremo superior (24) y un extremo inferior (22) y una barrena (26) dispuesta en dicho extremo inferior,

detener dicha rotación de dicha sarta de perforación tubular cuando se detecte la entrada en dicho hueco de una afluencia de fluido,

cerrar un preventor de reventones (32), dicho preventor de reventones dispuesto y diseñado para cerrar dicho hueco de la atmosfera solamente en un momento cuando dicha sarta de perforación esté estacionaria,

operar una bomba de fluido (40) para bombear un fluido desde un tanque de reserva de fluido superficial (42) a través de una línea de inyección de fluido (48), dentro y a través de dicha sarta de perforación tubular, fuera de dicha barrena y al interior de un espacio anular del pozo (18), creado dicho espacio anular del pozo entre un diámetro exterior de dicha sarta de perforación tubular y

un diámetro interior de dicho hueco por dicha rotación de dicha sarta de perforación y dicha barrena en dicho hueco.

operar un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en una línea de estrangulación (56), dicha línea de estrangulación acoplada entre dicho espacio anular del pozo y dicho tanque reservorio de fluido superficial y dispuesto y diseñado para permitir una comunicación de fluido entre los mismos en cooperación con dicho dispositivo de control de flujo mientras dicho preventor de reventones cierra dicho hueco de la atmósfera, con dicha línea de inyección de fluido, dicha sarta de perforación tubular, dicho espacio anular del pozo y dicha línea de estrangulación definiendo una trayectoria de flujo de fluido a través de dicho hueco,

medir el caudal de salida real del fluido que fluye por dicha línea de estrangulación mientras dicho hueco está cerrado de la atmósfera usando un dispositivo medidor de flujo de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación y dispuesto y diseñado para generar una señal $F_{out}(t)$ representativa del caudal del fluido real de la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

medir la presión de salida real en dicha línea de estrangulación mientras dicho hueco está cerrado de la atmósfera usando un dispositivo medidor de presión de salida (64) dispuesto en dicha línea de estrangulación y dispuesto y diseñado para generar una señal $P_{out}(t)$ representativa de la presión real en la línea de estrangulación como función de tiempo (t),

transmitir dicha señal de caudal de salida real $F_{out}(t)$ y dicha señal de presión de salida real $P_{out}(t)$ a una unidad de control central (80), estando dicha unidad de control central dispuesta y diseñada para recibir dichas señales, a fin de determinar una presión de fractura de la formación, determinar una presión de poros de la formación, generar una señal $P_{ann}(t)$ representativa de la presión a una profundidad del hueco como función de tiempo (t), y generar una señal $FC(t)$ representativa del caudal de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo (t) para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un nivel inferior a dicha presión de fractura de la formación y a un nivel superior a dicha presión de poros de la formación.

recibir dicha señal $F_{out}(t)$ y dicha señal $P_{out}(t)$ en dicha unidad de control central,

usando dicha unidad de control central para determinar dicha formación de presión de fractura como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$,

usando dicha unidad de control central para determinar dicha formación de presión de poros como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$,

usando dicha unidad de control central para generar dicha señal $P_{ann}(t)$,

usando dicha unidad de control central para generar dicha señal $FC(t)$,

transmitir dicha señal $FC(t)$ a dicho dispositivo de control de flujo, estando dicho dispositivo de control de flujo dispuesto y diseñado para recibir dicha señal $FC(t)$,

recibir dicha señal $FC(t)$ en dicho dispositivo de control de flujo, estando dicho dispositivo de control de flujo además dispuesto y diseñado para controlar el flujo de fluido por dicha línea de estrangulación en atención a dicha señal $FC(t)$, and

ajustar dicho dispositivo de control de flujo en atención a dicha señal $FC(t)$ para controlar el caudal del fluido de la línea de estrangulación para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un nivel inferior a la presión de fractura de la formación y a un nivel superior a dicha presión de poros de la formación.

11. El método de reivindicación 10 compuesto por los pasos de,

medir el caudal de admisión real del fluido que fluye por dicha línea de inyección de fluido usando un dispositivo medidor de flujo de admisión (52) dispuesto y diseñado para generar una señal $F_{in}(t)$ representativa del caudal de fluido real de la línea de inyección de fluido como función de tiempo (t) , y

transmitir dicha señal de caudal de admisión real $F_{in}(t)$ dicha unidad de control central, estando dicha unidad de control central dispuesta y diseñada para recibir dicha señal $F_{in}(t)$.

12. El método de reivindicación 11 en que,

dicha unidad de control central está adicionalmente dispuesta y diseñada para recibir dicha señal $F_{in}(t)$ y para determinar dicha formación de presión de poros como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$ cuando dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal del fluido por dicha línea de estrangulación de manera que dicha señal $F_{in}(t)$ primeramente se haga consistentemente menor que dicha señal $F_{out}(t)$, y

dicho método está compuesto además de los pasos de,

determinar dicha formación de presión de poros como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$.

13. El método de reivindicación 11 en que,

dicha unidad de control central está adicionalmente dispuesta y diseñada para recibir dicha señal $F_{in}(t)$ y para determinar dicha formación de presión de

fractura como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$ cuando dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal del fluido a través de dicha línea de estrangulación de tal manera que dicha señal $F_{in}(t)$ primeramente se haga consistentemente mayor que dicha señal $F_{out}(t)$, and

dicho método está compuesto además de los pasos de,

determinar dicha formación de presión de fractura como una función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$.

14. El método de reivindicación 10 compuesto por los pasos de,

Establecer un enlace de comunicación (97) entre dicha unidad de control central y una unidad remota (91, 93, 95, 99) y

transmitir los datos del equipo de perforación de dicha unidad de control central a dicha unidad remota mediante dicho enlace de comunicación para la observación de dichos datos del equipo de perforación por peritos en control de pozo.

15. El método de reivindicación 10 compuesto por los pasos de,

simular un evento de control de pozo y

entrenar al personal del equipo a responder a dicho evento de control de pozo realizando uno o más pasos de dicho método.

16. El método de reivindicación 10 en que,

dicha señal $FC(t)$ es representativa of la presión de la línea de estrangulación requerida como función de tiempo(t) para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor inferior de dicha presión de fractura de la formación y a un valor superior de dicha presión de poros de la formación,

dicho dispositivo de control de caudal está dispuesto y diseñado para controlar la presión de la línea de estrangulación en respuesta a dicha señal $FC(t)$, and

dicha señal $FC(t)$ controla la presión de la línea de estrangulación para mantener dicha señal $P_{ann}(t)$ a un valor inferior de dicha presión de fractura de la formación y a un valor superior de dicha presión de poros de la formación.

17. En un sistema de control de pozo compuesto por,

un preventor de reventones (32) dispuesto y diseñado para cerrar un espacio anular de pozo (18) de un hueco de pozo 12 de la atmosfera solamente en un momento cuando cese la perforación,

una línea de estrangulación (56) acoplada entre dicho espacio anular de pozo y a un tanque de reserva de fluido superficial (42),

un dispositivo medidor del caudal de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo medidor del caudal de salida dispuesto y diseñado para medir el caudal de flujo a través de dicha línea de estrangulación y para generar una señal $F_{out}(t)$ representativa de la presión real en la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

un dispositivo medidor de la presión de salida (64) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo medidor de la presión de salida dispuesto y diseñado para medir la presión de la línea de estrangulación y para generar una señal $P_{out}(t)$ representativa de la presión real en la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

una bomba de fluido (40) en una comunicación de fluid con dicha tanque de reserva de fluido superficial (42),

un dispositivo medidor del caudal de admisión (52) dispuesto en una línea de admisión (48, 50) acoplada entre dicha bomba de fluido (40) y dicho espacio anular del pozo, dicho dispositivo medidor del caudal de admisión dispuesto y diseñado para medir el caudal del fluido a través de dicha línea de admisión y para generar una señal $F_{in}(t)$ representativa de la línea real de admisión del caudal de flujo como función de tiempo(t), and

un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en dicha línea de estrangulación y dispuesto y diseñado para controlar el caudal del fluido a través de dicha línea de estrangulación,

un método de control de pozo compuesto por los pasos de,

cerrar dicho preventor de reventones en respuesta a un evento de afluencia de fluido,

permitir que la presión en dicho pozo se estabilice mientras cesa la circulación del fluido mediante dicha bomba de campo y controlar dicho dispositivo de control de flujo para permitir que no haya flujo de fluido por el mismo,

operar dicha bomba de fluido para circular fluido por dicha línea de admisión, dicho espacio anular del pozo y dicha línea de estrangulación,

constatar la condición hidrostáticamente de dicho pozo monitoreando por lo menos dicha señal $F_{out}(t)$ mientras se controla dicho dispositivo de control de flujo para permitir aumentos incrementales en el caudal del fluido a través del mismo,

permitir que dicho pozo logre llegar a un estado constante después de cada aumento incremental, y

confirmar dicho evento de afluencia de fluido cuando dicha señal $F_{out}(t)$ permanezca a un nivel más alto que dicha señal $F_{in}(t)$ después que se haya

alcanzado el estado constante posterior a un aumento incremental del caudal del fluido.

18. El método de control de pozo de la reivindicación 17 compuesto además de los pasos de,

Determinar la presión de poros de la formación como función de dichas señales $F_{out}(t)$ y $P_{out}(t)$ cuando dicho dispositivo de control de flujo controla el caudal del fluido que pasa por dicha línea de estrangulación de manera que dicha señal $F_{in}(t)$ primeramente se haga consistentemente menor que dicha señal $F_{out}(t)$.

19. En un sistema de control de pozo compuesto de,

un preventor de reventones (32) dispuesto y diseñado para cerrar un espacio anular del pozo (18) de un pozo 12 de la atmosfera solamente en un momento cuando cese la perforación,

una línea de estrangulación (56) acoplada entre dicho espacio anular del pozo y un tanque de reserva de fluido superficial (42),

un dispositivo medidor del caudal de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo medidor del caudal de salida dispuesto y diseñado para medir el caudal de flujo a través de dicha línea de estrangulación y para generar una señal $F_{out}(t)$ representativa del caudal real de la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

una bomba de fluido (40) en una comunicación de fluido con dicho tanque de reserva de fluido superficial (42), y

un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en dicha línea de estrangulación y dispuesto y diseñado para controlar el caudal del fluido a través de dicha línea de estrangulación,

un método de simulación compuesto por los pasos de,

implementar condiciones de pozo simuladas características de un evento de control de pozo,

permitir que la cuadrilla del equipo de perforación realice procedimientos de control de pozo en dicho sistema de control de pozo, y

efectuar un repaso de los datos del equipo de perforación obtenidos después de la realización de dichos procedimientos de control de pozo por parte de la cuadrilla del equipo.

20. Un sistema de control de pozo compuesto de,

un preventor de reventones (32) dispuesto y diseñado para cerrar un espacio anular del pozo (18) de un pozo 12 de la atmosfera solamente en un momento cuando cese la perforación,

una línea de estrangulación(56) acoplada entre dicho espacio anular del pozo y un tanque de reserva de fluido superficial (42),

un dispositivo medidor del caudal de salida (50) dispuesto en dicha línea de estrangulación, dicho dispositivo medidor del caudal de salida dispuesto y diseñado para medir el caudal de flujo a través de dicha línea de estrangulación y para generar una señal $F_{out}(t)$ representativa del caudal real de la línea de estrangulación como función de tiempo(t),

una bomba de fluido (40) en comunicación de fluido con dicho tanque de reserva de fluido superficial (42), y

un dispositivo de control de flujo (70) dispuesto en dicha línea de estrangulación y dispuesto y diseñado para controlar el caudal del fluido a través de dicha línea de estrangulación.

RESUMEN

Un sistema y método para controlar con seguridad un pozo que se perfora o que ya se ha perforado en una formación subterránea en que un preventor de reventones convencional opera para cerrar el hueco a la atmósfera al detectarse un evento de afluencia de fluido. Las presiones de fluido, así como los caudales de fluido que entran y salen del hueco son medidos y monitoreados para determinar con mayor precisión y seguridad la presión de fractura y la presión de poros de la formación y realizar operaciones de control de pozo en atención a un evento de afluencia de fluido. Durante un evento de afluencia de fluido sospechado, se emplean una o más de las mediciones de flujo de fluido y presión para confirmar el evento de afluencia de fluido y recuperar con seguridad el control del pozo al circular la afluencia de fluido hacia afuera del pozo a través de una línea de estrangulación mientras se mantiene la presión dentro del pozo entre límites especificados seleccionados, tales como entre la presión de fractura y la presión de poros.

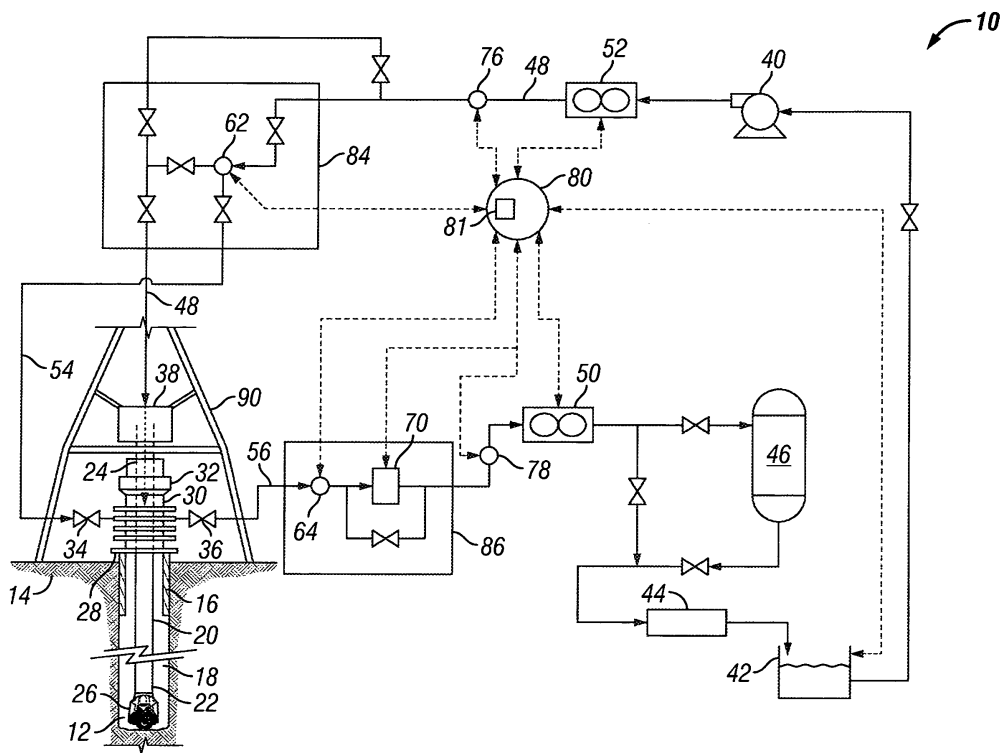
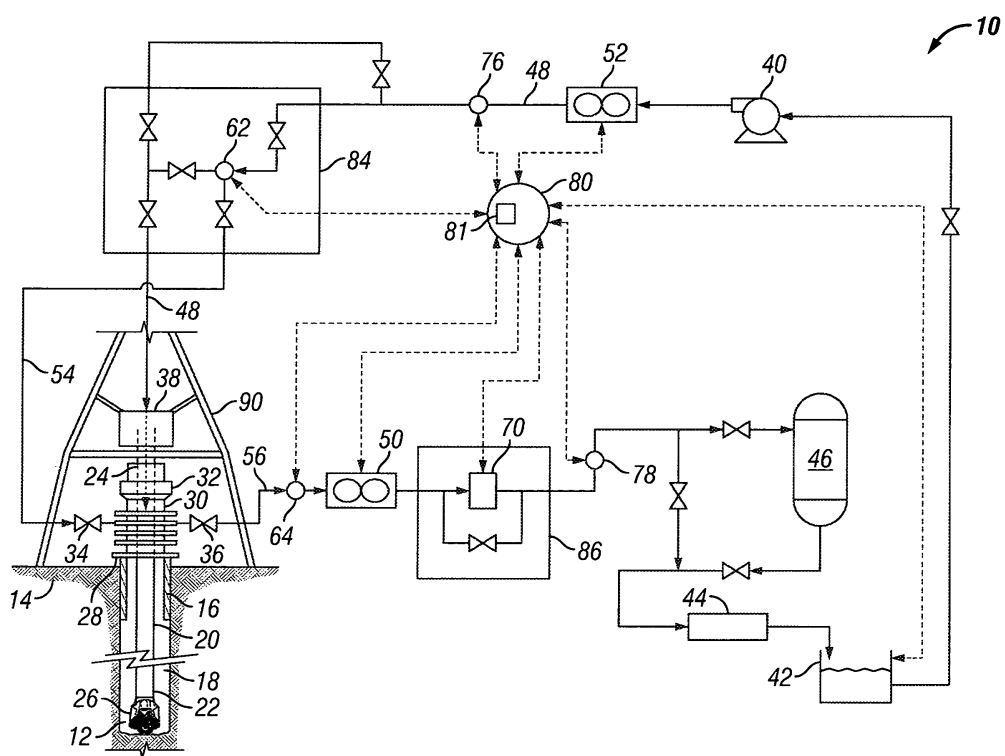
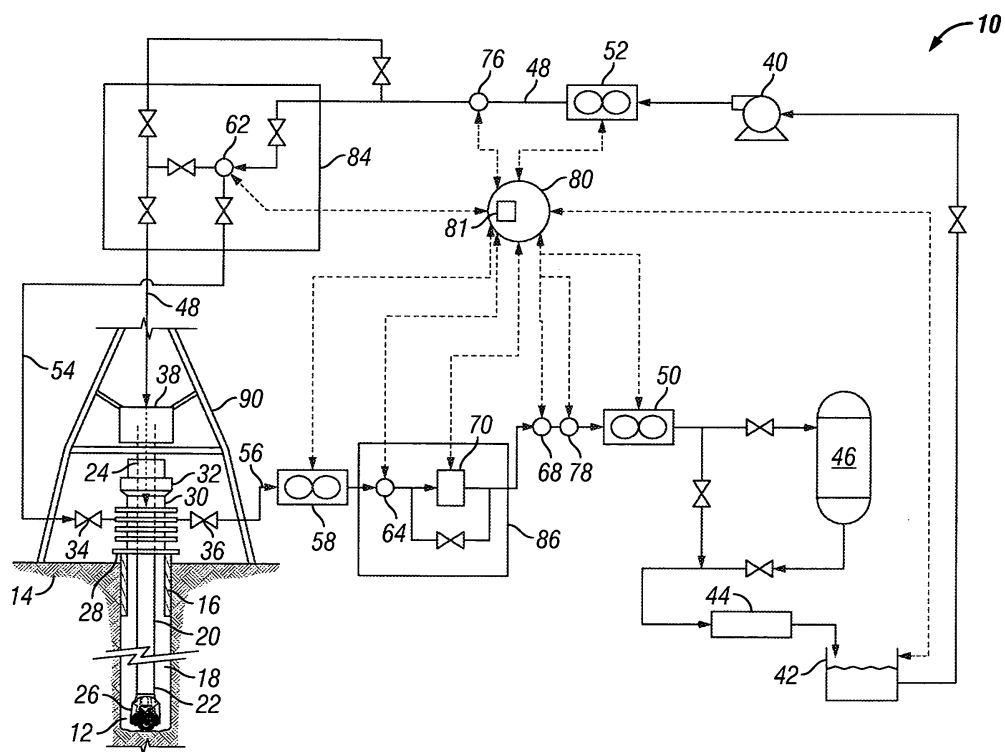
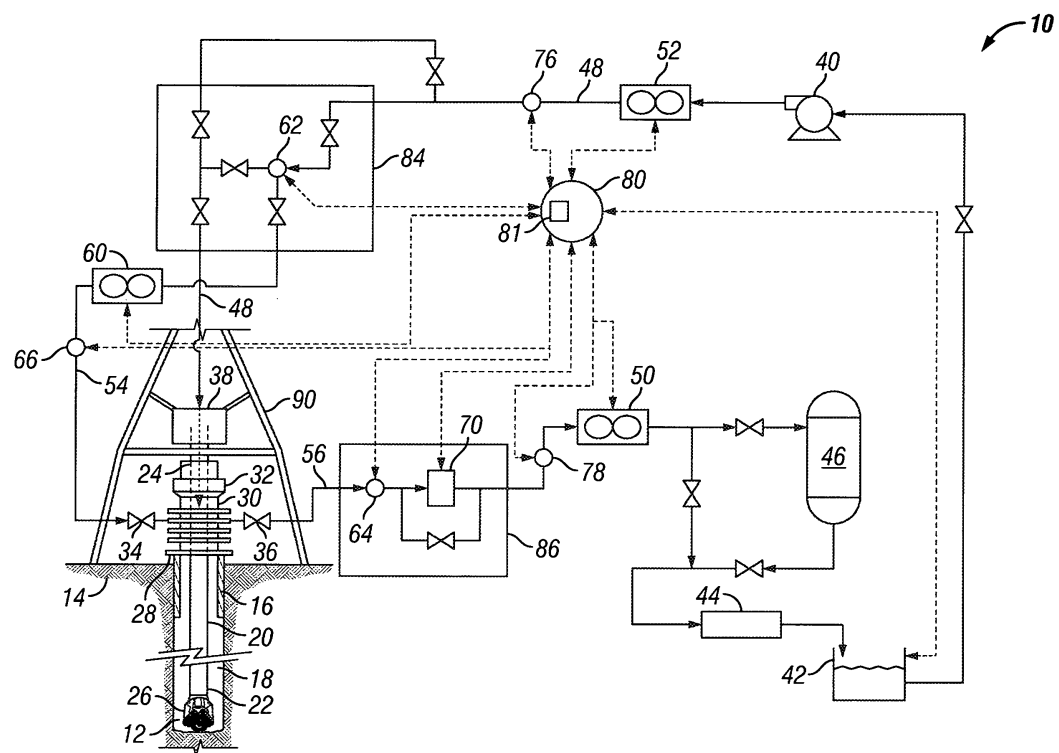
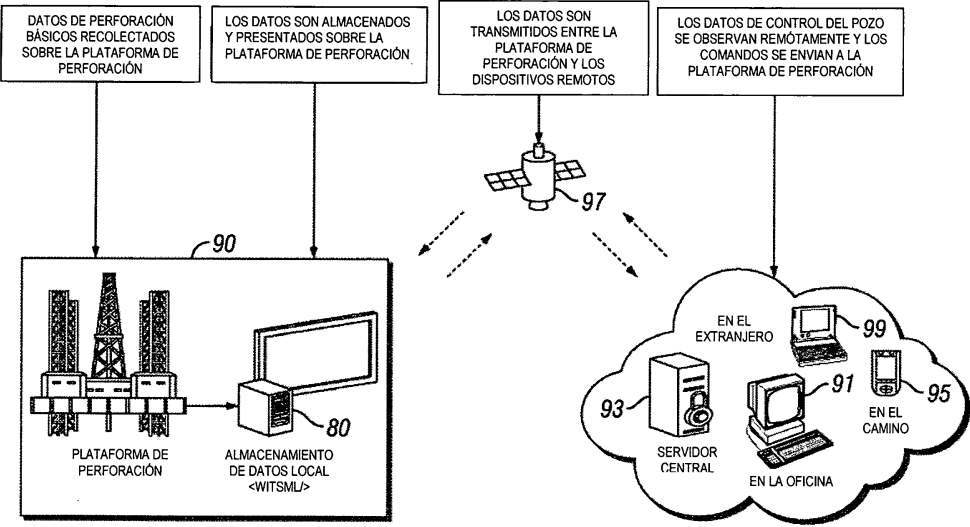


FIG. 1









5/6

FIG. 5

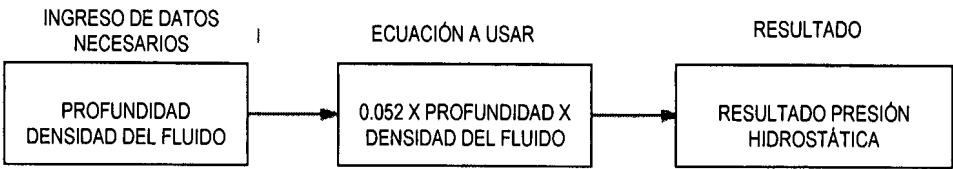


FIG. 6

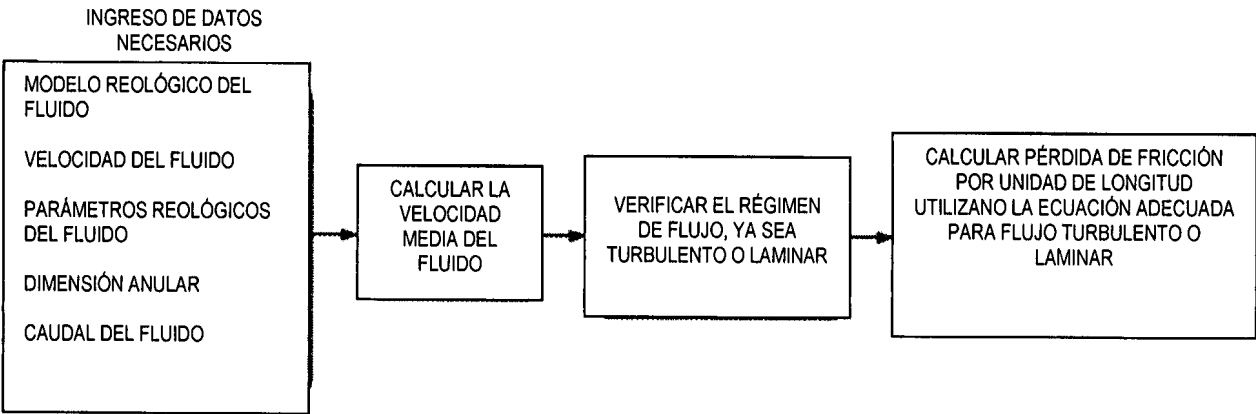


FIG. 7

Box No. VIII (ii) DECLARATION: ENTITLEMENT TO APPLY FOR AND BE GRANTED A PATENT <i>The declaration must conform to the standardized wording provided for in Section 212; see Notes to Boxes Nos. VIII, VIII (i) to (v) (in general) and the specific Notes to Box No. VIII (ii). If this Box is not used, this sheet should not be included in the request.</i> Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent (Rules 4.17(ii) and 51 bis.1(a)(ii)), in a case where the declaration under Rule 4.17(iv) is not appropriate: in relation to this international application, SAFEKICK AMERICAS LLC is entitled to apply for and be granted a patent by virtue of the following: an assignment from Santos Vision Limited; 4 Kendrick Gate, Tilehurst, Reading RG30 4DP, UNITED KINGDOM dated 4 March 2011 (04.03.2011) and by virtue of assignment from SANTOS, Helio; 4 Kendrick Gate, Tilehurst, Reading RG30 4DP, United Kingdom to Santos Vision Limited dated 12 March 2010 (12.03.2010).
☐ This declaration is continued on the following sheet, "Continuation of Box No. VIII (ii)".

122184 57

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 12 - 0081262
		Bogotá D.C., Agosto 08 de 2012 - 17:03:39

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A. NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	447734755	08/08/2012	35.011.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	7 TRAMITES DE SOL. DE DISENOS INDUSTRIALES	590.000.00	590.000.00
				\$590.000.00
			=====	

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

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-175643- 00000-0000

Fecha: 2012-10-05 15:55:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 58

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

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

Agosto 8 de 2012 - 17:03:50

57

122184

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 12 - 0040300

Bogotá D.C., Abril 24 de 2012 - 16:53:25

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	445891644	24/04/2012	43.222.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-09 OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL	99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	300.000.00	300.000.00
				\$300.000.00

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

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 12-175643- -00000-0000

Fecha: 2012-10-05 15:55:30	Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII	Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION	Folios: 58

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

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

Abril 24 de 2012 - 16:53:38



No. 12-175643- -00000-0000

Fecha: 2012-10-05 15:55:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 58

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO I

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

PATENTE DE INVENCION PCT ☐

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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