

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 965 811**

51 Int. Cl.:

E21B 21/08

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **01.04.2020** **PCT/EP2020/059202**

87 Fecha y número de publicación internacional: **08.10.2020** **WO20201322**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.04.2020** **E 20720733 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.10.2023** **EP 3947896**

54 Título: **Sistema automatizado y método para su uso en el control de pozo**

30 Prioridad:

02.04.2019 GB 201904615

07.02.2020 GB 202001702

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:

17.04.2024

73 Titular/es:

SAFE INFLUX LTD (100.0%)

28 Albyn Place

Aberdeen, AB10 1YL, GB

72 Inventor/es:

ATCHISON, BRYAN;

HASSARD, PHILIP y

ROSE, RICHARD

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 965 811 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema automatizado y método para su uso en el control de pozo

5 **Campo**

Esto se relaciona con un sistema automatizado y un método para su uso en el control de pozo. Más particularmente, esto se relaciona con un sistema automatizado y un método para detectar la presencia de una condición de influjo de fluido en un pozo e iniciar automáticamente un protocolo inicial de control del pozo.

10

Antecedentes

Las técnicas de control de pozo se utilizan en operaciones de petróleo y gas como perforación, disparo, reparación de pozos y terminación de pozos para mantener la presión del fluido en ciertos puntos de un pozo por encima de la presión de formación y, por lo tanto, evitar la entrada de fluidos de formación al pozo. Esto se conoce en la industria como presión diferencial "sobreequilibrada".

15

Con las bombas encendidas y el fluido circulando, una combinación de presión hidrostática, presión de fricción dinámica y presión superficial pueden combinarse para mantener una presión diferencial sobreequilibrada en un pozo. En el caso de que llegue a existir una presión diferencial "bajo balance" en el pozo, es decir, cuando la presión del fluido en ciertos puntos del pozo es menor que la presión de formación, los fluidos de formación pueden fluir hacia el pozo en lo que se conoce en la industria como influjo de fluidos.

20

El influjo de fluido continuará hasta que la presión del fluido en el pozo aumente por el flujo de fluido desde la formación hasta el pozo. Este tipo de influjo de fluido puede denominarse influjo "autosostenido". El influjo autosostenido debe detenerse lo más rápido posible y el fluido no deseado debe retirarse de manera segura del pozo antes de continuar con las operaciones de petróleo y gas. En concreto, un influjo autosostenido suele caracterizarse en la industria como un "arranque" o "influjo" junto con otros influjos no autosostenidos (por ejemplo, un influjo con hisopo) que requieren medidas correctivas diferentes. Como se explica más adelante, esto exacerba los problemas para identificar con precisión un influjo autosostenido con sistemas de fluido anular abiertos a la atmósfera.

25

30

Ante sospecha o indicio de un influjo autosostenido, un perforador puede intentar confirmar si tal evento realmente está ocurriendo antes de iniciar técnicas de control de pozo mediante la realización de un procedimiento de verificación de flujo. Un procedimiento típico de verificación de flujo implica colocar la broca en una posición adecuada sobre el fondo del pozo/perforación, detener la rotación de la sarta de perforación y luego detener las bombas de lodo. Luego, el perforador verifica si hay algún flujo que regrese del espacio anular del pozo (es decir, si el pozo "fluye") con las bombas apagadas. Si el pozo fluye, con las bombas apagadas, el perforador puede concluir que algún tipo de influjo está ingresando al pozo. Los procedimientos de verificación de flujo convencionales hoy en día se realizan completamente con el BOP abierto, es decir, con un sistema de fluido anular abierto a la atmósfera.

35

40

Hay una serie de desafíos con los métodos convencionales.

Muy a menudo, el uso de un sistema abierto a la atmósfera es inadecuado para que el equipo de la plataforma llegue a una conclusión precisa y rápida sobre si realmente está ocurriendo un influjo autosostenido o no debido a una variedad de otras causas benignas para tal influjo percibido. Por ejemplo, en instalaciones flotantes, los flujos autosostenidos relativamente pequeños pero significativos pueden ser difíciles de observar porque el procedimiento de verificación de flujo convencional puede verse afectado por el movimiento de la instalación y los efectos de las oscilaciones.

45

También, los procedimientos de verificación de flujo toman un tiempo que a menudo está prescrito por el procedimiento (por ejemplo, requieren un mínimo de 10, 15 o 30 minutos). Los perforadores pueden dudar en arriesgarse a detener las operaciones de perforación durante esos períodos hasta que exista una justificación clara y/o a menos que exista.

50

Asimismo, un perforador que ha tenido la experiencia de detenerse para realizar un procedimiento de verificación de flujo sólo para descubrir que no existía un influjo autosostenido puede tener menos probabilidades de volver a hacerlo rápidamente, incluso si nuevas circunstancias lo justifican, si la verificación de flujo anterior resultó en un retraso, costes o problemas operativos que de otro modo podrían haberse evitado al no realizar el procedimiento de verificación de flujo.

55

El documento US 2018/187498 A1 describe un sistema de detección temprana de arranques que incluye un dispositivo informático de detección de arranques acoplado a al menos un sensor asociado con un sistema de perforación de un pozo. El dispositivo informático de detección de arranques está configurado para recibir datos de medición desde al menos un sensor. Los datos de medición incluyen uno o más indicadores de arranque utilizados para identificar un arranque de pozo. El dispositivo informático de detección de arranque genera un valor estimado para cada uno de uno o más indicadores de arranque durante condiciones de perforación normales simuladas y condiciones de arranque simuladas. El dispositivo informático de detección de arranques determina un valor de desviación y genera una señal

60

65

basada en el valor de desviación. La señal activa un estado verde, una advertencia ámbar o una alarma roja para indicar un estado de detección de arranque del sistema de perforación.

El documento US 2014/048331 A1 describe un método de perforación de un pozo submarino que incluye perforar el pozo submarino y, mientras se perfora el pozo submarino: medir el caudal del fluido de perforación inyectado en una sarta tubular; medir un caudal de retornos; comparar el caudal de retorno con el caudal de fluido de perforación para detectar un impulso por parte de una formación que se está perforando; y ejercer contrapresión sobre los retornos utilizando una primera válvula de estrangulación variable. El método incluye, además, en respuesta a la detección de la arranque: cerrar un dispositivo de prevención de reventones de un conjunto de control de presión submarino (PCA) contra la sarta tubular; y desviar el flujo de retornos del PCA, a través de una línea de estrangulamiento que tiene una segunda válvula de estrangulamiento variable, y a través de la primera válvula de estrangulamiento variable.

El documento US 2018/328159 A1 describe sistemas, dispositivos y métodos para detectar y abordar un arranque en una plataforma de perforación. Un controlador en la plataforma de perforación puede recibir mediciones de uno o más sistemas de sensores en la plataforma de perforación y determinar un valor de índice de gravedad correspondiente a la probabilidad de un arranque. Si se determina que el nivel del índice de gravedad alcanza un umbral específico, es posible que se le solicite al operador que realice una verificación de flujo y/o active un dispositivo de prevención de explosiones.

Sumario

De acuerdo con un primer aspecto, se proporciona un sistema automatizado para su uso en el control de pozo, de acuerdo con las reivindicaciones adjuntas.

Ventajosamente, el sistema permite ejecutar un protocolo inicial de control del pozo en base a criterios preseleccionados, y sin necesidad de un operador, como el perforador, para decidir y/o actuar las operaciones iniciales requeridas de control de pozo. El sistema es particularmente, aunque no exclusivamente, beneficioso en sistemas de pozos abiertos a la atmósfera donde es difícil o imposible utilizar técnicas convencionales para que el perforador concluya con precisión y rapidez si se está produciendo un influjo autosostenido.

El sistema es capaz de reducir el tamaño de un influjo en comparación con las técnicas convencionales abiertas a la atmósfera, lo que a su vez reduce el riesgo de fractura y posible explosión subterránea debido a presiones más bajas en el pozo, particularmente, pero no exclusivamente, en la zapata abierta del pozo.

El sistema también tiene la ventaja de reducir los retrasos, costes y/o problemas operativos que de otro modo podrían ocurrir cuando una operación de control de pozo se inicia innecesariamente, al mismo tiempo que se obvia el riesgo de que el operador posteriormente no actúe con prontitud cuando se produzca una condición de influjo.

Asimismo, el sistema permite iniciar el protocolo inicial de control del pozo en base a un único parámetro, es decir, caudal de fluido o tasa volumétrica de fluido desde el pozo. El sistema puede configurarse para interactuar con una variedad de sistemas de control de pozo. Sin embargo, la capacidad de iniciar y/o realizar el protocolo inicial de control de pozo basado en un único parámetro proporciona no sólo un sistema simple y eficaz para su uso en operaciones de control de pozo, pero que no dependa de la interfaz con una variedad de sistemas que normalmente son proporcionados por diferentes proveedores y que pueden depender de sistemas propietarios. Por lo tanto, el sistema puede adaptarse fácilmente a la infraestructura del pozo existente, sin impactar significativamente en los sistemas y/o infraestructura existentes.

La capacidad del sistema para detectar e iniciar automáticamente el protocolo inicial de control del pozo sin intervención manual también facilita operaciones y/o producción del pozo más eficientes. Por ejemplo, las metodologías de perforación convencionales enseñan que, donde ocurre un influjo o un posible evento de influjo, es posible que sea necesario modificar el plan del pozo con una sarta adicional de carcasa, aumentando así el coste de perforación del pozo y/o reduciendo la capacidad de producción futura. El sistema actual permite al operador trabajar dentro de tolerancias más pequeñas y, por lo tanto, requiere menos cambios en el plan del pozo, reduciendo el gasto de capital en la perforación del pozo y utilizando sarts de carcasa más grandes a mayores profundidades, y así aumentando la capacidad de producción.

Como se ha descrito anteriormente, el controlador está configurado para determinar a partir de la señal de entrada si el caudal de fluido o la tasa volumétrica del fluido excede un umbral preseleccionado indicativo de una condición de influjo de fluido en el pozo, y al determinar que dicho caudal de fluido recibido o la tasa volumétrica del fluido excede dicho umbral preseleccionado emitir una o más señales de comando iniciando un protocolo inicial de control de pozo.

El umbral se puede establecer durante la configuración del sistema. Por ejemplo, el umbral puede ser establecido por el operador y/o la empresa operadora durante la instalación del sistema. Ventajosamente, esto permite ajustar/sintonizar el umbral según las preferencias del perforador y/o del operador, experiencia, ambiente; dado un plan de pozo o similar; pero dentro de un rango limitado por factores de seguridad apropiados.

- La una o más operaciones de control de pozo preseleccionadas pueden configurarse durante la configuración del sistema. Por ejemplo, la una o más operaciones de control de pozo preseleccionadas pueden ser establecidas por el operador y/o la compañía operadora durante la instalación del sistema. Ventajosamente, esto permite que una o más operaciones de control de pozo preseleccionadas sean sintonizadas/ajustadas de acuerdo con las preferencias del perforador y/o del operador, experiencia, ambiente; dado un plan de pozo o similar; pero dentro de un rango limitado por factores de seguridad apropiados.
- En realizaciones particulares, el protocolo inicial de control de pozo puede comprender una pluralidad de operaciones de control de pozo.
- El sistema está configurado para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con componentes de una instalación de petróleo y/o gas ("la instalación").
- El sistema está configurado para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un malacate de la instalación.
- Más particularmente, el sistema está configurado para acoplarse a, para comunicarse con, o puede estar asociado operativamente con un controlador del malacate de la instalación.
- El protocolo inicial de control del pozo comprende una señal de comando al malacate para elevar la sarta de perforación del fondo del pozo.
- La distancia a la que se levanta el malacate podrá ser fijada por el operador, por ejemplo, perforador, durante la configuración del sistema, pero ocurrirá automáticamente una vez que se haya habilitado el sistema de control. Ventajosamente, esto evita o al menos reduce la probabilidad de que el malacate pueda elevarse a una posición en la que esté dispuesta una conexión de tubería adyacente al mecanismo de cierre del dispositivo de prevención de explosiones.
- El sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un mecanismo superior de la instalación.
- Más particularmente, pero no exclusivamente, el sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un controlador del mecanismo superior.
- El protocolo inicial de control del pozo puede comprender una señal de comando al mecanismo superior para detener la rotación del mecanismo superior.
- El sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con una o más bombas de lodo de la instalación.
- Más particularmente, pero no exclusivamente, el sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un controlador de las bombas de lodo.
- El protocolo inicial de control del pozo puede comprender una señal de comando a las bombas de lodo para detenerlas, o un subconjunto preseleccionado de las bombas de lodo.
- El proceso inicial de control del pozo puede comprender monitorear el caudal de fluido o la tasa volumétrica de fluido durante un período de prueba preestablecido.
- El período de prueba preestablecido puede ser de 1 segundo. Sin embargo, se reconocerá que el período de prueba preestablecido puede ser cualquier período de tiempo adecuado.
- El período de prueba preestablecido puede ser preseleccionado por el operador, por ejemplo, perforador, durante la configuración del sistema.
- El sistema puede configurarse de tal manera que si, una vez transcurrido el período de prueba preestablecido, el caudal de fluido o la tasa volumétrica de fluido permanece por encima del umbral preseleccionado, el sistema determinará que existe una condición de influjo en el pozo.
- Como alternativa o de forma adicional, el proceso inicial de control del pozo puede comprender verificar periódicamente el caudal de fluido o la tasa volumétrica del fluido en cualquier punto del proceso de control del pozo.
- El proceso inicial de control del pozo puede comprender verificar el caudal de fluido o la tasa volumétrica de fluido después de un retraso de tiempo preestablecido.
- Como alternativa o de forma adicional, el sistema puede configurarse de tal manera que, al recibir confirmación de

que las bombas de lodo de la instalación se han parado y ha transcurrido un nuevo plazo, en el caso de que el flujo de fluido no se haya reducido a un nivel insignificante, el sistema determinará que existe una condición de influjo en el pozo.

- 5 El período de tiempo preestablecido puede ser ajustable por el operador, por ejemplo, perforador, durante la configuración del sistema, pero ocurrirá automáticamente una vez que se haya habilitado el sistema de control.

El período de tiempo adicional puede ser ajustable por el operador, por ejemplo, perforador, durante la configuración del sistema, pero ocurrirá automáticamente una vez que se haya habilitado el sistema de control.

- 10 El sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un preventor de explosiones (el "BOP") de la instalación.

- 15 Más particularmente, pero no exclusivamente, el sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un controlador del BOP.

El protocolo inicial de control del pozo puede comprender una señal de comando al BOP para cerrar el BOP y, por lo tanto, cerrar el pozo.

- 20 El sistema puede configurarse para ejecutar un protocolo de control de pozo adicional.

El protocolo de control de pozo adicional puede comprender o tomar la forma de una operación de circulación de influjo.

- 25 El protocolo de control de pozo adicional puede comprender o tomar la forma de una operación de eliminación de pozo, es decir, colocar una columna de fluido pesado en un pozo para evitar el flujo de fluidos del yacimiento.

El sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con al menos uno de un panel de estrangulamiento, colector de estrangulamiento y/o bomba de lodo de la instalación.

- 30 Como alternativa, el protocolo adicional de control del pozo puede comprender o tomar la forma de una operación de bombeo de fluido.

- 35 Convencionalmente, se lleva a cabo un procedimiento de prueba de fugas (LOT) durante el proceso de construcción del pozo después de que cada nueva sarta de carcasa se haya asegurado en el pozo. Esto establece la resistencia de la formación en la zapata de la carcasa. Durante el proceso de construcción del pozo, la presión superficial máxima permitida del anillo (MAASP), derivado del LOT, no debe excederse, de lo contrario, se puede iniciar una explosión subterránea. Esto puede provocar una brecha en la superficie y debe evitarse.

- 40 La operación de bombeo de fluido puede comprender bombear fluido, en particular lodo de perforación, en el pozo cerrado antes o después de, por ejemplo, pero no exclusivamente después, el pozo ha sido cerrado.

La operación de bombeo de fluido puede comprender bombear lodo al interior del pozo hasta que se alcance una presión predeterminada.

- 45 En realizaciones particulares, la presión predeterminada es menor que MAASP o presión de fractura de la zapata, asegurando así que no se produzca una explosión subterránea.

La presión predeterminada puede ser igual o mayor que la presión de formación que provocó el influjo.

- 50 Ventajosamente, la operación de bombeo de fluido reduce o minimiza el volumen del influjo. Minimizar el volumen de influjo tiene varias ventajas. Por ejemplo, un volumen de influjo reducido puede dar lugar a que se ejerza una presión más baja sobre el pozo y el equipamiento de plataforma. También existe un riesgo reducido de atascarse y otros problemas con los orificios. Más opciones para eliminar el pozo estarán disponibles, particularmente utilizando la técnica del toro para desplazar el influjo de regreso a la formación donante. El sistema asegura al operador que el volumen de entrada se reducirá significativamente, en particular pero no exclusivamente a un máximo de cinco barriles de influjo.

- 60 Como se ha descrito anteriormente, el sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un panel de estrangulación y/o colector de estrangulación de la instalación.

Como se ha descrito anteriormente, el sistema comprende un controlador configurado para recibir una señal de entrada indicativa de un caudal de fluido o un caudal volumétrico de fluido de un pozo.

- 65 La señal de entrada puede tomar la forma de datos de flujo de fluido del pozo, en particular datos de flujo de fluido en tiempo real o tasa volumétrica de fluido del pozo. En particular, la señal de entrada puede comprender fluido de

perforación o flujo de lodo o datos de volumen.

El controlador puede configurarse para recibir adicionalmente una o más señales de entrada en forma de: datos de volumen de fluido; datos de desplazamiento volumétrico de fluidos; datos de presión; datos de profundidad, por ejemplo, indicativo de la tasa de penetración de la sarta de perforación; datos de peso, por ejemplo, peso de la sarta de perforación; datos de detección de gases; datos indicativos del porcentaje de gas en el fluido de perforación; datos de propiedades del fluido de perforación (por ejemplo, indicativos del peso del fluido, límite elástico y/o viscosidad plástica); datos de velocidad del equipamiento; datos de la condición del equipamiento, por ejemplo, indicativo de la posición de la válvula y/o la posición del estrangulador; datos de movimiento relacionados con la instalación, es decir, indicativos de elevación, oscilación, oleaje, balanceo, cabeceo y guiñada; datos ambientales, por ejemplo, velocidad y/o dirección del viento; datos de mareas; GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento; datos de otra fuente.

Como alternativa o de forma adicional, el controlador puede configurarse para recibir una o más señales de entrada en forma de datos del sistema de perforación de presión administrada (MPD).

Como alternativa o de forma adicional, el controlador puede configurarse para recibir una o más señales de entrada en forma de datos del sistema de detección temprana de arranques (EKDS).

Como alternativa o de forma adicional, el controlador puede configurarse para recibir una o más señales de entrada en forma de una entrada de confirmación manual, por ejemplo, del operador. Como alternativa o de forma adicional, el controlador puede configurarse para recibir una o más señales de entrada en forma de datos de procedimiento de control de pozo, por ejemplo, una biblioteca de datos de procedimientos de control de pozo de uno o más operadores y/o datos de pruebas de fugas (por ejemplo, datos de presión y profundidad), u otra fuente de datos.

El sistema puede comprender, puede estar acoplado a o comunicarse con, una disposición de sensores.

El sistema puede comunicarse con la disposición de sensores a través de una disposición de comunicación por cable y/o un protocolo de comunicación.

Como alternativa o de forma adicional, el sistema puede comunicarse con la disposición de sensores a través de una disposición de comunicación inalámbrica y/o un protocolo de comunicación, en particular, pero no exclusivamente, un dispositivo de comunicación por radiofrecuencia (RF).

La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores configurados para detectar el caudal de fluido desde el pozo.

La disposición de sensores puede comprender o tomar la forma de un sensor de flujo de fluido.

Por ejemplo, la disposición de sensores puede comprender un sensor de flujo de fluido de, o asociado operativamente con, el sistema de flujo de lodo.

El sistema puede comprender, puede estar acoplado a o comunicarse con, un único sensor de flujo de fluido o una pluralidad de sensores de flujo de fluido.

La disposición de sensores puede estar situado, dispuesto en, o asociado operativamente con, una línea de retorno de fluido del pozo.

La disposición de sensores puede estar ubicada en una línea de retorno desde el colector del dispositivo de control de flujo de la instalación mientras los sensores miden los parámetros de perforación en otras partes del sistema.

Como alternativa o de forma adicional, la disposición de sensores puede comprender o tomar la forma de un caudalímetro másico, por ejemplo, un caudalímetro másico Coriolis.

El caudalímetro másico puede estar dispuesto antes o después de la disposición de sensores en el conducto de retorno.

Como alternativa o de forma adicional, la disposición de sensores puede configurarse para detectar el caudal volumétrico de fluido.

La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores configurados para detectar el volumen de fluido.

Como alternativa o de forma adicional, la disposición de sensores puede comprender uno o más de: un sensor configurado para medir el desplazamiento volumétrico del fluido; un sensor de presión; un sensor de profundidad configurado para medir la tasa de penetración de la sarta de perforación; un sensor de peso configurado para medir el peso de la sarta de perforación; un sensor de detección de gas configurado para detectar la presencia y/o porcentaje de gas en el fluido de perforación; uno o más sensores configurados para medir el peso del fluido, punto elástico y/o

- viscosidad plástica; un sensor de velocidad configurado para medir la velocidad del equipamiento; un sensor de condición configurado para medir la condición del equipamiento, por ejemplo, configurado para medir la posición de una válvula y/o la posición del estrangulador; un sensor de movimiento configurado para medir el levantamiento, oscilación, oleaje, balanceo, cabeceo y guiñada de la instalación; un sensor de velocidad y/o dirección del viento configurado para la velocidad y/o dirección del viento.
- 5 La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores de, o asociados operativamente con, un tanque de disparo de la instalación.
- 10 La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores de, o asociados operativamente con, un totalizador del volumen del foso de la instalación.
- El sistema puede configurarse para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con el sistema de datos de plataforma de la instalación.
- 15 El sistema puede comprender, puede estar acoplado o asociado operativamente con una disposición de interfaz hombre-máquina (HMI).
- 20 La disposición HMI puede estar dispuesta en la instalación, por ejemplo, plataforma de perforación, plataforma o similar. En particular, pero no exclusivamente, la disposición HMI puede estar dispuesta en la consola del perforador.
- Como alternativa, la disposición HMI puede disponerse en una ubicación remota, como otra plataforma o equipamiento de perforación, instalación en tierra u otra ubicación adecuada.
- 25 El sistema se puede configurar para recibir comandos a través de la disposición HMI.
- Por ejemplo, el operador puede configurar y/o habilitar el sistema a través de la disposición HMI.
- 30 Como se ha descrito anteriormente, el controlador está configurado para emitir una señal de comando a la infraestructura de control de pozo iniciando un protocolo de control de pozo inicial.
- El sistema puede comprender una disposición de comunicación configurada para comunicar dicha señal de comando a la infraestructura de control del pozo.
- 35 El dispositivo de comunicación puede comprender un dispositivo de comunicación por cable.
- La disposición de comunicación por cable puede comprender una disposición de fibra óptica, cable eléctrico o similar.
- 40 Como alternativa o de forma adicional, la disposición de comunicación puede comprender una disposición de comunicación inalámbrica, tal como un dispositivo de comunicación por radiofrecuencia (RF) o similar.
- La disposición de comunicación puede configurarse para comunicarse con el operador, por ejemplo, a través de la disposición HMI, que se ha iniciado el protocolo inicial de control de pozo y/o el protocolo posterior de control de pozo.
- 45 El acuerdo de comunicación puede comunicar las acciones llevadas a cabo como parte del protocolo de control de pozo inicial y/o el protocolo de control de pozo adicional al operador, por ejemplo, a través de la disposición HMI. Ventajosamente, esto proporciona al operador, por ejemplo, perforador, con un indicador visual del estado de las acciones que se están llevando a cabo automáticamente por el sistema y/o permite al operador verificar esas acciones a medida que se llevan a cabo.
- 50 El método puede comprender enviar una señal de salida al operador, por ejemplo, perforador. En uso, la señal de salida indica al operador, por ejemplo, perforador, que se ha detectado un aumento en el caudal y que se ha iniciado el proceso inicial de control del pozo; el operador no está obligado a tomar medidas en respuesta a la señal de salida.
- 55 La señal de salida puede comprender una señal de alarma.
- La señal de salida puede comprender una señal de alarma audible.
- La señal de salida puede comprender una señal de alarma visual.
- 60 Como se ha descrito anteriormente, el sistema comprende un controlador configurado para recibir la señal de entrada indicativa de un caudal de fluido de un pozo, el controlador está configurado para determinar a partir de dicha señal de entrada si el caudal de fluido excede un umbral preseleccionado de caudal de fluido indicativo de una condición de entrada de fluido en el sistema de pozo.
- 65 El controlador puede comprender un controlador lógico programable (PLC).

El controlador puede comprender una pluralidad de PLC.

En realizaciones particulares, el controlador puede comprender dos PLC.

5

Los PLC pueden estar sincronizados.

Los PLC se pueden vincular mediante una disposición de comunicación por cable, tal como una fibra óptica.

10 El controlador puede comprender uno o más CPU.

El controlador también comprende una unidad de memoria.

El controlador puede comprender, o puede estar acoplado a, un módulo de fuente de alimentación.

15

El módulo de fuente de alimentación puede funcionar con una fuente de alimentación de CC, por ejemplo, una fuente de alimentación de 24 V CC.

El sistema puede comprender un módulo de entrada/salida.

20

El módulo de entrada/salida podrá configurarse para proporcionar comunicación entre el controlador y los componentes de la instalación.

El módulo de entrada/salida puede configurarse para proporcionar comunicación entre el controlador y la disposición de sensores y/o fuente de datos.

25

El módulo de entrada/salida y el controlador pueden comunicarse a través de un acuerdo y/o protocolo de comunicaciones alámbricas o inalámbricas. Por ejemplo, el módulo de entrada/salida y el controlador pueden comunicarse a través de una interfaz de bus de campo de proceso (Profibus).

30

El sistema puede comprender, o puede estar acoplado a, un ordenador personal industrial (IPC).

El IPC puede funcionar para ejecutar el software para la disposición HMI.

35 El sistema puede comprender conmutación de red, por ejemplo, un conmutador de Ethernet, similar.

El conmutador de red, por ejemplo, conmutador Ethernet, se puede configurar para facilitar la comunicación con múltiples dispositivos de la instalación simultáneamente.

40 El sistema puede comprender un módulo de fuente de alimentación ininterrumpida (UPS).

El sistema puede comprender una batería.

45 En uso, el módulo UPS y/o la batería pueden proporcionar energía de respaldo a los componentes del sistema en caso de un corte de energía.

El sistema puede comprender una unidad de barrera intrínsecamente segura (IS).

50 La unidad de barrera IS se puede configurar para convertir la fuente de alimentación de 24 V CC en una que sea segura para su uso en un área peligrosa en virtud de que la fuente convertida no es lo suficientemente potente como para provocar una fuente de ignición, chispa o algo similar.

El sistema puede comprender una unidad convertidora de CA/CC.

55 La unidad convertidora de CA/CC se puede configurar para convertir un suministro de 240 VCA en un suministro de 24 VCC para el controlador y/u otro componente del sistema.

Los componentes del sistema de control pueden comunicarse vía cableada o inalámbrica, en particular pero no exclusivamente radio frecuencia, acuerdo y/o protocolo de comunicaciones.

60

De acuerdo con un segundo aspecto, se proporciona una instalación de petróleo y gas en alta mar o en tierra que comprende el sistema del primer aspecto.

65 De acuerdo con un tercer aspecto, se proporciona un método automatizado para su uso en el control de pozo, de acuerdo con las reivindicaciones adjuntas.

Ventajosamente, el método permite ejecutar un protocolo inicial de control de pozo basado en criterios preseleccionados, y sin necesidad de que el operador, como el perforador u otro equipo de plataforma, para llevar a cabo las operaciones iniciales de control de pozo requeridas. El método es particularmente, aunque no exclusivamente, beneficioso en sistemas de pozos abiertos a la atmósfera donde es difícil o imposible utilizar técnicas convencionales para que el perforador o el equipo de plataforma concluyan con precisión y rapidez si se está produciendo un influjo autosostenido, aumentando así la seguridad y/o reduciendo el riesgo de daño a la infraestructura del pozo y/o formación debido a fractura de formación o explosión.

El método también tiene la ventaja de reducir el retraso, costes y/o problemas operativos que de otro modo podrían ocurrir cuando una operación de control de pozo se inicia innecesariamente, al mismo tiempo que se obvia el riesgo de que el operador posteriormente no actúe con prontitud cuando se produzca una condición de influjo.

Asimismo, el método permite que el protocolo inicial de control del pozo se inicie basándose en un único parámetro, es decir, el caudal de fluido desde el pozo. La capacidad de iniciar y/o realizar el protocolo inicial de control de pozo basado en un único parámetro proporciona no sólo un sistema simple y eficaz para su uso en operaciones de control de pozo, pero que no dependa de la interfaz con una variedad de sistemas que normalmente son proporcionados por diferentes proveedores y que pueden depender de sistemas propietarios. Por tanto, el método puede emplearse fácilmente utilizando la infraestructura del pozo existente, sin impactar significativamente en los sistemas y/o infraestructura existentes.

El método puede comprender aplicar un protocolo de control de pozo adicional.

El protocolo de control de pozo adicional puede comprender que el sistema de control asuma el control del control de pozo y/o del equipamiento de perforación de la instalación.

El protocolo de control de pozo adicional puede comprender o tomar la forma de una operación de circulación de influjo.

El protocolo de control de pozo adicional puede comprender o tomar la forma de una operación de eliminación de pozo, es decir, colocar una columna de fluido pesado en un pozo para evitar el flujo de fluidos del yacimiento.

Como alternativa, el protocolo adicional de control del pozo puede comprender o tomar la forma de una operación de bombeo de fluido.

La operación de bombeo de fluido puede comprender bombear fluido, en particular lodo de perforación, en el pozo cerrado inmediatamente después de que se haya cerrado el pozo.

La operación de bombeo de fluido puede comprender bombear fluido/lodo de perforación al interior del pozo hasta que se alcance una presión predeterminada.

En realizaciones particulares, la presión predeterminada es menor que MAASP o presión de fractura de la zapata, asegurando así que no se produzca una explosión subterránea.

La presión predeterminada puede ser igual o mayor que la presión de formación que provocó el influjo.

El método puede comprender la etapa preliminar de configurar y/o habilitar el sistema.

El sistema puede ser configurado y/o habilitado por el operador, por ejemplo, perforador, a través de la disposición de interfaz hombre-máquina (HMI).

La etapa de configurar el sistema comprende calibrar la configuración de espacio del malacate calibrando los puntos de ajuste para el movimiento del malacate.

Ventajosamente, esto asegura que el BOP no se cierre en una conexión.

La calibración se puede lograr registrando los puntos de ajuste para las posiciones superior, media e inferior del sistema.

Por ejemplo, el operador, por ejemplo, perforador, puede elevar el malacate a una primera "posición de espacio" con la junta de herramienta alejada del BOP, luego registre esta posición como un "Punto de ajuste superior" a través de la disposición HMI. El operador, por ejemplo, perforador, luego puede bajar el malacate a una segunda "posición de espacio" con la junta de herramienta alejada del BOP, luego registre esta posición como un "Punto de ajuste medio" a través de la disposición HMI. Por último, el operador, por ejemplo, perforador, luego puede bajar el malacate a una tercera "posición de espacio" con la junta de herramienta alejada del BOP, luego registre esta posición como un "Punto de ajuste inferior" a través de la disposición HMI. Se reconoce que puede registrarse cualquier número de posiciones, según corresponda. Las posiciones pueden registrarse y mostrarse en la HMI.

El método puede comprender la etapa preliminar de realizar operaciones de perforación o disparo.

5 En uso, el operador, por ejemplo, perforador, es capaz de controlar el equipamiento de perforación y comienza las operaciones de perforación como si el sistema automatizado no estuviera allí.

Como se ha descrito anteriormente, el método implica determinar si el caudal de fluido excede o no el caudal de fluido umbral preseleccionado.

10 El caudal de fluido umbral puede ser adaptado por el operador, por ejemplo, por el perforador.

La capacidad de adaptar el caudal umbral de fluido proporciona un grado de flexibilidad dentro de márgenes de seguridad aceptables, al tiempo que garantiza que la operación inicial de control del pozo requerida se lleve a cabo automáticamente cuando sea necesario.

15 Como se ha descrito anteriormente, el método comprende recibir una señal indicativa de un caudal de un pozo.

La señal puede ser indicativa de un aumento del caudal de fluido del pozo.

20 La señal indicativa de un caudal procedente del pozo puede recibirse desde un sistema de datos de plataforma o similar.

25 Como alternativa o de forma adicional, la señal indicativa de un caudal procedente del pozo puede recibirse desde la instrumentación. Esto puede suceder, por ejemplo, en instalaciones más antiguas que no tienen un sistema de datos de plataforma.

30 Como se ha descrito anteriormente, el método comprende: recibir una señal indicativa de un caudal de fluido o caudal volumétrico de fluido de un pozo; determinar a partir de dicha señal si el caudal de fluido o el caudal volumétrico de fluido excede un caudal de fluido umbral preseleccionado, en el que, al determinar que dicho caudal de fluido recibido o caudal volumétrico de fluido excede dicho caudal de fluido umbral preseleccionado, el método comprende iniciar automáticamente una operación inicial de control del pozo.

El método puede comprender además una o más etapas en forma de pruebas.

35 El método puede comprender uno o más de las etapas de comprobar que el sistema completo funciona; y establecer una ventana de tolerancia. Una o más etapas para verificar que el sistema completo funcione; y se puede establecer una ventana de tolerancia antes de establecer los caudales de la bomba de lodo (MP1) y/o de la bomba de lodo (MP2) para pruebas futuras.

40 El método puede comprender una o más etapas de:

- i) finalizar un caudal para MP1 que se utilizará en todas las pruebas futuras;
- ii) finalizar un caudal para MP2 que desencadene un procedimiento de cierre iniciado desde Comprobación de flujo 1;
- 45 iii) Finalizar un caudal para MP2 que desencadene un procedimiento de cierre iniciado desde Comprobación de flujo 2;
- iv) Finalizar un caudal para MP2 que no active un procedimiento de cierre de ninguno de los Comprobación de flujo;
- v) Finalizar los retrasos de tiempo, Sin límite de flujo, Límite de umbral de caudal de la prueba 1.

50 El método puede comprender la etapa de verificar que el sistema se cerrará usando cada una de las 3 posiciones de separación.

55 El método puede comprender la etapa de comparar el tiempo necesario para cerrar manualmente el pozo en comparación con el cierre del sistema en una o más de las posiciones de i). Comprobación de flujo 1 y ii). Comprobación de flujo 2.

60 El método puede comprender la etapa de evaluar el funcionamiento del sistema para evaluar si todos los equipamientos no están seleccionados. El método puede comprender las siguientes etapas de identificar un influjo.

El método puede comprender la etapa de evaluar el funcionamiento del sistema para evaluar si el mecanismo superior no está seleccionado. El método puede comprender las siguientes etapas de identificar un influjo.

65 El método puede comprender la etapa de evaluar el funcionamiento del sistema para evaluar si una o más bombas de lodo no están seleccionadas.

El método puede comprender las siguientes etapas de identificar un influjo.

El método puede comprender la etapa de evaluar el funcionamiento del sistema para evaluar si los malacates no están seleccionados en la disposición HMI.

5 El método puede comprender las siguientes etapas de identificar un influjo.

El método puede comprender la etapa de evaluar el funcionamiento del sistema para evaluar si una junta de herramienta está en una ventana de tolerancia de espacio cuando se identifica un influjo.

10 El caudal de la bomba de lodo puede ajustarse y/o variarse durante el proceso de perforación, por ejemplo, durante la perforación. El método para ajustar y/o variar el caudal de la bomba de lodo puede comprender las etapas de:

- 15 (i) apagar el sistema;
(ii) ajustar las bombas de lodo;
(iii) restablecer el caudal base;
(iv) encender el sistema.

20 Como alternativa, las bombas de lodo se pueden ajustar mientras el sistema está encendido. Los efectos resultantes pueden anotarse y/o registrarse.

Se pueden realizar tasas de circulación lenta (SCR) durante el proceso de perforación, por ejemplo, durante la perforación.

25 El método para realizar SCR durante el proceso de perforación puede comprender las etapas de:

- 30 (i) apagar el sistema;
(ii) realizar SCR; y
(iii) encender el sistema;

Como alternativa, el operador de perforación podrá realizar los SCR con el sistema encendido.

El mecanismo superior puede desconectarse y/o desactivarse durante el proceso de perforación, por ejemplo, durante la perforación. El método para apagar y/o desactivar el mecanismo superior durante el proceso de perforación puede comprender las etapas de:

- 35 (i) apagar el sistema;
(ii) apagar el mecanismo superior; y
(iii) encender el sistema.

40 Esta prueba puede evaluar el efecto de apagar o intentar apagar el mecanismo superior en la HMI mientras el sistema está encendido.

45 El método puede evaluar el efecto que tiene la instalación que experimenta un apagado de emergencia (ESD) en el sistema mientras el sistema está encendido.

El método puede evaluar si el caudal circulante constante (de MP1) se ve suficientemente perturbado por la sarta de perforación que se ejecuta en el pozo (RIH), de modo que se creen transitorios de caudal que causarán que el caudal aumente más allá del límite de umbral de caudal establecido.

50 El método puede evaluar si el caudal circulante constante (de MP1) se altera lo suficiente cuando la sarta de perforación se retira del pozo (POOH), de modo que se creen transitorios de caudal que pueden causar que el caudal aumente más allá del límite de umbral de caudal establecido.

55 El sistema puede configurarse para funcionar con una instalación de petróleo y/o gas que tenga un sistema de control de plataforma o puede usarse con una instalación convencional/tradicional, es decir, sin un sistema de control de plataforma.

60 El sistema podrá conectarse al menos a una de las instalaciones, unidad de control del plataforma y panel de control maestro BOP mediante una disposición de conexión adecuada. La disposición de conexiones adecuada puede comprender una disposición de conexión por cable o puede comprender una disposición de comunicación inalámbrica.

Los datos del sistema pueden transferirse entre, por ejemplo, hacia y/o desde las unidades de control del equipamiento de plataforma y/o el panel de control BOP maestro.

65 Se pueden emplear varios métodos para adaptar el sistema a una instalación tradicional sin un sistema de control de

plataforma.

De acuerdo con un primer método, las conexiones pueden estar cableadas o los datos del sistema pueden transferirse a las unidades de control del equipamiento de la instalación en la sala del rectificador del controlador de silicio y al panel de control maestro del BOP. El sistema puede estar conectado a al menos uno del mecanismo superior, bombas de lodo, malacate y BOP a través de la disposición de conexión adecuada.

Como alternativa o de forma adicional, se pueden conectar al menos uno del mecanismo superior, bombas de lodo, malacates y BOP, por ejemplo, cableado desde el sistema de control a un panel remoto que puede estar ubicado en y/o sobre el piso de la plataforma. El panel remoto puede estar conectado, por ejemplo, cableado a relés en el panel de perforadores de la plataforma. El panel carga puede ser adecuada para la función de al menos uno del mecanismo superior, bombas de lodo y equipamientos de malacate.

La conexión BOP se puede cablear desde el panel remoto a los relés. Los relés del panel remoto pueden estar ubicados en uno o más gabinetes del sistema; en el panel de control remoto del BOP de la instalación; o a otro panel de control BOP.

Como alternativa o de forma adicional, los relés pueden estar dispuestos en el panel remoto u otro recinto separado que puede estar dispuesto en el piso de la plataforma.

Los relés pueden ser conectados, por ejemplo, cableados a al menos uno de los paneles de perforadores de la plataforma y al panel de control remoto BOP de la instalación.

El sistema puede comprender, puede configurarse para acoplarse o asociarse operativamente con, un sistema de frenado.

El sistema de frenos puede comprender un freno manual.

El sistema de frenos puede operarse mediante una conexión desde uno o más paneles remotos; controles neumáticos al freno de la instalación, o interfaz de relé a los controles del freno eléctrico.

El sistema de frenos puede ser o tomar la forma de un freno de banda o de disco o similar.

El sistema de frenos puede comprender un dispositivo de protección del equipamiento de desplazamiento.

El dispositivo de protección del equipamiento de desplazamiento puede comprender o tomar la forma de un sistema automatizado o parcialmente automatizado.

El dispositivo de protección del equipamiento de desplazamiento puede comprender un dispositivo de protección del equipamiento de desplazamiento electrónico.

El sistema de frenos puede comprender, o puede configurarse para acoplarse a, un sistema de seguridad del bloque de corona y/o protector de corona, o similar.

La altura del malacate se puede controlar mediante una conexión entre, por ejemplo, hacia y/o desde el panel remoto y un codificador de malacate.

La altura del malacate se puede controlar mediante conexiones de datos a un sistema de registro de datos de instrumentación del equipamiento de plataforma.

El sistema se puede conectar a un sensor de caudal de la instalación. El sensor de caudal puede ser de tipo de paleta, tubo J, medidor Coriolis u otro dispositivo medidor de flujo adecuado.

El sistema se puede conectar a uno o más sensores de nivel de pozo de lodo o de nivel de tanque de disparo.

El sistema puede comprender, puede configurarse para conexión o puede estar asociado operativamente con un sistema de perforación de presión gestionada de la instalación.

El sistema puede comprender un sistema de detección temprana de arranques.

El sistema puede configurarse para conectarse y/o asociarse operativamente con un sistema de detección temprana de arranques de la instalación.

También se describe un sistema de procesamiento configurado para implementar uno o más de los aspectos anteriores.

- El sistema de procesamiento puede comprender al menos un procesador. El sistema de procesamiento puede comprender y/o configurarse para acceder al menos a un almacén de datos o memoria. El almacén de datos o la memoria pueden comprender o configurarse para recibir instrucciones operativas o un programa que especifique operaciones de al menos un procesador. El al menos un procesador puede configurarse para procesar e implementar las instrucciones o el programa operador.
- El al menos un almacén de datos puede comprender y/o comprender un lector, unidad u otros medios configurados para acceder, almacenamiento óptico o disco como un CD o DVD, unidad flash, dispositivo SD, uno o más chips de memoria como DRAM, una unidad conectada a la red (NAD), almacenamiento en la nube, almacenamiento magnético tal como cinta o disco magnético o un disco duro, y/o similares.
- El sistema de procesamiento puede comprender una red o un módulo de interfaz. El módulo de red o de interfaz puede estar conectado o ser conectable a una conexión de red o a un soporte de datos, que puede comprender una conexión de red por cable o inalámbrica o un soporte de datos, tal como un cable de datos, portador de datos de la línea eléctrica, Wi-Fi, Bluetooth, Zigbee, conexión a Internet u conexión similar. La interfaz de red puede comprender un enrutador, módem, enlace y/o similares. El sistema o sistema de procesamiento puede configurarse para transmitir o de otro modo proporcionar la señal a través de la red o módulo de interfaz, por ejemplo a través de Internet, intranet, red o nube.
- El sistema de procesamiento puede comprender un aparato de procesamiento o una pluralidad de aparatos de procesamiento. Cada aparato de procesamiento puede comprender al menos un procesador y opcionalmente una memoria o almacén de datos y/o una red o módulo de interfaz. La pluralidad de aparatos de procesamiento puede comunicarse a través de respectivos módulos de red o de interfaz. La pluralidad de aparatos de procesamiento puede formar, comprender o estar comprendido en un sistema de procesamiento distribuido o basado en servidor/cliente.
- De acuerdo con otro aspecto, se proporciona un producto de programa informático configurado de manera que, cuando se procesa mediante un sistema de procesamiento adecuado, configura el sistema de procesamiento para implementar uno o más de los aspectos anteriores.
- El producto de programa informático puede proporcionarse o estar comprendido en un medio portador. El medio portador puede ser transitorio o no transitorio.
- El medio portador puede ser tangible o no tangible.
- El medio portador puede comprender una señal tal como una señal electromagnética o electrónica. El medio portador puede comprender un medio físico, como un disco, una tarjeta de memoria, una memoria y/o similares.
- De acuerdo con otro aspecto, se proporciona un medio portador, el medio portador que comprende una señal, la señal cuando es procesada por un sistema de procesamiento adecuado hace que el sistema de procesamiento implemente uno o más de los aspectos anteriores.
- Las personas con conocimientos habituales en la técnica entenderán bien que, si bien algunas realizaciones pueden implementar cierta funcionalidad por medio de un programa informático que tiene instrucciones legibles por ordenador que son ejecutables para realizar el método de las realizaciones. La funcionalidad del programa informático podría implementarse en hardware (por ejemplo mediante una CPU o mediante uno o más ASIC (circuitos integrados de aplicación específica)) o mediante una combinación de hardware y software.
- Aunque en el presente documento se han descrito aparatos concretos, en realizaciones alternativas, la funcionalidad de uno o más de esos aparatos puede ser proporcionada por una sola unidad, el recurso de procesamiento u otro componente, o la funcionalidad proporcionada por una sola unidad puede ser proporcionada por dos o más unidades u otros componentes en combinación. Por ejemplo, una o más funciones del sistema de procesamiento pueden ser realizadas por un único dispositivo de procesamiento, tal como un ordenador personal o similar, o una o más de cada función pueden realizarse de manera distribuida mediante una pluralidad de dispositivos de procesamiento, que pueden estar conectados localmente o distribuidos remotamente.
- El sistema y método de control se pueden utilizar en una variedad de aplicaciones diferentes durante la operación de la instalación de petróleo y gas, como se describe a continuación. Cada aplicación puede implementarse en un módulo de software que forma parte del software de control del sistema de control o que forma un módulo de software independiente asociado operativamente con el software de control del sistema de control.
- En una aplicación, el sistema de control puede configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo durante el proceso de establecer y/o interrumpir una conexión, es decir, agregar una junta o soporte de tubería de perforación a la parte superior de la sarta de perforación.
- El sistema de control puede estar acoplado a un sensor de línea de flujo y puede configurarse para recibir datos del sensor en tiempo real desde el sensor, permitiendo así que el sistema de control monitoree el caudal de fluido desde

el pozo durante cualquiera de las subfases de realización de la conexión. El sistema de control puede configurarse para determinar a partir de los datos del sensor si el caudal de fluido excede un caudal de fluido umbral preseleccionado establecido por el operador, por ejemplo, el perforador al configurar y habilitar el sistema de control en la disposición HMI, esto es indicativo de una condición de influjo de fluido en el pozo. Al determinar que el caudal de fluido excede el umbral de caudal de fluido preseleccionado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. Al recibir la señal de alarma, el operador, por ejemplo, perforador, en algunas circunstancias puede verse obligado a responder, a través de la disposición HMI, con una señal de confirmación que confirma que la integridad de la presión de la sarta de perforación está en su lugar. Una vez que hay un indicador positivo de un influjo, el sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control de pozo emitiendo una serie de señales de comando al equipamiento de plataforma y control de pozo de la instalación de petróleo y gas.

Ventajosamente, mientras el operador, por ejemplo, perforador, está realizando la operación manual de realizar la conexión, el sistema de control puede así ser operable para detectar y reaccionar ante un influjo que se produce durante cualquiera de las subfases de realización de una conexión.

Como alternativa o de forma adicional, el sistema de control puede configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo durante una operación de disparo, es decir, sacar la sarta de perforación del pozo y/o volver a introducir la sarta de perforación en el pozo, por ejemplo para reemplazar una broca.

El sistema de control podrá estar conectado a un sensor de nivel en uno o más tanques de desplazamiento de la instalación de petróleo y/o gas, el sensor de nivel puede configurarse para proporcionar datos precisos en tiempo real que indiquen el nivel de fluido en el tanque de disparo. El sistema de control puede estar conectado a un sensor de profundidad de broca, el sensor de profundidad de la broca configurado para proporcionar datos en tiempo real indicativos de la profundidad de la sarta de perforación en el pozo.

El sistema de control se puede configurar para determinar, a partir de los datos proporcionados por el sensor de profundidad de la broca, el desplazamiento volumétrico de la tubería de perforación cuando entra y/o sale del pozo.

El sistema de control puede configurarse para comparar los datos del sensor de nivel relacionados con el nivel de fluido en el tanque de disparo con el desplazamiento volumétrico de la tubería de perforación determinado a partir del sensor de profundidad de la broca; siendo indicativa de una entrada una desviación en forma de un aumento en el nivel de fluido en el tanque de disparo con respecto al desplazamiento volumétrico determinado.

En caso de que el sistema de control detecte una pequeña desviación, el sistema de control puede configurarse para transmitir una señal de advertencia al operador, por ejemplo, perforador, a través de la disposición HMI. En caso de una desviación mayor que supere un umbral preseleccionado establecido por el operador, por ejemplo, perforador, al configurar y habilitar el sistema de control, el sistema de control puede configurarse para transmitir una señal de alarma (diferente de la alarma de advertencia) al operador, por ejemplo, perforador a través de la disposición HMI. Al recibir la señal de alarma, el operador, por ejemplo, perforador, en algunas circunstancias puede verse obligado a responder, a través de la disposición HMI, con una señal de confirmación que confirma que la integridad de la presión de la sarta de perforación está en su lugar.

Una vez que hay un indicador positivo de un influjo, el sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control de pozo emitiendo una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo de la instalación de petróleo y gas.

Ventajosamente, el sistema de control puede así configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo que se produce durante una operación de disparo, como entrar, salir, tirar en mojado, tirar en seco, y con o sin flotador en la sarta de perforación.

Además de estar conectado al sensor de nivel y al sensor de profundidad de la broca, el sistema de control también puede estar conectado a un sensor de caudal, permitiendo así que el sistema de control monitoree el caudal de fluido desde el pozo.

Ventajosamente, la adición de datos de caudal de fluido del sensor de caudal permite que el sistema de control tenga en cuenta cómo el efecto del caudal de lodo de la entrada y salida del pozo se sumaría o restaría a un caudal de influjo potencial.

Como alternativa o de forma adicional, el sistema de control puede configurarse para ejecutar un protocolo de control de pozo adicional en forma de una operación de circulación de influjo, que hace fluir el influjo de entrada fuera del pozo.

El sistema de control puede estar conectado a sensores configurados para monitorear la presión de la tubería de perforación, presión de la carcasa, velocidad de la bomba de lodo, carreras de la bomba de lodo y posición del estrangulador. El sistema de control puede configurarse para calcular la información requerida para realizar la

operación de circulación, como peso muerto, peso del lodo, presión circulante inicial (PIC) y tasas de circulación lentas (SCR).

5 El protocolo de control de pozo adicional puede comprender que el sistema de control asuma el control del control de pozo y/o del equipamiento de perforación de la instalación.

10 En uso, cuando se ha cerrado un influjo y la instalación está lista para hacer circular el influjo, el sistema de control puede tomar automáticamente el control del control de pozo y/o del equipamiento de perforación de la instalación, por ejemplo, bombas de lodo y el estrangulador para realizar la operación u operaciones de circulación de influjo, según sea necesario, manteniendo al mismo tiempo la presión hidrostática por encima de la presión de poro por el margen de sobreequilibrio requerido, y manteniendo ese sobreequilibrio estable, durante toda la(s) operación(es) de circulación.

15 Ventajosamente, por lo tanto, el sistema puede configurarse para atender todo tipo de metodologías comunes de eliminación de pozos, incluyendo el Método de los Perforadores y/o el Método de Espera y Peso conocidos en la técnica.

20 Asimismo, el sistema de control puede configurarse para identificar problemas durante las operaciones de eliminación de pozos, como boquillas tapadas, estrangulador de enchufe, lavado estrangulado, tubería de perforación lavada, o similar. Al identificar tales cuestiones, el sistema de control se puede configurar para detener las operaciones. El sistema de control puede transmitir una señal de advertencia al operador, por ejemplo, perforador, a través de la disposición HMI, junto con un procedimiento correctivo recomendado. El sistema de control puede iniciar automáticamente el procedimiento correctivo recomendado. Como alternativa, en algunas circunstancias al operador, por ejemplo, perforador, se le puede exigir que acepte, a través de la disposición HMI, la solución recomendada antes de que el sistema de control complete la operación de eliminación del pozo. En cualquier momento, la disposición HMI puede ser adaptable para mostrar una variedad de pantallas en términos de presión, tiempo, y carreras de bombas o similares.

30 Como alternativa o de forma adicional, el sistema de control podrá estar conectado a un sistema de perforación con presión controlada (MPD) de la instalación.

El sistema de control puede configurarse para recibir una señal del sistema MPD que indique que se puede haber detectado un influjo.

35 El sistema de control puede configurarse para verificar la señal del sistema MPD y determinar a partir de la señal recibida si se ha excedido o no el umbral preseleccionado.

40 Al determinar que se ha superado el umbral preseleccionado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI.

El sistema de control también puede iniciar un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo de la instalación de petróleo y gas.

45 Antes del inicio del protocolo inicial de control del pozo y/o antes del inicio de la señal de comando para cerrar el pozo, el sistema de control puede buscar comprobaciones adicionales de confirmación del sistema MPD de que dicha acción sigue siendo válida.

50 Ventajosamente, el sistema de control puede facilitar que los sistemas y operaciones automatizados de control de pozo se combinen con sistemas MPD preexistentes en instalaciones de petróleo y/o gas. Asimismo, el sistema de control puede funcionar de manera que si el volumen de un influjo es mayor que el influjo máximo que el sistema MPD puede hacer circular (nominalmente 5 bbls), el sistema de control facilita al menos el cierre inicial del pozo rápidamente, eficientemente y con mínima o ninguna intervención humana.

55 Como alternativa o de forma adicional, el sistema de control puede estar conectado a un sistema de detección temprana de arranques (EKDS).

El sistema de control puede configurarse para recibir una señal del EKDS que indique que se puede haber detectado un influjo.

60 El sistema de control puede configurarse para verificar la señal del EKDS y determinar a partir de la señal recibida si se ha excedido o no el umbral preseleccionado.

Al determinar que se ha superado el umbral preseleccionado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI.

65 El sistema de control también puede iniciar un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de

comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo de la instalación de petróleo y gas.

Antes del inicio del protocolo inicial de control del pozo y/o antes del inicio de la señal de comando para cerrar el pozo, el sistema de control puede buscar comprobaciones adicionales del EKDS para confirmar que dicha acción sigue siendo válida.

El sistema de control y/o EKDS pueden estar conectados al paquete de sensores, por ejemplo, el sistema de lenguaje de marcado estándar de transferencia de información del sitio (WITSML), de la instalación y/o configurado para recibir datos de sensores de la disposición de sensores, incluyendo uno o más de: un sensor de caudal de línea de flujo; un sensor totalizador de volumen de pozo (PVT); un sensor de tasa de penetración (ROP); un sensor de velocidad de la bomba de lodo (carreras por minuto o SPM); un sensor de presión de la bomba de lodo (MPP); un sensor de peso de la sarta de perforación (DSW); un sensor de flujo de lodo; un sensor de gas de conexión; un sensor de movimiento; y/o una propiedad del lodo (peso del lodo, viscosidad plástica).

La EKDS puede estar conectada a la disposición HMI, en particular, pero no exclusivamente, a través del sistema de control, y puede configurarse de manera que la configuración de la disposición de sensores pueda ser ajustada por el operador, por ejemplo, perforador, a través de la disposición HMI.

El EKDS puede comprender software de control configurado para recibir, calcular, procesar y combinar los datos del sensor de la disposición de sensores, la información resultante luego se prueba con respecto a criterios preestablecidos (de un formulario de votación/delegación) establecidos por el operador. Si la información del sensor recibida y procesada satisface los criterios preestablecidos, luego se puede transmitir una señal desde el EKDS al sistema de control para iniciar la secuencia de comando para comenzar el protocolo inicial de control del pozo.

La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores totalizadores de volumen de pozo (PVT) configurados para medir cambios en el nivel de fluido activo del pozo de lodo, siendo este un indicador de arranque principal. El EKDS puede configurarse para procesar la información obtenida de los sensores PVT (activos) para calcular una altura promedio del nivel de fluido en un momento dado: i) mientras se perfora; y ii) durante las conexiones, pero sólo después de que el fluido regrese de la línea de flujo. El nivel de líquido promedio debería compararse con lecturas anteriores (por ejemplo, cada 15 segundos) y también para detectar cambios de tendencia.

La disposición de sensores puede comprender una o más sensor ROP, el sensor ROP configurado para detectar un aumento instantáneo en la tasa de penetración de la columna de perforación, siendo este un indicador de arranque secundario. El sensor ROP puede utilizar información del sensor codificador del malacate (que mide efectivamente la altura del bloque y, por lo tanto, la velocidad a la que la tubería de perforación ingresa al pozo). Como alternativa o de forma adicional, el sensor ROP puede tomar la información de otras fuentes de medición de altura.

El EKDS se puede configurar para procesar la información del sensor de ROP comparando la ROP actual con los valores de ROP promedio e instantáneos registrados en una distancia seleccionada, por ejemplo, los últimos 100 pies perforados (30,48 m).

La disposición de sensores puede comprender una o más sensor SPM, el sensor SPM configurado para detectar un aumento en las carreras por minuto (SPM) de la bomba de lodo, siendo este otro indicador de arranque secundario. El sensor SPM puede utilizar información del dispositivo de medición/controlador de velocidad de la bomba de lodo activo.

El EKDS se puede configurar para procesar la información obtenida por el sensor SPM comparando las carreras por minuto totales actuales de las bombas de lodo con las carreras por minuto promedio e instantáneas registradas durante un período de tiempo pasado seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores de presión de bomba de lodo (MPP), el sensor MPP configurado para detectar una disminución en la presión de la bomba de lodo (MPP), siendo este otro indicador de arranque secundario. El sensor MPP puede utilizar información del dispositivo de medición de salida de presión de la bomba de lodo.

El EKDS está configurado para procesar la información obtenida por el sensor MPP comparando la presión actual de la bomba de lodo con las presiones promedio e instantánea registradas de la bomba de lodo durante un período de tiempo pasado seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

La disposición de sensores puede comprender un sensor de peso de la sarta de perforación (DSW), el sensor DSW configurado para detectar un cambio repentino (en particular, pero no exclusivamente, un aumento de peso/reducción de flotabilidad) en el peso de la sarta de perforación (DSW), siendo este un indicador de arranque secundario. El sensor DSW puede utilizar información del indicador de peso de la columna de perforación.

El EKDS se puede configurar para procesar la información obtenida por el sensor DSW comparando el DSW actual con los pesos promedio e instantáneos registrados de la sarta de perforación durante un período de tiempo

seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

La disposición de sensores puede comprender un sensor de flujo de lodo de bomba de lodo, el sensor de flujo de lodo de la bomba de lodo está configurado para medir el caudal de la bomba de lodo. El sensor de flujo de lodo de la bomba de lodo puede comprender un medidor de flujo de tipo Coriolis en la entrada a una o más de las bombas de lodo y/o un medidor de flujo de tipo Coriolis en la línea de flujo. Como alternativa, la información del caudal se puede determinar tomando la información del caudal de entrada y salida de los contadores de carreras.

El EKDS se puede configurar para procesar la información obtenida comparando el caudal total instantáneo que ingresa al pozo (combinando el caudal Coriolis de entrada de la bomba de lodo) con el caudal de salida instantáneo que sale del pozo.

La disposición de sensores puede comprender un sensor de gas de conexión que comprende instrumentación en línea configurada para medir el tamaño de cada pico de gas asociado con cada conexión sucesiva.

El EKDS se puede configurar para procesar la información obtenida por el sensor de gas de conexión comparando el tamaño y/o la posición de cada pico de gas con aquel del pico de gas anterior. Una tendencia creciente, sujeta a criterios preestablecidos, podría indicar un arranque, y el EKDS puede procesar esta información, junto con información de otros sensores del módulo.

La instalación de petróleo y/o gas puede comprender una plataforma flotante y la disposición de sensores puede comprender o puede estar asociada operativamente con uno o más sensores de movimiento configurados para medir el movimiento de la plataforma en términos de elevación, oscilación, oleaje, balanceo, cabeceo y guiñada.

El EKDS se puede configurar para recibir y procesar la información del sensor de movimiento. El movimiento de la plataforma podrá medirse: i) utilizando sensores de movimiento; ii) utilizando la unidad de referencia de movimiento (MRU) en la plataforma y/o iii) predecir en base a los valores esperados de amplitud de respuesta del operador (RAO) basados en el clima y los estados del mar dados. La información de movimiento resultante puede usarse entonces para predecir el efecto del movimiento de la plataforma sobre el caudal en la línea de flujo y/o el nivel de fluido activo del pozo. Esta predicción puede tener en cuenta los tiempos de retardo del movimiento de fluidos y el diseño de líneas de flujo de fluidos, vías de circulación y fosos de fluido en la instalación, y las operaciones reales en curso en la instalación (por ejemplo, perforación previa, disparo, conexiones) en ese momento. Las características generales previstas del caudal de fluido y del nivel de fluido se pueden comparar con las lecturas instantáneas en la plataforma. Las comparaciones se pueden hacer en términos de valores absolutos en un momento dado y en términos de valores de tendencia. Las desviaciones pueden compararse con la información prevista según criterios preestablecidos.

La disposición de sensores puede comprender uno o más sensores de propiedades del lodo. El EKDS y/o el sistema de control pueden configurarse para tomar mediciones de lodo automatizadas desde un dispositivo de medición de parámetros de lodo automatizado y ejecutar una serie de algoritmos que analizan los pesos de lodo, porcentajes de corte de gas, sales, fases de aceite y agua, etc., luego, según sea necesario, activar el protocolo inicial de control de pozo.

Cada uno de los EKDS y los sensores de la disposición de sensores anterior se pueden proporcionar como un módulo separado implementado en software.

El sistema de control puede configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo durante las actividades de circulación normales. El sistema de control puede estar conectado a un medidor de flujo y puede configurarse para recibir datos del sensor en tiempo real desde el sensor, permitiendo así que el sistema de control monitoree el caudal de fluido desde el pozo durante la circulación. El sistema de control también puede estar conectado a un sensor de velocidad de la bomba de lodo configurado para medir la velocidad de las bombas de lodo. El sistema de control puede configurarse de modo que el caudal de nivel base mantenido por el sistema de control sea adaptable a, típicamente frecuente, alteraciones en la velocidad/caudal de la bomba de lodo realizadas por el operador, por ejemplo, perforador. El caudal incremental que activa el protocolo inicial de control del pozo se puede ingresar como un aumento porcentual. Sin embargo, se entenderá que el caudal incremental que desencadena el protocolo inicial de control del pozo puede, alternativamente, introducirse como una cantidad incremental fija por encima del caudal instantáneo.

El sistema de control puede configurarse para monitorear el pozo cuando está estático. El sistema de control puede estar conectado a un sensor de nivel configurado para medir el nivel de fluido en el tanque de disparo, un sensor de línea de flujo configurado para medir el caudal de fluido, y un sensor configurado para medir el volumen activo del pozo.

Durante la configuración inicial, el operador, por ejemplo, perforador, puede preseleccionar, a través de la disposición HMI, cuáles de los sensores se monitorean. La decisión sobre cuál de los sensores se monitorea puede depender de si la operación se lleva a cabo en un pozo abierto o en un pozo entubado y/o de cómo está alineado el sistema de flujo de lodo. El sistema de control puede configurarse para determinar a partir de los datos del sensor recibidos de los sensores seleccionados, si un cambio de volumen detectado en el tanque de disparo y/o en el pozo activo, o un

cambio de caudal detectado en la línea de flujo excede un umbral preseleccionado establecido por el operador, por ejemplo, perforador, al configurar y habilitar el sistema de control, esto es indicativo de una condición de influjo de fluido en el pozo. Al determinar que el caudal de fluido excede el umbral de caudal de fluido preseleccionado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo.

El sistema de control puede estar conectado a un sensor de nivel configurado para medir el nivel de fluido en el tanque de disparo. El sistema de control puede configurarse para determinar a partir de los datos del sensor recibidos de los sensores, si un cambio de volumen detectado en el tanque de disparo excede un umbral preseleccionado establecido por el operador, por ejemplo, perforador, al configurar y habilitar el sistema de control en la disposición HMI, esto es indicativo de una condición de influjo de fluido en el pozo. Al determinar que el cambio de volumen detectado excede el caudal de fluido umbral preseleccionado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo.

Ventajosamente, el sistema de control se puede utilizar para monitorear las pruebas de influjo de entrada en empacadores de revestimiento o en ciertas terminaciones inferiores.

Como se ha descrito anteriormente, después del inicio del protocolo inicial de control del pozo, el sistema de control puede configurarse para iniciar un protocolo de control del pozo adicional en forma de una operación de bombeo de fluido.

El sistema de control puede configurarse para monitorear el pozo durante dicha operación de bombeo de fluido.

El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores que comprende uno o más sensores de caudal, manómetro de la carcasa, sensores de velocidad y presión de la bomba de lodo, sensor de propiedad del lodo. El sistema de control también puede recibir datos de prueba de fugas y datos de profundidad de la broca.

Ventajosamente, el sistema de control se puede configurar para limitar el tamaño del influjo que se cierra apagando lentamente la(s) bomba(s) de lodo en lugar de hacerlo con el método normal de encendido/apagado. Esto significa que la pérdida de presión hidrostática debido al apagado de la(s) bomba(s) de lodo (es decir, la pérdida de densidad de circulación equivalente (ECD) ocurre más lentamente, limitando así el tamaño del influjo que ingresa al pozo y permitiendo que las presiones se igualen más rápidamente en el pozo después del cierre. El sistema de control puede configurarse para garantizar que no se exceda el valor de la prueba de fuga (LOT) en la zapata de la carcasa anterior.

El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores que comprende uno o más sensores de caudal, manómetro de la carcasa, sensores de velocidad y presión de la bomba de lodo, sensor de propiedad del lodo. El sistema de control también puede recibir datos de profundidad de la broca.

Ventajosamente, de este modo, el sistema de control puede abordar un problema que es relativamente común en formaciones clásticas y en pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT), llamado hinchamiento, mediante lo cual la presión dinámica del peso del lodo se acerca a la presión de la formación como resultado de pequeñas cantidades de fluido de perforación que se filtran hacia la formación. En una "conexión", cuando las bombas de lodo se apagan y la presión del fluido de perforación se reduce, el fluido filtrado regresará al pozo. Este puede ser un volumen sustancial en una sección larga de pozo abierto. Puede resultar difícil descifrar este flujo de regreso de un verdadero influjo. El flujo de retorno dará un característico "caudal con el tiempo" en la superficie.

Durante operaciones normales de perforación, el sistema de control puede medir cada firma en cada conexión, el sistema de control determina a partir de los datos recibidos de la disposición de sensores y utiliza opcionalmente un algoritmo de Inteligencia Artificial, una firma esperada en la próxima conexión, la firma esperada teniendo en cuenta la cantidad adicional de formación propensa a hincharse ahora expuesta.

El sistema de control puede comparar la firma del flujo de retorno real en la superficie con la firma prevista y, sujeto a ciertos criterios preestablecidos, implementará el protocolo inicial de control del pozo para cerrar el pozo.

El sistema de control puede configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo durante una operación de limpieza. El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores, que comprende uno o más sensores de propiedades del lodo. El sistema de control también puede recibir datos de dimensiones del pozo, datos de profundidad de la broca y datos de prueba de fugas. El sistema de control se puede configurar para calcular la velocidad máxima de extracción del pozo (POOH) de forma continua. En caso que se detecte un influjo, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo para cerrar el pozo.

Ventajosamente, el sistema de control puede permitir que se maximice la velocidad de POOH evitando o al menos mitigando el riesgo de absorber un influjo en el pozo.

- 5 El sistema de control puede configurarse para detectar y reaccionar ante un influjo durante una operación de rodaje. El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores, que comprende uno o más sensores de propiedades del lodo. El sistema de control también puede recibir datos de dimensiones del pozo, datos de profundidad de la broca y datos de prueba de fugas. El aumento repentino se produce cuando la presión del fondo del pozo aumenta debido a los efectos de hacer funcionar la sarta de perforación demasiado rápido en el pozo. Pueden ocurrir pérdidas de lodo en el fondo del pozo si no se tiene cuidado y se excede la presión de fractura mientras se ejecuta en el pozo (RIH). El sistema de control se puede configurar para calcular la velocidad máxima de RIH de forma continua. En caso que se detecte un influjo, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo para cerrar el pozo.
- 15 El sistema de control puede configurarse para detectar y/o reaccionar ante un influjo, por ejemplo, durante una operación de rodaje.
- 20 El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores. La disposición de sensores puede comprender uno o más de un sensor de propiedad de lodo, caudal, velocidad y/o presión o similar. El sistema de control puede recibir datos de dimensiones del pozo, datos de profundidad de la carcasa y/o datos de prueba de fugas o similares.
- 25 El sistema de control puede configurarse para determinar a partir de los datos recibidos si se está produciendo un influjo. En caso que se detecte un influjo, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida, que puede tener forma de, por ejemplo, una señal de alarma en la HMI en la estación de control. La señal de alarma puede comprender una señal de alarma audible y/o visual. El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control de pozo mediante, por ejemplo, emitir una serie de señales de comando a la instalación y/o al equipamiento de control del pozo para cerrar el pozo.
- 30 El sistema de control puede detectar y/o reaccionar ante una entrada durante el funcionamiento de la carcasa o los revestimientos.
- 35 El sistema de control puede recibir datos de dimensiones del pozo, datos de profundidad de terminación y/o datos de prueba de fugas o similares.
- El sistema de control puede detectar y/o reaccionar ante un influjo durante la ejecución de las terminaciones.
- 40 El sistema de control puede detectar y/o reaccionar ante un influjo durante la cementación de la carcasa o revestimiento.
- El sistema de control puede recibir los datos de caudal. Los datos del caudal pueden ser con o sin tubo ascendente. El sistema de control puede recibir los datos de dirección de viento.
- 45 El sistema de control puede diseñarse para perforar las secciones superiores del pozo. El sistema de control puede estar diseñado para perforar las secciones superiores sin el BOP. El sistema de control puede estar diseñado para perforar donde no sea seguro cerrar el pozo debido a, por ejemplo, el riesgo de fractura de la zapata de la carcasa. Si la perforación encuentra una bolsa de gas poco profunda, el sistema de control puede detectar un alto retorno de flujo de lodo fuera del espacio anular del pozo. La metodología para detectar el caudal podrá estar determinada por el modo de perforación; es decir, si hay o no un tubo ascendente en su lugar.
- 50 El sistema de control puede transmitir una señal de alarma al perforador. La señal de alarma se puede relacionar a través de la disposición HMI.
- 55 El sistema de control puede evaluar previamente de forma continua y/o continua la dirección del viento. En todo momento se podrá evaluar la dirección del viento. Tras la señal de alarma, el sistema de control puede enviar una señal para abrir la válvula de línea por la borda a favor del viento. Se puede enviar una señal para cerrar el desviador. Cerrar el desviador puede desviar el flujo fuera de la instalación.
- 60 El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores. La disposición de sensores puede comprender una bomba de tanque de disparo y/o sensores de nivel.
- 65 Para instalaciones sin sistema de manejo de gas ascendente, una vez que los BOP son activados por el sistema de control, el sistema de control puede encender automáticamente la bomba del tanque de disparo (TT) y/o cambiar las válvulas de superficie para monitorear el contenido del tubo ascendente.

El sistema de control puede monitorear el tanque de disparo. Si el nivel del tanque de disparo aumenta durante un período de tiempo, el sistema de control puede determinar que el BOP no se ha cerrado correctamente, suficiente o completamente y/o que puede haber gas migrando en el tubo ascendente.

5 El sistema de control puede iniciar un aumento en la presión de cierre en el BOP.

Como alternativa o de forma adicional, el sistema de control puede iniciar el cierre de un BOP alternativo y/o puede iniciar la dirección del flujo al desgasificador pobre (PBD) y/o iniciar la operación del sistema desviador (habiendo evaluado también la dirección del viento).

10 La consideración de la ruta puede tener en cuenta la capacidad del PBD desde el punto de vista del rendimiento del recipiente y/o desde el punto de vista del tubo en U.

Si se excede cualquiera de estos, el sistema de control puede iniciar la desviación del flujo a través del desviador.

15 En cualquier caso, el sistema de control puede cerrar otro BOP, por ejemplo, un BOP alternativo y/o puede hacer funcionar automáticamente el anular de gas ascendente simultáneamente.

El sistema de control puede estar conectado a un sensor BOP.

20 El sistema de control puede configurarse para detectar la presión por debajo de un BOP cerrado. El sistema de control puede, por ejemplo, al detectar presión por debajo de un BOP cerrado, ejecutar un enclavamiento para evitar que cualquier parte abra el BOP.

25 El sistema de control puede estar conectado a una biblioteca, de los procedimientos de control de pozo del operador y/o contratista de perforación para, por ejemplo, disparo, conexiones de perforación o similares.

El enlace a la biblioteca puede permitir que la secuencia de las operaciones del sistema de control se adapte a los procedimientos de control de pozo de un determinado operador y/o contratista de perforación.

30 El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores de múltiples plataformas.

El sistema de control se puede configurar para determinar, por ejemplo, utilizando los datos de la disposición de sensores de múltiples plataformas, la fase particular de la construcción del pozo en un momento dado. El sistema de control puede garantizar automáticamente que el módulo del sistema de control apropiado esté en funcionamiento para esa fase.

40 El sistema de control puede estar encendido en todo momento. Como alternativa, el sistema de control puede encenderse sólo cuando sea necesario o cuando esté en uso.

El sistema de control puede configurarse para recibir al menos uno de datos de marea, datos de posición de espacio seleccionado y datos de enlace de tiempo.

45 El sistema de control se puede configurar, basado en al menos uno de los datos de mareas, datos de posición de espacio seleccionado y datos de enlace de tiempo, para ajustar automáticamente la posición de espacio en respuesta a los cambios de marea.

En uso, el perforador puede seleccionar las posiciones de espacio en el sistema de control a través de la disposición HMI en la configuración inicial. Esas posiciones pueden registrarse, como puede ser el momento en que se registraron. Cuando ciertos cambios de marea hagan inutilizable una posición de espacio previamente seleccionada, el sistema de control puede transmitir una señal de alteración al taladro solicitando un conjunto actualizado de posiciones de espacio.

50 Ventajosamente, el sistema puede adaptarse particularmente para su uso en una plataforma flotante que esté sujeta a un rango de marea grande.

El sistema de control puede configurarse para recibir al menos uno de los datos de dimensión BOP, datos de mareas, datos de posición de espacio libre e información de preferencia de BOP.

60 El sistema de control se puede configurar, basado en al menos uno de los datos de la dimensión de BOP, datos de mareas, datos de posición de espacio libre e información de preferencia de BOP, para evaluar automáticamente la posición de la junta de herramienta en relación con la configuración exacta del BOP en la instalación, y luego seleccionar automáticamente cuál es el mejor BOP para cerrar en un momento dado.

65 El sistema de control puede configurarse para recibir al menos uno de los datos del medidor de profundidad alámbrico, datos de profundidad del piso de plataforma y datos de distancia de seguridad.

- En uso, el sistema de control se puede configurar, basado en al menos uno de los datos del medidor de profundidad con cable, datos de profundidad del piso de plataforma y datos de distancia de seguridad, para transmitir una señal de alerta al perforador, a través de la HMI y/o supervisor por cable a través de un enlace de datos adecuado, cuando se saca del pozo, lo que indica que la herramienta está cerca o en la superficie o se está reteniendo y/o cuando se ejecuta en un pozo que está cerca de la profundidad objetivo, o si se retiene.
- Ventajosamente, el sistema puede proporcionar una advertencia automática para el control del cable de recuperación, por cable, tubos en espiral, etc.
- El sistema de control puede estar conectado a un sensor de caudal. El sensor podrá estar asociado al sistema de tubería flexible de la instalación.
- En caso de que se detecte un influjo durante las operaciones de tubería flexible, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI. La señal de alarma puede comprender señales de alarma audibles y/o visuales.
- El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo emitiendo una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo, por ejemplo incluyendo el BOP operativamente asociado con la tubería flexible, para cerrar el pozo.
- El sistema de control puede estar conectado a un sensor de caudal. El sensor podrá estar asociado al sistema cableado de la instalación.
- En caso de que se detecte un influjo durante las operaciones de cableado, el sistema de control puede configurarse para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la disposición HMI en la estación de control. La señal de alarma puede comprender señales de alarma audibles y/o visuales.
- El sistema de control puede iniciar un protocolo inicial de control del pozo emitiendo una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo, por ejemplo, incluyendo el BOP operativamente asociado con el cable, para cerrar el pozo.
- El sistema de control puede configurarse para recibir GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento y/o datos de control de propulsión de la embarcación. El sistema de control se puede configurar, basado en el GPS recibido y/u otros datos del sistema de posicionamiento y/o datos de control de propulsión de la embarcación, para enviar una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo para cerrar la persiana/cizalla, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y realizar el apagado de la instalación.
- El sistema de control puede configurarse para recibir GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento y/o datos de control de propulsión de la embarcación y/o datos de sensores de gas.
- El sistema de control se puede configurar, basado en los datos recibidos del GPS y/o del control de propulsión de la embarcación, y/o los datos del sensor de gas, enviar una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo para cerrar la persiana/cizalla, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y apagar.
- El sistema de control puede configurarse para recibir GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento y/o datos de control de propulsión de la embarcación, y/o datos de fallo de integridad previa al límite de excursión.
- El sistema de control se puede configurar, basado en el GPS recibido y/u otros datos del sistema de posicionamiento y/o datos de control de propulsión de la embarcación, y/o datos de fallo de integridad previa al límite de excursión, para emitir un número de señales de comando al equipamiento de plataforma y control del pozo 102 para cerrar la persiana/cizalla, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y realizar un apagado.
- Ventajosamente, el sistema de control puede configurarse para cerrar el pozo cuando, por ejemplo, una excursión de la instalación (por ejemplo, debido a un sistema de posicionamiento dinámico fallido) alcanza un punto en el que, de otro modo, la integridad del sistema ascendente/BOP se vería comprometida.
- El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores BOP. La disposición de sensores BOP puede configurarse para recibir datos desde el BOP.
- El sistema de control se puede configurar, basado en la disposición del sensor BOP, realizar de forma automática y continua la localización de fallos del BOP y, en caso de un influjo, automáticamente un cambio requerido (por ejemplo, cambio de módulo o activación del BOP inmediatamente inferior) para que el BOP funcione.
- El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores configurada para recibir datos de todos

los equipamientos de control de pozo en la instalación.

El sistema de control puede configurarse para monitorear el estado/salud de los equipamientos clave de control de pozo (BOP, bombas de lodo, estrangulador) y la instrumentación del equipamiento asociado en la disposición HMI, y transmitir una alarma audible y/o una señal visual en caso de una discrepancia en el rendimiento más allá de un umbral seleccionado.

El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores configurada para recibir datos del medidor de flujo, datos del sensor del tanque de disparo y datos del sensor de volumen activo del pozo.

El sistema de control puede configurarse para monitorear el pozo durante una operación de perforación con tapón durante el desmantelamiento del pozo.

Esto es particularmente importante cuando las barreras de fondo de pozo instaladas previamente pueden ser de naturaleza cuestionable, o cuando no se puede lograr adecuadamente un peso de lodo insuficiente antes de perforar un tapón con una alta presión potencial debajo.

El sistema de control puede estar conectado a una disposición de sensores configurada para recibir datos del medidor de flujo, datos del sensor del tanque de disparo y/o datos del sensor de volumen activo del pozo.

El sistema de control puede configurarse para emitir señales de comando a un brazo mecánico, a utilizar, por ejemplo, instalar automáticamente, apretar y/o cerrar una válvula de seguridad de apertura total (FOSV).

La topología del sistema puede implementarse dentro del software de control del sistema de control o puede ser un módulo independiente.

El sistema de control puede comprender o puede estar asociado operativamente con un módulo de software que puede determinar el estado de un medidor de flujo, por ejemplo el módulo, paleta del caudalímetro, la salud de un medidor Coriolis o cualquier otro medidor de flujo. Por ejemplo, el sistema de control puede configurarse para determinar el estado de un medidor de flujo donde, por ejemplo: no se detectan fluctuaciones en el caudal durante un período específico; el medidor de flujo genera una lectura mínima cuando las bombas de lodo funcionan muy por encima de ese nivel; el medidor de flujo genera una lectura máxima cuando las bombas de lodo funcionan muy por debajo de ese nivel; y/o el medidor de flujo genera una lectura significativamente diferente a las lecturas recientes observadas previamente.

El sistema de control, al identificar una desviación en el estado del medidor de flujo, luego puede transmitir una señal de advertencia al operador a través del dispositivo HMI.

El sistema de control puede comprender o puede estar asociado operativamente con un módulo de software que puede registrar datos críticos para la decisión de cerrar el pozo y puede registrar toda la instrumentación relevante, acciones y tiempos a lo largo del proceso de cierre automático y seguro del pozo para proporcionar un registro histórico para análisis futuros de la efectividad de las respuestas del sistema y cualquier intervención humana.

El sistema de control puede transmitir datos en tiempo real a través de un enlace de Internet seguro que permite a la administración ver el estado del sistema de control en cualquier momento. Esto puede proporcionar todos los datos críticos para la decisión de cerrar el pozo, garantizando un registro remoto seguro de toda la instrumentación relevante, acciones y tiempos a lo largo del proceso de cierre automático y seguro del pozo para proporcionar un registro histórico para análisis futuros (e inmediatos) de la efectividad de las respuestas del sistema y cualquier intervención humana.

Se puede acceder al programa del sistema de control a través de un enlace de Internet seguro que permite soporte técnico para el diagnóstico de fallos, la configuración y/o actualizaciones se verán afectadas desde una ubicación remota. Esto puede proporcionar una mayor eficiencia en la puesta en marcha y el soporte para garantizar el máximo tiempo de funcionamiento del equipamiento del sistema de control y puede reducir la necesidad de soporte técnico altamente calificado en ubicaciones remotas.

El sistema de control puede comprender o estar asociado operativamente con un módulo de software de seguridad biométrica. El módulo de seguridad biométrica se puede utilizar cuando se requiere autorización previa o posterior a la operación (por ejemplo, apertura de una BOP cerrada). El módulo de seguridad biométrica puede requerir, por ejemplo, la huella digital o la identificación por reconocimiento facial de una autoridad superior (por ejemplo, un empujador de herramientas), en la disposición HMI.

El sistema de control puede configurarse para permitir al perforador la capacidad de cerrar el pozo sin tener que apagar el sistema de control muy rápidamente, por ejemplo, en una situación de emergencia. Puede haber un botón en la configuración HMI que puede permitir una acción de uno o dos toques para realizar la secuencia de cierre completo, incluido el espacio, detener el equipamiento de perforación y/o cerrar el BOP.

Se entenderá que cualquiera de las características definidas anteriormente o descritas a continuación se puede utilizar de forma aislada o en combinación.

Breve descripción de los dibujos

- 5 Estos y otros aspectos se describirán ahora a modo de ejemplo con referencia a los dibujos, en los que:
- 10 La figura 1 muestra una instalación de petróleo y gas que comprende un sistema automatizado de control de pozo;
La figura 2 muestra una vista ampliada de la cabina del perforador de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 3 es una vista diagramática de la topología del sistema de control de pozo automatizado, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 4 muestra una vista esquemática de los componentes del sistema automatizado de control de pozo;
15 La figura 5 muestra componentes del sistema automatizado de control de pozo;
La figura 6 muestra un diagrama de flujo que muestra un método para el uso en un control de pozo;
La figura 7 es un diagrama de flujo que muestra un método adicional para el uso en un control de pozo;
Las figuras 8A y 8B son diagramas de flujo que juntos muestran un método alternativo para su uso en el control de pozo;
20 La figura 9 es un diagrama de gradiente de presión de poro/fractura que ilustra el método mostrado en las figuras 8A y 8B;
La figura 10 es un diagrama de flujo que muestra un método adicional para el uso en un control de pozo;
La figura 11 es un diagrama de flujo que muestra un método adicional para el uso en un control de pozo;
La figura 12 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
25 La figura 13 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 14 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
30 La figura 15 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 16 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
35 La figura 17 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 18 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
40 La figura 19 muestra una vista diagramática del EKDS que se muestra en la figura 18;
La figura 20 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 21 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
50 La figura 22 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 23 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
55 La figura 24 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
La figura 25 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
60 La figura 26 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;
65 La figura 27 es una vista en diagramática de una topología de sistema de control de pozo automatizado alternativa, que muestra la integración del sistema automatizado de control de pozo con componentes de la instalación de petróleo y gas mostrada en la figura 1;

Descripción detallada de los dibujos

Con referencia primero a las figuras 1 y 2 de los dibujos adjuntos, se muestra una instalación de petróleo y/o gas 10 que utiliza un sistema de control de pozo automatizado (representado generalmente en 12 en la figura 2). Como se muestra en la figura 1, la instalación de petróleo y/o gas 10 comprende una plataforma flotante 14 que está acoplada a una boca de pozo submarina 16 del pozo 18 mediante un tubo ascendente marino 20. Una estación de control del perforador 22 está situada en una plataforma de perforación 24 de la plataforma 14 y, como se muestra en la figura 2 de los dibujos adjuntos, el sistema de control 12 se comunica con el perforador 26 a través de la interfaz hombre-máquina (HMI) 28 ubicada dentro de la estación de control 22 del perforador. En el sistema 12 ilustrado, el sistema de control 12 se comunica con la HMI 28 a través de una disposición de comunicación de fibra óptica 30, aunque se reconocerá que pueden proporcionarse otras disposiciones de comunicación por cable o inalámbricas.

La figura 3 de los dibujos adjuntos muestra una vista esquemática de la topología del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10 mostrada en la figura 1.

Como se muestra en la figura 3, el sistema de control 12 está acoplado operativamente a sensores de flujo 32 del sistema de bomba de lodo 34 y, en uso, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos de sensor 36 en tiempo real desde los sensores 32, permitiendo así que el sistema de control 12 monitoree el caudal de fluido desde el pozo 18 en la figura 1.

Tal y como también se muestra en la figura 3, el sistema de control ilustrado 12 también está acoplado operativamente a un sistema de datos de plataforma 38 y, en uso, está configurado para recibir datos 40 de fondo de pozo en tiempo real desde el sistema 38 de datos de la plataforma.

En uso, el sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos del sensor 32 si el caudal de fluido excede un umbral preseleccionado de caudal de fluido establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 en el HMI 28, siendo esto indicativo de una condición de entrada de fluido en el pozo 12.

Al determinar si el caudal de fluido visto por los sensores 32 excede el caudal de fluido umbral preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para iniciar un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a los componentes de la instalación 10 como se describirá. En el sistema de control 12 ilustrado, por ejemplo, al determinar que el caudal de fluido visto por los sensores 32 excede el caudal de fluido umbral preseleccionado, el sistema de control 12 implementa un protocolo inicial de control de pozo en forma de un procedimiento de cierre de pozo que implica:

- comunicar una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que eleve la sarta de perforación 48 (mostrada en la figura 1) fuera del fondo del pozo 18;
- comunicar una señal de comando 50 al controlador 52 del mecanismo superior 54 para ordenar al mecanismo superior 54 que deje de girar;
- comunicar una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo 60 para ordenar a las bombas de lodo 60 que dejen de bombear fluido al interior del pozo 18; y
- comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y de ese modo cierre el pozo 12.

Los controladores 44, 52, 58 y 64 controlan cada uno de los componentes 46, 54, 60 y 66 respectivamente. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, los componentes pueden controlarse directamente en lugar de mediante controladores.

Como se muestra en la figura 3, el sistema de control 12 también está acoplado operativamente al colector de estrangulamiento 68 y al panel de estrangulamiento 70.

Las figuras 4 y 5 de los dibujos adjuntos muestran componentes del sistema automatizado de control de pozo 12 con más detalle. Como se muestra, el sistema de control 12 comprende un controlador 72 que en el sistema ilustrado 12 toma la forma de dos controladores lógicos programables (PLC) 74 sincronizados, cada uno de los cuales contiene una CPU 76 y una unidad de memoria 78. Cada PLC 74 está acoplado a un módulo de alimentación 80 que funciona con 24 V CC. Los PLC 74 están conectados a través de un cable de fibra óptica 82. Sin embargo, se entenderá que se puede utilizar cualquier protocolo de comunicaciones inalámbrico o por cable adecuado.

El sistema de control 12 comprende además un módulo de entrada/salida 84 para proporcionar comunicación entre el controlador 72 y los componentes de la instalación 10 de la manera descrita anteriormente con referencia a la figura 3.

El módulo de entrada/salida 84 y los PLC 74 del controlador 72 se comunican a través de una interfaz 86 de bus de campo de proceso (Profibus). Sin embargo, se entenderá que se puede utilizar cualquier protocolo de comunicaciones inalámbrico o por cable adecuado.

El sistema de control 12 comprende además un ordenador personal industrial (IPC) 88, el IPC 88 operable para

ejecutar el software para el HMI 28 (que se muestra en la figura 2).

El sistema de control 12 comprende además un conmutador Ethernet 90 que facilita la comunicación con múltiples dispositivos simultáneamente.

5 La figura 4 también muestra el cable de fibra óptica 30 para conectar el IPC y la HMI 28.

10 Como se muestra en la figura 5, el sistema de control 12 comprende además un módulo de suministro de energía ininterrumpible (UPS) 92 y una batería 94. En uso, el UPS 92 y la batería 94 proporcionan energía de respaldo a los componentes de 24 VCC del sistema de control 12 en caso de fallo de energía.

15 El sistema de control 12 comprende además una unidad de barrera intrínsecamente segura (IS) 96 configurada para convertir el suministro de energía de 24 V en uno que sea seguro para su uso en un área peligrosa en virtud de que el suministro convertido no es lo suficientemente potente como para provocar una fuente de ignición, chispa o algo similar.

El sistema de control 12 comprende además un convertidor CA/CC 98 para convertir un suministro de 240 VCA en un suministro de 24 VCC para los PLC.

20 A continuación, se describirán la operación de la sistema 12 de control en relación con las figuras 6, 7 y 8 de los dibujos adjuntos.

25 Como se muestra en la figura 6, el sistema de control 12 es configurado y habilitado primero por el perforador 26 en la HMI 28.

30 El perforador 26 controla entonces el equipamiento de perforación, incluyendo entre otras cosas el malacate 46, el mecanismo superior 54 y las bombas de lodo 60, para comenzar las operaciones. En este punto, desde la perspectiva del perforador 26, el sistema de control 12 está funcionando en segundo plano, es decir, las operaciones de perforación no se ven afectadas por el sistema de control 12. Sin embargo, el sistema de control 12 está monitorizando el caudal de fluido, en particular, la tasa de retorno del flujo de lodo desde el pozo 18. Los datos del caudal de fluido pueden obtenerse del sistema de datos de la plataforma (no se muestra). Como alternativa, para instalaciones más antiguas que no emplean un sistema de datos de plataforma, los datos del caudal de fluido pueden obtenerse directamente de la instrumentación.

35 Al detectar un aumento en el caudal de fluido desde el pozo 18 que excede un umbral preseleccionado establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12, el sistema de control 12 genera señales de salida en forma de una alarma audible y una advertencia visual en la HMI en la estación de control 22.

40 El sistema de control 12 también implementa el protocolo inicial de control del pozo en forma de un procedimiento de cierre del pozo, como se describirá a continuación.

El sistema de control 12 genera una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que eleve la sarta 48 del fondo del pozo 18.

45 Los datos sobre la altura del malacate 46 se obtendrán del controlador del malacate 44.

Cuando el malacate alcanza la primera altura establecida disponible, el controlador del sistema de control ordenará al controlador del malacate que deje de elevar la sarta de perforación 48.

50 El sistema de control 12 también genera una señal de comando 50 al controlador de mecanismo superior 52 para ordenar al mecanismo superior 54 que detenga la rotación.

55 El sistema de control 12 también genera una señal de comando 56 al controlador 58 de bombas de lodo para detener una serie de bombas de lodo 60 preseleccionadas.

60 Después de un tiempo de retraso preestablecido establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12, si el sistema de control 12 detecta que el caudal permanece por encima del caudal umbral preseleccionado, o después de la confirmación de que las bombas de lodo 60 se han detenido y se ha completado un retraso de tiempo adicional, si el flujo no se ha reducido a un nivel insignificante, el sistema 12 determina que una condición de influjo está presente y en curso. En el procedimiento ilustrado, el tiempo de retardo preestablecido establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 es de 1 segundo y el retardo de tiempo adicional es de 30 segundos. El tiempo de retardo preestablecido y el retardo de tiempo adicional son ajustables por el perforador 26 al configurar el sistema de control 12, pero ocurren automáticamente una vez que el sistema de control 12 ha sido habilitado.

65 Al determinar que existe una condición de influjo, el controlador del sistema de control 72 generará una señal de

comando al BOP 66 para cerrar inmediatamente el preventor anular o el ariete de tubería (dependiendo de qué opción haya sido preseleccionada por el perforador durante la configuración del sistema de control 12).

Una vez cerrado el BOP 66 y cerrado el pozo 18, la señal de alarma se cancela y el controlador del sistema de control 72 vuelve a una condición inactiva, es decir, continúa monitoreando los datos de los otros sistemas pero no hace demandas operativas sobre los componentes de la instalación 10 hasta que el perforador 26 inicia una operación para hacer circular el influjo como se describirá a continuación con referencia a la figura 7. El sistema 12 puede estar inactivo de 30 minutos a 2 horas dependiendo de la opción que haya elegido el perforador 26 al configurar el sistema 12.

Como se muestra en la figura 7, después que se ha cerrado el pozo 18, el sistema 12 realiza los cálculos necesarios para producir una hoja de eliminación utilizada para confirmar la presión y los detalles requeridos para hacer circular el influjo desde el pozo 18 automáticamente.

La lógica del sistema determina la presión máxima en los lados de la tubería de perforación y del revestimiento, utilizando el estrangulador automático para mantener los márgenes de seguridad de presión requeridos desde los lados de la tubería de perforación y del revestimiento.

La válvula de línea de estrangulamiento o eliminación en el colector de estrangulamiento 70 se abre para luego alinear el panel de estrangulamiento 68, para monitorear las presiones de la tubería de perforación y del revestimiento hasta que se estabilicen.

Una vez que las presiones de la tubería de perforación y del carcasa se hayan estabilizado, según las instrucciones preestablecidas del HMI 28, el sistema 12 arrancará automáticamente las bombas de lodo seleccionadas 60 para hacer circular el influjo fuera del pozo 18 a una velocidad establecida preseleccionada por el perforador 26 en el HMI 28. A modo de ejemplo, la velocidad establecida puede estar en el rango de 5 carreras por minuto (SPM) hasta 40 carreras por minuto (SPM).

El sistema de control 12 operará automáticamente la válvula de estrangulamiento y/o el panel 68 a los porcentajes correctos de apertura o cierre dependiendo de los márgenes de seguridad requeridos en el pozo 18, hasta que el influjo circule fuera del pozo 18.

El sistema de control 12 monitorea continuamente las presiones reales versus las calculadas y ajusta automáticamente las posiciones de apertura o cierre de la válvula de estrangulamiento o panel 68 para garantizar que se mantengan las presiones correctas hasta que el influjo circule de manera segura fuera del pozo 18.

Haciendo referencia ahora a las figuras 8A y 8B de los dibujos adjuntos, se muestra un método automatizado alternativo para su uso en el control de pozo.

Como se muestra en la figura 8A, el sistema de control 12 es configurado y habilitado primero por el perforador 26 en la HMI 28.

El perforador 26 controla entonces el equipamiento de perforación, incluyendo por ejemplo el malacate 46, el mecanismo superior 54 y las bombas de lodo 60, para comenzar las operaciones. En este punto, desde la perspectiva del perforador 26, el sistema de control 12 está funcionando en segundo plano, es decir, las operaciones de perforación no se ven afectadas por el sistema de control 12. Sin embargo, el sistema de control 12 está monitorizando el caudal de fluido, en particular el flujo de lodo regresa desde el pozo 18. Los datos del caudal de fluido pueden obtenerse del sistema de datos de la plataforma 38. Como alternativa, para instalaciones más antiguas que no emplean un sistema de datos de plataforma 38, los datos del caudal de fluido pueden obtenerse directamente de la instrumentación.

Al detectar un aumento en el caudal de fluido desde el pozo 18 que excede un umbral preseleccionado establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12, el sistema de control 12 genera señales de salida en forma de una alarma audible y una advertencia visual en la HMI 28 en la estación de control 22.

El sistema de control 12 también implementa el protocolo inicial de control del pozo en forma de un procedimiento de cierre del pozo, como se describirá a continuación.

El sistema de control 12 genera una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que eleve la sarta 48 del fondo del pozo 18.

Los datos sobre la altura del malacate 46 se obtendrán del controlador del malacate 44.

Cuando el malacate 46 alcanza la primera altura establecida disponible, el controlador del sistema de control 72 ordenará al controlador del malacate 44 que deje de elevar la sarta de perforación 48.

El sistema de control 12 también genera una señal de comando 50 al controlador de mecanismo superior 52 para

ordenar al mecanismo superior 54 que detenga la rotación.

El sistema de control 12 también genera una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo para detener las bombas de lodo 60 preseleccionadas. Sin embargo, como se muestra en el procedimiento alternativo ilustrado en la figura 8A, una de las bombas de lodo 60 continúa bombeando, por ejemplo a 30 carreras por minuto (SPM).

Al determinar que existe una condición de influjo, el controlador del sistema de control 72 generará una señal de comando 62 al BOP 66 para cerrar inmediatamente el preventor anular o el ariete de tubería (dependiendo de qué opción haya sido preseleccionada por el perforador 26 durante la configuración del sistema de control 12).

Una vez cerrado el BOP 66 y cerrado el pozo 18, la bomba de lodo 60 continúa bombeando a un ritmo bajo, por ejemplo, 30 carreras por minuto, hasta alcanzar la presión adecuada en la tubería de perforación.

La presión apropiada de la tubería de perforación a la que la bomba de lodo 60 continúa bombeando se determina como la menor entre Pmax y Psc, donde Pmax es la presión máxima que se puede alcanzar sin dañar la formación, y donde Psc es la presión a la cual el fluido bombeado iguala la presión del influjo (la presión de "sobrecarga").

Como se ha descrito anteriormente, durante el proceso de construcción del pozo no se debe exceder la Presión Superficial Anular Máxima Permitida (MAASP), de lo contrario, se puede iniciar una explosión subterránea. Esto puede provocar una brecha en la superficie y debe evitarse.

Pmax puede definirse con referencia a MAASP mediante la ecuación (1):

$$(1) \quad P_{\max} = \text{MAASP} - 100\text{psi}$$

la propia MAASP puede calcularse a partir de la ecuación (2):

$$(2) \quad \text{MAASP} = (\text{FG} - \text{MW}) \times 0.052 \times \text{TVD},$$

donde FG es el gradiente de fractura,
donde MW es el peso del lodo en libras por galón,
donde TVD es la profundidad vertical total de la zapata de la carcasa en pies

La Psc se puede calcular de la ecuación (3):

$$(3) \quad P_{\text{sc}} = X \times 0.052 \times \text{TVD},$$

donde TVD es la profundidad vertical total de la zapata de la carcasa en pies,
donde X es el peso adicional del lodo en libras por galón (ppg) que el ingeniero de perforación y el geólogo determinan que se deriva del aumento máximo probable en el peso del lodo para la sección del pozo que se está perforando. Está determinado por la sección del pozo y la profundidad del pozo. Por ejemplo, una sección de pozo relativamente poco profunda, hasta 2.500 pies (762 m) en un área donde la presión de poro es bien conocida podría tener un valor X de 0,5 ppg. En una sección de pozo más profunda, 12.000 pies (3657,6 m) con un gran potencial para presiones de poros más altas, puede tener un valor X de 4ppg.

La lógica del sistema de control 12 determina si Pmax o Psc es menor y continúa bombeando hasta la presión más baja.

Luego, la bomba de lodo 60 se desacelera gradualmente desde 30 carreras por minuto a 20 carreras por minuto a 10 carreras por minuto durante los últimos 100 psi. Dentro de 100 psi, el sistema 12 reduce a 20 carreras por minuto. Dentro de 50 psi se reduce a 10 carreras por minuto.

En el valor predeterminado la bomba de lodo 60 deja de bombear.

La alarma se cancela y el controlador del sistema de control 72 vuelve a una condición inactiva, continúa monitoreando los datos de los otros sistemas pero no realiza exigencias operativas a los otros equipamientos.

Habiendo abordado la influjo, y cuando sea seguro hacerlo, las operaciones pueden entonces ser reanudadas por el perforador 26.

Ventajosamente, la operación de bombeo de fluido de las figuras 8A y 8B reduce o minimiza el volumen del influjo. Minimizar el volumen de influjo tiene varias ventajas. Por ejemplo, un volumen de influjo reducido puede dar como resultado que se ejerza una presión más baja sobre el pozo 18 y el equipamiento de plataforma. También existe un riesgo reducido de atascarse y otros problemas con los orificios. Más opciones para eliminar el pozo estarán

disponibles, particularmente utilizando la técnica del toro para desplazar el influjo de regreso a la formación donante. El sistema 12 asegura al operador que el volumen de influjo se reduciría significativamente, en particular pero no exclusivamente a un máximo de cinco barriles de influjo.

- 5 Haciendo referencia ahora a la figura 9 de los dibujos adjuntos, que muestra un diagrama de gradiente de presión de poro/fractura de un pozo determinado, se detecta un evento de arranque a 11.000 pies (3,35 km) mientras se perfora con 14,2 ppg (libras por galón) de lodo de perforación.

La zapata a 9.000 pies tiene un gradiente de fractura de alrededor de 15,2 ppg.

- 10 Por lo tanto, el MAASP es $1 \text{ ppg} \times 0,052 \times 9.000 \text{ pies} = 468 \text{ psi}$.

La incertidumbre de la presión de poro, determinado por el geólogo de operaciones y el ingeniero de perforación fue 2ppg, lo que significa que la probabilidad de que la presión de poro anticipada sea superior a 2 ppg es muy baja. Por tanto, $X = 2 \text{ ppg}$.

- 15 $P_{\text{max}} = 468 \text{ psi} - 100 \text{ psi} = 368 \text{ psi}$ con 14,2 ppg de lodo.
 $P_{\text{sc}} = 2 \text{ ppg} \times 0,052 \times 9000 \text{ pies} = 936 \text{ psi}$, con 14,2 ppg lodo.

- 20 Así, después de que el pozo ha sido cerrado, la bomba de lodo seleccionada 60 continúa bombeando a 368 psi. La bomba de lodo seleccionada 60 se detiene entonces como se describe anteriormente.

La figura 10 de los dibujos adjuntos muestra un diagrama de flujo que muestra un método adicional para usar en el control de pozo. En este método, la tubería de perforación se está introduciendo o extrayendo del pozo 18.

- 25 Como se muestra en la figura 10, el sistema de control 12 es configurado y habilitado por el perforador 26 en la HMI 28.

El perforador 26 controla entonces el equipamiento de perforación y comienza las operaciones de disparo.

- 30 El perforador 26 ingresa datos de volumen de lodo diferencial en el HMI 28 a medida que la tubería de perforación entra o sale del pozo 18.

El sistema de control 12 recibe una señal de un sensor en el tanque de disparo, mientras se extrae o se introduce la tubería de perforación en el pozo.

- 35 Cuando el sensor identifica una inconsistencia en los volúmenes de lodo, el perforador 26 está alerta en el HMI 28.

Después de un retraso de tiempo preestablecido, si el umbral aún se supera o si, tras un retraso de tiempo adicional, el flujo no se ha reducido a un nivel insignificante, el sistema 12 determina que hay un influjo en curso e inicia el protocolo inicial de control del pozo.

- 40 El sistema de control 12 envía una orden al controlador 44 del malacate indicándole que baje inmediatamente el malacate 46. Cuando el malacate 46 alcanza la altura de conexión, el sistema de control 12 ordena al controlador de malacate 44 que se detenga.

A medida que avanza el protocolo inicial de control del pozo, el HMI 28 muestra las etapas del proceso, por ejemplo, "Punzar en válvula de seguridad completamente abierta", "Válvula de compensación", "Cerrar válvula". Una vez realizadas las tres acciones, el perforador 26 presiona el botón de validación en el HMI 28.

- 50 El sistema de control PLC 74 ordena entonces al controlador BOP 64 que cierre inmediatamente el preventor anular del BOP 66.

La alarma se cancela y el controlador del sistema de control 72 vuelve a una condición inactiva, continúa monitoreando los datos de los otros sistemas pero no realiza exigencias operativas a los otros equipamientos.

- 55 Habiendo abordado la influjo, y cuando sea seguro hacerlo, las operaciones pueden entonces ser reanudadas por el perforador 26.

La figura 11 es un diagrama de flujo de un método adicional, para uso cuando se realizan conexiones de tubería de perforación para perforar el pozo 18.

El sistema de control 12 es configurado y habilitado primero por el perforador 26 en la HMI 28.

- 65 El perforador 26 controla entonces el equipamiento de perforación, incluyendo por ejemplo el malacate 46, el mecanismo superior 54 y las bombas de lodo 60, para comenzar las operaciones. En este punto, desde la perspectiva

del perforador 26, el sistema de control 12 está funcionando en segundo plano, es decir, las operaciones de perforación no se ven afectadas por el sistema de control 12. Sin embargo, el sistema de control 12 está monitorizando el caudal de fluido, en particular el flujo de lodo regresa desde el pozo 18. Los datos del caudal de fluido pueden obtenerse del sistema de datos de la plataforma 38. Como alternativa, para instalaciones más antiguas que no emplean un sistema de datos de plataforma 38, los datos del caudal de fluido pueden obtenerse directamente de la instrumentación.

Si el sistema de control 12 determina a partir de la señal de entrada recibida del sensor 32 que el caudal de fluido excede un caudal umbral preestablecido para cuando la tubería de perforación está estacionaria, el sistema de control 12 genera señales de salida en forma de una alarma audible y una advertencia visual en la HMI 28 en la estación de control 22.

Luego, el sistema de control 12 envía una señal a un brazo de control para instalar una válvula en la parte superior de la tubería de perforación.

Cuando la válvula se instala, el sistema de control 12 enviará una orden al controlador BOP 64 para cerrar el BOP 66.

El sistema y método anteriores proporcionan una serie de beneficios sobre las técnicas convencionales de control de pozo. Por ejemplo, además de proporcionar detección y acción automatizadas del protocolo inicial de control del pozo, por ejemplo, procedimiento de cierre, el sistema y el método proporcionan automatización de los cálculos de presión máxima de forma continua, dado que el peso del lodo (MW) varía durante el proceso de perforación y el sistema 12 está configurado para monitorear continuamente el peso del lodo, por ejemplo de la disposición de sensores de la instalación.

Se reconocerá que es meramente ilustrativo y que pueden realizarse diversas modificaciones sin alejarse del ámbito de las reivindicaciones.

Por ejemplo, el sistema de control 12 puede configurarse para monitorear adicionalmente el nivel en el pozo de lodo como indicativo de un aumento en el caudal de fluido desde el pozo 18.

El sistema de control 12 también puede leer la presión de la bomba de forma continua y presentarla al perforador 26 para comunicar la proximidad a las presiones de fractura de la zapata.

Se reconocerá que el sistema de control 12 puede utilizarse en una variedad de aplicaciones diferentes durante el funcionamiento de la instalación de petróleo y gas 10, como se describe a continuación.

Por ejemplo, la figura 12 de los dibujos adjuntos muestra una vista esquemática de una topología del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para detectar y reaccionar ante un influjo durante el proceso de establecer y/o interrumpir una conexión, es decir, agregar una junta o soporte de tubería de perforación a la parte superior de la sarta de perforación.

Como se muestra en la figura 12, el sistema de control 12 está acoplado al sensor de línea de flujo 100 y está configurado para recibir datos del sensor en tiempo real desde el sensor 100, permitiendo así que el sistema de control 12 monitoree el caudal de fluido desde el pozo 18 durante cualquiera de las subfases de realización de la conexión. El sensor de línea de flujo 100 puede ser idéntico al sensor 32 descrito anteriormente, o puede tomar la forma de otro sensor de caudal.

El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos del sensor si el caudal de fluido excede un umbral preseleccionado de caudal de fluido establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 en el HMI 28, siendo esto indicativo de una condición de entrada de fluido en el pozo 12.

Al determinar que el caudal de fluido excede el umbral de caudal de fluido preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

Al recibir la señal de alarma, se requiere que el perforador 26 responda, a través del HMI 28, con una señal de confirmación que confirma que la integridad de la presión de la sarta de perforación está en su lugar. Una vez que hay un indicador positivo de un influjo, y el perforador 26 ha confirmado que la integridad de la presión de la columna de perforación está en su lugar, el sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control de pozo emitiendo una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo, referido de manera general y colectiva en 102, de la instalación de petróleo y gas 10.

En el sistema ilustrado que se muestra en la figura 12, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando del malacate 62 al controlador 64 del preventivo de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y por lo tanto cierre el pozo 12. El controlador 64 controla el BOP 66. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en plataformas tradicionales, el BOP 66 puede

controlarse directamente en lugar de a través de un controlador 64.

Ventajosamente, mientras el perforador 26 está realizando la operación manual de realizar la conexión, el sistema de control 12 es operable para detectar y reaccionar ante un influjo que se produce durante cualquiera de las subfases de realización de una conexión.

La figura 13 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para detectar y reaccionar ante una entrada durante una operación de disparo, es decir, sacar la sarta de perforación del pozo 18 y/o volver a introducir la sarta de perforación en el pozo 18, por ejemplo para reemplazar una broca de perforación.

Como se muestra en la figura 13, el sistema de control 12 está conectado a un sensor de nivel 104 en el tanque de disparo 106 de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sensor de nivel 104 configurado para proporcionar datos precisos en tiempo real indicativos del nivel de fluido en el tanque de disparo 106. El sistema de control 12 también está conectado al sensor de profundidad de la broca 108, el sensor de profundidad de la broca 108 configurado para proporcionar datos en tiempo real indicativos de la profundidad de la sarta de perforación en el pozo 18.

El sistema de control 12 está configurado para determinar, a partir de los datos proporcionados por el sensor de profundidad de la broca 108, el desplazamiento volumétrico de la tubería de perforación cuando entra y/o sale del pozo 18.

El sistema de control 12 está configurado para comparar los datos del sensor de nivel 104 relacionados con el nivel de fluido en el tanque de disparo 106 con el desplazamiento volumétrico de la tubería de perforación determinado a partir del sensor de profundidad de la broca 108; siendo indicativa de una entrada una desviación en forma de un aumento en el nivel de fluido en el tanque de disparo 106 con respecto al desplazamiento volumétrico determinado.

En caso de que el sistema de control 12 detecte una pequeña desviación, el sistema de control 12 está configurado para transmitir una señal de advertencia al perforador 26 a través de la HMI 28. En el sistema ilustrado, la señal de advertencia adopta la forma de una señal de alarma audible. Sin embargo, se entenderá que la señal de advertencia puede tomar cualquier otra forma adecuada, tal como una señal visual y/o háptica o similar.

En el caso de una desviación mayor que exceda un umbral preseleccionado establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 en la HMI 28, el sistema de control 12 está configurado para transmitir una señal de alarma (diferente de la alarma de aviso) al perforador 26 a través de la HMI 28. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales. Sin embargo, se entenderá que el señal de alarma puede de toma cualquier otra forma adecuada, tal como una señal visual y/o háptica o similar.

Al recibir la señal de alarma, se requiere que el perforador 26 responda, a través del HMI 28, con una señal de confirmación que confirma que la integridad de la presión de la sarta de perforación está en su lugar.

Una vez que hay un indicador positivo de un influjo, y el perforador 26 ha confirmado que la integridad de la presión de la columna de perforación está en su lugar, el sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control de pozo emitiendo una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo, referido de manera general y colectiva en 102, de la instalación de petróleo y gas 10.

En el sistema ilustrado, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando del malacate 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y por lo tanto cierre el pozo 12.

El controlador 64 controla el BOP 66. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, el BOP 66 puede controlarse directamente en lugar de a través del controlador 64.

Al recibir la alarma sonora y/o el aviso visual, se requiere que el perforador 26 responda, a través del HMI 28, con una señal de confirmación que confirma que la integridad de la presión de la sarta de perforación está en su lugar antes de que se inicie la operación de cierre del pozo.

Ventajosamente, el sistema de control 12 está configurado para detectar y reaccionar ante un influjo que se produce durante una operación de disparo, como entrar, salir, tirar en mojado, tirar en seco, y con o sin flotador en la sarta de perforación.

La figura 14 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12 para detectar y reaccionar ante un influjo durante una operación de disparo a la que se muestra en la figura 13.

Como se muestra en la figura 14, además de estar conectado al sensor de nivel 104 y al sensor de profundidad de broca 108, el sistema de control 12 también está conectado al sensor de caudal 110, permitiendo así que el sistema de control 12 monitoree el caudal de fluido desde el pozo 18. El sensor de caudal 110 puede ser idéntico o similar al

sensor 32 o al sensor de caudal de la línea de flujo 100 descrito anteriormente, o puede tomar la forma de otro sensor de caudal.

5 Ventajosamente, la adición de datos de caudal de fluido del sensor de caudal 110 permite que el sistema de control 12 tenga en cuenta cómo el efecto del caudal de lodo de la entrada y salida del pozo 18 se sumaría o restaría a un caudal de entrada potencial.

10 Como se ha descrito anteriormente, tras el inicio del protocolo inicial de control del pozo, el sistema 12 puede configurarse para ejecutar un protocolo de control de pozo adicional en forma de una operación de circulación de influjo.

15 La figura 15 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para realizar una operación de circulación de influjo, que hace fluir el fluido de influjo fuera del pozo 18.

Por razones de claridad, se han omitido los componentes necesarios para detectar y reaccionar ante un influjo e iniciar el protocolo inicial de control del pozo.

20 Como se muestra en la figura 15, el sistema de control 12 está conectado a sensores, mostrados colectivamente en 112, configurado para monitorear la presión de la tubería de perforación, presión de la carcasa, velocidad de la bomba de lodo, carreras de la bomba de lodo y posición del estrangulador.

25 El sistema de control 12 está configurado para calcular la información requerida para realizar la operación de circulación tal como peso muerto, peso del lodo, presión circulante inicial (PIC) y tasas de circulación lentas (SCR).

30 En uso, cuando se ha cerrado un influjo, y la instalación 10 está lista para hacer circular el influjo, el sistema de control 12 toma automáticamente el control de las bombas de lodo 60 y el estrangulador 68 para realizar la operación u operaciones de circulación de influjo, según sea necesario, manteniendo al mismo tiempo la presión hidrostática por encima de la presión de poro por el margen de sobreequilibrio requerido, y manteniendo ese sobreequilibrio estable, durante toda la(s) operación(es) de circulación.

35 Ventajosamente, el sistema está configurado para atender todo tipo de metodologías comunes de eliminación de pozos, incluyendo el Método de los Perforadores y/o el Método de Espera y Peso conocidos en la técnica.

40 Asimismo, el sistema de control 12 está configurado para identificar problemas durante las operaciones de eliminación de pozos, como boquillas tapadas, estrangulador de enchufe, lavado estrangulado, tubería de perforación lavada, o similar. Al identificar tales cuestiones, el sistema de control 12 está configurado para detener las operaciones y transmitir una señal de advertencia al perforador 26 a través de la HMI 28, junto con el procedimiento correctivo recomendado. El perforador 26 deberá aceptar, a través del HMI 28, la solución recomendada antes de que el sistema de control complete la operación de eliminación del pozo.

45 En cualquier momento, el HMI 28 es adaptable para mostrar una variedad de pantallas en términos de presión, tiempo, y carreras de bombas o similares.

La figura 16 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, en este caso, un sistema 114 de perforación con presión controlada (MPD) de la instalación 10 de petróleo y/o gas.

50 Como se muestra en la figura 16, el sistema de control 12 está conectado al sistema MPD 114, el sistema de control 12 configurado para recibir una señal desde el sistema MPD 114 que indica que se puede haber detectado una entrada.

55 El sistema de control 12 está configurado para verificar la señal del sistema MPD 114 y determinar a partir de la señal recibida si se ha excedido o no el umbral preseleccionado.

Al determinar que se ha superado el umbral preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22.

60 El sistema de control 12 también inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102 de la instalación de petróleo y gas 10.

65 En la sistema ilustrada que se muestra en la figura 16, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que eleve la sarta de perforación 48 del fondo del pozo 18; comunicar una señal de comando 50 al controlador 52 del mecanismo superior 54 para ordenar al mecanismo superior 54 que deje de girar;

comunicar una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo 60 para ordenar a las bombas de lodo 60 que dejen de bombear fluido al interior del pozo 18; y comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y de ese modo cierre el pozo 12. Los controladores 44, 52, 58 y 64 controlan cada uno de los componentes 46, 54, 60 y 66 respectivamente. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, los componentes pueden controlarse directamente en lugar de mediante controladores.

Antes del inicio del cierre, el sistema de control 12 buscará comprobaciones adicionales de confirmación del sistema MPD 114 de que dicha acción sigue siendo válida.

Ventajosamente, el sistema de control 12 facilita que los sistemas y operaciones automatizados de control de pozo se combinen con sistemas MPD preexistentes en instalaciones de petróleo y/o gas. Asimismo, el sistema de control 12 es operable de manera que si el volumen de un influjo es mayor que el influjo máximo que el sistema MPD 114 puede hacer circular (nominalmente 5 bbls), el sistema de control 12 facilita al menos el cierre inicial del pozo rápidamente, eficientemente y con mínima o ninguna intervención humana.

La figura 17 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, en este caso un sistema de detección temprana de arranques (EKDS) 116. En la sistema ilustrada que se muestra en la figura 17, el EKDS 116 es un EKDS 116 de terceros preexistente de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 17, el dispositivo de control 12 está conectado al EKDS 116, el sistema de control 12 configurado para recibir una señal del EKDS 116 que indica que se puede haber detectado un influjo.

El sistema de control 12 está configurado para verificar la señal del EKDS 116 y determinar a partir de la señal recibida si se ha excedido o no el umbral preseleccionado.

Al determinar que se ha superado el umbral preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22.

El sistema de control 12 también inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102 de la instalación de petróleo y gas 10.

En la sistema ilustrada que se muestra en la figura 17, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que eleve la sarta de perforación 48 del fondo del pozo 18; comunicar una señal de comando 50 al controlador 52 del mecanismo superior 54 para ordenar al mecanismo superior 54 que deje de girar; comunicar una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo 60 para ordenar a las bombas de lodo 60 que dejen de bombear fluido al interior del pozo 18; y comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y de ese modo cierre el pozo 12. Los controladores 44, 52, 58 y 64 controlan cada uno de los componentes 46, 54, 60 y 66 respectivamente. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, los componentes pueden controlarse directamente en lugar de mediante controladores.

Antes del inicio del cierre, el sistema de control 12 buscará comprobaciones adicionales de confirmación del EKDS 116 de que dicha acción sigue siendo válida.

La figura 18 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, en este caso un sistema de detección temprana de arranques (EKDS) 118.

Como se muestra en la figura 18, el dispositivo de control 12 está conectado al EKDS 118, el sistema de control 12 configurado para recibir una señal del EKDS 118 que indica que se puede haber detectado un influjo.

Haciendo referencia ahora a la figura 19 de los dibujos adjuntos, el EKDS 118 está conectado y configurado para recibir datos de sensor desde una disposición de sensores, en general indicado 120, incluyendo uno o más de: un sensor de caudal de línea de flujo 122; un sensor del totalizador del volumen del pozo (PVT) 124; un sensor de velocidad de penetración (ROP) 126; un sensor de velocidad de la bomba de lodo (carreras por minuto o SPM) 128; un sensor de presión de bomba de lodo (MPP) 130; un sensor del peso de la sarta de perforación (DSW) 132; un sensor de flujo de lodo 134; un sensor de gas de conexión 136; un sensor de movimiento 138; y un sensor de propiedad del lodo (peso del lodo, viscosidad plástica) 140.

Como se muestra en la figura 18, el EKDS 118 está conectado al sistema de control 12 y a la HMI 28 y se configura de modo que el perforador 26 pueda ajustar la configuración de la disposición de sensores 120 a través de la HMI 28.

El EKDS 118 comprende un software de control configurado para recibir, calcular, procesar y combinar los datos del

sensor de la disposición de sensores 120, la información resultante luego se prueba con respecto a criterios preestablecidos (de un formulario de votación/delegación) establecidos por el operador. Si la información del sensor recibida y procesada satisface los criterios preestablecidos, luego, la señal se transmitirá desde el EKDS 118 al sistema de control 12 para iniciar la secuencia de comando para comenzar el protocolo inicial de control del pozo.

5 Antes del inicio del cierre, el sistema de control 12 buscará comprobaciones adicionales de confirmación del EKDS 118 de que dicha acción sigue siendo válida.

10 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende uno o más sensores de caudal de línea de flujo 122, el sensor de caudal 122 configurado para medir el caudal desde el pozo 18. El sensor de caudal 122 puede ser idéntico o similar al sensor 32, sensor de caudal de línea de flujo 100 o sensor de caudal 110 descrito anteriormente, o puede tomar la forma de otro sensor de caudal.

15 La disposición de sensores 120 en el sistema ilustrado comprende una pluralidad de sensores PVT 124 colocados alrededor del pozo de lodo activo y configurados para medir cambios en el nivel de fluido del pozo de lodo activo, siendo este un indicador de arranque principal.

20 En cuanto a los sensores PVT 124, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida de los sensores PVT (activos) 124 para calcular una altura promedio del nivel de fluido en un momento dado: i) mientras se perfora en avance; y ii) durante las conexiones, pero sólo después de que el fluido regrese de la línea de flujo. El nivel de líquido promedio debería compararse con lecturas anteriores (por ejemplo, cada 15 segundos) y también para detectar cambios de tendencia. Los datos deben excluirse durante un período corto durante el arranque y/o parada de las bombas de lodo 60 y/o por cambios intencionales en la velocidad de las bombas de lodo 60 instruidas por el perforador 26.

25 Como se ha descrito anteriormente, el sensor magnético 120 comprende uno o más sensores de ROP 126, el sensor ROP 126 configurado para detectar un aumento instantáneo en la velocidad de penetración de la columna de perforación, siendo este un indicador de arranque secundario.

30 El sensor ROP 126 utiliza información del sensor codificador del malacate (que mide efectivamente la altura del bloque y por lo tanto la velocidad a la que la tubería de perforación ingresa al pozo). Como alternativa o de forma adicional, el sensor ROP 126 puede tomar la información de otras fuentes de medición de altura.

35 En cuanto al sensor ROP 126, el EKDS 118 está configurado para procesar la información del sensor de ROP 126 comparando la ROP actual con los valores de ROP promedio e instantáneos registrados a lo largo de una distancia seleccionada, por ejemplo, los últimos 100 pies perforados (30,48 m).

40 Como se ha descrito anteriormente, el sensor magnético 120 comprende uno o más sensores de SPM 128, el sensor SPM 128 configurado para detectar un aumento en las carreras por minuto (SPM) de la bomba de lodo, siendo este otro indicador de arranque secundario. El sensor SPM 128 utiliza información del dispositivo de medición/controlador de velocidad de la bomba de lodo activo.

45 En cuanto al sensor SPM 128, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida por el sensor SPM 128 comparando las carreras por minuto totales actuales de las bombas de lodo con las carreras por minuto promedio e instantáneas registradas durante un período de tiempo pasado seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

50 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende uno o más sensores de presión de bomba de lodo (MPP) 130, el sensor MPP 130 configurado para detectar una disminución en la presión de la bomba de lodo (MPP), siendo este otro indicador de arranque secundario. El sensor MPP 130 utiliza información del dispositivo de medición de salida de presión de la bomba de lodo.

55 En cuanto al sensor MPP 130, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida por el sensor MPP 130 comparando la presión actual de la bomba de lodo con las presiones promedio e instantánea registradas de la bomba de lodo durante un período de tiempo pasado seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

60 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende un sensor de peso de la sarta de perforación (DSW) 132, el sensor DSW 132 configurado para detectar un cambio repentino (en particular un aumento de peso/reducción de flotabilidad) en el peso de la sarta de perforación (DSW), siendo este un indicador de arranque secundario. El sensor DSW 132 utiliza información del indicador de peso de la columna de perforación.

En cuanto al sensor DSW 132, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida por el sensor DSW 132 comparando el DSW actual con los pesos promedio e instantáneos registrados de la sarta de perforación durante un período de tiempo seleccionado, por ejemplo, los 5 minutos anteriores.

65 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende un sensor de flujo de lodo de bomba de lodo 134, el sensor de flujo de lodo de la bomba de lodo 134 configurado para medir el caudal de la bomba de lodo.

En el sistema ilustrado, el sensor 134 de flujo de lodo de la bomba de lodo comprende un medidor de flujo de tipo Coriolis en la entrada de cada bomba de lodo 60 y un medidor de flujo de tipo Coriolis en la línea de flujo.

- 5 Como alternativa, la información del caudal se puede determinar tomando la información del caudal de entrada y salida de los contadores de carreras.

10 En lo que respecta al sensor de flujo de lodo de la bomba de lodo 134, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida comparando el caudal total instantáneo que entra en el pozo 18 (combinando el caudal Coriolis de entrada de la bomba de lodo) con el caudal de salida instantáneo que sale del pozo 18.

15 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende un sensor de gas de conexión 136 que comprende instrumentación en línea configurada para medir el tamaño de cada pico de gas asociado con cada conexión sucesiva.

20 En cuanto al sensor de gas de conexión 136, el EKDS 118 está configurado para procesar la información obtenida por el sensor de gas de conexión 136 comparando el tamaño y/o la posición de cada pico de gas con el del pico de gas anterior. Una tendencia creciente, sujeta a criterios preestablecidos, podría indicar un arranque, y el EKDS 118 procesará esta información, junto con información de otros sensores del módulo.

25 Como se ha descrito anteriormente, la instalación 10 de petróleo y/o gas ilustrada comprende una plataforma flotante 14 y la disposición de sensores 120 comprende o está asociada operativamente con uno o más sensores de movimiento 138 configurados para medir el movimiento de la plataforma 14 en términos de elevación, oscilación, oleaje, balanceo, cabeceo y guiñada.

30 En cuanto al sensor de movimiento 138, el EKDS 118 está configurado para recibir y procesar la información del sensor de movimiento 138. El movimiento de la plataforma 14 se mide: i) usando sensores de movimiento; ii) usar la unidad de referencia de movimiento (MRU) en la plataforma 14 y/o iii) pronosticar basándose en los valores esperados de amplitud de respuesta del operador (RAO) basados en el clima y los estados del mar dados.

35 La información de movimiento resultante se usará entonces para predecir el efecto del movimiento de la plataforma 14 sobre el caudal en la línea de flujo y/o el nivel de fluido activo del pozo. Esta predicción tiene en cuenta los tiempos de retardo del movimiento de fluidos y el diseño de líneas de flujo de fluidos, vías de circulación y fosos de fluido en la instalación, y las operaciones reales en curso en la instalación (por ejemplo, perforación previa, disparo, conexiones) en ese momento. Las características generales previstas del caudal de fluido y del nivel de fluido se compararán luego con las lecturas instantáneas en la plataforma 14. Las comparaciones se harán en términos de valores absolutos en un momento dado y en términos de valores de tendencia. Las desviaciones se compararán con la información prevista según criterios preestablecidos.

40 Como se ha descrito anteriormente, la disposición de sensores 120 comprende uno o más sensores de propiedad del lodo 140. El EKDS 118 y/o el sistema de control 12 están configurados para tomar mediciones de lodo automatizadas desde un dispositivo 140 de medición de parámetros de lodo automatizado y ejecutar una serie de algoritmos que analizan los pesos de lodo, porcentajes de corte de gas, sales, fases de aceite y agua, etc., luego, según sea necesario, activar el protocolo inicial de control de pozo.

45 Módulos de sensores (individualmente)

50 Cada uno de los EKDS 118 y los sensores 122,124,126,128,130,132,134,136,138, 140 de la disposición de sensores 120 anterior se puede proporcionar como un módulo separado implementado en software.

La figura 20 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para detectar y reaccionar ante un influjo durante actividades de circulación normales.

55 Como se muestra en la figura 20, el sistema de control 12 está conectado a un caudalímetro 142 y está configurado para recibir datos del sensor en tiempo real desde el sensor 142, permitiendo así que el sistema de control 12 monitoree el caudal de fluido desde el pozo 18 durante la circulación. El sensor 142 puede ser idéntico al sensor 32 descrito anteriormente, o puede tomar la forma de otro sensor de caudal. El sistema de control 12 también está conectado a un sensor de velocidad de la bomba de lodo 144 configurado para medir la velocidad de las bombas de lodo 60.

60 El sistema de control 12 está configurado de modo que el caudal de nivel base mantenido por el sistema de control 12 sea adaptable a, típicamente frecuente, alteraciones en la velocidad/caudal de la bomba de lodo realizadas por el perforador 26.

65 El caudal incremental que activa el protocolo inicial de control del pozo se ingresa como un aumento porcentual. Sin

embargo, se entenderá que el caudal incremental que desencadena el protocolo inicial de control del pozo puede, alternativamente, ingresarse como una cantidad incremental fija por encima del caudal instantáneo.

En la sistema ilustrada que se muestra en la figura 20, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que se aleje; comunicar una señal de comando 50 al controlador 52 del mecanismo superior 54 para ordenar al mecanismo superior 54 que deje de girar; comunicar una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo 60 para ordenar a las bombas de lodo 60 que dejen de bombear fluido al interior del pozo 18; y comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y de ese modo cierre el pozo 12. Los controladores 44, 52, 58 y 64 controlan cada uno de los componentes 46, 54, 60 y 66 respectivamente. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, los componentes pueden controlarse directamente en lugar de mediante controladores.

Sin embargo, el perforador 26 puede preseleccionar si se requiere o no el espacio. Si no está seleccionado, entonces el sistema de control 12 toma por defecto el BOP anular como el BOP a cerrar.

La figura 21 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para monitorear el pozo cuando está estático.

Como se muestra en la figura 21, el sistema de control 12 está conectado a un sensor de nivel 146 configurado para medir el nivel de fluido en el tanque de disparo 106, un sensor de línea de flujo 148 configurado para medir el caudal de fluido, y un sensor 150 configurado para medir el volumen activo del pozo.

En el sistema ilustrado, durante la configuración inicial, el perforador 26 preselecciona, a través del HMI 28, cuáles de los sensores 146, 148, 150 se controlan. La decisión sobre cuál de los sensores 146, 148, 150 se monitorea puede depender de si la operación se lleva a cabo en un pozo abierto o en un pozo entubado y/o cómo está alineado el sistema de flujo de lodo.

El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos del sensor recibidos de los sensores seleccionados 146, 148, 150, si un cambio de volumen detectado en el tanque de disparo y/o en el pozo activo, o un cambio de caudal detectado en la línea de flujo excede un umbral preseleccionado establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 en la HMI 28, siendo esto indicativo de una condición de entrada de fluido en el pozo 12.

Al determinar que el caudal de fluido excede el umbral de caudal de fluido preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102.

En el sistema ilustrado que se muestra en la figura 21, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando 42 al controlador 44 del malacate 46 para ordenar al malacate 46 que se aleje; comunicar una señal de comando 50 al controlador 52 del mecanismo superior 54 para ordenar al mecanismo superior 54 que deje de girar; comunicar una señal de comando 56 al controlador 58 de las bombas de lodo 60 para ordenar a las bombas de lodo 60 que dejen de bombear fluido al interior del pozo 18; y comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y de ese modo cierre el pozo 12. Los controladores 44, 52, 58 y 64 controlan cada uno de los componentes 46, 54, 60 y 66 respectivamente. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en instalaciones tradicionales, los componentes pueden controlarse directamente en lugar de mediante controladores.

Sin embargo, el perforador 26 puede preseleccionar si se requiere o no el espacio. Si no está seleccionado, entonces el sistema de control 12 toma por defecto el BOP anular como el BOP a cerrar.

La figura 22 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para monitorear el pozo cuando está estático.

Como se muestra en la figura 22, el sistema de control 12 está conectado a un sensor de nivel 152 configurado para medir el nivel de fluido en el tanque de disparo 106.

El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos del sensor recibidos de los sensores 152, si un cambio de volumen detectado en el tanque de disparo excede un umbral preseleccionado establecido por el perforador 26 al configurar y habilitar el sistema de control 12 en la HMI 28, siendo esto indicativo de una condición de entrada de fluido en el pozo 12.

Al determinar que el cambio de volumen detectado excede el caudal de fluido umbral preseleccionado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102.

En el sistema ilustrado que se muestra en la figura 22, el protocolo inicial de control del pozo toma la forma de un procedimiento de cierre del pozo que implica: comunicar una señal de comando 62 al controlador 64 del preventor de explosión (BOP) 66 para ordenar al BOP 66 que cierre y por lo tanto cierre el pozo 12. El controlador 64 controla el BOP 66. Debe entenderse que en otros casos, por ejemplo en plataformas tradicionales, el BOP 66 puede controlarse directamente en lugar de a través del controlador 64.

Ventajosamente, el sistema de control 12 se puede utilizar para monitorear las pruebas de flujo de entrada en empacadores de revestimiento o en ciertas terminaciones inferiores.

Como se ha descrito anteriormente, después del inicio del protocolo inicial de control de pozo, el sistema de control 12 puede configurarse para iniciar un protocolo de control de pozo adicional en forma de una operación de bombeo de fluido.

La figura 23 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para monitorear el pozo durante dicha operación de bombeo de fluido.

Como se muestra en la figura 23, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 154, que comprende uno o más sensores de caudal, manómetro de la carcasa, sensores de velocidad y presión de la bomba de lodo, sensor de propiedad del lodo. El sistema de control 12 también recibe datos de prueba de fugas y datos de profundidad de la broca.

Ventajosamente, el sistema de control 12 está configurado para limitar el tamaño del influjo que se cierra apagando lentamente la(s) bomba(s) de lodo 60 en lugar de con el enfoque normal de encendido/apagado. Esto significa que la pérdida de presión hidrostática debido al apagado de la(s) bomba(s) de lodo 60 (es decir, la pérdida de la densidad de circulación equivalente (ECD) se produce más lentamente, limitando así el tamaño del influjo que entra al pozo 18 y permitiendo que las presiones se igualen más rápidamente en el pozo 18 después de cerrarlo.

El sistema de control 12 está configurado para garantizar que no se exceda el valor de la prueba de fuga (LOT) en la zapata de la carcasa anterior.

La figura 24 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 24, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 156, que comprende uno o más sensores de caudal, manómetro de la carcasa, sensores de velocidad y presión de la bomba de lodo, sensor de propiedad del lodo. El sistema de control 12 también recibe datos de profundidad de la broca.

Ventajosamente, el sistema de control 12 aborda un problema que es relativamente común en formaciones clásticas y en pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT), llamado hinchamiento, mediante lo cual la presión dinámica del peso del lodo se acerca a la presión de la formación como resultado de pequeñas cantidades de fluido de perforación que se filtran hacia la formación. En una "conexión", cuando las bombas de lodo 60 se apagan y la presión del fluido de perforación se reduce, el fluido filtrado regresará al pozo 18. Este puede ser un volumen sustancial en una sección larga de pozo abierto. Puede resultar difícil descifrar este flujo de regreso de un verdadero influjo. El flujo de retorno dará un característico "caudal con el tiempo" en la superficie.

Durante operaciones normales de perforación, el sistema de control 12 mide cada firma en cada conexión, el sistema de control 12 determina a partir de los datos recibidos de la disposición de sensores 156 y utiliza opcionalmente un algoritmo de Inteligencia Artificial, una firma esperada en la próxima conexión, la firma esperada teniendo en cuenta la cantidad adicional de formación propensa a hincharse ahora expuesta.

El sistema de control 12 compara la firma del flujo de retorno real en la superficie con la firma prevista, y sujeto a ciertos criterios preestablecidos, implementará el protocolo inicial de control del pozo para cerrar el pozo.

Este módulo podría conectarse al EKDS 118 o podría ser un módulo independiente.

La figura 25 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 configurado para detectar y reaccionar ante un influjo durante una operación de limpieza.

- 5 Como se muestra en la figura 25, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 158, que comprende uno o más sensores de propiedades del lodo. El sistema de control 12 recibe los datos de dimensión de pozo, datos de profundidad de la broca y datos de prueba de fugas.

10 El sistema de control 12 está configurado para calcular la velocidad máxima de extracción del orificio (POOH) de forma continua.

En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales. El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar el pozo 18.

20 Ventajosamente, el sistema de control 12 permite maximizar la velocidad de POOH mientras se evita o al menos se mitiga el riesgo de absorber un influjo en el pozo 18.

La figura 26 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 está configurado para detectar y reaccionar ante una entrada durante una operación de rodaje.

- 25 Como se muestra en la figura 26, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 160, que comprende uno o más sensores de propiedades del lodo. El sistema de control 12 recibe los datos de dimensión de pozo, datos de profundidad de la broca y datos de prueba de fugas.

30 El aumento repentino es cuando la presión del fondo del pozo aumenta debido a los efectos de hacer funcionar la sarta de perforación demasiado rápido en el pozo 18. Pueden ocurrir pérdidas de lodo en el fondo del pozo si no se tiene cuidado y se excede la presión de fractura mientras se ejecuta en el pozo (RIH).

El sistema de control 12 está configurado para calcular la velocidad máxima de RIH de forma continua.

- 35 En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales. El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar el pozo 18.

40 La figura 27 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, el sistema de control 12 está configurado para detectar y reaccionar ante una entrada durante una operación de rodaje.

- 45 Como se muestra en la figura 27, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 162, que comprende una o más propiedades del lodo, caudal, sensores de velocidad y presión. El sistema de control 12 recibe los datos de dimensión de pozo, datos de profundidad de la carcasa y datos de prueba de fugas.

50 El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos recibidos si se está produciendo un influjo. En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales. El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar el pozo 18.

55 Ventajosamente, el sistema de control 12 detecta y reacciona a un influjo durante el funcionamiento de la carcasa o los revestimientos.

60 La figura 28 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 28, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 164, que comprende una o más propiedades del lodo, caudal, sensores de velocidad y presión. El sistema de control 12 recibe los datos de dimensión de pozo, datos de profundidad de terminación y datos de prueba de fugas.

65 El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos recibidos si se está produciendo un

influjo.

En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar el pozo 18.

Ventajosamente, el sistema de control 12 detecta y reacciona a un influjo durante la ejecución de las terminaciones.

La figura 29 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 29, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 166, que comprende una o más propiedades del lodo, caudal, sensores de velocidad y presión. El sistema de control 12 recibe los datos de dimensión de pozo, datos de profundidad de la carcasa y datos de prueba de fugas.

El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos recibidos si se está produciendo un influjo.

En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar el pozo 18.

Ventajosamente, el sistema de control 12 detecta y reacciona ante un influjo durante la cementación de la carcasa o del revestimiento.

La figura 30 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 30, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 168, que comprende una o más propiedades del lodo, caudal, sensores de velocidad y presión. El sistema de control 12 también recibe datos de caudal (con o sin tubo ascendente) y datos de dirección del viento.

El sistema de control 12 está configurado para determinar a partir de los datos recibidos si se está produciendo un influjo.

En caso que se detecte un influjo, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 inicia un protocolo inicial de control del pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para desviar el flujo del pozo a un área segura.

El sistema de control 12 está diseñado para perforar las secciones superiores del pozo 18 que se perforan sin el BOP y donde no habría sido seguro cerrar el pozo debido al riesgo de fractura de la zapata de la carcasa. Si la perforación encuentra una bolsa de gas poco profunda, el sistema de control 12 detectará el retorno de alto caudal de lodo fuera del espacio anular del pozo. La metodología para detectar el caudal estará determinada por el modo de perforación; es decir, si hay o no un tubo ascendente en su lugar.

El sistema de control 12 transmitirá una señal de alarma al perforador 26 a través del HMI 28.

El sistema de control preevaluará continuamente la dirección del viento en todo momento, y tras la señal de alarma, luego enviará una señal para abrir la válvula de línea a favor del viento por la borda. Se enviará entonces una señal para cerrar el desviador, y así desviar el flujo fuera de la instalación 10. Luego, el sistema iniciará un protocolo de gas superficial, incluyendo, por ejemplo, el bombeo automatizado de fluido de perforación de mayor densidad.

La figura 31 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 31, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 170, compuesto por bomba de tanque de disparo y sensores de nivel.

Para instalaciones sin sistema de manejo de gas ascendente, una vez que los BOP son activados por el sistema de control 12, el sistema de control 12 encenderá automáticamente la bomba del tanque de disparo (TT) y cambiará las válvulas de superficie para monitorear el contenido del tubo ascendente.

5 El sistema de control 12 puede supervisar el tanque de disparo 106. Si el nivel del tanque de disparo 106 aumenta, después de un período de tiempo, el BOP no se ha cerrado correctamente, o hay gas migrando en el tubo ascendente, o ambas cosas.

10 En cualquier caso, el sistema de control 12 cerrará otro BOP y considerará dirigir el flujo al desgasificador pobre (PBD) u operar el sistema desviador (habiendo evaluado también la dirección del viento).

La consideración de la ruta tendrá en cuenta la capacidad del PBD tanto desde el punto de vista del rendimiento de la embarcación como desde el punto de vista del tubo en U.

15 Si se excede cualquiera de estos, entonces el sistema de control 12 ordenará desviar el flujo a través del desviador.

La figura 32 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

20 Como se muestra en la figura 32, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 170, compuesto por bomba de tanque de disparo y sensores de nivel.

25 Para instalaciones con un sistema de manejo de gas ascendente, una vez que los BOP son activados por el sistema de control 12, el sistema de control 12 encenderá automáticamente la bomba del tanque de disparo (TT) y cambiará las válvulas de superficie para monitorear el contenido del tubo ascendente.

El sistema de control 12 monitoreará el tanque de disparo.

30 Si el nivel del tanque de disparo aumenta, después de un período de tiempo, el BOP no se ha cerrado correctamente, o hay gas migrando en el tubo ascendente, o ambas cosas.

En cualquier caso, el sistema de control 12 iniciará un aumento en la presión de cierre en el BOP y/o cerrará otro BOP y/o funcionará automáticamente el anular de gas ascendente simultáneamente.

35 La figura 33 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 33, el dispositivo de control 12 está conectado al sensor BOP 174.

40 El sistema de control 12 está configurado para detectar la presión por debajo de un BOP cerrado y luego ejecutar un enclavamiento para evitar que cualquier parte abra el BOP.

45 La figura 34 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 34, el sistema de control 12 está conectado a una biblioteca, indicado, en general, 176, de los procedimientos de control de pozo del operador y/o contratista de perforación para disparos, conexiones de perforación, etc.

50 Ventajosamente, el enlace a la biblioteca 176 permite que la secuenciación de las operaciones del sistema de control 12 se adapte a los procedimientos de control de pozo de un determinado operador y/o contratista de perforación.

55 La figura 35 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 35, el sistema de control 12 está conectado a una disposición de sensores de múltiples plataformas, indicada, en general, con 178.

60 El sistema de control 12 está configurado para determinar, utilizando los datos de la disposición de sensores de múltiples plataformas 178, la fase particular de la construcción del pozo en un momento dado, y luego automáticamente asegurar que el módulo del sistema de control 12 apropiado esté en operación para esa fase.

Ventajosamente, esto permite que el sistema de control 12 esté encendido en todo momento.

65 La figura 36 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra

la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 36, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos de marea, datos de posición de espacio seleccionado y datos de enlace de tiempo, indicada, en general, con 180.

5 El sistema de control 12 está configurado, basándose en los datos 180, para ajustar automáticamente la posición de espacio en respuesta a los cambios en la marea y seleccionar otro BOP como el anular.

10 En uso, el perforador 26 seleccionaría las posiciones de espacio en el sistema de control 12 a través del HMI 28 en la configuración inicial. Esas posiciones se registrarían al igual que el momento en que se registraron. Cuando ciertos cambios de marea hagan inutilizable una posición de espacio previamente seleccionada, el sistema de control 12 transmite una señal de alteración al taladro 26 solicitando un conjunto actualizado de posiciones de separación.

15 Ventajosamente, el sistema está especialmente adaptado para su uso en una plataforma flotante sujeta a un amplio rango de mareas.

La figura 37 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

20 Como se muestra en la figura 37, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos de dimensión BOP, datos de mareas, datos de posición de espacio libre e información de preferencia de BOP, indicada, en general, con 182.

25 El sistema de control 12 está configurado, basándose en los datos 182, para evaluar automáticamente la posición de la junta de herramienta en relación con la configuración exacta del BOP en la instalación, y luego seleccionar automáticamente cuál es el mejor BOP para cerrar en un momento dado.

La figura 38 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

30 Como se muestra en la figura 38, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos del medidor de profundidad con cable, datos de profundidad del piso de plataforma y datos de distancia de seguridad, indicada, en general, con 184.

35 En uso, el sistema de control 12 está configurado, basándose en los datos 184, para transmitir una señal de alerta al perforador 26, a través del HMI 28, y/o supervisor por cable a través de un enlace de datos adecuado, cuando se saca del pozo, lo que indica que la herramienta está cerca o en la superficie o se está reteniendo y/o cuando se ejecuta en un pozo que está cerca de la profundidad objetivo, o si se retiene.

40 Ventajosamente, el sistema proporciona una advertencia automática para el control del cable de recuperación, por cable, tubos en espiral, etc.

La figura 39 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, durante las operaciones de tubería flexible.

45 Como se muestra en la figura 39, el dispositivo de control 12 está conectado al sensor de caudal 186, el sensor 186 asociado con el sistema de tubería flexible de la instalación 10.

50 En caso de que se detecte un influjo durante las operaciones de tubería flexible, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22. En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

55 El sistema de control 12 también inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102, en este caso incluyendo el BOP asociado operativamente con la tubería flexible, para cerrar el pozo 18.

La figura 40 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10, durante las operaciones de cableado.

60 Como se muestra en la figura 40, el dispositivo de control 12 está conectado al sensor de caudal 188, el sensor 188 asociado al sistema cableado de la instalación 10.

65 En caso de que se detecte un influjo durante las operaciones de cableado, el sistema de control 12 está configurado para generar una o más señales de salida en forma de una señal de alarma en la HMI 28 en la estación de control 22.

En el sistema ilustrado, la señal de alarma comprende señales de alarma audibles y visuales.

El sistema de control 12 también inicia un protocolo inicial de control de pozo enviando una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control de pozo 102, en este caso incluyendo el BOP operativamente asociado con el cable, para cerrar el pozo 18.

La figura 41 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 41, el sistema de control 12 está configurado para recibir GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento y datos de control de propulsión de la embarcación, indicada, en general, con 190. El sistema de control 12 está configurado, basado en los datos recibidos 190, para enviar una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar la persiana/cizallamiento, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y realizar el apagado de la instalación.

La figura 42 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 42, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos de GPS y/u otros sistemas de posicionamiento y datos de control de propulsión de la embarcación, y datos de sensores de gas, indicada, en general, con 192.

El sistema de control 12 está configurado, basado en los datos recibidos 192, para enviar una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar la persiana/cizalla, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y apagar.

La figura 43 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 43, el sistema de control 12 está configurado para recibir datos de GPS y/u otros sistemas de posicionamiento y datos de control de propulsión de la embarcación, y datos de fallo de integridad previo al límite de excursión, indicada, en general, con 194.

El sistema de control 12 está configurado, basado en los datos recibidos 194, para enviar una serie de señales de comando a la instalación y al equipamiento de control del pozo 102 para cerrar la persiana/cizalla, desconectar el paquete de elevador marino inferior (LMRP) y realizar un apagado.

Ventajosamente, el sistema de control 12 está configurado para cerrar el pozo cuando, por ejemplo, una excursión de la instalación (por ejemplo, debido a un fallo del sistema de posicionamiento dinámico) alcanza un punto en el que, de otro modo, la integridad del sistema ascendente/BOP quedaría comprometida.

La figura 44 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 44, el dispositivo de control 12 está conectado a la disposición de sensores BOP, indicado, en general, 196, la disposición de sensores BOP 196 configurada para recibir datos desde el BOP 66.

El sistema de control 12 está configurado, basándose en los datos 196, realizar de forma automática y continua la localización de fallos del BOP y, en caso de un influjo, iniciar automáticamente un cambio requerido (por ejemplo, cambio de módulo o activación del BOP inmediatamente inferior) para que el BOP 66 funcione.

La figura 45 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 45, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 198, configurado para recibir datos de todos los equipamientos de control de pozo en la instalación 10.

El sistema de control 12 está configurado para monitorear el estado/salud del equipamiento de control de pozo clave (BOP, bombas de lodo, estrangulador) y la instrumentación del equipamiento asociado en el HMI 28, y transmitir una alarma audible y/o una señal visual en caso de una discrepancia en el rendimiento más allá de un umbral seleccionado.

La figura 46 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 46, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 200, configurado para recibir datos del caudalímetro, datos del sensor del tanque de disparo y datos del

sensor de volumen activo del pozo.

El sistema de control 12 está configurado para monitorear el pozo 18 durante una operación de perforación con tapón durante el desmantelamiento del pozo.

5 Esto es particularmente importante cuando las barreras de fondo de pozo instaladas previamente pueden ser de naturaleza cuestionable, o cuando no se puede lograr adecuadamente un peso de lodo insuficiente antes de perforar un tapón con una alta presión potencial debajo.

10 La figura 47 de los dibujos adjuntos muestra una topología de sistema alternativa del sistema de control 12, que ilustra la integración del sistema de control 12 con componentes de la instalación de petróleo y/o gas 10.

Como se muestra en la figura 47, el sistema de control 12 está conectado a la disposición de sensor, indicado, en general, 202, configurado para recibir datos del caudalímetro, datos del sensor del tanque de disparo y datos del sensor de volumen activo del pozo.

El sistema de control 12 está configurado para emitir señales de comando a un brazo mecánico, a utilizar, por ejemplo, instalar automáticamente, apriete y cierre una válvula de seguridad de apertura total (FOSV).

20 Cada una de las topologías del sistema descritas anteriormente con referencia a las figuras 12 a 47 se puede implementar dentro del software de control del sistema de control 12 o puede ser un módulo independiente.

Se pueden realizar diversas modificaciones sin alejarse del ámbito de la invención reivindicada.

25 Por ejemplo, el sistema de control 12 puede comprender o puede estar asociado operativamente con un módulo de software que puede determinar el estado de un medidor de flujo. El módulo, paleta del caudalímetro, e incluso la salud de un medidor Coriolis, o cualquier otro medidor de flujo. Por ejemplo, el sistema de control puede configurarse para determinar el estado de un medidor de flujo donde, por ejemplo: no se detectan fluctuaciones en el caudal durante un período específico; el medidor de flujo genera una lectura mínima cuando las bombas de lodo funcionan muy por encima de ese nivel; el medidor de flujo genera una lectura máxima cuando las bombas de lodo funcionan muy por debajo de ese nivel; y/o el medidor de flujo genera una lectura significativamente diferente a las lecturas recientes observadas previamente.

35 El sistema de control 12 puede comprender o puede estar asociado operativamente con un módulo de software que puede registrar datos críticos para la decisión de cerrar el pozo y registrará toda la instrumentación relevante, acciones y tiempos a lo largo del proceso de cierre automático y seguro del pozo para proporcionar un registro histórico para análisis futuros de la efectividad de las respuestas del sistema y cualquier intervención humana.

40 El sistema de control 12 puede pasar datos en tiempo real a través de un enlace de Internet seguro que permite a la administración ver el estado del sistema de control en cualquier momento. Esto también proporcionará todos los datos críticos para la decisión de cerrar el pozo, garantizando un registro remoto seguro de toda la instrumentación relevante, acciones y tiempos a lo largo del proceso de cierre automático y seguro del pozo para proporcionar un registro histórico para análisis futuros (e inmediatos) de la efectividad de las respuestas del sistema y cualquier intervención humana.

45 Se puede acceder al programa del sistema de control 12 a través de un enlace de Internet seguro que permite el soporte técnico para el diagnóstico de fallos, la configuración y las actualizaciones se verán afectadas desde la oficina de Safe Influx u otra ubicación remota. Esto proporcionará una mayor eficiencia en la puesta en marcha y el soporte para garantizar el máximo tiempo de actividad del equipamiento del sistema de control 12 y reducirá la necesidad de soporte técnico altamente calificado en ubicaciones remotas.

50 El sistema de control 12 puede comprender o estar asociado operativamente con un módulo de software de seguridad biométrica. El módulo de seguridad biométrica se utiliza cuando se requiere autorización previa o posterior a la operación (por ejemplo, apertura de un BOP cerrado). El módulo de seguridad biométrica requiere, por ejemplo, la huella digital o la identificación por reconocimiento facial de una autoridad superior (por ejemplo, un empujador de herramientas), en el HMI 28.

60 El sistema de control 12 puede configurarse para permitir al perforador 26 la capacidad de cerrar el pozo 18 sin tener que apagar el sistema de control 12, por ejemplo, en una situación de emergencia. Habría un botón en el HMI 28, eso permitiría una acción de uno o dos toques para realizar la secuencia de cierre completo, incluido el espaciado, detención del equipamiento de perforación y cierre el BOP 66.

El ámbito de protección de la actual invención aparece definido en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema automatizado para uso en el control de pozo (12), comprendiendo el sistema (12):

5 un controlador (72) configurado para recibir una señal de entrada indicativa de un caudal de fluido o un caudal volumétrico de fluido de un pozo (18), el controlador (72) configurado para determinar a partir de dicha señal de entrada si el caudal de fluido o la tasa volumétrica de fluido excede un umbral preseleccionado indicativo de una condición de influjo de fluido en el sistema de pozo (18),
 10 en el que, al determinar que dicho caudal de fluido o caudal volumétrico de fluido excede dicho umbral preseleccionado, el controlador (72) está configurado para emitir automáticamente una o más señales de comando (42, 50, 56, 62) iniciando un protocolo de control de pozo inicial, en el que el protocolo inicial de control de pozo comprende un protocolo de cierre de pozo, el protocolo inicial de control de pozo que comprende una o más operaciones de control de pozo preseleccionadas llevadas a cabo basándose en criterios preseleccionados sin requerir que un operador decida y/o actúe dichas operaciones iniciales de control de pozo requeridas, y
 15 en el que el sistema (12) está configurado para acoplarse a, para comunicarse con, o está operativamente asociado con, componentes de una instalación de petróleo y/o gas, el sistema configurado para acoplarse a, para comunicarse con o estar asociado operativamente con un malacate (46) de la instalación de petróleo y/o gas (10), el protocolo inicial de control de pozo que comprende una señal de comando (42) al malacate (46) para elevar automáticamente la sarta de perforación (48) del fondo del pozo (18), **caracterizado por** una configuración de espacio del malacate (46) que comprende puntos de ajuste calibrados para el movimiento del malacate (46) establecidos durante la instalación del sistema (12).

25 2. El sistema (12) de la reivindicación 1, en el que el sistema (12) está configurado para iniciar el protocolo inicial de control del pozo basándose en un único parámetro en forma de dicho caudal de fluido o caudal volumétrico de fluido desde el pozo (18).

30 3. El sistema (12) de la reivindicación 1 o 2, en el que el protocolo inicial de control de pozo comprende una pluralidad de operaciones de control de pozo.

4. El sistema (12) de la reivindicación 1, en el que al menos uno de:
 el sistema (12) está listo para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un mecanismo superior (54) de la instalación (10), el protocolo de control de pozo inicial que comprende una señal de comando (50) al mecanismo superior (54) para detener la rotación del mecanismo superior (54);
 35 el sistema (12) está listo para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con una o más bombas de lodo (60) de la instalación, el protocolo inicial de control de pozo que comprende una señal de comando (56) a una o más bombas de lodo (60) para detener la una o más bombas de lodo (60), o un subconjunto preseleccionado de la una o más bombas de lodo (60);
 40 el sistema (12) está listo para acoplarse a, para comunicarse con o puede estar asociado operativamente con un dispositivo de prevención de explosiones (BOP) (66) de la instalación (10), comprendiendo el protocolo inicial de control de pozo una señal de comando (62) al BOP (66) para cerrar el BOP (66).

45 5. El sistema (12) de cualquier reivindicación anterior, en el que el sistema (12) está configurado para controlar el caudal de fluido durante un período de prueba preestablecido.

6. El sistema (12) de cualquier reivindicación anterior, en el que el sistema (12) está configurado para ejecutar un protocolo de control de pozo adicional, y en el que el protocolo de control de pozo adicional comprende al menos uno de:
 50 una operación de circulación de influjo;
 una operación de eliminación de pozos;
 una operación de bombeo de fluido.

55 7. El sistema de cualquier reivindicación anterior, en el que el sistema comprende, está acoplado a o se comunica con, una disposición de sensores para detectar el caudal de fluido o el caudal volumétrico de fluido del pozo.

8. El sistema (12) de cualquier reivindicación anterior, que comprende una disposición de comunicación configurada para comunicar dichas una o más señales de comando a una infraestructura de control de pozo.

60 9. El sistema (12) de cualquier reivindicación anterior, en el que al menos uno de:
 el sistema (12) comprende, está configurado para conectarse o está asociado operativamente con un sistema de perforación por presión gestionada (114) de la instalación (10);
 65 el sistema (12) comprende un sistema de detección temprana de arranque (116, 118);
 el sistema (12) está configurado para conexión y/o asociado operativamente con un sistema de detección temprana

de arranque (118) de la instalación de petróleo y/o gas (10).

10. Una instalación (10) de petróleo y/o gas en alta mar o en tierra que comprende el sistema automatizado (12) para uso en el control de pozo de cualquier reivindicación anterior.

11. Un método automatizado para su uso en el control de pozo, que utiliza el sistema de automatizado (12) de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, comprendiendo el método:

recibir la señal indicativa del caudal de fluido o caudal volumétrico de fluido desde el pozo (18); y
determinar a partir de dicha señal si el caudal de fluido o la tasa volumétrica de fluido excede el umbral preseleccionado,
en el que, al determinar que dicho caudal de fluido recibido o caudal volumétrico de fluido excede dicho umbral preseleccionado, el método comprende iniciar automáticamente una operación inicial de control del pozo,
en el que el protocolo inicial de control del pozo comprende el protocolo de cierre del pozo, el protocolo de control de pozo inicial que comprende una o más operaciones de control de pozo preseleccionadas ejecutadas en base a criterios preseleccionados sin requerir que un operador decida y/o actúe dichas operaciones iniciales de control de pozo requeridas,
en el que el sistema (12) está configurado para acoplarse a, para comunicarse con, o está operativamente asociado con, componentes de pozos de petróleo y/o gas, el sistema configurado para acoplarse a, para comunicarse con o estar asociado operativamente con un malacate (46) de la instalación de petróleo y/o gas (10), el protocolo de control de pozo inicial que comprende la señal de comando (42) al malacate (46) para elevar automáticamente la sarta de perforación (48) del fondo del pozo (18), **caracterizado por** el malacate (46) espacia la configuración que comprende puntos de ajuste calibrados para el movimiento del malacate (46) establecidos durante la instalación del sistema (12).

12. El método de la reivindicación 11, en el que el sistema (12) inicia el protocolo inicial de control del pozo basándose en un único parámetro en forma de dicho caudal de fluido o caudal volumétrico de fluido del pozo (18).

13. El método de la reivindicación 11, en el que el controlador (72) recibe adicionalmente una o más señales de entrada en forma de: datos de volumen de fluido; datos de desplazamiento volumétrico de fluidos; datos de presión; datos de profundidad; datos de peso de la sarta de perforación; datos de detección de gases; datos indicativos del porcentaje de gas en el fluido de perforación; datos de propiedad de fluidos de perforación; datos de velocidad del equipamiento; datos de la condición del equipamiento; datos de movimiento respecto de la instalación; datos ambientales; datos de mareas; GPS y/u otros datos del sistema de posicionamiento; datos del sistema de perforación con presión gestionada (MPD) (114); datos del sistema de detección temprana de arranques (EKDS) (116, 118); una entrada de confirmación manual; datos de procedimientos de control de pozo; y/o datos de prueba de fugas.

14. Un producto de programa informático que comprende instrucciones para hacer que el sistema de las reivindicaciones 1-9 ejecute el método de las reivindicaciones 11-13.

15. Un medio de soporte legible por ordenador que tiene almacenado en el mismo el producto de programa informático de acuerdo con la reivindicación 14.

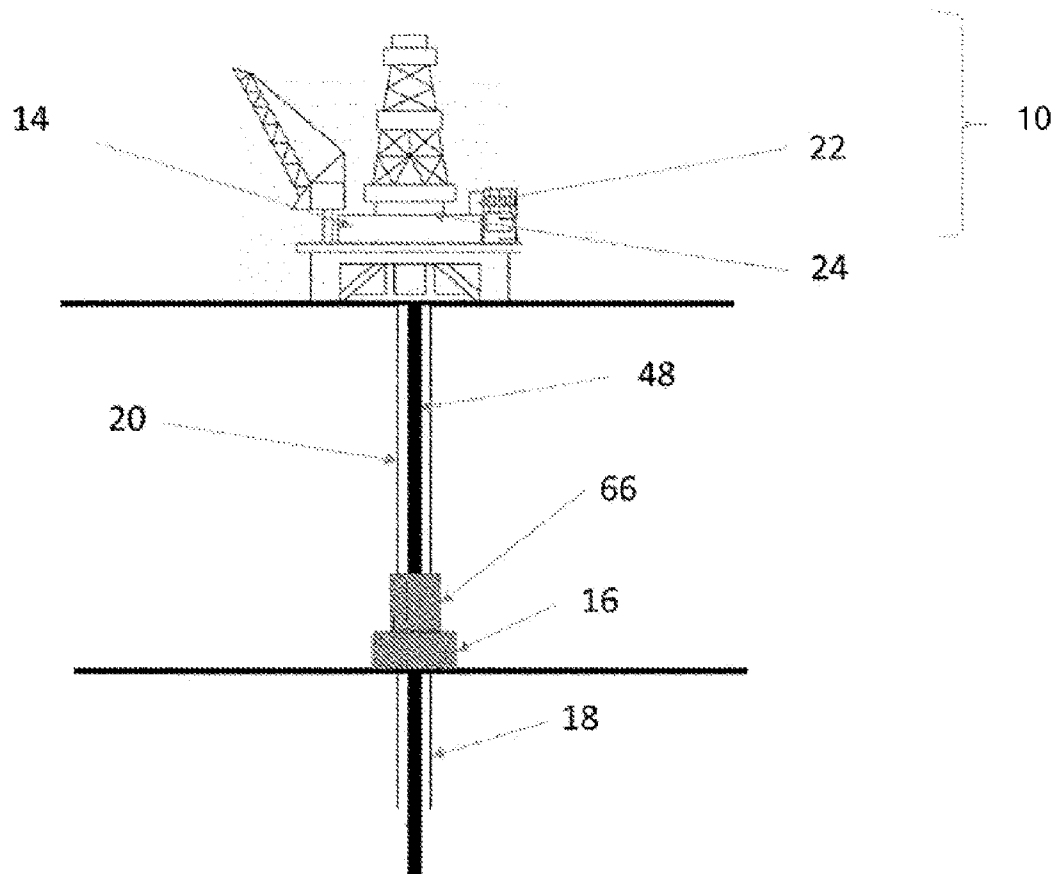


Figura 1

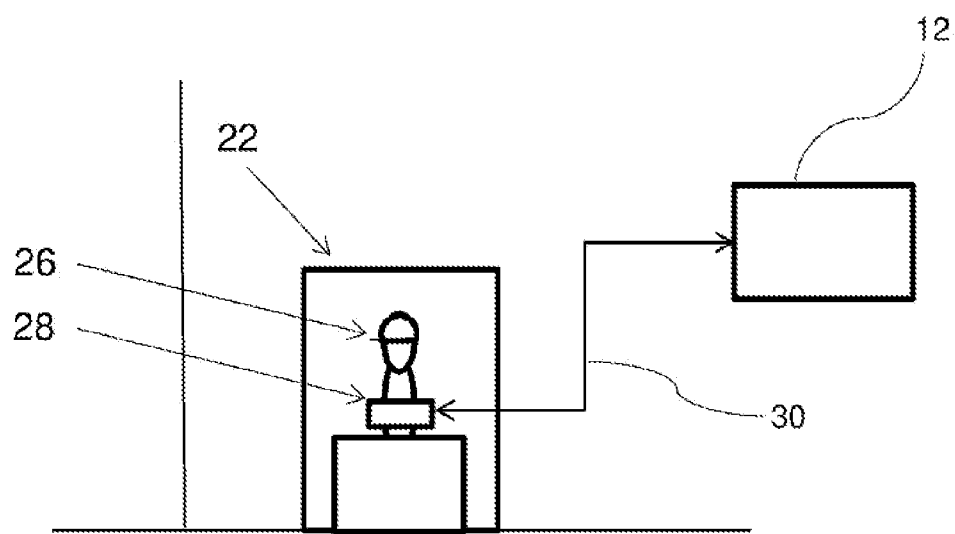


Figura 2

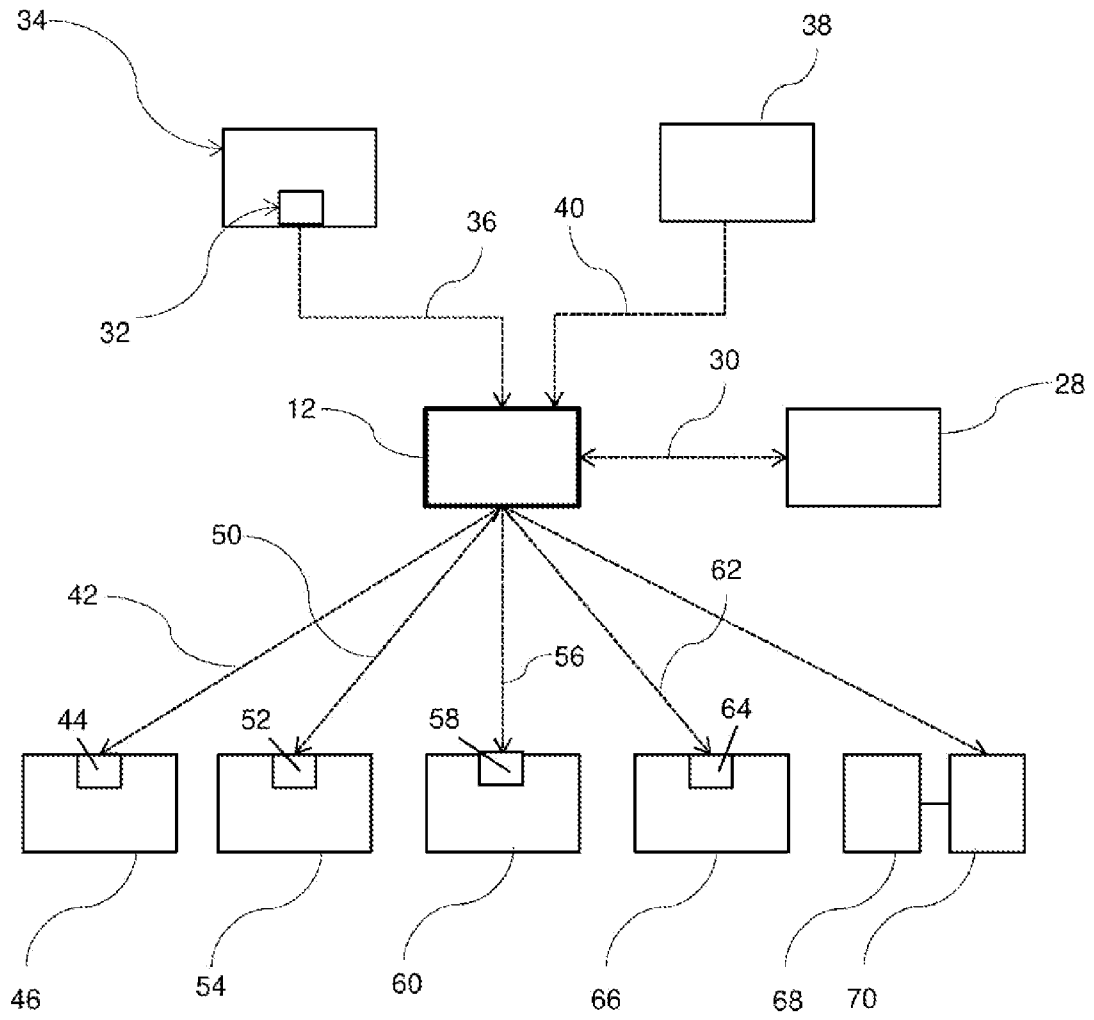


Figura 3

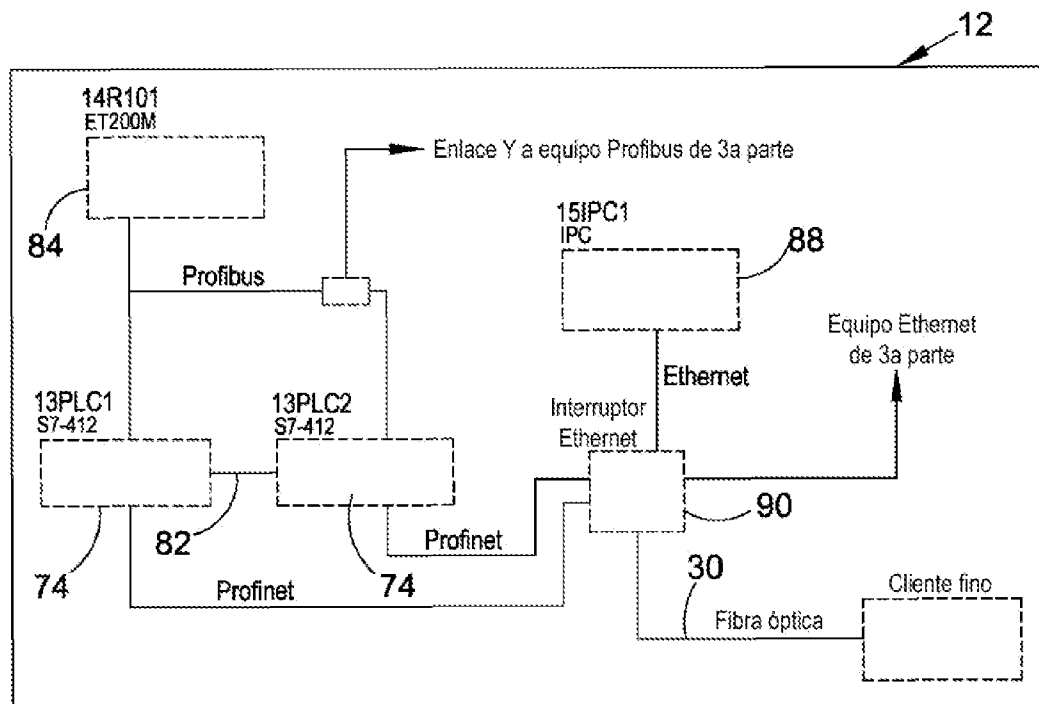


Figura 4

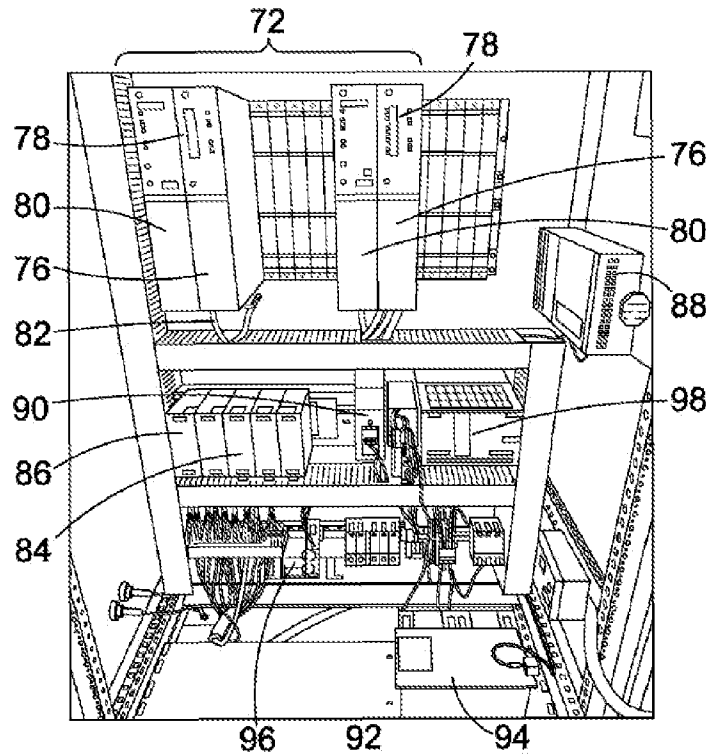


Figura 5

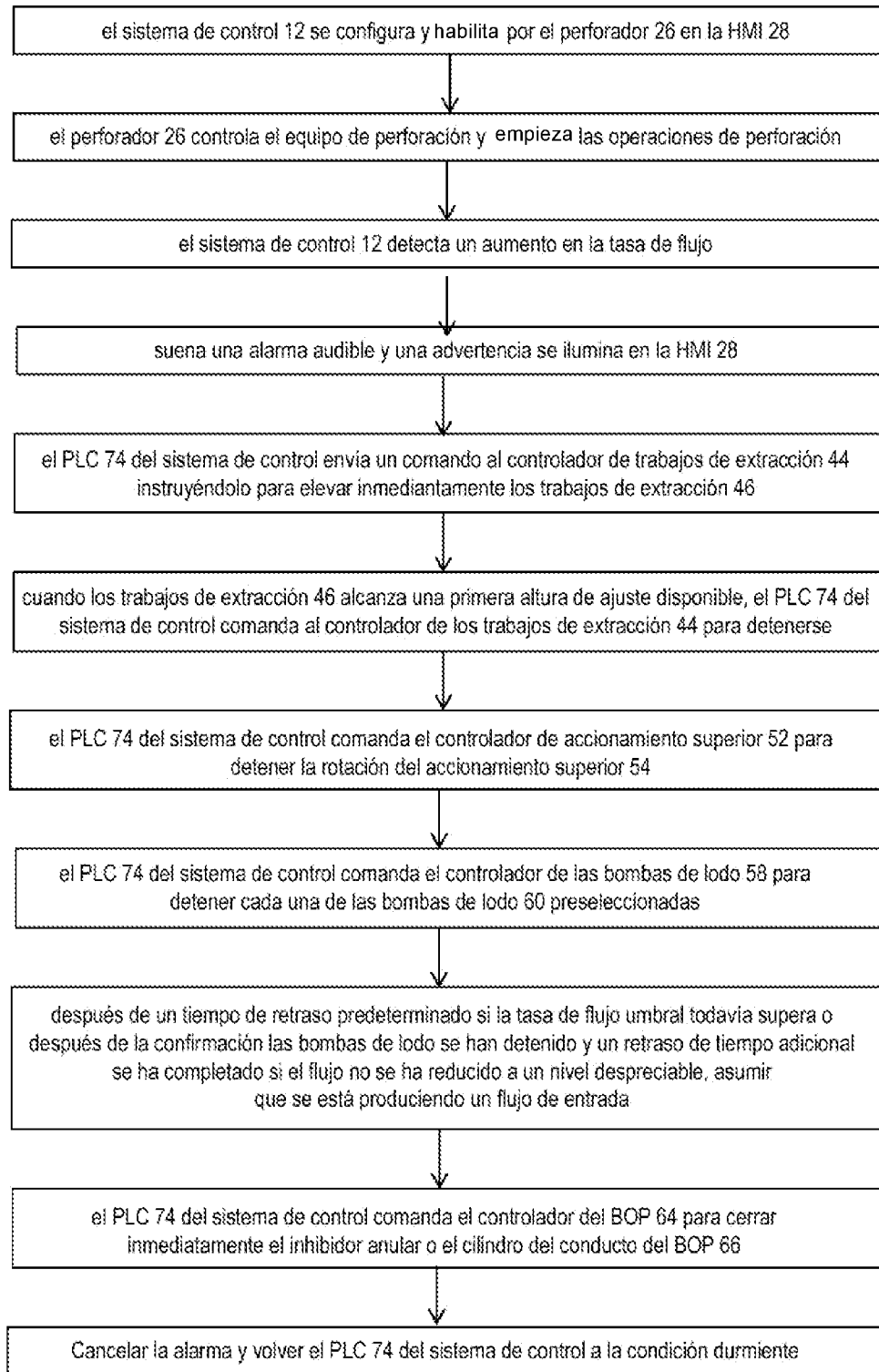


Figura 6

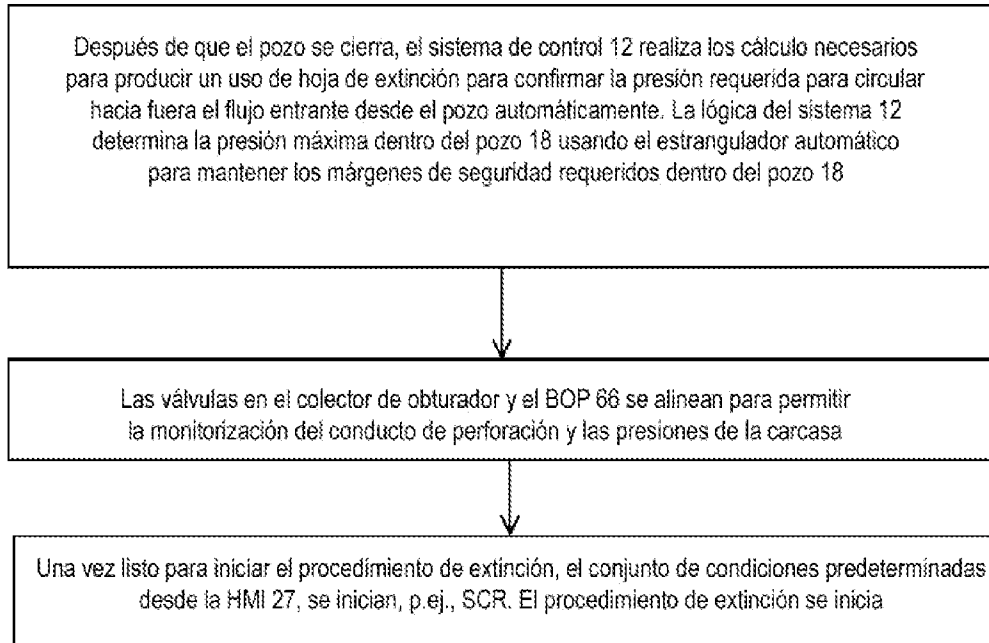


Figura 7

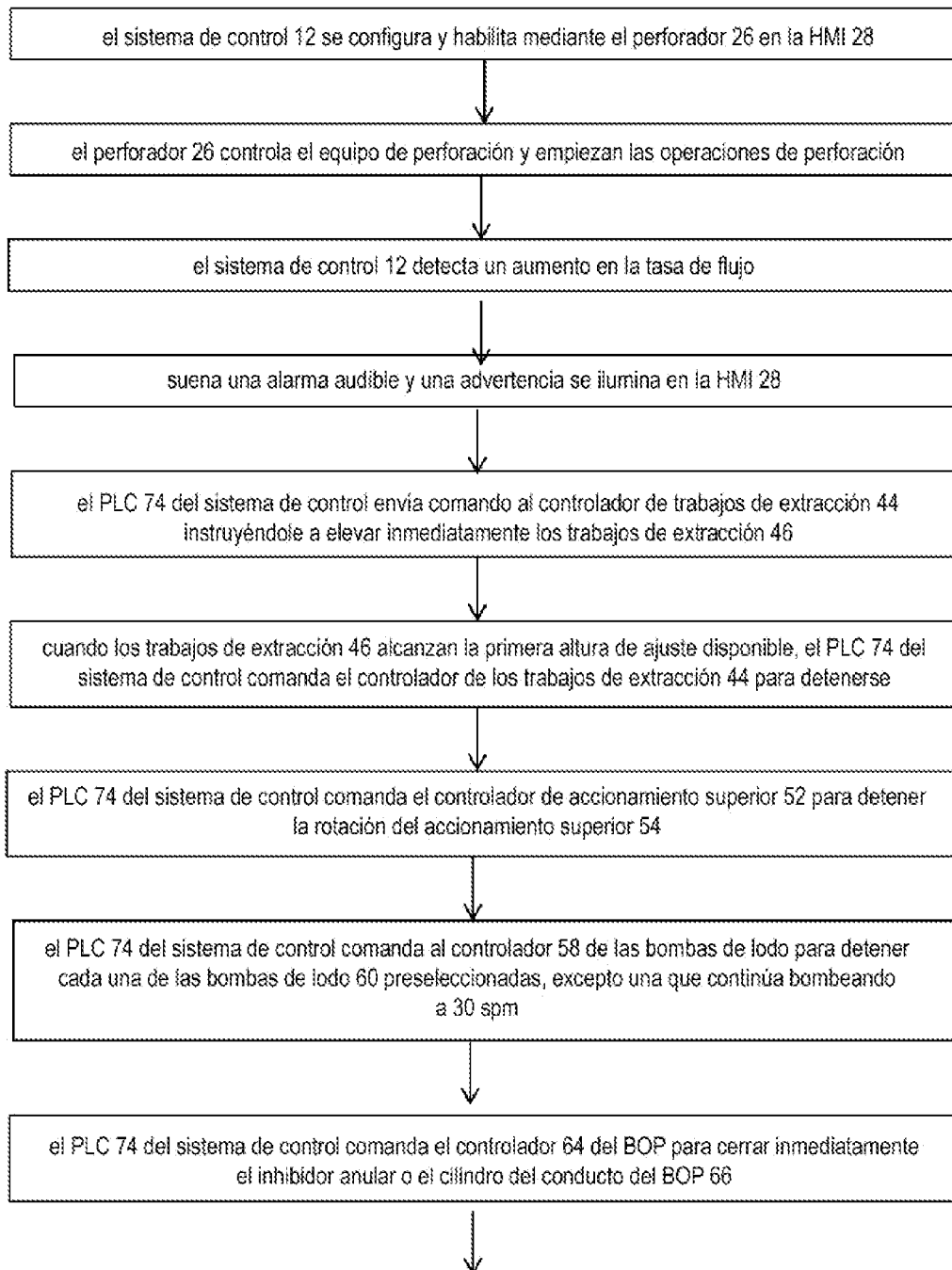


Figura 8A

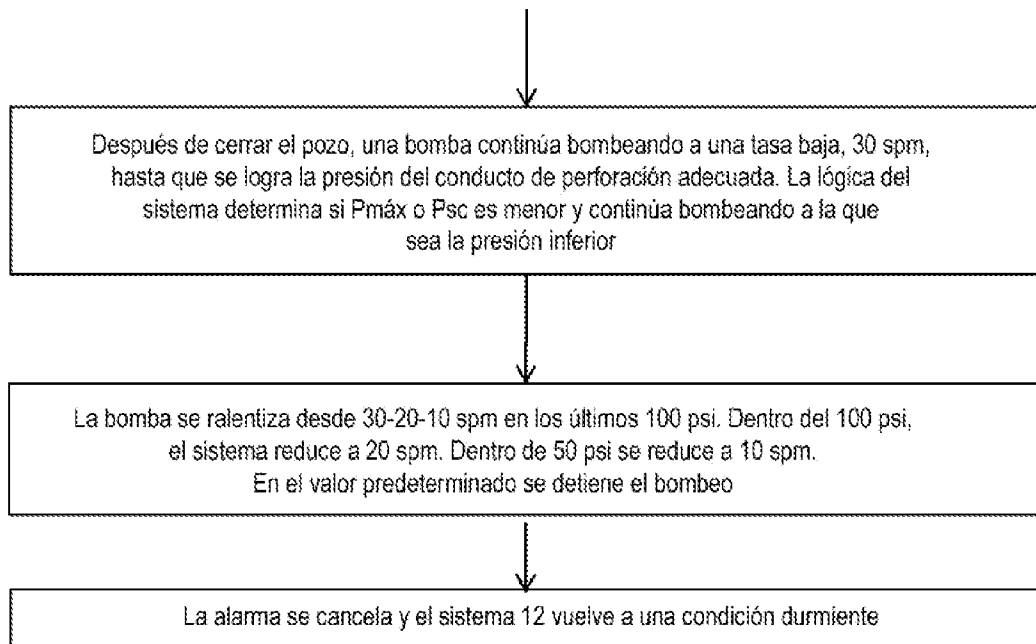


Figura 8B

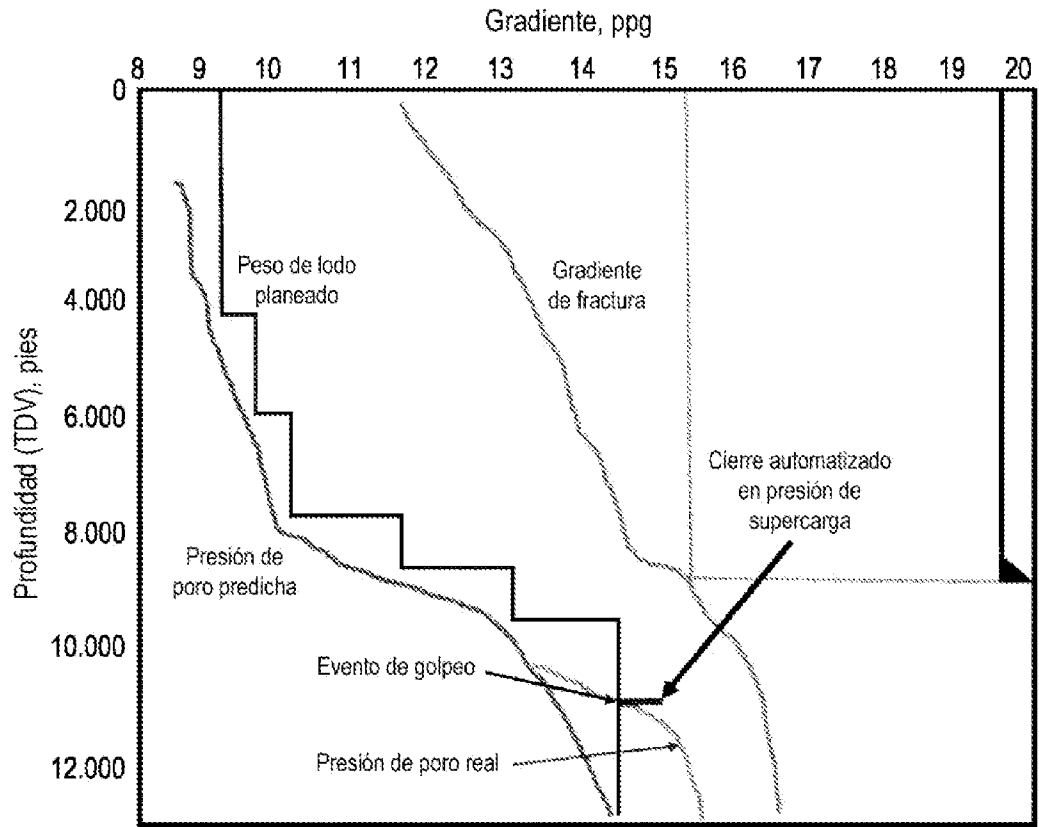


Figura 9

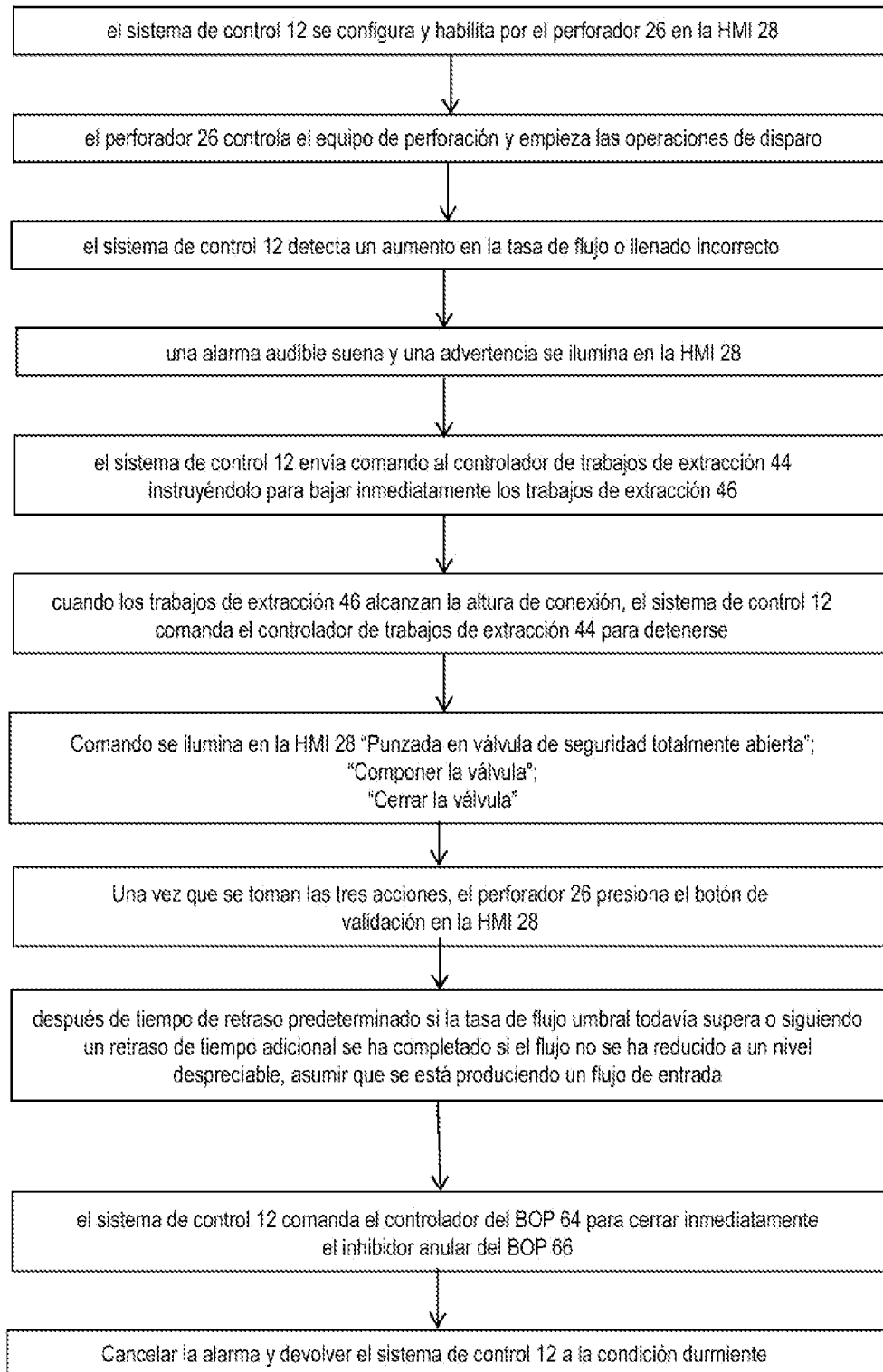


Figura 10

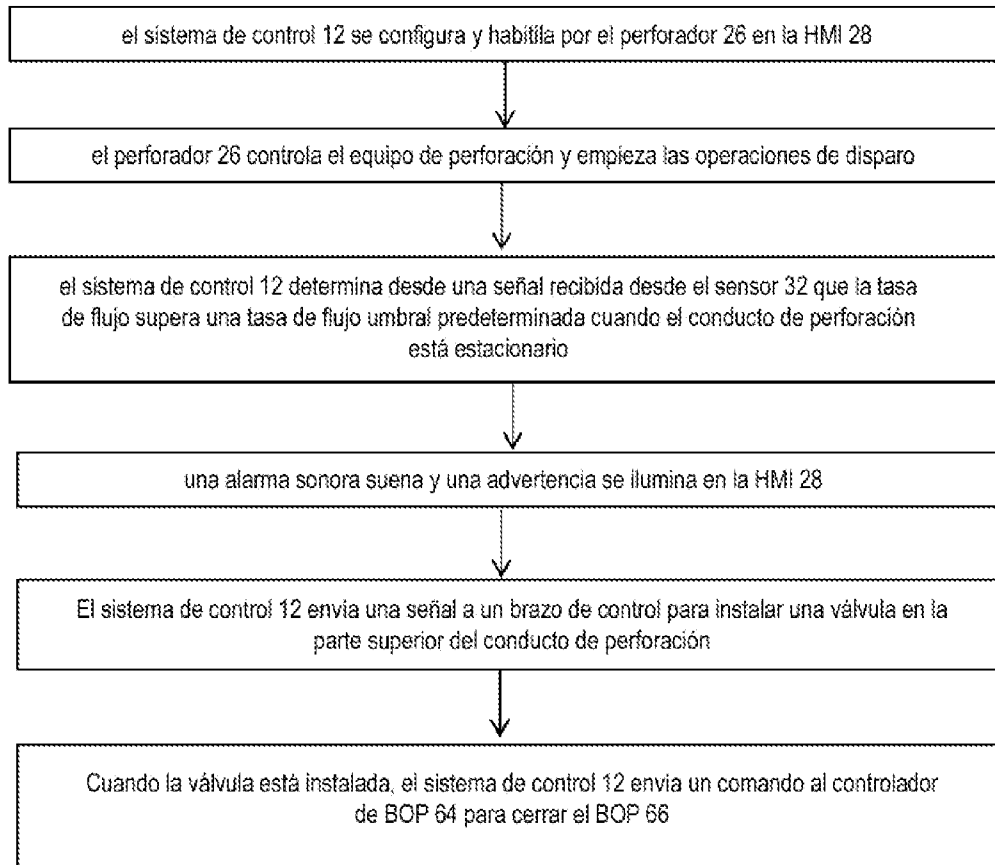


Figura 11

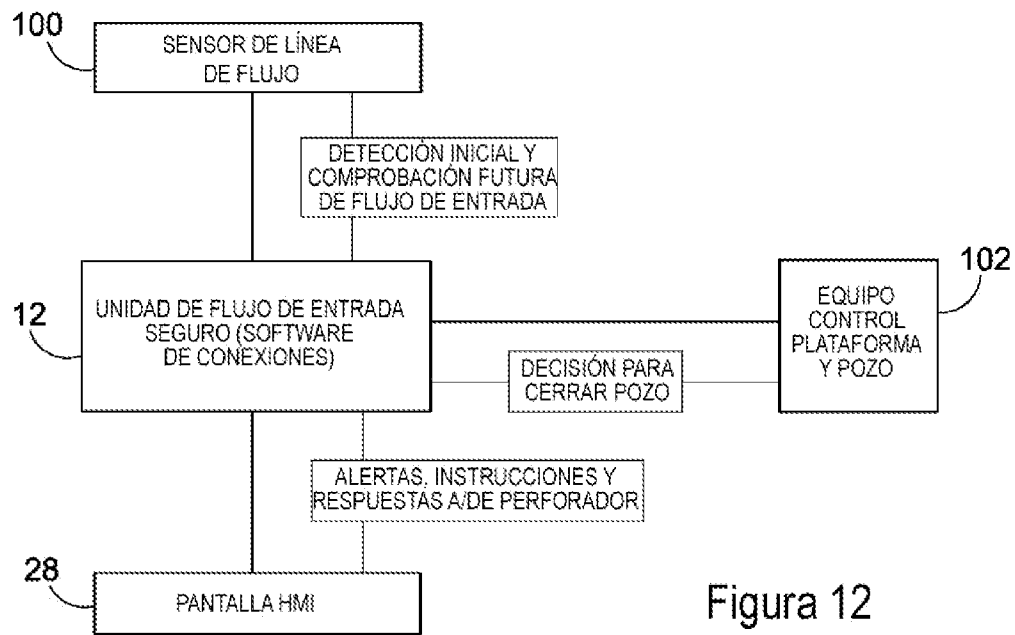


Figura 12

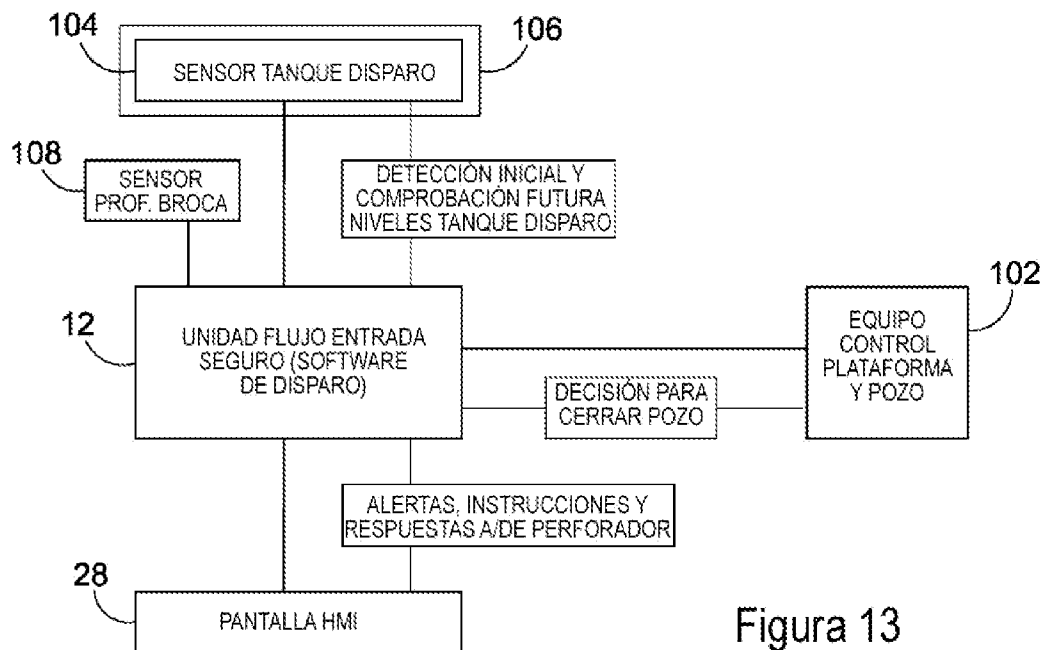


Figura 13

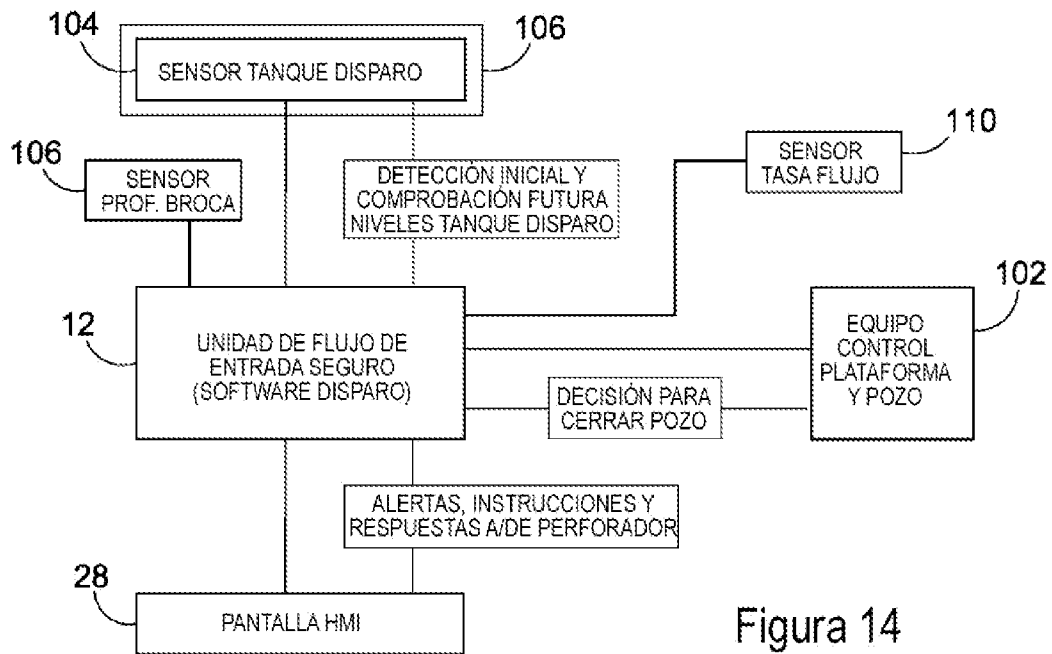


Figura 14

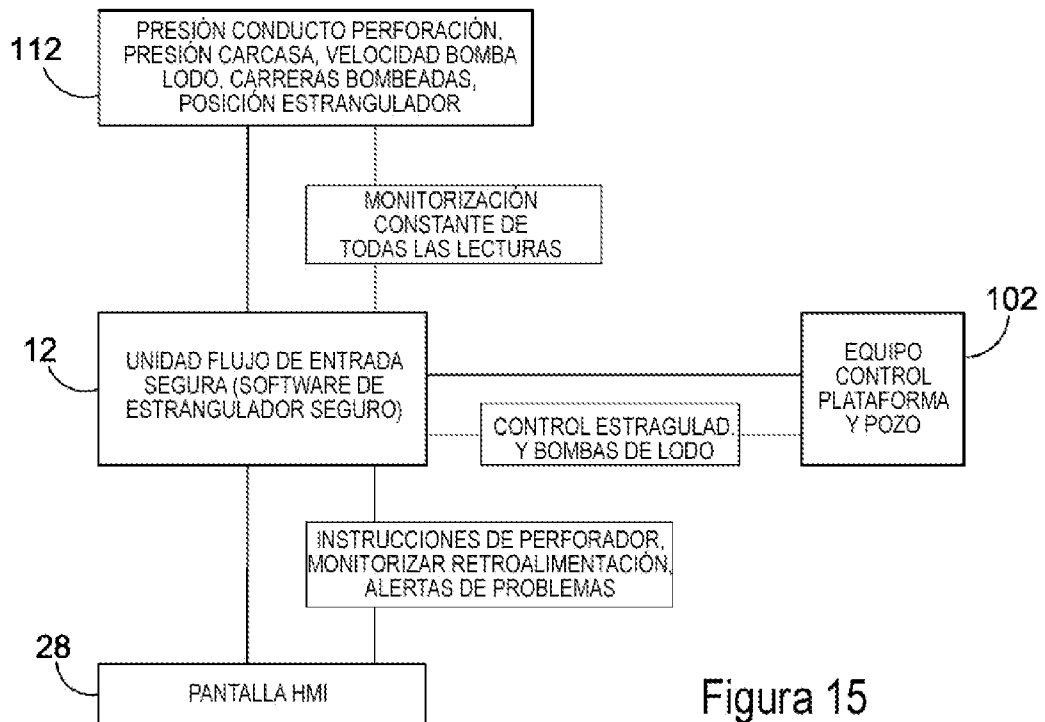


Figura 15

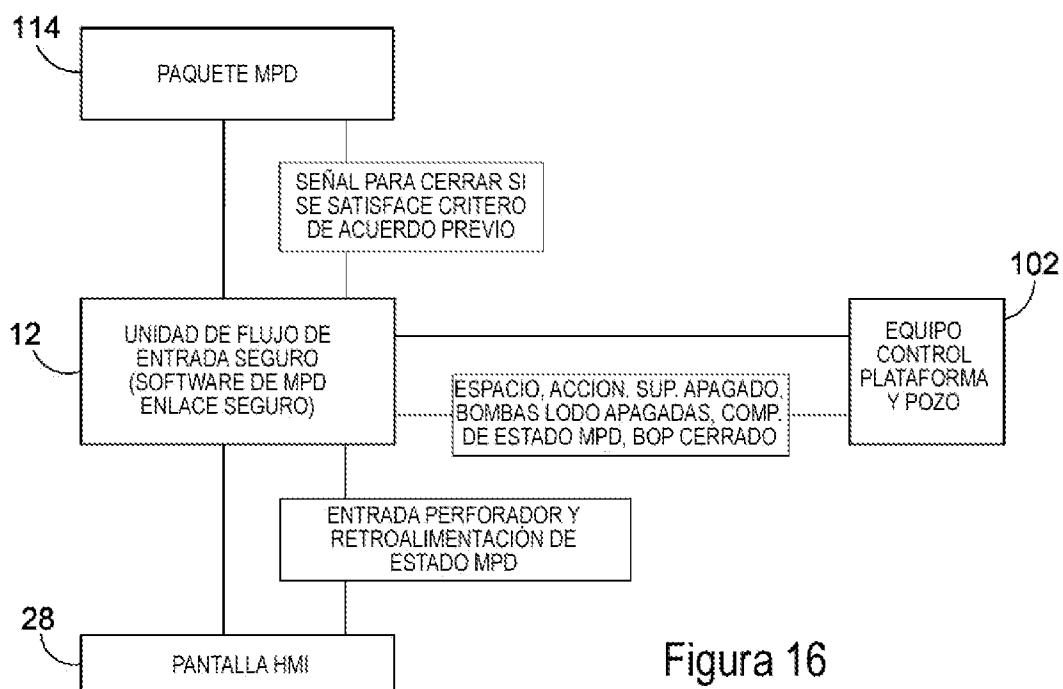


Figura 16

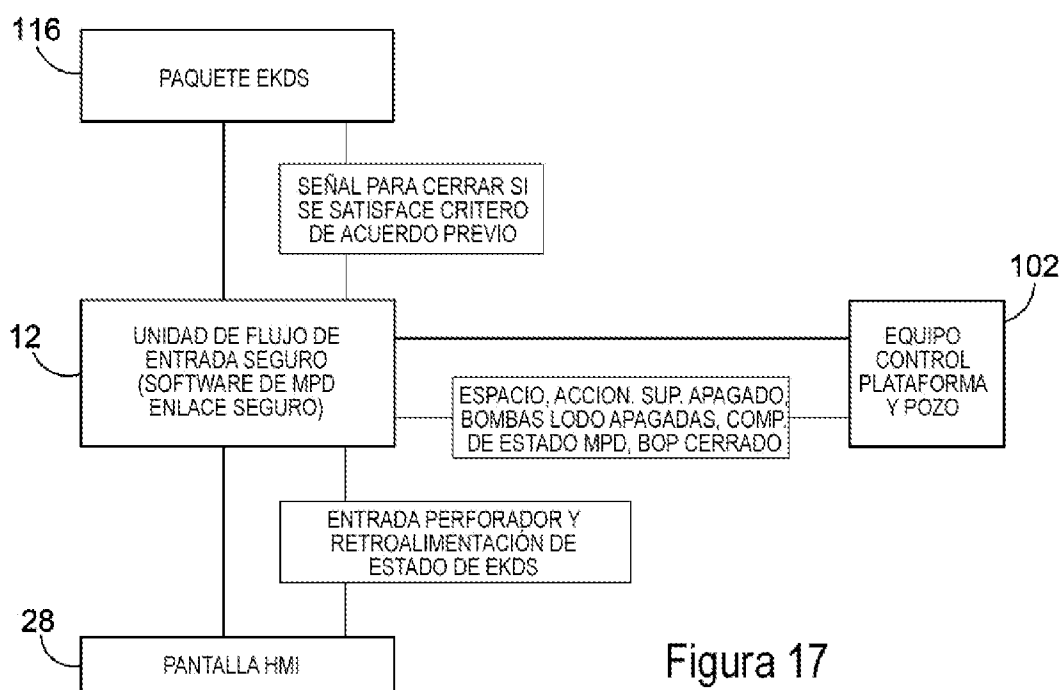


Figura 17

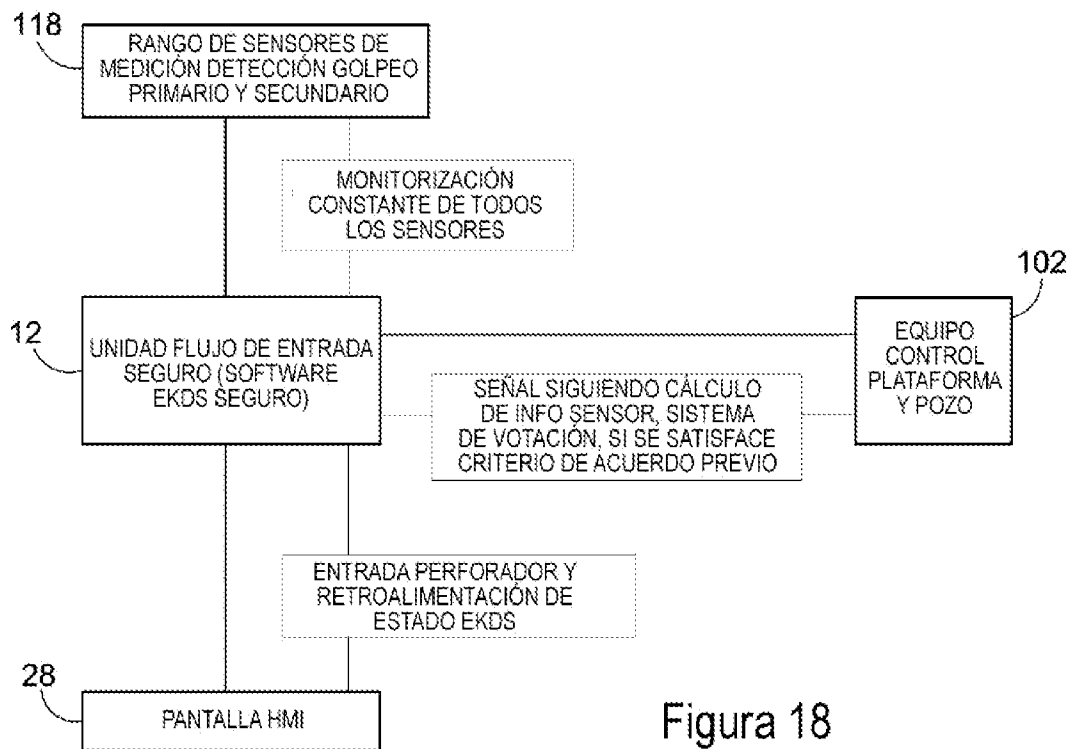


Figura 18

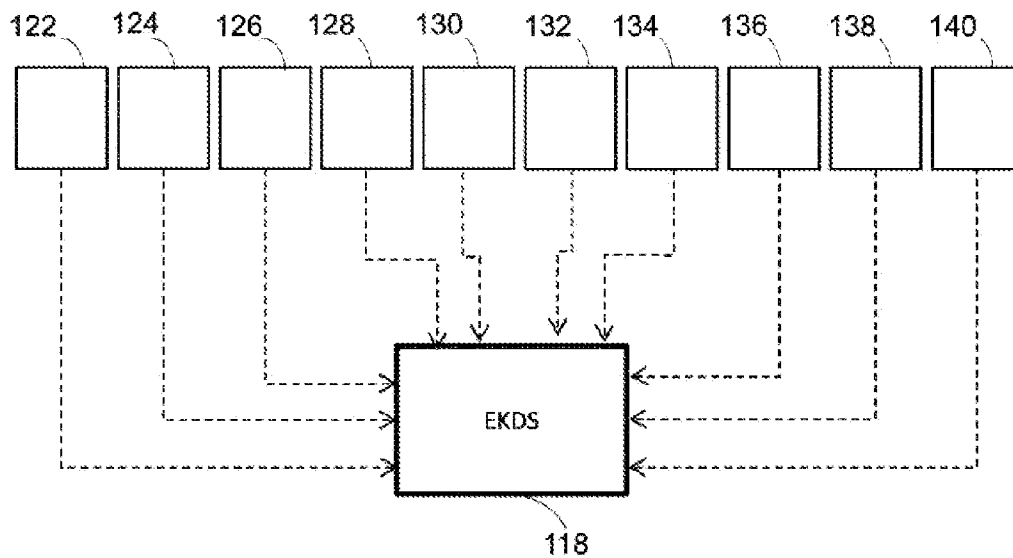


Figura 19

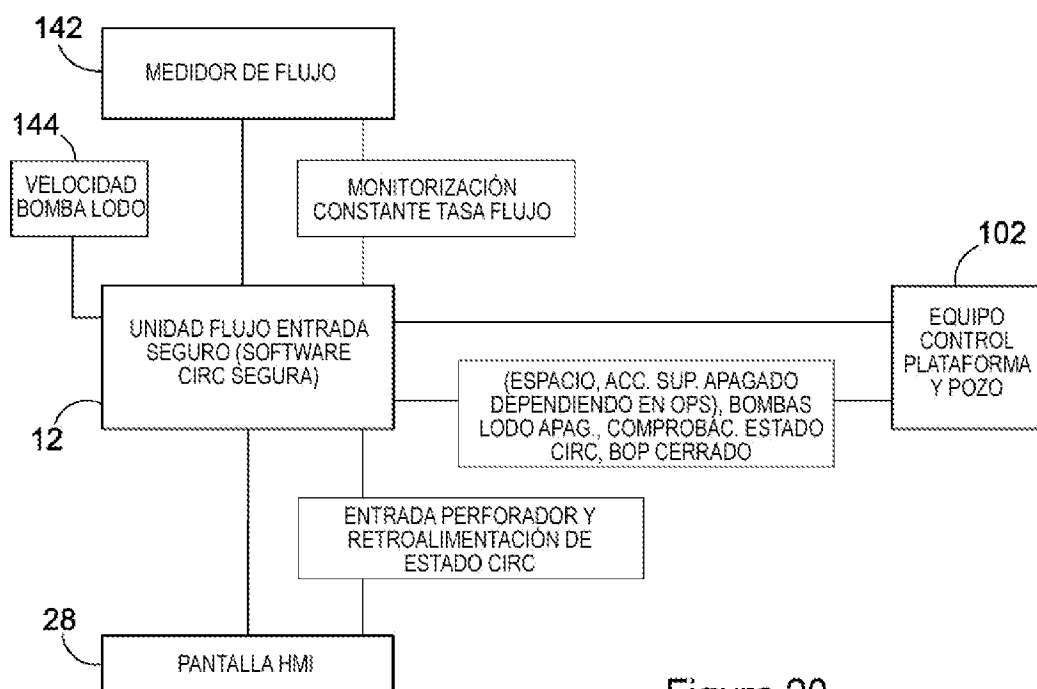


Figura 20

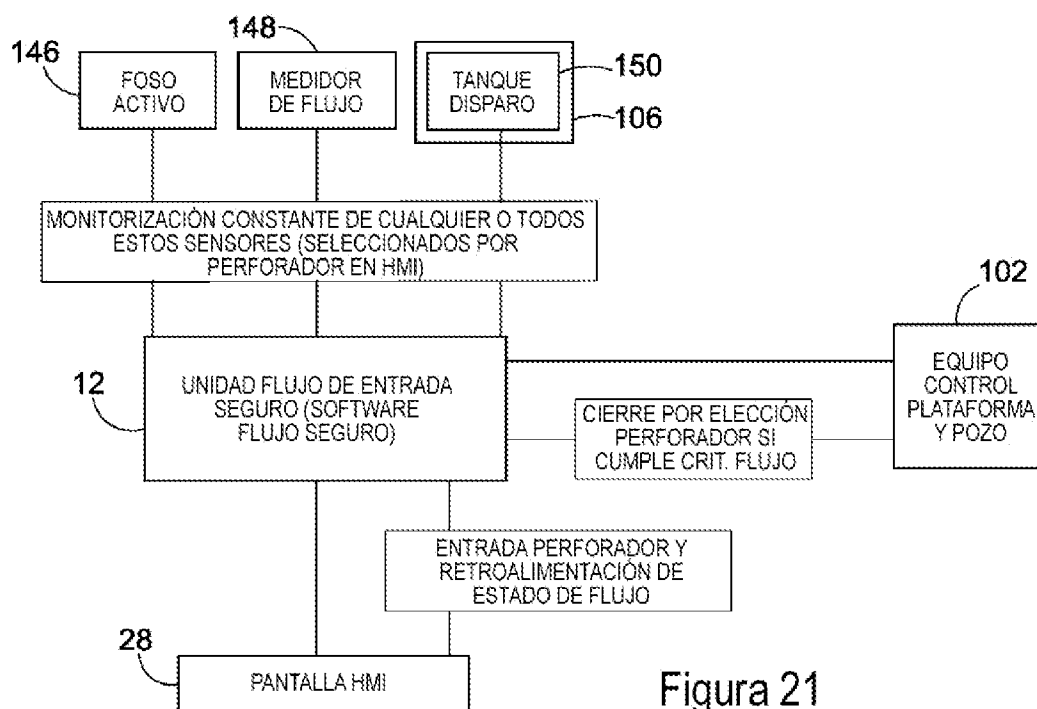


Figura 21

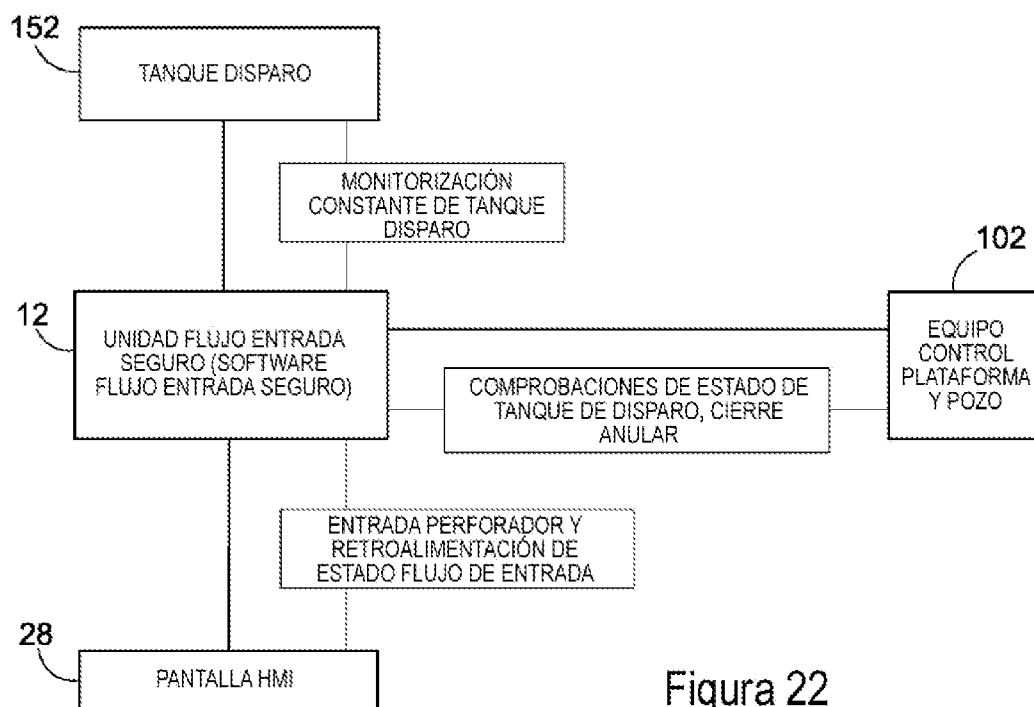


Figura 22

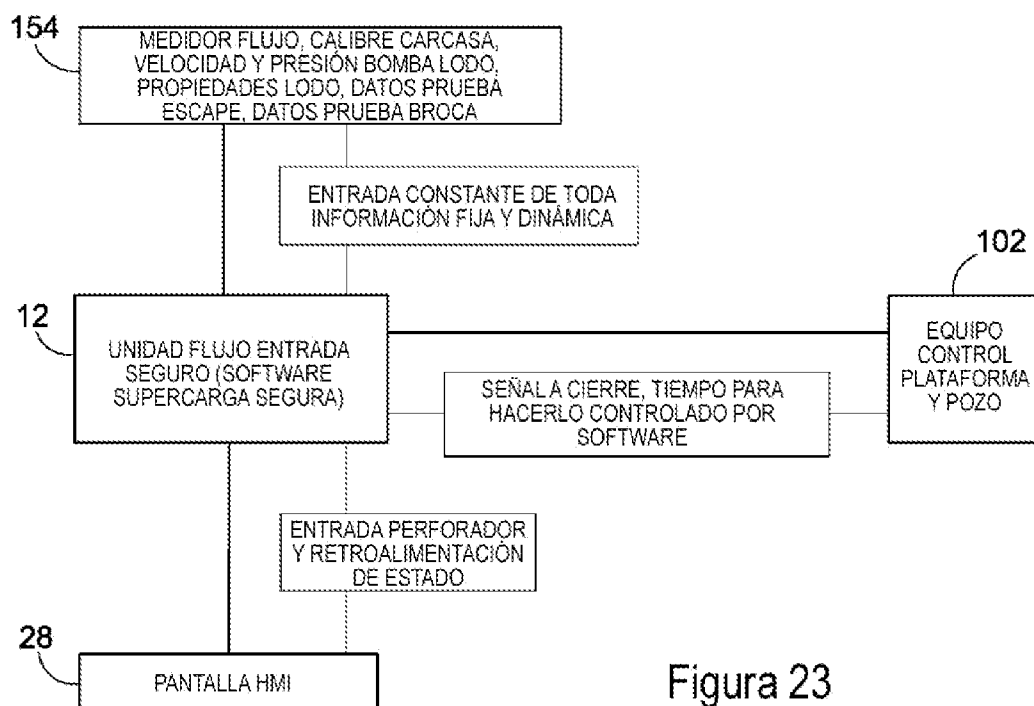


Figura 23

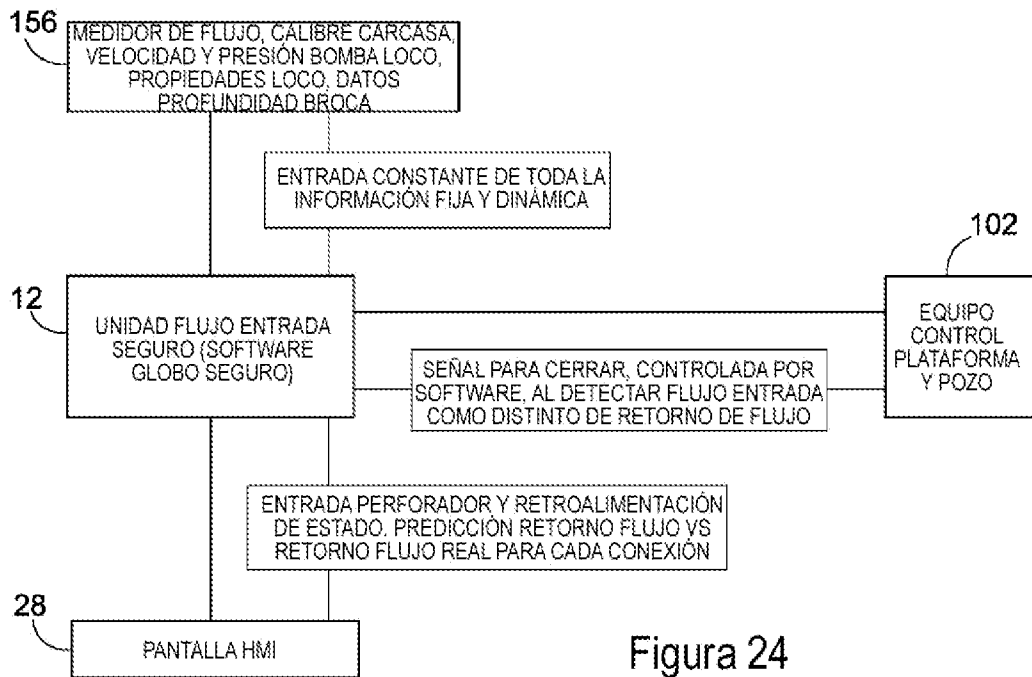


Figura 24

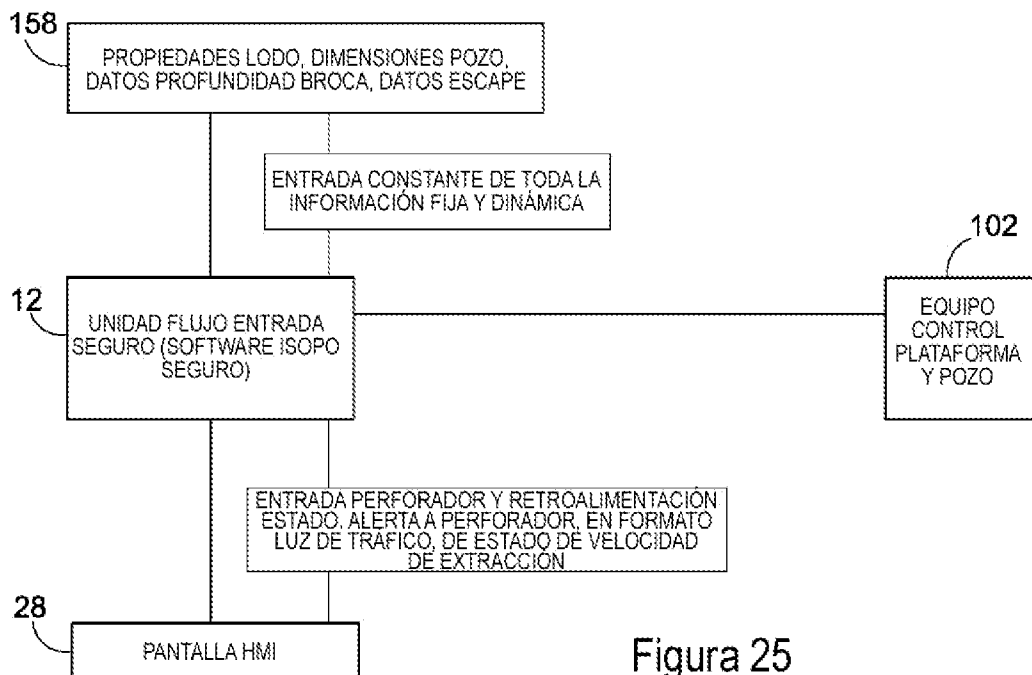


Figura 25

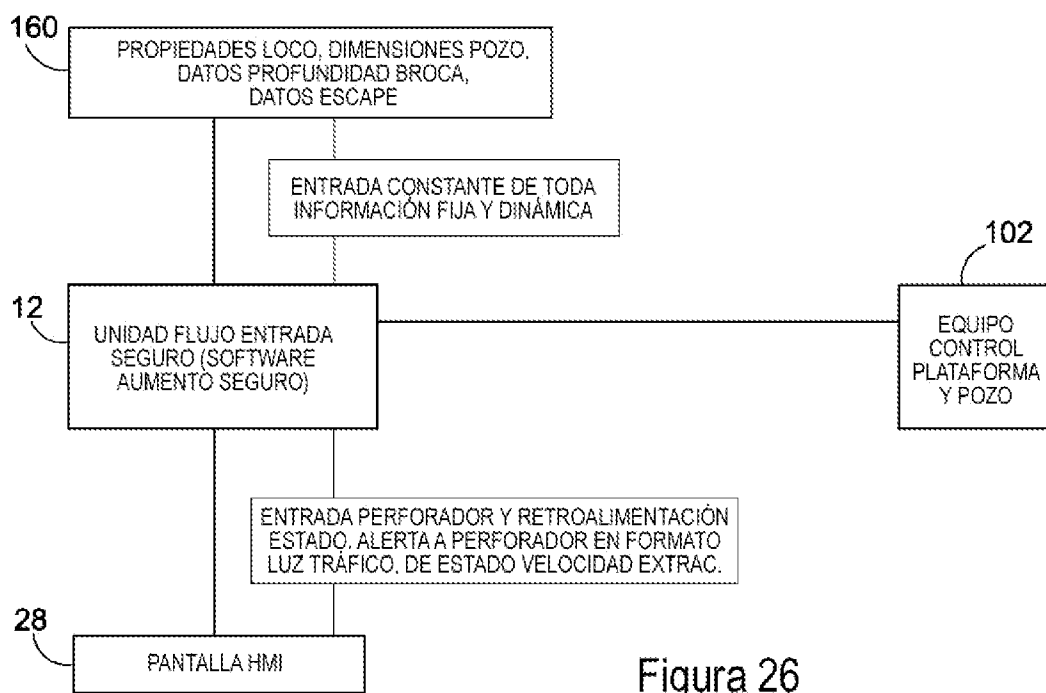


Figura 26

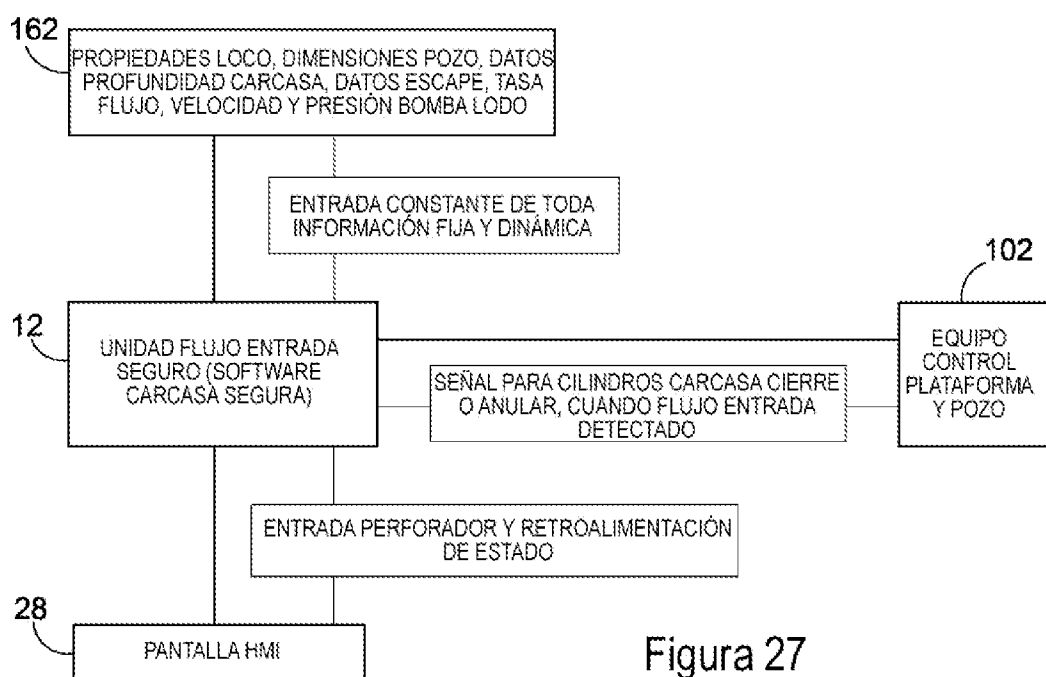
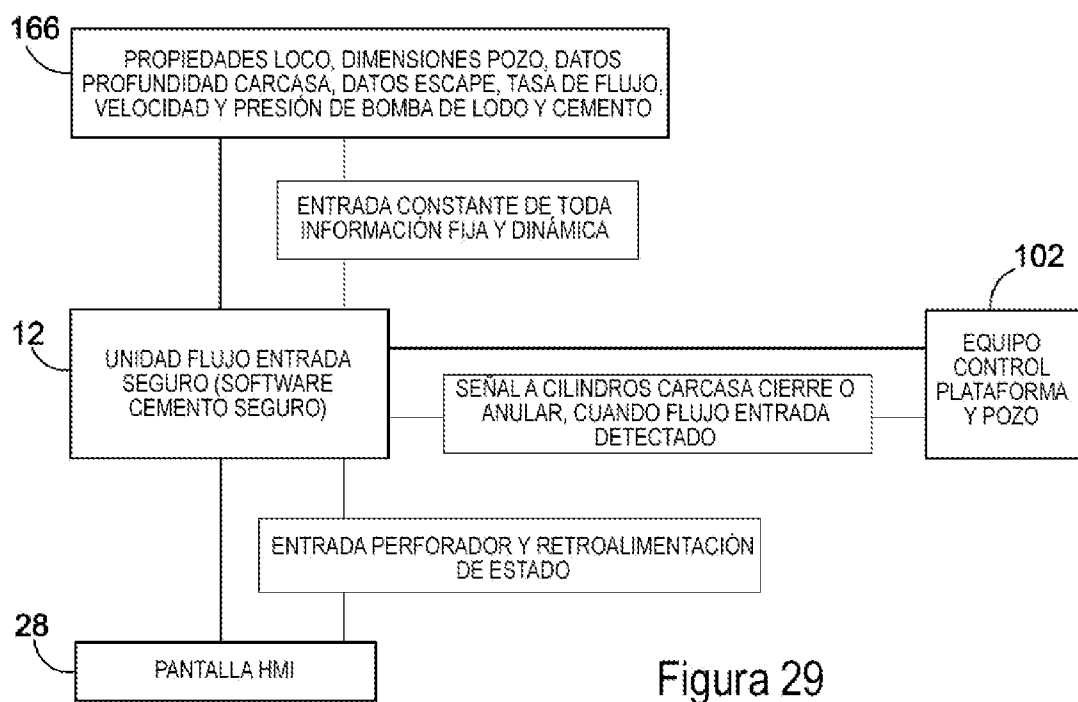
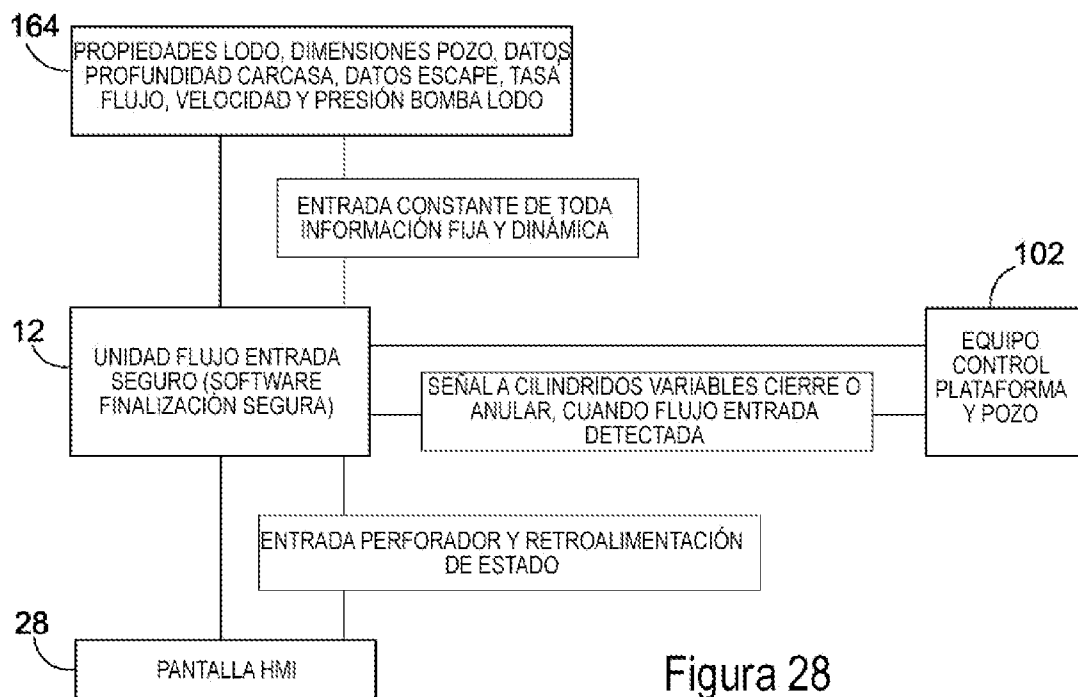


Figura 27



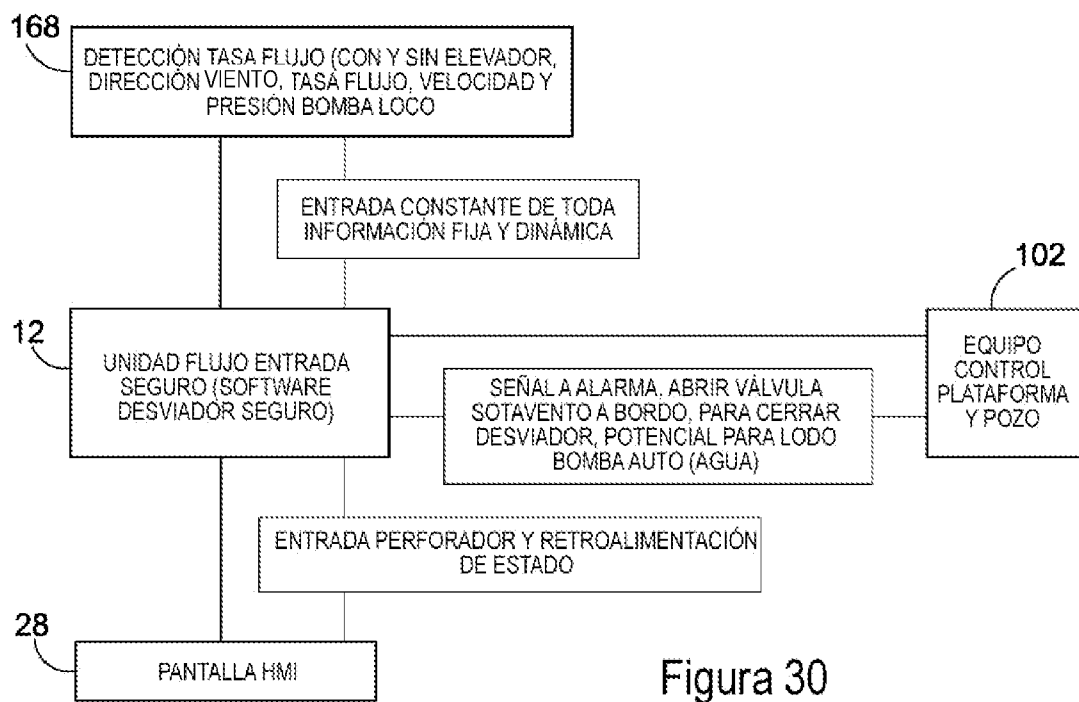


Figura 30

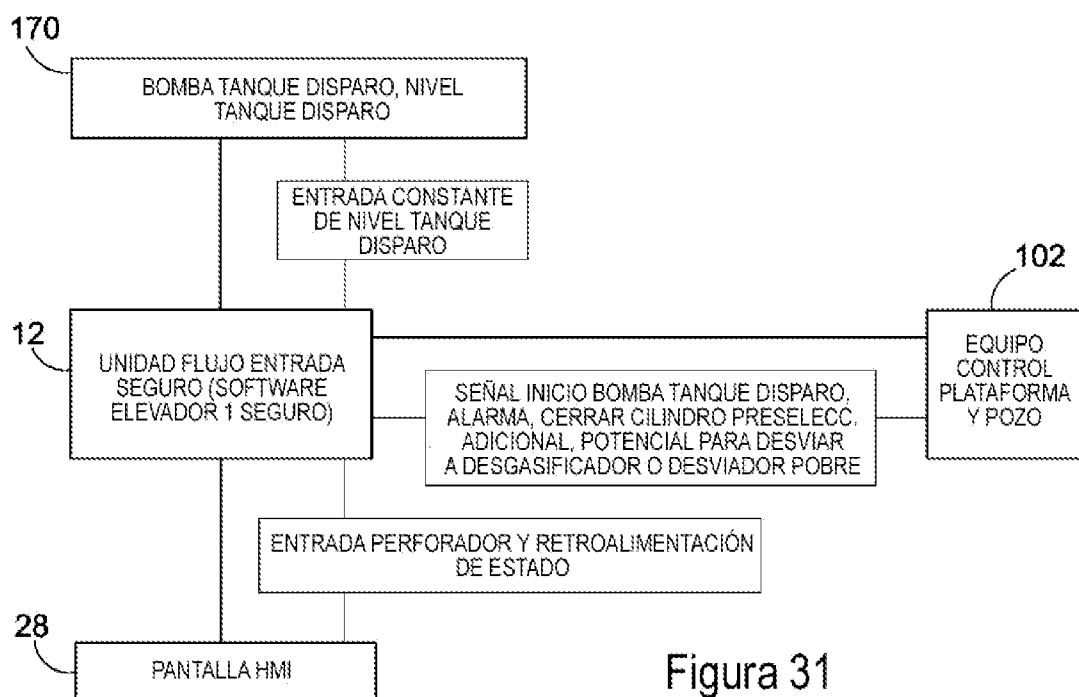


Figura 31

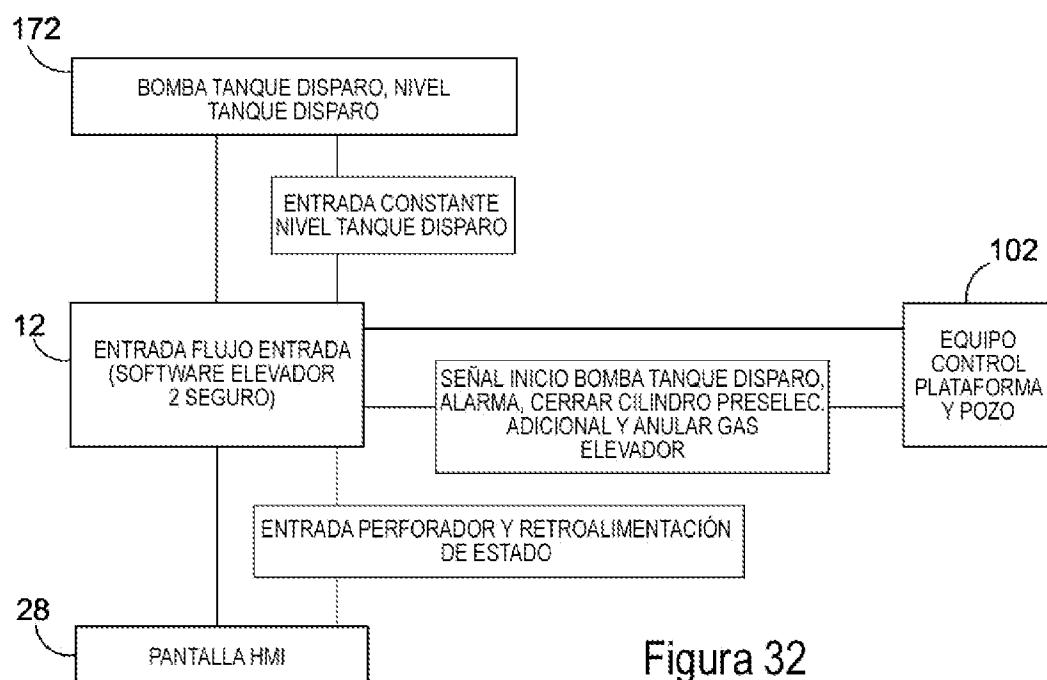


Figura 32

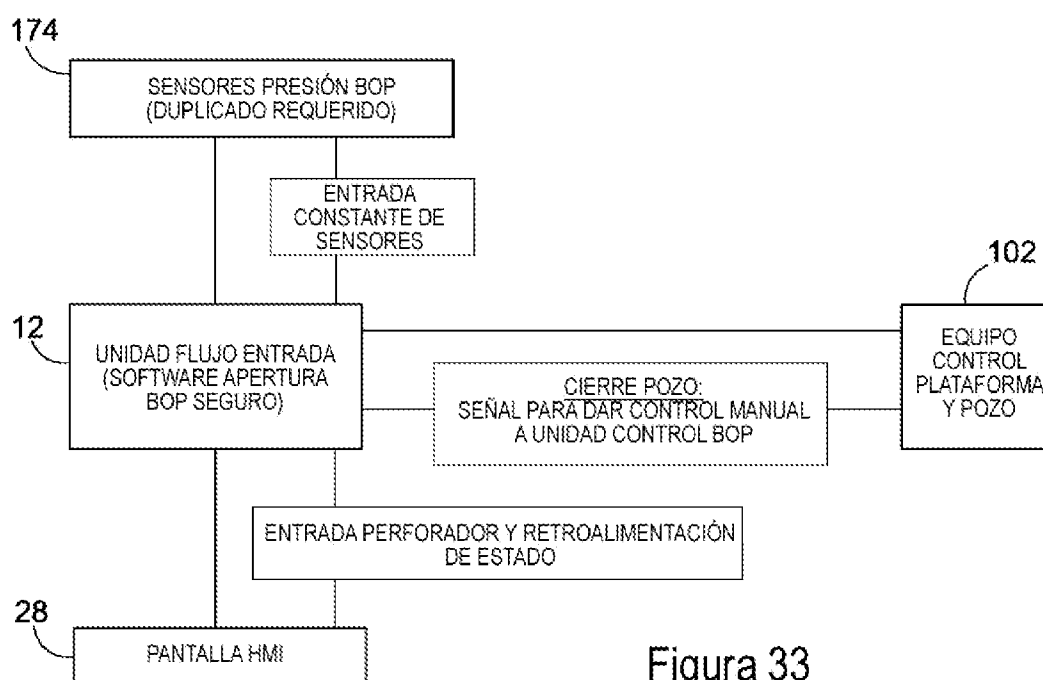


Figura 33

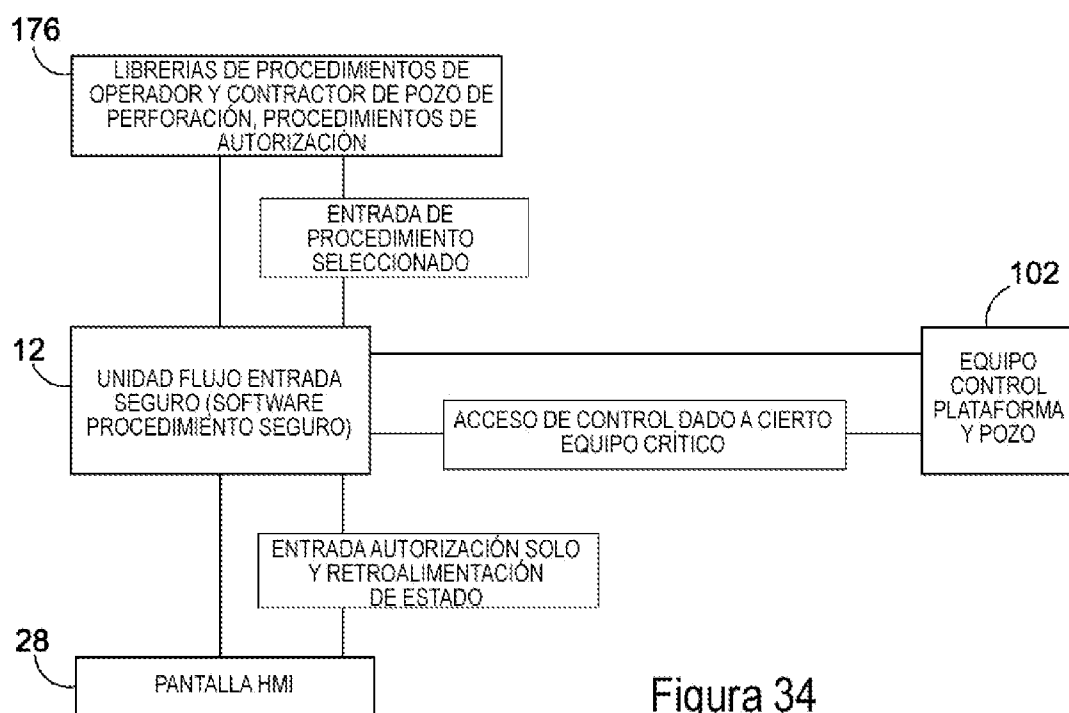


Figura 34

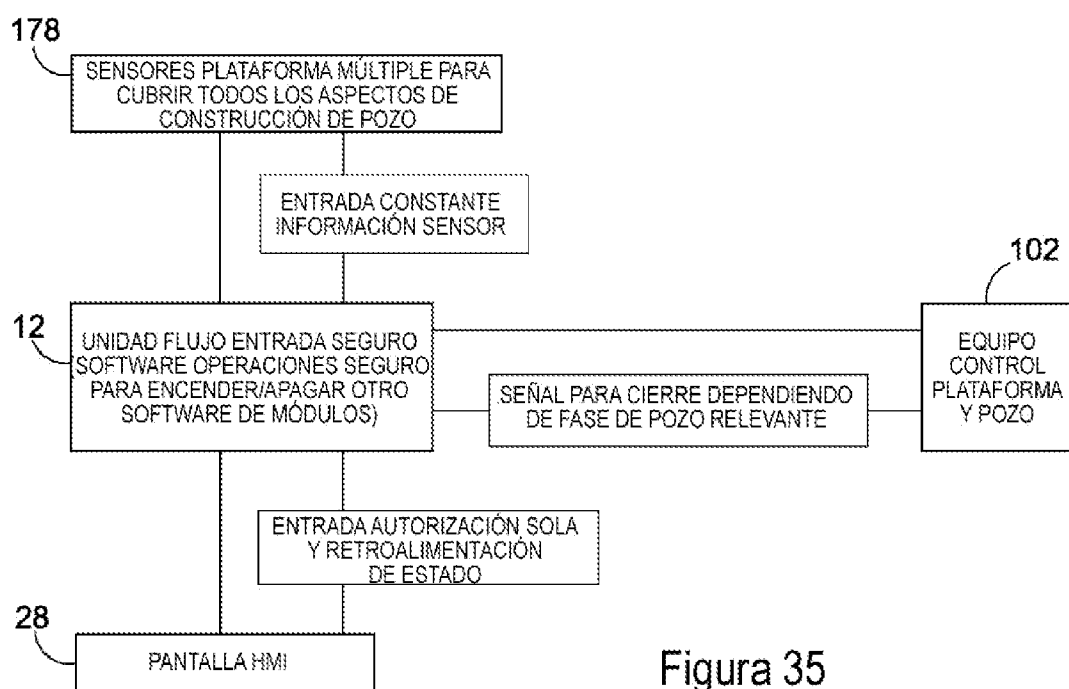


Figura 35

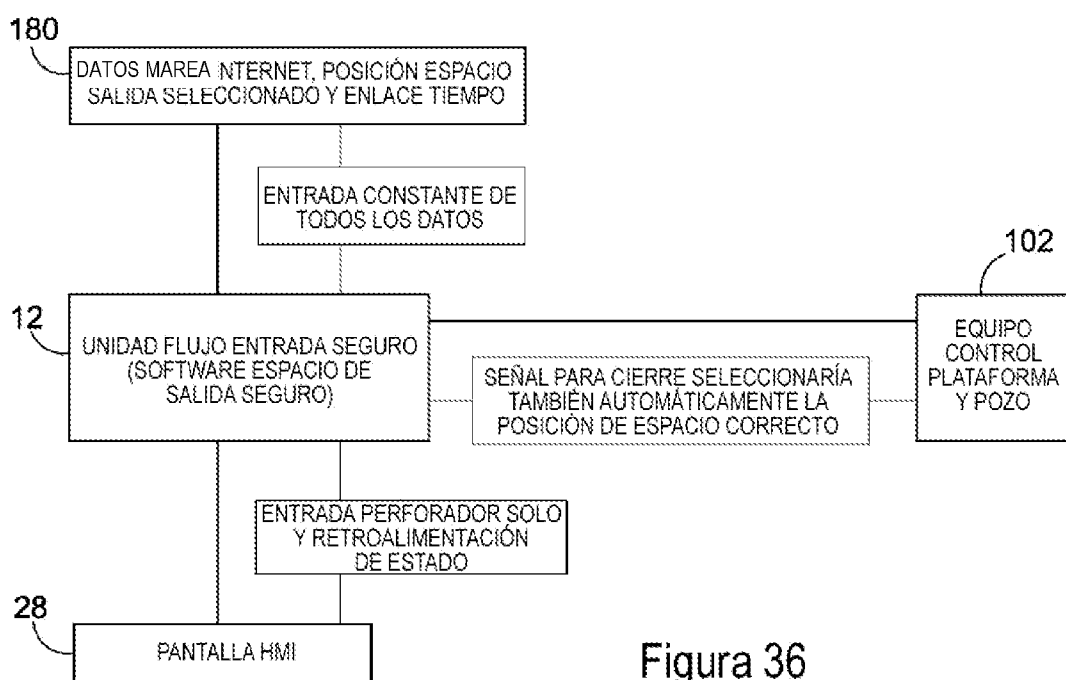


Figura 36

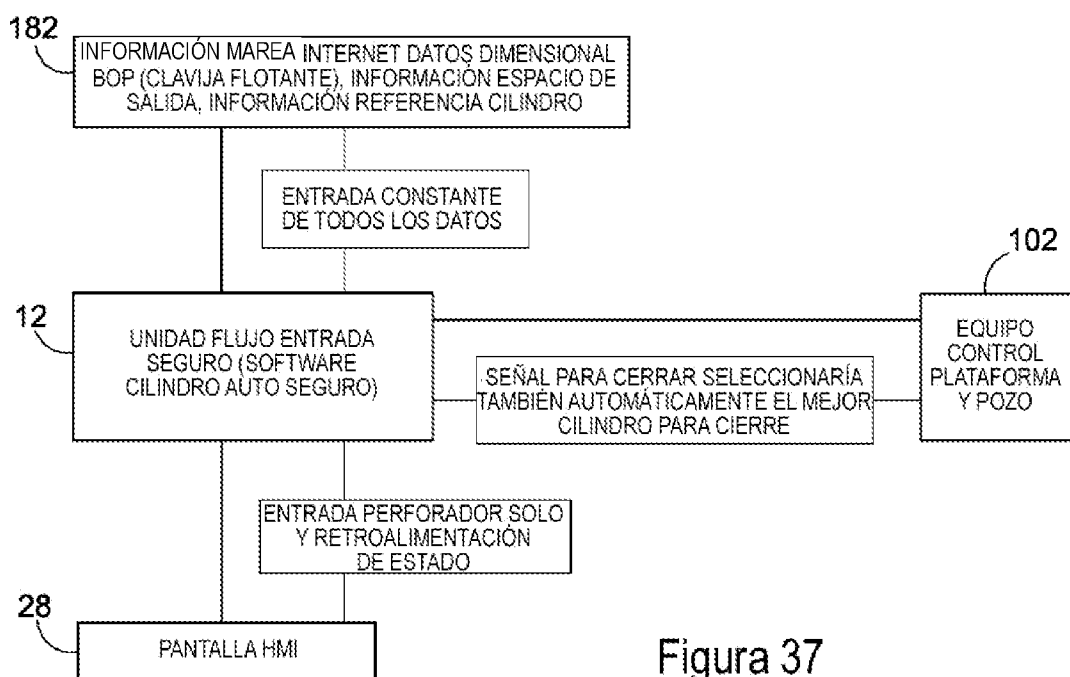


Figura 37

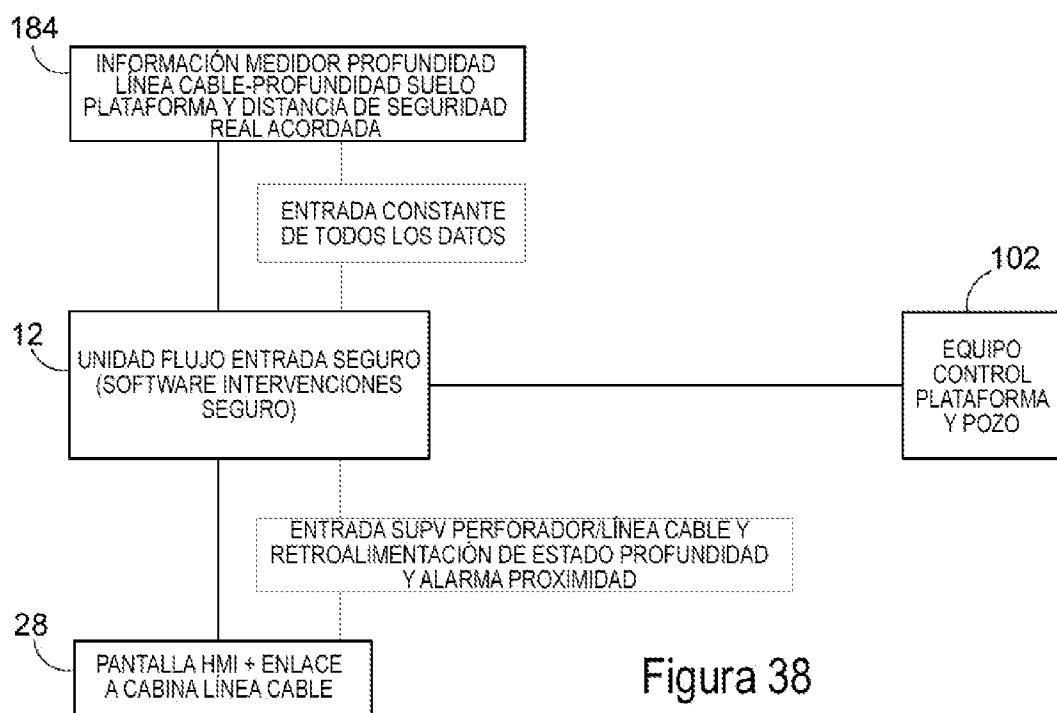


Figura 38

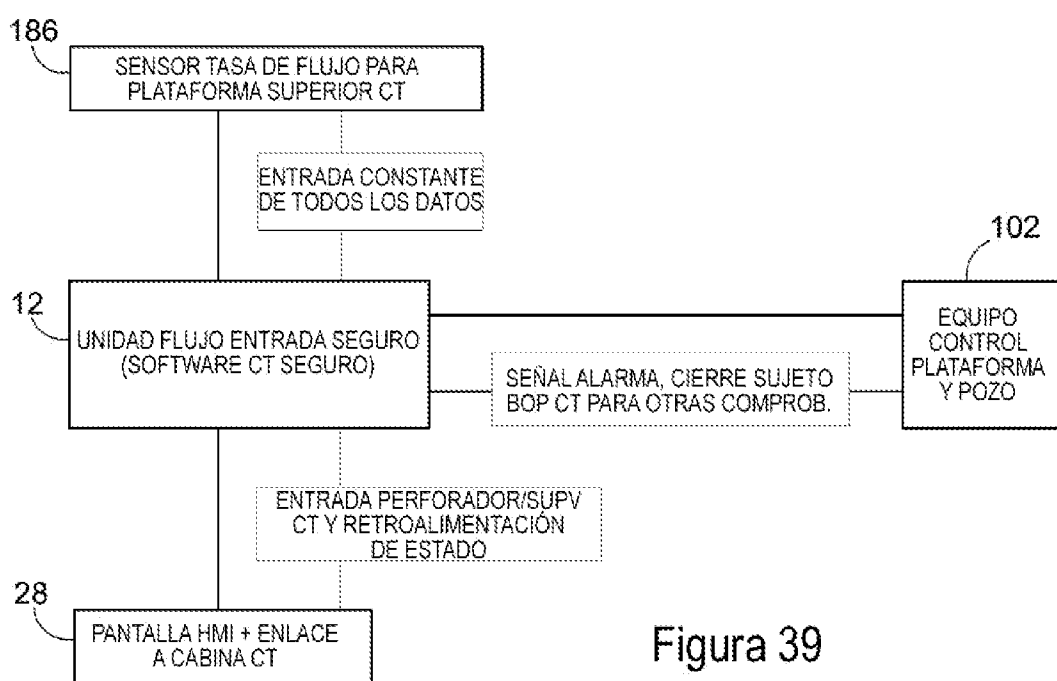


Figura 39

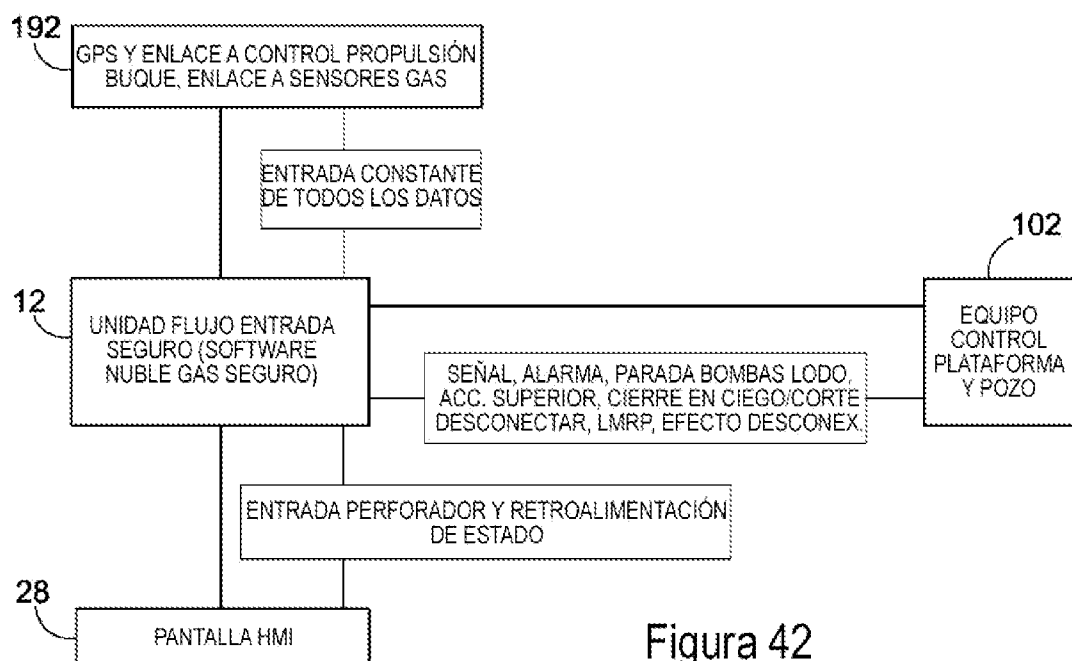


Figura 42

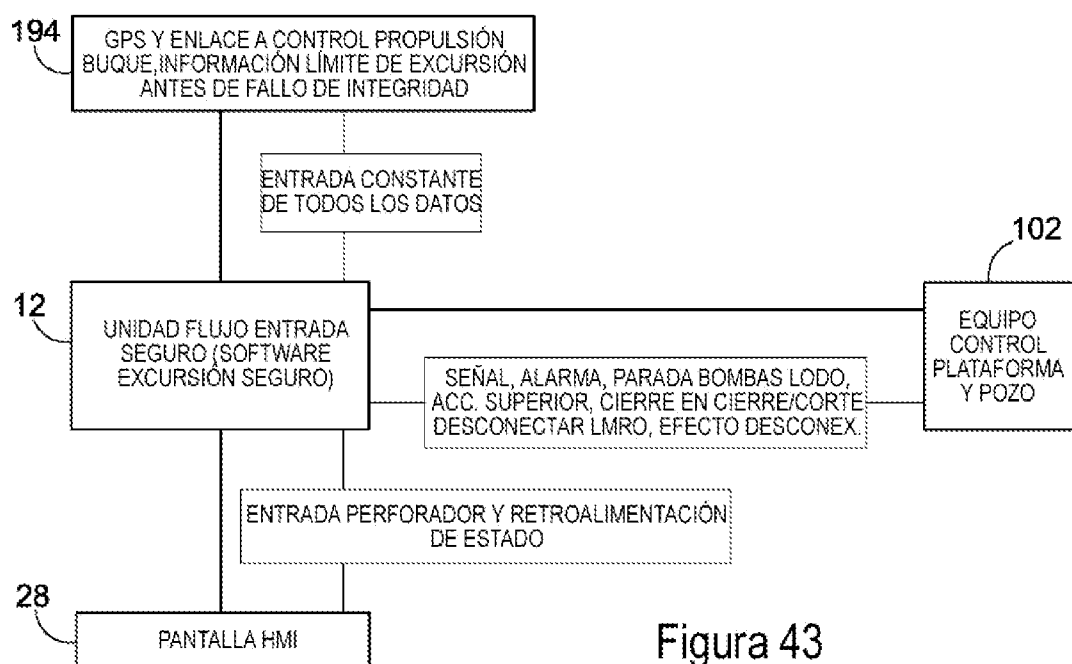


Figura 43

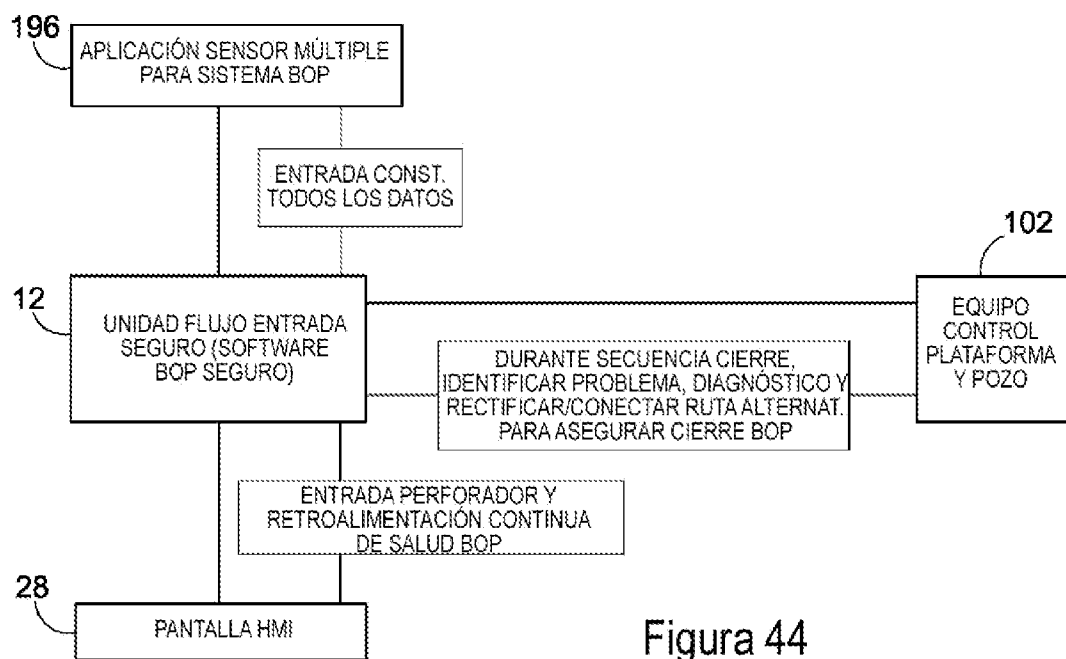


Figura 44

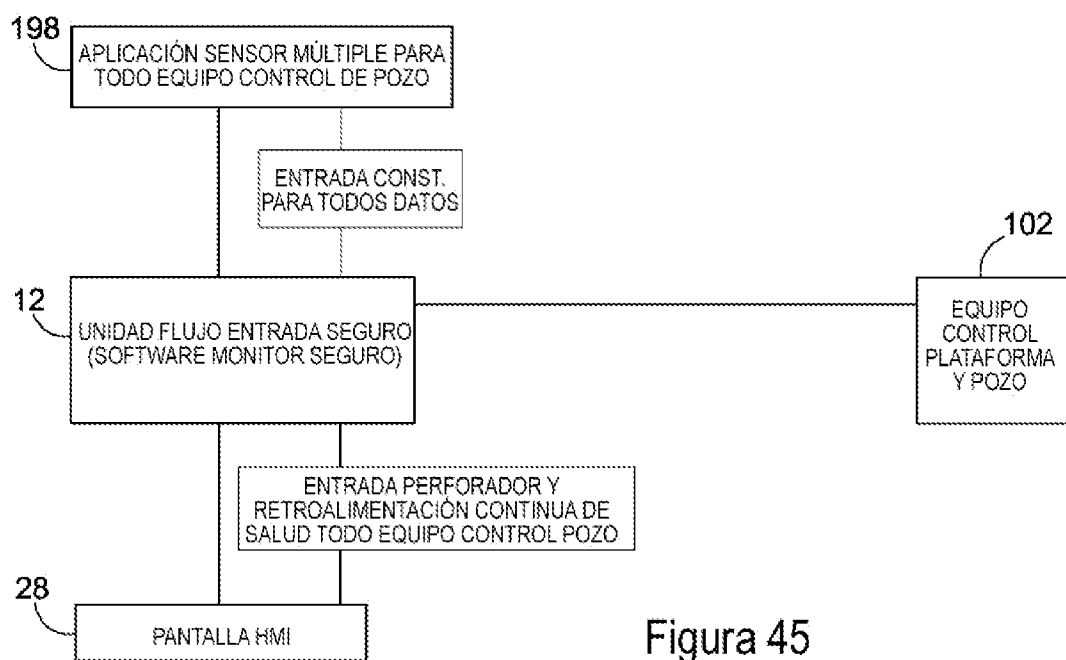


Figura 45

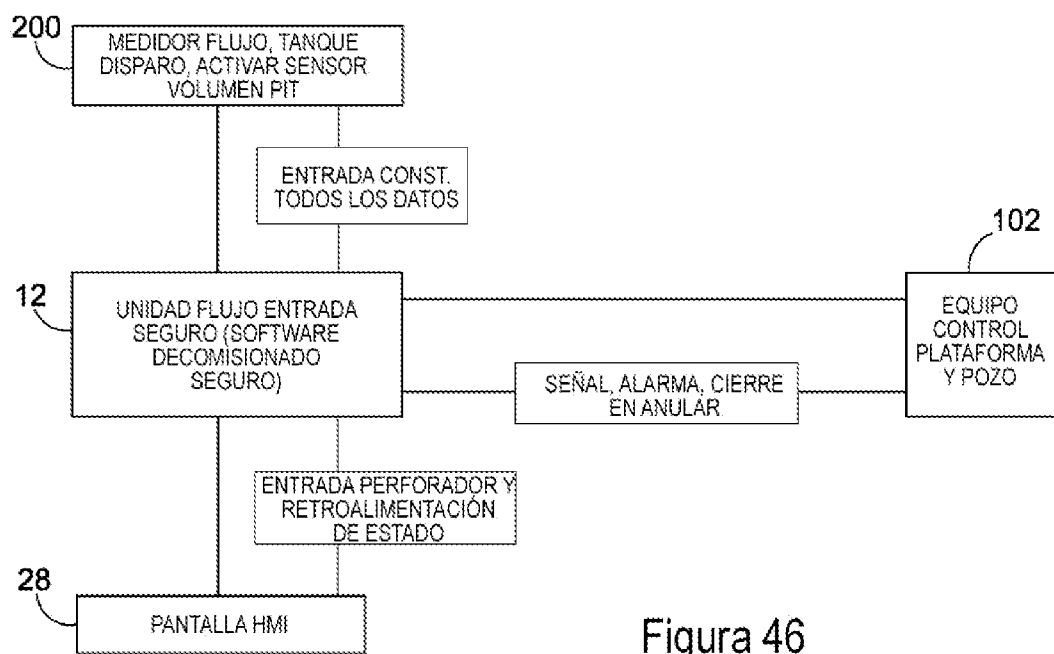


Figura 46

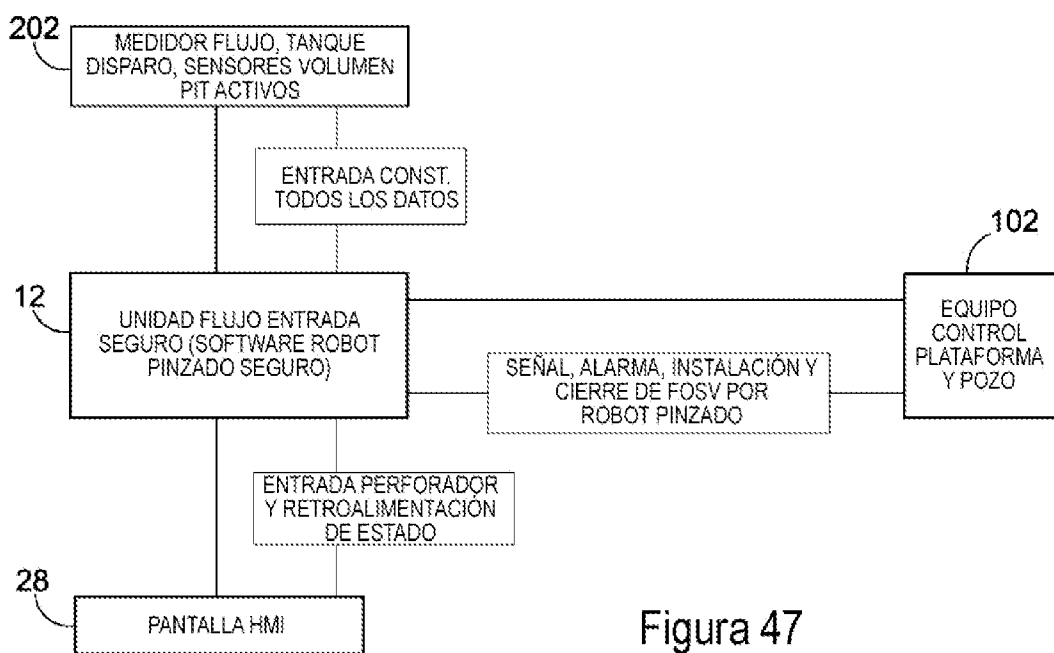


Figura 47