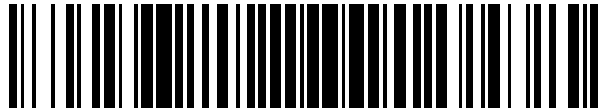


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 653 991**

51 Int. Cl.:

E21B 21/08 (2006.01)

E21B 21/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **14.08.2013 PCT/US2013/054933**

87 Fecha y número de publicación internacional: **20.02.2014 WO14028613**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.08.2013 E 13752783 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.09.2017 EP 2900897**

54 Título: **Sistema de perforación de presión controlada que presenta un modo de control de pozo**

30 Prioridad:

14.08.2012 US 201261682841 P
13.08.2013 US 201313965380

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
09.02.2018

73 Titular/es:

WEATHERFORD TECHNOLOGY HOLDINGS, LLC
(100.0%)
2000, St. James Place
Houston, TX 77056, US

72 Inventor/es:

BOUTALBI, SAID y
GRAYSON, MICHAEL BRIAN

74 Agente/Representante:

RIZZO, Sergio

ES 2 653 991 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 de perforación de presión controlada que presenta un modo de control de pozo

ANTECEDENTES DE LA EXPOSICIÓN**Campo de la exposición**

- 5 [0001] La presente exposición se refiere en general a un sistema de perforación de presión controlada que presenta un modo de control de pozo.

Descripción de la técnica relacionada

- 10 [0002] En las operaciones de construcción y finalización de pozos, se forma un pozo para acceder a formaciones que contienen hidrocarburo (p. ej., crudo y/o gas natural) mediante el uso de perforación. La perforación se consigue utilizando un trépano que se monta en el extremo de una sarta de perforación. Para perforar dentro del pozo a una profundidad determinada, la sarta de perforación se rota a menudo mediante un accionamiento superior o una mesa rotatoria en una plataforma de superficie o tren de perforación, y/o mediante un motor de fondo del pozo montado hacia el extremo inferior de la sarta de perforación. Después de la perforación a una determinada profundidad, la sarta de perforación y el trépano se retiran y se baja una sección de entubado en el pozo. Se forma entonces un espacio circular entre la sarta de entubado y la formación. La sarta de entubado se cuelga de forma temporal de la superficie del pozo. A continuación se lleva a cabo una operación de cementación con el fin de rellenar el espacio circular con cemento. La sarta de entubado se cubre de cemento en el interior del pozo haciendo circular cemento dentro del espacio circular definido entre la pared exterior del entubado y el pozo de sondeo. La combinación de cemento y entubado refuerza el pozo y facilita el aislamiento de determinadas zonas de la formación detrás del entubado para la producción de hidrocarburos.

- 15 [0003] Las operaciones de perforación mar adentro en aguas profundas se llevan a cabo normalmente mediante una unidad de perforación mar adentro (MODU, por sus siglas en inglés) móvil, tal como un barco de perforación o un semisumergible, que presenta el tren de perforación a bordo y a menudo se hace uso de un montante marino que se extiende entre la cabeza de pozo del pozo que se está perforando en una formación submarina y la MODU. El montante marino es una sarta tubular fabricada a partir de una pluralidad de secciones tubulares que están conectadas en una relación de extremo a extremo. El montante permite el retorno del lodo de perforación con detritos de perforación desde el agujero que se está perforando. Además, el montante marino está adaptado para utilizarse como una guía para el descenso del equipo (tal como una sarta de perforación que lleva un trépano) dentro del agujero.

- 20 [0004] WO 2011/058031 A2 describe un método para la perforación de un pozo submarino utilizando una bomba de lodo submarina para devolver el fluido de perforación denso a la superficie y separando el gas del fluido de perforación antes de que se introduzca en la bomba de lodo.

SUMARIO DE LA EXPOSICIÓN

- 25 [0005] La presente exposición se refiere en general a un sistema de perforación de presión controlada que presenta un modo de control de pozo. Según un aspecto, la invención proporciona un método de perforación de un pozo submarino que incluye perforar el pozo submarino mediante: la inyección de fluido de perforación a través de una sarta tubular que se extiende dentro del pozo desde una unidad de perforación mar adentro (ODU, por sus siglas en inglés); y la rotación de un trépano dispuesto en una parte inferior de la sarta tubular. El fluido de perforación sale del trépano y transporta detritos procedentes del trépano. El fluido de perforación y los detritos (retornos) fluyen hacia una cabeza de pozo submarina a través de un espacio circular definido por una superficie exterior de la sarta tubular y una superficie interior del pozo submarino. Los retornos fluyen desde la cabeza de pozo submarina hacia la ODU a través de un montante marino. El método incluye además, durante la perforación del pozo submarino: medir un índice de flujo del fluido de perforación inyectado en la sarta tubular; medir un índice de flujo de los retornos; comparar el índice de flujo de los retornos con el índice de flujo del fluido de perforación para detectar un amago de reventón perforando una formación; y ejercer contrapresión en los retornos utilizando una primera válvula estranguladora variable. El método incluye además, en respuesta a la detección del amago de reventón: cerrar un preventor de reventones de un conjunto de control de presión submarino (PCA, por sus siglas en inglés) contra la sarta tubular; y desviar el flujo de los retornos procedentes del PCA, a través de una línea de estrangulación que presenta una segunda válvula estranguladora variable, y a través de la primera válvula estranguladora variable.

- 30 [0006] Según otro aspecto, la invención proporciona un sistema de perforación de presión controlada que incluye: un primer dispositivo de control rotativo (RCD, por sus siglas en inglés) para conectarse a un montante marino; una primera válvula estranguladora variable para conectarse a una salida del primer RCD; un primer medidor de flujo másico para conectarse a una salida de la primera válvula estranguladora variable; un empalme para conectar una entrada de la primera válvula estranguladora variable a una salida de una segunda válvula estranguladora variable; un segundo RCD para ensamblar como parte de un conjunto de control de presión

submarino; un medidor de flujo másico submarino para conectarse a una salida del segundo RCD; y un controlador de lógica programable (PLC, por sus siglas en inglés) en comunicación con la primera válvula estranguladora variable y el primer y el segundo medidor de flujo másico.

[0007] En la reivindicación 2 *et seq.* se exponen aspectos adicionales y características preferidas.

5 **BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS**

[0008] Con el fin de que puedan entenderse con detalle las características anteriormente mencionadas de la presente exposición, una descripción más particular de la exposición, resumida de forma breve anteriormente, puede tomarse como referencia a los modos de realización, algunos de los cuales se ilustran en los dibujos adjuntos. Sin embargo, ha de entenderse que los dibujos adjuntos ilustran solo modos de realización típicos de la presente exposición y, por lo tanto, no han de considerarse limitativos de su alcance, puesto que la exposición puede admitir otros modos de realización igualmente efectivos.

Las figuras 1A-1C ilustran un sistema de perforación mar adentro en un modo de perforación de presión controlada, según un modo de realización de la presente exposición.

Las figuras 2A y 2B ilustran el sistema de perforación mar adentro en un modo de desgasificación de montante de presión controlada. La figura 2C es una tabla que ilustra el cambio entre los modos.

Las figuras 3A y 3B ilustran el sistema de perforación mar adentro en un modo de control de pozo de presión controlada. La figura 3C ilustra el funcionamiento del PLC en el modo de control de pozo de presión controlada.

Las figuras 4A y 4B ilustran el sistema de perforación mar adentro en un modo de control de pozo de emergencia.

La figura 5 ilustra un conjunto de control de presión (PCA) de un segundo sistema de perforación mar adentro en un modo de perforación de presión controlada, según otro modo de realización de la presente exposición.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0009] Las figuras 1A-1C ilustran un sistema de perforación mar adentro 1 en un modo de perforación de presión controlada, según un modo de realización de la presente exposición. El sistema de perforación 1 puede incluir una MODU 1m, tal como un semisumergible, un tren de perforación 1r, un sistema de manipulación de fluidos 1h, un sistema de transporte de fluidos 1t y un conjunto de control de presión (PCA) 1p y una sarta de perforación 10. La MODU 1m puede llevar el tren de perforación 1r y el sistema de manipulación de fluidos 1h a bordo y puede incluir un pozo de perforación, a través del cual se realizan operaciones de perforación. El semisumergible puede incluir un casco de gánguil inferior que flota por debajo de una superficie (también conocida como línea de flotación) 2s de mar 2 y está, por tanto, menos sujeto a la acción de las olas de la superficie. Pueden montarse columnas de estabilidad (solo se muestra una) en el casco de gánguil inferior para soportar un casco superior por encima de la línea de flotación. El casco superior puede presentar una o más cubiertas para llevar el tren de perforación 1r y el sistema de manipulación de fluidos 1h. La MODU 1m puede presentar además un sistema de posicionamiento dinámico (DPS, por sus siglas en inglés) (no mostrado) o amarrarse para mantener el pozo de perforación en una posición sobre una cabeza de pozo submarina 50.

[0010] De forma alternativa, la MODU 1m puede ser un barco de perforación. De forma alternativa, puede utilizarse una unidad de perforación mar adentro fija o una unidad de perforación mar adentro flotante no móvil en lugar de la MODU 1m. De forma alternativa, el pozo puede ser submarino y presentar una cabeza de pozo situada adyacente a la línea de flotación y el tren de perforación puede situarse en una plataforma adyacente a la cabeza de pozo. De forma alternativa, el pozo puede ser subterráneo y el tren de perforación puede estar situado en una plataforma terrestre.

[0011] El tren de perforación 1r puede incluir una torre 3, un suelo 4, un accionamiento superior 5 y un mecanismo de elevación. El accionamiento superior 5 puede incluir un motor para rotar 16 una sarta de perforación 10. El motor de accionamiento superior puede ser eléctrico o hidráulico. Una estructura del accionamiento superior 5 puede conectarse a un rail (no mostrado) de la torre 3 para evitar la rotación de la misma durante la rotación 16 de la sarta de perforación 10 y que permita un movimiento vertical del accionamiento superior con un aparejo móvil 6 del mecanismo de elevación. La estructura del accionamiento superior 5 puede estar suspendida de la torre 3 mediante el aparejo móvil 6. Puede conectarse una válvula Kelly 11 a una pluma de un accionamiento superior 5. La pluma puede accionarse torsionalmente mediante el motor de accionamiento superior y soportarse desde la estructura mediante cojinetes. El accionamiento superior 5 puede presentar además una entrada conectada a la estructura y en comunicación fluida con la pluma.

[0012] El aparejo móvil 6 puede ser soportado por un cable metálico 7 conectado en su extremo superior a un bloque de corona 8. El cable metálico 7 puede entrelazarse a través de poleas de los bloques 6, 8 y extenderse a malacates 9 para enrollar el mismo, elevando o descendiendo de esta manera el aparejo móvil 6 en relación con

la torre 3. El tren de perforación 1r puede incluir además un compensador de sarta de perforación (no mostrado) para dar cuenta del movimiento vertical de la MODU 1m. El compensador de la sarta de perforación puede disponerse entre el aparejo móvil 6 y el accionamiento superior 5 (también conocido como montado en gancho) o entre el bloque de corona 8 y la torre 3 (también conocido como montada en la parte superior).

5 **[0013]** Un extremo superior de la sarta de perforación 10 puede conectarse a la válvula Kelly 11, tal como mediante acoplamientos roscados. La sarta de perforación 10 puede incluir un conjunto de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) 10b y juntas de la tubería de perforación 10p conectadas entre sí, por ejemplo mediante acoplamientos roscados. El BHA 10b puede conectarse a la tubería de perforación 10p, por ejemplo mediante acoplamientos roscados, e incluir un trépano 15 y uno o más collares de perforación 12 conectados al mismo, 10 por ejemplo mediante acoplamientos roscados. El trépano 15 puede rotarse 16 mediante el accionamiento superior 5 a través de la tubería de perforación 10p y/o el BHA 10b puede incluir además un motor de perforación (no se muestra) para rotar el trépano. El BHA 10b puede incluir además un sub de instrumentación (no se muestra), tal como un sub de medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) y/o un sub de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés).

15 **[0014]** El sistema de transporte de fluidos 1t puede incluir un conjunto superior del montante marino (UMRP, por sus siglas en inglés) 20, un montante marino 25, una línea de elevación 27, una línea de estrangulación 28 una línea de retorno 29. El UMRP 20 puede incluir un desviador 21, una junta flexible 22, una junta deslizante (también conocida como telescópica) 23, un tensor 24 y un dispositivo de control rotativo (RCD) 26. Un extremo inferior del RCD 26 puede conectarse a un extremo superior del montante 25, por ejemplo mediante una 20 conexión con bridas. La junta deslizante 23 puede incluir un cilindro exterior conectado a un extremo superior del RCD 26, por ejemplo mediante una conexión con bridas, y un cilindro interior conectado a la junta flexible 22, por ejemplo mediante una conexión con bridas. El cilindro exterior puede conectarse también al tensor 24, por ejemplo mediante un anillo tensor (no se muestra).

25 **[0015]** La junta flexible 22 puede conectarse también al desviador 21, por ejemplo mediante una conexión con bridas. El desviador 21 también puede conectarse al suelo del tren de perforación 4 por ejemplo mediante una abrazadera. La junta deslizante 23 puede ser operable para extenderse y retraerse en respuesta al movimiento vertical de la MODU 1m en relación con el montante 25 mientras que el tensor 24 puede enrollar el cable metálico en respuesta al movimiento vertical, soportando de esta manera el montante 25 desde la MODU 1m 30 mientras se ajusta el movimiento vertical. El montante 25 puede extenderse desde el PCA 1p hasta la MODU 1m y puede conectarse a la MODU mediante el UMRP 20. El montante 25 puede presentar uno o más módulos de flotabilidad (no mostrados) dispuestos a lo largo del mismo para reducir la carga en el tensor 24.

35 **[0016]** El RCD 26 puede incluir una estación de conexión y un conjunto de cojinetes. La estación de conexión puede sumergirse adyacente a la línea de flotación 2s. La estación de conexión puede incluir una carcasa, un enganche y una interfaz. La carcasa del RCD puede ser tubular y presentar una o más secciones conectadas entre sí, por ejemplo mediante conexiones con bridas. La carcasa del RCD puede presentar uno o más puertos de fluido formados a través de una sección de carcasa inferior y la estación de conexión puede incluir una conexión, tal como una salida con bridas, sujeta a uno de los puertos.

40 **[0017]** El enganche puede incluir un actuador hidráulico, tal como un pistón, uno o más elementos de fijación, tales como mordazas, y un cuerpo. El cuerpo de enganche puede conectarse a la carcasa, por ejemplo mediante acoplamientos roscados. Puede formarse una cámara de pistón entre el cuerpo de enganche y una sección de carcasa media. El cuerpo de enganche puede presentar aberturas formadas a través de una pared del mismo para recibir las respectivas mordazas. El pistón de enganche 63p puede disponerse en la cámara y puede llevar cierres herméticos que aíslan una parte superior de la cámara de una parte inferior de la cámara. Puede formarse una superficie de leva en una superficie interior del pistón para desplazar radialmente las mordazas. El 45 cuerpo de enganche puede presentar además un anillo de encaje formado en una superficie interior del mismo para recibir un manguito protector o el conjunto de cojinetes.

50 **[0018]** Pueden formarse canales hidráulicos a través de la sección de carcasa media y pueden proporcionar comunicación fluida entre la interfaz y las respectivas partes de la cámara hidráulica para un funcionamiento selectivo del pistón. Un umbilical del RCD puede presentar conductos hidráulicos y puede proporcionar comunicación fluida entre la interfaz del RCD y una unidad de potencia hidráulica (HPU, por sus siglas en inglés) mediante un colector hidráulico. El umbilical del RCD puede presentar además un cable eléctrico para proporcionar comunicación de datos entre una consola de control y la interfaz del RCD mediante un controlador.

55 **[0019]** El conjunto de cojinetes puede incluir un manguito de cierre, uno o más descargadores y un grupo de cojinetes. Cada descargador puede incluir un prensaestopas o retenedor y un cierre hermético. Cada cierre hermético del descargador puede ser direccional y orientado para sellarse contra la tubería de perforación 10p en respuesta a la presión más alta en el montante 25 que en el UMRP 20. Cada cierre hermético del descargador puede presentar una forma cónica para que la presión del fluido actúe contra una respectiva superficie ahusada del mismo, generando de esta manera presión de sellado contra la tubería de perforación 10p. Cada cierre hermético del descargador puede presentar un diámetro interior ligeramente inferior al diámetro de la tubería de

la tubería de perforación 10p para formar un ajuste con apriete entre los mismos. Cada cierre hermético del descargador puede ser lo suficientemente flexible para ajustarse y sellarse contra los acoplamientos roscados de la tubería de perforación 10p presentando un diámetro de manguito roscado mayor. La tubería de perforación 10p puede recibirse a través de un agujero del conjunto de cojinetes de manera que los cierres herméticos del descargador pueden acoplar la tubería de perforación 10p. Los cierres herméticos del descargador pueden proporcionar una barrera deseada en el montante 25 cuando la tubería de perforación 10p está fija o cuando rota.

[0020] El manguito de cierre puede presentar un anillo de encaje formado en una superficie exterior del mismo, un perfil de cierre formado en una superficie exterior del mismo y puede llevar uno o más cierres herméticos en una superficie exterior del mismo. El acoplamiento de las mordazas de enganche con el manguito de cierre puede conectar el conjunto de cojinetes a la estación de conexión. El prensaestopas puede presentar un anillo de encaje formado en una superficie interior del mismo y un perfil de cierre formado en una superficie interior del mismo para su recuperación mediante una herramienta de inserción del conjunto de cojinetes. El grupo de cojinetes puede soportar los descargadores del manguito de cierre de manera que los descargadores pueden rotar en relación con la estación de conexión. El grupo de cojinetes puede incluir uno o más cojinetes radiales, uno o más cojinetes de empuje y un sistema lubricante autónomo. El grupo de cojinetes puede disponerse entre los descargadores y puede alojarse en el manguito de cierre y conectarse al mismo, por ejemplo mediante acoplamientos roscados y/o elementos de fijación.

[0021] De forma alternativa, el conjunto de cojinetes puede estar conectado de forma no liberable a la carcasa. De forma alternativa, el RCD puede colocarse por encima de la línea de flotación y/o a lo largo del UMRP en cualquier otra ubicación salvo un extremo inferior del mismo. De forma alternativa, el RCD puede ensamblarse como parte del montante en cualquier ubicación a lo largo del mismo o como parte del PCA. De forma alternativa, puede utilizarse un RCD de cierre activo en su lugar.

[0022] El PCA 1p puede estar conectado a una cabeza de pozo 50 situado de forma adyacente a un fondo 2f del mar 2. Puede introducirse un tubo guía 51 en el fondo marino 2f. El tubo guía 51 puede incluir una carcasa y juntas de la tubería de guía conectadas entre sí, por ejemplo mediante acoplamientos roscados. Una vez que se ha fijado el tubo guía 51, puede perforarse un pozo submarino 100 en el fondo marino 2f y puede desplegarse una sarta de entubado 52 dentro del pozo. La sarta de entubado 52 puede incluir una carcasa de la cabeza de pozo y juntas de entubado conectadas entre sí, por ejemplo mediante acoplamientos roscados. La carcasa de la cabeza de pozo puede posarse en la carcasa de guía durante el despliegue de la sarta de entubado 52. La sarta de entubado 52 puede cubrirse de cemento 101 dentro del pozo 100. La sarta de entubado 52 puede extenderse a una profundidad adyacente a una parte inferior de una formación superior 104u. La formación superior 104u puede ser improductiva y una formación inferior 104b puede ser un depósito que contenga hidrocarburo.

[0023] De forma alternativa, la formación inferior 104b puede ser improductiva (p. ej., una zona agotada), ambientalmente sensible, como un acuífero, o inestable. Aunque se muestra en vertical, el pozo 100 puede incluir una parte vertical y una parte desviada, por ejemplo horizontal.

[0024] El PCA 1p puede incluir un adaptador de cabeza de pozo 40b, uno o más elementos en cruz de flujo 41u,m,b, uno o más preventores de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) 42a,u,b, un conjunto de montante marino inferior (LMRP, por sus siglas en inglés), uno o más acumuladores 44 y un receptor 46. El LMRP puede incluir un módulo de control 76, una junta flexible 43 y un conector 40u. El adaptador de la cabeza de pozo 40b, los elementos en cruz de flujo 41u,m,b, los BOP 42a,u,b, el receptor 46, el conector 40u y la junta flexible 43 pueden incluir cada uno una carcasa que presenta un agujero longitudinal a través de la misma y cada uno puede conectarse, por ejemplo mediante bridas, de manera que se mantiene un agujero continuo a través de la misma. El agujero puede presentar un diámetro de perforación, correspondiente a un diámetro de perforación de la cabeza de pozo 50. Las juntas flexibles 23, 43 pueden adaptar el respectivo movimiento horizontal y/o rotativo (también conocido como alabeo y cabeceo) de la MODU 1m en relación con el montante 25 y el montante en relación con el PCA 1p.

[0025] Tanto el conector 40u como el adaptador de la cabeza de pozo 40b pueden incluir uno o más elementos de fijación, tales como mordazas, para fijar el LMRP a los BOP 42a,u,b y el PCA 1p a un perfil externo de la carcasa de la cabeza de pozo, respectivamente. Tanto el conector 40u como el adaptador de la cabeza de pozo 40b pueden incluir además un manguito de sellado para acoplar un perfil interno del respectivo receptor 46 y la carcasa de la cabeza de pozo. Tanto el conector 40u como el adaptador de la cabeza de pozo 40b pueden estar en comunicación eléctrica o hidráulica con el módulo de control 76 y/o incluir además un actuador eléctrico o hidráulico y una interfaz, por ejemplo una conexión en caliente, de manera que un vehículo submarino que opere de forma remota (ROV, por sus siglas en inglés) (no mostrado) pueda operar el actuador para acoplar las mordazas con el perfil externo.

[0026] El LMRP puede recibir un extremo inferior del montante 25 y conectar el montante al PCA 1p. El módulo de control 76 puede estar en comunicación eléctrica, hidráulica y/u óptica con un controlador de lógica programable (PLC, por sus siglas en inglés) 75 y/o un controlador de tren de perforación (no mostrado) a bordo

de la MODU 1m mediante un umbilical 70. El módulo de control 76 puede incluir una o más válvulas de control (no mostradas) en comunicación con los BOP 42a,u,b para el funcionamiento de los mismos. Cada válvula de control puede incluir un actuador eléctrico o hidráulico en comunicación con el umbilical 70. El umbilical 70 puede incluir uno o más conductos/cables de control hidráulicos y/o eléctricos para los actuadores. Los acumuladores 5 44 puede almacenar fluido hidráulico presurizado para operar los BOP 42a,u,b. De forma adicional, los acumuladores 44 pueden utilizarse para operar uno o más de los otros componentes del PCA 1p. El PLC 75 y/o el controlador del tren de perforación pueden operar el PCA 1p mediante el umbilical 70 y el módulo de control 76.

[0027] Un extremo inferior de la línea de elevación 27 puede conectarse a una rama del elemento en cruz de flujo 41u mediante un válvula de corte 45a. También puede conectarse un colector de elevación a la línea de elevación 27 y presentar un diente conectado a una respectiva rama de cada elemento en cruz de flujo 41m,b. Las válvulas de corte 45b,c pueden disponerse en los respectivos dientes del colector de elevación. De forma alternativa, una línea de matar independiente (no mostrada) puede conectarse a las ramas de los elementos en cruz de flujo 41m,b en lugar del colector de elevación. Un extremo superior de la línea de elevación 27 puede conectarse a una salida de una bomba de elevación 30b. Un extremo inferior de la línea de estrangulación 28 puede presentar dientes conectados a las respectivas segundas ramas de los elementos en cruz de flujo 41m,b. Las válvulas de corte 45d,e pueden disponerse en los respectivos dientes del extremo inferior de la línea de estrangulación.

[0028] Puede conectarse un sensor de presión 47a a una segunda rama del elemento en cruz de flujo 41u superior. Los sensores de presión 47b,c pueden conectarse a los dientes de la línea de estrangulación entre las respectivas válvulas de corte 45d,e y las respectivas segundas ramas del elemento en cruz de flujo. Cada sensor de presión 47a-c puede estar en comunicación de datos con el módulo de control 76. Las líneas 27, 28 y el umbilical 70 pueden extenderse entre la MODU 1m y el PCA 1p fijándose a abrazaderas dispuestas a lo largo del montante 25. Cada línea 27, 28 puede ser un conducto de flujo, como una tubería en espiral. Cada válvula de corte 45a-e puede ser automática y presentar un actuador hidráulico (no mostrado) operable por el módulo de control 76.

[0029] De forma alternativa, el umbilical puede extenderse entre la MODU y el PCA independientemente del montante. De forma alternativa, los actuadores de válvula pueden ser eléctricos o neumáticos.

[0030] El sistema de manipulación de fluidos 1h puede incluir una o más bombas 30b,d, un detector de gas 31, un depósito para fluido de perforación 60d, como un tanque, un separador de fluidos, como un separador de lodo y gas (MGS, por sus siglas en inglés) 32, un separador de sólidos, como un colador vibratorio 33, uno o más medidores de flujo 34b,d,r, uno o más sensores de presión 35c,d,r y una o más válvulas de estrangulamiento variables, como un estrangulador de presión controlada (MP, por sus siglas en inglés) 36a y un estrangulador de control de pozo (WC, por sus siglas en inglés) 36m. El separador de lodo y gas 32 puede ser vertical, horizontal o centrífugo y puede ser operable para separar gas de los retornos 60r. El gas separado puede almacenarse o quemarse.

[0031] Un extremo inferior de la línea de retorno 29 puede conectarse a una salida del RCD 26 y un extremo superior de la línea de retorno puede conectarse a un tubo de entrada de un primer tubo en T de flujo 39a y presentar una primera válvula de corte 38a ensamblada como parte del mismo. Un extremo superior de la línea de estrangulación 28 puede conectarse a un tubo de entrada de un segundo tubo en T de flujo 39b y presentar el estrangulador de WC 36m y el sensor de presión 35c ensamblados como parte del mismo. Un primer tramo de tubería puede conectar un tubo de salida del primer tubo en T 39a y un tubo de entrada de un tercer tubo en T 39c (Figura 2A). El sensor de presión 35r, el estrangulador de MP 36a, el medidor de flujo 34r, el detector de gas 31 y una cuarta válvula de corte 38d pueden ensamblarse como parte del primer tramo de tubería. Un segundo tramo de tubería puede conectar un tubo de salida del tercer tubo en T 39c y una entrada del MGS 32 y presentar una sexta válvula de corte 38f ensamblada como parte del mismo.

[0032] Un tercer tramo de tubería puede conectar un tubo de salida del segundo tubo en T 39b y un tubo de entrada de un cuarto tubo en T 39d (Figura 2A) y presentar una tercera válvula de corte 38c ensamblada como parte del mismo. Un primer empalme puede conectar ramas del primer 39a y el segundo 39b tubo en T y presentar una segunda válvula de corte 38b ensamblada como parte del mismo. Un segundo empalme puede conectar ramas del tercer 39c y el cuarto 39d tubo en T y presentar una quinta válvula de corte 38e ensamblada como parte del mismo. Un cuarto tramo de tubería puede conectar un tubo de salida del cuarto tubo en T 39d y un tubo de entrada del quinto tubo en T 39e y presentar una séptima válvula de corte 38g ensamblada como parte del mismo. Un tercer empalme puede conectar una salida de líquido del MGS 32 y una rama del quinto tubo en T 39e y presentar una octava válvula de corte 38h ensamblada como parte del mismo. Un tubo de salida del quinto tubo en T 39e puede conectarse a una entrada del colador vibratorio 33.

[0033] Una línea de suministro 37p,h puede conectar una salida de la bomba de lodo 30d a la entrada de accionamiento superior y puede presentar el medidor de flujo 34d y el sensor de presión 35d ensamblados como parte de la misma. Un extremo superior de la línea de elevación 27 puede presentar el medidor de flujo 34b

ensamblado como parte del mismo. Cada sensor de presión 35c,d,r puede estar en comunicación de datos con el PLC 75. El sensor de presión 35r puede ser operable para monitorizar la contrapresión ejercida por el estrangulador de MP 36a. El sensor de presión 35c puede ser operable para monitorizar la contrapresión ejercida por el estrangulador de WC 36m. El sensor de presión 35d puede ser operable para monitorizar la presión de la tubería montante. Cada estrangulador 36a,m pueden reforzarse para operar en un entorno en el que los retornos de perforación 60r pueden incluir sólidos, tales como detritos. El estrangulador de MP 36a puede incluir un actuador hidráulico operado por el PLC 75 mediante el HPU para mantener la contrapresión en el montante 25. El estrangulador de WC 36m puede operarse de forma manual.

[0034] De forma alternativa, los actuadores del estrangulador pueden ser eléctricos o neumáticos. De forma alternativa, el estrangulador de WC 36m puede incluir también un actuador operado mediante el PLC 75.

[0035] El medidor de flujo 34r puede ser un medidor de flujo másico, tal como un medidor de flujo de Coriolis, y puede estar en comunicación de datos con el PLC 75. El medidor de flujo 34r puede conectarse en el primer tramo de tubería aguas abajo del estrangulador de MP 36a y puede ser operable para monitorizar un índice de flujo de los retornos de perforación 60r. Cada uno de los medidores de flujo 34b,d pueden ser un medidor de flujo volumétrico, tal como un medidor de flujo de Venturi, y puede estar en comunicación de datos con el PLC 75. El medidor de flujo 34d puede ser operable para monitorizar un índice de flujo de la bomba de lodo 30d. El medidor de flujo 34b puede ser operable para monitorizar un índice de flujo del fluido de perforación 60d bombeado en el montante 25 (Figura 2B). El PLC 75 puede recibir una medición de densidad del fluido de perforación 60d a partir de un mezclador de lodo (no mostrado) para determinar un índice de flujo de masa del fluido de perforación 60d a partir de la medición volumétrica de los medidores de flujo 34b,d.

[0036] De forma alternativa, puede utilizarse un contador de descargas (no mostrado) para monitorizar un índice de flujo de la bomba de lodo y/o la bomba de elevación en lugar de los medidores de flujo volumétrico. De forma alternativa, uno o ambos medidores de flujo volumétrico pueden ser medidores de flujo másico.

[0037] El detector de gas 31 puede ser operable para extraer una muestra de gas de los retornos 60r (si está contaminada por el fluido de formación 62 (Figura 3C)) y analizar la muestra obtenida para detectar hidrocarburos, tales como hidrocarburos aromáticos y/o C1 a C10 saturados y/o insaturados, tales como benceno, tolueno, etilbenceno y/o xileno, y/o gases no hidrocarburos, tales como dióxido de carbono y nitrógeno. El detector de gas 31 puede incluir un cuerpo, una sonda, un cromatógrafo y un sistema portador/de purga. El cuerpo puede incluir una pieza de conexión y un penetrador. La pieza de conexión puede presentar conectores de extremo, tales como bridas, para la conexión dentro del primer tramo de tubería y un conector lateral, tal como una brida, para recibir el penetrador. El penetrador puede presentar una parte de brida ciega para la conexión al conector lateral, un tubo de inserción que se extiende desde una cara externa de la parte de la brida ciega para recibir la sonda, y un tubo inmersor que se extiende desde una cara interna del mismo para recibir uno o más sensores, tales como un sensor de presión y/o un sensor de temperatura.

[0038] La sonda puede incluir una jaula, un mandril y una o más láminas. Cada lámina puede incluir una membrana semipermeable recubierta por capas protectoras de malla interior y exterior. El mandril puede presentar una parte de tubo para recibir las láminas y una parte de pieza de conexión para la conexión al tubo de inserción. Cada lámina puede disponerse sobre caras opuestas del mandril y afianzarse en las mismas mediante un primer y un segundo miembro de la jaula. Entonces pueden insertarse elementos de fijación en los respectivos agujeros de recepción formados a través de la jaula, el mandril y las láminas para asegurar los componentes de la sonda entre sí. El mandril puede presentar puertos de entrada y salida formados en la parte de la pieza de conexión y en comunicación con los respectivos canales formados entre el mandril y las láminas. El sistema portador/de purga puede conectarse a los puertos del mandril y puede inyectarse un gas portador, tal como helio, argón o nitrógeno, en el puerto de entrada del mandril para desplazar el gas de muestra atrapado en los canales por las membranas al puerto de salida del mandril. El sistema portador/de purga puede transportar entonces el gas de muestra al cromatógrafo para su análisis. El sistema portador de purga también puede ejecutarse rutinariamente para purgar la sonda de condensado. El cromatógrafo puede estar en comunicación de datos con el PLC para informar del análisis de la muestra. El cromatógrafo puede configurarse para analizar únicamente la muestra para hidrocarburos específicos con el fin de minimizar el tiempo de análisis de la muestra. Por ejemplo, el cromatógrafo puede configurarse para analizar únicamente hidrocarburos C1-C5 en veinticinco segundos.

[0039] En el modo de perforación, la bomba de lodo 30d puede bombear fluido de perforación 60d desde el tanque de fluido de perforación, a través de la tubería montante 37p y la manga de inyección 37 h hasta el accionamiento superior 5. El fluido de perforación 60d puede incluir un líquido base. El líquido base puede ser petróleo refinado o sintético, agua, salmuera o una emulsión agua/aceite. El fluido de perforación 60d puede incluir además sólidos disueltos o suspendidos en el líquido base, tal como arcilla organofílica, lignito y/o asfalto, formando de esta manera un lodo.

[0040] El fluido de perforación 60d puede fluir desde la manga de inyección 37h y hacia la sarta de perforación 10 mediante el accionamiento superior 5. El fluido de perforación 60d puede fluir hacia abajo a través de la sarta

de perforación 10 y salir del trépano 15, donde el fluido puede hacer circular los detritos lejos del trépano y devolver los detritos hasta un espacio circular 105 formado entre una superficie interior del entubado 101 o pozo 100 y una superficie exterior de la sarta de perforación 10. Los retornos 60r (fluido de perforación 60d más detritos) pueden fluir a través del espacio circular 105 hasta la cabeza de pozo 50. Los retornos 60r pueden
 5 continuar desde la cabeza de pozo 50 y hacia el montante 25 mediante el PCA 1p. Los retornos 60r puede fluir hacia arriba del montante 25 al RCD 26. Los retornos 60r pueden ser desviados por el RCD 26 hacia la línea de retorno 29 mediante la salida de RCD. Los retornos 60r pueden continuar desde la línea de retorno 29, a través de la primera válvula de corte abierta (representada mediante línea discontinua) 38a y el primer tubo en T 39a, y hacia el primer tramo de tubería. Los retornos 60r pueden fluir a través del estrangulador de MP 36a, el medidor
 10 de flujo 34r, el detector de gas 31 y la cuarta válvula de corte abierta 38d hasta el tercer tubo en T 39c. Los retornos 60r pueden continuar a través del segundo empalme y hasta el cuarto tubo en T 39d mediante la quinta válvula de corte abierta 38e. Los retornos 60r pueden continuar a través del tercer tramo de tubería hasta el quinto tubo en T 39e mediante la séptima válvula de corte abierta 38g. Los retornos 60r pueden entonces fluir hacia el colador vibratorio 33 y procesarse de esta manera para eliminar los detritos, completando de esta
 15 manera un ciclo. A medida que el fluido de perforación 60d y los retornos 60r circulan, la sarta de perforación 10 puede rotarse 16 mediante el accionamiento superior 5 y hacerse descender mediante el aparejo móvil 6, extendiendo de esta manera el pozo 100 hacia la formación inferior 104b.

[0041] De forma alternativa, la sexta 38f y la octava 38h válvulas de corte pueden abrirse y la quinta 38e y la séptima 38g válvulas de corte pueden cerrarse en el modo de perforación, dirigiendo de esta manera los retornos
 20 60r a través del MGS 32 antes de la descarga en el colador 33.

[0042] El PLC 75 puede programarse para operar el estrangulador de MP 36a con el fin de que se mantenga una presión de fondo de pozo objetivo (BHP, por sus siglas en inglés) en el espacio circular 105 durante la operación de perforación. La BHP objetivo puede seleccionarse para encontrarse dentro de un rango de perforación definido como superior o igual a una presión umbral mínima, tal como presión intersticial, de la formación inferior
 25 104b e inferior o igual a una presión umbral máxima, tal como presión de fractura, de la formación inferior, tal como una media de las BHP intersticial y de fractura.

[0043] De forma alternativa, el umbral mínimo puede ser presión de estabilidad y/o el umbral máximo puede ser presión de fuga. De forma alternativa, pueden utilizarse gradientes de presión umbral en lugar de presiones y los gradientes pueden encontrarse a otras profundidades a lo largo de la formación inferior 130b además del fondo
 30 de pozo, tal como la profundidad del gradiente intersticial máximo y la profundidad del gradiente de fractura mínimo. De forma alternativa, el PLC 75 puede variar libremente la BHP dentro del rango durante la operación de perforación.

[0044] Una densidad estática del fluido de perforación 60d (normalmente asumido igual a los retornos 60r; efecto de los detritos normalmente asumido como insignificante) puede corresponder a un gradiente de presión umbral de la formación inferior 104b, tal como ser igual a un gradiente de presión intersticial. Durante la operación de perforación, el PLC 75 puede ejecutar una simulación en tiempo real de la operación de perforación con el fin de predecir la BHP real a partir de los datos medidos, tal como la presión de la tubería montante a partir del sensor
 35 35d, el índice de flujo de la bomba de lodo a partir del medidor de flujo 34d, la presión de la cabeza de pozo a partir de cualquiera de los sensores 47a-c, y el índice de flujo del fluido de retorno a partir del medidor de flujo 34r. El PLC 75 puede comparar entonces la BHP prevista con la BHP objetivo y ajustar el estrangulador de MP 36e en consecuencia.

[0045] De forma alternativa, una densidad estática del fluido de perforación 60d puede ser ligeramente inferior al gradiente de presión intersticial de manera que una densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés) (densidad estática más resistencia de fricción dinámica) durante la perforación sea igual al gradiente de presión intersticial. De forma alternativa, una densidad estática del fluido de perforación 60d puede ser
 45 ligeramente superior al gradiente de presión intersticial.

[0046] Durante la operación de perforación, el PLC 75 puede realizar también un balance de masa para monitorizar un amago de reventón (Figura 3C) o una circulación perdida (no mostrada). A medida que el fluido de perforación 60d es bombeado hacia el pozo 100 por la bomba de lodo 30d y los retornos 60r son recibidos de la línea de retorno 29, el PLC 75 puede comparar los índices de flujo de masa (es decir, el índice de flujo de fluido de perforación menos el índice de flujo de los retornos) utilizando los respectivos contadores/medidores 34d,r. El PLC 75 puede utilizar el balance de masa para monitorizar el fluido de la formación 62 que se introduce en el espacio circular 105 y contamina 61r los retornos 60r o los retornos 60r que se introducen en la formación 104b. Tras detectar cualquiera de los dos casos, el PLC 75 puede cambiar el sistema de perforación 1 a un modo de
 50 desgasificación del montante de presión controlada. El detector de gas 31 también puede obtener y analizar muestras de los retornos 60r como una medida de seguridad adicional para la detección de amagos de reventón.

[0047] De forma alternativa, el PLC 75 puede estimar un índice de masa de detritos (y añadir el índice de masa de los detritos a la suma de admisión) utilizando un índice de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) del trépano o puede añadirse un medidor de flujo másico al conducto de los detritos del colador y el PLC puede

medir directamente el índice de masa de los detritos. De forma alternativa, el detector de gas 31 puede omitirse durante la operación de perforación. De forma alternativa, la bomba de elevación 30b puede operarse durante la perforación para compensar cualquier discrepancia de tamaño entre el espacio circular del montante y el espacio circular del entubado/pozo y el PLC puede dar cuenta de la elevación en el control de la BHP y el balance de masa utilizando el medidor de flujo 34b.

[0048] Las figuras 2A y 2B ilustran el sistema de perforación mar adentro 1 en un modo de desgasificación de montante de presión controlada. La figura 2C es una tabla que ilustra el cambio entre los modos. Para cambiar el sistema de perforación 1 al modo de desgasificación, el PLC 75 puede detener la inyección del fluido de perforación 60d por la bomba de lodo 30d y detener la rotación 16 de la sarta de perforación 10 por el accionamiento superior 5. La válvula Kelly 11 puede cerrarse. El accionamiento superior 5 también puede elevarse para eliminar el peso en el trépano 15. El PLC 75 puede entonces cerrar uno o más de los BOP, tal como un BOP del espacio circular 42a y BOP del ariete de la tubería 42u, contra una superficie externa de la tubería de perforación 10p. El PLC 75 puede cerrar la quinta 38e y la séptima 38g válvula de corte y abrir la sexta 38f y la octava 38h válvula de corte. El PLC 75 puede abrir entonces la primera válvula de corte 45a de la línea de elevación y operar la bomba de elevación 30b, bombeando de esta manera el fluido de perforación 60d hacia una parte superior de la línea de elevación 27. El fluido de perforación 60d puede fluir por la línea de elevación 27 y hacia el elemento en cruz de flujo superior 41u mediante la válvula de corte abierta 45a.

[0049] El fluido de perforación 60d puede fluir a través del LMRP y hacia un extremo inferior del montante 25, desplazando de esta manera cualquier retorno contaminado 61r presente en el mismo. El fluido de perforación 60d puede fluir hacia arriba por el montante 25 y dirigir los retornos contaminados 61r fuera del montante 25. Los retornos contaminados 61r pueden conducirse hacia arriba por el montante 25 al RCD 26. Los retornos contaminados 61r pueden ser desviados por el RCD 26 hacia la línea de retorno 29 mediante la salida de RCD. Los retornos contaminados 61r pueden continuar desde la línea de retorno 29, a través de la primera válvula de corte abierta 38a y el primer tubo en T 39a, y hacia el primer tramo de tubería. Los retornos contaminados 61r pueden fluir a través del estrangulador de MP 36a, el medidor de flujo 34r, el detector de gas 31 y la cuarta válvula de corte abierta 38d hasta el tercer tubo en T 39c. Los retornos contaminados 61r pueden continuar hacia una entrada del MGS 32 mediante la sexta válvula de corte abierta 38f. El MGS 32 puede desgasificar los retornos contaminados 61r y puede descargarse una parte líquida de los mismos en el tercer empalme. La parte líquida de los retornos contaminados 61r puede continuar hacia el colador vibratorio 33 mediante la octava válvula de corte abierta 38h y el quinto tubo en T 39e. El colador vibratorio 33 puede procesar la parte líquida contaminada para eliminar los detritos y la parte líquida contaminada procesada puede desviarse hacia un tanque de desecho (no mostrado).

[0050] A medida que se descarga el montante 25, el detector de gas 31 puede obtener y analizar muestras de los retornos contaminados 61r para asegurar que el montante 25 se ha desgasificado por completo. Una vez que el montante 25 se ha desgasificado, el PLC 75 puede cambiar el sistema de perforación 1 a un modo de control de pozo de presión controlada. Si el acontecimiento que desencadenó el cambio fue circulación perdida, los retornos 60r pueden o no haber sido contaminados por el fluido de la formación inferior 104b.

[0051] De forma alternativa, si la bomba de elevación 30b ha sido operada en el modo de perforación para compensar cualquier discrepancia, entonces la bomba de elevación 30b puede o no seguir operando durante el cambio entre el modo de perforación y el modo de desgasificación del montante.

[0052] Las figuras 3A y 3B ilustran el sistema de perforación mar adentro 1 en un modo de control de pozo de presión controlada. Para cambiar el sistema de perforación 1 al modo de control de pozo de presión controlada, el PLC 75 puede detener la inyección del fluido de perforación 60d por la bomba de elevación 30b y cerrar la válvula de corte de la línea de elevación 45a. La válvula Kelly 11 puede abrirse. El PLC 75 puede cerrar la primera válvula de corte 38a y abrir la segunda válvula de corte 38b. El PLC 75 puede abrir entonces la segunda válvula de corte 45e de la línea de estrangulación y operar la bomba de lodo 30d, bombeando de esta manera el fluido de perforación 60d hacia una parte superior de la sarta de perforación 10 mediante el accionamiento superior 5. El fluido de perforación 60d puede fluir hacia abajo a través de la sarta de perforación 10 y salir del trépano 15, desplazando de esta manera los retornos contaminados 61r presentes en el espacio circular 105. Los retornos contaminados 61r pueden dirigirse a través del espacio circular 105 a la cabeza de pozo 50. Los retornos contaminados 61r pueden desviarse hacia la línea de estrangulación 28 por los BOP cerrados 41a,u y mediante la válvula de corte abierta 45e. Los retornos contaminados 61r pueden dirigirse hacia arriba por la línea de estrangulación 28 al estrangulador de WC 36m. El estrangulador de WC 36m puede relajarse por completo u omitirse.

[0053] Los retornos contaminados 61r pueden continuar a través del estrangulador de WC 36m y hacia la primera rama mediante el segundo tubo en T 39b. Los retornos contaminados 61r pueden fluir hacia el primer empalme mediante la segunda válvula de corte abierta 38b y el primer tubo en T 39a. Los retornos contaminados 61r pueden fluir a través del estrangulador de MP 36a, el medidor de flujo 34r, el detector de gas 31 y la cuarta válvula de corte abierta 38d hasta el tercer tubo en T 39c. Los retornos contaminados 61r pueden continuar hacia la entrada del MGS 32 mediante la sexta válvula de corte abierta 38f. El MGS 32 puede desgasificar los retornos

contaminados 61r y puede descargarse una parte líquida de los mismos en el tercer empalme. La parte líquida de los retornos contaminados 61r puede continuar hacia el colador vibratorio 33 mediante la octava válvula de corte abierta 38h y el quinto tubo en T 39e. El colador vibratorio 33 puede procesar la parte líquida contaminada para eliminar los detritos y la parte líquida contaminada procesada puede desviarse hacia un tanque de desecho (no mostrado).

5

[0054] La figura 3C ilustra el funcionamiento del PLC 75 en el modo de control de pozo de presión controlada. Un índice de flujo de la bomba de lodo 30d para el control de pozo de presión controlada puede reducirse en relación con el índice de flujo de la bomba de lodo durante el modo de perforación para dar cuenta de la zona de flujo reducida de la línea de estrangulación 28 en relación con la zona de flujo del espacio circular del montante formado entre el montante 25 y la sarta de perforación 10. Si el acontecimiento desencadenante fue un amago de reventón, a medida que el fluido de perforación 60d se bombea a través de la sarta de perforación 10, el espacio circular 105 y la línea de estrangulación 28, el detector de gas 31 puede obtener y analizar muestras de los retornos contaminados 61r y puede monitorizarse el medidor de flujo 34r de manera que el PLC 75 pueda determinar una presión intersticial de la formación inferior 104b. Si el acontecimiento desencadenante fue una circulación de pérdida (no mostrada), el PLC 75 puede determinar una presión de fractura de la formación. La presión intersticial/de fractura puede determinarse de forma incremental, es decir, para un amago de reventón, el estrangulador de MP 36a puede apretarse de forma monótonica o gradual 63a,b hasta que los retornos ya no estén contaminados con el fluido de producción 62. Una vez que se conoce la contrapresión que puso fin a la afluencia de la formación, el PLC 75 puede calcular la presión intersticial con el fin de controlar el amago de reventón. Puede utilizarse la inversa del proceso incremental para determinar la presión de fractura para un supuesto de circulación perdida.

10

15

20

[0055] Una vez que el PLC 75 ha determinado la presión intersticial, el PLC puede calcular un gradiente de presión intersticial y puede aumentarse una densidad del fluido de perforación 60d para corresponder al gradiente de presión intersticial determinado. El fluido de perforación de densidad aumentada puede bombearse hacia la sarta de perforación 10 hasta que el espacio circular 105 y la línea de estrangulación 28 estén llenos del fluido de perforación más denso. El montante 25 puede llenarse entonces con el fluido de perforación más denso. El PLC 75 puede cambiar entonces el sistema de perforación 1 de nuevo al modo de perforación y la perforación del pozo 100 a través de la formación inferior 104b puede continuar con el fluido de perforación más denso de manera que los retornos 64r del mismo mantengan al menos un estado equilibrado en el espacio circular 105.

25

30

[0056] En el caso de que el amago de reventón sea severo de manera que la contrapresión ejercida por el estrangulador de MP 36a se aproxime a una presión de funcionamiento máxima del primer empalme, el estrangulador de WC 36m puede apretarse (o conectarse si se omite) para aliviar la presión del estrangulador de MP 36a hasta que se controle el amago de reventón. Puesto que el estrangulador de WC 36m está situado aguas arriba del primer tramo de tubería, los estranguladores 36a,m pueden operar en serie. El estrangulador de WC 36m puede funcionar como una etapa de alta presión y el estrangulador de MP 36a puede funcionar como una etapa de baja presión, aumentando de esta manera de forma efectiva una presión de funcionamiento máxima del primer tramo de tubería. En el caso de que el hecho de apretar los estranguladores 36a,m no controle el amago de reventón, el PLC 75 puede cambiar el sistema de perforación al modo de control de pozo de emergencia.

35

40

[0057] Las figuras 4A y 4B ilustran el sistema de perforación mar adentro 1 en un modo de control de pozo de emergencia. Para cambiar el sistema de perforación 1 al modo de control de pozo de emergencia, el PLC 75 puede detener la inyección del fluido de perforación 60d por la bomba de lodos 30b y cerrar la segunda 38b y la cuarta 38d válvula de corte y abrir la quinta válvula de corte 38e. El PLC 75 puede cerrar una válvula de suministro (no mostrada) para la bomba de lodo 30d del tanque del fluido de perforación y abrir una válvula de suministro (no mostrada) para la bomba de lodo 30f de un tanque de fluido de matar (no mostrado). El PLC 75 puede operar entonces la bomba de lodo 30d, bombeando de esta manera el fluido de matar 65 hacia una parte superior de la sarta de perforación 10 mediante el accionamiento superior 5. El fluido de matar 65 puede fluir hacia abajo a través de la sarta de perforación 10 y salir del trépano 15, desplazando de esta manera el fluido de perforación contaminado presente en el espacio circular 105. El fluido de perforación contaminado puede dirigirse a través del espacio circular 105 a la cabeza de pozo 50. El fluido de perforación contaminado puede desviarse hacia la línea de estrangulación 28 por los BOP cerrados 41a,u y mediante la válvula de corte abierta 45. El fluido de perforación contaminado puede dirigirse hacia arriba por la línea de estrangulación 28 al estrangulador de WC 36m.

45

50

55

[0058] El fluido de perforación contaminado puede continuar a través del estrangulador de WC 36m y hacia el segundo tramo de tubería mediante el segundo tubo en T 39b. El fluido de perforación contaminado puede fluir hacia la segunda rama mediante la tercera válvula de corte abierta 38c y el cuarto tubo en T 39d. El fluido de perforación contaminado puede omitir el primer tramo de tubería y continuar hacia la entrada del MGS 32 mediante la quinta 38e y la sexta 38f válvula de corte. El MGS 32 puede desgasificar el fluido de perforación contaminado y puede descargarse una parte líquida del mismo en el tercer empalme. La parte líquida del fluido de perforación contaminado puede continuar hacia el colador vibratorio 33 mediante la octava válvula de corte

60

abierta 38h y el quinto tubo en T 39e. La parte líquida contaminada procesada puede desviarse hacia un tanque de desecho (no mostrado). El estrangulador de WC 36m puede operarse para controlar el amago de reventón.

5 **[0059]** La figura 5 ilustra un conjunto de control de presión (PCA) de un segundo sistema de perforación mar adentro en un modo de perforación de presión controlada, según otro modo de realización de la presente exposición. El segundo sistema de perforación puede incluir la MODU 1m, el tren de perforación 1r, el sistema de manipulación de fluidos 1h, el sistema de transporte de fluidos 1t y un conjunto de control de presión (PCA) 201p. El PCA 201p puede incluir el adaptador de la cabeza de pozo 40b, el uno o más elementos en cruz de flujo 41u,m,b, los preventores de reventones (BOP) 42a,u,b, el LMRP, los acumuladores 44, el receptor 46, un segundo RCD 226 y un medidor de flujo submarino 234.

10 **[0060]** El segundo RCD 226 puede ser similar al primer RCD 26. Un extremo inferior de la segunda carcasa de RCD puede conectarse al BOP anular 42a y un extremo superior de la segunda carcasa de RCD puede conectarse al elemento en cruz de flujo superior 41u, por ejemplo mediante conexiones con bridas. Puede conectarse un sensor de presión a una sección de la carcasa superior del segundo RCD 226. El sensor de presión puede estar en comunicación de datos con el módulo de control 76 y el segundo pistón de enganche de RCD puede estar en comunicación fluida con el módulo de control mediante una interfaz del segundo RCD 226.

15 **[0061]** Un extremo inferior de un tramo de tubería submarino puede conectarse a una salida del segundo RCD 226 y un extremo superior del tramo de tubería puede conectarse al elemento en cruz de flujo superior 41u. El tramo de tubería puede presentar una primera 245a y una segunda 245b válvula de corte y el medidor de flujo submarino 234 ensamblados como parte del mismo. Cada válvula de corte 245a,b puede ser automática y presentar un actuador hidráulico (no mostrado) operable por el módulo de control 76 mediante comunicación fluida con un respectivo conducto umbilical o los acumuladores de LMRP 44. El medidor de flujo submarino 234 puede ser un medidor de flujo másico, tal como un medidor de flujo de Coriolis, y puede estar en comunicación de datos con el PLC 75 mediante el módulo 76 y el umbilical 70.

20 **[0062]** De forma alternativa, puede utilizarse un medidor de flujo volumétrico submarino en lugar del medidor de flujo másico.

25 **[0063]** En el modo de perforación, los retornos 60r pueden fluir a través del espacio circular 105 hasta la cabeza de pozo 50. Los retornos 60r pueden continuar desde la cabeza de pozo 50 y hacia el segundo RCD 226 mediante los BOP 42a,u,b. Los retornos 60r pueden ser desviados por el segundo RCD 226 hacia el tramo de tubería submarina mediante la segunda salida de RCD. Los retornos 60r pueden fluir a través de la segunda válvula de corte abierta 245b, el medidor de flujo submarino 234 y la primera válvula de corte 245a hasta una rama del elemento en cruz de flujo superior 41u. Los retornos 60r pueden fluir en el montante 25 mediante el elemento en cruz de flujo superior 41u, el receptor 46 y el LMRP. Los retornos 60r pueden fluir hacia arriba del montante 25 hasta el primer RCD 26. Los retornos 60r pueden ser desviados por el primer RCD 26 hacia la línea de retorno 29 mediante la primera salida de RCD. Los retornos 60r pueden continuar desde la línea de retorno 29, a través de la primera válvula de corte abierta 38a y el primer tubo en T 39a, y hacia el primer tramo de tubería. Los retornos 60r pueden fluir a través del estrangulador de MP 36a, el medidor de flujo 34r, el detector de gas 31 y la cuarta válvula de corte abierta 38d hasta el tercer tubo en T 39c. Los retornos 60r pueden continuar a través del segundo empalme y hasta el cuarto tubo en T 39d mediante la quinta válvula de corte abierta 38e. Los retornos 60r pueden continuar a través del tercer tramo de tubería hasta el quinto tubo en T 39e mediante la séptima válvula de corte abierta 38g. Los retornos 60r pueden entonces fluir hacia el colador vibratorio 33 y procesarse de esta manera para eliminar los detritos, completando de esta manera un ciclo.

30 **[0064]** Durante la operación de perforación, el PLC puede basarse en el medidor de flujo submarino 234 en lugar de en el medidor de flujo de superficie 34r para realizar el control de BHP y el balance de masa. El medidor de flujo de superficie 34r puede utilizarse como respaldo del medidor de flujo submarino 234 en el caso de que el medidor de flujo submarino falle.

35 **[0065]** Los modos de desgasificación, control de pozo y emergencia para el PCA 201p pueden ser similares al del PCA 1p.

40 **[0066]** Aunque lo anterior se dirige a modos de realización de la presente exposición, pueden concebirse otros modos de realización y modos de realización adicionales de la exposición sin alejarse del alcance básico de la misma, y las reivindicaciones que siguen determinan el alcance de la invención.

50

REIVINDICACIONES

1. Método de perforación de un pozo submarino (100), que comprende:
- perforar el pozo submarino mediante:
- 5 la inyección de fluido de perforación (60d) a través de una sarta tubular (10) que se extiende dentro del pozo desde una unidad de perforación mar adentro, ODU; y
- la rotación de un trépano (15) dispuesto en una parte inferior de la sarta tubular, donde:
- el fluido de perforación sale del trépano y transporta detritos procedentes del trépano,
- 10 el fluido de perforación y los detritos (retornos) fluyen hacia una cabeza de pozo submarina (50) a través de un espacio circular (105) definido por una superficie exterior de la sarta tubular y una superficie interior del pozo, y
- los retornos (60r) fluyen desde la cabeza de pozo submarina hacia la ODU a través de un montante marino (25);
- caracterizado por**, durante la perforación del pozo submarino:
- medir un índice de flujo del fluido de perforación inyectado en la sarta tubular;
- 15 medir un índice de flujo de los retornos;
- comparar el índice de flujo de los retornos con el índice de flujo del fluido de perforación para detectar un amago de reventón perforando una formación (104u,b); y
- ejercer contrapresión en los retornos utilizando una primera válvula estranguladora variable (36a); y
- en respuesta a la detección del amago de reventón:
- 20 cerrar un preventor de reventones (42a,u,b) de un conjunto de control de presión submarino, PCA, (1p) contra la sarta tubular; y
- desviar el flujo de los retornos procedentes del PCA, a través de una línea de estrangulación (28) que presenta una segunda válvula estranguladora variable (36m), y a través de la primera válvula estranguladora variable.
- 25 **2.** Método de la reivindicación 1, que comprende además, en respuesta a la detección del amago de reventón, ejercer contrapresión en los retornos utilizando la primera y la segunda válvula estranguladora variable para aliviar la presión en la primera válvula estranguladora variable.
- 3.** Método de la reivindicación 2, que comprende además medir el índice de flujo de los retornos mientras que se ejerce contrapresión utilizando la primera y la segunda válvula estranguladora variable.
- 30 **4.** Método de la reivindicación 1, 2 o 3,
- que comprende además aumentar la contrapresión ejercida sobre los retornos en respuesta a la detección del amago de reventón,
- donde la contrapresión se aumenta hasta que se controla el amago de reventón.
- 5.** Método de la reivindicación 4, que comprende además:
- 35 determinar una presión intersticial de la formación en respuesta al control del amago de reventón;
- determinar un gradiente de presión intersticial utilizando la presión intersticial; y
- aumentar una densidad del fluido de perforación con el fin de corresponder al gradiente de presión intersticial.
- 40 **6.** Método de la reivindicación 5, que comprende además reanudar la perforación utilizando el fluido de perforación de densidad aumentada.
- 7.** Método de cualquier reivindicación anterior, que comprende además desgasificar el montante marino.
- 8.** Método de cualquier reivindicación anterior, que comprende además hacer funcionar un detector de gas (31) en comunicación fluida con los retornos durante la perforación y en respuesta a la detección del amago de reventón.

ES 2 653 991 T3

9. Método de cualquier reivindicación anterior, donde durante la perforación, los retornos son desviados del montante marino y a través de la primera válvula estranguladora variable utilizando un dispositivo de control rotativo (26) situado adyacente a un extremo superior del montante marino.
- 5 10. Método de cualquier reivindicación anterior, donde el índice de flujo de los retornos se mide utilizando un medidor de flujo másico (34r).
11. Método de la reivindicación 10, donde el medidor de flujo másico forma parte del PCA y el PCA está conectado a la cabeza de pozo submarina.
12. Método de la reivindicación 10 u 11, donde los retornos se desvían desde el PCA y través del medidor de flujo másico mediante un dispositivo de control rotativo del PCA.
- 10 13. Sistema de perforación de presión controlada, que comprende:
- un primer dispositivo de control rotativo, RCD, (26) para conectarse a un montante marino;
 - una primera válvula estranguladora variable para conectarse a una salida del primer RCD;
 - un primer medidor de flujo másico (34r) para conectarse a una salida de la primera válvula estranguladora variable;
- 15 **caracterizado por** un empalme para conectar una entrada de la primera válvula estranguladora variable a una salida de una segunda válvula estranguladora variable;
- un segundo RCD (226) para ensamblar como parte de un conjunto de control de presión submarino (201p);
 - un medidor de flujo másico submarino (234) para conectarse a una salida del segundo RCD; y
- 20 un controlador de lógica programable, PLC, (75) en comunicación con la primera válvula estranguladora variable y el primer y el segundo medidor de flujo másico.

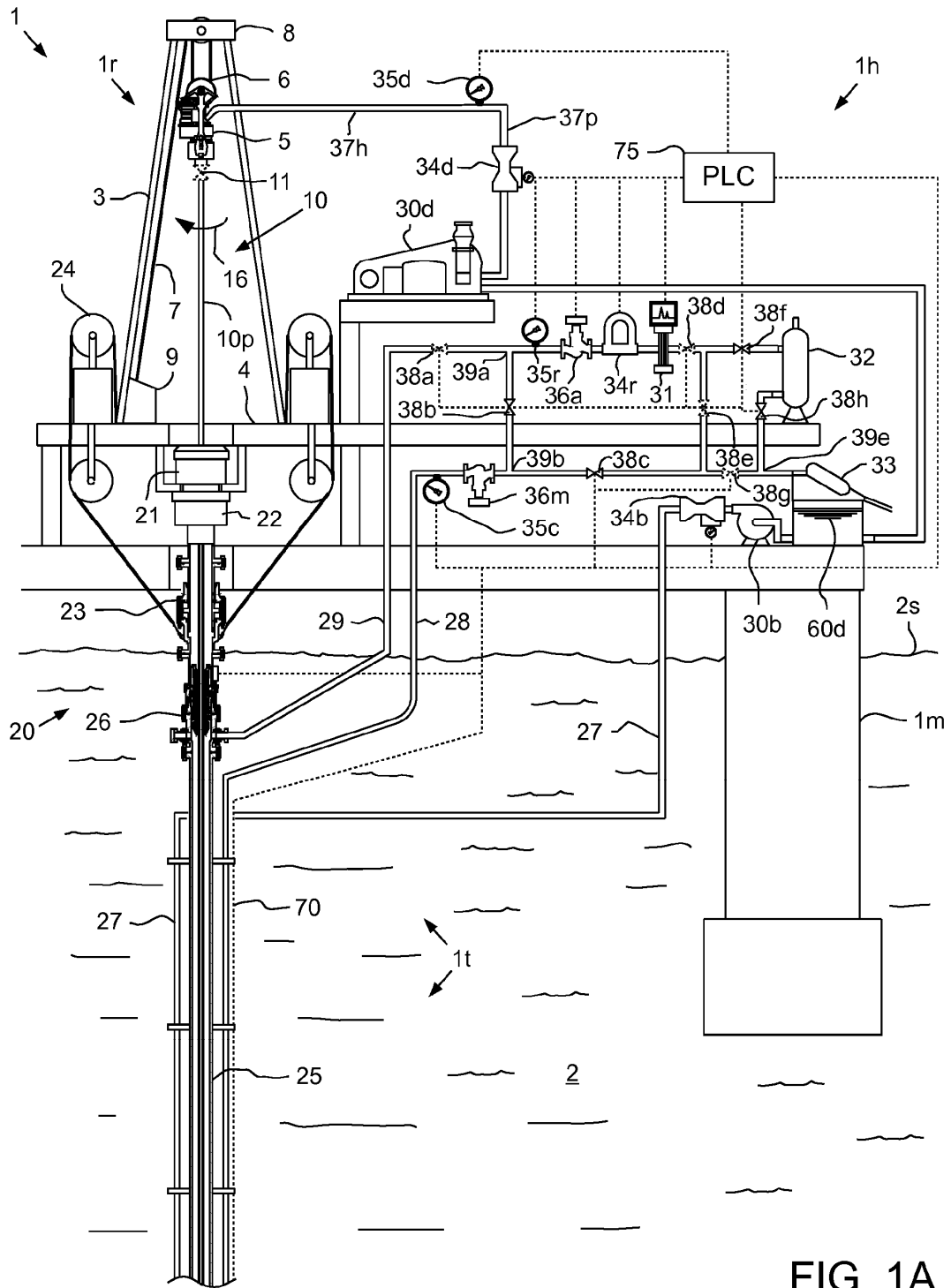


FIG. 1A

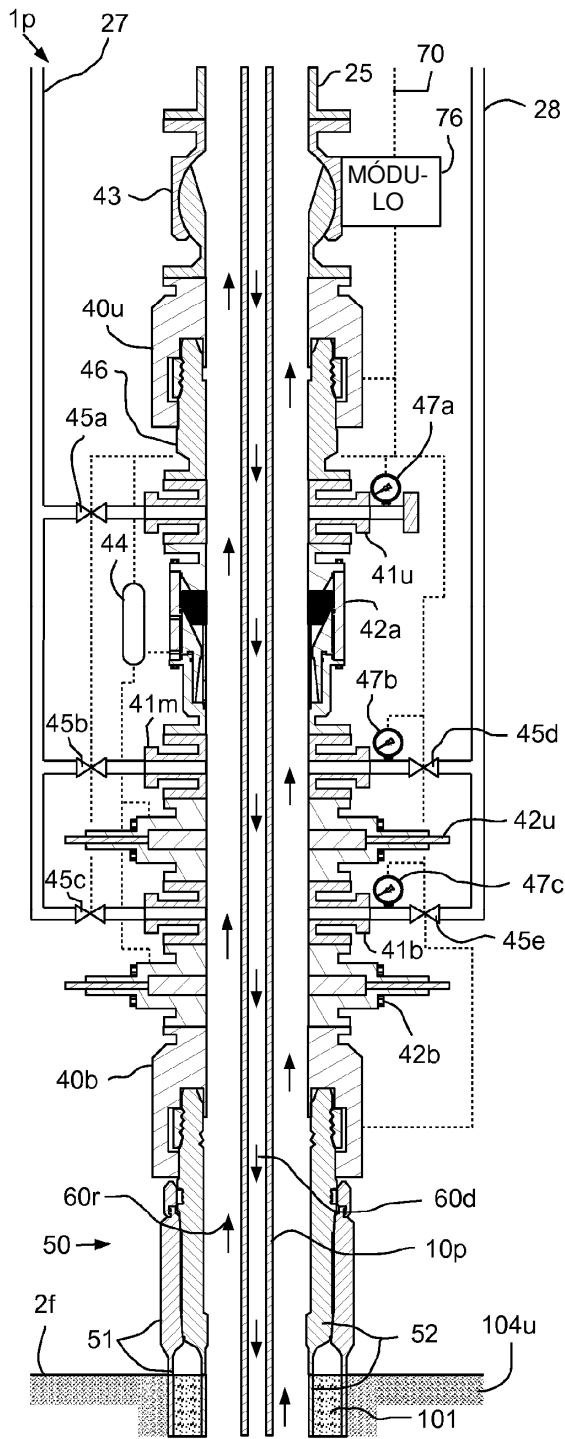


FIG. 1B

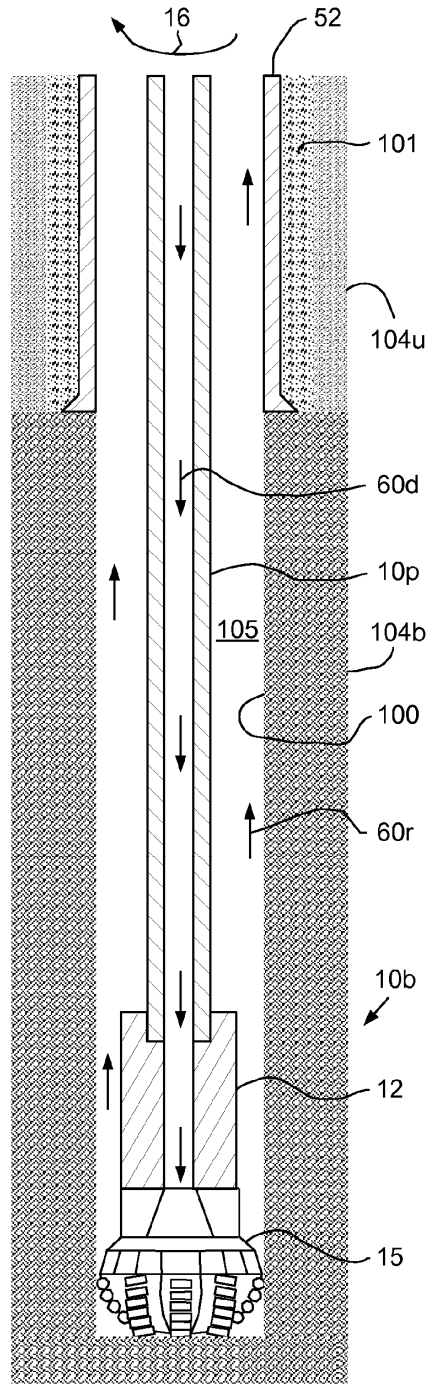


FIG. 1C

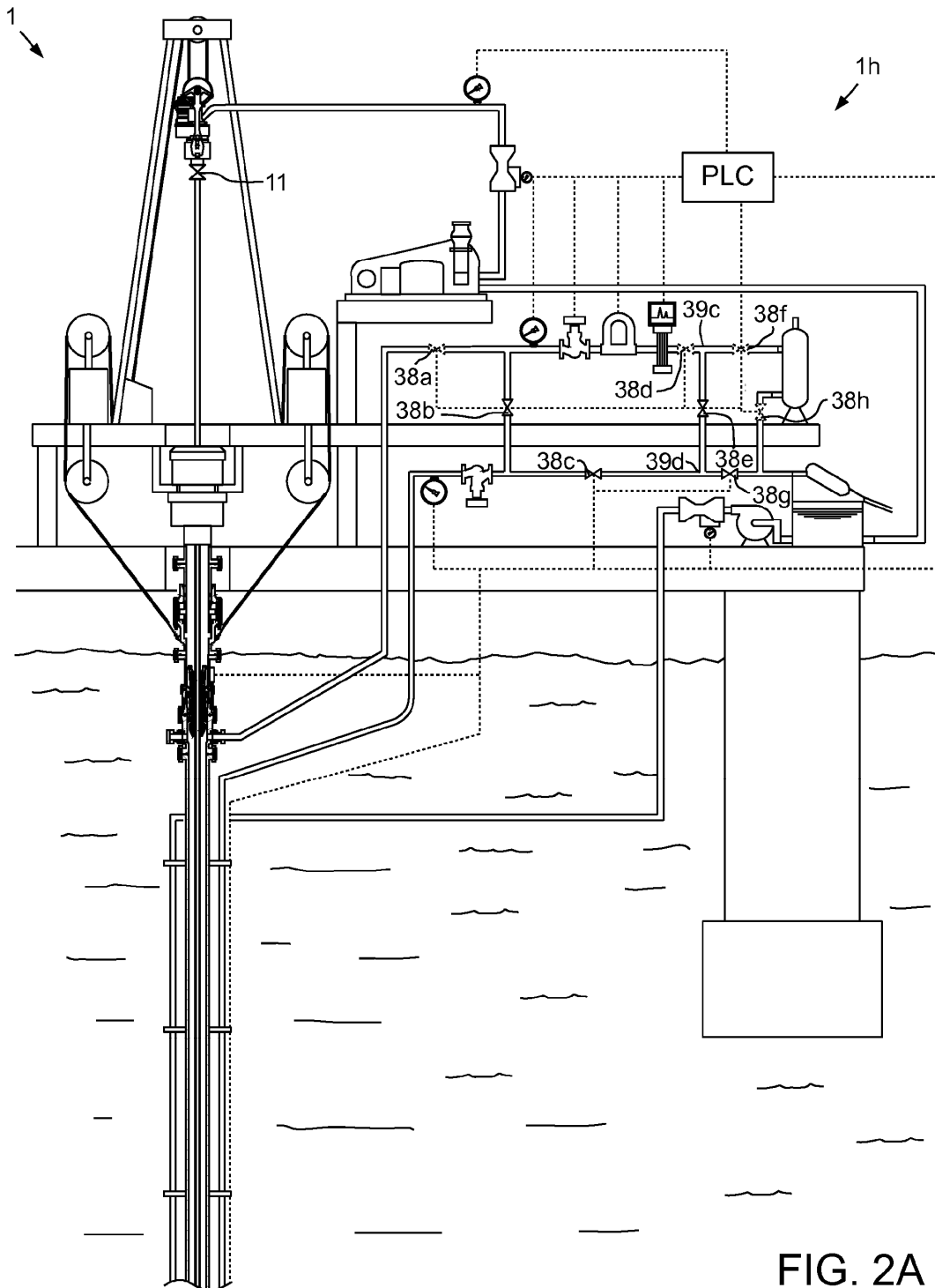


FIG. 2A

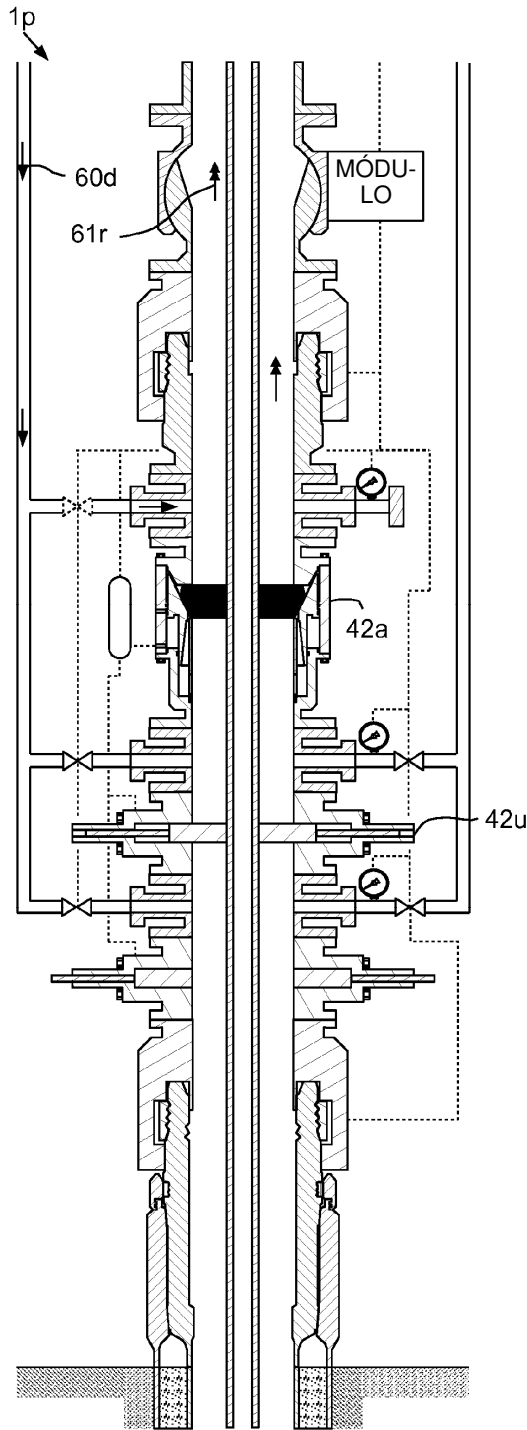


FIG. 2B

MODO	11	38a	38b	38c	38d	38e	38f	38g	38h
PERFORACIÓN	Abierto	Abierto	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado
DESGASIFICACIÓN	<u>Cerrado</u>	Abierto	Cerrado	Cerrado	Abierto	<u>Cerrado</u>	<u>Abierto</u>	<u>Cerrado</u>	<u>Abierto</u>
CONTROL DE POZO	<u>Abierto</u>	<u>Cerrado</u>	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado	Abierto
EMERGENCIA	Abierto	Cerrado	<u>Cerrado</u>	<u>Abierto</u>	<u>Cerrado</u>	<u>Abierto</u>	Abierto	Cerrado	Abierto

FIG. 2C

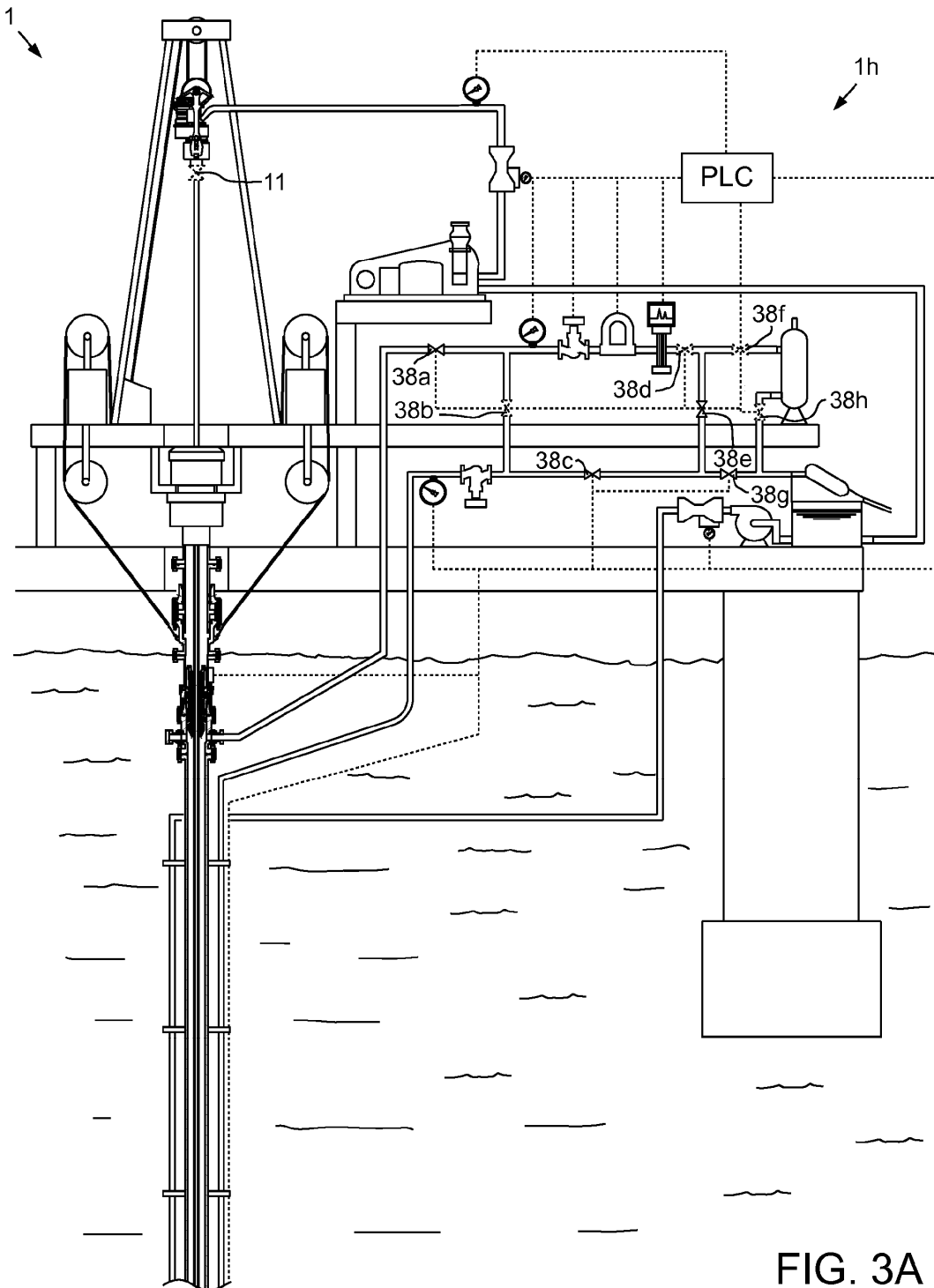


FIG. 3A

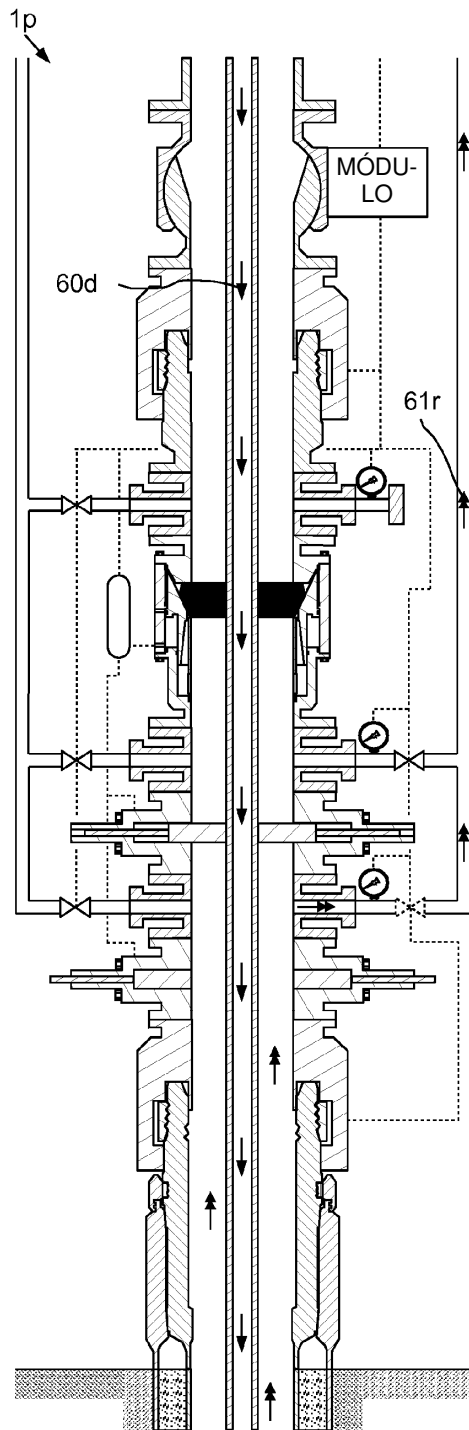


FIG. 3B

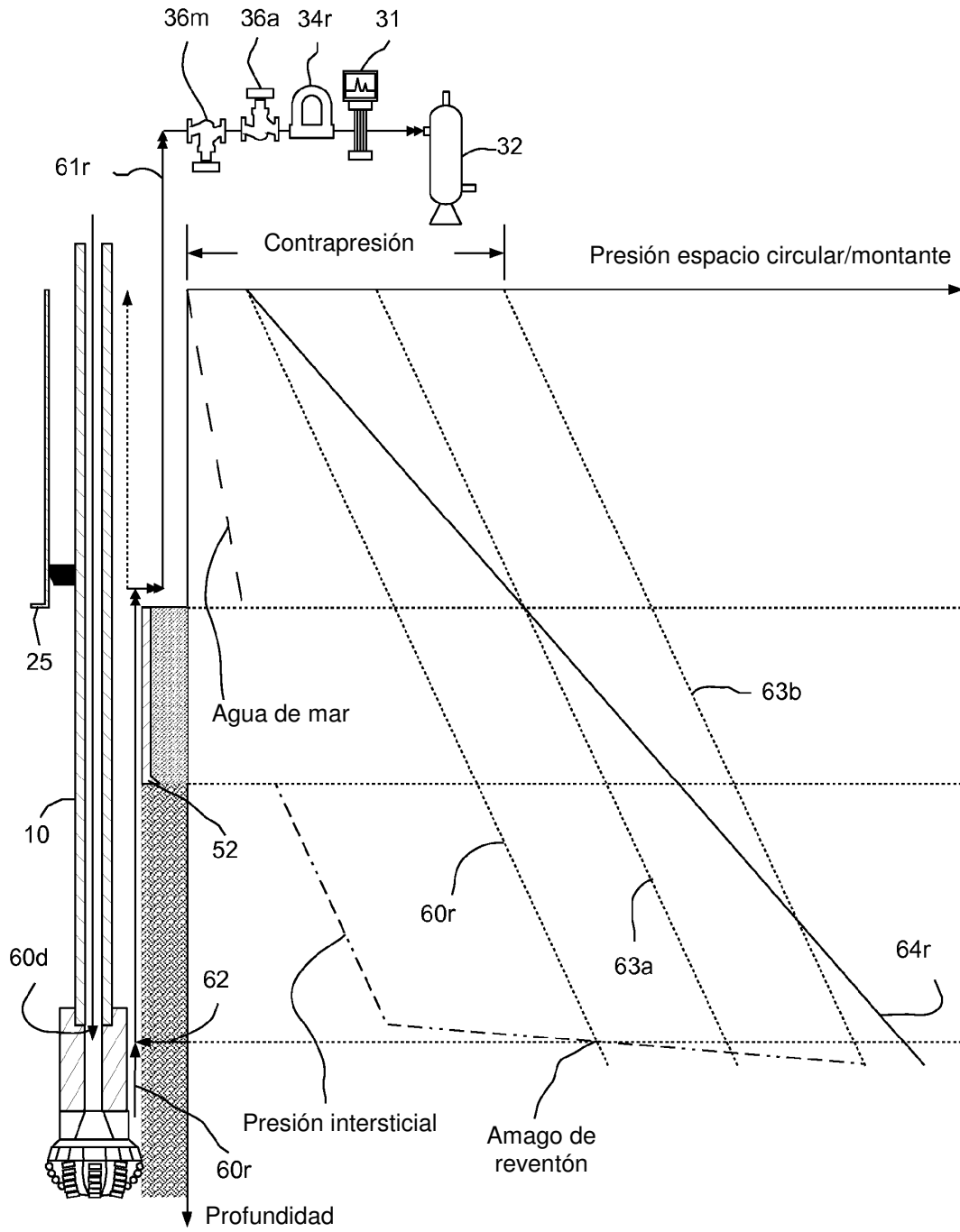


FIG. 3C

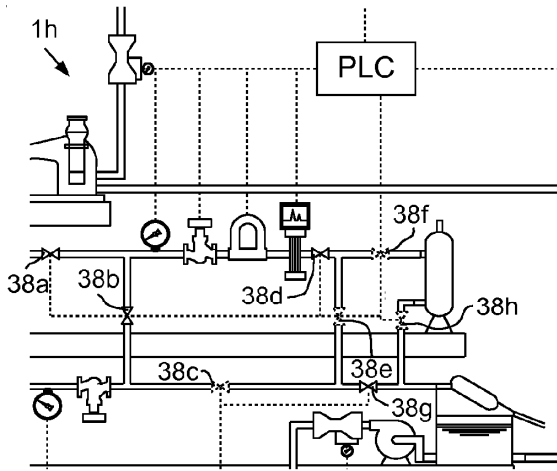


FIG. 4A

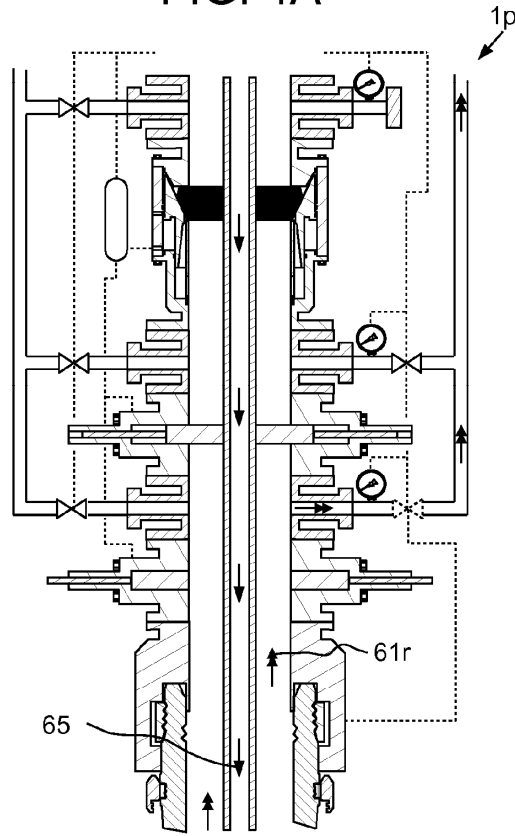


FIG. 4B

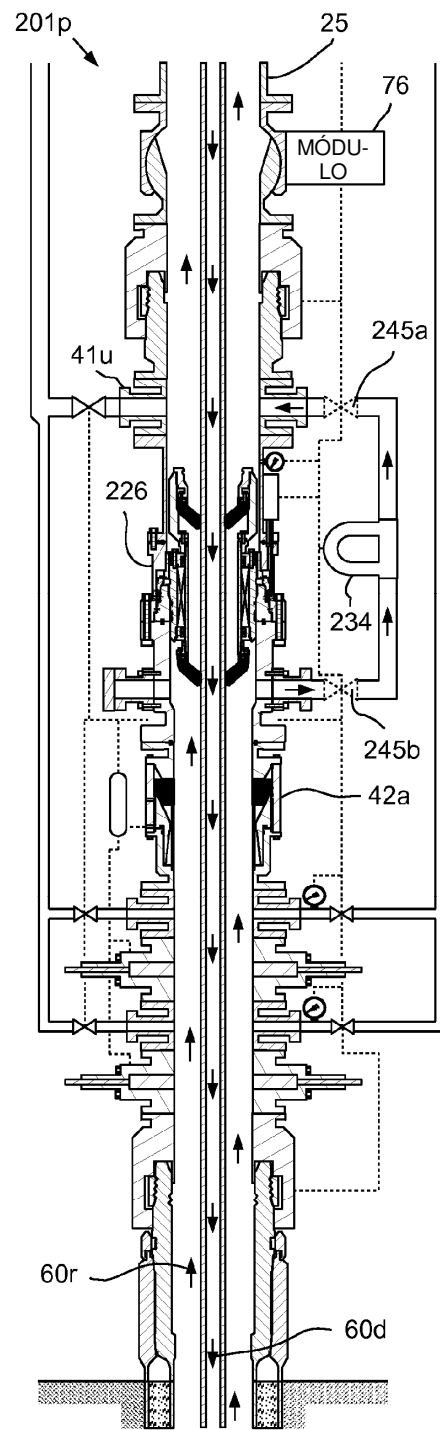


FIG. 5