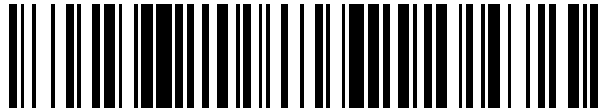


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 533 376**

51 Int. Cl.:

E21B 33/043 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **05.10.2011** **E 11782192 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.02.2015** **EP 2625373**

54 Título: **Cabezal de pozo submarino**

30 Prioridad:

05.10.2010 GB 201016745

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

09.04.2015

73 Titular/es:

PLEXUS HOLDINGS, PLC. (100.0%)
Plexus House Site 2, Burnside Drive
Dyce Aberdeen AB21 0HW, GB

72 Inventor/es:

HENDRIE, CRAIG FRANCIS BRYCE;
VAN BILDERBEEK, BERNARD HERMAN y
ROBERTSON, MICHAEL

74 Agente/Representante:

LAZCANO GAINZA, Jesús

ES 2 533 376 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

Cabezal de pozo submarino

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere a un cabezal de pozo submarino, una disposición de seguridad para un cabezal de pozo submarino y un método para asegurar una tubería de revestimiento dentro de un cabezal de pozo submarino.

Antecedentes de la invención

10 Los pozos en aguas profundas se están usando con mayor frecuencia para extraer hidrocarburos. Tales pozos en aguas profundas no se consideraron previamente económicos. Sin embargo, la falta de campos inmediatamente disponibles y fácilmente accesibles han promovido el desarrollo significativo en la extracción de hidrocarburos usando pozos en aguas profundas. Sin embargo, tales pozos en aguas profundas aún tienen muchos problemas y desventajas comparado con los pozos de aguas poco profundas.

15 En los pozos convencionales de petróleo y gas, es convencional tener un número de tubos o tuberías de revestimiento concéntricas. La tubería de revestimiento más exterior se asegura y se fija en el suelo y, en particular, se fija dentro del lecho marino. Las tuberías de revestimiento interiores concéntricas se asegura cada una dentro de la tubería de revestimiento exterior que se asegura a la nueva tubería de revestimiento exterior adyacente. Típicamente, una tubería de revestimiento incluye un colgador en un extremo superior de esta. El colgador incluye un collar de apoyo exterior que se asienta en y se acopla con un apoyo que se proyecta interiormente de la tubería de revestimiento exterior. En consecuencia, la tubería de revestimiento interior se soporta de manera efectiva en y "se cuelga" de la tubería de revestimiento exterior. Una vez posicionada en el apoyo, el cemento puede suministrarse al espacio anular definido entre la superficie exterior de la tubería de revestimiento interior y la superficie interior de la tubería de revestimiento exterior. Esto, une de esta manera la tubería de revestimiento interior a la tubería de revestimiento exterior. La tubería de revestimiento exterior puede tener una válvula de retorno operable por un vehículo operado de manera remota localizado en o adyacente a la línea de lodo. Cuando el cemento se bombea hacia abajo hacia la separación anular, el exceso de cemento puede pasar a través de una válvula.

25 Un pozo típico incluirá varias tuberías de revestimiento concéntricas. Por ejemplo, la tubería de revestimiento exterior puede cementarse a una primera tubería de revestimiento interior que puede soportar una segunda tubería de revestimiento interior que puede soportar una tercera tubería de revestimiento interior, etc. Se apreciará que es relativamente fácil que el exceso de cemento entre en la tubería de revestimiento exterior y que la primera tubería de revestimiento interior se extraiga fácilmente del pozo a través de una válvula localizada en la línea de lodo en la tubería de revestimiento exterior. Sin embargo, se ha hecho altamente difícil extraer simplemente el exceso de cemento de entre las tuberías de revestimiento interiores sucesivas mientras que se mantiene la integridad del cabezal de pozo submarino.

30 Además, es preferible tener las tuberías de revestimiento interiores concéntricas bloqueadas, de manera que la tubería de revestimiento no se eleva hacia arriba por ningún exceso de presión o fuerza producida en el espacio anular que la rodea. Tales conectores de bloqueo pueden requerir que el colgador tenga una disposición de bloqueo que puede ser relativamente difícil de operar y manipular ya que los conectores de bloqueo se localizan a una larga distancia de la superficie. Además, tales disposiciones de bloqueo pueden ser complejas y pueden no proporcionar ninguna carga axial en la sarta de revestimiento.

40 Los sistemas de la técnica anterior pueden incluir múltiples componentes que incluye componentes anulares de sellado para crear el sello requerido, componentes de bloqueo para bloquear un pozo sarta de revestimiento contra el movimiento hacia abajo y además componentes de bloqueo para bloquear el pozo sarta de revestimiento contra el movimiento hacia arriba. Cada uno de estos componentes requiere activación o accionamiento que puede solo ocurrir mientras que se localizan en un nivel de aguas profundas. En consecuencia, estos múltiples componentes y las activaciones pueden ser difíciles y problemáticas.

50 La WO2006/078230 describe una disposición de seguridad para asegurar un colgador en un cabezal de pozo en la que una tubería de revestimiento interior se posiciona debajo de la posición final y la tubería de revestimiento interior se cementa en su posición. La tubería de revestimiento interior puede entonces tirarse hacia arriba hacia su posición usando la sarta de revestimiento de servicio. El colgador para la sarta de revestimiento puede entonces sujetarse en su posición.

El objetivo de la presente invención es superar al menos un problema asociado con la técnica anterior referido en la presente descripción o no.

Sumario de la invención

- 5 De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención se proporciona una disposición de seguridad para asegurar un colgador dentro de un cabezal de pozo submarino que comprende un primer medio de seguridad para asegurar el colgador en una primera posición y un segundo medio de seguridad para asegurar el colgador en una segunda posición, el primer medio de seguridad que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior del colgador mientras que el colgador se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador, el segundo medio de seguridad que comprende una disposición de sujeción para proporcionar un sello alrededor del colgador mientras que el colgador se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador caracterizada porque el primer medio de seguridad asegura el colgador en una única dirección longitudinal y permite el movimiento del colgador en la segunda dirección longitudinal opuesta y en donde el colgador comprende una pluralidad de primeras nervaduras longitudinales localizadas debajo de la superficie de sellado exterior y el colgador comprende una pluralidad de segundas nervaduras longitudinales localizadas encima de la superficie de sellado exterior.
- 10
- 15
- 20 Preferentemente el segundo medio de seguridad asegura el colgador en una primera dirección longitudinal y en una segunda dirección longitudinal opuesta para evitar el movimiento del colgador en cualquier dirección longitudinal.
- 25 Preferentemente el segundo medio de seguridad proporciona una carga axial en una tubería de revestimiento asegurada debajo del colgador. Preferentemente la tubería de revestimiento se asegura dentro del pozo mediante cemento.
- 30 Preferentemente el primer medio de seguridad comprende un apoyo de retención que se dispone, durante el uso, para cooperar con una superficie de retención en el colgador para suspender el colgador en la primera posición.
- 35 Preferentemente el apoyo de retención se proporciona en una sección del tubo ya suspendido o asegurado dentro del cabezal de pozo.
- 40 El apoyo de retención puede proporcionarse mediante un manguito ya asegurado dentro del cabezal de pozo submarino. El apoyo de retención puede proporcionarse mediante un colgador ya asegurado dentro del cabezal de pozo submarino.
- 45 Preferentemente en la primera posición una superficie de sellado exterior del colgador se dispone para localizarse en una posición longitudinal en la que la superficie de sellado exterior se separa de una superficie interior proporcionada en el cabezal de pozo para definir una trayectoria de flujo anular alrededor de la superficie de sellado exterior.
- 50 El primer medio de seguridad puede comprender una ranura del conducto de fluido definida alrededor de una superficie interior de un tubo en el cabezal de pozo.
- 55 El primer medio de seguridad puede comprender un diámetro alargado en un tubo o manguito interior en el cabezal de pozo submarino.
- 60 El apoyo de retención puede proporcionarse mediante una superficie superior de un tubo ya suspendido o asegurado dentro del cabezal de pozo.
- 65 Preferentemente el colgador comprende una pluralidad de lengüetas o nervaduras longitudinales en una superficie exterior de este.
- 70 El colgador puede comprender una pluralidad de nervaduras radiales en una superficie anular inferior de este.
- 75 Preferentemente una superficie inferior de las lengüetas o nervaduras longitudinales o nervaduras radiales proporciona la superficie de retención en el colgador.
- 80 Preferentemente una superficie inferior de las lengüetas o nervaduras longitudinales se disponen durante el uso, para colindar con y soportarse en un soporte o superficie de retención en el cabezal de pozo.
- 85 Preferentemente las lengüetas o nervaduras longitudinales se separan radialmente alrededor de la circunferencia de la

ES 2 533 376 T3

superficie exterior del colgador. Preferentemente las lengüetas o nervaduras longitudinales se separan igualmente alrededor de la circunferencia de la superficie exterior del colgador.

5 Las nervaduras radiales pueden separarse radialmente alrededor de la circunferencia de la superficie anular inferior del colgador. Preferentemente las nervaduras radiales se separan igualmente alrededor de la circunferencia de la superficie anular inferior del colgador.

10 Preferentemente las lengüetas o nervaduras longitudinales o nervaduras radiales radialmente adyacentes definen un conducto de fluido entre estas.

Preferentemente las lengüetas o nervaduras longitudinales se extienden hacia arriba desde una posición inferior hacia una superficie de sellado exterior del colgador.

15 El colgador puede comprender además lengüetas o nervaduras longitudinales localizadas encima de la superficie de sellado exterior. Preferentemente las lengüetas o nervaduras longitudinales adicionales se ajustan con las lengüetas o nervaduras localizadas debajo de la superficie de sellado exterior y los dos conjuntos de lengüetas o nervaduras longitudinales pueden comprender de manera efectiva un único conjunto que tiene una superficie de sellado exterior localizada entre estos.

20 Preferentemente la superficie de sellado exterior comprende una superficie metálica exterior para crear un sello de metal con metal en la segunda posición.

25 La superficie de sellado exterior puede comprender un sello de anillo O y preferentemente comprender dos sellos de anillo O separados longitudinalmente en la superficie exterior del colgador.

Preferentemente el conducto de fluido permite que el cemento retorne para fluir hacia arriba del espacio anular alrededor del colgador.

30 Preferentemente el colgador comprende una tubería de revestimiento asegurada en un extremo inferior de este.

Preferentemente el conducto de fluido permite que el cemento retorne para fluir hacia arriba del espacio anular alrededor del colgador y de la tubería de revestimiento suspendida.

35 Preferentemente la disposición de seguridad permite que el cemento fluya hacia abajo de la tubería de revestimiento y luego hacia arriba alrededor de la superficie exterior de la tubería de revestimiento y el cemento que regresa puede luego fluir hacia arriba alrededor del colgador y hacia arriba a partir de este.

40 Preferentemente la disposición de seguridad evita que el fluido y, en particular, el líquido fluyan alrededor del colgador mientras que el colgador se asegura en la segunda posición.

La disposición de seguridad puede comprender una disposición de seguridad inferior y una disposición de seguridad superior.

45 La disposición de seguridad inferior puede comprender un primer medio de seguridad inferior para asegurar un colgador inferior en una primera posición y un segundo medio de seguridad inferior para asegurar el colgador inferior en una segunda posición, el primer medio de seguridad inferior que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior del colgador inferior mientras que el colgador inferior se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador inferior, el segundo medio de seguridad inferior que comprende una disposición de sujeción inferior para proporcionar un sello alrededor del colgador inferior mientras que el colgador inferior se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador inferior.

50 La disposición de seguridad superior puede comprender un primer medio de seguridad superior para asegurar un colgador superior en una primera posición y un segundo medio de seguridad superior para asegurar el colgador superior en una segunda posición, el primer medio de seguridad superior que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior del colgador superior mientras que el colgador superior se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador superior, el segundo medio de seguridad superior que comprende una disposición de sujeción superior para proporcionar un sello alrededor del colgador superior mientras que el colgador superior se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador superior.

60 El colgador superior puede comprender una tubería de revestimiento tubular suspendida a partir de este que se dispone, durante el uso, para localizarse dentro de una tubería de revestimiento tubular suspendida a partir del colgador superior.

- La disposición de seguridad inferior puede proporcionarse dentro de una carcasa del cabezal de pozo inferior. La disposición de seguridad superior puede proporcionarse dentro de una carcasa del cabezal de pozo superior. La carcasa del cabezal de pozo superior puede soportarse en la carcasa del cabezal de pozo inferior.
- 5 Preferentemente el segundo medio de seguridad comprende una disposición de sujeción para sujetar el colgador de una primera tubería de revestimiento tubular del pozo en donde la disposición de sujeción que comprende un collar que tiene una superficie ahusada exteriormente, la disposición que incluye además un componente anular con una superficie ahusada interiormente, el collar y el componente anular que se mueven relativamente de manera axial entre una
- 10 primera posición en la que la superficie ahusada del componente anular ejerce una fuerza no radial sobre el collar y una segunda posición en la que la superficie ahusada del componente anular ejerce suficiente fuerza radial para deformar el collar hacia adentro para agarrar el colgador de la primera tubería de revestimiento tubular del pozo.
- 15 Preferentemente el componente anular comprende un anillo de compresión.
- Preferentemente el collar comprende un collar de compresión.
- 20 El collar de compresión puede tener una ranura que se extiende axialmente proporcionada en la periferia exterior y preferentemente el collar de compresión tiene una pluralidad de ranuras que se extienden axialmente proporcionadas radialmente alrededor de la periferia exterior.
- Preferentemente la tubería de revestimiento tubular del pozo se extiende hacia abajo hacia un campo y/o hacia dentro del lecho marino.
- 25 Preferentemente la disposición incluye un manguito que se dispone, durante el uso, para localizarse entre una superficie interior del collar y las superficies exteriores del colgador.
- Preferentemente el manguito se dispone, durante el uso, para conectarse en un extremo superior a una tubería de revestimiento de superficie que se extiende hacia arriba hacia la superficie marina.
- 30 Preferentemente el manguito se dispone, durante el uso, para conectarse en un extremo inferior a una tubería de revestimiento de superficie que se extiende hacia abajo hacia un campo y preferentemente por debajo de la línea de lodo.
- 35 Preferentemente el manguito comprende un manguito de compresión.
- Preferentemente la disposición incluye un medio de movimiento para mover el componente anular en relación con el collar. Preferentemente el medio de movimiento comprende un medio de movimiento hidráulico.
- 40 El medio de movimiento puede comprender una cámara entre el componente anular y el componente de carcasa de sujeción superior, y la cámara puede presurizarse para empujar el componente anular lejos del componente de carcasa de sujeción superior. La disposición de sujeción puede comprender un medio de introducción del fluido hidráulico para introducir un fluido hidráulico dentro de la cámara para empujar el componente anular lejos del componente de carcasa de sujeción superior.
- 45 El medio de movimiento puede comprender un pistón. Preferentemente el medio de movimiento comprende una pluralidad de pistones. Preferentemente los pistones se disponen radialmente alrededor del componente anular.
- 50 El pistón o cada pistón puede montarse en una carcasa de sujeción y preferentemente en un componente de carcasa de sujeción superior. Preferentemente el componente de carcasa de sujeción superior se monta en un extremo inferior de un conductor que se extiende hacia arriba hacia la superficie marina. El pistón o cada pistón puede disponerse para extenderse hacia abajo desde la carcasa de sujeción y para mover el collar hacia abajo lejos de la carcasa de sujeción.
- 55 El manguito es preferentemente un componente que puede enroscarse en una tubería de revestimiento o puede localizarse en una localización adecuada y área de recepción en la tubería de revestimiento.
- La disposición de sujeción puede comprender un medio de bloqueo para bloquear el componente anular en la segunda posición. El medio de bloqueo puede comprender un miembro de bloqueo que se acopla en una porción hundida de bloqueo proporcionada en un componente de carcasa de sujeción inferior. Preferentemente el medio de bloqueo
- 60 comprende una pluralidad de miembro de bloqueos.
- El miembro de bloqueo puede comprender un dedo de bloqueo.

ES 2 533 376 T3

- El dedo de bloqueo puede comprender un componente elástico que se empuja inherentemente para entrar en acoplamiento con la porción hundida de bloqueo en la posición de bloqueo o cuando el componente anular alcanza la segunda posición.
- 5 El medio de bloqueo puede comprender medio de liberación de bloqueo. Preferentemente el medio de liberación de bloqueo se dispone para desacoplar el miembro o cada miembro de bloqueo de la porción hundida de bloqueo.
- 10 El medio de liberación de bloqueo puede comprender medio de movimiento para desacoplar el miembro de bloqueo de la porción hundida de bloqueo. El medio de liberación de bloqueo puede comprender un pistón y preferentemente comprende un pistón hidráulico.
- 15 La disposición de sujeción puede comprender medio de movimiento de retorno para mover el componente anular desde la segunda posición hacia la primera posición. En particular, el medio de movimiento de retorno puede ayudar a liberar de la fuerza de sujeción de entre el componente anular y el collar.
- 20 Preferentemente el medio de movimiento de retorno comprende una cámara entre el componente anular y el componente de carcasa de sujeción inferior, y la cámara puede presurizarse para empujar el componente anular lejos del componente de carcasa de sujeción inferior.
- 25 El medio de movimiento puede comprender un pistón. Preferentemente el medio de movimiento comprende una pluralidad de pistones. Preferentemente los pistones se disponen radialmente alrededor del componente anular.
- 30 El pistón o cada pistón puede montarse en un componente de carcasa de sujeción inferior. Preferentemente el componente de carcasa de sujeción inferior se monta en un extremo superior de un conductor que se extiende hacia abajo lejos de la superficie marina y/o por debajo de la línea de lodo. El pistón o cada pistón puede disponerse para extenderse hacia arriba del componente de carcasa de sujeción inferior y para mover el collar hacia arriba lejos del componente de carcasa de sujeción inferior.
- 35 Preferentemente la disposición de sujeción comprende una disposición de sujeción submarina.
- 40 Preferentemente el cabezal de pozo submarino proporciona un pozo que se extiende en una dirección longitudinal desde un primer extremo superior hacia un segundo extremo inferior.
- 45 Preferentemente el segundo medio de seguridad crea simultáneamente un sello para una sarta de revestimiento suspendida a partir del colgador a pesar de la creación de un mecanismo de bloqueo para evitar tanto el movimiento hacia arriba como el movimiento hacia abajo de la sarta de revestimiento.
- 50 Preferentemente el segundo medio de seguridad crea simultáneamente un sello de metal con metal para una sarta de revestimiento suspendida a partir del colgador a pesar de la creación de un mecanismo de bloqueo para evitar tanto el movimiento hacia arriba como el movimiento hacia abajo de la sarta de revestimiento.
- 55 La disposición puede incluir un medio de monitoreo para monitorear un espacio anular localizado debajo del colgador.
- 60 El medio de monitoreo puede monitorear un espacio anular localizado debajo del (o en un primer lado del) colgador, el espacio anular que se coloca entre una superficie exterior de una tubería de revestimiento interior y una superficie interior de una tubería de revestimiento exterior.
- 65 Preferentemente el medio de monitoreo que comprende un manguito que puede asegurarse dentro del cabezal de pozo en donde el manguito incluye un conducto de fluido de monitoreo que se conecta de manera continua con el espacio anular a una abertura de monitoreo localizada encima del (o en un segundo lado del) colgador, el medio de monitoreo que comprende además un sensor de monitoreo localizado encima del (o en un segundo lado del) colgador.
- 70 El manguito puede disponerse para incluir el colgador.
- 75 Preferentemente el colgador comprende una tubería de revestimiento asegurada en un extremo inferior de este. La tubería de revestimiento puede suspenderse a partir del colgador. Preferentemente la tubería de revestimiento asegurada del colgador proporciona la tubería de revestimiento interior, la superficie exterior de la cual, define el espacio anular junto con una superficie interior de una tubería de revestimiento exterior.
- 80 Preferentemente el manguito comprende una sección de una tubería de revestimiento.
- 85 Preferentemente el manguito comprende una tubería de revestimiento asegurada en un extremo inferior de este. La

tubería de revestimiento puede suspenderse del manguito. Preferentemente la tubería de revestimiento asegurada del manguito proporciona la tubería de revestimiento exterior, la superficie interior de la cual define el espacio anular junto con una superficie exterior de una tubería de revestimiento interior.

5 El colgador puede soportar una tubería de revestimiento y en donde el medio de monitoreo monitorea el espacio anular localizado entre una superficie exterior de la tubería de revestimiento y una superficie interior de una tubería de revestimiento exterior.

10 Preferentemente el medio de monitoreo comprende un manguito asegurado dentro del cabezal de pozo, en donde el manguito incluye un conducto de fluido de monitoreo que conecta el espacio anular a una abertura de monitoreo localizada encima del colgador.

Preferentemente el manguito se dispone para asegurar el colgador dentro del cabezal de pozo.

15 Preferentemente el manguito comprende un primer medio de seguridad y un segundo medio de seguridad para asegurar el colgador en una primera posición y una segunda posición.

20 Preferentemente un extremo inferior del manguito se localiza por debajo de una superficie de sellado del colgador en la primera posición y/o en la segunda posición.

El manguito puede extenderse entre una disposición de seguridad inferior y una disposición de seguridad superior.

25 Preferentemente el conducto de fluido de monitoreo proporciona una desviación de comunicación de fluidos para permitir que el fluido se introduzca dentro de y/o se extraiga del espacio anular.

El medio de monitoreo puede comprender un sensor de fluido localizado encima del colgador.

El medio de monitoreo puede comprender un colgador de monitoreo.

30 El colgador de monitoreo puede comprender un conducto de fluido de monitoreo que se alinea con una abertura de un conducto de fluido en un manguito y en donde el colgador de monitoreo comprende además un puerto de monitoreo para la conexión con el medio de comunicación para comunicar del cabezal de pozo submarino hasta la superficie.

35 Preferentemente el medio de comunicación se acopla y se desacopla selectivamente con el puerto de monitoreo.

El medio de monitoreo puede comprender un manguito de aislamiento que puede asegurarse encima del colgador y en donde el manguito de aislamiento sella una abertura abierta proporcionada por un conducto de fluido de monitoreo dentro de un manguito en el que el colgador se aísla.

40 Preferentemente la disposición de seguridad comprende una disposición de sujeción para sujetar el colgador. La disposición de seguridad puede incluir una primera disposición de sujeción para sujetar el colgador y una segunda disposición de sujeción para sujetar una parte del medio de monitoreo encima del colgador. La segunda disposición de sujeción puede sujetar un manguito de aislamiento encima del colgador. La segunda disposición de sujeción puede sujetar un colgador de monitoreo encima del colgador.

45 La primera disposición de sujeción y/o la segunda disposición de sujeción puede disponerse para ejercer suficiente fuerza radial para deformar el manguito hacia adentro para agarrar el colgador y/o el manguito de aislamiento y/o el colgador de monitoreo.

50 Preferentemente el manguito se dispone, durante el uso, para localizarse entre una superficie interior de una parte de la primera disposición de sujeción y una superficie exterior del colgador.

55 Preferentemente el manguito se dispone, durante el uso, para localizarse entre una superficie interior de una parte de la segunda disposición de sujeción y una superficie exterior del manguito de aislamiento o el colgador de monitoreo.

Preferentemente el conducto de fluido de monitoreo no penetra una tubería de revestimiento del cabezal de pozo.

Preferentemente el manguito comprende una sección cilíndrica de una tubería de revestimiento que incluye una superficie interior y una superficie exterior.

60 Preferentemente el conducto de fluido de monitoreo se proporciona en el manguito e incluye una entrada en una superficie interior del manguito, una sección de extensión que conecta la entrada a una salida, y la salida que se coloca en la superficie interior del manguito. Preferentemente la sección de extensión se extiende (principalmente) en la

dirección longitudinal del manguito. La sección de extensión puede incluir una sección que se extiende radialmente. La sección de extensión puede extenderse radialmente de manera simultánea hacia fuera y longitudinalmente y luego radialmente hacia adentro a lo largo de un radio del manguito.

5 El conducto de fluido de monitoreo puede proporcionar un medio de compensación que compensa la acumulación de presión en el espacio anular. Preferentemente el medio de compensación se dispone para purgar la presión del espacio anular. Preferentemente, el medio de compensación se dispone para introducir un fluido de compensación para sellar una parte del espacio anular. El medio de compensación puede disponerse, durante el uso, para compensar la presión sostenida de la tubería de revestimiento (SCP). El medio de compensación puede disponerse para purgar la presión, o para introducir un fluido de compensación, tal como lodo de perforación para evitar fugas, o cemento para sellarlas.

10 De acuerdo con un segundo aspecto de la presente invención se proporciona un cabezal de pozo submarino que incluye una disposición de seguridad para asegurar un colgador dentro del cabezal de pozo submarino, la disposición de seguridad que está de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

15 De acuerdo con un tercer aspecto de la presente invención se proporciona un método para asegurar un colgador dentro de un cabezal de pozo submarino que comprende asegurar el colgador en una primera posición con un primer medio de seguridad y proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior del colgador mientras que el colgador se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador, el método que comprende mover el colgador desde la primera posición a una segunda posición y asegurar el colgador en la segunda posición con un segundo medio de seguridad y sujetar el colgador para proporcionar un sello alrededor del colgador mientras que el colgador se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del colgador caracterizado por asegurar el colgador en una única dirección longitudinal con el primer medio de seguridad y permitir el movimiento del colgador en la segunda dirección longitudinal opuesta y en donde el colgador comprende una pluralidad de primeras nervaduras longitudinales localizadas debajo de la superficie de sellado exterior y el colgador comprende una pluralidad de segundas nervaduras longitudinales localizadas encima de la superficie de sellado exterior.

Breve descripción de los dibujos

30 La presente invención se describirá ahora, a modo de ejemplo solamente, con referencia a los dibujos que siguen, en los cuales:

La Figura 1 es una sección transversal de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino con una primera disposición de sujeción en una primera posición.

35 La Figura 2 es una vista detallada de una parte de una modalidad preferida de una primera disposición de sujeción en una primera posición dentro de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino.

La Figura 3 es una sección transversal de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino con una primera disposición de sujeción en una segunda posición.

40 La Figura 4 es una vista detallada de una parte de una modalidad preferida de una primera disposición de sujeción en una segunda posición dentro de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino.

45 La Figura 5 es una sección transversal de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino con una segunda disposición de sujeción en una primera posición y una primera disposición de sujeción en una segunda posición.

La Figura 6 es una vista detallada de una parte de una modalidad preferida de una segunda disposición de sujeción en una primera posición dentro de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino.

50 La Figura 7 es una sección transversal de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino con una segunda disposición de sujeción en una segunda posición y una primera disposición de sujeción en una segunda posición.

55 La Figura 8 es una vista detallada de una parte de una modalidad preferida de una segunda disposición de sujeción en una segunda posición dentro de una modalidad preferida de un cabezal de pozo submarino.

60 La Figura 9 es una sección transversal de una modalidad de un cabezal de pozo submarino con las primera y segunda disposiciones de sujeción junto con espacio anular medio de monitoreo en una configuración de compensación.

La Figura 10 es una sección transversal de otra modalidad de un cabezal de pozo submarino con primera y segunda disposiciones de sujeción con un manguito que proporciona un conducto de monitoreo y con un manguito de aislamiento y un colgador en una posición segura inferior.

5

La Figura 11 es una sección transversal de otra modalidad de un cabezal de pozo submarino con primera y segunda disposiciones de sujeción con un manguito que proporciona un conducto de monitoreo y con un manguito de aislamiento y un colgador en una posición segura superior.

10

La Figura 12 es una sección transversal de otra modalidad de un cabezal de pozo submarino con las primera y segunda disposiciones de sujeción con un colgador de monitoreo alineadas con un manguito que proporciona un conducto de monitoreo, el medio de monitoreo que está en una configuración de producción.

Descripción detallada

Como se muestra en la Figura 1, un cabezal de pozo 10 comprende un número de tuberías de revestimiento concéntricas suspendidas a partir de este. En particular, un conductor 12 incorpora una tubería de revestimiento intermedia 14 y en una modalidad particular un conductor de 36" 12 incorpora una sarta de revestimiento de 28" 14. La sarta de revestimiento de 28" 14 incluye un colgador 15 en el extremo superior de esta que suspende de manera efectiva la sarta de revestimiento de 28" 14 del conductor 12. El conductor 12 tiene una primera carcasa del cabezal de pozo 26 en un extremo superior de este. La formación del pozo incluye pasar cemento hacia abajo a través de la sarta de revestimiento de 28" 14 y este cemento luego fluye hacia arriba entre la superficie interior del conductor 12 y la superficie exterior de la sarta de revestimiento de 28" 14 en el espacio anular 18 definido entre estas. Una válvula 20 permite el "regreso del cemento" para fluir hacia fuera del espacio anular 18 cuando el cemento desplaza tal fluido. La válvula 20 comprende una válvula inferior 20 operada por un vehículo submarino operado de manera remota (ROV) del colgador de 28". El "regreso del cemento" puede comprender predominantemente el fluido de perforación.

20

La sarta de revestimiento de 28" incorpora una sarta de revestimiento de 22" 22 que se suspende de una segunda carcasa del cabezal de pozo 24. Nuevamente, el cemento se hace pasar hacia abajo de la sarta de revestimiento de 22" 22 y luego fluye hacia arriba alrededor de la superficie exterior de la sarta de revestimiento de 22" 22 y la superficie interior de la sarta de revestimiento de 28" 14 y hacia dentro del espacio anular 28 definido entre estas. Nuevamente, una válvula 30 permite el "regreso del cemento" para fluir hacia fuera del espacio anular 28 cuando el cemento desplaza tal fluido. Esta segunda válvula 30 comprende una válvula superior 30 operada por un ROV submarino del colgador de 28". La presente invención se relaciona principalmente con la seguridad de las sarts de revestimiento interiores 32, 34 localizadas dentro de la sarta de revestimiento intermedia de 22" 22.

25

La primera sarta de revestimiento interior 32 comprende una sarta de revestimiento de 13 3/8" 32. En la presente invención, la primera sarta de revestimiento interior 32 se hace pasar hacia abajo de la sarta de revestimiento intermedia 22. La primera tubería de revestimiento interior 32 tiene un colgador en el extremo superior de esta. El colgador incluye una superficie de estribo alrededor de la periferia de este. La superficie de estribo 38 se dispone para acoplarse en y para retenerse en un apoyo de retención 40 que se proyecta hacia adentro desde la tubería de revestimiento intermedia 22 o específicamente un manguito 42 localizado en el extremo superior de la sarta de revestimiento intermedia 22. La posición corresponde a una primera posición de seguridad para la primera sarta de revestimiento interior 32.

30

En particular, el colgador 36 de la primera tubería de revestimiento interior 32 incluye las lengüetas 44 o nervaduras longitudinales alrededor de la circunferencia. Estas lengüetas 44 o nervaduras longitudinales pueden localizarse y extenderse solamente por una parte de la extensión longitudinal del primer colgador 36. En particular, estas lengüetas 44 o nervaduras longitudinales se extienden solamente por una parte de la porción inferior del colgador 36. Los extremos inferiores de las lengüetas 44 o nervaduras longitudinales proporcionan la superficie de estribo 38 en la que el colgador 36 se soporta en el apoyo de retención 40.

35

Directamente encima de las lengüetas 44 o nervaduras longitudinales, el colgador 36 comprende una superficie de sellado exterior 46 que se extiende alrededor de toda la periferia de este. La extensión radial exterior de las lengüetas 44 o nervaduras longitudinales puede corresponder sustancialmente a la extensión radial de la superficie de sellado exterior 46. En la primera posición, la superficie de sellado exterior 46 se localiza adyacente a una ranura 48 localizada en la pared interior de la tubería de revestimiento intermedia 22 o manguito 42.

40

El colgador 36 comprende además lengüetas 50 o nervaduras longitudinales que se extienden longitudinalmente hacia arriba desde la superficie de sellado exterior 46. Estas lengüetas 50 o nervaduras longitudinales se separan igualmente alrededor de la circunferencia del colgador 36. Estas lengüetas superiores 50 o nervaduras longitudinales se alinean con las lengüetas inferiores 44 o nervaduras longitudinales con la superficie de sellado exterior 46 localizada entre estas.

45

- 5 Como se muestra en la Figura 1 y la Figura 2, cuando el colgador 36 de la primera tubería de revestimiento interior 32 se soporta en el apoyo de retención 40, las lengüetas inferiores 44 proporcionan un conducto de fluido para permitir que el fluido fluya hacia arriba desde entre la tubería de revestimiento intermedia 22 y la primera tubería de revestimiento interior 32. Este fluido puede entonces fluir hacia arriba entre la superficie de sellado exterior 46 y la tubería de revestimiento intermedia 22 o manguito 42 proporcionado por la porción de ranura 48. El fluido puede entonces pasar a través de los conductos proporcionados en las lengüetas superiores 50 o nervaduras longitudinales y el fluido puede continuar fluyendo hacia arriba a través de una tubería de revestimiento tubular hacia la superficie.
- 10 Este conducto de fluido continuo alrededor de la primera tubería de revestimiento interior 32, mientras que la primera tubería de revestimiento interior 32 se suspende, proporciona un conducto para el "regreso del cemento" para que fluya hacia arriba de regreso hacia la superficie sin necesidad de válvulas operadas de manera remota.
- 15 En consecuencia, con la primera tubería de revestimiento interior 32 asegurada en la primera posición, de manera que los extremos inferiores de las lengüetas 44 o nervaduras longitudinales están descansando en la superficie superior del apoyo 40, el cemento puede pasar hacia abajo a través de la primera tubería de revestimiento interior 32 para que el cemento fluya hacia arriba en la separación anular 52 proporcionada entre la superficie exterior de la primera tubería de revestimiento interior 32 y la superficie interior de la tubería de revestimiento intermedia 22. El fluido que se desplaza por el cemento produce el "regreso del cemento" y este fluido luego fluye a través de las lengüetas inferiores 44, alrededor de la superficie de sellado exterior 46, hacia arriba a través de las lengüetas superiores 50 y finalmente el "regreso del cemento" puede fluir hacia la superficie a través de una sarta de revestimiento tubular que se extiende del cabezal de pozo 10 hacia la superficie.
- 20 Como se muestra en la Figura 3 y la Figura 4, una vez cementada, la primera sarta de revestimiento interior 32 se eleva hasta que la superficie de sellado exterior 46 se aísla adyacente al segundo medio de seguridad. La elevación del colgador 36 y la primera sarta de revestimiento interior 32 puede ser un movimiento único hacia arriba que solo puede medirse con referencia a un punto de referencia particular. En un ejemplo, el movimiento puede referenciarse a un punto índice proporcionado por una parte del preventor de reventones.
- 25 El segundo medio de seguridad comprende una disposición de sujeción que comprende un collar 54 que tiene una superficie ahusada exteriormente que coopera con un componente anular en forma de un anillo de compresión 56. El anillo de compresión 56 se mueve axialmente en relación con el collar de compresión 54, de manera que las superficies ahusadas de cooperación crean una fuerza dirigida hacia adentro que comprime el manguito 42 sobre la superficie de sellado exterior 46. La fuerza generada por el movimiento axial relativo del anillo de compresión 56 en relación con el collar de compresión 54 conforma un sello de metal con metal entre el manguito 42 y el colgador 36 de la primera tubería de revestimiento interior 32. El manguito 42 puede incluir una serie de lengüetas 43 o aletas o nervaduras longitudinales alrededor de la circunferencia exterior de este para ayudar a la fuerza compresiva generada por la compresión del manguito 42. Las lengüetas 43 aumentan de manera efectiva el diámetro exterior del manguito en la localización dentro de la disposición de sujeción.
- 30 Además, el movimiento del colgador 36 desde la primera posición hacia la segunda posición crea una carga axial sobre la primera sarta de revestimiento 32 y la disposición de sujeción retiene esta carga axial dentro de la primera sarta de revestimiento 32.
- 35 La superficie de sellado exterior 46 del colgador 36 crea un sello de metal con metal entre el colgador 36 y el manguito 42. La superficie de sellado exterior 46 puede comprender además dos anillos O 56 localizados separados longitudinalmente en la superficie de sellado exterior 46 para crear un sello de alto grado.
- 40 La disposición de sujeción sujeta el colgador 36 y por lo tanto la primera sarta de revestimiento interior 32 para evitar cualquier movimiento longitudinal de la primera sarta de revestimiento interior 32. En particular, la disposición de sujeción evita que el peso de la sarta 32 tire de la primera tubería de revestimiento interior 32 hacia abajo. Además, la disposición de sujeción evita además que cualquier presión hacia arriba generada en el espacio anular 52 que rodea la primera sarta de revestimiento interior 32 mueva la primera sarta de revestimiento interior 32 hacia arriba. En consecuencia, la primera sarta de revestimiento interior 32 se mantiene ajustada con un sello de metal con metal y la primera sarta de revestimiento interior 32 se mantiene con una carga axial.
- 45 La disposición de sujeción única crea un sello de metal con metal y evita además el movimiento de la sarta de revestimiento 56 hacia abajo y evita además el movimiento de la sarta de revestimiento 56 en una dirección hacia arriba.
- 50 Como se muestra en la Figura 5 a la Figure 8, la disposición del cabezal de pozo incluye una segunda carcasa del cabezal de pozo 24 que se localiza encima de la primera carcasa del cabezal de pozo 26. La segunda carcasa del cabezal de pozo 24 incluye un segundo medio de seguridad para asegurar una segunda sarta de revestimiento interior 56 dentro de la primera sarta de revestimiento interior 32 en una disposición regular.

5 La segunda sarta de revestimiento interior 56 comprende una sarta de revestimiento de 9 5/8" 56. La segunda sarta de revestimiento interior 56 incluye un colgador 58 en el extremo superior de esta. El colgador 58 comprende una superficie de sellado exterior 60 definida alrededor de la periferia exterior de este que se dispone para crear un sello de metal con metal con el manguito 42.

10 El colgador 58 se dispone nuevamente para soportarse en una primera posición mientras que proporcionar un conducto de fluido para permitir que el "retorno de cemento" fluya hacia arriba a través de una sarta de revestimiento hacia la superficie.

15 El segundo colgador 58 incluye nervaduras que se extienden radialmente 62 o lengüetas definidas como la superficie de estribo inferior del colgador 58. El segundo colgador 58 se retiene en una primera posición cuando la superficie de estribo inferior 62 del colgador 58 soporta un apoyo de retención 64 o superficie proporcionada por el primer colgador 36.

20 Ya que la superficie de estribo inferior 62 del segundo colgador 58 comprende lengüetas o nervaduras 62, este medio de soporte proporciona una pluralidad de conductos de fluido.

25 La superficie de sellado exterior 60 del segundo colgador 58 se dispone para localizarse en un diámetro alargado 65 o ranura del manguito 42, de manera que el fluido puede pasar entre la superficie de sellado exterior 60 y el manguito 42 mientras que el colgador 58 se retiene en la primera posición.

30 En esta primera posición, el cemento puede fluir hacia abajo de la segunda sarta de revestimiento interior 56 y luego fluye hacia arriba en el espacio anular 66 entre la superficie exterior de la segunda sarta de revestimiento interior 56 y la superficie interior de la primera sarta de revestimiento interior 32. Cuando el cemento entra en este espacio anular 66, el cemento desplaza el fluido localizado de este que luego es capaz de fluir hacia arriba entre las lengüetas 62 o las nervaduras del colgador 58 y alrededor de la superficie de sellado exterior 60 del segundo colgador 58. El fluido luego fluye hacia arriba entre lengüetas superiores 63 o las nervaduras longitudinales proporcionadas en el segundo colgador 58 encima de la superficie de sellado exterior 60. El "regreso del cemento" puede entonces fluir hacia arriba hacia la superficie.

35 Una vez que el cemento se ha curado, el segundo colgador 58 y la segunda sarta de revestimiento interior asociada 56 pueden elevarse hacia arriba para que la superficie de sellado exterior 60 del segundo colgador 58 se localice adyacente a y dentro de un segundo medio de seguridad que comprende una disposición de sujeción.

40 La disposición de sujeción comprende un collar de compresión 68 que incluye superficies ahusadas hacia fuera. Los dos anillos de compresión 70, 71 que incluyen una superficie ahusada hacia adentro respectiva se disponen para localizarse alrededor de las superficies ahusadas del collar de compresión 68. Estos anillos de compresión 70, 71 pueden moverse uno con relación a otro y sobre las superficies ahusadas exteriormente del collar de compresión 68. Este movimiento relativo provoca que el collar de compresión 68 comprima y deforme el manguito 42 hacia adentro, de manera que el diámetro interior del manguito 42 disminuye y aprieta de manera efectiva el segundo colgador 58. En particular, esta fuerza hacia adentro crea un sello de metal con metal entre la superficie de sellado exterior 60 del segundo colgador 58 y la superficie interior del manguito 42.

45 La superficie de sellado exterior 60 incluye dos sellos de anillo O 67 para ayudar al sello creado por la fuerza de sujeción.

50 La disposición de sujeción crea un sello de metal con metal y evita además el movimiento de la sarta de revestimiento 56 hacia abajo y evita además el movimiento de la sarta de revestimiento 56 en una dirección hacia arriba.

55 Como se muestra en la Figura 7 y la Figura 8, la segunda sarta de revestimiento interior 56 se eleva después de que el cemento se ha curado. Este movimiento en la posición de la parte superior de la sarta de revestimiento 56 significa que la segunda sarta de revestimiento interior 56 incluirá una carga axial que se mantendrá por la seguridad del segundo colgador 58 en esta segunda posición. Este movimiento es un movimiento único hacia arriba de la segunda sarta de revestimiento interior 56.

60 En consecuencia, la presente invención proporciona una disposición del cabezal de pozo 10 que incluye una primera sarta de revestimiento interior 32 que se sostiene en carga axial y una segunda sarta de revestimiento interior 56 que también se sostiene en carga axial. Tanto la primera como la segunda sarta de revestimiento interiores 32, 56 se sujetan de manera liberable, de manera que las sarta de revestimiento 32, 56 no pueden moverse en una dirección longitudinal hacia abajo o hacia arriba. Antes de que se sujeten en tal posición, el disposición del cabezal de pozo 10 proporciona un primer medio de retención para retener las primera y segunda sarta de revestimiento 32, 56 en una posición de cementado, de manera que el "regreso del cemento" es capaz de fluir alrededor de los colgadores

respectivos 36, 58 y hacia arriba a través de una tubería de revestimiento hacia la superficie. Una vez cementados, los colgadores superiores 36, 58 de las sartas de revestimiento interiores respectivas 32, 56 se mueven hacia arriba donde el colgador se sujeta entonces en una posición para mantener las sartas de revestimiento interiores respectivas 32, 56 bajo una carga axial mientras que se evita su movimiento ya sea hacia arriba o hacia abajo.

5

La presente invención puede usarse en cabezales de pozo submarinos de alta presión/alta temperatura y puede usarse en pozos de explotación con autoelevadores. La disposición de seguridad proporciona verdaderos sellos de metal con metal y brinda la capacidad de bloqueo instantáneo que puede coincidir con la capacidad del colgador.

10

La presente invención proporciona muchas ventajas que incluyen el requerimiento de solamente una instalación de un único viaje de colgadores submarinos. Los colgadores se sellan y bloquean tan pronto como el cementado se completa. Además, la capacidad total de bloqueo de la presión espacio anular para los colgadores puede proporcionarse hasta 4 millones de lbs. La presente invención elimina el uso del manguito de bloqueo y el sello anular de la técnica anterior.

15

En consecuencia, la presente invención tiene a tiempo de instalación altamente reducido y proporciona además la capacidad de monitoreo la integridad del sello.

20

Además, la presente invención proporciona sellos de metal con metal confiables debido a la eliminación de movimiento, el área grande de contacto de sello, los múltiples sellos de metal, la trayectoria de fuga única y el sello de sujeción tiene una capacidad probada de 138 MPa (20 000psi) de arriba hacia abajo (a 177 °C (350 grad F)).

25

La presente invención proporciona un bloqueo precargado automático de un cabezal de pozo a un conductor y tiene un diseño de agujero grande con resistencia de carga de flexión superior. El sistema tiene sellos de metal integrales sin instalación de sello submarina y los múltiples sellos de metal se energizan mediante una fuerza exterior con capacidad predecible. El bloqueo es instantáneo y no hay partes móviles requeridas en los colgadores. No hay anillos de bloqueo para activar y el sistema proporciona un ambiente de sello de metal con metal rígido. El sistema puede usarse en un ambiente contaminado.

30

La instalación del sistema puede incluir la provisión de pruebas del preventor de reventones con los bujes de desgaste en su lugar. La instalación de los colgadores es reversible y el sistema puede incluir un bloqueo positivo del buje de desgaste sin rotación.

35

La presente invención proporciona a sistema simple y efectivo para proporcionar una disposición de bloqueo para una sarta de revestimiento en la que la sarta de revestimiento se sostiene con un sello de metal con metal y la sarta de revestimiento se bloquea para que no se mueva en ninguna de las direcciones hacia arriba o hacia abajo. La disposición de sujeción no requiere el uso de múltiples componentes como se usa en la técnica anterior. La disposición de sujeción es un único sistema simple. En particular, la disposición de sujeción es un sistema efectivo y confiable para proporcionar una única activación para bloquear la sarta de revestimiento contra los movimientos hacia arriba o hacia abajo mientras que se produce simultáneamente un sello de metal con metal. La disposición de sujeción produce una fuerza de compresión que crea una capacidad de agarre suficiente para proporcionar las tres funcionalidades mencionadas de manera rápida simple y simultánea sin necesidad de múltiples componentes separados para proporcionar cada función. Por ejemplo, los sistemas de la técnica anterior pueden requerir componentes anulares de sellado, componentes para bloquear la sarta contra el movimiento hacia abajo y un componente para bloquear la sarta contra el movimiento hacia arriba. Cada una de estas tres funciones puede requerir componentes separados y cada una de estas funciones puede haber requerido anteriormente activaciones separadas. Se apreciará que estos múltiples componentes y activaciones extras introducirán problemas adicionales y componentes y activaciones adicionales que aumentan el riesgo de fallas.

40

45

La presente invención proporciona además medio de monitoreo para monitorear el espacio y volumen dentro de un espacio anular inferior. En particular, el medio de monitoreo monitorea el espacio y volumen dentro del espacio anular inferior 52 localizado entre la superficie interior de la sarta de revestimiento intermedia de 22" 22 y la superficie exterior de la sarta de revestimiento interior 32. Además, el medio de monitoreo proporciona la capacidad para retirar y/o introducir fluido(s) en el espacio anular 52.

50

55

El medio de monitoreo proporciona un puerto, específicamente un conducto 100 (un conducto de fluido de monitoreo), que se extiende hacia arriba del espacio anular 52. El conducto 100 se proporciona en un manguito 102. El manguito 102 es de esta manera un manguito de reemplazo para el manguito 42 antes descrito. En consecuencia, el manguito 102 se aísla en el extremo superior de la sarta de revestimiento intermedia 22. El manguito 102 proporciona la ranura 48 y una superficie de sellado interior para sellarse con la superficie de sellado exterior 46 del colgador 36 en la segunda posición segura.

60

Como se muestra en la Figura 9, el conducto 100 incluye un extremo inferior 104 que proporciona una región de entrada/salida. El extremo inferior 104 se dispone para localizarse debajo del sello creado entre el colgador 36 y el manguito 102 cuando el colgador 236 está en la segunda posición segura. De manera similar, un extremo superior 106

del conducto 100 se dispone para localizarse encima del sello creado entre el colgador 36 y el manguito 102 cuando el colgador 36 está en la segunda posición segura superior.

5 En consecuencia, cuando el colgador 36 está en la segunda posición segura superior, el conducto 100 proporciona una comunicación continua (o conducto) que se desvía del sello, de manera que el fluido es capaz de pasar entre una sección de conducto superior 108 y el espacio anular inferior 52.

10 La presente invención proporciona de esta manera un conducto 100 que permite que el espacio y volumen dentro del espacio anular inferior 52 se monitoree. Esta disposición no requiere ninguna penetración del cabezal de pozo y, en particular, no requiere ninguna penetración de las tuberías de revestimiento. Un puerto que incluye una válvula que se proyecta a través de la tubería de revestimiento en una localización por debajo del cabezal de pozo podría proporcionar acceso al espacio anular 52 pero tal disposición sería peligrosa y riesgosa. Por ejemplo, si tal válvula fallara entonces las consecuencias serían catastróficas para el pozo. Además, varias reglas y regulaciones pueden especificar que no puede haber tal penetración del elevador de esta localización.

15 El término monitoreo se usa para incluir el sensado de parámetros y/o para remediar un problema detectado dentro del espacio anular. En particular, la trayectoria de monitoreo del espacio anular puede usarse para compensar cualquier acumulación de presión, típicamente llamada presión sostenida de la tubería de revestimiento (SCP). La compensación es para purgar la presión, o para introducir un fluido de compensación, tal como lodo de perforación para evitar fugas, o cemento para sellarlas.

20 Durante la construcción del cabezal de pozo, puede usarse un manguito de aislamiento 110, como se muestra en la Figura 10. El manguito de aislamiento 110 se dispone para asegurarse sobre el extremo superior 106 del conducto 100 y evita de esta manera el flujo de fluido hacia dentro del conducto 100. El manguito de aislamiento 110 puede usarse como un manguito temporal durante la construcción del cabezal de pozo. El manguito de aislamiento 110 se remueve y luego se reemplaza con un colgador de monitoreo 112 lo que comprende un colgador de la tubería de producción y monitoreo. En la modalidad mostrada en la Figura 9, el colgador de monitoreo 12 no tiene una tubería de revestimiento suspendida a partir de este y el colgador de monitoreo proporciona el medio de compensación para compensar el exceso de presión detectado dentro del espacio anular a través de la introducción o extracción de un fluido a través del medio de monitoreo.

25 El colgador de monitoreo 112 se dispone para asegurarse dentro del segunda carcasa del cabezal de pozo (superior) 24. En particular, el colgador de monitoreo 112 se asegura dentro del segundo medio de seguridad como se describió anteriormente.

35 El colgador de monitoreo 112 proporciona una herramienta que puede establecer control y comunicación con el espacio anular dentro de una herramienta de servicio de la tubería de perforación a través del elevador. El colgador de monitoreo 112 puede desplegarse ya sea antes de que el colgador de la tubería de producción se haya instalado o como una intervención mediante la remoción del colgador de la tubería de producción y su reemplazo con el colgador de monitoreo 112.

40 Como se muestra en la Figura 9, en una configuración de compensación, el colgador de monitoreo 112 incluye un conducto central 108 que incluye un conducto 114 que se extiende radialmente hacia fuera desde el conducto central 108. El radial conducto 114 se dispone para alinearse con el extremo superior 106 del conducto 100 proporcionados en el manguito 102. Como se explicó anteriormente, el extremo inferior 104 del conducto 100 se conecta de manera continua el espacio anular 52 localizadas debajo del colgador inferior 36. En consecuencia, el conducto central 108 del colgador de monitoreo 112 está en comunicación continua con el espacio anular inferior 52 entre la superficie interior de la sarta de revestimiento de 22" y la superficie exterior de la sarta de revestimiento interior 32. El conducto central 108 puede conectarse hacia la superficie donde pueden localizarse además sensores y aparatos de monitoreo. Por ejemplo, la conexión a la superficie puede proporcionarse mediante un cordón umbilical u otra conexión adecuada. Los sensores pueden comprender una medidor de presión y/o un sensor temperatura u otro sensor de fluido de monitoreo. Un medidor de presión puede localizarse en la superficie en la configuración de compensación mostrada en la Figura 9 o un medidor de presión electrónico puede localizarse en el árbol de navidad 120 que está en comunicación con una estación en la superficie. Además el medio de monitoreo puede incluir una válvula operada de manera remota que permite acceso al espacio anular , de manera que un usuario puede controlar la introducción de un fluido en el espacio anular o la extracción de un fluido del espacio anular.

55 En esta configuración de compensación, un fluido puede introducirse o extraerse del espacio anular. Por ejemplo, el medio de monitoreo puede detectar el exceso de presión dentro del espacio anular y/o el medio de monitoreo puede detectar la presencia de exceso de petróleo/gas dentro del espacio anular que no debe presentarse. El medio de monitoreo permite que se extraiga un volumen de este exceso de fluido del espacio anular a través del conducto 100 y hacia el conducto central 108. El exceso de fluido puede entonces fluir a través de el conducto central 108 para su remoción. Alternativamente, el problema del exceso de fluido o fluido no deseado puede resolverse a través de la

5 introducción de un fluido (por ejemplo lodo, cemento, etc.) hacia el espacio anular. Esto puede ayudar a resolver un
 purgado de un fluido (por ejemplo petróleo, gas, etc.) hacia el espacio anular. La introducción del fluido puede
 comprender forzar el fluido hacia abajo en el conducto central 108, a través del conducto 100 y hacia el espacio anular
 52. En consecuencia, el medio de monitoreo proporciona un medio de compensación. El medio de monitoreo
 5 monitorea/detecta cualquier acumulación de presión en el tiempo de petróleo/gas en el espacio anular donde no debe
 estar y el medio de monitoreo puede compensar este problema. Por ejemplo, el medio de monitoreo puede purgar el
 exceso de presión y puede cortarse luego esta conexión o puede unirse a una bomba al medio de monitoreo para
 bombear lodo/cemento hacia el espacio anular para detener un purgado adicional. En consecuencia, el conducto 100
 10 proporciona acceso del fluido al espacio anular para permitir llevar a cabo el purgado o para permitir la introducción de
 un fluido de compensación.

15 El manguito 102 que incluye el conducto 100 se extiende entre tanto el primer medio de seguridad (inferior) como el
 segundo medio de seguridad (superior) del cabezal de pozo. Como se muestra en la Figura 9, el conducto 100 tiene una
 entrada inferior 104 que se localiza por debajo de la superficie de sellado del colgador 36. El conducto 100 e inclina
 radialmente hacia fuera cuando el conducto 100 se extiende hacia arriba hasta que el conducto 100 proporciona una
 sección de esquina 116. El conducto 100 se extiende entonces radialmente hacia adentro como una sección lineal 115 a
 lo largo de un radio del manguito 102. Esta sección lineal 115 proporciona una región de salida que se dispone para
 alinearse con un conducto 114 proporcionado en el colgador de monitoreo 112.

20 La instalación del medio de monitoreo se describirá ahora además, con particular referencia a las Figuras de la 10 a la
 12.

25 Inicialmente se instalan el colgador de la tubería de revestimiento de producción 36 junto con el manguito de aislamiento
 110. El ensamble se une con la colgador de la tubería de revestimiento 36 que se soporta en el apoyo 40 proporcionado
 el manguito 102 que se aísla en la parte superior de la sarta de revestimiento intermedia 22, como se muestra en la
 Figura 10. La tubería de revestimiento 32 se cementa entonces en su posición con el exceso de cemento/fluido
 desplazado que se extrae como se describió anteriormente. El colgador de la tubería de revestimiento 36 y el manguito
 de aislamiento 110 se elevan hacia la posición de configuración y el sello anular se fija usando el medio de seguridad
 30 inferior. El medio de seguridad inferior se acciona para sellar la colgador de la tubería de revestimiento 36 en su
 posición y el medio de seguridad superior se acciona para sellar el manguito de aislamiento 110 en su posición, como
 se muestra en la Figura 11 con la herramienta de manejo removida.

35 La disposición puede tener a prueba de presión realizada en esta configuración. La herramienta de manejo que instaló y
 fijó el colgador de la tubería de revestimiento inferior 36 y el manguito de aislamiento 110 puede entonces retirarse. El
 programa de perforación puede entonces continuar. El proceso de instalación puede incluir llevar a cabo semanalmente
 pruebas de prevención de reventones usando cualquier herramienta de prueba adecuada que puede extenderse
 selectivamente hacia y removerse desde el cabezal de pozo.

40 El manguito de aislamiento 110 puede entonces retirarse de la disposición. El medio de seguridad superior se desacopla
 y el manguito de aislamiento 110 se remueve entonces usando una herramienta de manejo. Una vez removido, pueden
 instalarse el ensamble de terminación y el colgador de la tubería de producción, como se muestra en la Figura 12 que
 muestra el medio de monitoreo en una configuración de producción. Esto incluye la operación del segundo medio de
 seguridad en la segunda carcasa del cabezal de pozo 24 para fijar el sello anular para monitorear el espacio anular y
 para asegurar el colgador de la tubería de producción 112 en su posición. Una vez asegurado, tapones del cable
 45 conductor se conectan a y se instalan en el colgador de la tubería de producción 112. El colgador de la tubería de
 producción herramienta de manejo y el elevador de perforación pueden entonces retirarse.

50 Una vez que el elevador de perforación se ha removido, un ensamble de árbol de navidad 120 puede instalarse encima
 de la segunda carcasa del cabezal de pozo 24, como se muestra en la Figura 12. El ensamble de árbol de navidad 120
 se instala encima de la segunda carcasa del cabezal de pozo 24 y el ensamble de árbol de navidad 120 incluye un
 conector 122 que se encaja en un puerto de monitoreo del espacio anular 119 proporcionado en el colgador de la
 tubería de producción 112. Finalmente el tapón del cable conductor se remueve y el pozo se completa.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) que comprende un primer medio de seguridad para asegurar el colgador (36) en una primera posición y un segundo medio de seguridad para asegurar el colgador (36) en una segunda posición, el primer medio de seguridad que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior (46) del colgador (36) mientras que el colgador (36) se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador (36), el segundo medio de seguridad que comprende una disposición de sujeción para proporcionar un sello alrededor del colgador (36) mientras que el colgador (36) se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador (36) **caracterizada porque** el primer medio de seguridad asegura el colgador (36) en una única dirección longitudinal y permite el movimiento del colgador (36) en la segunda dirección longitudinal opuesta y en donde el colgador (36) comprende una pluralidad de primeras nervaduras longitudinales (44) localizadas debajo de la superficie de sellado exterior (46) y el colgador (36) comprende una pluralidad de segundas nervaduras longitudinales (50) localizadas encima de la superficie de sellado exterior (46).
- 20 2. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 1 en la que el segundo medio de seguridad proporciona una carga axial en una tubería de revestimiento (32) asegurada debajo del colgador (36) y la tubería de revestimiento (32) se asegura dentro del pozo mediante cemento y en donde el primer medio de seguridad comprende un apoyo de retención (40) que se dispone, durante el uso, para cooperar con una superficie de retención (38) en el colgador (36) para suspender el colgador (36) en la primera posición.
- 25 3. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 1 o la reivindicación 2 en la que una extensión radial exterior de las primeras nervaduras longitudinales (44) corresponde a una extensión radial exterior de la superficie de sellado exterior (46).
- 30 4. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en la que, el conducto de fluido permite que el cemento retorne para fluir hacia arriba desde un espacio anular alrededor del colgador (36) y una tubería de revestimiento suspendida (32) y en donde el fluido se dispone para fluir a través de las primeras nervaduras longitudinales (44), alrededor de la superficie de sellado exterior (46) y hacia arriba a través de las segundas nervaduras longitudinales (50).
- 35 5. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 3 o la reivindicación 4 en la que una superficie inferior de las primeras nervaduras longitudinales (44) proporciona la superficie de retención (38) en el colgador (36).
- 40 6. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones de la 3 a la 5 en la que una superficie inferior de las primeras nervaduras longitudinales (44) se dispone durante el uso, para colindar con y soportarse en un soporte o superficie de retención (40) en el cabezal de pozo (10).
- 45 7. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones de la 3 a la 6 en la que las primeras nervaduras longitudinales (44) se separan radialmente alrededor de la circunferencia de la superficie exterior del colgador (36) y en donde las primeras nervaduras longitudinales (44) se separan igualmente alrededor de la circunferencia de la superficie exterior del colgador (36) y en la que primeras nervaduras longitudinales radialmente adyacentes (44) definen un conducto de fluido entre estas.
- 50 8. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones de la 3 a la 7 en la que las primeras nervaduras longitudinales (44) se extienden hacia arriba desde una posición inferior hacia una superficie de sellado exterior (46) del colgador (36).
- 55 9. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 8 en la que las segundas nervaduras longitudinales adicionales (50) se ajustan con las primeras nervaduras longitudinales (44) localizadas debajo de la superficie de sellado exterior (46) y los dos conjuntos de nervaduras longitudinales (44, 50) comprenden de manera efectiva un único conjunto que tiene una superficie de sellado exterior (46) localizado entre estos.
- 60

- 5 10. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en la que la superficie de sellado exterior (46) comprende una superficie metálica exterior para crear un sello de metal con metal en la segunda posición.
- 10 11. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en la que la disposición de seguridad comprende una disposición de seguridad inferior y una disposición de seguridad superior y en la que la disposición de seguridad inferior comprende un primer medio de seguridad inferior para asegurar un colgador inferior (36) en una primera posición y un segundo medio de seguridad inferior para asegurar el colgador inferior (36) en una segunda posición, el primer medio de seguridad inferior que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior (46) del colgador inferior (36) mientras que el colgador inferior (36) se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador inferior (36), el segundo medio de seguridad inferior que comprende una disposición de sujeción inferior para proporcionar un sello alrededor del colgador inferior (36) mientras que el colgador inferior (36) se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador inferior (36) y en la que la disposición de seguridad superior comprende un primer medio de seguridad superior para asegurar un colgador superior (58) en una primera posición y un segundo medio de seguridad superior para asegurar el colgador superior (58) en una segunda posición, el primer medio de seguridad superior que se dispone, durante el uso, para proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior (60) del colgador superior (58) mientras que el colgador superior (58) se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (60) del colgador superior (58), el segundo medio de seguridad superior que comprende una disposición de sujeción superior para proporcionar un sello alrededor del colgador superior (58) mientras que el colgador superior (58) se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (60) del colgador superior (58).
- 20 12. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en la que el segundo medio de seguridad comprende una disposición de sujeción para sujetar el colgador (36) de una primera tubería de revestimiento tubular del pozo (32) en donde la disposición de sujeción que comprende un collar (54) que tiene una superficie ahusada exteriormente, la disposición que incluye además un componente anular (56) con una superficie ahusada interiormente, el collar (54) y el componente anular (56) que se mueve relativamente de manera axial entre una primera posición en la que la superficie ahusada del componente anular (56) ejerce una fuerza no radial sobre el collar (54) y una segunda posición en la que la superficie ahusada del componente anular (56) ejerce suficiente fuerza radial para deformar el collar (54) hacia adentro para agarrar el colgador (36) de la primera tubería de revestimiento tubular del pozo (32).
- 30 13. Una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en la que el segundo medio de seguridad crea simultáneamente un sello de metal con metal para una sarta de revestimiento (32) suspendida a partir del colgador (36) a pesar de la creación de un mecanismo de bloqueo para evitar tanto el movimiento hacia arriba como el movimiento hacia abajo de la sarta de revestimiento (32).
- 35 14. Un cabezal de pozo submarino (10) que incluye una disposición de seguridad para asegurar un colgador (36) dentro del cabezal de pozo submarino (10), la disposición de seguridad que está de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones de la 1 a la 13.
- 40 15. Un método para asegurar un colgador (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) que comprende asegurar el colgador (36) en una primera posición con un primer medio de seguridad y proporcionar un conducto de fluido sobre una superficie de sellado exterior (46) del colgador (36) mientras que el colgador (36) se retiene en la primera posición, de manera que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador (36), el método que comprende mover el colgador (36) desde la primera posición a una segunda posición y asegurar el colgador (36) en la segunda posición con un segundo medio de seguridad y sujetar el colgador (36) para proporcionar un sello alrededor del colgador (36) mientras que el colgador (36) se asegura en la segunda posición, de manera que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior (46) del colgador (36) **caracterizado por** asegurar el colgador (36) en una única dirección longitudinal con el primer medio de seguridad y permitir el movimiento del colgador (36) en la segunda dirección longitudinal opuesta y en donde el colgador (36) comprende una pluralidad de primeras nervaduras longitudinales (44) localizadas debajo de la superficie de sellado exterior (46) y el colgador (36) comprende una pluralidad de segundas nervaduras longitudinales (50) localizadas encima de la superficie de sellado exterior (46).
- 45
- 50
- 55
- 60

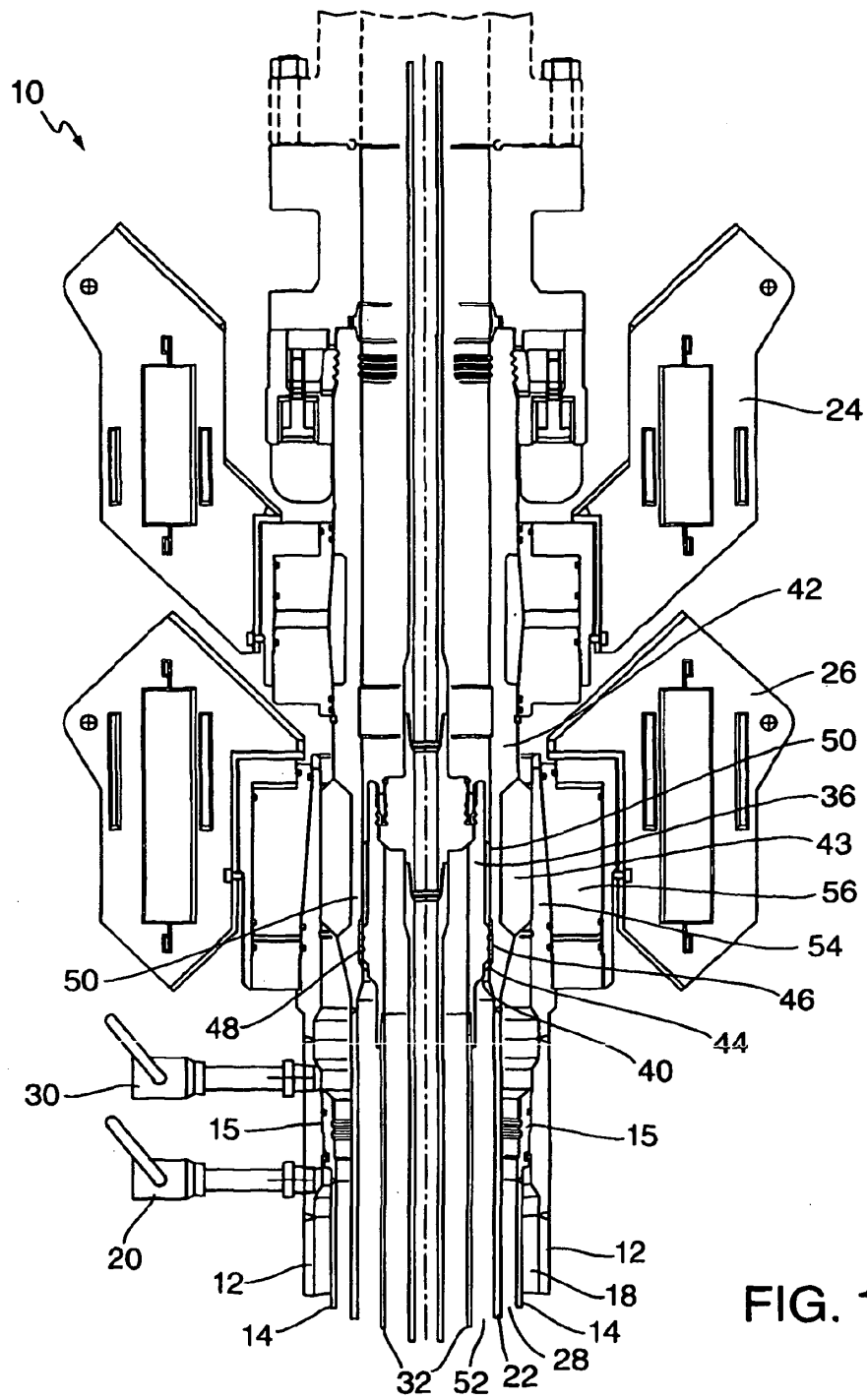


FIG. 1

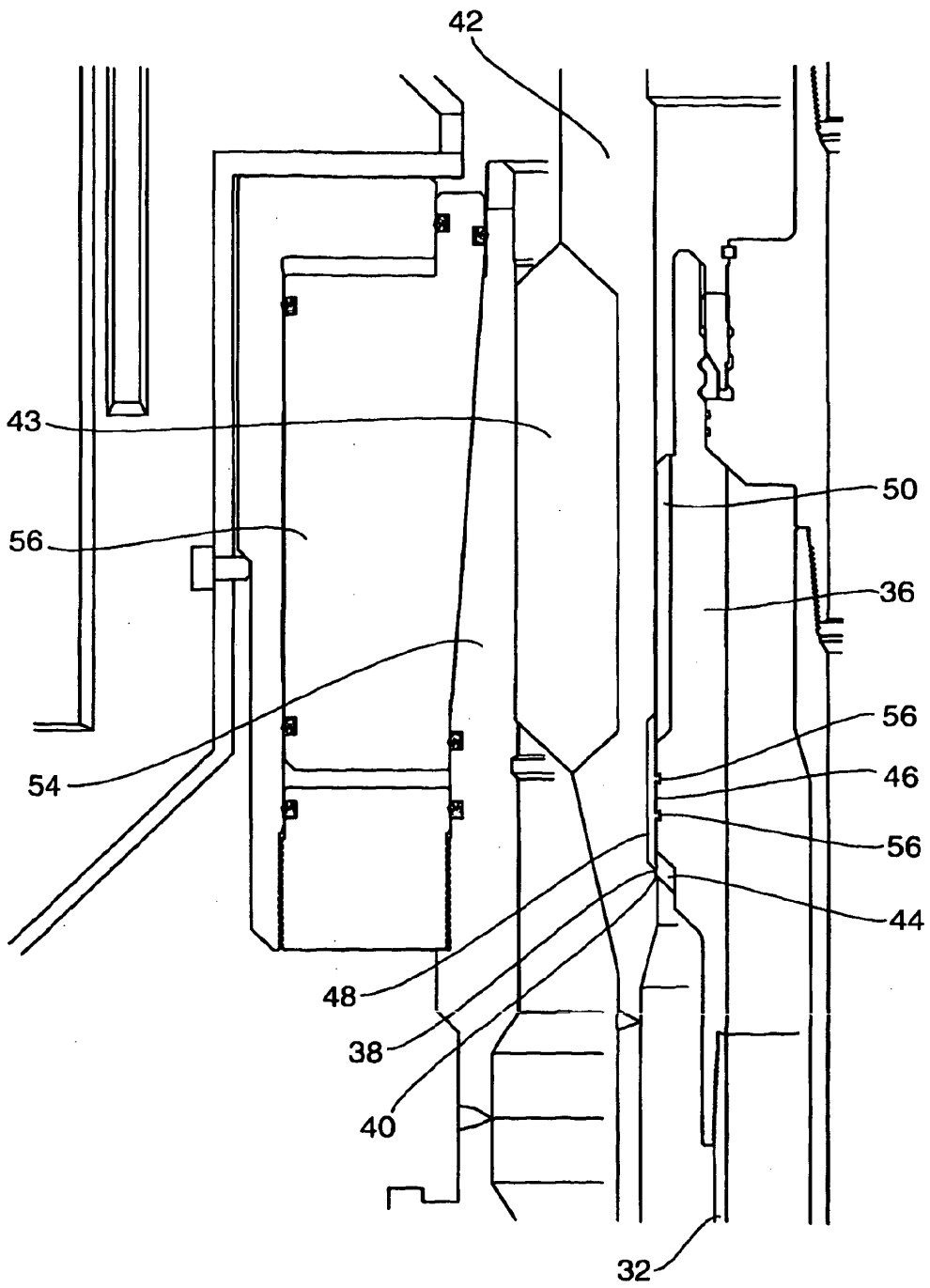


FIG. 2

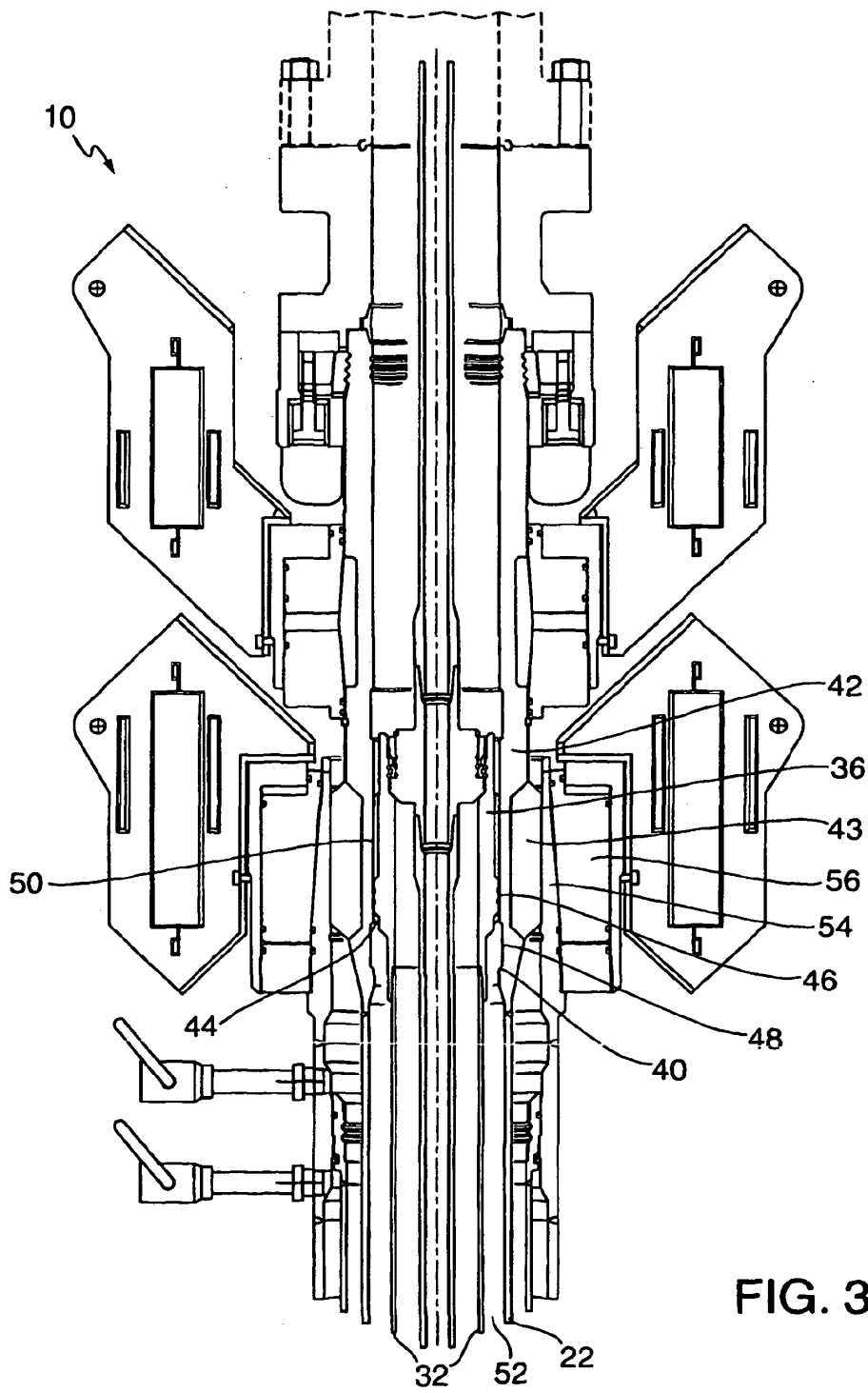


FIG. 3

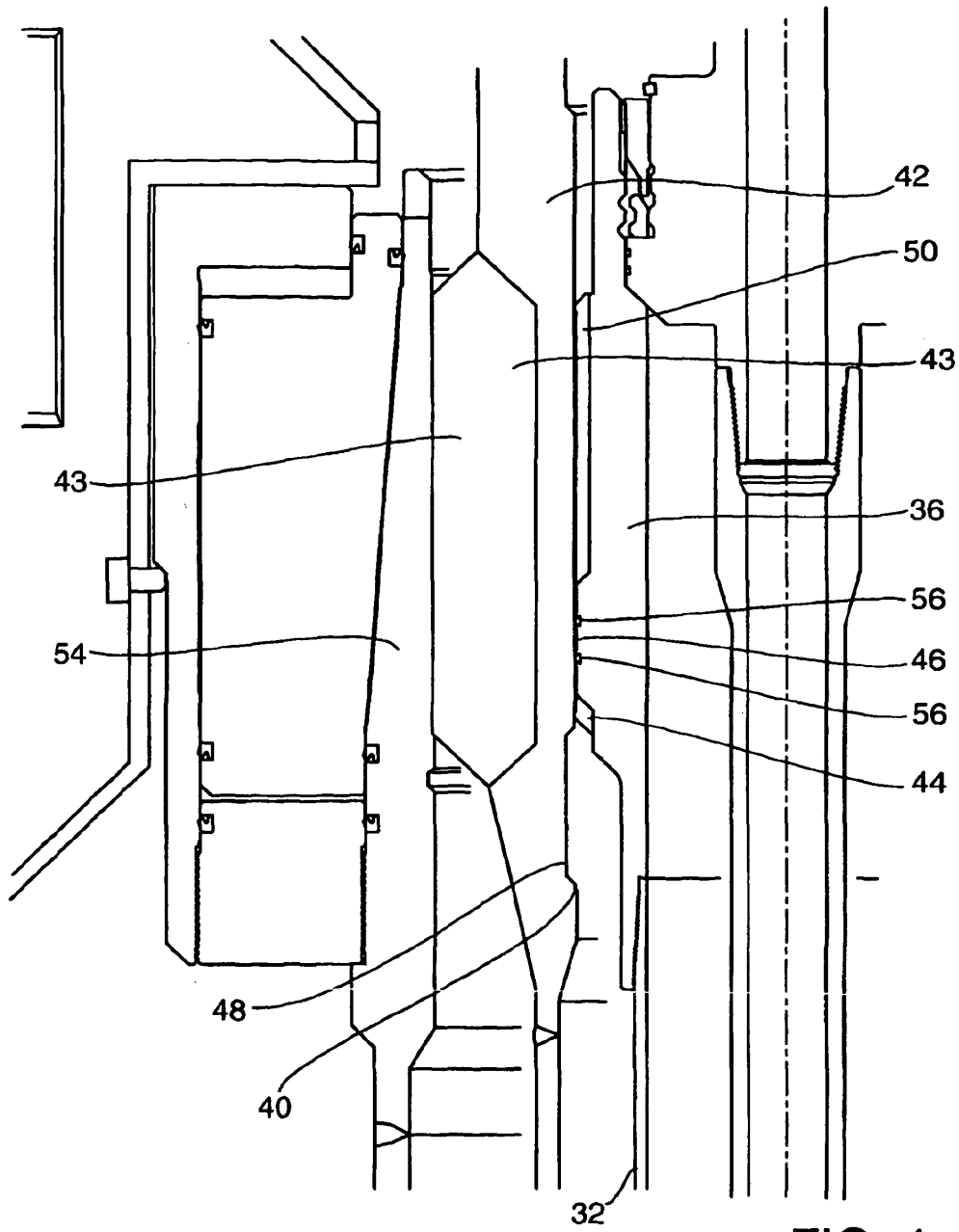


FIG. 4

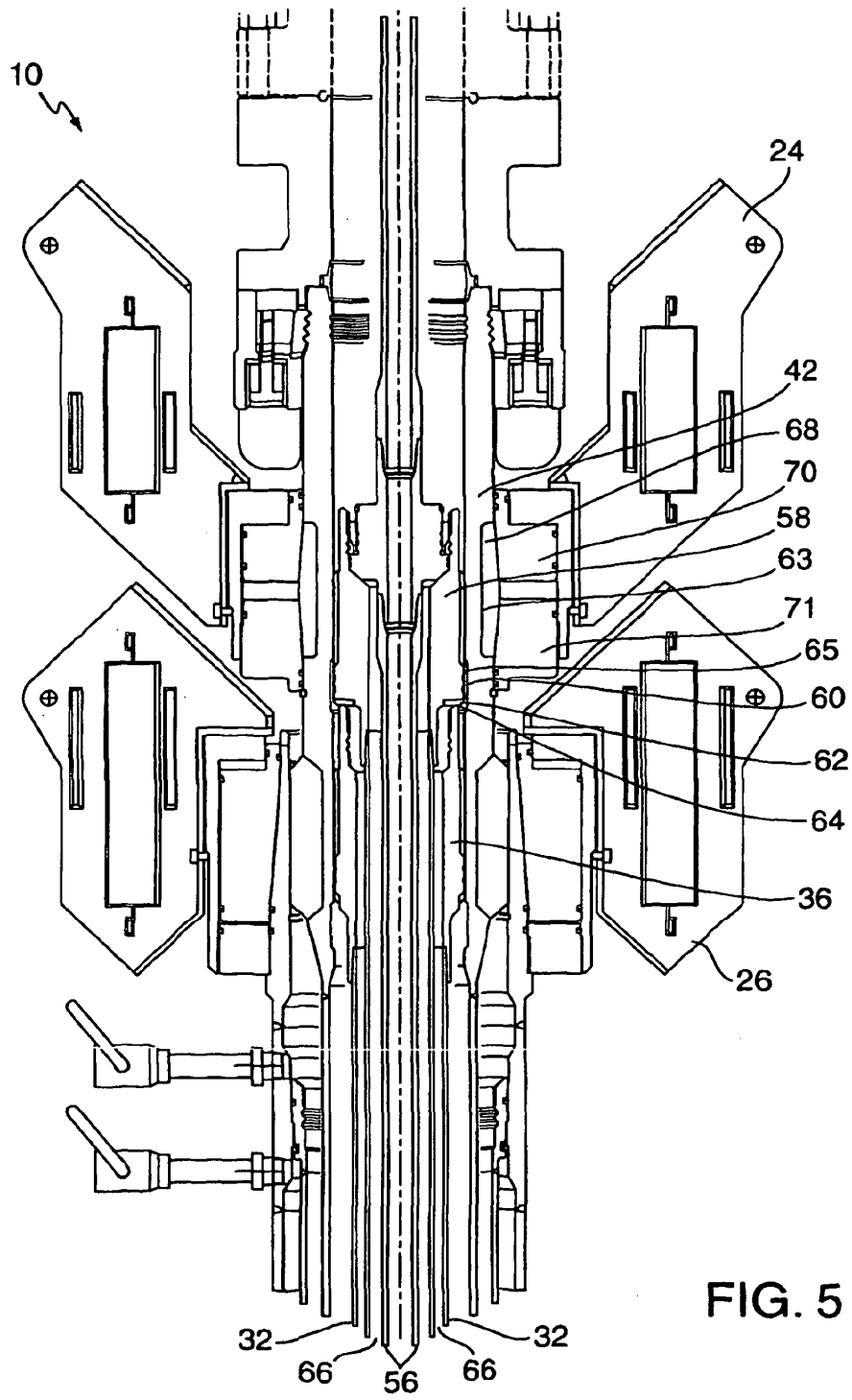
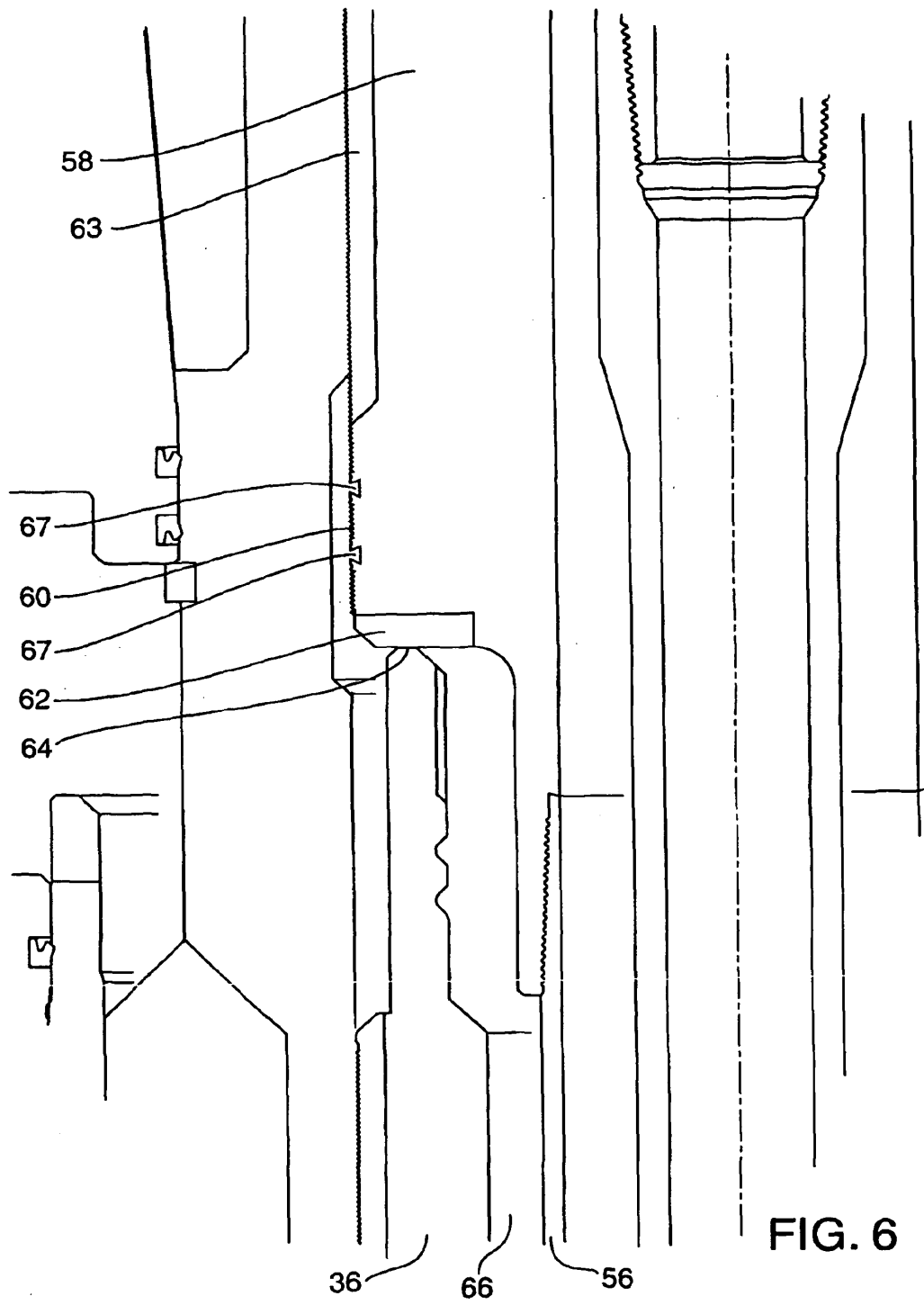


FIG. 5



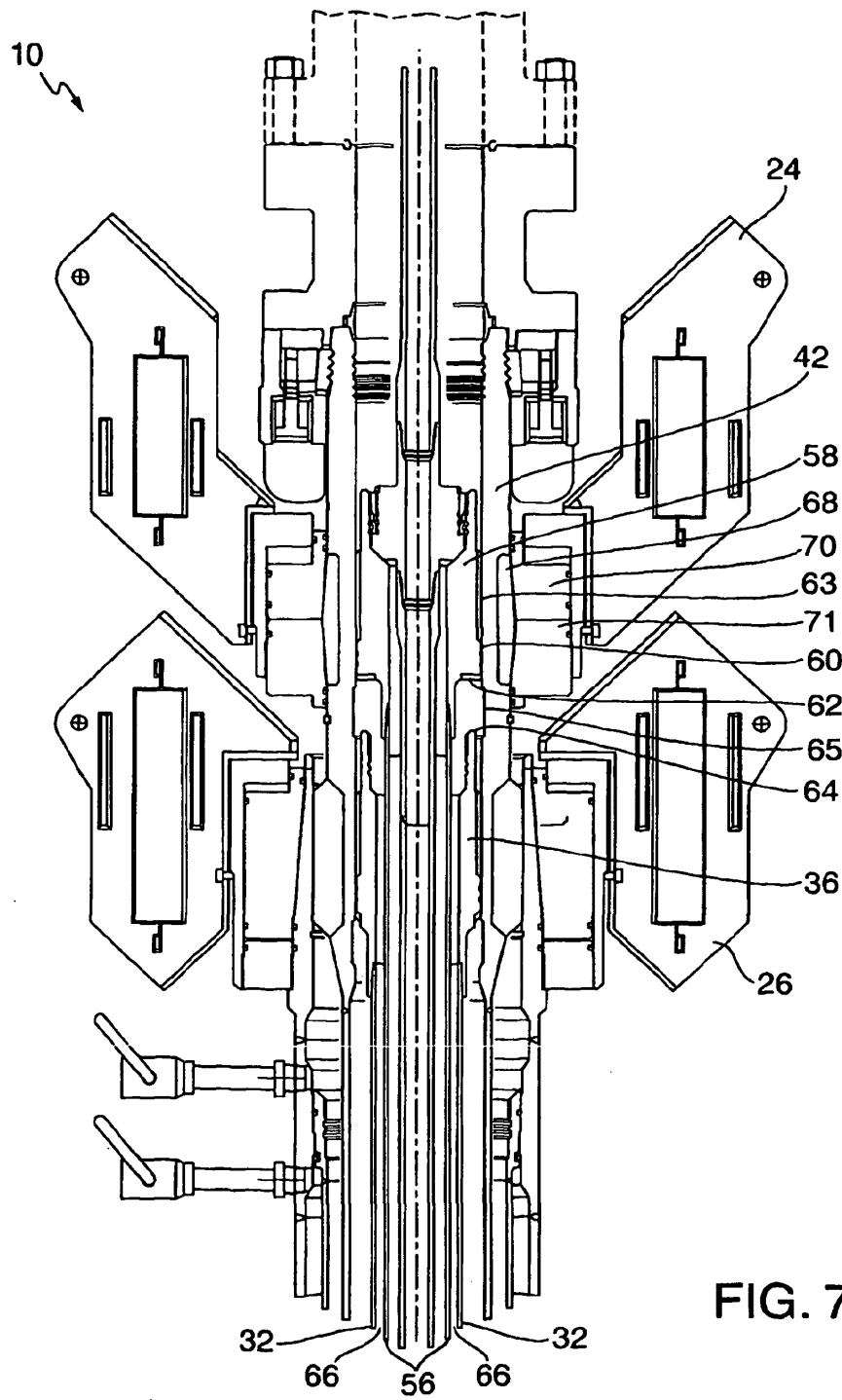
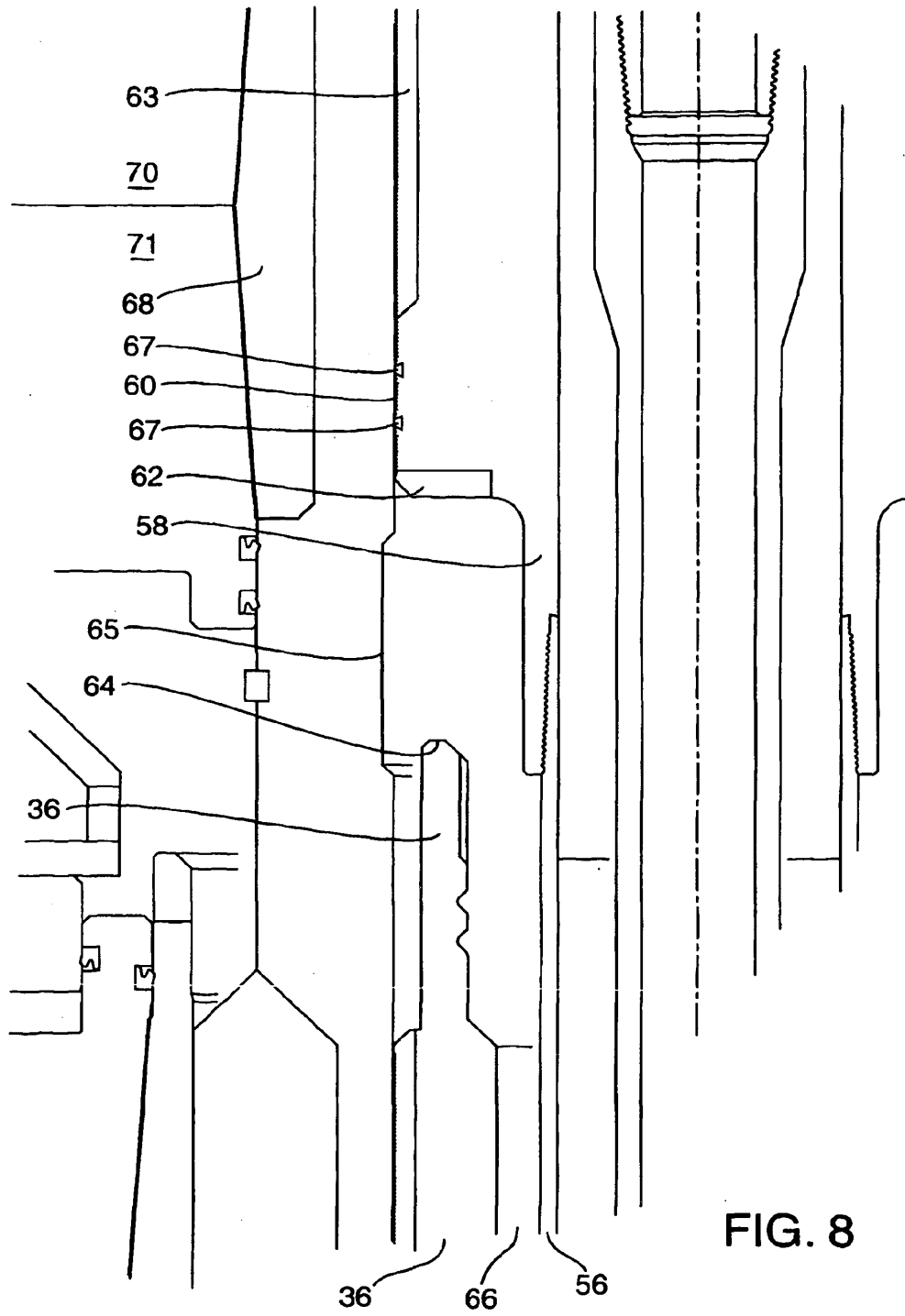
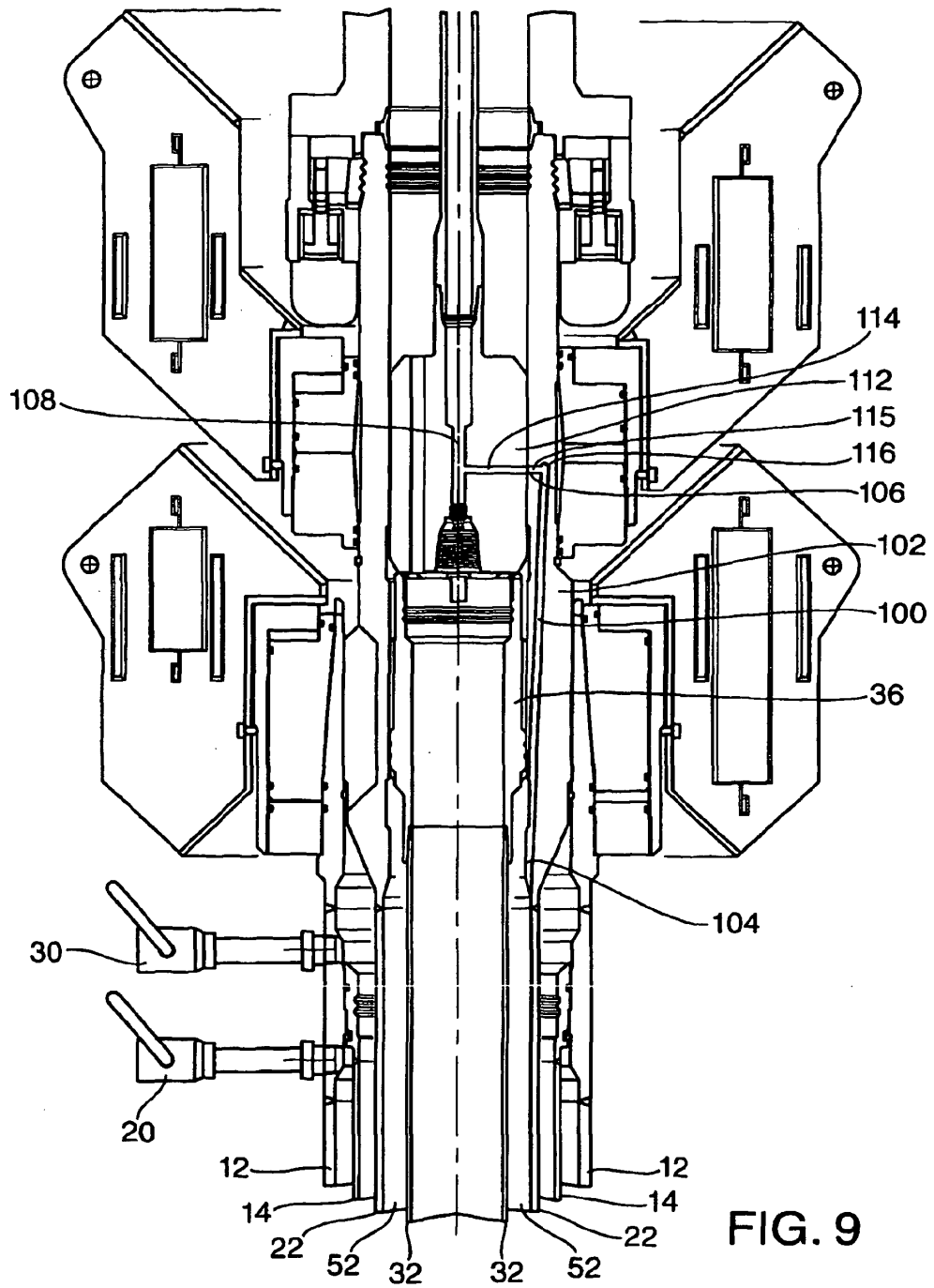


FIG. 7





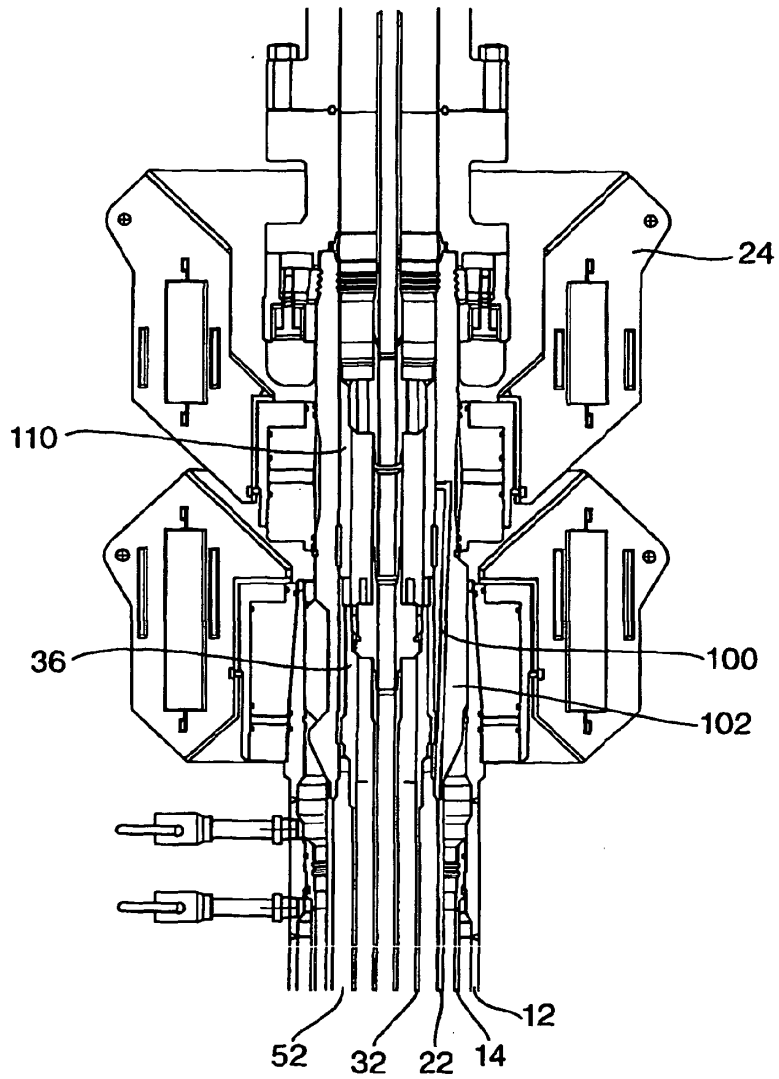


FIG. 10

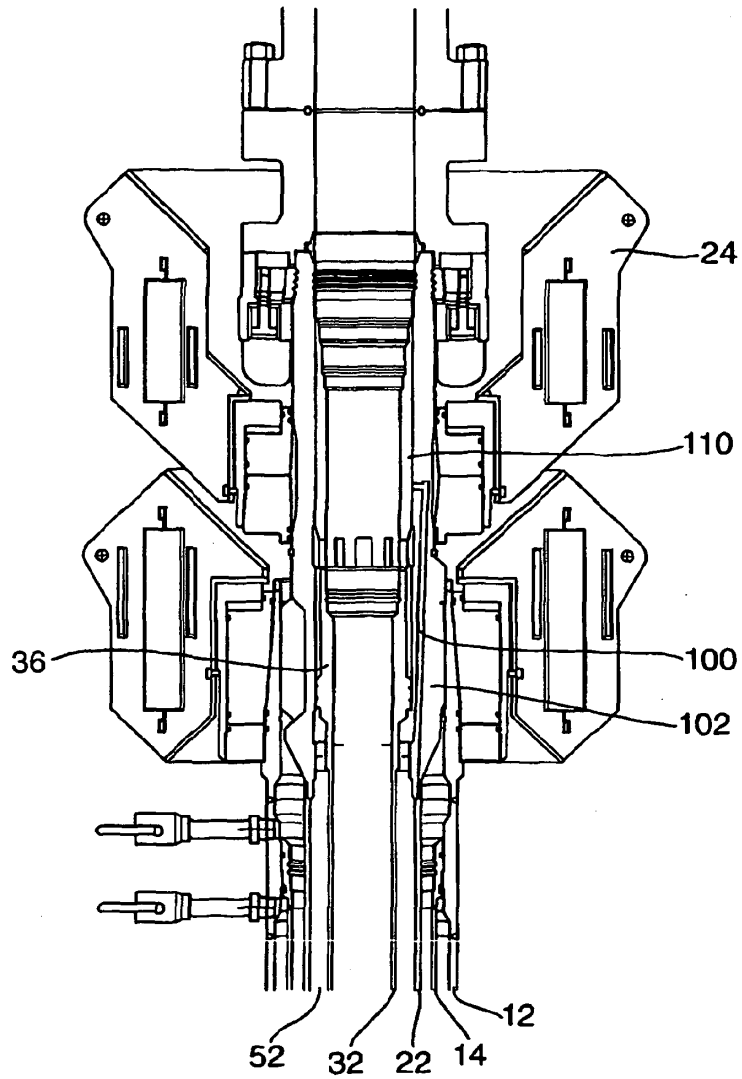


FIG. 11

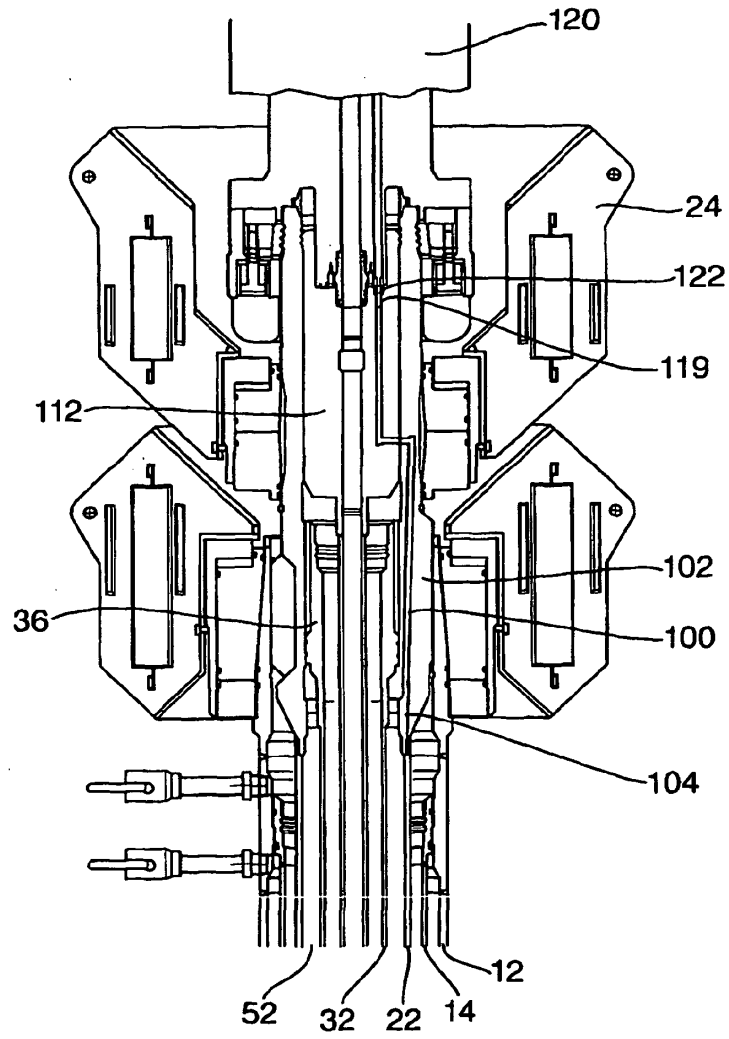


FIG. 12