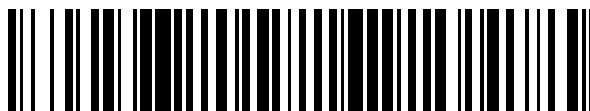


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 527 028**

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 11770497 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.10.2014** **EP 2625372**

54 Título: **Cabezal de pozo submarino que incluye aparato de monitorización**

30 Prioridad:

05.10.2010 GB 201016745

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

19.01.2015

73 Titular/es:

PLEXUS HOLDINGS, PLC. (100.0%)
Plexus House, 1 Cromwell Place
London SW7 2JE, GB

72 Inventor/es:

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

74 Agente/Representante:

LAZCANO GAINZA, Jesús

ES 2 527 028 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 que incluye aparato de monitorización.

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere a un cabezal de pozo submarino que incluye aparato de monitorización, una disposición de aseguramiento que incluye aparato de monitorización para cabezal de pozo submarino y un método para monitorizar un espacio anular de un cabezal de pozo submarino.

10

Antecedentes de la invención

Los pozos en aguas profundas se utilizan con una frecuencia creciente para extraer hidrocarburos. Estos pozos en aguas profundas antes no se consideraban económicamente rentables. Sin embargo, la falta de campos disponibles y fácilmente accesibles ha propiciado importantes avances en la extracción de hidrocarburos mediante pozos en aguas profundas. Sin embargo, estos pozos en aguas profundas todavía tienen muchos problemas y desventajas en comparación con los pozos en aguas de poca profundidad.

15

En los pozos de petróleo y gas convencionales, lo convencional es tener un número de tubos concéntricos o tuberías de revestimiento. La tubería de revestimiento más exterior se asegura y se fija en el suelo y, en particular, se fija dentro del lecho del mar. Las tuberías de revestimiento interiores concéntricas son seguidamente aseguradas, cada una de ellas, dentro de la tubería de revestimiento exterior al ser aseguradas a la siguiente tubería de revestimiento exterior adyacente. Típicamente, una tubería de revestimiento incluye un suspensor en un extremo superior del mismo. El suspensor incluye un collar de resalto externo que se asienta sobre y se acopla con un resalto que sobresale interiormente en la tubería de revestimiento exterior. Por lo tanto, la tubería de revestimiento interior está efectivamente soportada en y "cuelga" de la tubería de revestimiento externo. Una vez posicionado en el resalto, es posible suministrar cemento en el espacio anular definido entre la superficie exterior de la tubería de revestimiento interior y la superficie interior de la tubería de revestimiento externa. Con esto se adhiere la tubería de revestimiento interior a la tubería de revestimiento externa. La tubería de revestimiento externa puede tener una válvula de retorno operable mediante un Vehículo Operado a Distancia situado en o adyacente a la tubería de lodo. A medida que el cemento es bombeado hacia abajo en el interior del espaciado anular el exceso de cemento puede egresar a través de la válvula.

20

25

30

35

Un pozo típico incluirá varias tuberías de revestimiento concéntricas. Por ejemplo, la tubería de revestimiento externa puede ser cementada 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 extraer el exceso de cemento entre la tubería de revestimiento externa y la primera tubería de revestimiento interior del pozo a través de una válvula situada en la tubería de lodo en la tubería de revestimiento externa. Sin embargo, se hace cada vez más difícil de extraer simplemente el exceso de cemento entre las sucesivas tuberías de revestimientos interiores, aunque manteniendo la integridad del cabezal de pozo submarino.

40

45

Además, es preferible tener las tuberías de revestimiento interiores concéntricas trabadas en su posición de manera tal que la tubería de revestimiento no sea izada hacia arriba por cualquier exceso de presión o fuerza producida en el espacio anular que la rodea. Tales conectores de traba en posición pueden ser relativamente difíciles de operar y de manipular ya que los conectores de bloqueo en posición están situados a una gran distancia con respecto a la superficie. Por otra parte, tales disposiciones de bloqueo en posición pueden ser complejas y es posible que no provean ninguna carga axial sobre la sarta de revestimiento.

50

Los sistemas de la técnica anterior pueden incluir múltiples componentes, incluyendo componentes de sellado anulares para crear el sello necesario, componentes de bloqueo para bloquear una sarta de revestimiento de pozo contra un movimiento hacia abajo y también componentes de bloqueo para bloquear la sarta de revestimientos de pozo contra un movimiento hacia arriba. Cada uno de estos componentes requiere una activación o accionamiento que sólo puede producirse mientras están situados en un nivel profundo del mar. Por consiguiente, estos múltiples componentes y sus accionamientos puede ser difíciles y problemáticos.

55

El documento WO03/060279 describe un cabezal de pozo submarino portado que incluye una carcasa de alta presión que incluye un pasaje controlado por una válvula. El pasaje le posibilita a la presión del anillo que rodea las sarts internas intermedias de las tuberías de revestimiento ser monitoreadas en la superficie.

60

Un objeto de la presente invención es el de superar por lo menos uno de los problemas asociados con la técnica anterior a los cuales se hace referencia o no en la presente.

Resumen de la Invención

65

De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención se provee una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor dentro de un cabezal de pozo submarino que comprende primeros medios de monitorización para monitorizar un espacio anular situado por debajo (o en un primer lado de) el suspensor, estando el espacio anular

5 situado entre una superficie externa de una tubería de revestimiento interior y una superficie interior de una tubería de revestimiento externa, comprendiendo los medios de monitorización un manguito asegurable dentro del cabezal de pozo en donde el manguito incluye un pasaje de fluido monitorización que conecta fluidamente el espacio anular a una
 10 abertura de monitorización situada arriba del (o en un segundo lado del) suspensor caracterizado por que la disposición de aseguramiento comprende una disposición de abrazadera para abrazar el suspensor y, en la cual la disposición de abrazadera comprende un collar que tiene una superficie ahusada externamente, la disposición también incluye un componente anular con una superficie ahusada internamente, el collar y el componente anular es axialmente movable de manera relativa entre una primera posición en la cual la superficie ahusada del componente anular no ejerce fuerza radial sobre el collar y una segunda posición en la cual la superficie ahusada del componente anular ejerce suficiente
 15 fuerza radial para deformar el collar hacia el interior para deformar el manguito hacia el interior con el fin de agarrar el suspensor.

15 Preferiblemente los medios de monitorización adicionalmente comprendan un sensor de monitorización situado arriba del (o sobre un segundo lado de) el suspensor.

El manguito puede estar dispuesto para abarcar el suspensor.

20 Preferiblemente el suspensor comprenda una tubería de revestimiento asegurada en un extremo inferior del mismo. La tubería de revestimiento puede estar suspendida del suspensor. Preferiblemente la tubería de revestimiento asegurada desde el suspensor provee la tubería de revestimiento interior, cuya superficie externa define el espacio anular junto con una superficie interior de una tubería de revestimiento externa.
 Preferiblemente el manguito comprenda una sección de una tubería de revestimiento.

25 Preferiblemente el manguito comprenda una tubería de revestimiento asegurada en un extremo inferior del mismo. La tubería de revestimiento puede estar suspendida del manguito. Preferiblemente la tubería de revestimiento asegurada desde el manguito provea la tubería de revestimiento externa, cuya superficie define el espacio anular junto con una superficie externa de una tubería de revestimiento interior.

30 Preferiblemente el manguito esté dispuesto para asegurar el suspensor dentro del cabezal de pozo.

Preferiblemente el manguito comprenda primeros medios de aseguramiento y segundos medios de aseguramiento para asegurar el suspensor en una primera posición y en una segunda posición.

35 Preferiblemente un extremo inferior del manguito esté situado debajo de una superficie de sellado del suspensor en la primera posición y/o en la segunda posición.

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

40 Preferiblemente el pasaje de fluido de monitorización provea un bypass de comunicación fluida para permitir que el fluido sea introducido en, y/o extraído del anillo.

Los medios de monitorización pueden comprender un sensor de fluidos situado arriba del suspensor.

45 Los medios de monitorización pueden comprender un suspensor de monitorización.

El suspensor de monitorización puede comprender un pasaje para el fluido que está alineado con una abertura de un pasaje de fluido de monitorización para el fluido en el manguito y en donde el suspensor de monitorización comprende además un puerto de monitorización para la conexión con medios de comunicación para comunicarse desde el cabezal
 50 de pozo submarino a la superficie.

Preferiblemente los medios de comunicación sean selectivamente acoplables y desacoplables con el puerto de monitorización.

55 Los medios de monitorización pueden comprender un manguito de aislamiento que puede ser asegurado arriba del suspensor y en donde el manguito de aislamiento sella una abertura abierta provista por el pasaje de fluido de monitorización dentro del manguito en la que el suspensor está situado.

60 La disposición de aseguramiento puede incluir una primera disposición de abrazadera para abrazar el suspensor y una segunda disposición de abrazadera para abrazar una parte de los medios de monitorización por encima del suspensor. La segunda disposición de abrazadera puede abrazar un manguito de aislamiento arriba del suspensor. La segunda disposición de abrazadera puede abrazar un suspensor de monitorización arriba del suspensor.

65 La primera disposición de abrazadera y/o la segunda disposición de abrazadera pueden estar dispuestas para ejercer una fuerza radial para deformar el manguito hacia dentro para agarrar el suspensor y/o el manguito de aislamiento y/o el suspensor de monitorización.

Preferiblemente el manguito esté dispuesto, en uso, para situarse entre una superficie interna de una parte de la primera disposición de abrazadera y una superficie externa del suspensor. Preferiblemente el manguito esté dispuesto, en uso, para situarse entre una superficie interna de una parte de la segunda disposición de abrazadera y una superficie externa del manguito de aislamiento o el suspensor de monitorización.

Preferiblemente el pasaje de fluido de monitorización no penetre una tubería de revestimiento del cabezal de pozo.

Preferiblemente el manguito comprenda una sección cilíndrica de una tubería de revestimiento que incluya una superficie interna y una superficie externa.

Preferiblemente el pasaje de fluido de monitorización esté provisto en el manguito e incluya una entrada sobre una superficie interna del manguito, una sección que se extiende y que conecta la entrada a una salida, y estando la salida situada sobre la superficie interna del manguito. Preferiblemente la sección que se extiende se extienda (primariamente) en la dirección longitudinal del manguito. La sección que se extiende puede incluir una sección que se extiende radialmente. La sección que se extiende puede extenderse al mismo tiempo radialmente hacia fuera y longitudinalmente y seguidamente radialmente hacia dentro a lo largo de un radio del manguito.

El pasaje de fluido de monitorización puede proveer medios de reparación para subsanar la acumulación de presión en el espacio anular. Preferiblemente los medios de reparación estén dispuestos para purgar la presión desde el espacio anular. Preferiblemente los medios de reparación estén dispuestos para introducir un fluido de reparación para sellar una parte del espacio anular. Los medios de reparación pueden estar dispuestos, en uso, para reparar la presión sostenida de la tubería de revestimiento (SCP). Los medios de reparación pueden estar dispuestos para purgar la presión, o para introducir un fluido de reparación, tal como lodo de perforación para matar la fuga, o cemento para sellarla.

Preferiblemente los medios de aseguramiento para asegurar el suspensor dentro del cabezal de pozo submarino comprendan primeros medios de aseguramiento para asegurar el suspensor en una primera posición y segundos medios de aseguramiento para asegurar el suspensor en una segunda posición, estando los primeros medios de aseguramiento dispuestos, en uso, para proveer un pasaje de fluido sobre una superficie de sellado exterior del suspensor y al mismo tiempo el suspensor está retenido en la primera posición de manera tal que el fluido pueda fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor, comprendiendo los segundos medios de aseguramiento una disposición de abrazadera a efectos de proveer un sello alrededor del suspensor y al mismo tiempo el suspensor está asegurado en la segunda posición de manera tal que el fluido no pueda fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor.

Preferiblemente los segundos medios de aseguramiento aseguren el suspensor en una primera dirección longitudinal y en una segunda dirección longitudinal, opuesta, a efectos de prevenir el movimiento del suspensor en cualquier dirección longitudinal.

Preferiblemente los segundos medios de aseguramiento provean una carga axial sobre una tubería de revestimiento asegurada debajo del suspensor. Preferiblemente la tubería de revestimiento esté asegurada dentro del pozo mediante cemento.

Preferiblemente los primeros medios de aseguramiento aseguren el suspensor en una dirección longitudinal única y que puedan habilitar el movimiento del suspensor en la segunda dirección longitudinal opuesta.

Preferiblemente los primeros medios de aseguramiento comprendan un resalto de retención que esté dispuesto, en uso, para cooperar con una superficie de retención en el suspensor a efectos de suspender el suspensor en la primera posición.

Preferiblemente el resalto de retención esté provisto sobre una sección de tubo ya suspendida o asegurada dentro del cabezal de pozo.

El resalto de retención puede estar provisto mediante un manguito ya asegurado dentro del cabezal de pozo submarino.

El resalto de retención puede estar provisto mediante un suspensor ya asegurado dentro del cabezal de pozo submarino.

Preferiblemente en la primera posición una superficie de sellado exterior del suspensor esté dispuesta para situarse en una posición longitudinal en la que la superficie de sellado exterior se halla a distancia con respecto a una superficie interior provista en el cabezal de pozo a efectos de definir una trayectoria de flujo anular alrededor de la superficie de sellado exterior.

Los primeros medios de aseguramiento pueden comprender una ranura de pasaje de fluido definida alrededor de una superficie interna de un tubo en el cabezal de pozo.

Los primeros medios de aseguramiento pueden comprender un diámetro agrandado o un manguito interno o tubo en el cabezal de pozo submarino.

El resalto de retención puede estar provisto por una superficie superior de un tubo ya suspendido o asegurado dentro del cabezal de pozo.

Preferiblemente el suspensor comprenda una pluralidad de acanaladuras o nervaduras longitudinales sobre una superficie externa del mismo.

El suspensor puede comprender una pluralidad de nervaduras radiales sobre una superficie anular inferior del mismo.

Preferiblemente una superficie inferior de las acanaladuras o nervaduras longitudinales o nervaduras radiales provea la superficie de retención sobre el suspensor.

Preferiblemente una superficie inferior de las acanaladuras o nervaduras longitudinales está dispuesta en uso para hacer tope y para ser soportada sobre un soporte o superficie de retención en el cabezal de pozo.

Preferiblemente las acanaladuras o nervaduras longitudinales están separadas radialmente alrededor de la circunferencia de la superficie externa del suspensor. Preferiblemente las acanaladuras o nervaduras longitudinales están igualmente separadas alrededor de la circunferencia de la superficie externa del suspensor. Las nervaduras radiales pueden estar separadas radialmente alrededor de la circunferencia de la superficie anular inferior del suspensor. Preferiblemente las nervaduras radiales estén igualmente separadas alrededor de la circunferencia de la superficie anular inferior del suspensor.

Preferiblemente las acanaladuras radialmente adyacentes o nervaduras longitudinales o nervaduras radiales definan un pasaje de fluido entre ellas.

Preferiblemente las acanaladuras o nervaduras longitudinales se extiendan hacia arriba desde una posición inferior hacia una superficie de sellado exterior del suspensor.

El suspensor puede comprender otras acanaladuras o nervaduras longitudinales situadas arriba de la superficie de sellado exterior. Preferiblemente las acanaladuras o nervaduras longitudinales adicionales están alineadas o concuerden mecánicamente con las acanaladuras o nervaduras situadas debajo de la superficie de sellado exterior y que dos conjuntos de acanaladuras o nervaduras longitudinales pueden comprender de manera efectiva un único conjunto que tiene una superficie de sellado exterior situada entre las mismas.

Preferiblemente la superficie de sellado exterior comprende una superficie externa de metal para crear un sello de metal a metal en la segunda posición.

La superficie de sellado exterior puede comprender un sello de anillo en O y preferiblemente comprenda dos sellos de anillo en O longitudinalmente separados sobre la superficie externa del suspensor.

Preferiblemente el pasaje de fluido permita que el cemento fluya hacia arriba desde el espacio anular alrededor del suspensor.

Preferiblemente el suspensor comprenda una tubería de revestimiento asegurado en un extremo inferior del mismo.

Preferiblemente el pasaje de fluido permita que el cemento regrese fluyendo desde el espacio anular alrededor del suspensor y de la tubería de revestimiento suspendida.

Preferiblemente la disposición de aseguramiento permita que el cemento fluya hacia abajo por la tubería de revestimiento y seguidamente hacia arriba alrededor de la superficie externa de la tubería de revestimiento y que los excesos de cemento puedan fluir hacia arriba alrededor del suspensor y hacia arriba desde allí.

Preferiblemente la disposición de aseguramiento impida que un fluido, y en particular un líquido, fluya alrededor del suspensor y al mismo tiempo el suspensor este asegurado en la segunda posición.

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

La disposición inferior de aseguramiento puede comprender primeros medios inferiores de aseguramiento para asegurar un suspensor inferior en una primera posición y segundos medios inferiores de aseguramiento para asegurar el suspensor inferior en una segunda posición, estando los primeros medios inferiores de aseguramiento dispuestos, en uso, para proveer un pasaje de fluido sobre una superficie de sellado exterior del suspensor inferior y al mismo tiempo el suspensor inferior esté retenido en la primera posición de manera tal que el fluido pueda fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor inferior, comprendiendo los segundos medios inferiores de aseguramiento una

disposición de abrazadera inferior a efectos de proveer un sello alrededor del suspensor inferior y al mismo tiempo el suspensor inferior se halla asegurado en la segunda posición de manera tal que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor inferior.

5 La disposición superior de aseguramiento puede comprender primeros medios superiores de aseguramiento para asegurar un suspensor superior en una primera posición y segundos medios superiores de aseguramiento para asegurar el suspensor superior en una segunda posición, estando los primeros medios superiores de aseguramiento dispuestos, en uso, para proveer un pasaje de fluido sobre una superficie de sellado exterior del suspensor superior y al mismo tiempo el suspensor superior esté retenido en la primera posición de manera tal que el fluido puede fluir
10 alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor superior, comprendiendo los segundos medios superiores de aseguramiento una disposición de abrazadera superior a efectos de proveer un sello alrededor del suspensor superior y al mismo tiempo el suspensor superior está asegurado en la segunda posición de manera tal que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor superior.

15 El suspensor superior puede comprender una tubería de revestimiento tubular suspendido de él que está dispuesto, en uso, para situarse dentro de una tubería de revestimiento tubular suspendida del suspensor superior. La disposición inferior de aseguramiento puede estar provista dentro de una carcasa inferior del cabezal de pozo. La disposición superior de aseguramiento puede estar provista dentro de una carcasa superior del cabezal de pozo. La carcasa superior del cabezal de pozo puede estar soportada sobre la carcasa inferior del cabezal de pozo.

20 Preferiblemente los segundos medios de aseguramiento comprendan una disposición de abrazadera para abrazar el suspensor de una primera tubería de revestimiento tubular de pozo en donde la disposición de abrazadera que comprende un collar que tiene una superficie ahusada hacia afuera, y la disposición también comprende un componente anular con una superficie ahusada hacia adentro, siendo el collar y el componente anular relativamente móviles axialmente entre una primera posición en la que la superficie ahusada del componente anular no ejerce ninguna fuerza radial sobre el collar y una segunda posición en la que la superficie ahusada del componente anular ejerce una fuerza radial suficiente para distorsionar el collar hacia dentro para agarrar el suspensor de la primera tubería de revestimiento tubular del pozo.

30 Preferiblemente el componente anular comprende un anillo de compresión.

Preferiblemente el collar comprenda un collar de compresión.

35 El collar de compresión puede tener una ranura que se extiende axialmente provista sobre la periferia externa y preferiblemente el collar de compresión tenga una pluralidad de ranuras que se extienden radialmente alrededor de la periferia externa.

Preferiblemente la tubería de revestimiento tubular del pozo se extienda hacia abajo hacia un campo y/o en el lecho del mar.

40 Preferiblemente la disposición incluya un manguito que está dispuesto, en uso, para situarse entre una superficie interior del collar y superficies externas del suspensor.

45 Preferiblemente el manguito esté dispuesto, en uso, para ser conectado a un extremo superior hacia una tubería de revestimiento de superficie que se extiende hacia arriba hacia la superficie del mar.

Preferiblemente el manguito esté dispuesto, en uso, para ser conectado a un extremo inferior a una tubería de revestimiento de superficie que se extiende hacia abajo o hacia un campo y preferentemente debajo de la tubería de lodo.

50 Preferiblemente el manguito comprenda un manguito de compresión.

Preferiblemente la disposición incluya medios de movimiento para mover el componente anular con respecto al collar. Preferiblemente los medios de movimiento comprendan medios de movimiento hidráulicos.

55 Los medios de movimiento pueden comprender una cámara entre el componente anular y el componente superior de carcasa de abrazadera y la cámara puede ser presurizada para empujar el componente anular para que se aleje del componente superior de carcasa de abrazadera. La disposición de abrazadera puede comprender medios para la introducción de fluido hidráulico para introducir fluido hidráulico en la cámara a efectos de empujar el componente anular para que se aleje del componente superior de carcasa de abrazadera.

60 Los medios de movimiento pueden comprender un pistón. Preferiblemente los medios de movimiento comprendan una pluralidad de pistones. Preferiblemente los pistones están dispuestos radialmente alrededor del componente anular.

65 El pistón, o cada pistón, pueden estar montados en una carcasa de abrazadera y preferiblemente sobre un componente superior de carcasa de abrazadera. Preferiblemente el componente superior de carcasa de abrazadera está montado en

un extremo inferior de un conductor que se extiende hacia arriba hacia la superficie del mar. El pistón, o cada pistón, puede estar dispuesto de manera de extenderse hacia abajo desde la carcasa de abrazadera y para mover el collar hacia abajo de manera que se aleje de la carcasa de abrazadera.

5 El manguito es preferiblemente un componente que puede estar enroscado sobre una tubería de revestimiento o que puede estar situado en un área de ubicación y recepción adecuada sobre la tubería de revestimiento.

10 La disposición de abrazadera puede comprender medios de bloqueo para bloquear el componente anular en la segunda posición. Los medios de bloqueo pueden comprender un miembro de bloqueo que se acopla en una entrante de bloqueo provisto en un componente inferior de carcasa de abrazadera. Preferiblemente los medios de bloqueo comprenden una pluralidad de miembros de bloqueo.

El miembro de bloqueo puede comprender un dedo de bloqueo.

15 El dedo de bloqueo puede comprender un componente elástico que es inherentemente empujado a un acoplamiento con la entrante de bloqueo o cuando el componente anular llega a la segunda posición.

20 Los medios de bloqueo pueden comprender medios para liberar el bloqueo. Preferiblemente los medios para la liberación del bloqueo están dispuestos para desacoplar el o cada miembro de bloqueo desde la entrante de bloqueo.

Los medios para la liberación del bloqueo pueden comprender medios de movimiento para mover el miembro de bloqueo para que se desacople de la entrante de bloqueo. Los medios para la liberación del bloqueo pueden comprender un pistón y preferiblemente comprenden un pistón hidráulico.

25 La disposición de abrazadera puede comprender medios para el movimiento de regreso para mover el componente anular desde la segunda posición hacia la primera posición. En particular, los medios para el movimiento de regreso pueden ayudar en la liberación de la fuerza de abrazadera desde entre el componente anular y el collar.

30 Preferiblemente los medios para el movimiento de regreso comprenden una cámara entre el componente anular y el componente inferior de carcasa de abrazadera, y la cámara puede estar presurizada para empujar el componente anular para que se aleje del componente inferior de la carcasa de abrazadera.

35 Los medios para el movimiento pueden comprender un pistón. Preferiblemente los medios para el movimiento comprenden una pluralidad de pistones. Preferiblemente los pistones están dispuestos radialmente alrededor del componente anular.

40 El o cada pistón puede estar montado sobre un componente inferior de carcasa de abrazadera. Preferiblemente el componente inferior de carcasa de abrazadera está montado en un extremo superior de un conductor que se extiende hacia abajo alejándolo de la superficie del mar y/o debajo de la tubería de lodo. El o cada pistón puede estar dispuesto para extenderse hacia arriba desde el componente inferior de carcasa de abrazadera y para mover el collar hacia arriba de manera que se aleje del componente inferior de carcasa de abrazadera.

Preferiblemente la disposición de abrazadera comprende una disposición de abrazadera submarina.

45 Preferiblemente el cabezal de pozo submarino provee un pozo que se extiende en una dirección longitudinal desde un primer extremo superior hacia un segundo extremo inferior.

50 Preferiblemente los segundos medios de aseguramiento al mismo tiempo crean un sello de metal a metal para una sarta de tubería de revestimiento suspendido del suspensor y al mismo tiempo crean un mecanismo de bloqueo en posición para impedir tanto el movimiento hacia arriba como el movimiento hacia abajo, de la sarta de tubería.

55 De acuerdo con un segundo aspecto de la presente invención se suministra un cabezal de pozo submarino que incluye una disposición de aseguramiento para asegurar el suspensor dentro del cabezal de pozo submarino, la disposición de aseguramiento está de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

60 De acuerdo con un tercer aspecto de la presente invención se suministra un método para monitorizar un espacio anular situado por debajo de un suspensor de un cabezal de pozo submarino, el método comprende asegurar un manguito dentro del cabezal de pozo submarino en donde el manguito incluye un pasaje de fluido de monitorización para que de manera fluida conecta, el espacio anular a una abertura de monitorización situada arriba del suspensor, estando el espacio anular situado entre una superficie externa de una tubería de revestimiento interior y una superficie interna de una tubería de revestimiento externo caracterizada por abrazar el suspensor dentro de la disposición de aseguramiento, la disposición de aseguramiento comprende un collar que tiene una superficie ahusada externamente, la disposición también incluye un componente anular con una superficie ahusada internamente, el collar, el método comprende mover axialmente el componente anular con relación al collar entre una primera posición en la cual la superficie ahusada del
65 componente anular no ejerce fuerza radial sobre el collar y una segunda posición en la cual la superficie ahusada del

componente anular ejerce suficiente fuerza radial para deformar el collar hacia adentro para deformar el manguito hacia adentro con el fin de agarrar el suspensor.

Preferiblemente el método comprende detectar un parámetro del espacio anular con medios de detección situados arriba del suspensor.

El método puede comprender asegurar un suspensor dentro de un cabezal de pozo submarino que comprende asegurar el suspensor en una primera posición con primeros medios de aseguramiento y que provee un pasaje de fluido sobre una superficie de sellado exterior del suspensor y al mismo tiempo el suspensor es retenido en la primera posición de manera tal que el fluido puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor, comprendiendo el método mover el suspensor desde la primera posición a una segunda posición y asegurar el suspensor en la segunda posición con segundos medios de aseguramiento y abrazar el suspensor a efectos de proveer un sello alrededor del suspensor y al mismo tiempo el suspensor es asegurado en la segunda posición de manera tal que el fluido no puede fluir alrededor de la superficie de sellado exterior del suspensor.

Breve descripción de los dibujos

A continuación se describe la presente invención a título de ejemplo solamente, y haciendo referencia a los siguientes dibujos, en los que:

La Figura 1 es una sección transversal de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización y con una primera disposición de abrazadera en una primera posición.

La Figura 2 es una vista detallada de una parte de una realización preferida de una primera disposición de abrazadera en una primera posición dentro de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización.

La Figura 3 es una vista en sección transversal de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización y con una primera disposición de abrazadera en una segunda posición.

La Figura 4 es una vista detallada de una parte de una realización preferida de una primera disposición de abrazadera en una segunda posición dentro de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización.

La Figura 5 es una vista en sección transversal de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización y con una segunda disposición de abrazadera en una primera posición y una primera disposición de abrazadera en una segunda posición.

La Figura 6 es una vista detallada de una parte de una realización preferida de una segunda disposición de abrazadera en una primera posición dentro de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin medios de monitorización.

La Figura 7 es una vista en sección transversal de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización y con una segunda disposición de abrazadera en una segunda posición y una primera disposición de abrazadera en una segunda posición.

La Figura 8 es una vista detallada de una parte de una realización preferida de una segunda disposición de abrazadera en una segunda posición dentro de una realización preferida de un cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización.

La Figura 9 es una vista en sección transversal de una realización de un cabezal de pozo submarino con disposiciones de abrazadera primera y segunda junto con medios para la monitorización del espacio anular en una configuración de reparación.

La Figura 10 es una sección transversal de una realización de un cabezal de pozo submarino con medios de abrazadera primera y segunda con un manguito que provee un pasaje de monitorización y con un manguito de aislamiento y un suspensor en una posición inferior asegurada.

La Figura 11 es una vista en sección transversal de otra realización de un cabezal de pozo submarino con medios de abrazadera primero y segundo con un manguito que provee un pasaje de monitorización y con un manguito de aislamiento y un suspensor en una posición superior asegurada.

La Figura 12 es una sección transversal de otra realización de un cabezal de pozo submarino con medios de abrazadera primero y segundo con un suspensor de monitorización alineado con un manguito que provee un pasaje de monitorización estando los medios de monitorización en una configuración de producción.

Descripción detallada

Seguidamente se describe la presente invención, e inicialmente se describirá con detenimiento la realización preferida del cabezal de pozo submarino sin los medios de monitorización. La presente invención que incluye los medios de monitorización será seguidamente descrita con referencia al cabezal de pozo que habrá sido descrita completamente.

Tal como se muestra en la Figura 1, un cabezal de pozo 10 comprende un número de tubería de revestimiento concéntrico suspendido de él. En particular, un conductor 12 abarca una tubería de revestimiento intermedio 14 y en una realización en particular de 91,4 cm. (36"), el conductor 12 comprende una sarta de tubería de revestimiento de 71,1 cm (28") 14. La sarta de tubería 14 de 71,1 cm (28") incluye un suspensor 15 en su extremo superior que de manera efectiva suspende la sarta de tubería 14 71,1 cm (28") desde el conductor 12. El conductor 12 tiene una primera carcasa de cabezal de pozo 26 en un extremo superior del mismo. La formación del pozo incluye hacer pasar cemento hacia abajo a través de la sarta de tubería 14 de 71,1 cm (28") y este cemento seguidamente fluye hacia arriba entre la superficie interior del conductor 12 y la superficie externa de la sarta de tubería 14 de 71,1 cm (28") en el espacio anular 18 definido entre ambos. Una válvula 20 permite que "los retornos de cemento" fluyan afuera del espacio anular 18 a medida que el cemento desplaza dicho fluido. La válvula 20 comprende una válvula inferior 20 operada por un ROV (vehículo operado a distancia) sub de suspensor de 71,1 cm de 28". Los "retornos de cemento" pueden comprender predominantemente fluido de perforación.

La sarta de tubería de 71,1 cm. (28") cubre una sarta de tubería 22 de 55,9 cm. (22"), que está suspendida de una segunda carcasa de cabezal de pozo 24. Nuevamente, se hace pasar cemento a lo largo y hacia abajo de la sarta de tubería 22 de 55,9 cm. (22"), y después fluye hacia arriba alrededor de la superficie externa de la sarta de tubería 22 de 55,9 cm. (22"), y la superficie interna de la sarta de tubería 14 de 71,1 cm. (28") y al interior del espacio anular definido entre ambos. Nuevamente, una válvula 30 permite que "los retornos de cemento" fluyan saliendo del espacio anular 28 a medida que el cemento desplaza dicho fluido. Esta segunda válvula 30 comprende una válvula superior 30 operada mediante ROV sub de suspensor de 71,1 cm de (28").

La presente invención se refiere primariamente al aseguramiento de las sartas de tubería interior 32, 34 situadas dentro de la sarta de tubería intermedia 22 de (22").

La primera sarta de tubería interior 32 comprende una sarta de tubería 32 de 34 cm. (13 3/8"). En la presente invención, la primera sarta de tubería interior 32 se hace pasar hacia abajo a través de la sarta de tubería intermedia 22. La primera tubería de revestimiento interior 32 tiene un suspensor en su extremo superior. El suspensor incluye una superficie de tope alrededor de su periferia. La superficie de tope 38 está dispuesta para acoplarse en, y para ser retenida sobre, un resalto de retención 40 que sobresale hacia adentro desde el incubado intermedio 22 o específicamente un manguito 42 situado en el extremo superior de la sarta de tubería intermedia 22. Esta posición corresponde a una primera posición de aseguramiento para la primera sarta de tubería interior 32.

En particular, el suspensor 36 de la primera tubería de revestimiento interior 32 incluye acanaladuras 44 o nervaduras longitudinales alrededor de la circunferencia. Estas acanaladuras 44 o nervaduras longitudinales pueden posicionarse y solamente se extienden por una parte de la extensión longitudinal del primer suspensor 36. En particular, estas acanaladuras 44 o nervaduras longitudinales solamente se extienden en una parte de la porción inferior del suspensor 36. Los extremos inferiores de las acanaladuras 44 o de las, nervaduras longitudinales proveen la superficie de tope 38 sobre la cual se soporta el suspensor 36 sobre el resalto de retención 40.

Directamente por arriba de las acanaladuras 44 o de las nervaduras longitudinales, el suspensor 36 comprende una superficie de sellado exterior 46 que se extiende alrededor de su periferia completa. La extensión radial exterior de las acanaladuras 44 o de las 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 sitúa adyacente a una ranura 48 situada sobre la pared interna de la tubería de revestimiento intermedio 22 o del manguito 42.

El suspensor 36 también comprende acanaladuras 50 o nervaduras longitudinales que se extienden longitudinalmente hacia arriba desde la superficie de sellado exterior 46. Estas acanaladuras 50 o nervaduras longitudinales están separadas a iguales distancias alrededor de la circunferencia del suspensor 36. Estas acanaladuras superiores 50 o nervaduras longitudinales se alinean con las acanaladuras inferiores 44 o nervaduras longitudinales, estando la superficie de sellado exterior 46 situada entre ambas.

Como se muestra en la Figuras 1 y 2, cuando el suspensor 36 de la primera tubería de revestimiento interior 32 está soportado sobre el resalto de retención 40, las acanaladuras inferiores 44 proveen un pasaje para el fluido que permite que el fluido fluya hacia arriba desde entre la tubería de revestimiento intermedio 22 y la primera tubería de revestimiento interior 32. Este fluido puede seguidamente fluir hacia arriba entre la superficie de sellado exterior 46 y la tubería de revestimiento intermedio 22 o manguito 42 provisto por la porción de ranura 48. El fluido puede seguidamente pasar a través de los pasajes provistos en las acanaladuras superior 50 o nervaduras longitudinales, y el fluido puede continuar fluyendo hacia arriba a través de una tubería de revestimiento tubular hacia la superficie.

Ese pasaje para fluido continuo alrededor de la primera tubería de revestimiento interior 32 mientras la primera tubería de revestimiento interior 32 está suspendida, provee un pasaje para "los retornos de cemento" para que fluyan hacia arriba de regreso a la superficie sin necesidad de válvulas operadas a distancia.

5 Por lo tanto, estando la primera tubería de revestimiento interior 32 asegurada en la primera posición de manera tal que los extremos inferiores de las acanaladuras 44 o de las nervaduras longitudinales están descansando sobre la superficie superior del resalto 40, puede hacerse pasar el cemento hacia abajo a través de la primera tubería de revestimiento interior 32 a efectos de que el cemento fluya hacia arriba en la separación anular 52 provista entre la superficie externa de la primera tubería de revestimiento interior 32 y la superficie interna de la tubería de revestimiento intermedio 22. El
10 fluido que es desplazado por el cemento produce "retornos de cemento", y este fluido seguidamente fluye a través de las acanaladuras inferiores 44, alrededor de la superficie sellante externa 46, hacia arriba a través de las acanaladuras superiores 50 y finalmente, "retornos de cemento" pueden fluir hacia la superficie a través de una sarta de tubería tubular que se extiende desde el cabezal de pozo 10 hacia la superficie.

15 Tal como se muestra en las Figuras 3 y 4, una vez cementado, la primera sarta interior de tubería 32 es izada hasta que la superficie sellante externa 46 está situada adyacentemente a los primeros medios de aseguramiento. El izado del suspensor 36 y de la primera sarta de tubería interior 32 puede ser un simple movimiento ascendente solamente que puede ser calibrado haciendo referencia a un punto de referencia en particular. En un ejemplo, el movimiento puede utilizar como referencia un punto de índice provisto por una parte del dispositivo para impedir una erupción.

20 Los segundos medios de aseguramiento comprenden una disposición de abrazadera que comprende un collar 54 que tiene una superficie externamente ahusada que coopera con un componente anular en la forma de un anillo de compresión 56. El anillo de compresión 56 puede moverse axialmente con respecto al collar de compresión 54 de manera tal que las superficies ahusadas cooperantes crean una fuerza dirigida hacia adentro que comprime el manguito 42 sobre la superficie sellante externa 46. La fuerza generada por el movimiento axial relativo del anillo de compresión 56 con respecto al collar de compresión 54 forma un sello de metal a metal entre el manguito 42 y el suspensor 36 de la
25 primera tubería de revestimiento interior 32. El manguito 42 puede incluir una serie de acanaladuras 43 o aletas o nervaduras longitudinales alrededor de su circunferencia externa a efectos de colaborar en la fuerza de compresión generada por la compresión del manguito 42. Las acanaladuras 43 incrementan del diámetro exterior del manguito en el lugar dentro de la disposición de abrazadera.

Además, el movimiento del suspensor 36 desde la primera posición a la segunda posición crea una carga axial sobre la primera sarta de tubería 32 y la disposición de abrazadera mantiene o conserva esta carga axial dentro de la primera sarta de tubería 32.

35 La superficie sellante externa 46 del suspensor 36 crea un sello de metal a metal entre el suspensor 36 y el manguito 42. La superficie sellante externa 46 también puede comprender dos anillos en "O" 56 situados separados longitudinalmente entre sí sobre la superficie sellante externa 46, para crear un sello de alto grado.

40 La disposición de abrazadera abraza el suspensor 36 y por lo tanto la primera sarta de tubería interior 32 para impedir cualquier movimiento longitudinal de la primera sarta de tubería interior 32. En particular, la disposición de abrazadera impide que el peso actuante sobre la sarta 32 hale la primera tubería de revestimiento interior 32 hacia abajo. Además, la disposición de abrazadera también impide que cualquier presión ascendente generada en el espacio anular 52 que rodea la primera sarta de tubería interior 32 mueva la primera sarta de tubería interior 32 hacia arriba. Por lo tanto, la
45 primera sarta de tubería interior 32 se mantiene hermética con un sello de metal a metal y la primera sarta de tubería 32 se mantiene con una carga axial.

La disposición de abrazadera sencilla crea un sello de metal a metal y también impide el movimiento de la sarta de tubería 56 hacia abajo, y también impide el movimiento de la sarta de tubería 56 en una dirección ascendente.

50 Tal como se muestra en las Figuras 5 a 8, la disposición de cabezal de pozo incluye una segunda carcasa de cabezal de pozo 24 que está situada arriba de la primera carcasa de cabezal de pozo 26. La segunda carcasa de cabezal de pozo 24 incluye unos segundos medio de aseguramiento para asegurar una segunda sarta de tubería interior 56 dentro de la primera sarta de tubería interior 32, en una disposición similar.

55 La segunda sarta de tubería interior 56 comprende una sarta de tubería 56 de 24,4 cm. (9 5/8"). La segunda sarta de tubería interior 56 incluye un suspensor 58 en su extremo superior. El suspensor 58 comprende una superficie sellante externa 60 definida alrededor de su periferia externa que está dispuesta para crear un sello de metal con metal con el manguito 42.

60 Nuevamente, el suspensor 58 está dispuesto para ser soportado en una primera posición mientras provee un pasaje para los fluidos que permite que el "retorno de cemento" fluya hacia arriba a través de una sarta de tubería hacia la superficie.

65 El segundo suspensor 58 incluye nervaduras que se extienden radialmente 62 o acanaladuras definidas como la superficie de tope inferior del suspensor 58. El segundo suspensor 58 queda retenido en una primera posición a medida

que la superficie del tope inferior 62 del suspensor 58 hace tope con un resalto de retención 64 o superficie provista por el primer suspensor 36.

Dado que la superficie de tope inferior 62 del segundo suspensor 58 comprende acanaladuras o nervaduras 62, este medio de soporte provee una pluralidad de pasaje para el fluido.

La superficie sellante externa 60 del segundo suspensor 58 está dispuesta para situarse en un diámetro agrandado 65 o ranura del manguito 42 de manera tal que el fluido pueda pasar entre la superficie sellante externa 60 y el manguito 42 mientras el suspensor 58 queda retenido en la primera posición.

En esta primera posición, el cemento puede fluir hacia abajo por la segunda sarta de tubería interior 56 y seguidamente fluye hacia arriba en el espacio anular 66 entre la superficie externa de la segunda sarta de tubería interior 56 y la superficie interna de la primera sarta de tubería interior 32. A medida que el cemento ingresa en este espacio anular 66, el cemento desplaza el fluido situado en el mismo el que seguidamente puede fluir hacia arriba entre las acanaladuras 62 o nervaduras del suspensor 58 y alrededor de la superficie sellante externa 60 del segundo suspensor 58. El fluido seguidamente fluye hacia arriba entre las acanaladuras externas superiores 63 o nervaduras longitudinales provistas en el segundo suspensor 58 por arriba de la superficie sellante externa 60. Los "retornos de cemento" pueden entonces fluir hacia arriba hacia la superficie.

Una vez que el cemento se ha curado, el segundo suspensor 58 y la segunda sarta de tubería interior asociada 56 pueden ser izadas hacia arriba a efectos de que la superficie sellante externa 60 del segundo suspensor 58 se sitúe adyacentemente a y dentro de, un segundo medio de aseguramiento que comprende una disposición de abrazadera.

La disposición de abrazadera comprende un collar de compresión 68 que incluye superficies ahusadas hacia afuera. Dos anillos de compresión 70, 71, que incluyen respectivas superficies ahusadas hacia adentro, están dispuestos para situarse alrededor de las superficies ahusadas del collar de compresión 68. Estos anillos de compresión 70, 71 pueden ser movidos el uno hacia el otro y por sobre las superficies externamente ahusadas del collar de compresión 68. Este movimiento relativo hace que el collar de compresión 68 se comprima y deforme el manguito 42 hacia adentro de manera tal que el diámetro interno del manguito 42 disminuye y de manera efectiva oprima el segundo suspensor 58. En particular, esta fuerza dirigida hacia adentro crea un sello de metal a metal entre la superficie sellante externa 60 del segundo suspensor 58 y la superficie interna del manguito 42.

Las superficies sellantes 60 incluyen dos sellos de anillo en "O", 67, para ayudar en el sello creado por la fuerza de abrazadera.

La disposición de abrazadera crea un sello de metal a metal y también impide el movimiento de la sarta de tubería 56 hacia abajo y así mismo impide el movimiento de la sarta de tubería 56 en una dirección ascendente.

Tal como se muestra en las Figuras 7 y 8, la segunda sarta de tubería interna 56 es izada una vez que el cemento se haya curado. Este movimiento en la posición de la parte superior de la sarta de tubería 56 significa que en la segunda sarta de tubería interior 56 incluirá una carga axial que será mantenida mediante el aseguramiento del segundo suspensor 58 en esta segunda posición. Este movimiento es un simple movimiento ascendente de la segunda sarta de tubería interior 56.

Por lo tanto, la presente invención provee una disposición de cabezal de pozo 10 que incluye una primera sarta de tubería interior 32 que es mantenida bajo carga axial y una segunda sarta de tubería interior 56 que también se mantiene bajo carga axial. Estas dos sarts de tubería interiores, primera y segunda 32, 56 están abrazados de manera liberable de tal manera que las sarts de tuberías 32, 56 no se pueden mover en la dirección longitudinal hacia arriba ni hacia abajo. Antes de ser abrazados en una posición de este tipo, la disposición de cabezal de pozo 10 provee primeros medios de retención destinados a retener las sarts de tubería de revestimiento primera y segunda 32, 56 en una posición de cementado por medio del cual los "retornos de cemento" son capaces de fluir alrededor de los respectivos suspensores 36, 58 y hacia arriba a través de una tubería de revestimiento hacia la superficie. Una vez cementados, los suspensores superiores 36, 58 de las respectivas sarts de tubería interiores, 32, 56, son movidos hacia arriba donde el suspensor es seguidamente abrazado en posición para mantener las respectivas sarts de tubería interior 32, 56 bajo una carga axial y al mismo tiempo se les impide moverse hacia arriba o hacia abajo.

La presente invención puede utilizarse en cabezales submarinos donde reinan elevadas presiones/elevadas temperaturas, y puede utilizarse en pozo de exploración de tipo "jack-up". La disposición de aseguramiento provee verdaderos sellos de metal a metal y asegura un bloqueo instantánea que puede hacer juego con la capacidad del suspensor.

La presente invención provee muchas ventajas que incluyen el requerimiento de tan sólo una instalación de un solo viaje de suspensores submarinos. Los suspensores son sellados y bloqueados en cuanto se haya completado el cementado. Además, la capacidad de bloqueo bajo presión completa en el espacio anular para los suspensores puede proveer hasta 1,81 millones de kg (4 millones de lbs). La presente invención elimina la utilización de sellos anulares y manguitos de bloqueo de la técnica anterior.

Por lo tanto, la presente invención tiene un tiempo de instalación considerablemente reducido y también provee la capacidad de supervisar la integridad del sello.

Por otra parte, la presente invención provee sellos de metal a metal fiables debido a la eliminación de movimiento, la gran área de contacto de los sellos, los múltiples sellos de metal, la única trayectoria de fuga y el sello de abrazadera tiene una capacidad demostrada de 138 MPa (20.000psi) a temperaturas superiores e inferiores (a 177°C (350 °F)).

La presente invención provee un bloqueo automático de precarga de un cabezal de pozo a un conductor y permite un diseño de gran diámetro con una resistencia superior al curvado. El sistema tiene sellos de metal integrados sin instalación submarina de los sellos, y los múltiples sellos de metal son energizados mediante una fuerza externa con una capacidad previsible. El bloqueo es instantáneo y no requiere partes móviles en los suspensores. No es necesario activar anillos de bloqueo, y el sistema provee un entorno rígido de sello de metal a metal. El sistema puede ser utilizado en un entorno contaminado.

La instalación del sistema puede incluir la provisión de ensayos con el dispositivo para impedir la destrucción por soplado, estando los bujes de desgaste en su lugar. La instalación de los suspensores es reversible, y el sistema puede incluir un bloqueo positivo de los bujes de desgaste sin rotación.

La presente invención provee un sistema sencillo y efectivo para proveer una disposición de bloqueo para una sarta de tubería en el que la sarta de tubería se mantiene con un sello de metal a metal y la sarta de tubería queda bloqueada contra movimiento tanto en dirección ascendente como descendente. La disposición de abrazadera no requiere la utilización de múltiples componentes, como se utiliza en la técnica anterior. La disposición de abrazadera es un sistema único simple. En particular, la disposición de abrazadera es un sistema efectivo y fiable para proveer un accionamiento simple para bloquear la sarta de tubería de revestimiento contra su movimiento ascendente y descendente mientras se produce simultáneamente un sello de metal a metal. La disposición de abrazadera produce una fuerza de compresión que crea una capacidad de agarre suficiente para proveer la totalidad de esas tres funcionalidades mencionadas, de manera rápida, sencilla y simultánea, sin necesidad de múltiples componentes separados para proveer cada función. Por ejemplo, los sistemas de la técnica anterior pueden requerir componentes de sellado anular, componentes para bloquear la sarta contra movimiento descendente y el componente para bloquear la sarta contra su movimiento ascendente. Cada una de las tres funciones puede haber requerido componentes separados, y cada una de estas funciones puede haber previamente requerido activaciones separadas. Debe tenerse presente que estos múltiples componentes y accionamientos extra introducirán problemas y componentes y accionamientos extra que incrementarán el riesgo de un fallo.

La presente invención también provee medios para monitorizar el espacio y volumen dentro de un espacio anular inferior. En particular, los medios para la monitorización supervisan el espacio y volumen dentro del espacio anular 52 situado entre la superficie interna de la sarta de tubería intermedia 22 de 55,9 cm. (22"), y la superficie externa de la sarta de tubería interior 32. Por otra parte, los medios de monitorización proveen la capacidad de recuperar y/o introducir uno o más fluidos en el espacio anular 52.

Los medios de monitorización proveen un puerto, en especial un pasaje 100 (un pasaje de fluido de monitorización), que se extiende hacia arriba desde el espacio anular 52. El pasaje 100 se suministra en un manguito 102. De esta manera, el manguito 102 es un manguito de reemplazo para el manguito 42 anteriormente descrito. Por lo tanto, el manguito 102 está situado en el extremo superior de la sarta de tubería intermedio 22. El manguito 102 provee la ranura 48 y una superficie de sellado interior para sellar con la superficie de sellado externa 46 del suspensor 36 en la segunda posición asegurada.

Tal como se muestra en la Figura 9, el pasaje 100 incluye un extremo inferior 104 que provee una región de entrada/salida. El extremo inferior 104 está dispuesto para situarse por debajo del sello creado entre el suspensor 36 y el manguito 102 cuando el suspensor 236 se halla en la segunda posición asegurada. De manera similar, un extremo superior 106 del pasaje 100 está dispuesto para situarse por arriba del sello creado entre el suspensor 36 y el manguito 102 cuando el suspensor 36 se halla en la segunda posición superior asegurada.

Por lo tanto, cuando el suspensor 36 se halla en la segunda posición superior asegurada, el pasaje 100 provee una comunicación de fluido (o conducto) que desvía el sello de manera tal que el fluido tiene la capacidad de pasar entre una sección de conducto superior 108 y el espacio anular inferior 52.

Por lo tanto, la presente invención provee un pasaje 100 que permite monitorizar el espacio y volumen dentro del espacio anular inferior 52. Esta disposición no requiere ninguna penetración en el cabezal del pozo, y en particular, no requiere ninguna penetración en la tubería de revestimiento. Un puerto que incluye una válvula que sobresale a través de la tubería de revestimiento en una ubicación por debajo del cabezal del pozo podría proveer acceso al espacio anular 52, pero una disposición de este tipo sería peligrosa y arriesgada. Por ejemplo, si una válvula de éste tipo llegara a fallar entonces las consecuencias serían catastróficas para el pozo. Además, hay varias reglamentaciones y reglas que especifican que no debe haber una penetración de este tipo de la tubería montante en esa ubicación.

La expresión "monitorización o supervisión" se utiliza para incluir la detección de parámetros y/o para reparar o subsanar un problema detectado dentro del espacio anular. En particular, la trayectoria de monitorización del espacio anular también puede ser utilizada para reparar cualquier acumulación de presiones, típicamente denominada SCP (Presión de Tubería de Revestimiento Sostenida). El remedio consiste en purgar la presión, o introducir un fluido de reparación, tal como lodo de perforación, para matar la fuga, o cemento para sellarlo.

Cuando se construye el cabezal del pozo, puede utilizarse un manguito de aislamiento 110, como se muestra en la Figura 10. El manguito de aislamiento 110 está dispuesto para ser asegurado sobre el extremo superior 106 del pasaje 100, y de esta manera impide el flujo del fluido en el pasaje 100. El manguito de aislamiento 110 puede utilizarse como un manguito temporal durante la construcción del cabezal de pozo. El manguito de aislamiento 110 se remueve y seguidamente se reemplaza con un suspensor de monitorización 112 que comprende un suspensor de monitorización y de tubería. En la realización mostrada en la Figura 9, el suspensor de monitorización 112 no tiene una tubería de revestimiento suspendida de éste y el suspensor de monitorización está suministrando medios de reparación para remediar el exceso de presión detectado dentro del espacio anular por medio de la introducción o extracción de un fluido a través de los medios de monitorización.

El suspensor de monitorización 112 está dispuesto para ser asegurado dentro de la segunda carcasa (superior) del cabezal de pozo 24. En particular, el suspensor de monitorización 112 está asegurado dentro de los segundos medios de aseguramiento, como se mencionó previamente.

El suspensor de monitorización 112 provee una herramienta que puede establecer una comunicación con, y controlar, el espacio anular dentro de una herramienta de pasada de tubería de perforación a través de la tubería montante. El suspensor de monitorización 112 puede ser desplegado sea antes de que el suspensor de tubería haya sido instalado o como una intervención mediante la remoción del suspensor de tubería y su reemplazo con el suspensor de monitorización 112.

Tal como se muestra en la Figura 9, en una configuración de reparación, el suspensor de monitorización 112 incluye un conducto central 108 que incluye un pasaje 114 que se extiende radialmente hacia afuera desde el conducto central 108. El pasaje radial 114 está dispuesto para ser alineado con el extremo superior 106 del pasaje 100 provisto en el manguito 102. Tal como se explicó previamente, el extremo inferior 104 del pasaje 100 conecta de manera fluida el espacio anular 52 situado debajo del suspensor inferior 36. Por lo tanto, el conducto central 108 del suspensor de monitorización 112 se halla en una comunicación de fluido con el espacio anular 52 entre la superficie interior de la sarta de tubería de 55,9 cm. (22") y la superficie exterior de la sarta de tubería interior 32. El conducto central 108 puede estar conectado a la superficie donde pueden haberse instalado otros aparatos y sensores de monitorización. Por ejemplo, la conexión a la superficie puede ser provista por un cordón umbilical u otra conexión adecuada. Los sensores pueden comprender un manómetro y/o un sensor de temperaturas u otro sensor para la supervisión o monitorización del fluido. Puede haber un manómetro situado en la superficie de la configuración de reparación mostrada en la Figura 9, o puede haberse situado un manómetro eléctrico en el árbol de Navidad 120 que se halla en comunicación con una estación de superficie. Además, los medios de monitorización pueden incluir una válvula operada a distancia que permite el acceso al espacio anular de manera tal que el usuario puede controlar la introducción de un fluido en el espacio anular o la extracción de un fluido desde el espacio anular.

En esta configuración de reparación, es posible introducir un fluido o extraído desde el espacio anular. Por ejemplo, los medios de monitorización pueden detectar un exceso de presión dentro del espacio anular y/o los medios de monitorización pueden detectar la presencia de petróleo/gas en exceso dentro del espacio anular que no debería estar presente. Los medios de monitorización permiten que un volumen de este fluido en exceso sea extraído del espacio anular a través del pasaje 100 y al interior del conducto central 108. El exceso de fluido puede seguidamente fluir a través del conducto central 108 para su remoción. Como alternativa, el problema del exceso de fluido o de fluido indeseado puede resolverse mediante la introducción de un fluido (por ejemplo, lodo, cemento, etc.) en el espacio anular. Esto puede ayudar a resolver un purgado o sangría de un fluido (por ejemplo, petróleo, gas, etc.) en el espacio anular. La introducción del fluido puede comprender obligar el fluido a pasar hacia abajo por el conducto central 108, a través del pasaje 100 y al interior del espacio anular 52. Por lo tanto, los medios de monitorización proveen medios de reparación. Los medios de monitorización supervisan/detectan cualquier acumulación de presión a lo largo del tiempo de petróleo/gas en el espacio anular donde no debería estar, y los medios de monitorización pueden seguidamente remediar o subsanar este problema. Por ejemplo, los medios de monitorización pueden purgar el exceso de presión y seguidamente cerrar esta conexión, o es posible conectar una bomba en los medios de monitorización a efectos de que el lodo/cemento sea bombeado en el espacio anular para detener un mayor purgado. Por lo tanto, el pasaje 100 provee acceso de fluido al espacio anular para permitir el purgado o para permitir la introducción de un fluido de remediación.

El manguito 102 que incluye el pasaje 100 se extiende entre ambos medios de aseguramiento primero (inferior) y segundo (superior) del cabezal de pozo. Tal como se muestra en la Figura 9, el pasadizo 100 tiene una entrada inferior 104 que está situada debajo de la superficie de sellado del suspensor 36. El pasaje 100 está dispuesto en ángulo radialmente hacia afuera a medida que el pasaje 100 se extiende hacia arriba hasta que el pasaje 100 provee una sección de esquina 116. El pasaje 100 seguidamente se extiende radialmente hacia adentro en forma de una sección lineal 115 a lo largo de un radio del manguito 102. Esta sección lineal 115 provee una región de salida que está dispuesta para ser alineada con un pasaje 114 provisto en el suspensor de monitorización 112.

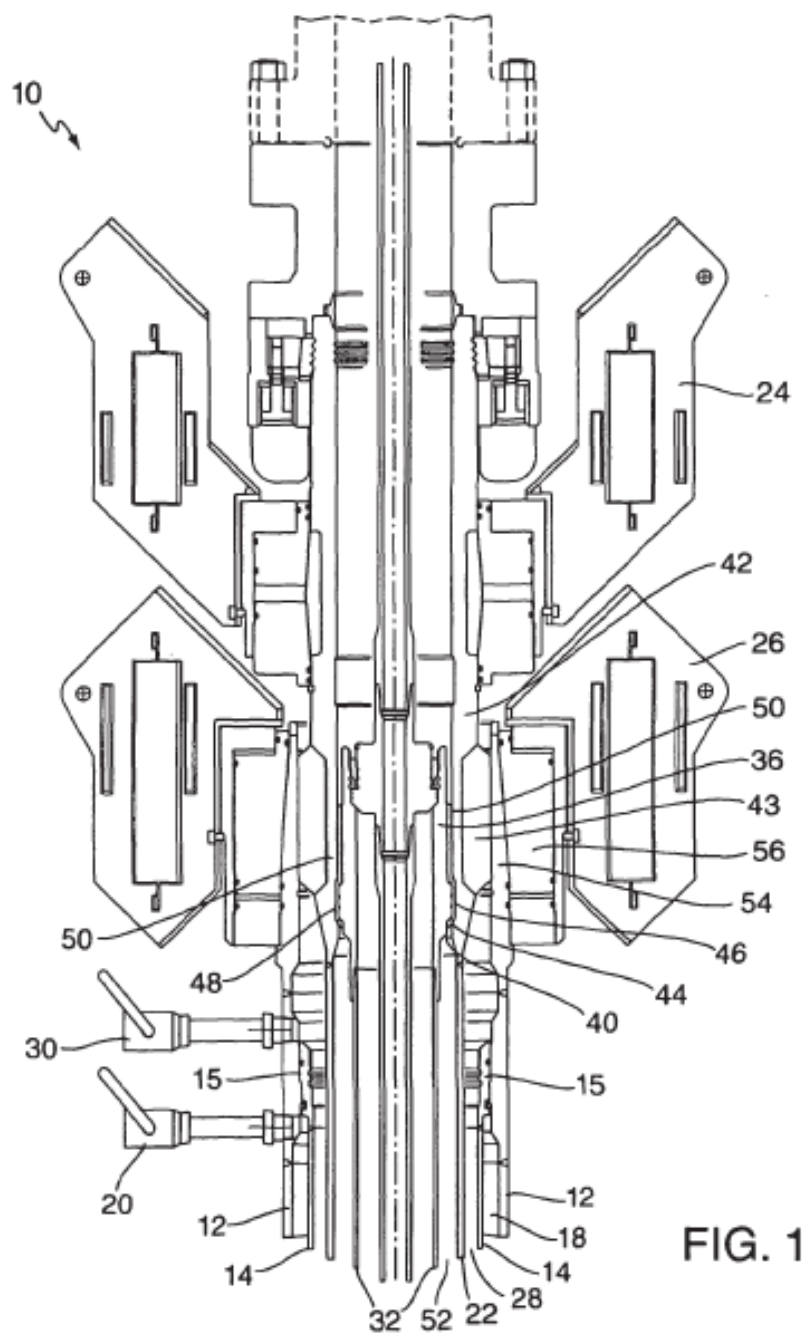
La instalación de los medios de monitorización se describirá ahora con mayor detalle, y con particular referencia a las Figuras 10 a 12.

- 5 Inicialmente se instala el suspensor de tubería de revestimiento de producción 36 con el manguito de aislamiento 110. Se coloca el ensamble estando el suspensor de tubería de revestimiento 36 soportado sobre el resalto 40 provisto por el manguito 102 que está situado en la parte superior de la sarta de tubería intermedia 22, como se muestra en la Figura 10. La tubería de revestimiento 32 es entonces cementada en posición, y el cemento en exceso/fluido desplazado se extraen como se describió previamente. El suspensor de tubería de revestimiento 36 y el manguito de aislamiento 110 son seguidamente izados en la posición de ajuste y ajustan los sellos anulares mediante los medios de aseguramiento inferiores. Los medios de aseguramiento inferiores se accionan para sellar el suspensor de tubería de revestimiento 36 en su posición y se accionan los medios de aseguramiento superiores para sellar el manguito de aislamiento 110 en su posición, tal como se muestra en la Figura 11, habiéndose retirado la herramienta de manipulación.
- 10
- 15 Puede hacerse un ensayo de presión de la disposición en esta configuración. La herramienta de manipulación con la que se instaló y ajustó el suspensor de tubería de revestimiento inferior 36 y el manguito de aislamiento 110, pueden seguidamente ser removidos. Se puede continuar entonces con el programa de perforación. El proceso de la instalación puede incluir llevar a cabo ensayos semanales de prevención de destrucción por sopladura con lo cual se utiliza cualquier herramienta de ensayo adecuado que pueda ser selectivamente ampliada en, y retirado del cabezal del pozo.
- 20
- El manguito de aislamiento 110 puede seguidamente ser removido de la disposición. Los medios de aseguramiento superiores son desacoplados y seguidamente se retira el manguito de aislamiento 110 mediante una herramienta de manipulación. Una vez removido, se puede instalar el conjunto de completamiento y el suspensor de tubería, como se muestra en la Figura 12, que muestra los medios de monitorización en una configuración de producción. Esto incluye la operación de los segundos medios de aseguramiento en la segunda carcasa del cabezal de pozo 24 para ajustar los sellos anulares para la supervisión del espacio anular y para asegurar el suspensor de tubería 112 en su posición. Una vez asegurados, se conectan los tapones de cable en, y se los instala en, el suspensor de tubería 112. A continuación es posible remover la herramienta para la manipulación del suspensor de tubería y el montante de perforación.
- 25
- Una vez que se ha removido el montante de perforación, es posible instalar un conjunto de árbol de Navidad 120 arriba de la segunda carcasa de cabezal de pozo 24, como se muestra en la Figura 12. El conjunto de árbol de Navidad 120 se instala arriba de la segunda carcasa de cabezal de pozo 24 y el conjunto de árbol de Navidad 120 incluye un conector 122 que se inserta en un puerto de monitorización 119 del espacio anular provisto en el suspensor de tubería 112. Finalmente se retira el tapón de cable y el pozo está completo.
- 30
- 35

REIVINDICACIONES

1. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) que comprende medios de monitorización para monitorizar un espacio anular (52) situado debajo del suspensor (36), estando el espacio anular (52) situado entre una superficie externa de una tubería de revestimiento interior (32) y una superficie interna de una tubería de revestimiento externo (22), comprendiendo los medios de monitorización un manguito (102) asegurable dentro del cabezal de pozo (10) en donde el manguito (102) incluye un pasaje (100) de fluido de monitorización que conecta el espacio anular (52) a una abertura de monitorización (106) situada arriba del suspensor (36) caracterizada porque la disposición de aseguramiento comprende una disposición de abrazadera para abrazar el suspensor (36) y, en la cual, la disposición de abrazadera comprende un collar (54) que tiene una superficie externamente ahusada, la disposición también incluye un componente anular (56) con una superficie internamente ahusada, el collar (54) y el componente anular (56) siendo relativamente axialmente movibles entre una primera posición en la cual la superficie ahusada del componente anular (56) no ejerce fuerza radial sobre el collar (54) y una segunda posición en la cual la superficie ahusada del componente anular (56) ejerce suficiente fuerza radial para deformar el collar (54) hacia adentro para deformar el manguito (102) hacia adentro con el fin de agarrar el suspensor (36).
2. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 1 en la que el manguito (102) comprende primeros medios de aseguramiento y segundos medios de aseguramiento para asegurar el suspensor (36) en una primera posición y una segunda posición.
3. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2 en la que el pasaje de fluido de monitorización (100) suministra un desvío de la comunicación fluida para posibilitarle al fluido ser introducido y extraído de espacio anular (52).
4. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente en la que los medios de monitorización comprenden un suspensor de monitorización (112) y, en la cual, el suspensor de monitorización 112 comprende un pasaje fluido 114 que está alineado con una abertura (106) del pasaje de fluido de monitorización 100 en el manguito (102) y en donde el suspensor de monitorización (112) comprende además un puerto de monitorización (119) para conexión con los medios de comunicación para comunicar desde el cabezal de pozo submarino (10) a la superficie y, en la cual, los medios de comunicación son selectivamente enganchables y desenganchables con el puerto de monitorización (119).
5. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente en la los medios de monitorización comprenden un manguito de aislamiento (110) que es asegurable por encima del suspensor (36) y en donde el manguito de aislamiento (110) sella una abertura abierta (106) provista por el pasaje de fluido de monitorización (100) dentro del manguito (102) en la cual se ubica el suspensor (36).
6. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente en la que la disposición de aseguramiento incluye una primera disposición de abrazadera para abrazar el suspensor (36) y una segunda disposición de abrazadera para abrazar una parte de los medios de monitorización por encima del suspensor (36).
7. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 6 en la cual la segunda disposición de abrazadera se dispone para abrazar selectivamente el manguito de aislamiento (110) por encima del suspensor (36).
8. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con las reivindicaciones 6 o 7 en la cual la segunda disposición de abrazadera está dispuesta para abrazar selectivamente un suspensor de monitorización (112) por encima del suspensor (36).
9. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 6 a 8 en la cual la primera disposición de abrazadera y la segunda disposición de abrazadera están dispuestas para ejercer suficiente fuerza radial para deformar el manguito (102) hacia adentro para agarrar el suspensor (36) y agarrar selectivamente el manguito de aislamiento (110) o el suspensor de monitorización (112).
10. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 9 en la cual la primera disposición de abrazadera se dispone para ejercer suficiente fuerza radial para deformar el manguito (102) hacia adentro para agarrar el suspensor (36) y la segunda disposición de abrazadera está dispuesta para ejercer suficiente fuerza radial para distorsionar el manguito (102) hacia adentro para agarrar selectivamente el manguito de aislamiento (110) o el suspensor de monitorización (112) en donde el manguito de aislamiento se utiliza como un manguito temporal durante la construcción del cabezal del pozo (10) y el manguito de aislamiento (110) se dispone para ser retirado y reemplazado con el suspensor de monitorización (112).

11. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente en la cual el pasaje de fluido de monitorización (100) suministra medios de reparación para reparar el incremento de presión en el espacio anular (52).
- 5 12. Una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro de un cabezal de pozo submarino (10) de acuerdo con la reivindicación 11 en la cual los medios de reparación se disponen para introducir un fluido de reparación para sellar una parte del espacio anular (52).
- 10 13. Un cabezal de pozo submarino (10) que incluye una disposición de aseguramiento para asegurar un suspensor (36) dentro del cabezal de pozo submarino (10), la disposición de aseguramiento está de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12.
- 15 14. Un método para monitorizar un espacio anular (52) localizado por debajo de un suspensor (36) de un cabezal de pozo submarino (10), el método comprende asegurar un manguito (102) con el cabezal de pozo submarino (10) en donde el manguito (102) incluye un pasaje de fluido de monitorización (100) que conecta fluidamente el espacio anular (52) a una abertura de monitorización (106) localizada por encima del suspensor (36), el espacio anular (52) está ubicado entre una superficie externa de una tubería de revestimiento interior (32) y una superficie interna de una tubería de revestimiento exterior (22) caracterizada por abrazar el suspensor (36) dentro de la disposición de aseguramiento, la disposición de abrazadera comprende un collar (54) que tiene una superficie externamente ahusada, la disposición también incluye un componente anular (56) con una superficie internamente ahusada, el collar (54), el método
20 comprende mover axialmente el componente anular (56) con relación al collar (54) entre una primera posición en la cual la superficie ahusada del componente anular (56) no ejerce fuerza radial sobre el collar (54) y una segunda posición en la cual la superficie ahusada del componente anular (56) ejerce suficiente fuerza radial para deformar el collar (54) hacia adentro para deformar el manguito (102) hacia adentro con el fin de agarrar el suspensor (36).
- 25 15. Un método para monitorizar un espacio anular (52) localizado por debajo de un suspensor (36) de un cabezal de pozo submarino de acuerdo con la reivindicación 14 en el cual el método comprende agarrar el suspensor (36) al ejercer suficiente fuerza radial con una primera disposición de abrazadera para deformar el manguito (102) hacia adentro para agarrar el suspensor (36) y agarrar selectivamente el manguito de aislamiento (110) o el suspensor de monitorización (112) al ejercer suficiente fuerza radial con una segunda disposición de abrazadera para deformar el manguito (102) hacia adentro para agarrar el manguito de aislamiento (110) o el suspensor de monitorización (112) y en donde el manguito de aislamiento se utiliza como un manguito temporal durante la construcción del cabezal de pozo (10) y el método comprende retirar y reemplazar el manguito de aislamiento (110) con el suspensor de monitorización (112).
- 30



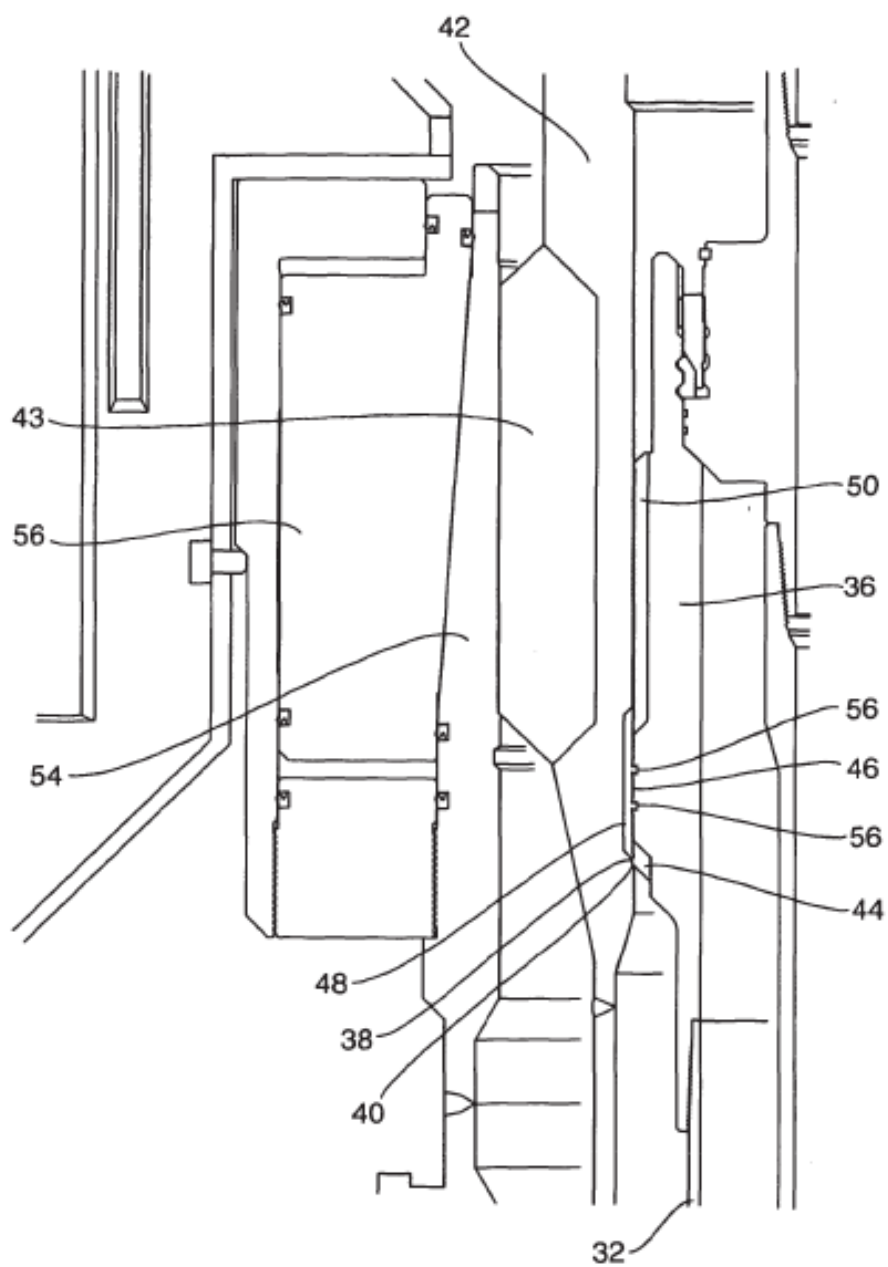
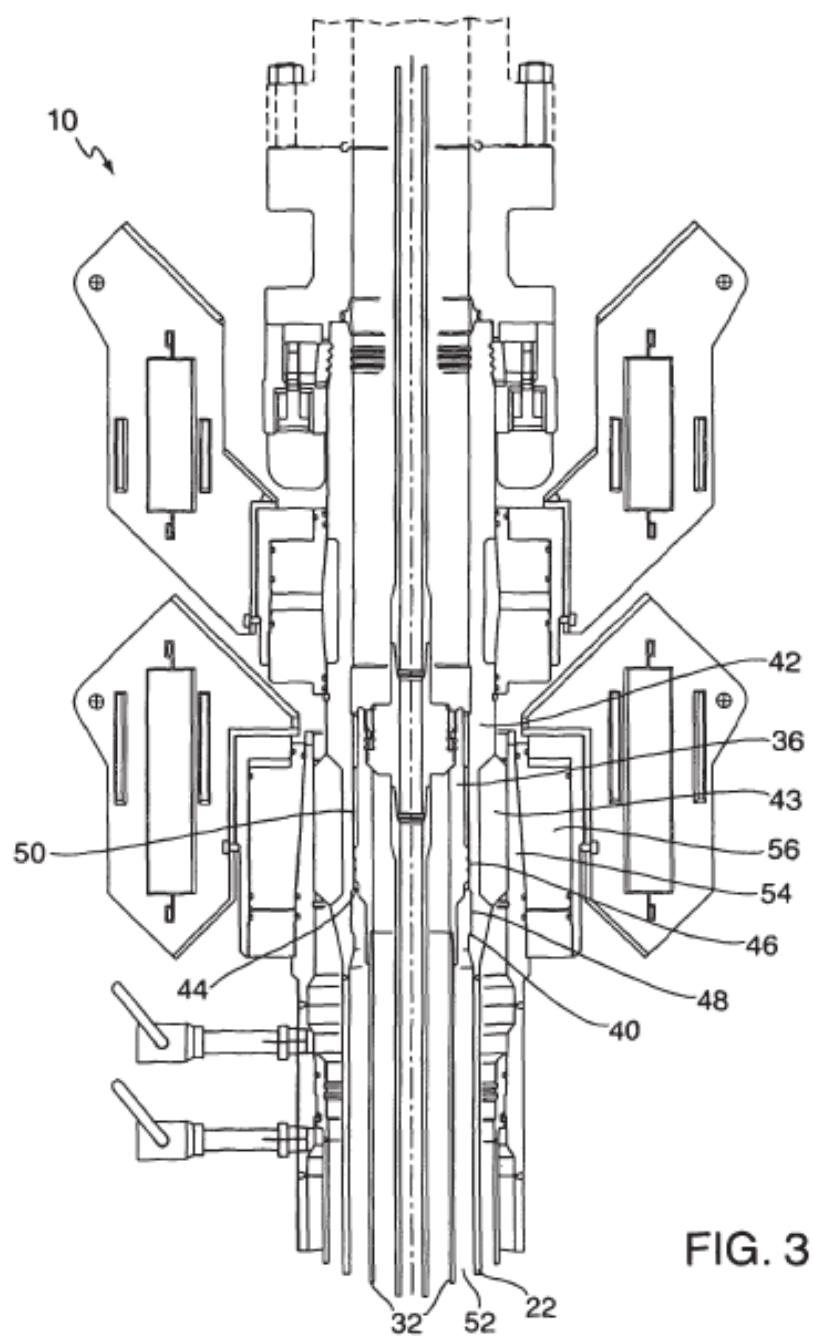
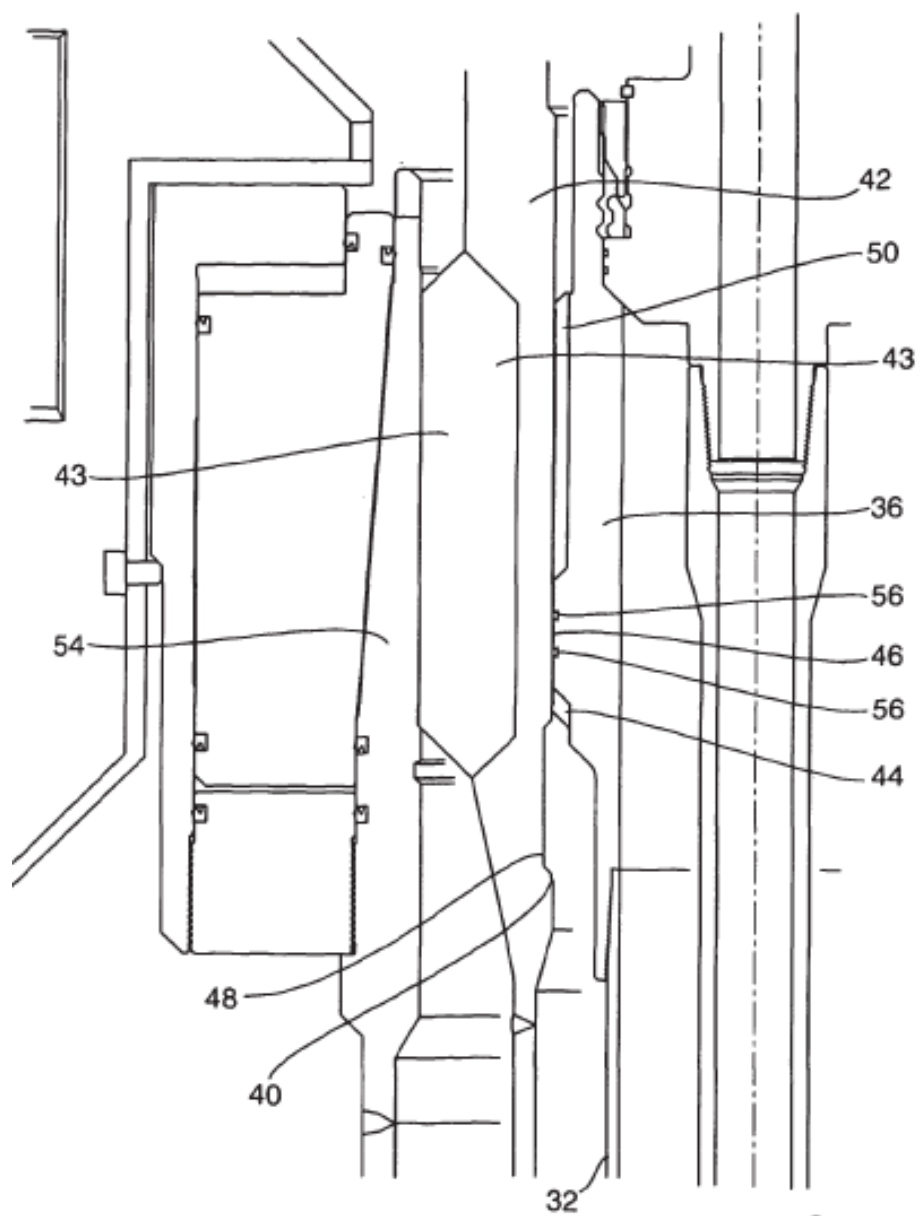
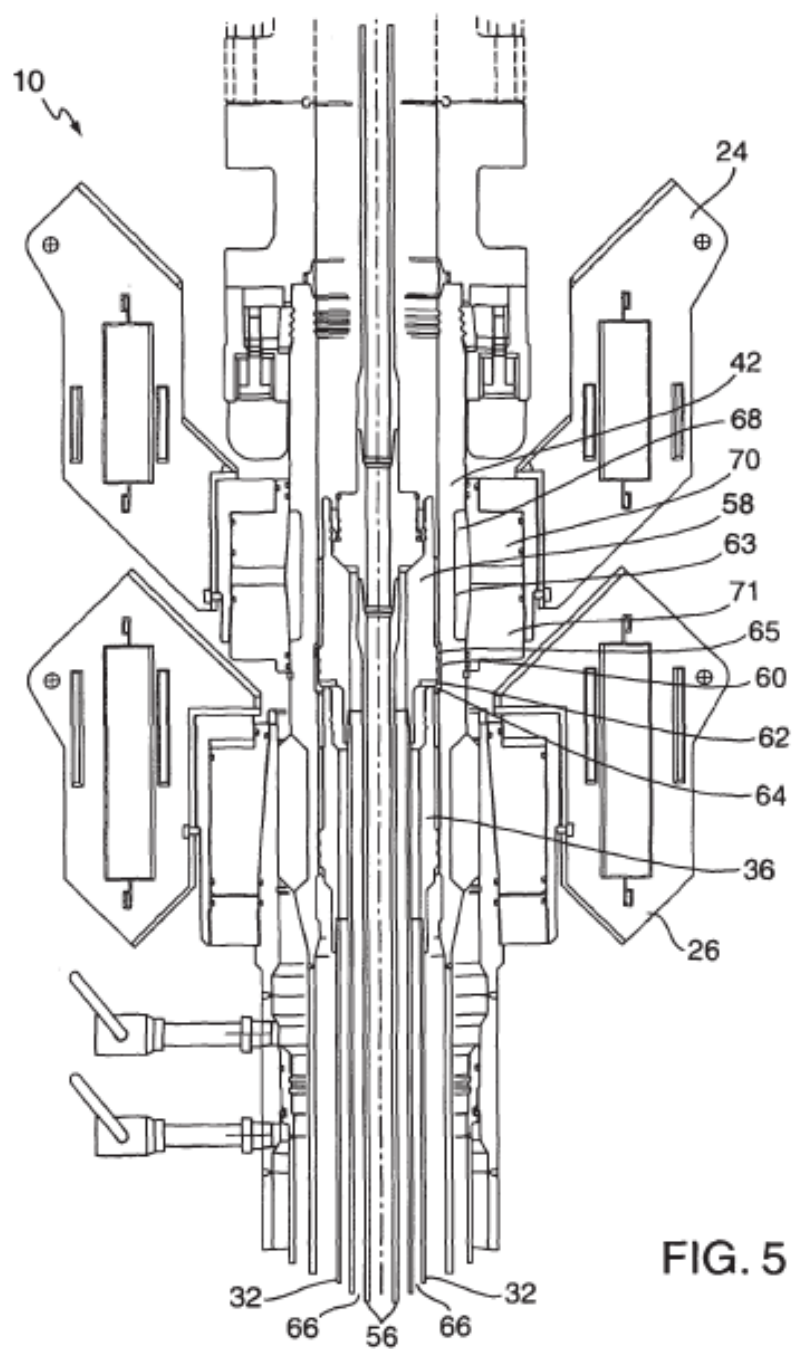
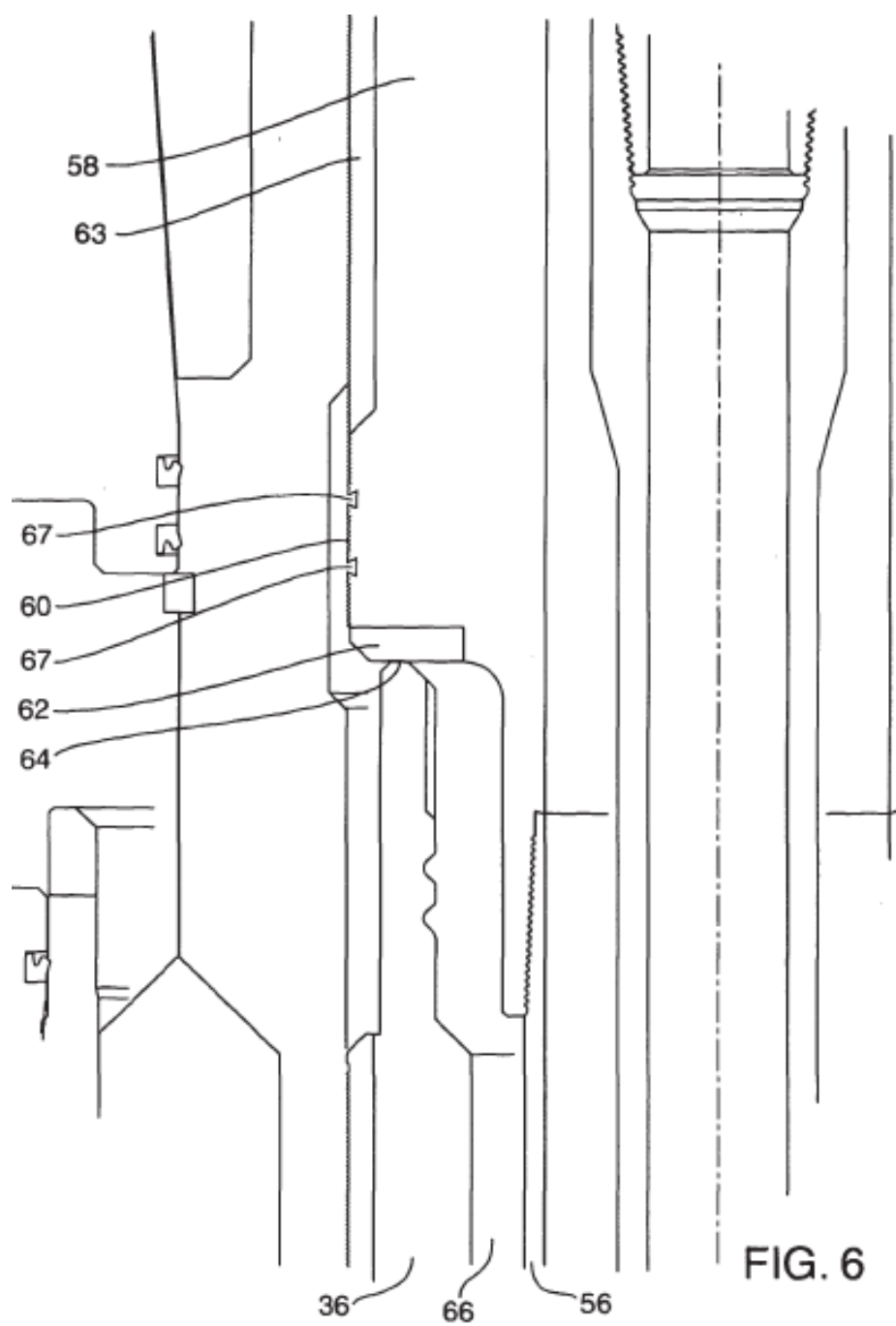


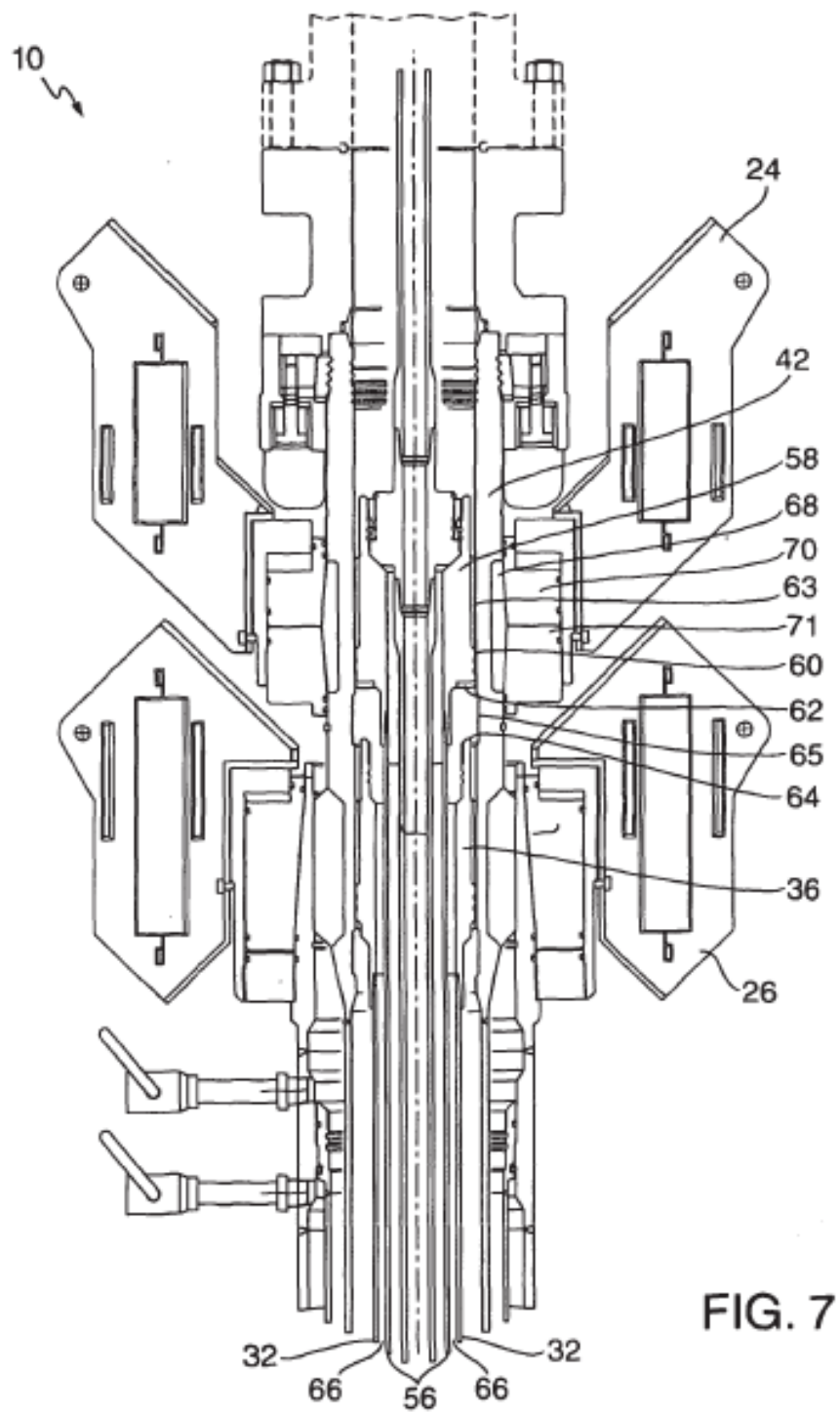
FIG. 2

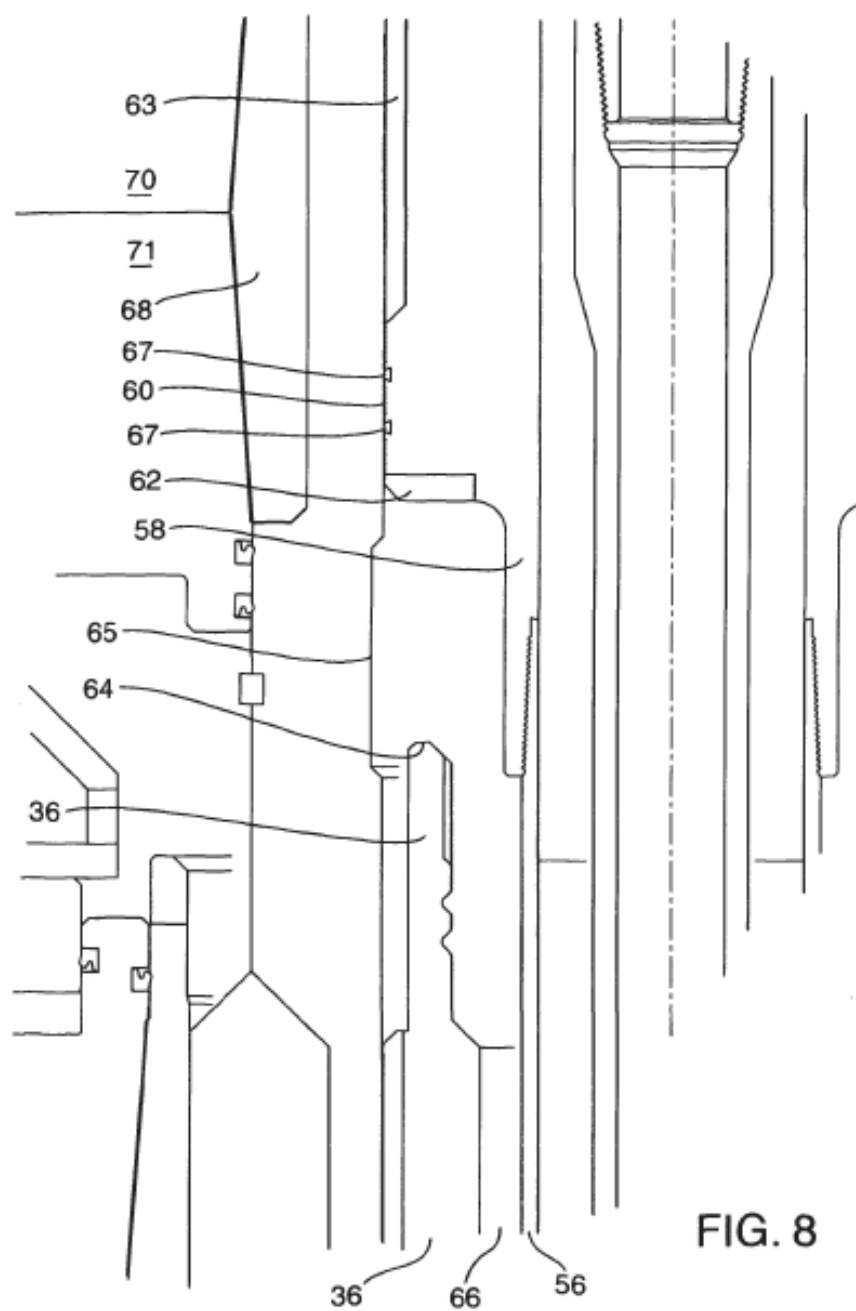


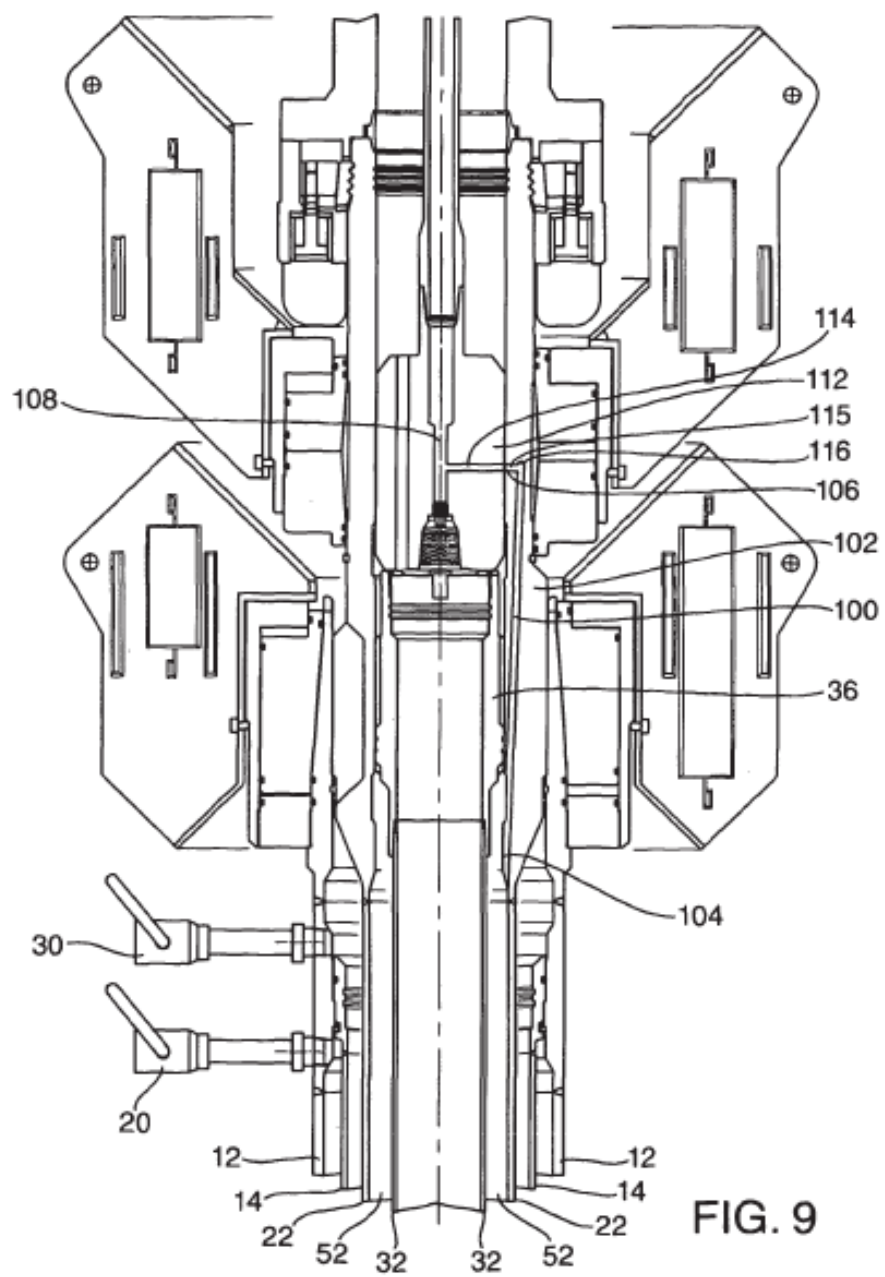












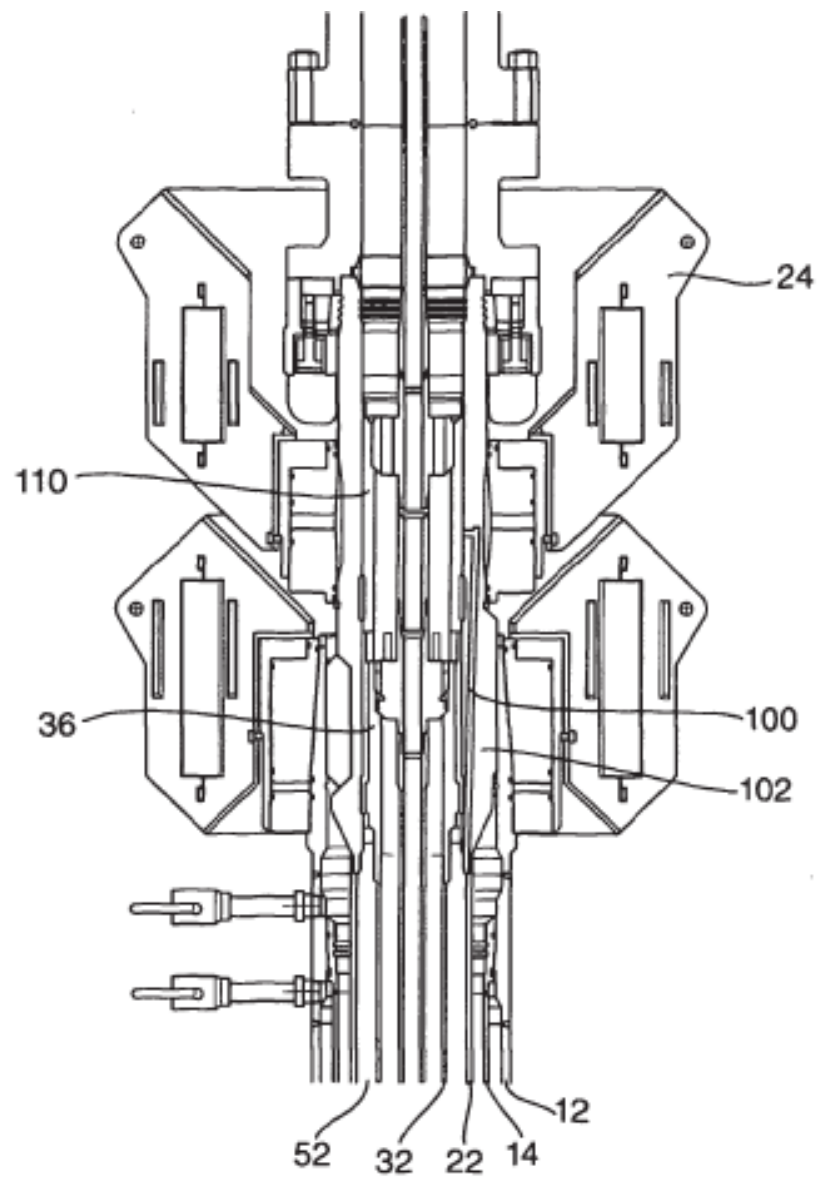


FIG. 10

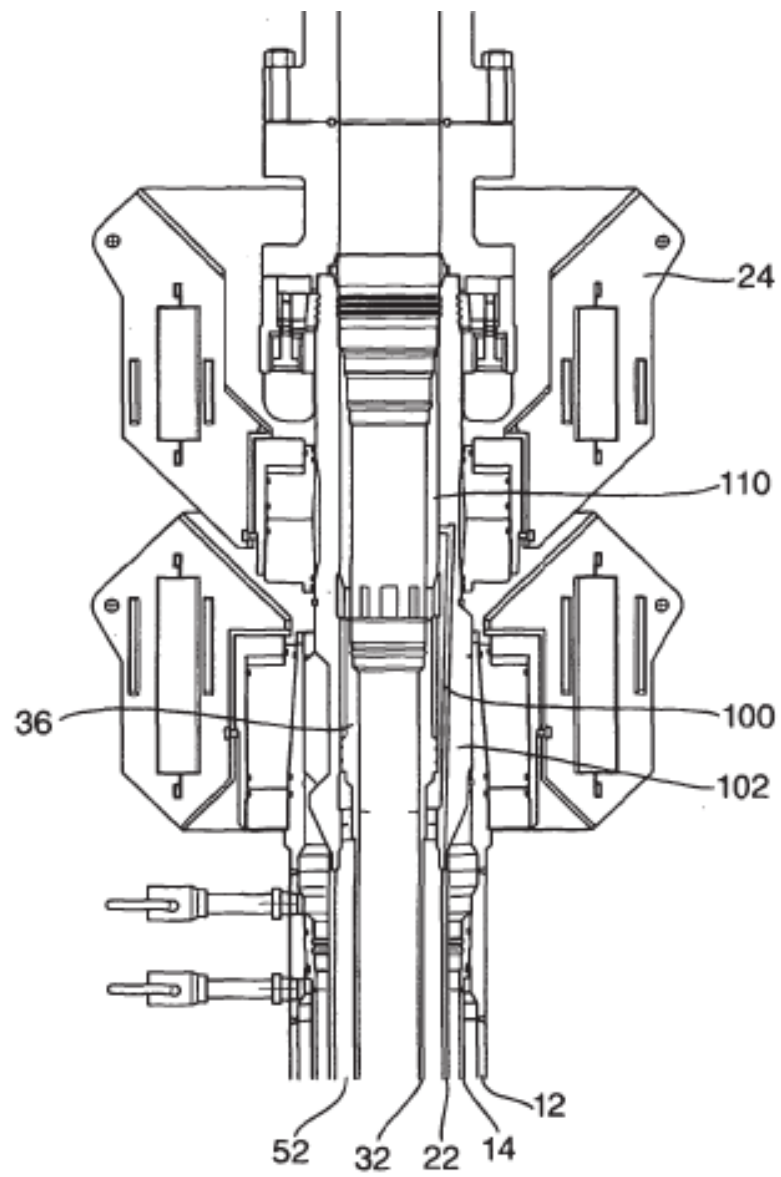


FIG. 11

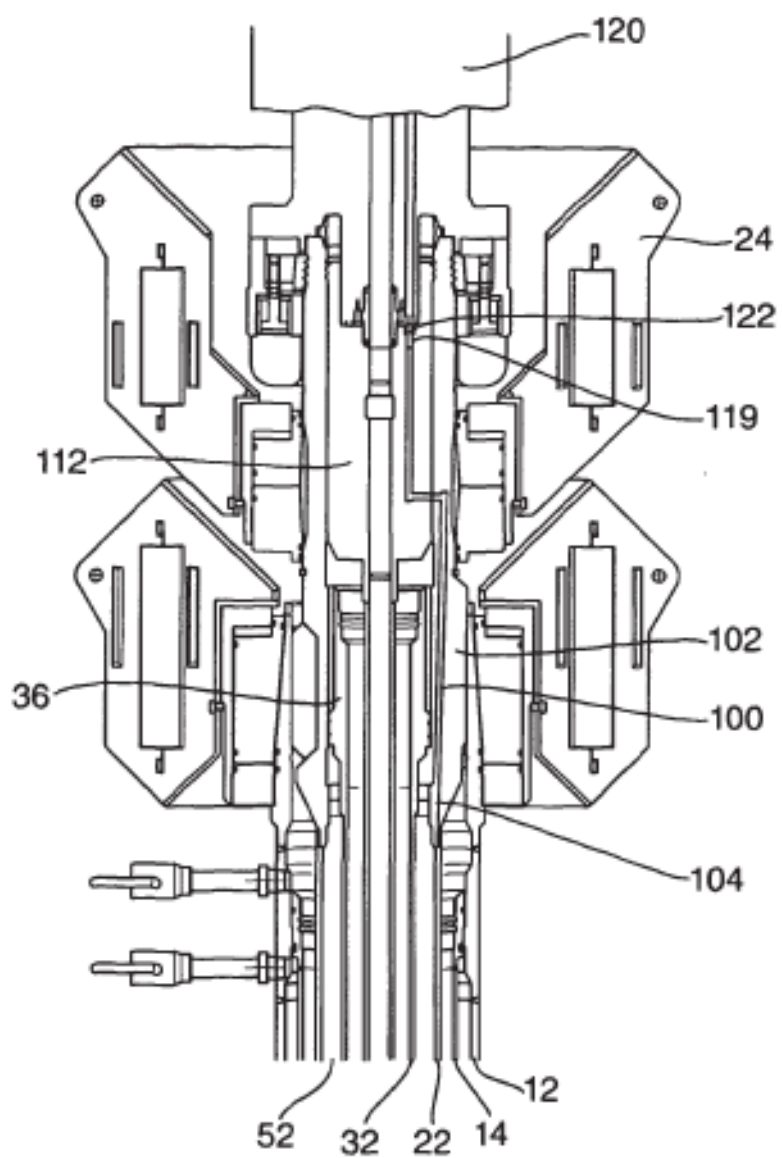


FIG. 12