

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 664 240**

51 Int. Cl.:

E21B 33/02 (2006.01)

E21B 23/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **23.09.2008 PCT/US2008/011020**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.04.2009 WO09042121**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.09.2008 E 08834237 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.02.2018 EP 2195508**

54 Título: **Sistema de sellado activado externamente para cabezal de pozo**

30 Prioridad:

24.09.2007 US 903715

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

18.04.2018

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

VANBILDERBEEK, BERNARD, HERMAN

74 Agente/Representante:

SÁEZ MAESO, Ana

ES 2 664 240 T3

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

DESCRIPCIÓN

Sistema de sellado activado externamente para cabezal de pozo

Antecedentes de la invención

5 Campo de la invención. La invención está relacionada con tuberías de revestimiento y sartas concéntricas en cabezales de pozo en donde es necesario efectuar un sellado entre los miembros concéntricos del cabezal de pozo y está dirigida de forma específica a un sistema de sellado en donde los miembros de sellado son activados a través de un sistema de activación de sellado no invasivo externo.

10 Discusión de la técnica anterior. En los pozos de petróleo y de gas, es convencional pasar un número de tubos o tuberías de revestimiento concéntricas en el pozo. Una tubería de revestimiento más exterior es fijada al terreno, y las tuberías de revestimiento interiores cada una es soportada desde la tubería de revestimiento exterior próxima mediante colgadores de tubería de revestimiento que toman la forma de rebordes internos de inter-acoplamiento en la tubería de revestimiento exterior y rebordes externos en la tubería de revestimiento interior.

15 Típicamente, dichos colgadores de tubería de revestimiento son fijados en posición en cada tubería de revestimiento. Hay sin embargo aplicaciones en las que un colgador de tubería de revestimiento de posición fija no es satisfactorio, debido a que el punto de colgamiento de una tubería de revestimiento en otra puede que requiera ser ajustado. Dichos cabezales de pozo de perforación tienen que acomodarse a la tubería de revestimiento con un punto de colgamiento indeterminado, es conocido utilizar mecanismos de soporte de tipo mordaza de tubería de revestimiento.

20 Los cabezales de pozo son utilizados en perforaciones de petróleo y de gas para suspender tuberías de revestimiento, sellar los anillos entre las sartas de las tuberías de revestimiento, y proporcionar una interfaz con el BOP (preventor de reventones). El diseño de un cabezal de pozo es generalmente dependiente de la ubicación del cabezal de pozo y las características del pozo que está siendo perforado o producido. Un tipo específico de cabezal de pozo es un cabezal de pozo unificado para aplicaciones de plataforma o terrestres.

25 Los cabezales de pozo unificados están compuestos de varios componentes individuales, que incluyen un alojamiento del cabezal de pozo que es utilizado para soportar un número de colgadores de tubería de revestimiento y colgadores de tubería de producción. Los colgadores soportan el peso de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción, y transmiten las cargas de vuelta al alojamiento del cabezal de pozo. Sellos de anillo serían los espacios anulares entre las sartas de tubería de revestimiento y de tubería de producción.

30 Cabezales de pozos de plataforma o terrestres convencionales son o bien cabezales de pozo convencionales de tipo mordaza o cabezales de pozo de múltiples campanas de pesca a mordaza a través del BOP.

35 Los cabezales de pozo de tipo mordaza utilizan mordazas de tubería de revestimiento para soportar las sartas de tubería de revestimiento. Estas mordazas son cuñas de fricción que "agarran" la parte superior de la sarta de revestimiento y utilizan un diente de mordaza para morder la tubería de revestimiento. Los cabezales de pozo de este tipo requieren operaciones de un riesgo más alto, ya que requieren elevar el BOP para instalar las mordazas de tubería de revestimiento y los sellos de anillo. Los sellos que son utilizados con los colgadores de tubería de revestimiento de tipo mordaza pueden ser mantenidos de forma activa a través de toda la vida útil del campo del pozo.

40 Los cabezales de pozo de tipo de múltiples campanas de pesca a mordaza consiguen operaciones de un riesgo reducido ya que el BOP no necesita ser elevado para configurar las mordazas de la tubería de revestimiento. En lugar de utilizar mordazas, un cabezal de pozo de múltiples campanas de pesca a mordaza utiliza un reborde de asentamiento fijo en el alojamiento del cabezal de pozo para soportar el primer colgador de tubería de revestimiento. Todos los otros colgadores de tubería de revestimiento son apilados encima de este colgador de tubería de revestimiento inicial. Los sellos instalados en cabezales de pozo de múltiples campanas de pesca a mordaza pueden ser más dependientes que los instalados en cabezales de pozo de tipo mordaza, pero aun así a menudo no son fiables, debido a las excentricidades en el colgador de la tubería de revestimiento/alineación del cabezal de pozo y la falta de fiabilidad en los mecanismos de configuración del sello. Como el reborde de carga inicial debe soportar el peso de todas las sartas de tubería de revestimiento y cualquier carga debido a las presiones de ensayo, este reborde de carga debe introducirse en el orificio del cabezal de pozo bastante. Esto puede crear una restricción de funcionamiento que limita las operaciones a través de este pozo.

50 Son conocidos diversos dispositivos de sellado y empleados en dichos cabezales de pozo. Un ejemplo de un conjunto de sellado es mostrado y descrito en la patente estadounidense No. 4,913,469, en la que una mordaza de cabezal de pozo y un conjunto de sellado incluye un conjunto de mordaza con mordazas soportadas dentro de una campana de pesca a mordaza y un conjunto de sellado situado por encima del conjunto de mordaza e interconectado al mismo para soportar el conjunto de mordaza, el conjunto de mordaza incluye dos segmentos conectados para formar el anillo de sello y cada uno de los segmentos incluye elementos arqueados embebidos en un material elástico que forma un sello interior en una ranura interior. Los segmentos de la campana de pesca a

mordaza incluyen segmentos interconectados por clavos oblicuos y el anillo de sellado incluye una conexión de pasador y rebajes para la conexión de dos segmentos entre sí.

5 Es también conocido a partir de la patente europea No. 0 251 595 utilizar un anillo de asentamiento ajustable sobre un colgador de tubería de revestimiento de superficie para acomodar un requisito de separación cuando la tubería de revestimiento está también asentada en un cabezal de pozo superficial.

10 De forma más reciente, tal y como se muestra y se describe en mis patentes norteamericanas Nos. 6,092,596 y 6,662,868, una abrazadera externa para sujetar dos tuberías concéntricas, típicamente dos tuberías concéntricas en un pozo de petróleo o de gas, tiene dos componentes cónicos axialmente móviles que pueden ser aparatar entre sí en una dirección axial para proporcionar una contracción de un diámetro interno que agarra el tubería de diámetro más pequeño.

15 Otro ejemplo de sistema de sellado es mostrado y descrito en la patente estadounidense No. 5,031,695, en donde un colgador de tubería de revestimiento de pozo con un elemento de sellado de un amplio rango de temperatura es activado mediante compresión axial con una porción inicial predeterminada de la carga de colgamiento de la tubería de revestimiento, siendo transferida la porción restante de la carga de colgamiento al cabezal de pozo u otro elemento de pozo circundantes sin la imposición de un elemento de sellado.

20 La patente estadounidense No. 6,488,084 muestra y describe un colgador de tubería de revestimiento adaptado para el asentamiento en un reborde de carga en el cabezal de pozo para sellar y soportar una sarta de tubería revestimiento. El colgador de la tubería de revestimiento tiene un anillo inferior para asentarse en el reborde de carga, teniendo el anillo inferior una superficie que mira hacia arriba. Una pluralidad de rebajes separados de forma circunferencial está en la superficie que mira hacia arriba del anillo inferior, teniendo cada uno de los rebajes una base. Un sello es ubicado en el anillo inferior y tiene una pluralidad de agujeros que se registran con los rebajes con respecto a la superficie que mira hacia arriba del anillo inferior. Una campana de pesca a mordaza de conjunto de mordaza tiene una superficie de cuña que porta una pluralidad de miembros de mordaza. Los miembros de mordaza agarran la tubería de revestimiento y provocan que la campana de pesca de mordaza trasmita fuerzas descendentes desde la tubería de revestimiento al sello para comprimir axialmente y activar al sello. Sujeciones se extienden desde el anillo inferior a través de aberturas previstas en el sello dentro de aberturas roscadas previstas en una superficie que mira hacia abajo de la campana de pesca a mordaza para fijar el anillo inferior al conjunto de mordaza pero para permitir el movimiento axial relativo entre la campana de pesca a mordaza y el anillo inferior. Una pluralidad de miembros de tope sustancialmente cilíndricos está situada en los agujeros en el sello y en los rebajes del anillo inferior. Los miembros de tope están fijados en orificios roscados formados en el anillo de reborde y que hacen contacto con las bases de los rebajes para limitar la compresión del sello.

Resumen de la invención

35 El objeto de la invención es dirigido a un método y un aparato para un conjunto de sellado para un sistema de cabezal de pozo unitario para aplicaciones de tierra o de plataforma que utilizan una tecnología de agarre por fricción para crear sellos de metal-metal que se pueden mantener con tensiones de contacto controladas de forma precisa, colgadores de tubería de revestimiento y de tubería de producción de bloqueo, cargas de ensayo de soporte para minimizar el tamaño de los rebordes de asentamiento requeridos, y para bloquear contra el giro colgadores de tubería de revestimiento para proporcionar procedimientos de recorrido simplificados.

40 El objeto de la invención que combina los beneficios de un cabezal de pozo de tipo mordaza y un cabezal de pozo de tipo de múltiples campanas de pesca a mordaza es capaz de proporcionar numerosas ventajas utilizando una compresión radial del cabezal de pozo para crear sellos y soportar la carga.

45 En su forma más simple, la invención proporciona el aparato y el método para lograr un sellado circunferencial entre dos miembros concéntricos activando de forma externa el sello una vez que los dos miembros están en posición. En una configuración típica, el alojamiento del cabezal de pozo acomoda y soporta un colgador de tubería de producción concéntrico. El colgador de tubería de producción puede estar soportado dentro del cabezal de pozo en cualquiera de las formas convencionales.

50 Un método adecuado para soportar el colgador de tubería de producción en el pozo es el mecanismo de sujeción mostrado y descrito en mis patentes estadounidenses Nos. 6,092,596 y 6,662,868 mencionadas anteriormente, incorporadas en el presente documento por referencia. Utilizando el sistema descrito en ellas, un encaje por fricción está previsto entre el diámetro interior del alojamiento del cabezal de pozo y el diámetro exterior del colgador de la tubería de producción. Una vez que se han situado de forma apropiada, el sistema de compresor montado en el exterior del alojamiento del cabezal de pozo es activado, con lo que una superficie de leva o de rampa en el sistema de compresor es movida axialmente con respecto a una superficie de leva coincidente sobre en una circunferencia exterior del alojamiento del cabezal de pozo para comprimir el alojamiento del cabezal de pozo radialmente hacia dentro para acoplar y sujetar el colgador de la tubería de producción a lo largo de superficies coextensivas.

55 La patente estadounidense No. 7,128,143 da a conocer un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con el preámbulo de la reivindicación 1.

La presente invención está dirigida a un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 1, y a un método para instalar colgadores de tubería de producción de acuerdo con la reivindicación 10.

El buje de desgaste de empuje pasante no necesita ser retirado, ahorrando una operación.

5 El bloqueo del colgador de tubería de producción interno puede lograrse sin una herramienta de manipulación dedicada y sin un daño de la línea de control potencial.

Se logra una seguridad mejorada, con un ensayo del lado posterior de la tubería de producción sin el uso de un sello temporal o de un mecanismo de bloqueo temporal en el colgador de la tubería de producción.

Otras características de la invención serán fácilmente evidentes a partir de los dibujos que acompañan y detalladas en la descripción del modo de realización preferido.

10 Breve descripción de los dibujos

La figura 1 es una sección transversal simplificada de un cabezal de pozo que muestra el sistema de sellado en detalle.

La figura 2 es una sección transversal de una configuración de cabezal de pozo típico que incorpora el sistema de sellado del objeto de la invención.

15 La figura 3 es una vista fragmentada aumentada del sistema de sellado de la figura 1, y corresponde generalmente a la figura 1.

La figura 4 es una sección transversal de una configuración de cabezal de pozo típica que incorpora el sistema de sellado con el colgador de la tubería de producción anidado para reducir la dimensión del apilamiento de reacondicionamiento.

20 La figura 5 es una sección transversal del cabezal de pozo de la figura 4 tomada según un giro de 90 grados del de la figura 4.

La figura 6 es una sección transversal de un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la invención con un buje de desgaste fijado de forma temporal a un primer colgador de tubería de revestimiento en el cabezal de pozo utilizando un mecanismo de agarre activado externamente.

25 La figura 7 es una sección transversal del cabezal de pozo de la figura 6, que ilustra un segundo colgador de tubería de revestimiento soportado en el cabezal de pozo mediante el buje de desgaste y un mecanismo de agarre de la invención.

La figura 8 es una sección transversal del cabezal de pozo de la figura 7, en donde un colgador de tubería de producción es bloqueado por encima de los colgadores de tubería de revestimiento.

30 Descripción de la invención

Una vista esquemática simplificada del sistema de sellado es mostrada en la figura 1. En su forma más simple, el aparato y el método están previstos para lograr un sellado circunferencial entre dos miembros sustancialmente concéntricos activando de forma externa el sellado una vez que los dos miembros están en posición.

35 Con referencia específica a la figura 1, un cabezal 1 de pozo incluye tener un aparato 10 de sellado externo para sujetar un alojamiento 4 tubular de un primer diámetro dentro de un alojamiento tubular (aquí el cabezal 1 de pozo) de un diámetro interno más grande. El miembro tubular exterior tiene una pared circunferencial interior con una zona 83 de sellado. El miembro tubular interiores adaptado para ser situado sustancialmente de forma concéntrica dentro del miembro tubular exterior que tiene una pared circunferencial exterior con una zona 28 de sellado. El sistema 10 de compresión circunferencial es montado hacia el exterior del miembro de la tubería de producción exterior y accionable para ser activado para comprimir el miembro tubular exterior en contacto con el miembro tubular interior para acoplar las zonas de sellado en el mismo y activar un sello entre el miembro tubular exterior y el miembro tubular interior. La zona de sellado en cada miembro tubular puede ser una superficie de sellado metálica en cada uno de dichos miembros tubulares para definir un sello metal-metal cuando el sistema de compresión es activado. Donde se desee, el sistema de sellado del cabezal de pozo puede incluir uno o más miembros 84, 85 de sello 40 elásticos en la zona de sellado de uno de los miembros tubulares y que se extienden hacia el exterior desde los mismos hacia el otro miembro tubular, en donde el miembro de sello elástico está adaptado para ser comprimido entre los dos miembros tubulares cuando el sistema de compresión es activado. Donde se utilizan miembros de sellado elásticos múltiples, se crea un espacio 91 entre los miembros de sello elásticos cuando el sistema de compresión es activado. Un puerto 114 de ensayo puede estar previsto para comunicar el espacio con el exterior del conjunto para comprobar la integridad del sello cuando se activa. El sistema de compresión comprende una superficie 15 de cuña y una pestaña 14 adaptada para acoplarse con la cuña, una de dichas cuña y pestaña estando situadas en uno de, el miembro tubular y el sistema de compresión, con lo que el miembro tubular es comprimido radialmente hacia dentro tras el movimiento axial relativo entre la cuña y la pestaña. El método preferido para activar

el sistema de compresión es un émbolo hidráulico adaptado para provocar un movimiento axial entre la cuña y la pestaña. El sistema incluye un bloqueo 21 positivo para bloquear la cuña y la pestaña en posición una vez que el sello ha sido acoplado.

5 En su sentido más amplio un método proporciona un dispositivo de sellado externo para miembros tubulares concéntricos en un cabezal de pozo. El método comprende colocar zonas de sellado en las superficies coincidentes de una pluralidad de miembros tubulares concéntricos en alineación radial entre si y comprimir el miembro tubular más exterior hacia el eje central de los miembros tubulares concéntricos para acoplar las zonas de sellado entre sí. Tal y como se describió anteriormente, el método incluye la etapa de bloquear el conjunto comprimido en posición de sellado. Donde se desee, un sello elástico redundante está situado en la zona de sellado. Cuando una pluralidad de sellos elásticos axialmente separados está ubicada en la zona de sellado, el espacio entre los sellos elásticos puede ser portado al exterior del sistema.

10 Tal y como se muestra en la figura 1, y a modo de ejemplo, un alojamiento 1 de cabezal de pozo acomoda y soporta un colgador 4 de tubería de producción concéntrico. Tal y como se describe adicionalmente, miembros tubulares concéntricos adicionales también son sellados utilizando el sistema. El colgador de tubería de producción puede estar soportado dentro del cabezal de pozo de cualquiera de las formas convencionales. Un método adecuado para soportar el colgador de tubería de producción en el pozo es el mecanismo de sujeción mostrado y descrito en mi patente estadounidense anterior No. 6,092,596, incorporada en el presente documento por referencia. Utilizando el sistema descrito en la misma, un encaje por fricción está previsto entre la pared 83 circunferencial interior del alojamiento del cabezal de pozo y la pared 28 circunferencial exterior del colgador 4 de la tubería de producción. 15 Una vez que se han situado de forma apropiada, el sistema 10 de compresor montado en el exterior del alojamiento 1 del cabezal de pozo es activado mediante el accionador 20, 21 roscado, con lo que la pestaña 14 de compresión en el sistema de compresor es móvil axialmente con respecto a la cuña 15 de compresión en la circunferencia exterior del alojamiento del cabezal de pozo para comprimir el alojamiento del cabezal de pozo radialmente hacia dentro para acoplar y sujetar el colgador de tubería de producción a lo largo de superficies 28 y 83 coextensivas. Tal y como se muestra en mis patentes mencionadas anteriormente, el sistema de compresión puede comprender una superficie axialmente cónica anular, un manguito móvil axialmente que rodea a la superficie exterior del cabezal de pozo y que tiene una superficie cónica correspondiente que mira hacia la pared exterior, y un accionador para producir un movimiento axial relativo entre las superficies cónicas para ejercer una fuerza de compresión radial en la parte exterior del cabezal de pozo. Los medios para producir el movimiento axial relativo comprenden una cámara de presión entre el manguito y el cabezal de pozo, y medios para presurizar la cámara con una presión hidráulica. De forma alternativa, los medios para producir un movimiento axial relativo pueden comprender una pestaña en el manguito, una pestaña en el cabezal de pozo, y medios para aplicar una fuerza mecánica entre las pestañas para mover el manguito axialmente a lo largo del cabezal de pozo.

20 La presente divulgación está dirigida al mecanismo de sellado que comprende el sistema 10 de compresión, el miembro 29 de sellado metal-metal, y donde se desee, sellos 84 y 85 elásticos redundantes. El miembro 29 de sellado es una superficie integral mecanizada en la pared 28 exterior del colgador de la tubería de producción. Las superficies de sellado se extienden de forma circunferencial alrededor de la pared exterior del colgador de la tubería de producción. La superficie de sellado está diseñada mejor para despejar la pared 83 interior del alojamiento del cabezal de pozo, es decir, no hay ninguna interferencia radial entre la superficie de sellado del colgador de la tubería de producción y la pared interior del alojamiento del cabezal de pozo. Esto conserva la integridad del sello durante el montaje. Una vez que el colgador 4 de la tubería de producción está situado en el alojamiento 1 del cabezal de pozo, el sello es activado accionando la pestaña 14 de compresión del sistema 10 de compresor con respecto a la cuña 15 de compresión montada en el alojamiento 1 del cabezal de pozo, forzando el alojamiento del cabezal de pozo para comprimirse radialmente hacia dentro alrededor de toda la circunferencia y acoplarse al sello. El sello metal-metal incluye superficies 29 y 90 de sellado complementarias y coincidentes en ambas paredes exteriores del colgador de la tubería de producción y en la pared interior del alojamiento del cabezal de pozo.

25 También pueden estar previstos sellos 84, 85 de soporte elásticos. Tal y como se muestra en la figura 1, la pared exterior del colgador de tubería de producción incluye canales 86, 87, para recibir el sello 84, 85 elástico de tipo de junta tórica elástica. Los canales y las juntas tóricas podrían también estar albergadas de forma alternativa en la pared interior del alojamiento del cabezal de pozo. El sistema de sello elástico es también activado por el sistema 10 de compresor.

También es deseable proporcionar un puerto 114 de ensayo de sello en comunicación con el sello para comprobar su integridad una vez se ha activado.

30 Los sellos son liberados descomprimiendo el sistema 10 de compresor para retirar la superficie 14 de rampa axialmente hacia abajo desde la superficie 16 de rampa a través del sistema 21 de accionamiento de tornillo. Los medios de accionamiento pueden ser cualquier número de sistemas que soportan el empleo de una presión circunferencial sobre la pared exterior del cabezal de pozo. Ejemplos de dicho sistema son mostrados y descritos en mi patente No. 6,662,868 y solicitud estadounidense No. 10/721,443 en tramitación con la presente. Todas estas están incorporadas por referencia en el presente documento.

Es, por lo tanto, esencial proporcionar un mecanismo de sellado para sellar el anillo entre dos miembros tubulares relativamente concéntricos activando y acoplando un miembro de sellado a través de una fuerza externa aplicada al conjunto para comprimir el miembro exterior en el miembro interior.

5 Debería notarse que el mecanismo de sello debe distinguirse del mecanismo de sujeción descrito en las patentes mencionadas anteriormente. Tal y como se entenderá fácilmente, una sujeción suficiente se puede lograr comprimiendo el miembro exterior en el miembro interior se logre o no un contacto circunferencial completo. Es una mejora importante que estén previstos medios para asegurar un contacto completo a lo largo de las paredes circunferencial es de los dos miembros para efectuar un sello una vez que se ha completado la compresión.

10 La figura 2 representa una configuración simple de un sistema de cabezal de pozo de tres sartas que utiliza un sistema de sujeción de mis patentes mencionadas anteriormente y el sistema de sellado mencionado anteriormente. Los componentes principales de este sistema son un alojamiento 1 de cabezal de pozo, un colgador 2 de tubería de revestimiento de producción con un conjunto 3 de sello de anillo, y un colgador 4 de tubería de producción. El conjunto completo está soportado en una placa 5 base que se asienta en la sarta 6 del conductor.

15 Un reborde 37 de carga en la placa de soporte soporta el alojamiento del cabezal de pozo. El alojamiento 1 del cabezal de pozo soporta el peso de la sarta 7 de la tubería de revestimiento intermedia de una manera tradicional (en este caso, a través de una conexión de acoplamiento de la tubería de revestimiento roscada en la parte inferior del alojamiento del cabezal de pozo). El exterior del alojamiento de cabezal de pozo dispone de dos conjuntos de puertos 8 y 9 de acceso anulares, dos sistemas 10 y 11 de compresión de sujeción, un puesto 12 de acceso de línea de control, dos conjuntos de puertos 113 y 114 de ensayo de sello externos, y un perfil alto de pestaña roscada. Un roscado en una pestaña 35 roscada se fija a este perfil para interactuar con los tres adaptadores 33.

25 El orificio del alojamiento del cabezal de pozo dispone de un número de perfiles de sellado y perfiles de bloqueo para el colgador de la tubería de revestimiento, el conjunto de sello, y el colgador de la tubería de producción. Estos orificios pueden estar en una serie de escalones de manera que cada orificio más alto es de un diámetro ligeramente más grande, por lo tanto protegido de operaciones en orificios de diámetro más pequeños. En la parte superior del orificio del alojamiento del cabezal de pozo hay un reborde 22 de índice para el cuello del sello del colgador de la tubería de producción y un perfil de sellado de juntas. En la parte inferior del alojamiento del cabezal de pozo hay un reborde 23 de carga que está dimensionado para soportar el peso de la tubería de revestimiento de la sarta de la tubería de revestimiento de producción únicamente. Cualquier carga adicional axial (por ejemplo la carga desde otras sartas de tubería de revestimiento o de presiones de ensayo) pasa a través de las áreas de bloqueo de agarre por fricción.

30 El colgador 2 de la tubería de revestimiento de producción dispone de un perfil bajo roscado de tubería de revestimiento para el soporte de la sarta 24 de la tubería de revestimiento de producción y un perfil alto para interactuar con la sarta de recorrido de la tubería de revestimiento del colgador de tubería de revestimiento (no mostrado). El exterior del colgador de la tubería de revestimiento dispone de un reborde de carga que está ranurado para permitir el paso del flujo y el retorno de cemento al exterior del colgador de la tubería de revestimiento a medida que está siendo recorrida. La superficie externa del área 25 del reborde de carga es una superficie controlada que dispone de un perfil de fricción. Cuando el colgador de la tubería de revestimiento es asentado, esta superficie de fricción es paralela a una superficie coincidente en el orificio del alojamiento del cabezal de pozo. La compresión externa del alojamiento del cabezal de pozo proporcionada por el cartucho 11 de compresión inferior fuerza a las dos superficies para ser perfectamente concéntricas y las pone en contacto. La fricción en esta interfaz proporciona un soporte de bloqueo giratorio y axial para el colgador de la tubería de revestimiento, así como un soporte de carga adicional para el peso de la tubería de revestimiento de producción y las cargas de ensayo en el colgador de la tubería de revestimiento de producción. Por encima del reborde de carga del colgador de la tubería de revestimiento hay un perfil para el sistema 3 de sello de anillo.

35 El sello 3 anular en caja entre el colgador 2 de la tubería de revestimiento de producción y el orificio interior del alojamiento 1 del cabezal de pozo. El sello dispone de dos conjuntos de perfiles 115, 116 de sello en ambos diámetros interior y exterior, respectivamente. Los perfiles de sello del diámetro exterior y el diámetro interior disponen de dos pares cada uno de sellos metal-metal así como un respaldo 118, 119 de sello elástico. Un puerto 113 entre los dos conjuntos de sellos permite el ensayo externo de todos los sellos creados por el conjunto de sello. Estos perfiles de sello no tienen una interferencia radial inicial con el colgador de la tubería de revestimiento o el alojamiento del cabezal de pozo. Más bien, la interferencia (y la presión de contacto radial) es proporcionada por una compresión externa del alojamiento del cabezal de pozo a través del uso de un cartucho 11 de compresión inferior. Un cuello 120 extendido en el conjunto de sello sobresale por encima de la parte superior del colgador de la tubería de revestimiento. Este cuello extendido dispone de puertos 122 para permitir la comunicación entre el anillo de producción/tubería de producción y puerto 8 de acceso al anillo superior en el alojamiento del cabezal de pozo. La parte superior del conjunto de sello sirve como un reborde 124 de asentamiento para el colgador 4 de la tubería de producción en el borde 26 de carga.

45 El colgador 4 de la tubería de producción soporta la sarta 27 de tubería de producción con una conexión baja roscada. El cuerpo 125 principal más grueso del colgador de la tubería de producción proporciona un reborde 26 de carga que se asienta en la parte superior del conjunto de sello de anillo del colgador de la tubería de revestimiento

de producción en el reborde 124 de asentamiento. Este reborde de carga soporta solo el peso de una sarta de tubería de revestimiento completa. Cualquier carga axial adicional (por ejemplo, cargas debidas a la presión de ensayo) son soportadas por el área de bloqueo de agarre por fricción. El diámetro exterior de la sección 125 gruesa del colgador de la tubería de producción dispone de un perfil 28 de bloqueo por fricción por debajo de un perfil 29 de sellado. El perfil de fricción es una superficie mecanizada adecuada para soportar las cargas de fricción. El perfil de sellado consiste en un par de protuberancias de sello metal-metal con respaldos elásticos, tal y como se describió anteriormente y se mostró más claramente las figuras 1 y 3. Ambos de estos perfiles son paralelos a superficies coincidentes del orificio del alojamiento del cabezal de pozo y no tienen interferencia inicial. Cuando el cartucho 10 de compresión superior es activado, esa sección de alojamiento del cabezal de pozo es comprimido hacia dentro para hacer contacto con el colgador de la tubería de producción. La presión de contacto a lo largo de esta interfaz fuerza a las piezas a ser concéntricas, proporciona un bloqueo axial y rotacional del colgador de la tubería de producción, y activa los sellos metal-metal con respaldos elásticos. La interfaz de fricción soporta cualquier carga de presión de ensayo en el colgador de la tubería de revestimiento.

Las líneas 30 de control hidráulico pasan a través del cuerpo del colgador de la tubería de producción de una manera convencional. El colgador de la tubería de producción dispone de un cuello 126 extendido hacia arriba. Este cuello dispone de una caja alta de conexión de la tubería de producción para interactuar con la sarta de recorrido de la tubería de producción (no mostrada). Por debajo de esta caja roscada hay un perfil de sello para aceptar el sello de cuello del colgador de la tubería de producción.

El sello 31 de cuello del colgador de la tubería de producción se asienta en un anillo 32 de soporte que es portado en el cuello del colgador de la tubería de producción y se indexa en un reborde de carga en el orificio de alojamiento del cabezal de pozo. El sello se asienta en la cara superior de este anillo de soporte, y dispone de perfiles de sello metal-metal en tanto el diámetro interior resto como el diámetro exterior cónico. Un puerto 127 entre estos perfiles de sello permite el ensayo externo de los sellos creados por el sello de cuello de colgador de la tubería de producción a través de un puerto 36 de ensayo externo en el adaptador 33 de árbol de Navidad. Este sello es activado a medida que el adaptador 33 de árbol de Navidad es conducido por pernos y tuercas 34 hacia abajo contra el alojamiento del cabezal de pozo. El movimiento sobre la superficie externa cónica del sello de cuello de colgador de tubería de producción comprime el sello hacia dentro y crea presiones de contacto radial alto tanto en el diámetro interior del sello como en el diámetro exterior del sello.

La figura 3 es un detalle aumentado del sistema mostrado en la figura 2, generalmente en el área del sistema 10 de compresión superior. La figura 3 es generalmente de la misma sección transversal de la figura 1, pero con todo el detalle del alojamiento del cabezal de pozo de la figura 2.

Cada sistema de compresión POS-GRIP está compuesto de una pestaña 14 de compresión y una cuña 15 de compresión. Las pestañas de compresión son anillos con superficies interiores cónicas que coinciden con las superficies exteriores cónicas de las cuñas de compresión. El movimiento axial de las pestañas de compresión sobre las cuñas de compresión comprimen las cuñas de compresión hacia dentro, a su vez comprimiendo una porción del alojamiento 1 del cabezal de pozo hacia dentro (dentro del rango elástico del alojamiento del cabezal de pozo). Los sistemas de compresión pueden estar configurados con un anillo 16 separador de división entre la cuña de compresión y el alojamiento del cabezal de pozo, tal y como se muestra en el sistema 10 de compresión superior de la figura 2. Los anillos separadores de división tienen una rigidez de aro mínima, y simplemente transmiten las cargas de contacto radial de la cuña de compresión al alojamiento del cabezal de pozo.

Las pestañas de compresión tienen perfiles 17 de manipulación en los diámetros exteriores de pestaña. Estos perfiles de manipulación interactúan con una herramienta de liberación (no mostrada) que puede ser utilizada para separar las pestañas, liberando la compresión. Las pestañas de compresión también tienen perfiles 18 de activación y de bloqueo cortados en el extremo amplio de las pestañas. Estos perfiles aceptan un conjunto de pistones hidráulicos pequeños (no mostrados) durante la activación. Estos pistones hidráulicos reaccionan contra la sección gruesa del alojamiento del cabezal de pozo en la región del puerto 8 de acceso anular superior, ver la figura 2. Cuando se aplica la presión a un conjunto de pistones hidráulicos, la pestaña de compresión asociada es separada de la sección gruesa del alojamiento del cabezal de pozo en la posición "activada". Una vez que la pestaña de compresión ha sido movida a su posición activada, tuercas 19 de bloqueo mecánico reemplazan los pistones hidráulicos en los perfiles de bloqueo, y son utilizadas para bloquear la pestaña la posición activada.

Las tuercas de bloqueo consisten en un miembro 20 roscado macho y un miembro 21 roscado hembra. El miembro roscado macho tiene una longitud roscada y una cara plana en un extremo para sentarse en el alojamiento del cabezal de pozo. El miembro roscado hembra tiene roscas para coincidir con el miembro roscado macho y una cara plana para reaccionar en la pestaña de compresión. El giro del miembro roscado hembra en el miembro roscado macho permite a la tuerca de bloqueo ajustar la longitud, para llenar cualquiera que sea el espacio desarrollado entre el alojamiento del cabezal de pozo y las pestañas de compresión durante la activación del sistema de compresión. Una vez que la tuerca de bloqueo ha sido ajustada a la longitud necesaria, bloquea de forma efectiva la pestaña de compresión en su posición actual, de manera que los pistones hidráulicos se pueden retirar.

Las figuras 4 y 5 representan dos secciones separadas de una configuración más complicada de un cabezal de pozo de cuatro sarts. Los componentes principales de este sistema son un alojamiento 38 de cabezal de pozo, un buje

39 de desgaste de empuje pasante, un colgador 40 de tubería de revestimiento intermedia con un conjunto 41 de sello de anillo. El conjunto de sello de anillo tiene la misma configuración que el mostrado en la figura 2 y es activado de una manera similar mediante un sistema 11 de compresión inferior. También hay un colgador 42 de tubería de revestimiento de producción, un empalme 43 de soporte y de sello, y un colgador 44 de tubería de producción.

5 El conjunto mostrado en las figuras 4 y 5 usa de unos medios alternativos de soporte del cabezal de pozo. En este caso, el conjunto completo es soportado en un mecanismo 45 de soporte por fricción que conecta a la parte inferior del alojamiento del cabezal de pozo a la parte superior de la sarta 46 de la tubería de revestimiento de gran diámetro. El mecanismo de soporte por fricción consiste en un empalme 47 de agarre, un empalme 49 de compresión, y un conjunto de pernos y de tuercas 50. Este sistema de agarre que comprende un empalme 47 de agarre, un empalme 49 de compresión y el accionador 50, funciona de acuerdo con el sistema de agarre mostrado y descrito en mis patentes mencionadas anteriormente. El empalme de agarre está conectado al diámetro interior del alojamiento 38 de cabezal de pozo a través de un perfil roscado en 130 con un sello metal-metal. La porción 131 inferior del empalme de agarre consiste en un perfil de fricción y de sellado en el diámetro interior y en la superficie cónica del diámetro exterior. El diámetro del perfil de fricción se ajusta como un casquillo alrededor de la cadena de la carcasa 46. El diámetro del perfil de fricción coincide con la superficie cónica en el empalme 49 de compresión. A medida que el empalme de compresión se mueve hacia arriba sobre el cono, el empalme de agarre es comprimido hacia dentro. Esto cierra el espacio entre el empalme de agarre y el diámetro exterior de la tubería de revestimiento, y crea una presión de contacto radial alta entre las dos piezas. Esta presión de contacto radial alta proporciona un sello metal-metal entre el empalme de agarre y la tubería de revestimiento. La fricción en esta interfaz bloquea las piezas entre si axialmente y de forma rotacional.

Un conjunto de pernos y tuercas 50 conectan el empalme 49 desde compresión al alojamiento 38 del cabezal de pozo. Es el movimiento de las tuercas a lo largo de los pernos el que provoca que el empalme de compresión se mueva hacia arriba lo largo del empalme de compresión cónico/la interfaz del empalme de agarre.

25 El alojamiento 38 del cabezal de pozo es prácticamente el mismo que el mostrado en la figura 2. El alojamiento del cabezal de pozo en las figuras 4 y 5 dispone de un tercer puerto 52 de acceso anular (figura 4) para permitir el acceso al anillo adicional creado en la configuración de cuatro sartas. Este puerto de acceso anular está ubicado a 90 grados desde la tubería de revestimiento de producción/el puerto 51 de acceso anular de la tubería de revestimiento intermedia (figura 5). Ambos puertos pueden estar ubicados a la misma altura tal y como se muestra en estos dibujos. También hay un puerto 52 de ensayo adicional (figura 4) a través del alojamiento del cabezal de pozo para comprobar un conjunto adicional de sellos 135 en el colgador de la tubería de producción.

30 Este alojamiento del cabezal de pozo también muestra diferentes medios para proporcionar un punto de reacción para los pistones de activación hidráulica y las tuercas de bloqueo mecánico. En lugar de tener una sección muy gruesa integral con el alojamiento del cabezal de pozo tal y como se muestra en la figura 2), este alojamiento del cabezal de pozo dispone de una serie de excepciones 54 de pestaña divididas que encajan en una ranura 55 de cola de milano en una porción 136 ligeramente más gruesa del alojamiento del cabezal de pozo. Estas pestañas pueden ser atornilladas en su lugar. En ubicaciones en donde el puerto de acceso anular pasa a través del alojamiento del cabezal de pozo, se mecaniza una superficie plana para permitir a la válvula de acceso anular que sea atornillada en su lugar.

40 Este sistema es utilizado con un buje de desgaste de empuje pasante. Este buje de desgaste protege el orificio del cabezal de pozo cuando se perfora para la sarta de la tubería de revestimiento intermedia. El buje 39 de desgaste es simplemente un manguito delgado con una sección superior gruesa. La parte inferior del manguito delgado pasa a través del diámetro interior mínimo del alojamiento del cabezal de pozo. Un conjunto de sellos 57 elásticos en la parte superior del buje 39 de desgaste evitan que el fluido entre en el área protegida. El buje de desgaste puede estar soportado en una de dos maneras. Primero, un pasador a través de uno de los puertos de acceso anular puede bloquearse en un perfil del diámetro exterior del buje de desgaste. El pasador puede entonces ser retirado cuando el buje de desgaste está listo para ser movido fuera de trayectoria. De forma alternativa, la porción superior gruesa de buje de desgaste puede ser agarrada por el sistema 11 de compresión. Este sistema es liberado cuando el buje de desgaste está listo para moverse fuera de trayectoria.

50 La porción más gruesa en la parte superior del buje de desgaste que sirve como un reborde 138 de carga para un colgador de tubería de revestimiento intermedia. El buje de desgaste es liberado cuando el colgador de tubería de revestimiento intermedia es recorrido. El reborde 140 de carga en el colgador de la tubería de revestimiento intermedia se asienta en la parte superior del reborde de carga coincidente en el buje de desgaste y empuja el buje de desgaste hacia abajo hasta que la porción gruesa del buje de desgaste se interpone entre el reborde 142 de carga inferior en el alojamiento del cabezal de pozo y el reborde 140 de carga en el colgador de la tubería de revestimiento intermedia. Estos espesores de reborde están todos dimensionados para soportar sólo el peso de la tubería de revestimiento intermedia completa. Cualquier carga adicional en el colgador de la tubería de revestimiento intermedia (debida a cargas de las sartas de la tubería de revestimiento adicional y de las cargas de ensayo de sello) es soportada por la interfaz de fricción que es activada por el sistema 11 de compresión.

60 El colgador 150 de tubería de revestimiento intermedia y el conjunto 41 de sello de colgador de tubería de revestimiento intermedia son prácticamente idénticos al colgador 2 de la tubería de revestimiento de producción y al

conjunto 3 de sello de anillo del colgador de la tubería de revestimiento de producción tal y como se expuso en la figura 2. El colgador de la tubería de revestimiento intermedia dispone de un perfil 58 en el diámetro interior para asentar el colgador 42 de la tubería de revestimiento de producción. Como el colgador no se asienta en la parte superior del sello de anillo como lo hacía en la configuración de la figura 2, el sello de anillo es más corto, y no tiene los requerimientos de puertos para el acceso anular.

El colgador 42 de la tubería de revestimiento de producción dispone de un perfil bajo roscado de la tubería de revestimiento para el soporte de la sarta 59 de la tubería de revestimiento de producción. En el extremo superior del colgador de la tubería de revestimiento de producción, hay una caja 152 de acoplamiento de la tubería de revestimiento para interactuar con el empalme 43 de soporte y sello y un perfil de rosca de recorrido externo para interactuar con la herramienta de recorrido del colgador de la tubería intermedia (no mostrada). El exterior del colgador de la tubería de revestimiento de producción dispone de ranuras para permitir que el paso de flujo y el retorno de cemento pasen a medida que el colgador esté siendo recorrido.

Sujeto en un perfil en el exterior del colgador de la tubería de revestimiento de producción hay un mecanismo 60 de asentamiento de anillo dividido (figura 5). Este anillo dividido desviado exteriormente está sujeto hacia dentro por la herramienta de recorrido del colgador de la tubería de revestimiento mientras que el colgador está siendo recorrido. Esto permite al colgador de la tubería de revestimiento de producción pasar completamente a través del orificio del colgador de la tubería de revestimiento intermedia, y después ser tirado de vuelta al perfil de asentamiento coincidente, por tanto aplicando una tensión a la sarta de la tubería de revestimiento de producción. Cuando el colgador de la tubería de revestimiento de producción está ubicado de forma apropiada en el orificio del colgador de la tubería de revestimiento intermedia, el anillo dividido desviado hacia el exterior es desacoplado de la herramienta de recorrido. El anillo dividido se estora hacia fuera y se acopla al perfil coincidente in el orificio del colgador de la tubería de revestimiento intermedia. El anillo dividido soporta sólo el peso de la sarta de la tubería de revestimiento intermedia. Cualquier carga adicional en el colgador de la tubería de revestimiento intermedia (por ejemplo, cargas debidas a la sarta de la tubería de producción o cualquier carga de ensayo de sello) son portadas por el empalme de soporte y de sellado.

Este empalme 43 de soporte y de sello tiene un pasador bajo de acoplamiento de la tubería de revestimiento. Esta conexión de sellado y roscado se realiza para la caja 152 coincidente en la parte superior del colgador 150 de la tubería de revestimiento de producción. En el diámetro interior por encima de este acoplamiento ahí un perfil 61 de recorrido que coincide con una herramienta de recorrido (no mostrada). Por encima de este perfil de recorrido, puertos 62 (figura 4) pasan desde el diámetro interior del empalme de soporte y de sellado al diámetro exterior para permitir la comunicación entre la tubería de revestimiento de producción/el anillo de la tubería de producción y el puerto 156 de acceso anular.

En el diámetro exterior del sello y del empalme de soporte, estos puertos pasan entre un par de sellos metal-metal en el conjunto 160 de sello. El diámetro exterior del empalme de soporte y de sellado dispone de cuatro conjuntos de sellos 162 metal-metal con respaldo 63 elástico. Los puertos de acceso anulares pasan entre el conjunto intermedio de sellos. El conjunto de sellos a cada lado del puerto de acceso anular se monta en los puertos de ensayo externos en la pared del alojamiento del cabezal de pozo, permitiendo el ensayo de los conjuntos de sellos. Por debajo de todos estos perfiles de sellado hay un perfil 64 de fricción, que consiste en una superficie mecanizada adecuada para soportar las cargas de fricción.

Ambos de estos perfiles son paralelos a superficies coincidentes en el orificio del alojamiento del cabezal de pozo y no tienen una interferencia inicial. Cuando el cartucho 165 de compresión superior es activado, esa sección del alojamiento del cabezal de pozo es comprimida hacia dentro para hacer contacto con el empalme de soporte y de sellado. La presión de contacto a lo largo de esta interfaz fuerza a las piezas a ser concéntricas, proporciona un bloqueo axial y rotacional del empalme de soporte y de sellado, y activa los sellos metal-metal con respaldos elásticos. La interfaz de fricción soporta cualquier carga de presión de ensayo en el empalme de soporte y de sellado y cualquier peso del colgador de la tubería de producción.

El diámetro interior del empalme de soporte es una campana de pesca a mordaza que sirve como un reborde 170 de asentamiento para el colgador 65 de la tubería de producción. Por encima de este reborde de asentamiento hay un orificio con tanto un perfil 66 de agarre por fricción como un perfil 67 de sellado para el colgador de la tubería de producción.

El colgador 65 de la tubería de producciones muy similar al colgador 4 de la tubería de producción mostrada en la figura 2. El colgador 65 de la tubería de producción tiene un diámetro exterior reducido, que le permite ser recorrido a través de un preventor de reventones (BOP) más pequeño. Este colgador de tubería de producción más pequeño es asentado, bloqueado, y sellado dentro del empalme de soporte y de sellado en lugar de dentro del orificio del alojamiento del cabezal de pozo. Con el fin de tener una capacidad de ensayar los sellos metal-metal en el diámetro exterior del colgador de la tubería de producción, un puerto 68 en el colgador de la tubería de producción pasa desde la superficie superior para intersectar un puerto de ensayo que pasa entre los dos conjuntos de sellos en el diámetro exterior del colgador de la tubería de producción.

Para activar los sellos y el agarre por fricción dentro del empalme de soporte y de sellado se requiere una operación de las etapas del sistema 165 de compresión superior. La primera etapa de activación comprime el alojamiento del cabezal de pozo hacia dentro para agarrar, soportar, y sellar el empalme de soporte y de sellado. Durante la segunda etapa de activación, el sistema de compresión es activado adicionalmente. Esta activación adicional comprime el empalme de soporte y de sellado, comprimiendo el diámetro interior del empalme de soporte y de sellado hacia dentro para agarrar al colgador de la tubería de producción. Esta compresión en dos etapas proporciona la fuerza necesaria para activar los sellos metal-metal y el soporte de agarre por fricción. El sello de cuello del colgador de la tubería de producción es idéntico que el mostrado en la figura 2. De acuerdo con la invención se utiliza una disposición de compresión como la descrita en el presente documento en conjunción con el buje de desgaste mencionado anteriormente. Tal y como se describió anteriormente, los colgadores de la tubería de revestimiento son recorridos juntos con un buje de desgaste a través del cabezal de pozo. Los buje de desgaste están dispuestos para ser agarrados por el mecanismo de agarre para bloquear el colgador de la tubería de revestimiento durante las diversas actividades relacionadas con la perforación del pozo, tal como el ensayo de presión, la siguiente fase de perforación, etcétera. Una vez que se ha completado la actividad, el mecanismo de agarre es entonces liberado para retirar el buje de desgaste antes de que se instale el siguiente colgador.

Con referencia las figuras 6-8, de acuerdo con la invención los sistemas ilustrados utilizan un mecanismo de la agarre (tal como un sistema 165 de compresión superior de la figura 4) para sujetar y bloquear cada colgador de la tubería de revestimiento, a través de un buje de desgaste en el cual es recorrido. El buje de desgaste permanece en su lugar hasta que el siguiente agujero de tubería de revestimiento es perforado. Los ensayos de BOP pueden realizarse sin tener que tirar del buje de desgaste y con la tubería de perforación en el agujero. Dicho sistema elimina muchas etapas de instalación en los sistemas de la técnica anterior, proporcionando el sistema de la invención no sólo un ahorro en la fabricación e implementación sino que reduce tiempo de instalación, mejora la seguridad, y proporciona un diseño de sello de colgador de la tubería de producción mucho mejor para un funcionamiento libre de mantenimiento del pozo, a través de toda la vida útil del campo.

Cuando la tubería de revestimiento de producción (tal como la sarta 59 de tubería de revestimiento de la figura 4) está lista para ser recorrida, el buje de desgaste del colgador de la tubería de revestimiento intermedia es traccionado, después de lo cual se asienta el colgador de la tubería de producción. A diferencia del colgador intermedio para el cual el procedimiento de cementación circula a través de las salidas, el colgador de la tubería de revestimiento de producción puede ser elevado para proporcionar un flujo por el colgador y los sellos del buje de desgaste.

Una ventaja de esta disposición es que finalmente el colgador de la tubería de producción puede ser asentado en la parte superior de los colgadores apilados, y bloqueado y sellado con el sistema de sellado con mecanismo de agarre metal-metal, que ha sido calificado según el apéndice F de la norma para un servicio de 103,4 MPa (15 kpsi) y que ha sido comprobado a 172,4 MPa (25 kpsi). De forma más específica, la invención utiliza bujes 210 de desgaste para bloquear de forma temporal los colgadores 212 de tubería de revestimiento durante la perforación de un pozo. Los expertos en la técnica apreciarán que en la técnica anterior, los bujes de desgaste son recorridos en un cabezal de pozo con la única función de proteger el orificio del cabezal de pozo durante la perforación. No son utilizados para bloquear los colgadores de la tubería de revestimiento tal y como se describe en el presente documento. Los colgadores de la tubería de revestimiento deben ser "bloqueados" de manera que permanecen en su lugar si se experimenta cualquier presión anular por debajo del colgador. Utilizando buje de desgaste en conjunción con el mecanismo 218 de agarre de la invención, sólo se necesita un único mecanismo de bloqueo en el cabezal de pozo en la ubicación 224 del colgador de la tubería de producción, lo cual reduce el coste y la complejidad de los colgadores de la tubería de revestimiento, ahorra tiempos e incrementa la fiabilidad de la instalación. En contraste, las disposiciones de la técnica anterior para el bloqueo de los colgadores de la tubería de revestimiento son mucho más complicadas y difíciles de implementar, tal como los pernos de amarre que penetran a través del cabezal de pozo. El mecanismo 218 mostrado es el más beneficioso y también ofrece ventajas adicionales divulgadas previamente más arriba.

La figura 6-8 representa etapas de la secuencia que son un aspecto importante de la invención:

La figura 6 muestra el colgador 212 de la tubería de revestimiento y la tubería 213 de revestimiento fijada al buje 210 de desgaste es recorrido dentro del cabezal 220 de pozo mediante la junta 221 de recorrido del buje de desgaste. El buje 210 de desgaste está diseñado para interactuar en 222 y en una zona de acoplamiento o "zona de sellado" con el extremo 224 superior del cabezal 220 de pozo, donde el colgador 214 de la tubería de producción (ver la figura 8) está eventualmente asentado, y está bloqueado en su lugar con el mecanismo 218 de agarre realizando la disposición de sellado y de bloqueo tal y como se utiliza más tarde para el colgador 214 de la tubería de producción de la figura 8.

La figura 7 muestra el siguiente colgador 212a de la tubería de revestimiento siguiente instalado con un buje 210a de desgaste similar que también está acoplado con el mecanismo 218 de agarre en la disposición de bloqueo en la ubicación del colgador de la tubería de producción. Ahora ambos colgadores 212, 212a de la tubería de revestimiento están fijados en su lugar a través del buje 210a de desgaste.

La figura 8 ilustra la retirada del buje 210 de desgaste cuando el colgador 214 de la tubería de producción está listo para ser instalado. Con el buje 210 de desgaste retirado, el colgador 214 de la tubería de producción se asienta en 230 sobre la parte superior de la tubería de revestimiento apilada de los colgadores 212, 212a y los bloquean en su sitio.

5 De la descripción anterior se entenderá fácilmente que el diseño del cabezal de pozo de plataforma del objeto de la invención tiene numerosas mejoras y características que proporcionan ventajas sustanciales sobre los diseños de cabezal de pozo de la técnica anterior. El cabezal de pozo, descrito en el presente documento logra estas ventajas moviendo las funciones de soporte de carga y de activación del sello al exterior del alojamiento del cabezal de pozo. Esto resulta en una maximización del espacio de orificio utilizable y un control excelente de la carga de sello de anillo. Estas mejoras resultan en las siguientes ventajas y características, entre otras:

- un diseño flexible se puede utilizar para una variedad de aplicaciones específicas.
- Un diseño simple promueve la confiabilidad y reduce el tamaño.
- Una excentricidad nula entre los colgadores y el alojamiento.
- Un par de torsión nulo y una carga de configuración axial mínima requerida para activar los asientos anulares metal-metal.
- Una capacidad de ensayo externa para sellos anulares metal-metal.
- Una activación de sellado y de bloqueo externa. Un bloqueo rígido elimina un frotamiento de sello de anillo.
- Tensiones de contacto distribuidas de forma uniforme alrededor del perímetro.
- Una aplicación controlada y monitorizada de la carga de sello.
- Sellos anulares materiales a través de la vida útil del campo.
- Un número mínimo de herramientas de recorrido requeridas dado que los colgadores están bloqueados en su lugar de forma torsional, una conexión de alto par de torsión (en este caso un acoplamiento de tubería de revestimiento estándar en el extremo de una sarta de tubería de revestimiento estándar) se puede utilizar para recorrer los colgadores.
- El reborde de carga primario puede ser bastante más pequeño que los rebordes de carga de múltiples campanas de pesca a mordaza convencionales, ya que la mayoría de la carga es soportada a través de las diversas interfaces de agarre por fricción. Este reborde de carga más pequeño significa que el orificio a través del cabezal de pozo es aumentado, permitiendo que la primera sarta de la tubería de revestimiento que recorre a través del cabezal de pozo tenga un tamaño mayor. De forma alternativa, un reborde de carga más pequeño puede permitir que disminuya el diámetro exterior del cabezal de pozo, resultando en un tamaño global más pequeño.
- Las áreas de agarre y de fricción funcionan a lo largo de una longitud. Por lo tanto, si el primer colgador de la tubería de revestimiento es asentado alto, los colgadores de la tubería de revestimiento posteriores/colgadores de la tubería de producción pueden tolerar un error de apilamiento asentándose y sellando en lugares ligeramente diferentes a lo largo de la longitud del orificio.
- Tal y como se muestra en la figura 4, el colgador de la tubería de producción puede ser anidado para reducir la dimensión de apilamiento de reacondicionamiento.
- Debido al hecho de que el área de agarre por fricción soporta las cargas de ensayo en el colgador de la tubería de producción, el reborde de carga del colgador de la tubería de producción puede ser más pequeño que lo que sería normalmente. Esto significa que hay más espacio disponible en el colgador de la tubería de producción para maximizar el número de penetraciones de línea de control a través del colgador de la tubería de producción.
- Un número mínimo de penetraciones del cabezal de pozo.
- Procedimientos de contingencia se pueden realizar a través de los BOP.
- Un diseño resistente a la fatiga para aplicaciones dinámicas.
- Un diseño flexible permite la incorporación de una tubería de revestimiento y de colgadores de la tubería de producción traccionados (por ejemplo tal y como se muestra en la figura 4).
- El uso de pistones hidráulicos y de tuercas de bloqueo para activar pestañas de bloqueo permite un diseño de pestaña simple.
- El buje de desgaste de en puje pasante no necesita ser retirado, ahorrando una operación. Un bloqueo del colgador de la tubería de producción interna sin una herramienta de manipulación delicada ni un daño de línea de control potencial.
- Una seguridad mejorada, con un ensayo del lado posterior de la tubería de producción logrado sin el uso de un sello temporal o de un mecanismo de bloqueo temporal o de un colgador de la tubería de producción.

Aunque ciertas características y modos de realización de la invención han sido descritos en detalle en el presente documento, debería entenderse que la invención incluye todas las modificaciones y mejoras dentro del alcance de las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un aparato de cabezal de pozo que tiene un aparato (218) de sellado externo para sujetar un buje (210, 210a) de desgaste dentro de un miembro (220) de tubería de producción de un diámetro más grande, el aparato que comprende
- 5 a. Un buje (210, 210a) de desgaste que tiene un primer diámetro con una zona de sellado definida en el mismo;
- b. Un miembro (220) de tubería de producción exterior que tiene una pared circunferencial interior con una zona de sellado en la misma, en donde el buje (210, 210a) de desgaste está situado sustancialmente de forma concéntrica dentro del miembro (220) de tubería de producción interior que tiene una pared circunferencial exterior con una zona de sellado en la misma; y
- 10 c. Un sistema (218) de compresión montado en dirección exterior del miembro (220) de tubería de producción exterior adyacente a la zona de sellado y que puede funcionar para comprimir el miembro (220) de tubería de producción exterior en un contacto circunferencial con el buje (210, 210a) de desgaste para el acoplamiento de la zona de sellado en el mismo,
- 15 en donde la zona de sellado es una superficie de sellado de metal en dicho buje (210, 210a) de desgaste y dicho miembro (220) de tubería de producción exterior para definir un sello metal-metal circunferencial cuando el sistema (218) de compresión está activado; y caracterizado porque:
- 20 el aparato de cabezal de pozo además comprende un colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior que está fijado de forma desmontable al buje(210, 210a) de desgaste, y un miembro de tubo interno (213), estando fijado el buje(210, 210a) de desgaste de forma desmontable por encima del colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior y estando fijado el colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior al miembro (213) de la tubería de producción interior; y
- la activación del sistema (218) de compresión está dispuesta para bloquear el buje (210) de desgaste, el colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior y el miembro (213) de la tubería de producción interior.
- 25 2. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el miembro (220) de la tubería de producción exterior está en el alojamiento del cabezal de pozo.
3. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 1 o la reivindicación 2 que comprende un segundo cargador (212) de la tubería de producción y un segundo miembro (213) de la tubería de producción que está fuera del colgador (212a) de la tubería de producción interior y del miembro de la tubería de producción interior y dentro del miembro (220) de la tubería de producción exterior y en donde tanto el colgador (212a) de la tubería de producción interior como el segundo colgador (212) de la tubería de producción están fijados en su lugar y bloqueados a través de la activación del sistema de compresión en el buje (210a) de desgaste.
- 30 4. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el sistema de compresión comprende una superficie (15) de cuña y una pestaña (14) adaptada para acoplarse a la cuña (15), una de dicha cuña (15) y pestaña (14) estando ubicada cada una en uno de, el miembro (220) tubular exterior y el sistema (218) de compresión, en donde el miembro (220) tubular es comprimido radialmente hacia dentro tras el movimiento relativo axial entre la cuña (15) y la pestaña (14).
- 35 5. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 4, en donde el sistema de compresión es un émbolo hidráulico adaptado para provocar el movimiento axial entre la cuña (15) y la pestaña (14).
6. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 5, que además comprende un bloqueo (21) positivo para bloquear la cuña (15) y la pestaña (14) en posición una vez que ha sido acoplado el sello.
- 40 7. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 6, que además comprende un sello (84, 85) elástico redundante en la zona de sellado.
8. Un aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 7, que además comprende una pluralidad de sellos (84, 85) elásticos separados axialmente redundantes en la zona de sellado.
- 45 9. El aparato de cabezal de pozo de acuerdo con la reivindicación 8 que además comprende un puerto (114) entre la pluralidad de sellos (84, 85) elástico separados axialmente redundantes en la zona de sellado.
10. Método para instalar colgadores (212, 212a) de la tubería de producción dentro de un pozo, comprendiendo dicho método las etapas de
- a. fijar un buje (210, 210a) de desgaste a un colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior;
- 50 b. situar el colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior en un cabezal (220) de pozo dispuesto en la parte superior del pozo;

- c. activar un mecanismo (218) de agarre dispuesto externamente a dicho cabezal (220) de pozo para provocar que una porción del cabezal (220) de pozo se comprima y agarre el buje (210, 210a) de desgaste y en donde dicha activación bloquea el colgador (212, 212a) de la tubería de producción interior;
 - d. realizar las actividades relacionadas con la perforación en el pozo; y
- 5 e. Desactivar el mecanismo (218) de agarre para liberar el buje (210, 210a) de desgaste.
11. Un método de acuerdo con la reivindicación 10, que además comprende la etapa de retirar el buje (210) de desgaste del colgador (212) de tubería de producción interior.
12. Un método de acuerdo con la reivindicación 10, que además comprende las etapas de:
- 10 a. situar un segundo colgador (212) de tubería de producción en el cabezal (220) de pozo dispuesto en la parte superior del pozo y en donde el segundo colgador (212) de tubería de producción está previsto fuera del colgador (212a) de tubería de producción interior;
- b. activar el mecanismo (218) de agarre para provocar que una porción del cabezal (220) de pozos se comprima y agarre el buje (210a) de desgaste fijado al colgador (212a) de la tubería de producción interior;
- c. realizar las actividades relacionadas con la perforación en el pozo; y
- 15 d. activar el mecanismo de agarre para liberar el buje (210a) de desgaste fijado al colgador (212a) de la tubería de producción interior.

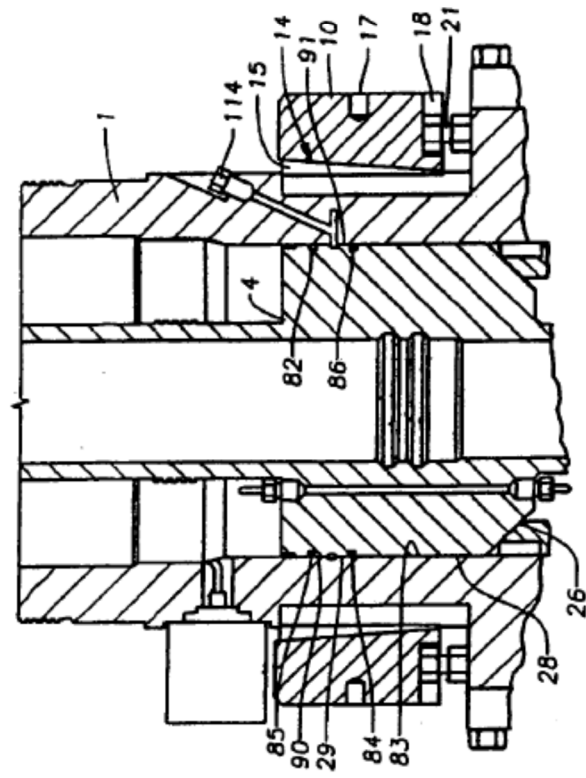
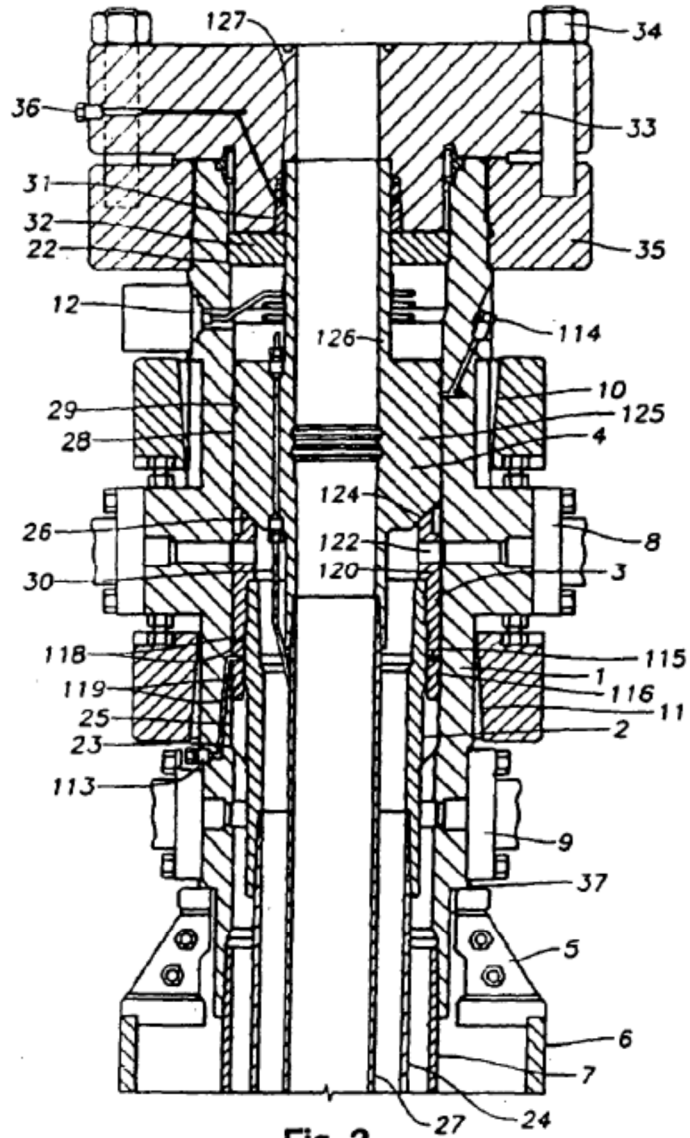


Fig. 1



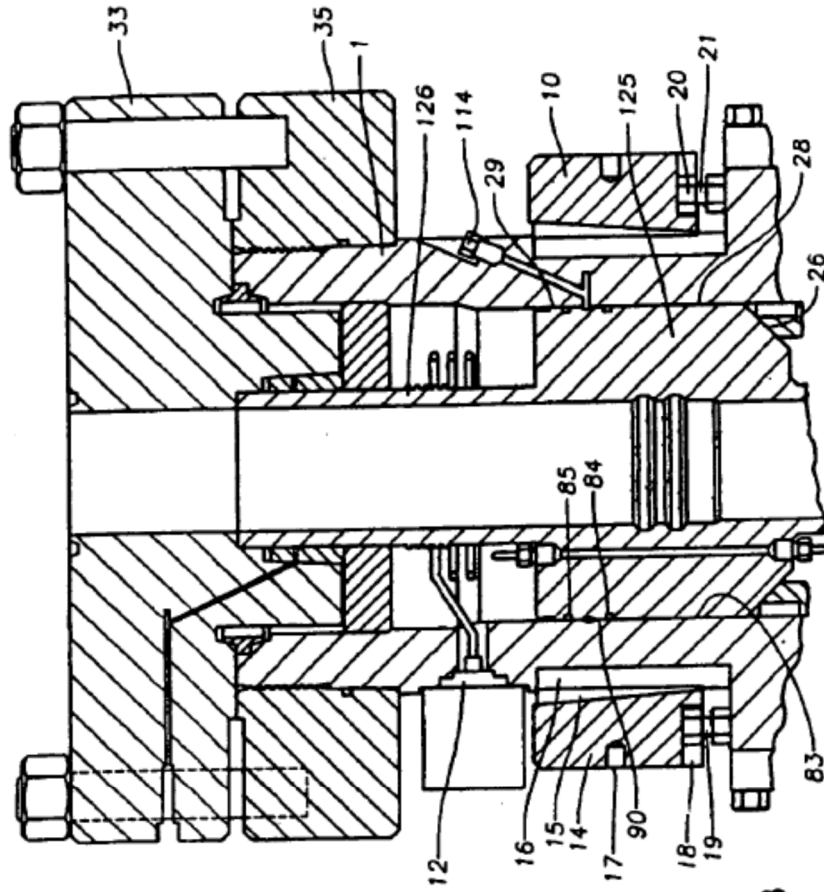
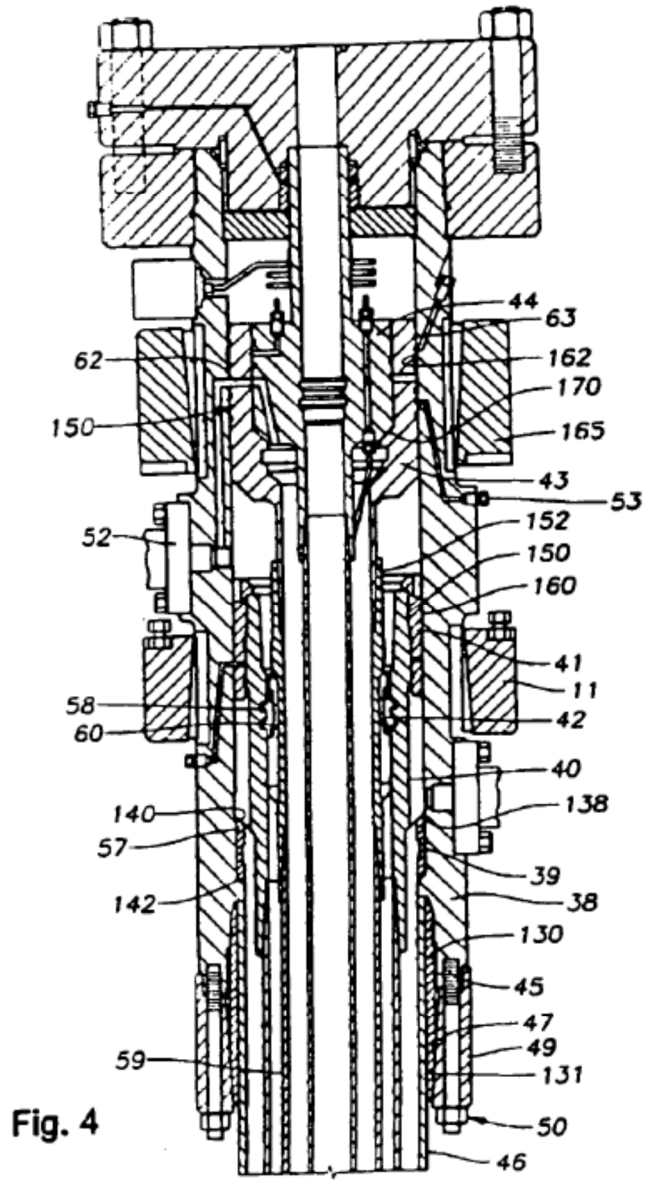


Fig. 3



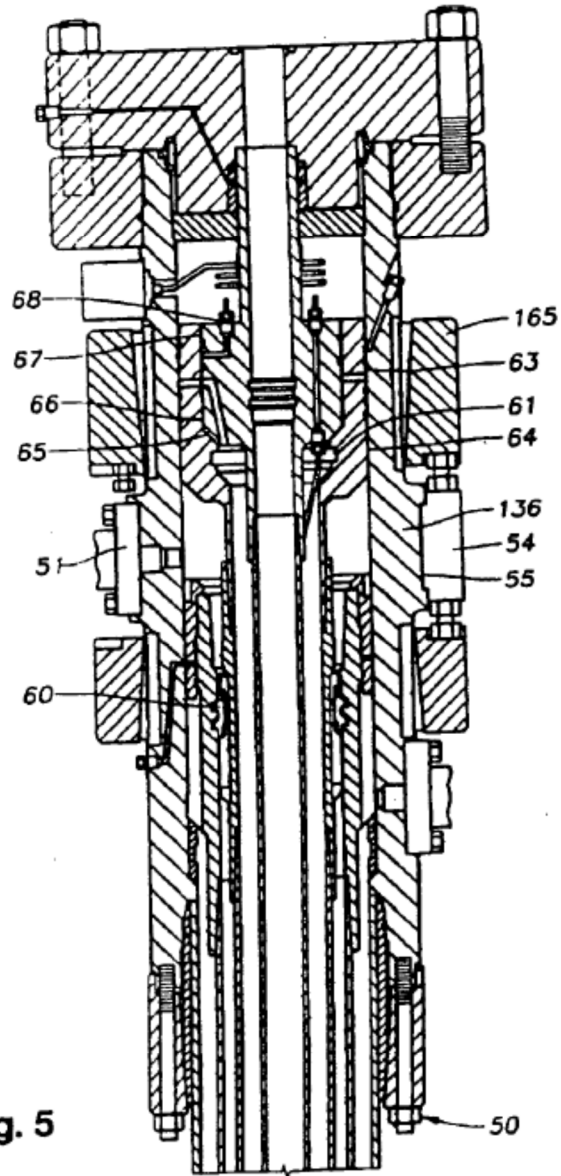


Fig. 5

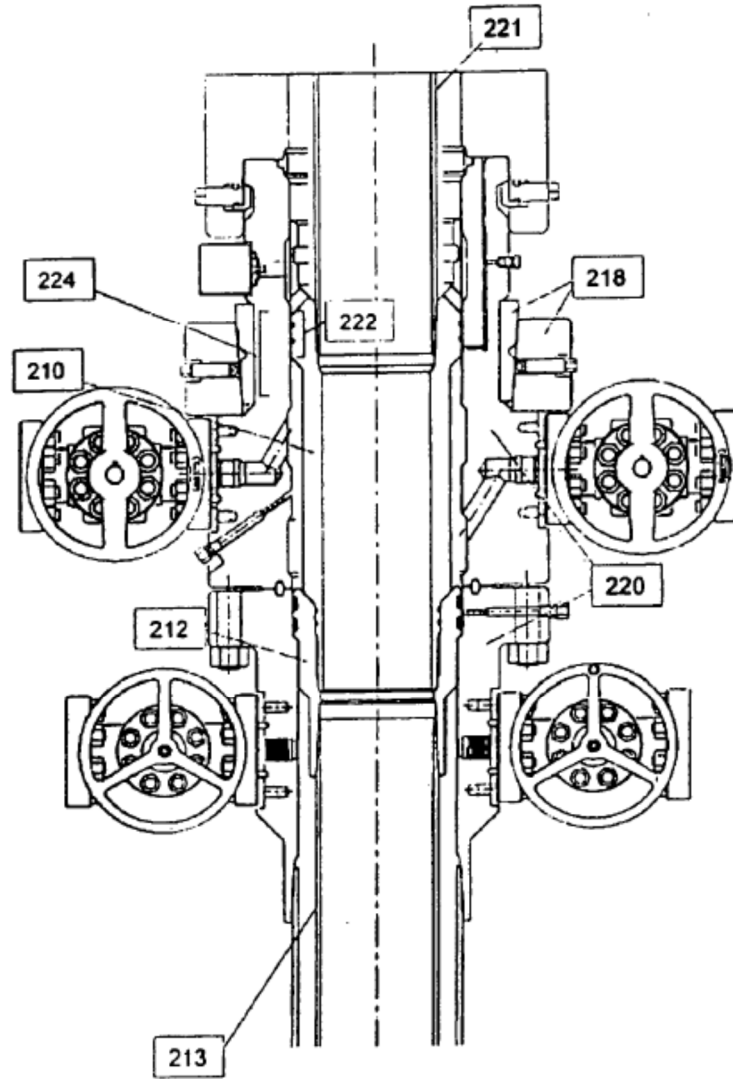


FIG. 6

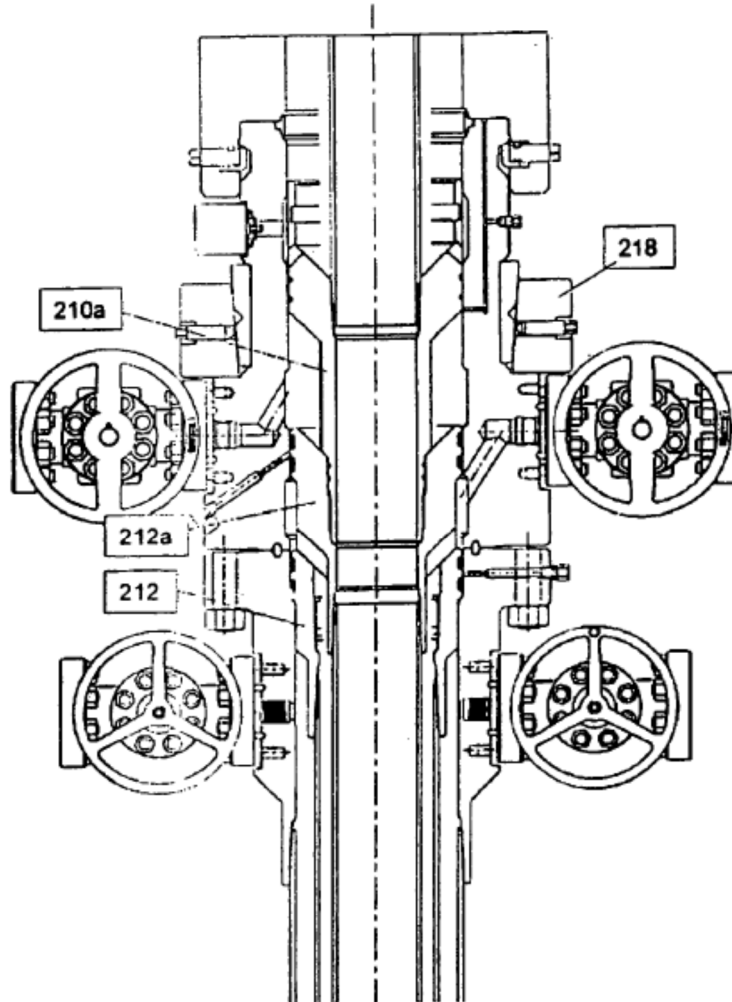


FIG. 7

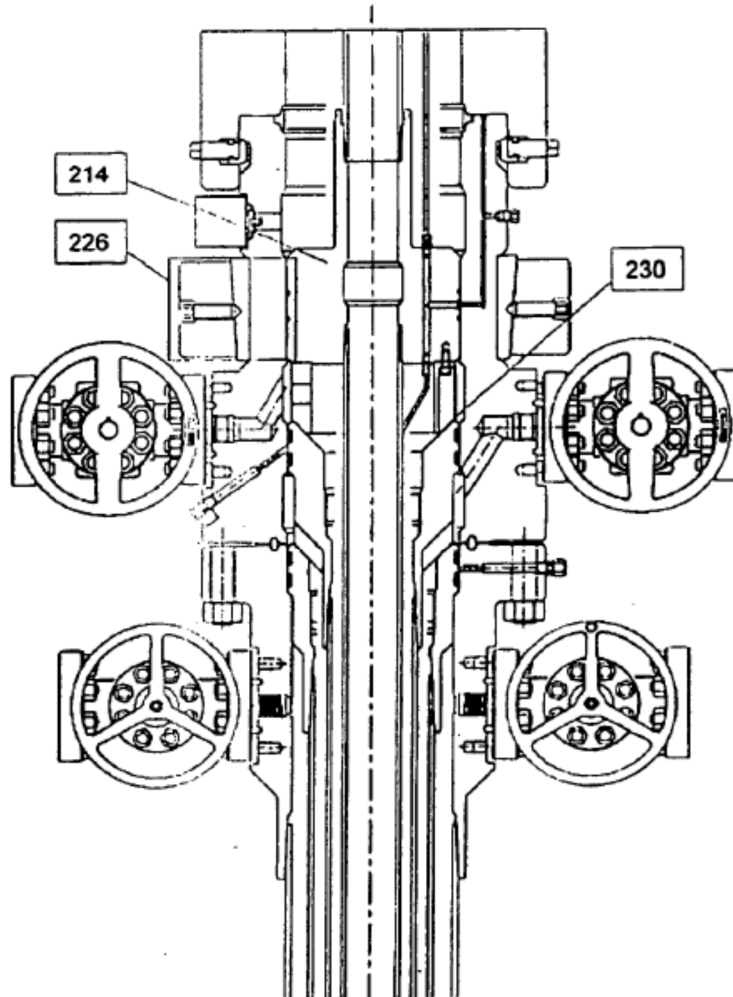


FIG. 8