



Assinado
Digitalmente

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS
INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL

CARTA PATENTE Nº PI 0806867-4

O INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL concede a presente PATENTE DE INVENÇÃO, que outorga ao seu titular a propriedade da invenção caracterizada neste título, em todo o território nacional, garantindo os direitos dela decorrentes, previstos na legislação em vigor.

(21) Número do Depósito: PI 0806867-4

(22) Data do Depósito: 14/10/2008

(43) Data da Publicação do Pedido: 02/05/2012

(51) Classificação Internacional: E21B 33/035; E21B 33/03; E21B 7/12.

(30) Prioridade Unionista: US 11/975,554 de 19/10/2007.

(54) Título: EQUIPAMENTO PARA CAMPOS PETROLÍFEROS

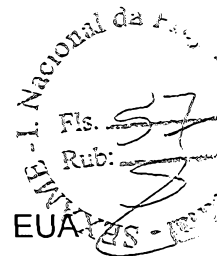
(73) Titular: WEATHERFORD TECHNOLOGY HOLDINGS, LLC. Endereço: 2000 St. James Place, Houston, Texas, ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA(US), 77056

(72) Inventor: HANNEGAN, DON M.

Prazo de Validade: 10 (dez) anos contados a partir de 04/12/2018, observadas as condições legais

Expedida em: 04/12/2018

Assinado digitalmente por:
Liane Elizabeth Caldeira Lage
Diretora de Patentes, Programas de Computador e Topografias de Circuitos Integrados



EQUIPAMENTO PARA CAMPOS PETROLÍFEROS

Esta solicitação reivindica prioridade ao requerimento da patente dos EUA no. 11/975,554, a qual é incorporada a este por referência.

Esta invenção se relaciona ao campo de equipamentos para campos petrolíferos. As incorporações da invenção relacionam-se a um sistema e a um método para a conversão de uma válvula de fechamento de emergência convencional anular (BOP) entre um sistema de retorno de lama não pressurizado e um sistema pressurizado de retorno de lama para uma perfuração com pressão controlada ou para uma perfuração não equilibrada.

Os tubos marinhos que se estendem da parte superior do poço no solo oceânico têm sido tradicionalmente utilizados para circular o fluido perfurado de volta para uma estrutura de perfuração ou em um mastro entre o cabo da broca e o diâmetro interno dos tubos. O tubo deve ser grande o suficiente no diâmetro interno para acomodar o maior cabo da sonda que será utilizada para perfurar. Por exemplo, os tubos com diâmetros internos de 19 ½ polegadas (49,5 cm) foram utilizados, apesar de outros diâmetros poderem ser utilizados. Um exemplo de um tubo marinho e de alguns dos componentes de perfuração associados, tais como mostrado aqui nas FIGS. 1 e 2 são propostos pela Patente dos EUA de número 4.626.135.

O tubo marinho geralmente não é utilizado como uma vasilha de contenção pressurizada durante as operações convencionais de perfuração. As pressões contidas pelo tubo são, geralmente, a pressão hidrostática gerada pela densidade do líquido perfurado ou a lama retida no tubo e a pressão desenvolvida pelo bombeamento do fluido para o orifício de sondagem. Entretanto, alguns poços ainda pouco desenvolvidos são considerados economicamente não perfuráveis

utilizando as operações convencionais de perfuração. De fato, os estudos patrocinados pelo Departamento do Interior dos EUA, do Serviço de Administração de Minerais e do Instituto Americano do Petróleo, concluíram que, entre 25% e 33% de todos os reservatórios ainda não desenvolvidos não são perfuráveis utilizando-se os métodos convencionais de perfuração preponderantes, devido, em grande parte, pela maior probabilidade de controlar problemas como a dificuldade de ejeção diferencial, circulação perdida e escapamentos repentinos.

Riscos da perfuração tais como gás e áreas aquíferas anormalmente pressurizadas relativamente na mesma linha de lama apresentam desafios quando se perfura a parte superior de muitas prospecções, tanto em águas rasas como nas profundas. Os perigos do gás raso é que o mesmo pode ser doce ou ácido e, se encontrado, poderá alcançar o deck de perfuração muito rapidamente. Ejeções na superfície ocorrem devido à falta de tempo das válvulas de segurança (BOP) dos equipamentos. Se ácido, mesmo as quantidades de vestígios de tais gases de escape se constituem em riscos à saúde, à segurança e ao meio ambiente (HSE), pois são prejudiciais aos seres humanos e ao meio ambiente. Existem restrições legais dos EUA e canadenses sobre a quantidade máxima de exposição a tais gases, que podem ser suportadas pelos trabalhadores. Por exemplo, A Administração da Segurança Laboral e da Saúde (OSHA) estabelece um limite diário de oito horas de exposição aos vestígios de gás de H₂S se os mesmos não utilizarem uma máscara de gás.

A redução da pressão de poro e janelas de perfuração estreitas, devido a margens pequenas entre a pressão de formação e a pressão de fratura do orifício aberto, bem como uma exigência crescente por perfurações em águas profundas e os maiores custos da perfuração indicam que a quantidade de reservatórios

conhecidos, considerados economicamente impossíveis de perfurar com operações convencionais de perfuração continuarão a aumentar. Técnicas novas e aperfeiçoadas, tais como a perfuração com pressão controlada e perfuração melhorada, tais como a perfuração controlada da pressão e a perfuração sub-balanceada têm sido utilizadas com sucesso em todo o mundo em determinados ambientes de perfuração em plataformas continentais. A perfuração com pressão controlada foi aprovada recentemente no Golfo de México pelo Departamento do Interior dos EUA, pelo Serviço de Administração de Minerais da Região do Golfo do México. A perfuração com pressão controlada é um processo de perfuração adaptativo que não traz hidrocarbonos para a superfície durante a perfuração. Sua principal finalidade é administrar mais precisamente o perfil da pressão do poço enquanto mantém o peso equivalente da lama acima da pressão de formação durante todo o tempo, tanto circulando ou fechado para fazer as conexões articuladas dos tubos. Para permanecer dentro da janela de perfuração em uma profundidade maior com a lama do momento, perfure um orifício mais profundo para eliminar a necessidade de outra coluna de perfuração, o objetivo pode ser perfurar com segurança em equilíbrio, ou com maior equilíbrio ou aplicando contrapressão de superfície para obter um peso de lama equivalente mais alto (EMW), do que a queda hidrostática do líquido de perfuração. A perfuração abaixo do equilíbrio é perfurar com a queda hidrostática do fluido de perfuração e o peso equivalente da lama quando circular, projetado para ser mais baixo do que a pressão das formações que estão sendo perfuradas. A queda hidrostática do fluido pode naturalmente ser menor do que a formação da pressão ou pode ser induzida.

Estas técnicas novas e aperfeiçoadas requerem dispositivos de gerenciamento da pressão, tais como as cabeças de controle rotativas ou os

dispositivos (referidos como RCDs) e os desviadores marinhos rotativos. Os RCDs, semelhantes a este divulgado na Patente de número 5.662.181 dos EUA forneceu um vedante entre um tubular rotativo e o tubo marinho para fins de controlar a pressão ou o fluxo de fluido até a superfície ao mesmo tempo em que as operações

5 de perfuração estiverem sendo conduzidas. Tipicamente, uma parte interna ou membro do RCD foram projetados para vedar ao redor do tubular rotativo e girar com o tubular utilizando o(s) elemento(s) interno(s) de vedação e rolamentos. Adicionalmente, a parte interna do RCD permite que o tubular se movimente axialmente e deslize através do RCD. O termo "tubular" conforme utilizado aqui

10 significa todas as formas de tubo de perfuração, tubulação, caixas, aros da broca, revestimentos e outros tubulares para operações em campos petrolíferos conforme entendido de acordo com o art.

A patente dos EUA de número 6,913,092 B2 propõe uma caixa de vedação que inclui um RCD posicionado acima do nível do mar sobre a seção superior do

15 tubo marinho para facilitar um sistema pressurizado controlado mecanicamente e fechado, que é útil em perfurações submarinhas subequilibradas. Uma ferramenta que opera internamente é proposta para posicionar a caixa de vedação do RCD sobre o tubo e facilita a sua fixação ao mesmo. Uma braçadeira de desconexão/conexão externa controlada remotamente é proposta para prender

20 hidráulicamente o rolamento e o conjunto de vedação do RCD à caixa de vedação.

Também se sabe que utiliza um sistema de fluido de densidade dupla para controlar as formações expostas no orifício perfurado aberto. Veja o Estudo de Viabilidade de um Sistema da Lama com Densidade Dupla para Operações de Perfuração em Águas Profundas por Clovis A. Lopes e Adam T. Bourgoyne, Jr., ©

25 1997 Offshore Technology Conference. Como uma lama de alta densidade é

circulada até o tubo, o estudo de 1997 propõe injetar o gás na coluna de lama no tubo na plataforma ou próximo à plataforma oceânica para reduzir a densidade da lama. Contudo, o controle hidrostático da pressão de formação deve ser mantido por um sistema de lama ponderado, isto é, não cortado por gás, abaixo do leito
5 oceânico.

A Patente dos EUA de número 6,470,975 B1 propõe posicionar uma peça da caixa interna conectada a um RCD abaixo do nível do mar com um tubo marinho utilizando um preventor anular de explosão ("BOP") com um desviador marinho, e cujo exemplo é mostrado na patente dos EUA de número 4.626.135 discutida acima.
10 A peça da caixa interna deve ser retida na posição desejada fechando-se o vedante anular do BOP, de maneira a que uma vedação seja fornecida entre a peça da caixa interna e o diâmetro interno do tubo. O RCD pode ser utilizado para uma perfuração sub-balanceada, um sistema de fluido de densidade dupla, ou outra técnica de perfuração que exija a contenção da pressão. Propõe-se que a peça interna da caixa
15 deve passar pelo tubo por um aro padrão da sonda ou um estabilizador.

A Patente dos EUA de número 7,159,669 B2 propõe que o RCD retido pela peça interna da caixa seja autolubrificante. O RCD proposto é similar ao modelo 7875 de RCD da Weatherford-Williams, disponível na Weatherford International, Inc. em Houston, Texas.

20 A Patente dos EUA de número 6,138,774 propõe um conjunto da caixa de pressão que contém um RCD e um regulador de pressão constante ajustável, posicionado no solo oceânico acima da nascente para perfurar, pelo menos, a porção inicial do poço com somente água do mar e sem um tubo marinho.

A publicação No. 2006/0108119 A1 dos EUA propõe um conjunto de
25 travamento ativado remotamente por pistão hidráulico para travar e vedar um RCD

com a seção superior de um tubo marinho ou um bocal em forma de sino posicionado no tubo. Como mostrado na FIG. 2 da publicação 119, um único conjunto de travamento é proposto, por meio do qual o conjunto de travamento é preso ao tubo ou ao bocal em forma de sino para travar um RCD com o tubo. Como
5 mostrado na FIG. 3 da publicação 119, um conjunto de travamento duplo também é proposto, no qual o próprio conjunto de travamento pode ser preso ao tubo ou ao bocal em forma de sino, utilizando um mecanismo de pistão hidráulico.

A publicação No. 2006/0144622 A1 dos EUA propõe um sistema para resfriar os vedantes radiais e rolamentos de um RCD. Como mostrado na FIG. 2A da
10 publicação 622, o líquido hidráulico é proposto para lubrificar uma pluralidade de rolamentos e para energizar um balão anular para fornecer uma vedação ativa que se expande radialmente para dentro, vedando ao redor do tubular, como uma coluna de perfuração.

Os desviadores BOP marinhos são utilizados na perfuração de pressão
15 hidrostática convencional ao perfurar plataformas ou estruturas. Os fabricantes de desviadores BOP marinhos incluem a Hydril Company, Vetco Gray, Inc., Cameron, Inc., e Dril-Quip, Inc., todas de Houston, Texas. Quando os vedantes do desviador BOP são fechados sobre a coluna de perfuração, o líquido é desviado com segurança para longe do deck de perfuração. Entretanto, as operações de
20 perfuração devem cessar porque o movimento da coluna de perfuração danificará ou destruirá os vedantes anulares não rotativos. Durante as operações normais, os vedantes do desviador estão abertos. Há uma série de condições de perfuração em alto mar, não relacionadas ao controle do poço, onde seria vantajoso girar e movimentar a coluna de perfuração dentro de um desviador marinho com vedantes
25 fechados. Dois exemplos são: 1) rotação lenta para impedir que a coluna de

perfuração paralise ao circular o gás do tubo para fora o que em poços profundos pode levar muitas horas e 2) suspender a coluna de perfuração para fora do fundo para minimizar a pressão de fricção anular após circular o gás do tubo para fora, e antes de reiniciar as operações de perfuração. Ser capaz de perfurar com um
5 vedante fechado, também permitirá perfurar adiante com uma contrapressão controlada aplicada ao anel enquanto se mantém um perfil de pressão do poço perfurado com mais precisão.

Uma caixa do conversor do desviador marinho para posicionar com um RCD, conforme mostrado na FIG. 3 foi utilizada em um passado recente. Entretanto,
10 a caixa deve combinar com o perfil interno de um dos muitos modelos de desviadores BOP marinhos, alguns dos quais divulgados acima, nos quais for utilizada. Além disso, o vedante anular de elastômero e o pistão ativado hidráulicamente devem ser removidos antes da caixa do conversor ser posicionada aí.

15 As patentes dos EUA discutidas acima, de números 4,626,135; 5,662,181; 6,138,774; 6,470,975 B1; 6,913,092 B2; e 7,159,669 B2; e as Publicações dos EUA de números 2006/0108119 A1 e 2006/0144622 A1 são aqui incorporadas por referência para todos os propósitos em conjunto. Com exceção da patente `135, todas as patentes e publicações acima mencionadas foram atribuídas ao cessionário
20 desta invenção. A patente 135 foi concedida à Hydril Company de Houston, Texas.

Enquanto as colunas de perfuração normalmente são equipadas com um desviador BOP marinho, utilizado na perfuração convencional da pressão hidrostática, o inventor atual avaliou um sistema e um método para converter eficiente e seguramente os desviadores BOP marinhos anulares entre a perfuração
25 convencional e a perfuração com pressão controlada ou a perfuração sub-

balanceada. O sistema e o método permitiriam a conversão entre um desviador BOP marinho anular convencional e um desviador marinho rotativo. O inventor também avaliou que seria desejável para o sistema e o método que os mesmos exigissem uma intervenção humana mínima, especialmente na área do poço e fornecesse um método eficiente e seguro para posicionar e remover o equipamento. Também
5 avaliou que seria desejável que o sistema fosse compatível com uma série de tipos e tamanhos diferentes de RCDs e de desviadores BOP marinhos anulares.

Um ou mais aspectos da invenção são expostos na(s) reivindicação(ões) independente(s).

10 Um sistema e um método são divulgados para converter um desviador BOP marinho anular utilizado na perfuração de pressão hidrostática convencional e um desviador marinho rotativo, que utiliza um dispositivo de controle rotativo para perfuração com pressão controlada e perfuração sub-balanceada. O dispositivo de controle rotativo pode ser preso ou travado com uma caixa do conversor do
15 desviador marinho universal (UMDC). A caixa do UMDC possui uma seção superior e uma seção inferior, com uma conexão roscada entre as mesmas, o que permite que a caixa da UMDC seja configurada para o tamanho e tipo desejados da caixa do desviador BOP marinho anular. A caixa do UMDC pode ser posicionada com uma ferramenta hidráulica de maneira a que a sua parte mais baixa possa ser
20 posicionada com o desviador BOP anular marinho.

Algumas incorporações preferidas da invenção serão descritas agora, somente como exemplo e com referência aos desenhos que as acompanham, nos quais:

A FIG. 1 é uma vista elevada de um exemplo de incorporação de uma
25 sonda de perfuração flutuante semi-submersível que mostra um BOP de gavetas

sobre o solo oceânico, um tubo marinho, um desviador BOP marinho anular subsuperficial e um desviador de superfície acima.

A FIG. 2 é uma incorporação exemplar de uma sonda com um levantador fixo e com o BOP de gavetas e um desviador acima da superfície da água.

5 A FIG. 3 é uma vista elevada cortada com um RCD preso a uma caixa do conversor do desviador marinho, cuja caixa foi fixada a uma incorporação exemplificativa de uma caixa cilíndrica do desviador BOP marinho anular, mostrado na seção sem o vedante obturador anular de elastômero e os pistões.

10 A FIG. 4 é uma vista com corte elevado de um RCD preso a uma caixa de UMDC de uma incorporação desta invenção, cujo UMDC foi posicionado em uma incorporação exemplificativa de uma caixa cilíndrica do desviador marinho, que possui um selo anular obturador convencional de elastômero.

15 A FIG. 5 é uma vista com corte elevado de um RCD preso a uma caixa de UMDC de uma incorporação desta invenção, cujo UMDC foi posicionado em uma incorporação exemplificativa de uma caixa cilíndrica do desviador marinho, que possui um selo anular obturador convencional de elastômero.

20 A FIG. 5A é uma vista com corte elevado de um RCD preso a uma caixa de UMDC de uma incorporação desta invenção, cujo UMDC foi posicionado em uma incorporação exemplificativa de uma caixa cilíndrica do desviador marinho que possui um selo anular obturador convencional de elastômero.

25 A FIG. 6 é uma vista similar à da FIG. 4, a não ser que com uma vista dividida mostrando o lado direito do eixo vertical do vedante obturador anular de elastômero convencional, acoplando um vedante anular de elastômero inflável ativo convencional, e no lado direito do vedante obturador anular convencional que comprime ainda mais o vedante de elastômero anular inflável.

A FIG. 7 é uma vista similar à da FIG. 4, exceto com o vedante obturador de elastômero anular removido, e um vedante anular ativo inflável instalado.

A FIG. 8 é uma vista aumentada elevada da seção da interface de um vedante de elastômero com a superfície irregular da caixa de metal da UMDC de
5 uma incorporação desta invenção.

A FIG. 9 é uma vista aumentada da elevação da seção de uma camada de elastômero entre o vedante de elastômero e uma superfície de metal regular da caixa de UMDC.

A FIG. 10 é uma vista aumentada da elevação da seção de uma camada
10 de elastômero entre o vedante de elastômero e uma superfície de metal irregular da caixa de UMDC.

Geralmente, as incorporações desta invenção envolvem um sistema e um método para converter entre um desviador BOP marinho anular (FD, D) utilizado em um sistema de retorno de lama convencional aberto e não pressurizado para
15 perfuração com pressão hidrostática, e um desviador marinho rotativo, utilizado em um sistema de retorno de lama fechado e pressurizado para perfuração com pressão controlada ou sub-balanceada, utilizando uma caixa do conversor do desviador marinho universal (UMDC), indicada geralmente como 24, 24A, 24B, 24C e 24D nas
FIGS. 4-7, presos (FIGS. 4, 5A, 6 e 7) ou travados (FIG. 5) com um RCD (7, 10,
20 100). Cada caixa ilustrada do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) possui uma seção superior (3, 26, 104) e uma seção inferior (2, 28, 50, 66, 106), com uma conexão roscada (30, 86, 114) entre as mesmas, que permite que a caixa da UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) seja configurada facilmente ao tamanho e ao tipo do desviador BOP marinho anular (FD, D) e ao RCD desejado (7, 10, 100). Contempla-se que diversas
25 seções inferiores da caixa (2, 28, 50, 66, 106) que combinem com os desviadores

BOP marinhos anulares (FD, D) podem ser armazenados nas sondas de perfuração, conforme mostrado nas FIGS. 1 e 2. A caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) pode ser fixada em caixas do desviador BOP marinho de diferentes tamanhos e tipos (38, 60, 70, 80, 118) utilizando diferentes configurações dos vedantes
5 convencionais de elastômero (42, 43, 64, 120), como será discutido detalhadamente abaixo. Contempla-se que a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) será feita em aço, embora outros materiais possam ser utilizados. Os exemplos de RCDs (7, 10, 100) são divulgados nas Patentes dos EUA de números 5.662.181, 6.470.975 B1 e 7.159.669 B2, e estão disponíveis comercialmente como Weatherford-Williams
10 modelos 7875 e 7900 da Weatherford International, Inc. de Houston, Texas.

Sondas ou estruturas de perfuração da técnica anterior são geralmente indicados como FS e o S, conforme mostrado nas FIGS. 1 e 2. Uma sonda semi-submersível flutuante de alto mar FS é mostrada na FIG. 1, e uma plataforma auto-elevatória S é mostrada na FIG. 2, outras configurações da sonda de perfuração e
15 incorporações são contempladas para uso com esta invenção para perfuração em alto mar e em terra. Por exemplo, a invenção atual é igualmente aplicável para sondas de perfuração tais como semi-submersíveis, submersíveis, navios de perfuração, plataformas em barcos, sondas de plataforma, e sondas de terra. Com relação à FIG. 1, temos uma incorporação exemplificativa de uma sonda de
20 perfuração FS. Um FB do BOP de gavetas é posicionado no solo oceânico acima do FW da nascente do poço. Linhas convencionais de CL de obstrução de KL de neutralização mostradas para o controle do poço entre o FS da sonda de perfuração e o FB do BOP de gavetas.

Um tubo marinho FR se estende entre o topo do FB do BOP de gavetas e o
25 OB do barril externo de um lapso de alta pressão ou uma junta telescópica SJ

localizada acima da superfície da água com um GH do BOP anular do manipulador de gás entre os mesmos. A junta SJ pode ser utilizada para compensar o movimento relativo da sonda de perfuração FS até o tubo FR quando a sonda de perfuração FS for utilizada em uma perfuração convencional. Um desviador BOP marinho FD é
5 preso ao barril interno IB da junta SJ sob a plataforma de sondagem ou solo FF. Linhas de suporte da tensão T conectadas a um sistema de gruas e de polias na sonda de perfuração FS sustentam a parte superior do tubo FR. A FIG. 2 não ilustra uma junta SJ, pois o tubo S é fixo. Entretanto, o BOP de gavetas B é posicionado acima da superfície da água na área do poço sob a plataforma de perfuração ou
10 assoalho F.

Na FIG. 3, uma caixa do conversor do desviador marinho da técnica anterior H é preso com uma caixa marinha cilíndrica 22 depois da remoção da vedação do obturador do elastômero anular e do pistão atuado hidraulicamente. A inserção de vedação 20 veda a caixa do conversor do desviador marinho H com
15 uma caixa marinha cilíndrica 22. O RCD 10 é preso à caixa H pela braçadeira CL radial. A coluna de perfuração tubular 12 é introduzida através do RCD 10 de maneira a que a junta 13 suporte o RCD 10 e sua caixa H pelo RCD abaixo da borracha do separador 14 enquanto o RCD 10 entra na caixa marinha 22. Como agora se entende, a caixa do conversor do desviador marinho da técnica anterior H
20 seria construída para servir em caixas marinhas de diferentes fabricantes 22. Além disso, a caixa do conversor do desviador marinho H da técnica anterior exige que o vedante obturador anular de elastômero e o pistão atuado de forma hidráulica sejam removidos antes da instalação.

A FIG. 4 mostra uma incorporação de uma caixa UMDC 24 desta invenção,
25 que possui uma seção superior 26 e uma seção inferior 28. Uma seção mais baixa

da caixa 28 inclui um flange circunferencial 32, uma inserção cilíndrica 34, e um anel de virada ou uma peça de sustentação 37. A seção 26 da caixa superior é conectada por roscas com a parte inferior 28 na conexão roscada 30. A peça de sustentação 37 é conectada por roscas com a inserção cilíndrica 34 na conexão roscada 31. A conexão roscada 31 permite que ambas as peças de sustentação com diâmetro externo diferente 37 sejam posicionadas na mesma inserção cilíndrica 34 e que uma luva de elastômero seja recebida na inserção 34, como será discutido abaixo com mais detalhes. Contempla-se que a conexão roscada 31 pode utilizar uma rosca invertida (esquerda) que aperte na direção da rotação dos tubulares da coluna de perfuração 12 para perfurar. Igualmente contempla-se que a conexão roscada 30 pode utilizar roscas convencionais no lado direito. Igualmente contempla-se que pode não existir conexão roscada 31, de maneira a que a inserção cilíndrica 34 e a peça de sustentação 37 sejam integrais. Um ou mais pinos anti-rotação 8 podem ser colocados através de aberturas alinhadas na conexão roscada 30 depois que as seções superiores 26 e inferiores 28 forem conectadas com roscas para garantir que a conexão 30 não afrouxe, como quando a sonda de perfuração for suspensa acima do fundo e a coluna de perfuração torcida retornar ao equilíbrio.

O RCD 10 pode ser radialmente preso com a braçadeira 16 à seção superior 26. O RCD 10 possui um vedante inferior de borracha 14 e um vedante de borracha superior, que não é mostrado, mas disposto no potenciômetro 10A. Deve-se compreender que os diferentes tipos de RCDs (7, 10, 100) podem ser utilizados com todas as incorporações da caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) mostradas nas FIGS. 4-7, incluindo RCDs (7, 10, 100) com um único vedante de borracha separador, ou vedantes duplos de borracha com vedantes passivos ou ativos. O

vedante 14 veda o anel AB entre a tubulação do tubo de perfuração 12 e a caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). A braçadeira 16 pode ser manual, hidráulica, pneumática, mecânica, ou outra forma de meios de aperto operados remotamente. O flange 32 da parte inferior 28 da caixa do UMDC 24 pode se apoiar na caixa

5 marinha 38, e ser vedada com um vedante radial 9. O diâmetro exterior do flange 32, como os flanges (1, 58, 76, 116) nas FIGS. 5-7 é menor do que o diâmetro interno típico de 49 ½ polegadas (1,26 m) de uma mesa rotativa da plataforma de alto mar. A caixa marinha 38, como as caixas marinhas (60, 70, 80, 118) nas FIGS. 5-7 pode variar no tamanho do diâmetro interno, como, por exemplo, 30 polegadas (76 cm) ou

10 36 polegadas (91,4 cm). É contemplado que o diâmetro externo do flange 32 pode ser maior do que o diâmetro externo da caixa marinha 38, e tal flange 32 pode se estender para o exterior ou ficar suspenso sobre a caixa marinha 38. Por exemplo, contempla-se que o diâmetro externo do flange 32, como os flanges (1, 58, 76, 116) nas FIGS. 5-7 podem ter 48 polegadas (1,2 m) ou, no mínimo, menos do que o

15 diâmetro interno da mesa giratória da sonda. Entretanto, outros tamanhos de diâmetro também são contemplados. Igualmente contempla-se que o flange 32 pode ser posicionado sobre uma fileira de parafusos que são típicos em muitos projetos dos desviadores marinhos D para prender as peças superiores às respectivas caixas. Contempla-se que a parte superior da carcaça marinha 38 não necessita ser

20 removida, embora possa ser removida se desejado.

Continuando com a FIG. 4, a caixa do UMDC 24 pode ser posicionada com a caixa marinha 38 com um vedante obturador anular de elastômero 43 do desviador BOP marinho, tal como descrito na Patente dos EUA de número 4.626.135, cujo vedante obturador anular de elastômero 43 é movimentado pelos pistões anulares P.

25 O vedante anular 43 comprime a inserção cilíndrica 34 e veda o espaço anular A

entre a inserção cilíndrica 34 e a caixa do desviador marinho 38. Apesar de ser mostrado um vedante obturador anular de elastômero 43, outras configurações do vedante convencionais ativas e passivas são contempladas, conforme discutido abaixo. Se um vedante de elastômero, tal como o vedante 43 é utilizado, a caixa do

5 UMDC 24 pode ser configurada conforme mostrado nas FIGS. 2, 5 e 6 da Patente dos EUA de número 6.470.975 B1. Igualmente é contemplado que um vedante obturador mecânico, conforme conhecido pelos conhecedores da técnica, pode ser utilizado. As saídas (39, 40) na caixa do desviador marinho 38 permitem o retorno do fluxo do fluido perfurado quando os pistões P são elevados como mostrado na

10 FIG. 4, como é discutido detalhadamente abaixo.

Uma camada de elastômero ou revestimento 35 pode ser estendida ou colocada radialmente na superfície externa da inserção cilíndrica 34 de maneira a que o vedante obturador anular de elastômero 43 acople a camada 35. A peça de sustentação 37 pode ser removida da inserção cilíndrica 34. Igualmente contempla-

15 se que a camada 35 pode ser um envoltório, uma luva, um molde, ou um tubo que possa ser deslizado sobre a inserção cilíndrica 34 quando a peça de sustentação 37 for removida. A camada 35 pode ser utilizada com qualquer incorporação da caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) desta invenção. Outros materiais além do elastômero são contemplados para a camada 35 que de maneira similar vedaria

20 e/ou prenderia. Contempla-se que materiais resistentes aos solventes podem ser utilizados como, por exemplo, o nitrilo ou o poliuretano. Contempla-se ainda que os materiais que são relativamente macios e passíveis de compressão com um baixo durômetro podem ser utilizados. Igualmente contempla-se que os materiais com uma resistência à alta temperatura podem ser utilizados. A camada 35 veda e

25 aberta com o vedante obturador anular de elastômero 43, ou tal outro vedante anular

conforme utilizado, incluindo vedantes ativos convencionais infláveis (42, 64), conforme discutido em detalhes a seguir. Contempla-se que a camada 35 de elastômero pode ter uma espessura de ½ polegada (1,3 cm), embora outras espessuras sejam também contempladas e possam ser desejadas ao se utilizar

5 materiais diferentes. Tal camada 35 é particularmente útil para evitar o resvalamento e para vedar quando um vedante de elastômero, quando um vedante obturador de elastômero 43 for utilizado, pois a área da superfície de contato entre o vedante 43 e a inserção 34 ou a camada 35 for relativamente pequena como, por exemplo, oito a dez polegadas (20,3 a 25,4 cm). Contempla-se ainda que um

10 adesivo pode ser utilizado para reter o envoltório, a luva, o molde, ou a camada do tubo 35 na posição sobre a inserção cilíndrica 34. Igualmente contempla-se que a camada 35 pode ser um revestimento pulverizado. Contempla-se que a superfície da camada 35 pode ser arenosa ou irregular para aumentar a sua capacidade de retenção. Igualmente contempla-se que a camada 35 pode ser vulcanizada. O

15 diâmetro interno 36 da inserção cilíndrica 34 e/ou da peça de sustentação 37 varia de tamanho, dependendo do diâmetro da caixa marinha 38. Contempla-se que o diâmetro interno 36 pode ter de onze polegadas a trinta e seis polegadas (27,9 a 91,4 cm), com as vinte e cinco polegadas (63,5 cm) de diâmetro interno típico. Entretanto, outros diâmetros e tamanhos são contemplados, bem como

20 configurações diferentes são mencionadas aqui.

A FIG. 5 mostra uma caixa de UMDC 24A desta invenção, a qual possui uma seção superior 3 e uma seção inferior 2. A seção superior 3 é mostrada como uma caixa que recebe um conjunto de travas duplas 6. A seção inferior da caixa 2 inclui o flange circunferencial 1, a inserção cilíndrica 88, e a peça de sustentação ou

25 o anel de virada 90. A seção superior da caixa 3 é conectada por roscas com a

seção inferior 2 na conexão roscada 86, que permite que a seção inferior 2 é dimensionada para a caixa marinha desejada 80 e a seção superior 3 foi dimensionada para o RCD 7 que se deseja conectar. A peça de sustentação 90 é conectada por roscas com a inserção cilíndrica inferior 88 na conexão roscada 92. A conexão roscada 92 permite que peças de retenção com diâmetro externo diferente sejam posicionadas na mesma inserção cilíndrica 88 e/ou recebam a camada 35 depois disso, como discutido acima. Contempla-se que a conexão roscada 92 pode utilizar uma rosca invertida (esquerda) que aperte na direção da rotação dos tubulares da coluna de perfuração para perfurar. Igualmente contempla-se que a conexão roscada 86 pode utilizar roscas convencionais no lado direito. Igualmente contempla-se que poderá não haver conexões roscadas (86, 92) se a seção superior 3 e a seção inferior 2 forem integrais. Um ou mais pinos anti-rotação 84 podem ser colocados através de aberturas alinhadas na conexão roscada 86 depois que as seções superiores 3 e inferiores 2 forem conectadas com roscas para garantir que a conexão 86 não afrouxe, como discutido acima, quando a sonda de perfuração 12 for suspensa acima do fundo.

Como mostrado na FIG. 5, RCD 7 pode ser travado com um conjunto duplo de travas 6, tais como proposto na Publicação No. 2006/0108119 A1 dos EUA e mostrado na FIG. 3 da publicação 119. A formação da trava radial ou a peça de retenção 4 podem ser posicionadas no sulco radial 94 da seção da caixa superior 3, utilizando um mecanismo de pistão hidráulico. A formação da trava radial ou a peça de retenção 5 podem ser posicionadas no sulco radial 96 do RCD 7, utilizando um mecanismo de pistão hidráulico. O conjunto de travamento duplo 6 pode ser manual, mecânico, hidráulico, pneumático ou outra forma de meios de travamento operados mecanicamente. Igualmente contempla-se que um único conjunto de

travamento, como proposto na Publicação No. 2006/0108119 A1 dos EUA e mostrado na FIG. 2 da publicação 119, pode ser utilizado ao invés do conjunto de travamento duplo 6. Contempla-se que este único conjunto de travamento pode ser preso à seção superior da caixa 3 como, por exemplo, pelo aparafusamento ou por solda, ou pode ser manufaturado como parte da seção superior da caixa 3. Como

5 pode agora ser entendido, um conjunto de travamento, tais como o conjunto 6, permite que o RCD 7 seja movimentado para dentro e para fora da caixa do UMDC 24A como, por exemplo, a verificação das condições ou a substituição do vedante de borracha separador 14, quando o tempo é da essência.

10 Enquanto o RCD 7 possui somente um vedante separador de borracha 14 (e nenhum vedante separador de borracha), deve-se compreender que diferentes tipos de RCDs (7, 10, 100) podem ser posicionados na caixa de UMDC 24A, incluindo os RCDs (7, 10, 100) com vedantes separadores duplos de borracha com vedantes tanto passivos como ativos. O vedante 14 veda o anel AB entre a

15 tubulação do tubo de perfuração 12 e a caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). O flange 1 da seção inferior 2 da caixa do UMDC 24A pode se apoiar na caixa marinha 80, e pode ser vedada com vedantes radiais 82. Contempla-se que o flange 1 pode estar suspenso sobre o diâmetro externo da caixa marinha 80. A caixa UMDC pode ser posicionada com a caixa marinha 80 com um vedante obturador anular de

20 elastômero convencional 43 do desviador BOP marinho, tal como descrito na Patente dos EUA de número 4.626.135, cujo vedante obturador anular de elastômero 43 é movimentado pelos pistões anulares P. O vedante anular 43 comprime a inserção cilíndrica 88 e veda o espaço anular A entre a inserção cilíndrica 88 e a caixa do desviador marinho 80. Apesar de ser mostrado um vedante

25 obturador anular de elastômero 43, outras configurações do vedante convencionais

ativas e passivas são contempladas, conforme discutido abaixo. A caixa do UMDC 24A da FIG. 5 pode ser posicionada com a caixa marinha 80 utilizando as incorporações de um vedante de elastômero anular inflável convencional (42, 64) mostrado nas FIGS. 6-7, ou a incorporação de um vedante de elastômero anular convencional 120 como mostrado na FIG. 5A. Se um vedante de elastômero, tal como o vedante 43 é utilizado, a caixa do UMDC 24A pode ser configurada conforme mostrado nas FIGS. 2, 5 e 6 da Patente dos EUA de número 6.470.975 B1. Igualmente é contemplado que um vedante obturador mecânico pode ser utilizado.

10 As saídas (39, 40) na caixa do desviador marinho 80 permitem o retorno do fluxo do fluido perfurado quando os pistões P são elevados como mostrado na FIG. 5. Uma camada ou revestimento de elastômero 35, como descritos em detalhes acima, podem ser estendida ou colocada radialmente na superfície exterior da inserção cilíndrica 88, de preferência onde entra em contato com o vedante 43. A peça de sustentação 90 é conectada por roscas à inserção cilíndrica 88. O diâmetro interno 101 da inserção cilíndrica 88 e/ou a peça de sustentação 90 varia de tamanho dependendo do diâmetro interno da caixa marinha 80. Contempla-se que o diâmetro interno pode ter entre onze polegadas e trinta e seis polegadas (27,9 a 91,4 cm), com vinte e cinco polegadas (63,5 cm) de diâmetro interno típico. 15 Entretanto, outros diâmetros e tamanhos são contemplados, bem como configurações diferentes são mencionadas aqui. 20

A FIG. 5A mostra uma caixa de UMDC 24B desta invenção, que possui uma seção superior 104 e uma seção inferior 106. A seção da caixa superior 104 inclui o flange circunferencial 116, que pode ser posicionado sobre o desviador marinho 118 e, se desejado, vedado com um vedante radial. A seção inferior da 25

caixa 106 inclui uma inserção cilíndrica 108 e a peça de sustentação 110. A seção superior da caixa 104 é conectada por rosca com a seção inferior 106 na conexão roscada 114, que permite uma seção inferior 106 dimensionada para a caixa marinha desejada 118 e a seção superior 104 dimensionada para o RCD desejado 100 a ser conectado. A parte de sustentação ou o anel de virada 110 são conectados por roscas com a inserção cilíndrica 108 na junção roscada 112. A conexão roscada 112 permite peças de sustentação com diâmetros externos diferentes 110 a serem posicionados na mesma inserção cilíndrica 108 e permite que a camada 35 deslize sobre a inserção 108. Contempla-se que a conexão roscada 112 pode utilizar roscas reversas (lado esquerdo) que, de preferência apertem na direção da rotação dos tubulares da sonda de perfuração. Igualmente contempla-se que a conexão roscada 114 pode utilizar roscas convencionais no lado direito. Também é contemplado que pode haver nenhuma conexão roscada (112, 114), de maneira a que a parte superior 104 seja integral com a seção inferior 106. Um ou mais pinos anti-rotação 124 podem ser colocados através de aberturas alinhadas na conexão roscada 114 depois que a seção superior 104 e a seção inferior 106 são conectadas por roscas para garantir que a conexão 114 não afrouxe, tais como, discutido acima, quando a sonda de perfuração for suspensa acima do fundo.

Permanecendo com a FIG. 5A, o RCD 100 pode ser preso com uma braçadeira 130 à seção superior 104. A braçadeira 130 pode ser manual, hidráulica, pneumática, mecânica, ou outra forma de meios de aperto operados remotamente. O RCD 100, de preferência, possui um vedante inferior separador de borracha 102. Contempla-se que o vedante inferior 102 pode ter um ajuste de interferência de 7/8 de polegada (2,2 cm) em torno de todo o tubular da sonda de perfuração, para vedar

inicialmente com uma pressão de 2000 psi. Entretanto, outros tamanhos, ajustes de interferência e pressões também são contemplados. O vedante 102 veda o anel AB entre a tubulação do tubo de perfuração (não mostrado) e a caixa do UMDC (24A, 24B, 24C, 24D). Deve-se compreender que diferentes tipos de RCDs (7, 10, 100),
5 podem ser posicionados na caixa do UMDC 24B, incluindo os RCDs (7, 10, 100) com vedantes separadores duplos de borracha, com vedantes tanto passivos como ativos. A caixa do UMDC 24B pode ser posicionada com a caixa marinha 118, com um vedante de elastômero anular ativo 120 atuado pelo conjunto 122, tal como proposto na Publicação No. 2006/0144622 A1 dos EUA e mostrado na FIG. 2A da
10 publicação 622. Contempla-se que o conjunto 122 pode ser hidráulico, pneumático, mecânico, manual ou outra forma de meios operados remotamente. Mediante ativação, o vedante anular 120 comprime a inserção cilíndrica 108 e veda o espaço anular A entre a inserção cilíndrica 108 e a caixa do desviador marinho 118. Apesar de ser mostrado um vedante obturador anular de elastômero 120, outras
15 configurações do vedante convencionais ativas e passivas são contempladas, conforme discutido aqui. Se um vedante do elastômero, tal como o vedante 43 na FIG. 4 for utilizado, a caixa do UMDC 24B pode ser configurada conforme mostrado nas FIGS. 2, 5 e 6 da Patente dos EUA de número 6.470.975 B1. Igualmente é contemplado que um vedante obturador mecânico pode ser utilizado.

20 As saídas (126, 128) na caixa do desviador marinho 118 permitem o retorno do fluxo do fluido perfurado. Contempla-se que os diâmetros internos das saídas (126, 128) podem ter de 16 a 20 polegadas (40,6 a 50,8 cm). Entretanto, outros tamanhos de abertura também são contemplados. Contempla-se que uma saída, como a saída 128 pode conduzir a uma válvula operada remotamente e uma
25 linha da descarga, que pode ir ao mar e/ou dentro do mar. A outra saída, tal como a

saída 126 pode conduzir à outra válvula e linha, que podem ir para os poços de gás da sonda e/ou poços de lama. Entretanto, outras válvulas e linhas também são contempladas. O perfurador ou o operador pode decidir qual válvula deve ser aberta quando ela fecha o vedante 120 sobre um tubular inserido na coluna de perfuração.

5 Contempla-se que pode haver proteções para evitar que ambas as válvulas sejam fechada ao mesmo tempo. Igualmente contempla-se que o mais freqüente seria a linha até o poço de gás que seria aberto quando o vedante 120 for fechado, mais comumente para circular mais ou para desviar com segurança o gás que se desassociou da lama e os cortes no sistema do tubo. Contempla-se também que as
10 operações acima descritas podem ser utilizadas com qualquer incorporação da caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). A caixa do UMDC inserida (24, 24A, 24B, 24C, 24D) com o RCD (7, 10, 100) permite a perfuração contínua ao mesmo tempo em que circula o gás para fora sem se constituir em um problema de controle do poço. Em cenários potencialmente mais sérios de controle do poço e / ou onde o poço de
15 gás pode não ser capaz de lidar com a taxa de fluxo ou pressões, os retornos podem também ser direcionados à linha de descarga do desviador.

A FIG. 6 mostra uma caixa de UMDC 24C desta invenção, a qual possui uma seção superior 26 e uma seção inferior 50. A seção superior 50 inclui um flange circunferencial 58 e uma inserção cilíndrica 52. A seção da caixa superior 26 é
20 conectada por roscas com a seção inferior 50 na conexão roscada 30, que permite que a seção inferior 50 a ser dimensionada para a caixa marinha desejada 60 e a seção superior a ser dimensionada para o RCD desejado 100. A FIG. 6 mostra um vedante obturador anular de elastômero convencional 43 e um vedante convencional de elastômero anular inflável 42 em diferentes estágios de compressão nos lados
25 direito e esquerdo do eixo vertical. No lado direito do eixo vertical, a caixa do UMDC

24C é posicionada com um vedante inflável convencional 42 que foi inflado com a pressão desejada. O vedante obturador de elastômero 43 é acoplado diretamente ao vedante inflável 42, apesar dos pistões anulares P estarem na posição abaixada.

No lado esquerdo do eixo vertical, o vedante obturador de elastômero 43 comprimiu adicionalmente o vedante de elastômero inflável anular 42, pois os pistões anulares P são levantados ainda mais. O vedante anular inflável de elastômero 42 inflou a uma pressão predeterminada. O vedante obturador de elastômero 43 e o vedante inflável 42 vedam o espaço anular A entre a inserção cilíndrica 52 e a caixa do desviador marinho 60. Como pode agora ser compreendido agora, tanto o vedante anular inflável de elastômero 42 ou o vedante obturador anular de elastômero 43, ou uma combinação dos dois, poderia posicionar a caixa do UMDC 24C e vedar o espaço anular A, como mostrado na incorporação da FIG. 6. O vedante inflável 42 poderia ser pressurizado a uma pressão predeterminada em combinação com outros vedantes ativos e passivos. O vedante anular inflável de elastômero 42 é, de preferência, pressurizado hidráulica ou pneumaticamente de forma remota através da porta da válvula 56. Contempla-se o uso do vedante anular inflável de elastômero 42 e o vedante obturador anular de elastômero 43 em combinação, conforme mostrado na FIG. 6 pode ser otimizado para uma eficiência máxima. Igualmente contempla-se que o vedante anular inflável 42 pode ser reforçado com aço, plástico ou com outro material rígido.

Com relação à FIG. 7, outra caixa do UMDC 24D com a seção superior 26 e a seção inferior 66 é posicionada com uma caixa marinha 70 com um único vedante anular inflável convencional de elastômero 64. A seção inferior da caixa 66 inclui o flange circunferencial 76 e a inserção cilíndrica 72. O vedante inflável 64 é inflado com uma pressão predeterminada para vedar o espaço anular A entre a

inserção cilíndrica 72 e a caixa do desviador marinho 70. Embora um único vedante anular inflável 64 seja mostrado, uma pluralidade de vedantes ativos também é contemplada. O vedante inflável 64 pode ser pressurizado hidráulica ou pneumáticamente por meios remotos através de uma porta ativa da válvula 68. Um sensor 68A também pode ser utilizado para monitorar remotamente a pressão no vedante 64. Contempla-se que o sensor 68A poderia ser elétrico, mecânico ou hidráulico. Contempla-se que qualquer vedante anular inflável de elastômero (42, 64) retornaria a sua forma não inflada após a liberação da pressão.

Contempla-se que a superfície externa da inserção cilíndrica de metal (34, 52, 72, 88, 108), especificamente onde entra em contato com o vedante anular (42, 43, 64, 120), pode ser perfilada, modelada ou formada para aumentar a vedação e o aperto entre os mesmos. Por exemplo, a superfície exterior da inserção cilíndrica de metal (34, 52, 72, 88, 108) pode ser desigual, tais como áspera, serrilhada, ou sulcada. Além disso, a superfície exterior da inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108) pode ser modelada para corresponder à superfície do vedante anular (42, 43, 64, 120) sobre o qual estaria contatando. Igualmente contempla-se que uma camada de elastômero 35 ou de um material diferente poderia igualmente ser perfilada, formada ou moldada para corresponder à superfície exterior da inserção cilíndrica do metal (34, 52, 72, 88, 108) ou vedante anular (42, 43, 64, 120), ou ambos, para aumentar a vedação e o aperto. Além disso, contempla-se que a superfície do vedante anular (42, 43, 64, 120) pode ser desigual, como áspera, serrilhada ou sulcada para aumentar a vedação e o aperto.

Indo agora para as Figs. 8-10, incorporações diferentes de uma inserção cilíndrica, indicadas geralmente como I, que incluem as inserções cilíndricas 34, 52, 72, 88, e 108; e o vedante anular E, que inclui vedantes anulares 42, 43, 64, e 120,

que são ilustrados. Deve-se entender que a superfície exterior da inserção cilíndrica I pode ser perfilada para aumentar a vedação e o aperto, dependendo da configuração do vedante anular E. Por exemplo, a FIG. 8 mostra a superfície da inserção cilíndrica de metal I que foi sulcada para aumentar a vedação e o aperto com vedante E. A FIG. 9 mostra outra incorporação onde a superfície da inserção cilíndrica de metal I que não foi perfilada, mas a camada 35A foi perfilada com ranhuras para aumentar a vedação e o aperto com a vedação E. A FIG. 10 mostra ainda outra incorporação em que a inserção cilíndrica de metal I foi perfilada com sulcos, de maneira a que uma camada consistente 35B tenha um perfil sulcado.

Deve-se entender que o perfilamento das superfícies da inserção cilíndrica I e da camada (35, 35A, 35B) e podem ser fabricadas com qualquer combinação. Contempla-se que a camada (35, 35A, 35B) pode ser arenosa ou áspera para aumentar ainda mais a sua capacidade de aperto.

Deve-se entender que a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) desta invenção pode ser recebida em uma pluralidade de caixas marinhas diferentes (38, 60, 70, 80, 118). Deve-se entender que apesar de uma caixa UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) é mostrada em cada uma das FIGS. 4-7, as seções superiores (3, 26, 104) e as seções inferiores (2, 28, 50, 66, 106) das caixas de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) serem permutáveis, desde que a caixa montada inclua os meios de conexão para conectar um RCD (7, 10, 100), um flange circunferencial (1, 32, 58, 76, 116), uma inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108), e uma peça de sustentação (37, 90, 110). Deve-se igualmente entender que a caixa UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) da invenção atual pode acomodar diferentes tipos e tamanhos de RCDs (7, 10, 100), incluindo aqueles com um vedante único de borracha, e vedantes duplos de borracha com ambos os vedantes ativos e/ou passivos. Deve-se igualmente

entender que apesar de um RCD (10, 100) ser mostrado preso à caixa UMDC (24, 24B, 24C, 24D) da invenção atual nas FIGS. 4, 5A, 6, e 7, e um RCD 7 é mostrado preso à caixa de UMDC 24A desta invenção na FIG. 5, outro equipamento de campo petrolífero é contemplado como preso e/ou travado aí, tais como um separador não rotativo, uma separador da caixa não rotativo, um bocal de perfuração, um lubrificante de cabos ou um adaptador. Também, outros métodos de fixação conforme conhecidos pela técnica são também contemplados.

Uma ferramenta em operação pode ser utilizada para instalar e remover a caixa da UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) e a RCD presa (7, 10, 100) para dentro e para fora da caixa marinha (38, 60, 70, 80, 118) através do centro do poço FC, conforme mostrado na FIG. 1, e/ou C, como mostrado na FIG. 2. Um dispositivo de travamento radial, como um anel em C, um retentor ou uma series de olhais ou grampos na parte inferior da ferramenta, combinando com uma junta radial do RCD (7, 10, 100).

Como pode agora ser entendido, uma caixa UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) da invenção atual com um RCD preso (7, 10, 100) pode ser utilizada para converter qualquer tipo, tamanho e/ou forma do desviador marinho (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118) em um desviador rotativo para habilitar um sistema de retorno de lama fechado e pressurizado, que resulta em um desempenho mais saudável, seguro e ambiental. Nada do desviador marinho (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118) precisa ser removido, incluindo o topo do desviador marinho. A caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) com um RCD preso (7, 10, 100) permite que muitas operações de perfuração a serem conduzidas com um sistema fechado, sem danificar o vedante anular fechado (42, 43, 64, 120). A caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) e o RCD preso (7, 10, 100) podem ser instalados de forma relativamente rápida sem

modificação ao desviador marinho e habilitará um sistema fechado e pressurizado de retorno da lama. O diâmetro exterior do flange circunferencial (1, 32, 58, 76, 116) da caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) é, de preferência, menor do que o diâmetro interno típico de 49 ½ polegadas (1,26m) de uma mesa rotativa de tubulação marinha. Como a inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108) se expande pelo comprimento dos vedantes (42, 43, 64, 120), um tubular 12 pode ser abaixado e girado sem danificar os elementos de vedação do desviador marinho, tais como as vedações (42, 43, 64, 120), economizando assim tempo, dinheiro e aumentando a segurança operacional.

Os projetos do conjunto de rolamentos de RCD (7, 10, 100) podem acomodar uma ampla gama de tamanhos tubulares. Contempla-se que a classificação da pressão do RCD (7, 10, 100) juntamente com a caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) pode ser igual ou maior do que àquela do desviador marinho (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118). Entretanto, outras classificações da pressão também são contempladas. A caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) com o RCD (7, 10, 100) pode ser abaixada para dentro de um desviador marinho aberto (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118) sem remover o vedante (42, 43, 64, 120). A instalação economiza tempo, melhora a segurança e preserva a integridade ambiental. A caixa do UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) desta invenção pode ser utilizada, entre outras aplicações, (1) em perfuração com pressão controlada em alto mar ou em operações de perfuração sem equilíbrio a partir de uma plataforma fixa ou de uma plataforma auto-elevatória, (2) operações de perfuração com riscos de gás raso, (3) operações de perfuração em que é benéfico conduzir um tubo ou outro movimento tubular com um sistema fechado do desviador, e (4) operações de perfuração com circulação simultânea do gás perfurado.

Método de Utilização

Um desviador marinho anular convencional BOP (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118), incluindo, mas não se limitando aos desviadores (FD, D) como configurado nas FIGS. 1 e 2, que pode ser convertido em um desviador marinho rotativo, conforme
5 mostrado nas FIGS. 4-7, utilizando a caixa UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) desta invenção. A parte superior da caixa convencional anular do BOP (38, 60, 70, 80, 118) não necessita ser removida com o método desta invenção, apesar de possibilitar isso se desejado. O vedante anular convencional (42, 43, 120) pode ser deixado no lugar como nas FIGS. 4, 5, 5A, e 6. No tubo de perfuração, a parte
10 superior (3, 26, 104) da caixa UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) é conectada por fios à parte superior desejada (2, 28, 50, 66, 106) apropriada para a caixa do desviador marinho convencional (38, 60, 70, 80, 118) contanto que a caixa montada inclua meios de conexão para conectar um RCD (7, 10, 100), um flange circunferencial (1, 32, 58, 76, 116), uma inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108), e uma peça de
15 sustentação (37, 90, 110). A superfície externa da inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108) da seção mais baixa da caixa (2, 28, 50, 66, 106) pode possuir uma camada de elastômero (35, 35A, 35B). A inserção (34, 52, 72, 88, 108) e/ou a camada (35, 35A, 35B) podem ser perfiladas como desejado para aumentar a vedação e o aperto.

O tubo de perfuração, RCD (7, 10, 100) pode ser apertado com a
20 braçadeira (16, 130) ou travado com o conjunto de travamento 6 à caixa de UMDC desejada (24, 24A, 24B, 24C, 24D). A caixa de RCD (7, 10, 100) e de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) pode ser abaixada através do centro do poço (FC, C) com uma ferramenta de operação hidráulica ou com uma junta de ferramenta conforme descrito anteriormente e posicionada com a caixa anular convencional BOP (38, 60,
25 70, 80, 118). Quando o flange (1, 32, 58, 76, 116) da caixa da UMDC (24, 24A, 24B,

24C, 24D) acopla a parte superior da caixa BOP anular convencional (38, 60, 70, 80, 118), a ferramenta operacional é desengatada da caixa do RCD (7, 10, 100) /UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). Se uma vedação inflável (42, 64) for utilizada, a mesma é inflada com uma pressão predeterminada para segurar a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) com a caixa BOP anular convencional (38, 60, 70, 80, 118). Se o vedante obturador anular de elastômero 43 é deixado no lugar e pode ser movimentado para cima e para dentro com os pistões anulares P para prender a caixa da UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). Como descrito anteriormente na FIG. 6, quando vedante obturador de elastômero anular combinado 43 e o vedante inflável (42, 64) são utilizados, o vedante inflável (42, 64) pode ser inflado com uma pressão predeterminada em combinações diferentes para movimentar os pistões anulares P para cima e para mover para cima o vedante obturador anular 43 para cima e para dentro, para reter a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D). O vedante anular desejado (42, 43, 64, 102) veda o anel A entre a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C e 24D) e a caixa marinha (38, 60, 70, 80, 118).

Depois que a caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C e 24D) é fixada, a perfuração pode iniciar. Os tubular 12 podem ser colocado através do centro do poço (FC, C) e então através do RCD (7, 10, 100) para perfuração ou outras operações. O vedante superior do RCD 10 e/ou o vedante inferior de borracha (14, 102) devem girar com o tubular e permitir que o tubular deslize e vede o anel AB entre a caixa tubular e de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) de maneira a que o fluido perfurado retorne (mostrado com setas na FIG. 4) seja dirigido através das saídas (39, 40, 126, 128). Os retornos do líquido perfurado podem ser desviados, conforme descrito acima por meio do fechamento dos vedantes anulares (42, 43, 64, 120). Quando a perfuração parar, o RCD (7, 10, 100) pode ser manualmente ou

remotamente solto e/ou destravado e levantar até uma distância suficiente para fora da caixa de UMDC (24, 24A, 24B, 24C, 24D) de maneira a que o vedante de borracha (14, 102) possa ser verificado quanto ao desgaste ou substituído.

Em um breve sumário, de acordo com as incorporações da invenção, uma
5 caixa do conversor do desviador marinho universal (UMDC) é preso ou travado a um dispositivo de controle rotativo. A caixa do UMDC montada com o RCD é introduzida em um desviador marinho acima da superfície da água para permitir a conversão entre o sistema convencional de perfuração aberto e não pressurizado de retorno da lama e um sistema fechado e pressurizado de retorno da lama utilizando
10 em perfuração com pressão controlada e com baixo equilíbrio.

Apesar de a invenção descrever as incorporações preferidas, conforme estabelecido acima, se deve entender que tais incorporações são somente ilustrativas e que as reivindicações não estão limitadas e estas incorporações. Aqueles com conhecimento de técnica serão capazes de fazer modificações e
15 alternativas em virtude da divulgação, contemplada como dentro do escopo das reivindicações anexadas. Cada característica divulgada ou ilustrada na especificação atual pode ser incorporada na invenção, tanto sozinha ou em uma combinação apropriada com qualquer outra característica divulgada ou ilustrada aqui.

REIVINDICAÇÕES

1. **APARELHO PARA SER UTILIZADO COM UM DESVIADOR BOP ANULAR MARINHO (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118) TENDO UMA JUNTA (42, 43, 64, 120) EMPREGADO NA INDÚSTRIA DE PERFURAÇÃO DE CAMPOS PETROLÍFEROS,** compreendendo:

uma caixa (24, 24 AD) que tem uma flange que se prolonga para o exterior radialmente (1, 32, 58, 76, 116) e uma inserção cilíndrica (34, 52, 72, 88, 108) que se estende por baixo do referido flange, a referida flange da caixa (1, 32, 58, 76, 116) e a referida inserção de caixa cilíndrico (34, 52, 72, 88, 108) estar ligado a ou fazendo parte integrante com o outro e sendo móvel em conjunto em relação ao desviador BOP anular vedante marinho durante a instalação do aparelho para um desviador BOP anular marinho, e um dispositivo de controle rotativo (7, 10, 100) fixo de forma móvel a referida caixa;

caracterizado pelo fato de que a dita flange é dimensionada para engatar no topo de um caixa do desviador BOP anular marítimo para bloquear o movimento adicional da dita caixa em relação ao desviador BOP anular marítimo.

2. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pela caixa possuir uma seção superior (3, 26, 104) e uma seção inferior (2, 28, 50, 66, 106), o referido flange se estender radialmente para fora e a referida inserção cilíndrica estão dispostos com a mencionada seção inferior, e o referido dispositivo de controle rotativo é fixado de forma removível a referida seção superior.

3. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pela caixa possuir uma seção superior e uma seção inferior, a referida inserção cilíndrica que

se estende abaixo de tal seção inferior, e a referida flange que se estende radialmente para fora, estando posicionado em uma extremidade da referida seção superior e o referido dispositivo de controle posicionado na outra extremidade da referida seção superior.

4. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por incluir também: uma peça de sustentação (37, 90, 110) que se estende radialmente para fora de tal inserção cilíndrica.

5. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado** pelo dito aparelho de controle de rotação ser trancado a caixa.

6. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado** pelo aparelho ainda compreender:

um elastômero (35, 35A, 35B) que cobre uma parte da referida inserção cilíndrica.

7. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado** pelo referido elastômero ser uma manga de elastômero que desliza sobre a referida inserção cilíndrica após a remoção do referido membro de retenção.

8. **APARELHO**, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por estar compreendendo ainda um material que cobre pelo menos uma porção do referido inserção cilíndrico, em que preferencialmente:

o referido material é um elastômero, ou em que o referido material é pulverizado no referido inserção.

9. **APARELHO**, de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, **caracterizado** pela referida vedação ser disposta para mover entre uma posição de segurança dita vedação do desviador BOP anular marinho prende a referida flange de caixa em relação ao desviador BOP anular marinho e uma posição aberta em que a referida caixa é removível a partir do desviador BOP anular marítimo,

enquanto que o vedante do desviador BOP anular marinho permanece no desviador BOP anular marinho.

10. **MÉTODO DE CONVERSÃO DE UM DESVIADOR BOP ANULAR MARITIMO** (FD, D, 38, 60, 70, 80, 118) usado acima de um riser na indústria de perfuração de campo petrolífero entre um sistema de retorno de lama aberto e não pressurizado e um sistema de retorno de lama pressurizado, **caracterizado** por estar compreendendo:

mover uma caixa (24, 24A-D) tendo um inserção cilíndrico (34, 52, 72, 88, 108) em uma extremidade e um dispositivo de controle rotativo (7, 10, 100) em outra extremidade através de uma abertura de piso de perfuração;
bloquear o movimento adicional do dito caixanuma primeira direco ap a insero de uma parte da dita caixa no desviador BOP anular marinho acima do dito tubo enquanto que uma parte do dito dispositivo de controle rotativo se estende acima do dito tubo e da dita caixa.

11. **MÉTODO**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** por estar compreendendo ainda:

abaixar um tubo de perfuração do dito piso de perfuração e através da dita caixa, e
girar o referido tubo de perfuração ao mesmo tempo que controla a pressão com o referido desviador BOP anular marinho.

12. **MÉTODO**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** por estar compreendendo ainda:

abertura de uma saída lateral do desviador BOP anular marinho.

13. **MÉTODO**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** pelo dito bloqueio de movimento adicional da dita caixa ser realizado sem remover qualquer componente do dito desviador BOP anular marinho.

14. **MÉTODO**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** por estar compreendendo ainda:

permitindo que a perfuração de um poço continue enquanto o fluido é circulado para fora do dito poço.

15. **MÉTODO**, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** pela classificação de pressão do dispositivo de controle rotativo é pelo menos igual à classificação de pressão do referido desviador BOP anular marinho.

FIG.1

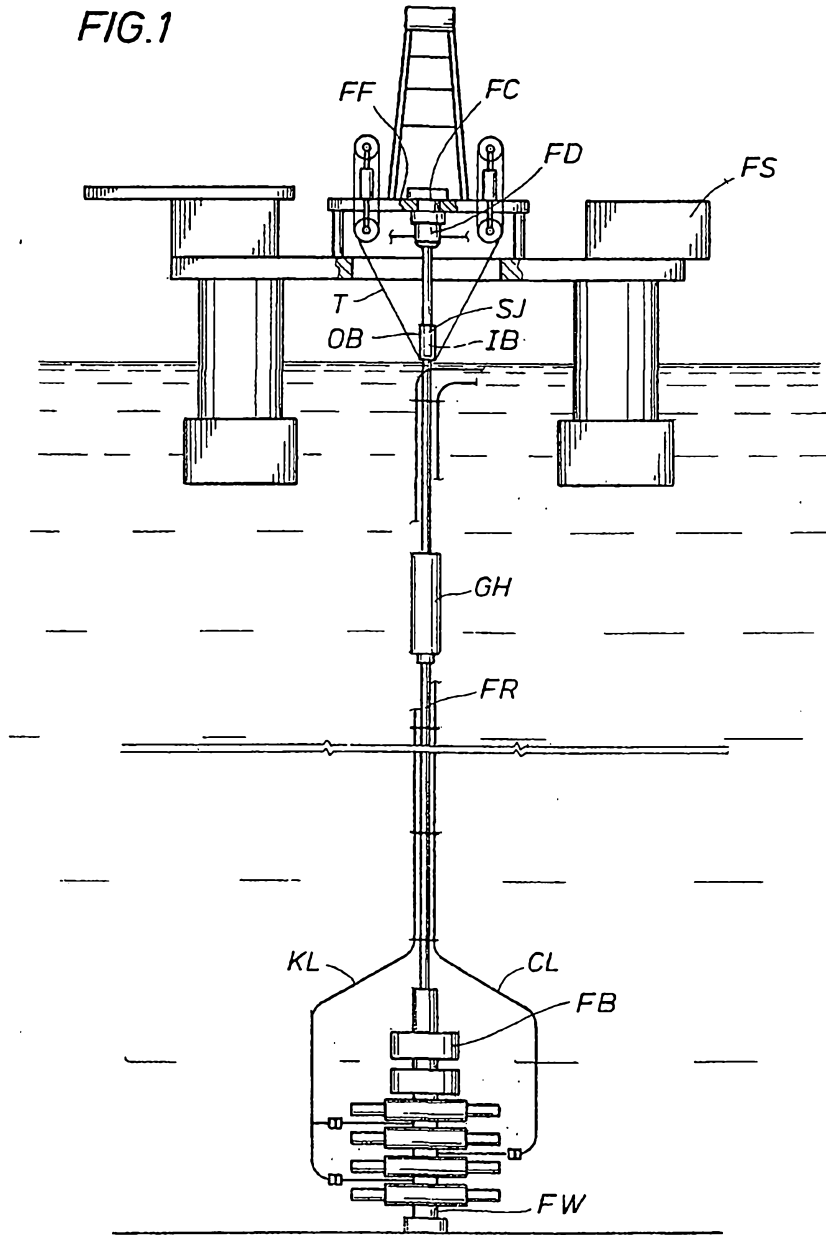


FIG.2

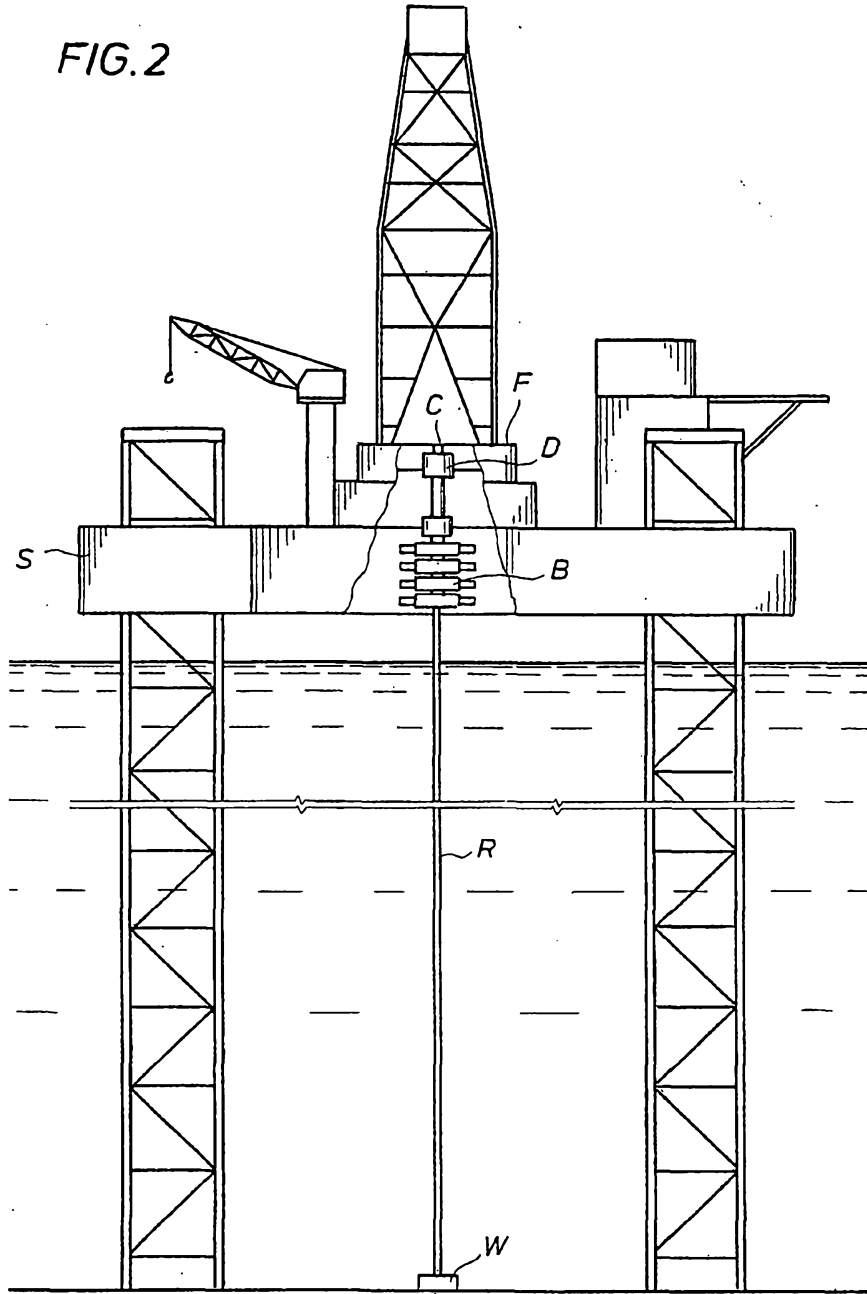


FIG. 3

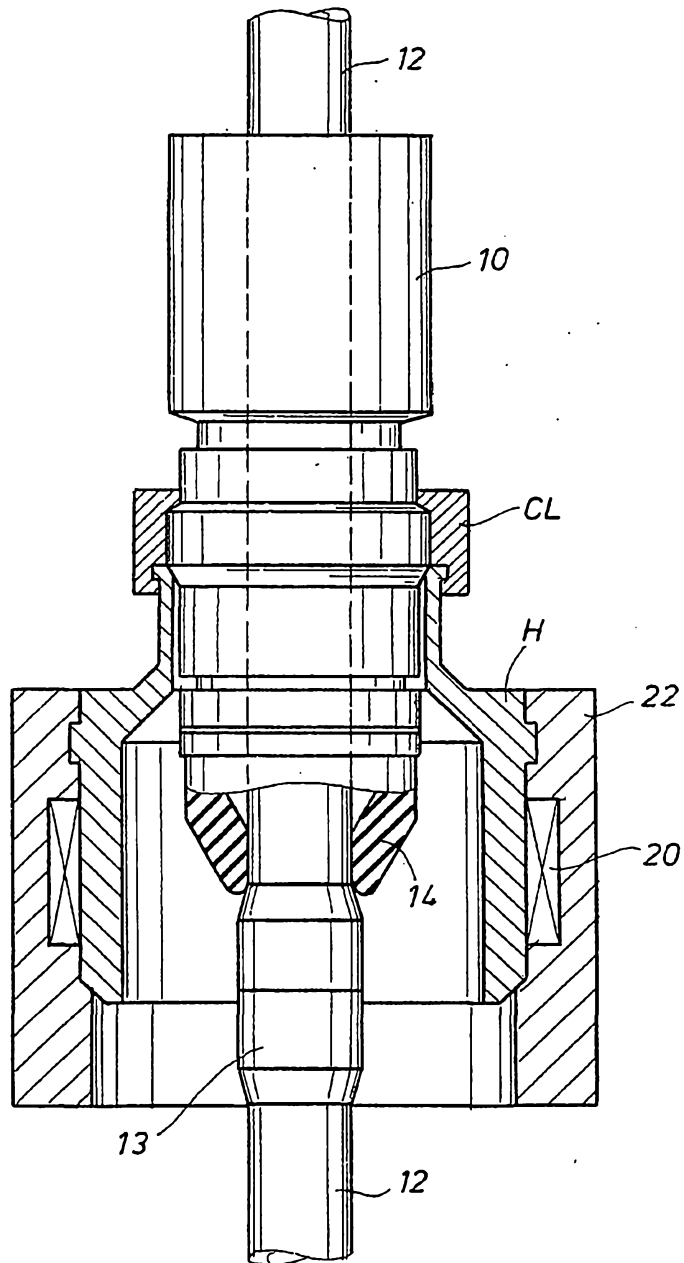


FIG. 4

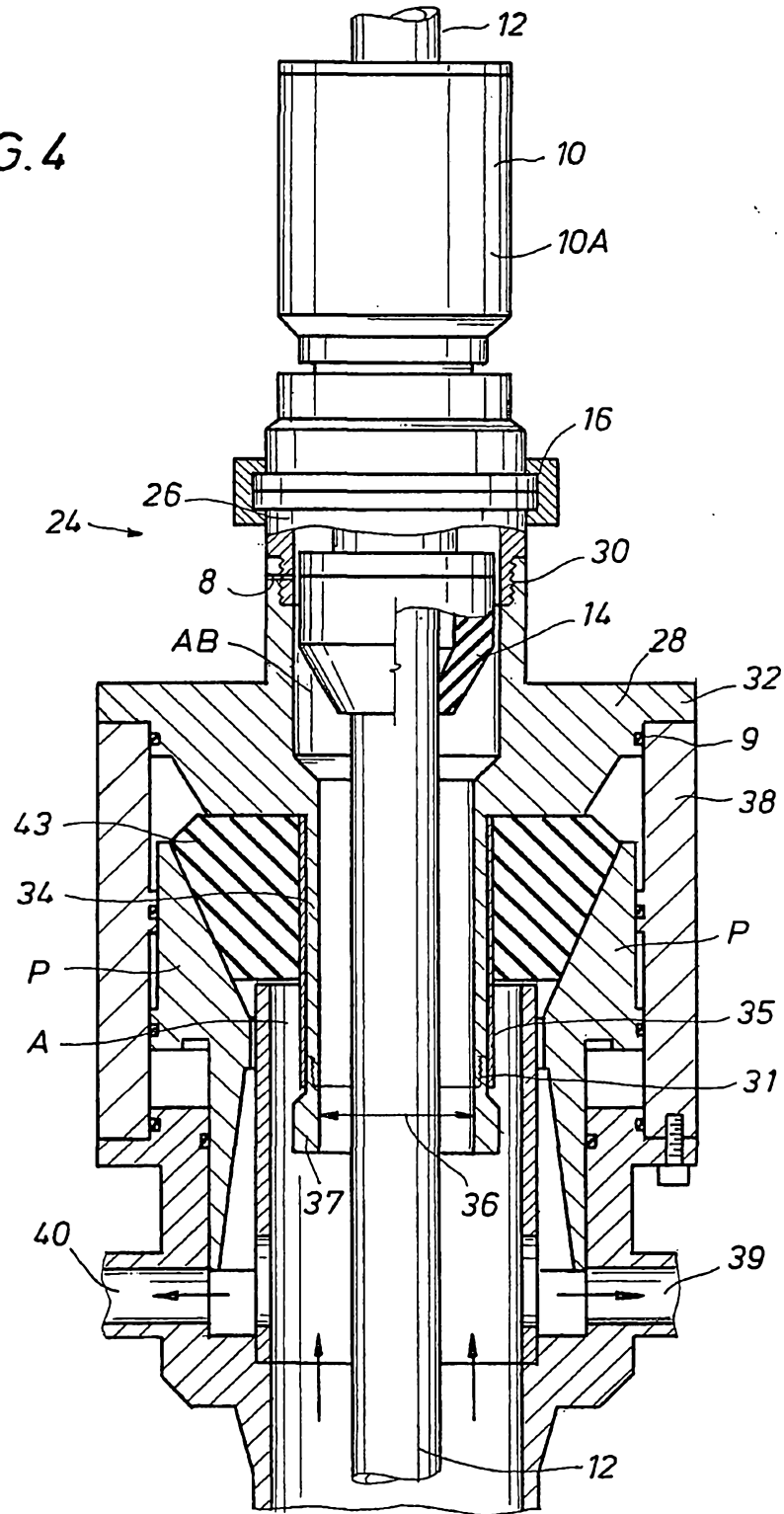


FIG. 5

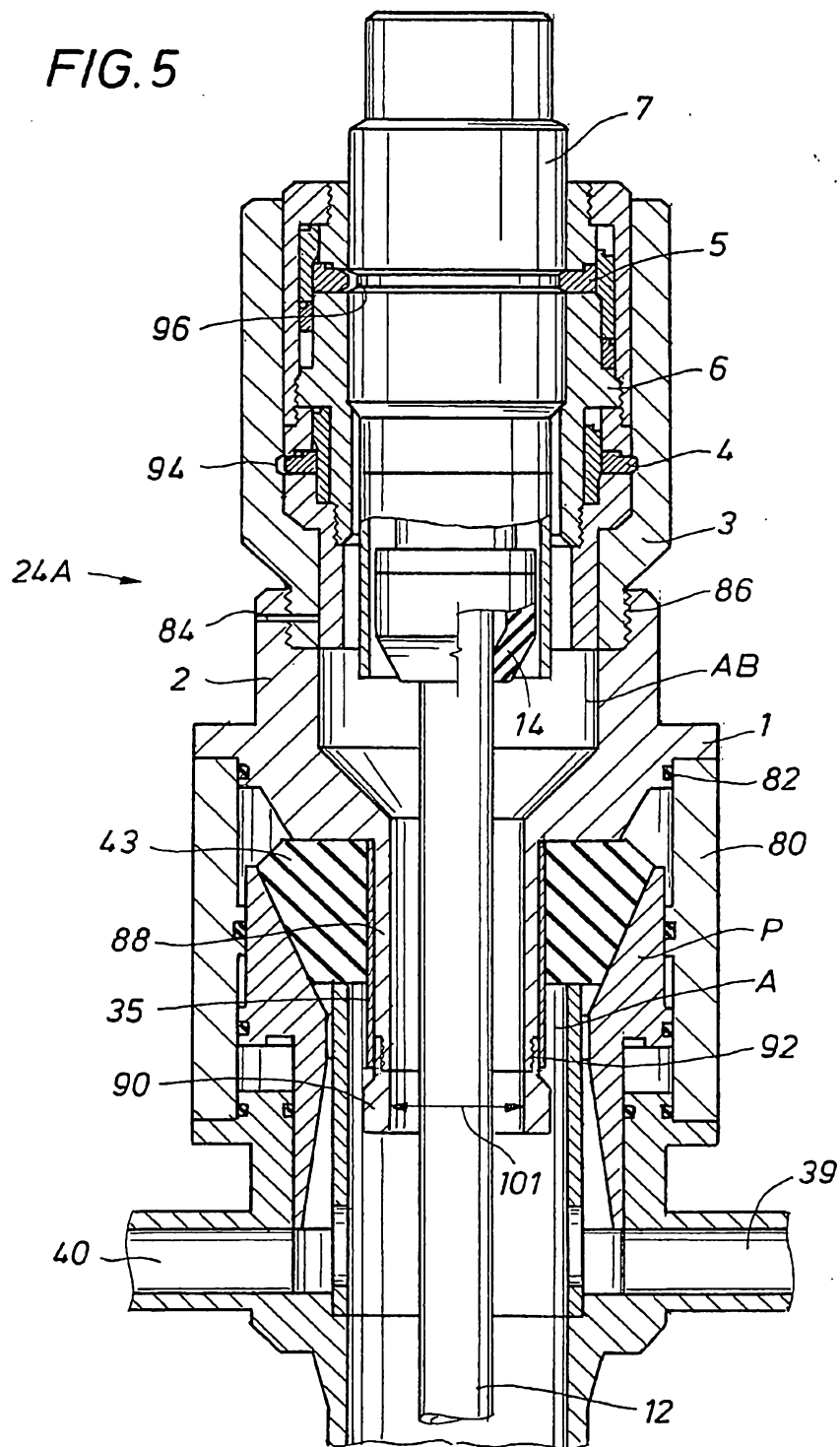


FIG.5A

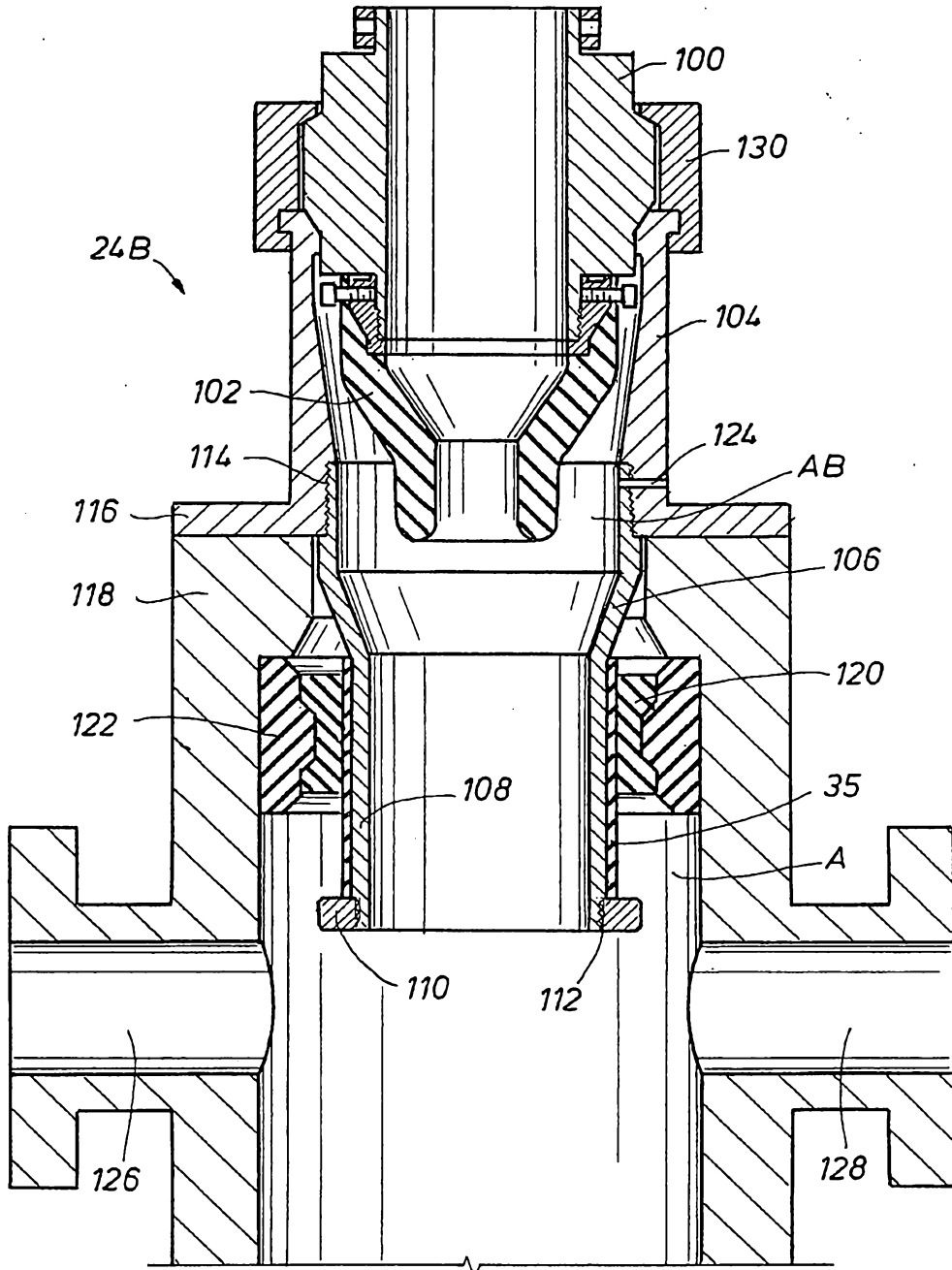


FIG. 6

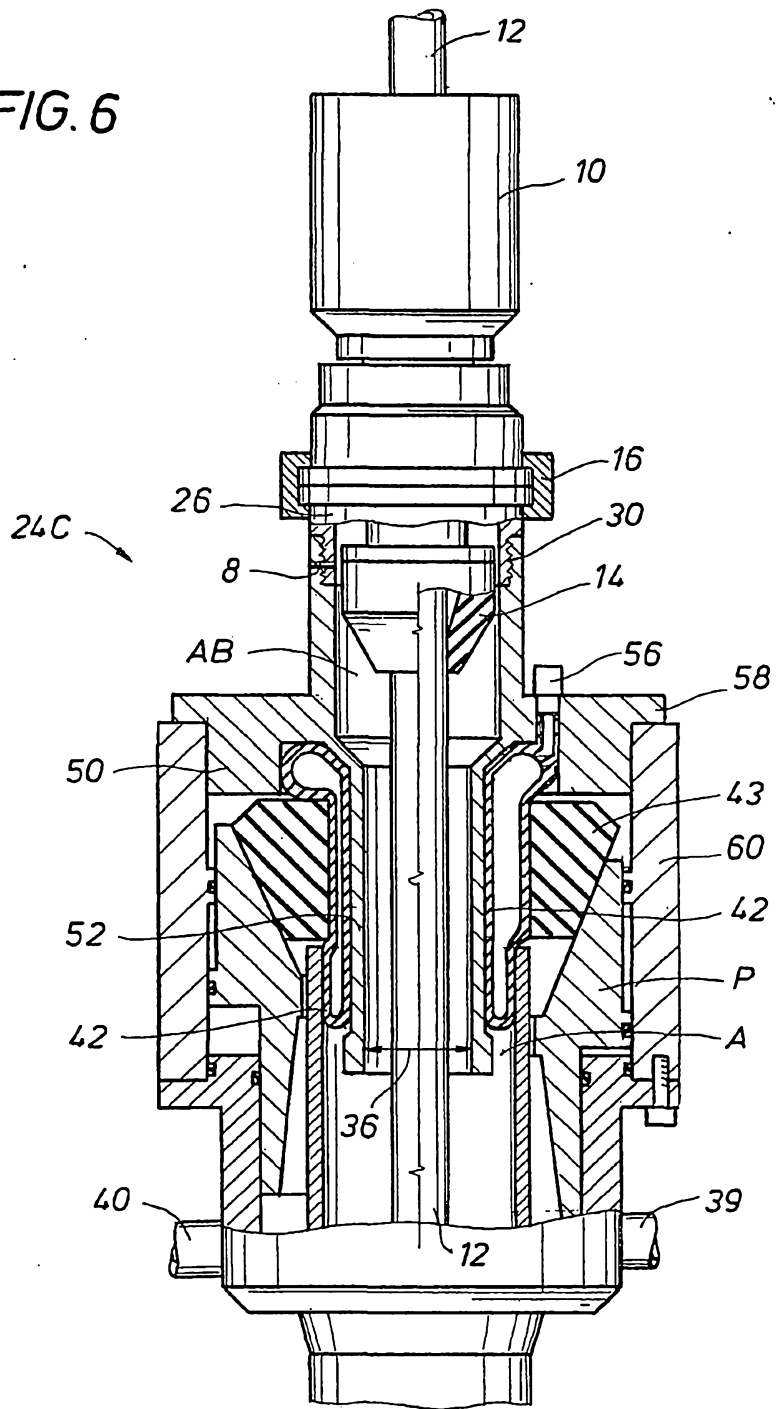


FIG. 7

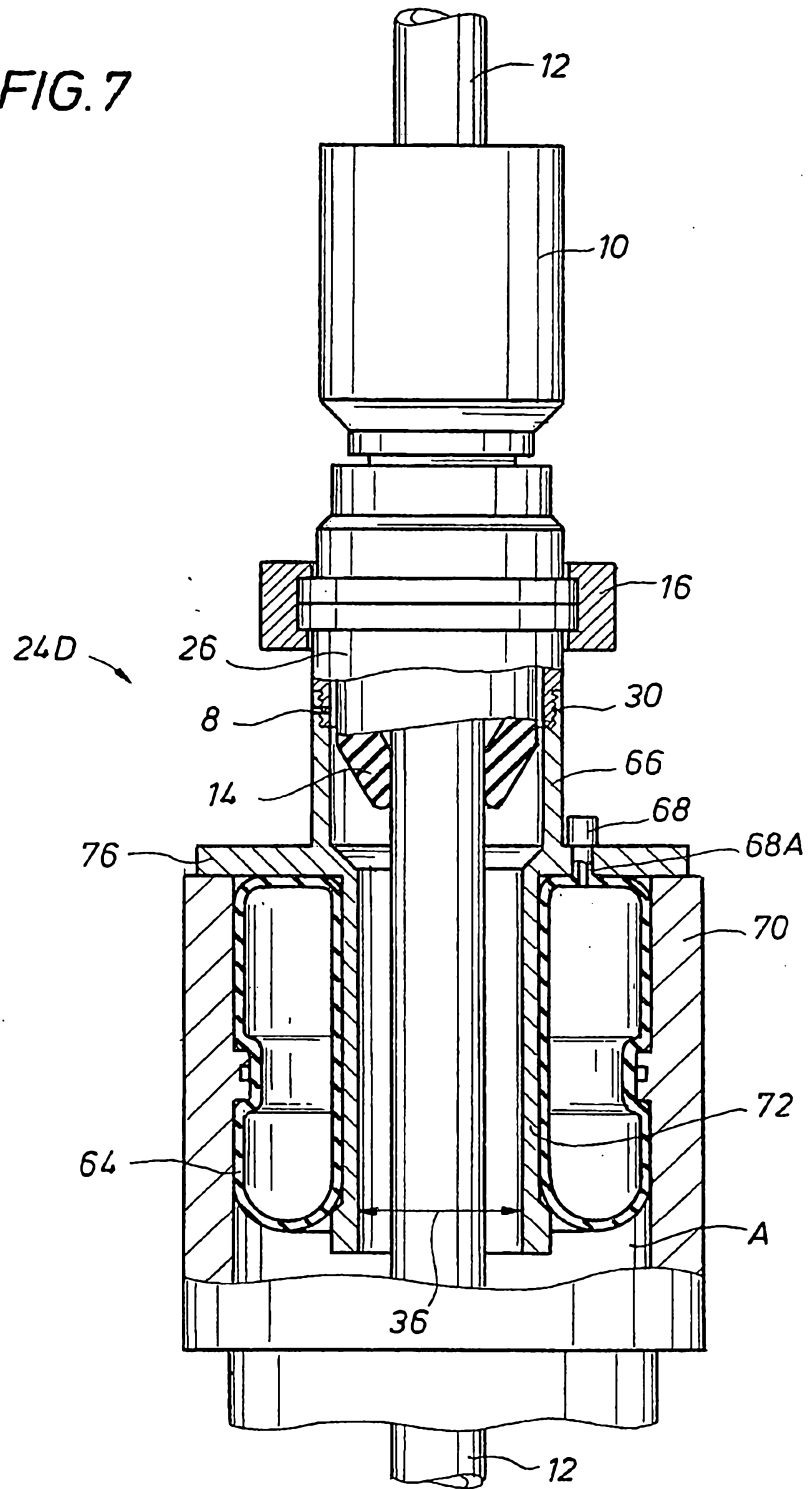


FIG. 8

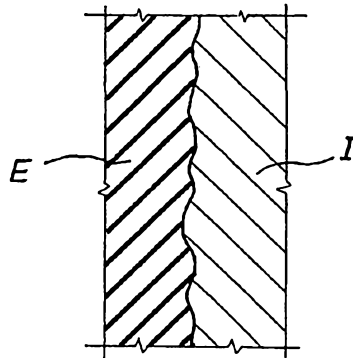


FIG. 9

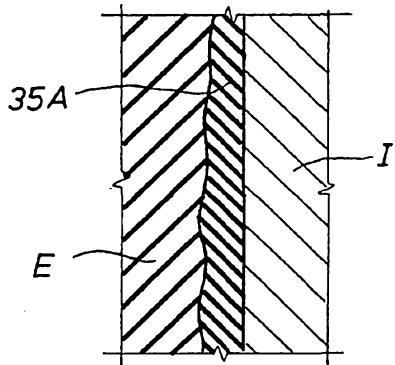


FIG. 10

