

República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(21) **PI0614416-0 A2**

(22) Data de Depósito: 04/08/2006
(43) Data da Publicação: 29/03/2011
(RPI 2099)



(51) *Int.Cl.:*
E21B 17/00
E21B 17/02
E21B 47/12

(54) Título: **MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO A MENOR DE UM POÇO TERRESTRE, E APARELHO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE**

(30) Prioridade Unionista: 03/08/2006 US 11/498.845, 04/08/2005 US 60/705.326, 16/08/2005 US 60/708.561

(73) Titular(es): PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT N.V.

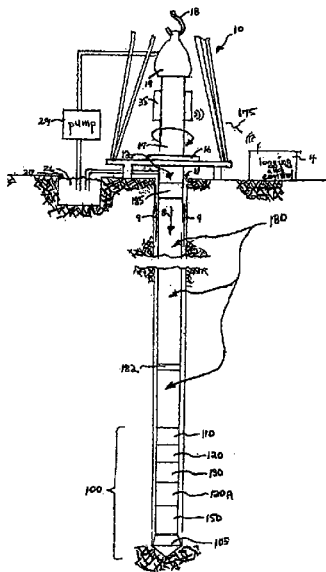
(72) Inventor(es): Brian Clark, Christopher P. Reed, David Santoso, Geoffrey C. Downton, Jean-Marc Follini, Lise Hvatum, Qiming Li, Raghu Madhavan, Remi Hutin, Shyam B. Mehta, Walter D. Aldred

(74) Procurador(es): Walter de Almeida Martins

(86) Pedido Internacional: PCT US2006030460 de 04/08/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2007/019319 de 15/02/2007

(57) Resumo: METODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, METODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO A MENOR DE UM POÇO TERRESTRE, E APARELHO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE A divulgação possui aplicação para uso em conjunto com uma operação de perfuração de um poço terrestre (11) usando: uma sonda, uma coluna de perfuração (12) tendo sua extremidade geralmente superior mecanicamente acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo (100) incluindo uma broca de perfuração (15) na sua extremidade inferior. Um método é apresentado para obter informações sobre pelo menos um parâmetro detectado na composição de fundo, incluindo as seguintes etapas: provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição produzindo dados de medição representativos de uma condição medida na composição de fundo; provisão de um sistema processador de superfície na superfície terrestre; provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração acoplado a pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao sistema processador de superfície; e transmissão dos dados do dispositivo de medição ao sistema processador de superfície através do sistema de telemetria da coluna de perfuração.



MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO A MENOR DE UM POÇO TERRESTRE, E APARELHO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE

5 CAMPO DA INVENÇÃO

Essa invenção se refere aos campos da perfuração e produção de poços de hidrocarbonetos, bem como à medição das características de formação do fundo do poço, e à comunicação bidirecional das informações de controle e
10 medição entre o fundo do poço e o equipamento na superfície.

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

O advento da perfuração com medição (MWD) e da perfuração com perfilagem (LWD), bem como o desenvolvimento
15 do controle na superfície dos processos de perfuração especiais, tal com perfuração direcional, têm sido avanços importantes na arte da perfuração e produção dos poços de hidrocarbonetos. Esses processos demandam comunicação, em ambas as direções, entre a superfície e o equipamento de
20 medição e perfuração no fundo do poço. No momento atual, telemetria por pulsos de lama é a única técnica em amplo uso comercial para perfuração com comunicação entre o equipamento no fundo do poço e a superfície. [Salvo se de outro modo indicado, as referências com relação a
25 "perfuração com", ou semelhantes, pretendem indicar que a

coluna de perfuração está no fundo do poço ou parcialmente no fundo do poço, fazendo parte de uma operação de perfuração global, incluindo perfuração, paralisação temporária, e/ou manobras, e não necessariamente que uma
5 broca de perfuração esteja girando]. Na telemetria por pulsos de lama, dados são transmitidos como pulsos de pressão no fluido de perfuração. Porém, a telemetria por pulsos de lama tem limitações bastante conhecidas, incluindo comunicação relativamente lenta, baixa taxa de
10 dados, e confiabilidade marginal. A atual tecnologia por pulsos de lama é capaz de enviar dados MWD/ LWD somente a cerca de 12 bits por segundo. Em muitos casos, essa taxa é insuficiente para enviar todos os dados que são coletados por uma coluna de ferramenta LWD, ou é limitada na
15 configuração de uma coluna de ferramenta desejada. Além disso, a tecnologia por pulsos de lama não funciona bem em poços profundos. A transmissão de sinais da superfície até o fundo do poço, através da regulação do fluxo da bomba de lama, a fim de controlar processos, tais como as funções de
20 ferramenta e de perfuração direcional, também é lenta, e possui uma taxa de informações muito baixa. Além disso, sob certas circunstâncias, por exemplo perfuração de desequilíbrio a menor empregando gases ou fluido de perfuração espumado, a telemetria por pulsos de lama atual
25 não pode funcionar.

Várias tentativas foram feitas ao longo dos anos

para desenvolver alternativas à telemetria de pulsos de lama, que são mais rápidas, possuem maiores taxas de dados, e não necessitam da presença de um tipo específico de fluido de perfuração. Por exemplo, telemetria acústica foi
5 proposta, a qual transmite ondas acústicas através da coluna de perfuração. Taxas de dados são estimadas para ficarem a uma ordem de grandeza superior à telemetria por pulsos de lama, mas são ainda limitadas, e o ruído constitui um problema. Telemetria acústica não se tornou
10 ainda disponível no comércio. Outro exemplo é a telemetria eletromagnética através da terra. Esta técnica é considerada ter alcance limitado, depender de características, especialmente a resistividade, das formações envolvendo o poço, e também possuir taxas de
15 dados limitadas.

A instalação de fios em tubos de perfuração para conduzir sinais tem sido proposta há tempos. Alguns métodos recentes para uma coluna de perfuração com fio são divulgados na Patente norte americana U.S. Nº 4.126.848,
20 Patente norte americana U.S. Nº 3.957.118 e na Patente norte americana U.S. Nº 3.807.502, e na publicação "Quatro Sistemas Distintos Usados Para MWD", W. J. McDonald, The Oil and Gas Journal, págs. 115-124, 3 abril de 1978.

A idéia de usar acopladores indutivos, tais como as
25 emendas de tubo, foi também proposta. As divulgações a seguir usam acopladores indutivos em uma coluna de

perfuração: Patente norte americana U.S. N° 4.605.268, Pedido de Patente Publicado pela Federação Russa 2140527, depositado a 18 de dezembro de 1997, Pedido de Patente Publicado pela Federação Russa 2040691, depositado a 14 de
5 fevereiro de 1992, e Publicação WO 90/ 14497A2. Ver também a Patente norte americana U.S. N° 5.052.941, Patente norte americana U.S. N° 4.806.928, Patente norte americana U.S. N° 4.901.069, Patente norte americana U.S. N° 5.531.592, Patente U.S. norte americana N° 5.278.550, e Patente norte
10 americana U.S. N° 5.971.072.

A Patente norte americana U.S. N° 6.641.434 descreve uma emenda de tubo de perfuração com fio, que representou um avanço significativo na arte dos tubos de perfuração com fio para transmitir, com confiança, dados de
15 medição em altas taxas de dados, bidirecionalmente, entre uma estação na superfície e locais no poço. A Patente '434 divulga uma emenda de tubo com fio de baixa perda, onde camadas condutoras reduzem as perdas da energia de sinal ao longo da extensão da coluna de perfuração, pela redução das
20 perdas resistivas e das perdas de fluxo em cada acoplador indutivo. A emenda de tubo com fio é robusta, em que ela permanece operacional na presença de vazios na camada condutora. O desempenho presente nesses e outros avanços na arte da telemetria da coluna de perfuração proporciona
25 oportunidade para inovação, onde os problemas anteriores de alcance, velocidade, e taxa de dados têm constituído a

limitação anterior no desempenho do sistema.

Um dos objetos da presente invenção é proporcionar operações aperfeiçoadas de perfilagem de formação e medição, bem como controle e otimização melhorados dos parâmetros de perfuração, que não foram até então alcançados por vários motivos, usando combinações sinérgicas com avançada telemetria bidirecional de coluna de perfuração.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

10 A presente invenção possui aspectos, os quais, dentre outros, se utilizam dos recentes avanços na telemetria da coluna de perfuração. Comunicação bidirecional praticamente em tempo real é usada de maneira vantajosa nas presentes modalidades, para melhorar a
15 medição e o controle durante os processos de perfuração (e paralisação temporária, e/ou manobras), para melhorar a operação e a tomada de decisões.

Um formato da invenção possui aplicação para uso em conjunto com uma operação de perfuração de um poço
20 terrestre, usando: uma sonda, uma coluna de perfuração tendo sua extremidade geralmente superior mecanicamente acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo incluindo uma broca de
25 perfuração na sua extremidade inferior. Um método é descrito para obter informações sobre pelo menos um

parâmetro detectado na composição de fundo, incluindo as seguintes etapas: provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição produzindo dados de medição representativos de uma condição medida na composição de fundo; provisão de um sistema processador de superfície, na superfície terrestre; provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração acoplado ao dito pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao sistema processador de superfície; e transmissão dos ditos dados do dispositivo de medição ao sistema processador de superfície através do sistema de telemetria da coluna de perfuração. (Conforme aqui usadas, referências à superfície terrestre pretendem englobar locais na, ou próximo à, superfície de qualquer terreno, água, ou gelo, para perfuração em terra ou marítima).

Em uma modalidade dessas, a condição medida na composição de fundo é uma característica medida de formações terrestres envolvendo a composição de fundo, e a etapa da provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreende a provisão de um dispositivo de perfuração com perfilagem na composição de fundo. Nessa modalidade, a etapa da provisão de um dispositivo de perfuração com perfilagem compreende a provisão de um dispositivo selecionado dentre o grupo constituído de um dispositivo medidor de resistividade, um

dispositivo medidor de resistividade direcional, um
dispositivo medidor sônico, um dispositivo medidor nuclear,
um dispositivo medidor de ressonância magnética nuclear, um
dispositivo medidor de pressão, um dispositivo medidor
5 sísmico, um dispositivo processador de imagens, e um
dispositivo amostrador de formação.

Em outra modalidade, a condição medida na
composição de fundo é uma característica de perfuração
medida, e a etapa da provisão de pelo menos um dispositivo
10 de medição na composição de fundo compreende a provisão de
um dispositivo de perfuração com medição na composição de
fundo. Nessa modalidade, a etapa da provisão de um
dispositivo de perfuração com medição compreende a provisão
de um dispositivo selecionado dentre o grupo constituído de
15 um dispositivo medidor de peso sobre a broca, um
dispositivo medidor de torque, um dispositivo medidor de
vibração, um dispositivo medidor de choques, um dispositivo
medidor de atrito, um dispositivo medidor de direção, e um
dispositivo medidor de inclinação. Em outra modalidade, a
20 composição de fundo inclui um subsistema de perfuração
direcional, e a etapa de produzir sinais de controle, no
processador de superfície, compreende a produção de sinais
de controle direcionais. Em um formato dessa modalidade, o
subsistema de perfuração direcional compreende um sistema
25 direcionador rotativo, e a etapa de produzir sinais de
controle no processador de superfície compreende a produção

de sinais de controle direcionais para o sistema direcionador rotativo.

Em um formato da invenção, a etapa da provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo
5 compreende a provisão de uma pluralidade de dispositivos de medição na composição de fundo, a pluralidade de dispositivos de medição produzindo dados de medição representativos de uma pluralidade de condições na composição de fundo.

10 Em um formato da invenção, o sistema de telemetria da coluna de perfuração é bidirecional e inclui tubos de perfuração com fio em pelo menos uma parte da coluna de perfuração. Em uma modalidade desse formato da invenção, um acoplamento sem fio é proporcionado entre o sistema de
15 telemetria da coluna de perfuração e o processador de superfície. O sistema processador de superfície pode estar localizado nas proximidades da sonda, ou pode estar em um local afastado da dita sonda. O sistema de telemetria da coluna de perfuração pode ser um sistema de telemetria
20 híbrido, incluindo uma pluralidade de tipos distintos de meios de telemetria. Em uma modalidade divulgada, o sistema de telemetria da coluna de perfuração híbrido compreende uma seção de tubo de perfuração com fio, e pelo menos uma seção de meios de telemetria selecionados dentre o grupo
25 constituído de meios de cabo elétrico, meios de cabo ótico, e meios de transmissão sem fio. Nessa modalidade, a seção

do tubo de perfuração com fio compreende tubos de perfuração conectados, cada tubo de perfuração compreendendo uma extremidade de pino tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, uma extremidade de caixa tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, e pelo menos um condutor acoplado entre os ditos acopladores indutivos nas extremidades de pino e caixa, pelo qual tubos de perfuração adjacentes são indutivamente acoplados nas suas extremidades de pino/ caixa conectadas. Para extensões mais longas, subsistemas repetidores podem ser previstos nas emendas entre os tubos de perfuração. Assim, em um formato da invenção, uma seção do tubo de perfuração com fio descrito pode ser prevista em uma extensão superior a cerca de 2000 pés dos ditos tubos de perfuração conectados, sem quaisquer repetidores.

Em uma modalidade da invenção usando o tipo descrito da seção de tubo de perfuração com fio, a etapa de transmissão dos dados compreende a transmissão dos ditos dados sobre uma portadora tendo uma frequência inferior a cerca de 500 KHz. Nessa modalidade, os dados são transmitidos a uma taxa de pelo menos 100 bits por segundo, e a transmissão bidirecional é implementada praticamente em tempo real.

Em um formato da invenção, sinais de controle são produzidos no processador de superfície e transmitidos para a composição de fundo através do sistema de telemetria da

coluna de perfuração. Em uma modalidade desse formato da invenção, a composição de fundo inclui um subsistema de perfuração direcional, e os sinais de controle são sinais de controle direcionais. Nessa modalidade, os sinais de controle são produzidos em resposta aos dados de medição.

Outros aspectos e vantagem da invenção ficarão claros através da descrição detalhada a seguir, quando tomada em conjunto com os desenhos anexos.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

10 A fig. 1 é um diagrama, parcialmente em forma esquemática e parcialmente em forma de blocos, de um sistema, de acordo com as modalidades da invenção, e que pode ser usado para praticar as modalidades do método da invenção.

15 A fig. 2A é um diagrama de blocos de um tipo de eletrônica do subsistema transceptor sem fio, que pode ser usado em conjunto com uma modalidade da invenção.

A fig. 2B é um diagrama, parcialmente em seção transversal e parcialmente em forma de blocos, de uma interface com a superfície utilizando um transceptor sem fio, com sua eletrônica e antena montadas na coluna de perfuração.

A fig. 3 é um diagrama de seção transversal de tubos de perfuração com fio, indutivamente acoplados, e divulgados na Patente U.S. N° 6.641.434, que podem ser usados pelo menos como parte do sistema de telemetria da

coluna de perfuração, que é empregado em modalidades da presente invenção.

A fig. 4 é uma vista em perspectiva parcialmente recortada de um par justaposto dos elementos acopladores indutivos do circuito de corrente da fig. 3.

A fig. 5A é uma vista de seção transversal do par justaposto dos elementos acopladores indutivos do circuito de corrente da fig. 4, unidos entre si como parte de uma coluna tubular operacional, incluindo uma vista de seção transversal de um trajeto toroidal fechado de baixa permeabilidade e alta condutividade envolvendo ambos os núcleos.

A fig. 5B é uma vista de seção transversal ampliada, mostrando mais detalhes da montagem dos componentes eletromagnéticos dos elementos acopladores indutivos do circuito de corrente da fig. 5A.

A fig. 5C é uma vista em perspectiva parcialmente recortada do elemento acoplador indutivo do circuito de corrente na extremidade de caixa da fig. 5B, mostrando detalhes da bobina e do cabo elétrico interno.

A fig. 6 é um diagrama de um dispositivo de perfilagem da resistividade da formação de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

A fig. 7 é um diagrama de um dispositivo de

resistividade direcional de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

5 A fig. 8 é um diagrama de um dispositivo de perfilagem sônica de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

10 As figs. 9A - 9D são diagramas de dispositivos de perfilagem sísmica de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

15 A fig. 10 é um diagrama de um dispositivo de perfilagem nuclear de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

20 A fig. 11 é um diagrama de um dispositivo de perfilagem com ressonância magnética nuclear de um tipo, que é utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

25 A fig. 12 é um diagrama de um dispositivo de perfilagem com medição de pressão de um tipo, que é

utilizado como dispositivo de perfuração com perfilagem (LWD), ou parte de um conjunto de dispositivos LWD, em modalidades do método e sistema da invenção.

DESCRIÇÃO DETALHADA

5 A fig. 1 ilustra um sistema na região do poço, onde a presente invenção pode ser empregada. A região do poço pode ser terrestre ou marítima. Nesse sistema exemplificante, um poço 11 é formado em formações subterrâneas 30 por perfuração rotativa de maneira bastante conhecida. Modalidades da invenção podem também usar
10 perfuração direcional, conforme será descrita aqui a seguir.

 Uma coluna de perfuração 12 é suspensa dentro do fundo do poço 11 e possui uma composição de fundo 100, que
15 inclui uma broca de perfuração 105 na sua extremidade inferior. O sistema de superfície inclui o conjunto de plataforma e torre 10 posicionado sobre o furo do poço 11, o conjunto incluindo uma mesa rotativa 16, kelly (haste rígida) 17, gancho 18 e junta rotativa 19. A coluna de
20 perfuração 12 é girada pela mesa rotativa 16, energizada por meios não mostrados, que engata o kelly 17 na extremidade superior da coluna de perfuração. A coluna de perfuração 12 é suspensa por um gancho 18, fixado a um bloco de deslocamento (também não mostrado), através do
25 kelly 17 e de uma junta rotativa 19, que permite a rotação da coluna de perfuração com relação ao gancho. Conforme é

bastante conhecido, o sistema de acionamento superior poderia ser usado, de modo alternativo.

No exemplo dessa modalidade, o sistema de superfície ainda inclui a lama ou fluido de perfuração 26 armazenada em um tanque 27, formado na região do poço. Uma 5 bomba 29 abastece o fluido de perfuração 26 ao interior da coluna de perfuração 12, através de uma abertura na junta 19, fazendo com que o fluido de perfuração escoe para baixo através da coluna de perfuração 12, conforme indicado pela 10 seta direcional 8. O fluido de perfuração abandona a coluna de perfuração 12 através de aberturas na broca de perfuração 105 e, a seguir, circula para cima através da região anular entre o exterior da coluna de perfuração e a parede do furo do poço, conforme indicado pelas setas 15 direcionais 9. Desta maneira bastante conhecida, o fluido de perfuração lubrifica a broca de perfuração 15 e conduz os cascalhos da formação até a superfície, quando ele é retornado ao tanque 27 para recirculação.

Conforme é conhecido na técnica, sensores podem ser 20 instalados na região do poço para coletar dados, de preferência em tempo real, relacionados à operação da região do poço, bem como às condições da região do poço. Por exemplo, tais sensores de superfície podem ser instalados para medir parâmetros, tais como pressão da 25 coluna, carga no gancho, profundidade, torque na superfície, rpm, dentre outros.

A composição de fundo 100 da modalidade ilustrada inclui um sub de interface 110, um modulo de perfuração com perfilagem (LWD) 120, um módulo de perfuração com medição (MWD) 130, um motor e sistema direcionador rotativo 150
5 para perfuração direcional, e a broca de perfuração 105.

O módulo LWD 120 é alojado em um tipo especial de colar de perfuração, conforme é conhecido na arte, e pode conter um ou uma pluralidade de tipos conhecidos de ferramentas de perfilagem. Também deve ficar claro, que
10 mais do que um módulo LWD e/ou MWD podem ser empregados, p. ex., conforme representado em 120A. (Referências a um módulo na posição de 120 podem significar, de maneira alternativa, também um módulo na posição de 120A). O módulo LWD inclui recursos para medir, processar, e armazenar
15 informações, bem como para se comunicar com o equipamento da superfície. Na presente modalidade, o módulo LWD inclui um ou mais dos seguintes tipos de dispositivos de perfilagem, que medem características da formação: um dispositivo medidor de resistividade, um dispositivo
20 medidor de resistividade direcional, um dispositivo medidor sônico, um dispositivo medidor nuclear, um dispositivo medidor de ressonância magnética nuclear, um dispositivo medidor de pressão, um dispositivo medidor sísmico, um dispositivo processador de imagens, e um dispositivo
25 amostrador de formação.

O módulo MWD 130 é também alojado em um tipo

especial de colar de perfuração, conforme é conhecido na arte, e pode conter um ou mais dispositivos para medir características da coluna de perfuração e da broca de perfuração. A ferramenta MWD ainda inclui um aparelho (não
5 mostrado) para gerar energia elétrica ao sistema do furo de poço. Esse pode incluir tipicamente um turbogerador a lama, energizado pelo fluxo do fluido de perfuração, ficando claro que outros sistemas de energia e/ou de bateria podem ser empregados. Na presente modalidade, o módulo MWD inclui
10 um ou mais dos seguintes tipos de dispositivos de medição: um dispositivo medidor de peso sobre a broca, um dispositivo medidor de torque, um dispositivo medidor de vibração, um dispositivo medidor de choques, um dispositivo medidor de atrito, um dispositivo medidor de direção, e um
15 dispositivo medidor de inclinação.

Na presente invenção, um sistema de telemetria da coluna de perfuração é empregado, o qual, na modalidade ilustrada, compreende um sistema de tubos de perfuração com fio, indutivamente acoplados 180, que se estendem a partir
20 de um sub de superfície 185 para um sub de interface 110 na composição de fundo. Dependendo de fatores, incluindo a extensão da coluna de perfuração, repetidores ou subs de retransmissão podem ser instalados em intervalos na coluna dos tubos de perfuração com fio, um exemplo sendo
25 representado em 182. Os subs de retransmissão, que também podem ser dotados de sensores, são descritos em detalhes no

Pedido de Patente norte americana Co-pendente U.S. N° de Série _____ (pasta 19.0410/11), depositado na mesma data que o presente documento, e requerido pelo mesmo requerente do presente Pedido.

5 O sub de interface 110 proporciona uma interface entre os circuitos de comunicação dos módulos LWD e MWD e o sistema de telemetria da coluna de perfuração, o qual, nessa modalidade, compreende tubos de perfuração com fio, com acopladores indutivos. O sub de interface 110, que pode
10 ser também dotado de sensores, é descritos em detalhes no Pedido de Patente norte americana Co-pendente U.S. N° de Série _____ (pasta 19.0410/11), depositado na mesma data que o presente documento, e requerido pelo mesmo requerente do presente Pedido.

15 No topo da coluna de perfuração com fio se encontra o sub de superfície ou a interface de superfície 185. Quando um sistema do tubo de perfuração com fio é usado, é necessário ter um enlace de comunicação entre o tubo de perfuração com fio mais superior e um processador de
20 superfície (o qual, dentre outros, executa tipicamente uma ou mais das seguintes funções: recebimento e/ou envio de dados, informações sobre perfilagem, e/ou informações de controle para e/ou a partir do equipamento do fundo de poço e de superfície, execução de computações e análises, e
25 comunicação com operadores e com locais afastados). Vários métodos têm sido sugeridos, alguns deles sendo sintetizados

na Patente norte americana U.S. Nº 7.040.415, incluindo o uso de um dispositivo com anel de contato, e o uso de acoplamentos elétricos rotativos baseados em indução ou na, assim chamada, ação de transformador. Estas técnicas são coletivamente conhecidas como técnicas de junta rotativa. Um anel de contato (também conhecido como superfície de contato com escovas) é um conector elétrico bastante conhecido, projetado para conduzir sinais ou corrente de um fio estacionário para o interior de um dispositivo rotativo. De modo característico, ele é composto de um contato de metal ou grafite estacionário (uma escova) conduzido em um componente não-rotativo, que roça sobre o diâmetro externo de um anel metálico rotativo (p. ex., conduzido na porção superior de uma junta do kelly). Conforme o anel metálico gira, o sinal ou corrente elétrica é conduzida através da escova estacionária ao anel metálico, estabelecendo a conexão. Acoplamentos elétricos rotativos baseados em indução (ação de transformador) conhecidos com transformadores rotativos, têm proporcionado uma alternativa para anéis de contato e escovas de contato, baseado na condução entre circuitos rotativos e estacionários, de modo que nenhum contato direto se faz necessário. Os enrolamentos de transformador compreendem uma bobina estacionária e uma bobina rotativa, ambas concêntricas com o eixo de rotação. Qualquer uma das bobinas pode servir como enrolamento primário, com a outra

servindo como enrolamento secundário. Os tipos de métodos descritos neste parágrafo podem ser usados para o sub de superfície 185 da fig. 1. No presente momento, um método sem fio é mais preferido, por exemplo, do tipo descrito em
5 detalhes no Pedido de Patente norte americana U.S. N° de Série _____ (pasta 19.0403/32), depositado na mesma data que o presente documento, e requerido pelo mesmo requerente do presente Pedido. Conforme descrito em uma modalidade do dito Pedido N° de Série _____ (pasta
10 19.0403/32) citado, uma interface de superfície, na forma do sub de superfície 185, é acoplada à eletrônica 35 que gira com o kelly 17 e inclui um transceptor e uma antena que se comunica bidirecionalmente com a antena e o transceptor da unidade de controle e perfilagem 4, que, na
15 presente modalidade, compreende o sistema processador de superfície. Um enlace de comunicação 175 é esquematicamente ilustrado entre a eletrônica e a antena da interface de superfície e a unidade de controle e perfilagem 4. Por conseguinte, a configuração dessa modalidade proporciona um
20 enlace de comunicação a partir da unidade de controle e perfilagem 4, através do enlace de comunicação 175, para o sub de superfície 185, através do sistema de telemetria do tubo de perfuração com fio, à interface do fundo de poço 110 e os componentes da composição de fundo e, além disso,
25 o reverso disso, para operação bidirecional.

A fig. 2A apresenta um diagrama de blocos de um

tipo de eletrônica do subsistema transceptor sem fio, que pode ser usado para a eletrônica 30 da fig. 1. Pode ser feita também referência à Patente U.S. Nº 7.040.415. Um sinal de/ para o acoplador indutivo da junta de topo do

5 tubo de perfuração com fio mais superior é ligado a um modem WDP. O modem WDP 221, por sua vez, é ligado ao modem sem fio 231. Uma bateria 250 e fonte de alimentação 255 são também previstas para energizar os modems. Outros meios geradores de energia, que podem ser mais preferidos, são

10 descritos no Pedido de Patente norte americana U.S. Nº de Série _____ (pasta 19.0403/32) acima citado.

O modem de superfície WDP 202 é adaptado para se comunicar com um ou mais modems, repetidores, ou outras interfaces na ferramenta do fundo de poço através do

15 sistema de telemetria do tubo de perfuração com fio. De preferência, os modems proporcionam comunicações bidirecionais. O modem se comunica com outro modem ou repetidor ou outro sub localizado na ferramenta do fundo de poço. Qualquer espécie de esquema de modulação digital ou

20 analógica pode ser usada, tal como chaveamento bifásico por deslocamento de frequência (FSK), chaveamento de deslocamento de fase de quadratura (QPSK), Modulação da Amplitude em Quadratura (QAM), modulação DMT etc. Esses esquemas podem ser usados em combinação com qualquer

25 espécie de tecnologias com multiplexação de dados, tais como Multiplexação por Divisão de Tempo (TDM),

Multiplexação por Divisão de Frequência (FDM) etc. O modem pode incluir funcionalidade para diagnósticos do tubo de perfuração e diagnósticos da ferramenta do fundo do poço.

A fig. 2B apresenta uma modalidade, conforme descrita no Pedido de Patente norte americana U.S. Co-pendente N° de Série _____ (pasta 19.0403/32) citado, onde um sub de proteção especial 240 é previsto entre o kelly 250 e o tubo de perfuração com fio mais superior 181. O sub de proteção 240 possui um acoplador indutivo 241 na sua extremidade inferior, que acopla eletricamente com o acoplador indutivo do tubo de perfuração com fio mais superior. Um cabo 215, que é conectado ao acoplador indutivo 241, sai do sub de proteção 240 através de uma abertura vedada, e corre externamente ao kelly 250 para o subsistema transceptor 230, que inclui a(s) antena(s) 235. Na posição de saída do cabo do sub de proteção 240, um conector 246 pode ser previsto. O cabo correndo ao longo da parte externa do kelly 250 pode ser vedado em uma ranhura no kelly e ser, por exemplo, protegido por um material de epóxi ou PEEK. Outro conector pode ser previsto na eletrônica do subsistema transceptor. O cabo 215 é previsto pelo menos com um par de fios. Pode ser feita referência ao Pedido de Patente norte americana U.S. Co-pendente N° de Série _____ (pasta 19.0403/32) citado para outras modalidades e configurações do subsistema transceptor, e também para descrição de diversas antenas redundantes em

conjunto com os subsistemas de transceptor, e para descrição da geração segura de energia para uso pelo subsistema transceptor rotativo.

Conforme descrito no Pedido de Patente norte
5 americana U.S. Co-pendente N° de Série _____ (pasta 19.0403/32) citado, embora somente uma unidade de superfície 4 seja mostrada em uma região de poço, uma ou mais unidades de superfície podem ser previstas ao longo de uma ou mais regiões de poço. As unidades de superfície
10 podem ser ligadas a uma ou mais interfaces de superfície, usando uma conexão com ou sem fio através de uma ou mais linhas de comunicação. A topologia de comunicação entre a interface com a superfície e o sistema de superfície pode ser ponto a ponto, ponto a multiponto ou multiponto a
15 ponto. A conexão com fio inclui o uso de qualquer tipo de cabo (fios usando qualquer tipo de protocolo (serial, Ethernet etc.) e fibras óticas. A tecnologia sem fio pode ser qualquer espécie de tecnologia de comunicação sem fio padrão, tal como a especificação IEEE 802.11, Bluetooth,
20 zigbee ou qualquer tecnologia de comunicação ótica ou de RF não padronizada, usando qualquer espécie de esquema de modulação, tal como FM, AM, PM, FSK, QAM, DMT, OFDM, etc., em combinação com qualquer espécie de tecnologias de multiplexação de dados, tais como TDMA, FDMA, CDMA etc.
25 Como um exemplo, a antena para a conexão sem fio pode ser colocada no nível externo do sub.

Um ou mais sensores 204 podem ser previstos na interface para medir vários parâmetros do fundo de poço, tais como temperatura, pressão (do tubo bengala, lama etc.), fluxo de lama, ruído, vibração, mecânica da perfuração (isto é, torque, peso, aceleração, rotação do tubo etc.), etc. Os sensores podem ser também ligados à extremidade frontal analógica para condicionamento de sinal e/ou a um processador para processar e/ou analisar os dados. Os sensores podem ser também usados para realizar diagnósticos. Os diagnósticos podem ser usados para localizar falhas no sistema do tubo de perfuração com fio, medir ruído e/ou características do sistema de telemetria do tubo de perfuração com fio e realizar outros diagnósticos na região do poço. Diferentes tipos de sensores podem ser integrados ao sub. Um tipo de sensor pode ser um sensor de superfície para medir mecânica de perfuração capaz de operar em altas taxas de amostragem. Os dados do sensor podem ser gravados em um dispositivo de memória.

As figs. 3 - 5 apresentam tubos de perfuração com fio, conforme divulgado na Patente norte americana U.S. N° 6.641.434, aqui incorporada para fins de referência. Uma junta de tubo com fio 310 (fig. 3) possui um primeiro elemento acoplador indutivo do circuito de corrente 321, e um segundo elemento acoplador indutivo do circuito de corrente 331, um em cada extremidade do tubo. A fig. 3

também mostra a junta de tubo com fio 310, como incluindo uma haste tubular alongada 311 com um furo axial 312, um primeiro elemento acoplador indutivo 321, uma extremidade de caixa 322, e um segundo elemento acoplador indutivo 331 na extremidade de pino 332. O acoplador indutivo 320 é mostrado, como constituído do primeiro elemento acoplador indutivo 321 e do segundo elemento acoplador indutivo 331' da extremidade de pino 332' em um tubo de perfuração com fio adjacente.

10 As figs. 3 e 4 apresentam a extremidade de caixa 322 definindo a rosca interna 323, e o ressalto anular de contato interno 324 com uma primeira ranhura 325. As figs. 3 e 4 também mostram a extremidade de pino 332' de uma junta de tubo com fio adjacente definindo a rosca externa 15 333', e a extremidade tubular anular de contato interno 334' com uma segunda ranhura 335'. (Um número de item seguido por uma aspa indica um item pertencente a uma junta de tubo com fio adjacente).

A fig. 5A é uma vista de seção transversal do par 20 justaposto dos elementos do acoplador indutivo de circuito de corrente da fig. 3 unidos entre si como parte de uma coluna de tubo operacional. Ela apresenta uma vista de seção transversal do trajeto toroidal fechado de alta condutividade e baixa permeabilidade 340 envolvendo ambos 25 os núcleos, e uma vista de seção transversal do conduíte 313 forma uma passagem para o cabo elétrico interno 314,

que conecta eletricamente os dois elementos acopladores indutivos da junta de tubo com fio 310.

A fig. 5B é uma vista de seção transversal ampliada mostrando a montagem da primeira bobina 348, primeiro núcleo de alta permeabilidade 347 e primeiro enrolamento de bobina 348. A fig. 5B também mostra o conduíte 313 envolvendo o cabo elétrico interno 314. (Para fins de clareza de ilustração nas figs. 5B e 5C, a primeira bobina 328 é mostrada em tamanho maior, se comparada às dimensões do pino, do que ela seria em uma modalidade preferida, onde a resistência do tubo de perfuração não pode ser comprometida)

A fig. 5B ainda mostra a primeira ranhura 325 definindo uma primeira superfície côncava anular 326 com porções justapostas concêntricas 326a e 326b. A primeira superfície côncava anular 326 possui sobre ela uma primeira camada côncava anular de alta condutividade e baixa permeabilidade 327. A camada 327 define uma primeira cavidade anular. A extremidade de caixa 322 inclui a primeira bobina 328 montada fixamente na primeira cavidade anular, entre as porções justapostas concêntricas 327a e 327b da primeira camada 327.

A fig. 5B ainda apresenta a segunda ranhura 335' definindo uma segunda superfície côncava anular 336' com porções justapostas concêntricas 336a' e 336b'. A segunda superfície côncava anular 336' possui sobre ela uma segunda

camada côncava anular de alta condutividade e baixa permeabilidade 337'. A camada 337' define uma segunda cavidade anular. A extremidade de pino 332' inclui uma segunda bobina 338' montada fixamente na segunda cavidade anular, entre as porções justapostas concêntricas 337a' e 337b' da segunda camada 337'.

A fig. 5B ainda mostra o primeiro elemento acoplador indutivo de circuito de corrente 321 incluindo a primeira camada de alta condutividade e baixa permeabilidade 327, e o segundo elemento acoplador indutivo de circuito de corrente 331' incluindo a segunda camada de alta condutividade e baixa permeabilidade 337'. Cada camada é revestida ou fixada na superfície interna de sua ranhura. A primeira bobina 328 é localizada entre as porções justapostas concêntricas 327a e 327b da primeira camada 327. Assim, a primeira camada (ou cinta) moldada de alta condutividade e baixa permeabilidade 327 envolve parcialmente a primeira bobina 328. Da mesma forma, a segunda camada (ou cinta) de alta condutividade e baixa permeabilidade 337' envolve parcialmente a segunda bobina 338'.

A primeira bobina 328 é fixada no lugar dentro de sua ranhura por material isolante 342. A primeira bobina 328 é ainda protegida por um material de enchimento protetor 343, de preferência RTV. Da mesma forma, a segunda bobina 38' é fixada no lugar dentro de sua ranhura por

material isolante 352', e é ainda protegida por material de enchimento protetor 353.

A fig. 5C é uma vista de seção transversal ampliada do elemento acoplador indutivo do circuito de corrente da extremidade de caixa da fig. 5B, mostrando detalhes da primeira bobina 328, incluindo o primeiro núcleo de alta permeabilidade 347, e o enrolamento da primeira bobina 348. O núcleo 347 possui uma seção transversal axialmente alongada. A segunda bobina 338', segundo núcleo 357' e enrolamento da segunda bobina 358' da fig. 5B são estruturados de maneira similar.

O enrolamento de bobina 348 possui, de preferência, um maior número de espiras. Em uma modalidade preferida, o número é de aproximadamente 200. A cinta na extremidade de caixa da fig. 5C é posicionada para cooperar com a segunda cinta na extremidade de pino de alta condutividade e baixa permeabilidade de uma segunda junta de tubo adjacente, para criar o trajeto toroidal fechado de alta condutividade e baixa permeabilidade 340, conforme mostrado na fig. 5A. Quando as primeira e segunda juntas de tubo são unidas entre si, fazendo parte de uma coluna de tubo operacional, as camadas 327 e 337' formam o trajeto 340. Esse trajeto fechado envolve a primeira bobina e a segunda bobina. O acoplador indutivo do circuito de corrente de baixa perda pode ser visto como um par de transformadores conectados nas suas partes traseiras através do trajeto 340.

Cada bobina induz uma corrente elétrica na junta de tubo, principalmente ao longo da camada de alta condutividade e baixa permeabilidade da junta de tubo, que se sobrepõe à superfície interna da ranhura. Cada camada de
5 materiais condutivos, fixada ou revestida sobre a superfície interna da ranhura, envolve o núcleo.

Conforme descrito na Patente '434, a camada de alta condutividade e baixa permeabilidade pode ser feita de qualquer material de alta condutividade e baixa
10 permeabilidade, que possua uma condutividade que seja substancialmente superior à condutividade do aço, exemplos sendo cobre e ligas de cobre, dentre outros metais.

A camada de alta condutividade e baixa permeabilidade reduz as perdas resistivas ao longo da
15 extensão da coluna de tubo, pela redução da resistência do trajeto toroidal 340, em comparação com aquelas que ocorreriam se o trajeto 340 passasse somente pelo aço da junta de tubo. A camada de alta condutividade e baixa permeabilidade também reduz as perdas de fluxo ao longo da
20 extensão da coluna de tubo, pela redução da penetração do fluxo magnético dentro do aço de cada junta de tubo com fio. Embora o trajeto toroidal 340 seja idealmente um trajeto fechado, não é essencial que o trajeto 340 consista inteiramente da camada condutora, pois qualquer vazio na
25 camada condutora de um trajeto 340 será unido pelo aço da extremidade de tubo local. Um vazio na camada condutora de

um trajeto toroidal pode ser produzido por desgaste em uma camada condutora relativamente macia, próxima ao ponto de contato do aço rígido das extremidades tubulares em contato. Alguns poucos vazios na camada condutora de um
5 trajeto toroidal ao longo da extensão da coluna tubular não irão introduzir suficientes perdas de energia, para ter um efeito significativo.

Como na Patente '434, o sistema das figs. 3 - 5D descreve uma junta tubular de duplo contato com primeiro e
10 segundo elementos acopladores indutivos, localizados respectivamente em um ressalto interno e uma extremidade tubular interna. As dimensões da junta tubular são tais, que a distância entre a extremidade tubular externa e o ressalto interno é um pouco superior à distância entre o
15 ressalto externo e a extremidade tubular interna. A fig. 5A apresenta uma distância D_1 entre a extremidade tubular externa 341 e o ressalto anular de contato interno 324, e a distância D_2 entre o ressalto externo 351' e a extremidade de tubo anular de contato interno 334'. A distância D_2 é um
20 pouco superior à distância D_1 . Quando duas juntas de tubo estiverem corretamente apertadas (isto é, unidas entre si com o torque necessário para alcançar a correta vedação tubular da extremidade 341 de encontro ao ressalto 351' de um tubo com fio adjacente), então esta pequena diferença
25 permite esse mesmo torque para apertar automaticamente o ressalto interno 324 de encontro à extremidade tubular

interna 334' de uma junta tubular com fio adjacente, a fim de estabelecer, com confiança, um trajeto toroidal fechado de alta condutividade e baixa permeabilidade 340.

Em uma modalidade da presente invenção, uma seção
5 do tubo de perfuração com fio, do tipo descrito na Patente '434 e nas figs. 3 - 5C, facilita um aspecto de prever uma seção dos tubos de perfuração com fio conectados, a uma extensão superior a cerca de 1000 pés e inferior a cerca de 7000 pés, sem quaisquer repetidores.

10 Um exemplo de uma ferramenta, que pode ser a ferramenta LWD 120, ou pode ser uma parte de um conjunto de ferramentas LWD 120 do sistema e método da presente invenção, é a ferramenta LWD de dupla resistividade divulgada na Patente norte americana U.S. Nº 4.899.112 e
15 intitulada "Aparelho para Perfilagem de Poço e Método para Determinar a Resistividade da Formação a uma Profundidade Rasa e a uma Profunda", aqui incorporada para fins de referência. Conforme visto na fig. 6, as antenas transmissoras superior e inferior T_1 e T_2 possuem antenas
20 receptoras superior e inferior R_1 e R_2 entre elas. As antenas são formadas em rebaixos, em um colar de perfuração modificado, e montadas em material isolante. O deslocamento de fase da energia eletromagnética, como entre os receptores, fornece uma indicação de resistividade da
25 formação a uma profundidade relativamente rasa de investigação, e a atenuação da energia eletromagnética,

como entre os receptores, fornece uma indicação de resistividade da formação a uma profundidade relativamente profunda de investigação. A Patente norte americana U.S. Nº 4.899.112 acima citada pode ser citada para outros
5 detalhes. Em operação, sinais representativos de atenuação e sinais representativos de fase são acoplados a um processador, cuja saída é acoplável a circuitos de telemetria que, na técnica anterior, modulam pulsos de lama e, em uma modalidade do sistema da presente invenção,
10 modulam uma portadora do sistema de telemetria da coluna de perfuração. Ao contrário da aplicação anterior da técnica de dupla resistividade em conjunto com telemetria por pulsos de lama, o presente sistema e método pode fornecer muito mais dados praticamente em tempo real.

15 Um uso particularmente vantajoso do presente sistema é em conjunto com condução controlada ou 'perfuração direcional'. Nesta modalidade, um subsistema direcionador rotativo 150 (fig. 1) é previsto, e é adaptado para controle através do sistema de telemetria da coluna de
20 perfuração. Perfuração direcional é o desvio intencional do furo do poço, do trajeto que deveria ocorrer naturalmente. Em outras palavras, perfuração direcional é a condução da coluna de perfuração, de modo que ela se desloque em uma direção desejada. Perfuração direcional é, por exemplo,
25 vantajosa na perfuração em terra firme, porque ela permite que muitos poços sejam perfurados a partir de uma única

plataforma. Perfuração direcional também permite a perfuração horizontal através de um reservatório. Perfuração horizontal permite que uma maior extensão do furo de poço atravesse o reservatório, o que aumenta a taxa de produção do poço. Um sistema de perfuração direcional pode ser também usado em operação de perfuração vertical. Muitas vezes, a broca de perfuração irá desviar de uma trajetória de perfuração planejada, devido à natureza imprevisível das formações sendo penetradas ou às forças variáveis experimentadas pela broca de perfuração. Quando ocorre um desvio destes, um sistema de perfuração direcional pode ser usado para recolocar a broca de perfuração no curso correto. Um método conhecido de perfuração direcional inclui o uso de um sistema direcionador rotativo ("RSS"). Em um RSS, a coluna de perfuração é girada a partir da superfície, e dispositivos no fundo do poço fazem com que a broca de perfuração perfure na direção desejada. A rotação da coluna de perfuração reduz consideravelmente as ocorrências da coluna de perfuração ficar emperrada ou travada durante a perfuração. Sistemas de perfuração direcionadores rotativos para perfurar furos de poço desviados na terra podem ser geralmente classificados como sistemas 'point the bit' ou sistemas 'push the bit'. No sistema 'point the bit', o eixo de rotação da broca de perfuração é desviado do eixo local da composição de fundo na direção geral do novo furo. O

furo é propagado, de acordo com a geometria convencional de três pontos definida por pontos de toque do estabilizador superior e inferior e pela broca de perfuração. O ângulo de desvio do eixo da broca de perfuração acoplado a uma

5 distância finita entre a broca de perfuração e o estabilizador inferior resulta na condição não-colinear necessária, para que uma curva seja gerada. Existem muitas maneiras, em que isto pode ser alcançado, incluindo uma curvatura fixa em um ponto na composição de fundo próximo

10 ao estabilizador inferior, ou uma flexão do eixo acionador da broca de perfuração distribuída entre o estabilizador superior e inferior. Nesta forma idealizada, não é necessário que a broca de perfuração corte lateralmente, porque o eixo da broca é continuamente girado na direção do

15 furo curvo. Exemplos de sistemas direcionadores rotativos do tipo 'point the bit', e como eles operam, são descritos nos Pedidos de Patente norte americana U.S. N° de Série 2002/0011359; 2001/0052428, e na Patente norte americana U.S. N° 6.394.193; 6.364.034; 6.244.361; 6.158.529;

20 6.092.610; e 5.113.953, todos aqui incorporados para fins de referência. Em um sistema direcionador rotativo 'push the bit', a condição não-colinear demandada é alcançada, fazendo com que um ou ambos estabilizadores superior ou inferior ou outro mecanismo apliquem uma força excêntrica,

25 ou deslocamento, em uma direção que é de preferência orientada com relação à direção de propagação do furo.

Novamente, existem muitas maneiras disso poder ser alcançado, incluindo estabilizadores excêntricos não-rotativos (com relação ao furo) (métodos baseados em deslocamento) e atuadores excêntricos, que aplicam força à

5 broca de perfuração na direção de condução desejada. Novamente, o direcionamento é alcançado, pela criação de não colinearidade entre a broca de perfuração e pelo menos dois outros pontos de toque. Na sua forma idealizada, é necessário que a broca de perfuração corte lateralmente, a

10 fim de gerar um furo curvo. Exemplos de sistemas direcionadores rotativos do tipo 'push the bit', e como eles operam, são descritos nas Patentes U.S. norte americanas N° 5.265.682; 5.553.678; 5.803.185; 6.089.332; 5.695.015; 5.685.379; 5.706.905; 5.553.679; 5.673.763;

15 5.520.255; 5.603.385; 5.582.259; 5.778.992; 5.971.085, todas elas sendo aqui incorporadas para fins de referência. O controle de condução, a partir da superfície, pode ser baseado, pelo menos em parte, em medições da resistividade da formação usando, por exemplo, o tipo de dispositivo de

20 perfilagem da resistividade descrito em conjunto com as figs. 6 e 7.

Foi destacado que, devido ao fato das ferramentas LWD convencionais ficarem apenas a uma distância relativamente curta no interior da formação, elas podem

25 ficar a poucas polegadas de um limite de contato ou de leito, antes de detectarem sua presença, deixando assim

pouco tempo para ajustes do geodirecionamento. Uma profundidade rasa da investigação pode acarretar em geodirecionamento reativo inferior ao ideal, onde a trajetória é alterada, somente quando a broca perfura fora do topo ou da base de uma zona produtora. Geodirecionamento reativo pode resultar em menor exposição produtiva, trajetos ondulados de poço e difíceis completações. (Ver L. Chou e outros, "Direcionamento para Elevada Produção", Oilfield Review, 2005, aqui incorporado para fins de referência). A presente telemetria bidirecional da coluna de perfuração praticamente em tempo real pode aumentar a precisão e o tempo de reação ao geodirecionamento.

A combinação da presente telemetria bidirecional com uma aplicação de geodirecionamento é ainda influenciada, quando empregada em conjunto com uma ferramenta de perfuração direcional com perfilagem de leitura profunda, fazendo parte da(s) ferramenta(s) LWD 120 da fig. 1. Os sinais das ferramentas tendo bobinas axialmente simétricas, cilindricamente alinhadas, não são direcionalmente sensíveis. A ferramenta da fig. 7 faz com que bobinas inclinadas e transversais obtenham medições direcionalmente sensíveis. (Ver novamente L. Chou e outros, Oilfield Review, 2005 acima). A rede de sensores inclui seis antenas transmissoras e quatro antenas receptoras. Cinco antenas transmissoras (T_1 a T_5) são dispostas axialmente ao longo da extensão da ferramenta. Uma sexta

antena transmissora (T_6) é orientada transversalmente ao eixo da ferramenta. Uma antena receptora é posicionada em cada ponta da ferramenta. Este par de antenas receptoras (R_3 e R_4) se conecta aos transmissores, e cada um desses receptores é inclinado a 45 graus com relação ao eixo da ferramenta. Um par adicional de antenas receptoras (R_1 e R_2), localizado no centro da rede de transmissores, é disposto axialmente e pode obter medições de resistividade da propagação do tipo convencional. O arranjo descrito produz uma sensibilidade preferencial para a condutividade em um dos lados da ferramenta. Quando a ferramenta gira, seus sensores podem detectar zonas praticamente condutoras e registrar a direção, a partir de qual a condutividade máxima pode ser medida. Magnetômetros e acelerômetros podem fornecer dados de referência sobre orientação direcional para a ferramenta. Além de sua capacidade direcional, a ferramenta fornece medições relativamente mais profundas, do que a maioria das ferramentas convencionais de resistividade LWD. A presente telemetria bidirecional da coluna de perfuração praticamente em tempo real, em conjunto com as capacidades da ferramenta direcional de perfilagem da resistividade, conforme descrito, melhora o desempenho do geodirecionamento, através da elevação da quantidade de dados na superfície, e da velocidade e precisão do controle de perfuração direcional.

Outro exemplo de uma ferramenta, que pode ser a

ferramenta LWD 120, ou pode fazer parte de um conjunto de ferramentas LWD 120, é uma ferramenta de perfuração com perfilagem sônica do tipo descrito na Patente U.S. Nº 6.308.137, aqui incorporada para fins de referência. Em uma

5 modalidade divulgada, conforme mostrada na fig. 8, uma sonda marítima 810 é empregada, e uma rede ou fonte transmissora sônica 814 é distribuída próximo ao espelho da água. De modo alternativo, qualquer outro tipo adequado de transmissor ou fonte de superfície ou de fundo de poço pode

10 ser fornecido. Um processador de superfície controla o acionamento do transmissor 814. O equipamento de superfície também pode incluir receptores acústicos e um gravador para capturar sinais de referência próximos da fonte. Na técnica anterior, o equipamento de superfície ainda inclui um

15 equipamento de telemetria por pulsos de lama para receber sinais MWD do equipamento no fundo do poço. O equipamento de telemetria e o gravador são tipicamente acoplados a um processador, de modo que as gravações possam ser sincronizadas usando-se relógio na superfície e no fundo do

20 poço. O módulo LWD no fundo do poço 800 inclui pelo menos os receptores acústicos 831 e 832, que são acoplados a um processador de sinais, de forma que as gravações possam ser feitas de sinais detectados pelos receptores em sincronismo com o acionamento da fonte de sinais. Na presente

25 modalidade, o tubo de perfuração com fio, ou outra telemetria de alta velocidade da coluna de perfuração,

permite o sincronismo em alta velocidade dos sinais de temporização no fundo do poço e na superfície, controle, se desejado, a partir de um processador de superfície, e transmissão em alta velocidade dos dados de perfilagem e/ou dos parâmetros computados para a superfície, que é particularmente útil, quando quantidades relativamente grandes de dados são disponibilizadas por parte da perfilagem sônica e/ou sísmica.

Outro exemplo de uma ferramenta, que pode ser a ferramenta LWD 120, ou pode fazer parte de um conjunto de ferramentas LWD 120, é uma ferramenta para obter medições sísmicas, do tipo divulgado em P. Breton e outros, "Medições Sísmicas Posicionadas no Poço", aqui incorporado para fins de referência. A ferramenta LWD de fundo de poço pode ter um único receptor (conforme ilustrado nas figs. 9A e 9B), ou diversos receptores (conforme ilustrados nas figs. 9C e 9D), e pode ser empregada em conjunto com uma única fonte sísmica na superfície (conforme ilustrado nas figs. 9A e 9C), ou diversas fontes sísmicas na superfície (conforme ilustrado nas figs. 9B e 9D). Por conseguinte, a fig. 9A, que inclui a reflexão fora de um limite de leito, e é chamado de um arranjo de perfil sísmico vertical com 'zero de desvio', usa uma única fonte e um único receptor, a fig. 9B, que inclui reflexões fora de um limite de leito, e é chamado de um arranjo de perfil sísmico vertical 'com aumento de desvio', usa diversas fontes e um único

receptor, fig. 9C, que inclui refrações através dos limites do domo de sal, e é chamado de um perfil sísmico vertical na "proximidade do sal", usa uma única fonte e diversos receptores, e a fig. 9D, que inclui reflexões fora de um
5 limite de leito, e é chamado de um perfil sísmico vertical 'com desvio superior', usa diversas fontes e diversos receptores. Conforme acima, o tubo de perfuração com fio, ou outra telemetria de alta velocidade da coluna de perfuração, permite sincronismo em alta velocidade dos
10 sinais de tempo no fundo do poço e na superfície, controle, se desejado, de um processador de superfície, e transmissão em alta velocidade dos dados de perfilagem e/ou parâmetros computados para a superfície, que é particularmente útil, quando quantidades relativamente grandes de dados são
15 disponibilizados por parte da perfilagem sísmica ou sônica.

A fig. 10 mostra um dispositivo nuclear de perfuração com perfilagem, conforme divulgado na Patente U.S. N° 36.012, aqui incorporada para fins de referência, que utiliza uma fonte baseada em acelerador, devendo ficar
20 claro que outros tipos de ferramentas LWD nucleares podem ser também utilizados como ferramenta LWD 120, ou fazendo parte de um conjunto de ferramentas LWD 120. Na fig. 10, uma seção do colar de perfuração 1040 é mostrada, como envolvendo um chassi de ferramenta de aço inoxidável 1054.
25 Formado no chassi 1054, em um dos lados de seu eixo longitudinal (não visível nessa vista), existe um canal de

lama longitudinalmente estendido para conduzir o fluido de perfuração para baixo através da coluna de perfuração. Descentrado para o outro lado do chassi 1054 existe um acelerador de nêutrons 1058, sua unidade de eletrônica de alta tensão e de controle associada 1060, e um detector de proximidade coaxialmente alinhado 1062. O detector de proximidade 1062 é essencialmente sensível à saída do acelerador, com influência mínima da formação. O detector 1062 é envolto, de preferência, por todas as superfícies, exceto aquela adjacente ao acelerador 1058, por uma blindagem 1064 de material absorvente de nêutrons e moderador de nêutrons combinados. A saída do detector de proximidade 1062 é usada para normalizar outras saídas de detector para flutuação da intensidade da fonte. Localizado longitudinalmente adjacente ao detector de proximidade 1062 existe uma pluralidade ou rede de detectores, dentre as quais o 1066a e o 1066d são mostrados nesta vista. O detector 1066a é blindado na parte traseira, conforme mostrado em 1068a. A rede inclui pelo menos um e, de preferência, mais de um detector de nêutrons epitérmicos e pelo menos um detector de raios gama, representado nesse exemplo em 1084 com a blindagem 1086. Um ou mais detectores nêutrons térmicos podem ser também incluídos. A Patente norte americana U.S. N° 36.012 acima referida pode ser citada para maiores detalhes. Os sinais do detector podem ser utilizados para determinar, dentre outros, a densidade,

porosidade, e litologia da formação. Na presente modalidade, sinais representativos dessas medições são vantajosamente transmitidos em alta velocidade para a superfície terrestre através do tubo de perfuração com fio, ou outro presente sistema de telemetria bidirecional da coluna de perfuração, e sinais de controle da superfície são também transmitidos para o fundo do poço em alta velocidade e com precisão.

A fig. 11 apresenta uma modalidade de um tipo de dispositivo descrito na Patente U.S. Nº 5.629.623 para avaliação da formação durante a perfuração usando ressonância magnética nuclear (NMR) pulsante, aqui incorporada para fins de referência, ficando claro que outros tipos de ferramentas de NMR/LWD podem ser também utilizados para a ferramenta LWD 120, ou parte de um conjunto de ferramentas LWD 120. Conforme descrito na Patente '623, uma modalidade de uma configuração do dispositivo compreende um colar de perfuração modificado tendo uma ranhura ou sulco axial 1150, que é cheio com isolante de cerâmica, que contém a antena de RF 1126, que é protegida por uma cobertura não-magnética 1146, e produz e recebe energia eletromagnética de RF pulsante. Os condutores da antena de RF são aterrados em uma ponta ao colar de perfuração. Na outra ponta, os condutores são acoplados a um transformador de RF 1156 através das passagens de pressão 1152 e 1153. O transformador 1156

mantém uma diferença de fase de 180° entre as correntes em condutores de RF diametralmente opostos. Um imã cilíndrico 1122 produz um campo magnético estático nas formações. A antena de RF pode ser também disposta, de forma que o colar
5 de perfuração em si produza um campo magnético de RF oscilante. O campo magnético de RF oscilante, que excita núcleos de substâncias nas formações, é axialmente simétrico, a fim de facilitar as medições durante a rotação da coluna de perfuração. Na presente modalidade, sinais
10 representativos dessas medições são vantajosamente transmitidos em alta velocidade para a superfície terrestre através do tubo de perfuração com fio ou outro sistema de telemetria bidirecional da coluna de perfuração da presente invenção, e sinais de controle da superfície são também
15 conduzidos ao fundo do poço em alta velocidade, e com precisão.

A fig. 12 é um diagrama simplificado de um dispositivo de perfilagem, de um tipo divulgado na Patente norte americana U.S. Nº 6.986.282, aqui incorporada para
20 fins de referência, para determinar pressões no fundo do poço incluindo pressão anular, pressão da formação, e pressão dos poros, durante uma operação de perfuração, ficando claro que outros tipos de ferramentas LWD medidoras de pressão podem ser também utilizados para a ferramenta
25 LWD 120, ou parte de um conjunto de ferramentas LWD 120. O dispositivo é formado em um colar estabilizador modificado

1200, que possui uma passagem 1215 estendendo-se pelo seu interior para fluido de perfuração. O fluxo do fluido através da ferramenta cria uma pressão interna P_I . O exterior do colar de perfuração é exposto à pressão anular P_A do furo de poço envolvente. A pressão diferencial δP entre a pressão interna P_I e a pressão anular P_A é usada para ativar os conjuntos de pressão 1210. Dois conjuntos representativos medidores de pressão são mostrados em 1210a e 1210b, montados respectivamente sobre lâminas estabilizadoras. O conjunto de pressão 1210a é usado para monitorar a pressão anular no furo do poço e/ou pressões na formação envolvente, quando posicionado de modo engatado com a parede do poço. Na fig. 12, o conjunto de pressão 1210a se encontra não engatado com a parede do poço 1201 e, assim, pode medir a pressão anular, se desejado. Quando deslocado para engate com a parede do furo do poço 1201, o conjunto de pressão 1210a pode ser usado para medir a pressão dos poros da formação envolvente. Conforme também visto na fig. 12, o conjunto de pressão 1210b é expansível a partir da lâmina estabilizadora 1214, usando o controle hidráulico 1225, para vedar o engate com uma lama seca (reboco) 1205 e/ou a parede 1201 do furo do poço, para obter medições da formação envolvente. A Patente U.S. Nº 6.986.282 acima citada pode ser referida para mais detalhes. Os circuitos (não mostrados nessa vista) ligam os sinais representativos de pressão a um processador/

controlador, cuja saída é acoplável aos circuitos de telemetria, os quais, na técnica anterior, modulam pulsos de lama, e em uma modalidade do presente sistema, modulam uma portadora do sistema de telemetria da coluna de perfuração. Na presente modalidade, sinais representativos dessas medições são, de preferência, transmitidos em alta velocidade para a superfície terrestre através do tubo de perfuração com fio e outro sistema de telemetria bidirecional de coluna de perfuração da presente invenção, e os sinais de controle da superfície são também conduzidos em alta velocidade e com precisão ao fundo do poço.

Técnicas foram recentemente divulgadas, que empregam equipamentos suspensos por um cabo para perfuração lateral com precisão de um furo de poço auxiliar, usando mecanismos de travamento, mecanismos de expansão e contração, um motor elétrico, um eixo de perfuração lateral, uma bomba de deslocamento positivo, e uma broca de perfuração. A bomba é usada para circular fluido no furo de poço lateral, para remover os cascalhos de perfuração. Pode ser feita referência à Publicação Internacional PCT N° WO2004/072437, Publicação Internacional PCT N° WO2005/071208, Publicação Internacional PCT N° WO2006/010877, e Pedido de Patente norte americana U.S., Publicação N° U.S. 2005/0252688, todos aqui incorporados para fins de referência. Em uma modalidade da presente invenção, uma ferramenta de perfuração lateral com precisão

é usada em uma coluna de perfuração em conjunto com um sistema de telemetria da coluna de perfuração.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, CARACTERIZADO pelo fato dele usar: uma sonda, uma coluna de perfuração tendo sua extremidade
5 geralmente superior mecanicamente acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo incluindo uma broca de perfuração na sua extremidade inferior; uso do dito método para obter
10 informações sobre pelo menos um parâmetro detectado na composição de fundo, incluindo as seguintes etapas:

provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição produzindo dados de medição
15 representativos de uma condição medida na composição de fundo;

provisão de um sistema processador de superfície, na superfície terrestre;

provisão de um sistema de telemetria da
20 coluna de perfuração acoplado ao dito pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao dito sistema processador de superfície; e

transmissão dos ditos dados do dispositivo de medição ao dito sistema processador de superfície
25 através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita condição medida na composição de fundo ser uma característica medida de formações terrestres envolvendo o composição de fundo, e
5 onde a dita etapa de fornecer pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender a provisão de um dispositivo de perfuração com perfilagem na composição de fundo.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1,
10 CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um dispositivo de perfuração com perfilagem compreender a provisão de um dispositivo selecionado dentre o grupo constituído de um dispositivo medidor de resistividade, um dispositivo medidor de resistividade direcional, um
15 dispositivo medidor sônico, um dispositivo medidor nuclear, um dispositivo medidor de ressonância magnética nuclear, um dispositivo medidor de pressão, um dispositivo medidor sísmico, um dispositivo processador de imagens, e um dispositivo amostrador de formação.

20 4. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita condição medida na composição de fundo ser uma característica de perfuração medida, e onde a dita etapa da provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender a
25 provisão de um dispositivo de perfuração com medição na composição de fundo.

5. Método, de acordo com a reivindicação 4, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um dispositivo de perfuração com medição compreender a provisão de um dispositivo selecionado dentre o grupo
5 constituído de um dispositivo medidor de peso sobre a broca, um dispositivo medidor de torque, um dispositivo medidor de vibração, um dispositivo medidor de choques, um dispositivo medidor de atrito, um dispositivo medidor de direção, e um dispositivo medidor de inclinação.

10 6. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender a provisão de uma pluralidade de dispositivos de medição na composição de fundo, dita pluralidade de
15 dispositivos de medição produzindo dados de medição representativos de uma pluralidade de condições na composição de fundo.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um
20 sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a provisão de um sistema de telemetria bidirecional da coluna de perfuração.

8. Método, de acordo com a reivindicação 3, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um
25 sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a provisão de um sistema de telemetria bidirecional da coluna

de perfuração.

9. Método, de acordo com a reivindicação 5, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a
5 provisão de um sistema de telemetria bidirecional da coluna de perfuração.

10. Método, de acordo com a reivindicação 7, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a
10 provisão de tubos de perfuração com fio em pelo menos uma parte da coluna de perfuração.

11. Método, de acordo com a reivindicação 10, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração, acoplado ao
15 dito pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao dito processador de superfície, compreender a provisão de um acoplamento sem fio entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um
20 processador de superfície compreender a provisão do dito sistema processador de superfície em um local nas proximidades da sonda.

13. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de provisão de um
25 processador de superfície compreender a provisão do dito

sistema processador de superfície em um local afastado da dita sonda.

14. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato do dito sistema de telemetria da
5 coluna de perfuração ser um sistema de telemetria híbrido, incluindo uma pluralidade de tipos distintos de meios de telemetria.

15. Método, de acordo com a reivindicação 14, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão de um
10 sistema de telemetria da coluna de perfuração híbrido compreender a provisão de um sistema de telemetria híbrido, incluindo uma seção de tubo de perfuração com fio, e pelo menos uma seção dos meios de telemetria selecionados dentre o grupo constituído de meios de cabo elétrico, meios de
15 cabo ótico, e meios de transmissão sem fio.

16. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a provisão de pelo menos uma seção da coluna como tubos de
20 perfuração conectados, cada tubo de perfuração compreendendo uma extremidade de pino tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, uma extremidade de caixa tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, e pelo menos um condutor acoplado entre os ditos acopladores
25 indutivos nas extremidades de pino e caixa, pelo qual tubos de perfuração adjacentes são indutivamente acoplados nas

suas extremidades de pino/ caixa conectadas.

17. Método, de acordo com a reivindicação 16, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a
5 provisão de pelo menos um subsistema repetidor em uma emenda entre tubos de perfuração.

18. Método, de acordo com a reivindicação 16, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a provisão da
10 dita seção em uma extensão superior a cerca de 2000 pés dos ditos tubos de perfuração conectados, sem quaisquer repetidores.

19. Método, de acordo com a reivindicação 16, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos
15 ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a transmissão dos ditos dados sobre uma portadora tendo uma frequência inferior a cerca de 500 KHz.

20. Método, de acordo com a reivindicação 18, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos
20 ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a transmissão dos ditos dados sobre uma portadora tendo uma frequência inferior a cerca de 500 KHz.

21. Método, de acordo com a reivindicação 16, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos
25 ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a transmissão dos ditos dados a uma taxa de

pelo menos 100 bits por segundo.

22. Método, de acordo com a reivindicação 18, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna
5 compreender a transmissão dos ditos dados a uma taxa de pelo menos 100 bits por segundo.

23. Método, de acordo com a reivindicação 19, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna
10 compreender a transmissão dos ditos dados a uma taxa de pelo menos 100 bits por segundo.

24. Método, de acordo com a reivindicação 7, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender as etapas de produzir, no processador de superfície, sinais de controle,
15 e transmitir os ditos sinais de controle à composição de fundo, através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração.

25. Método, de acordo com a reivindicação 8, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender as etapas de
20 produzir, no processador de superfície, sinais de controle, e transmitir os ditos sinais de controle à composição de fundo, através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração.

26. Método, de acordo com a reivindicação 9,
25 CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender as etapas de produzir, no processador de superfície, sinais de controle,

e transmitir os ditos sinais de controle à composição de fundo, através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração.

27. Método, de acordo com a reivindicação 24,
5 CARACTERIZADO pelo fato da dita composição de fundo incluir um subsistema de perfuração direcional, e onde a dita etapa de produzir sinais de controle, no processador de superfície, compreende a produção de sinais de controle direcionais.

10 28. Método, de acordo com a reivindicação 27, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de produzir sinais de controle, no processador de superfície, compreende produzir sinais de controle em resposta aos ditos dados de medição.

29. Método, de acordo com a reivindicação 24,
15 CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmitir os ditos sinais de controle à dita composição de fundo compreende a transmissão dos ditos sinais de controle à dita composição de fundo, através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração praticamente em tempo
20 real.

30. Método, de acordo com a reivindicação 27, CARACTERIZADO pelo fato do dito subsistema de perfuração direcional compreender um sistema direcionador rotativo, e onde a dita etapa de produzir sinais de controle no
25 processador de superfície compreende a produção de sinais de controle direcionais para o dito sistema direcionador

rotativo.

31. Método, de acordo com a reivindicação 30, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de produzir sinais de controle inclui a produção de sinais, em função da
5 profundidade medida da composição de fundo.

32. Método, de acordo com a reivindicação 27, CARACTERIZADO pelo fato do dito subsistema de perfuração direcional compreender uma ferramenta elétrica de perfuração lateral, e onde a dita etapa de produzir sinais
10 de controle no processador de superfície compreende a produção de sinais de controle direcionais para a dita ferramenta elétrica de perfuração lateral.

33. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender as etapas de
15 provisão de uma interface com a superfície entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície, e provisão de sensores para medição superficial em conjunto com a dita interface com a superfície, ditos sensores para medição superficial
20 compreendendo pelo menos um sensor selecionado dentre o grupo constituído de um sensor de temperatura, sensor de pressão, sensor de descarga de lama, sensor de ruído, sensor de vibração, sensor de torque, sensor de aceleração, e sensor de rotação.

25 34. Método, de acordo com a reivindicação 10, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa de

provisão de pelo menos um sensor de fundo de poço na parte do tubo de perfuração com fio da coluna de perfuração, pelo menos um dos ditos sensores comunicando-se com o processador de superfície, através dos tubos de perfuração
5 com fio.

35. Método, de acordo com a reivindicação 10, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa de provisão de uma pluralidade de sensores de fundo de poço distribuídos em diferentes locais na parte do tubo de
10 perfuração com fio da coluna de perfuração, ditos sensores comunicando-se com o dito processador de superfície através dos ditos tubos de perfuração com fio.

36. Método, de acordo com a reivindicação 3, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa de
15 provisão de uma interface com a superfície entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície, dita interface com a superfície incluindo uma junta rotativa, que acopla sinais elétricos bidirecionalmente entre o sistema rotativo de telemetria da
20 coluna de perfuração e um componente não-rotativo acoplado ao dito processador de superfície.

37. Método, de acordo com a reivindicação 5, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa da
25 provisão de uma interface com a superfície entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície, dita interface com a superfície

incluindo uma junta rotativa, que acopla sinais elétricos bidirecionalmente entre o sistema rotativo de telemetria da coluna de perfuração e um componente não-rotativo acoplado ao dito processador de superfície.

5 38. Método, de acordo com a reivindicação 3, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa de provisão de uma interface com a superfície entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície, dita interface com a superfície
10 incluindo um enlace sem fio, que acopla sinais elétricos bidirecionalmente entre o sistema rotativo de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície.

 39. Método, de acordo com a reivindicação 5, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a etapa de
15 provisão de uma interface com a superfície entre o dito sistema de telemetria da coluna de perfuração e o dito processador de superfície, dita interface com a superfície incluindo um enlace sem fio, que acopla sinais elétricos bidirecionalmente entre o sistema rotativo de telemetria da
20 coluna de perfuração e o dito processador de superfície.

 40. MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO A MENOR DE UM POÇO TERRESTRE, CARACTERIZADO pelo fato do poço ser mantido a uma pressão diferencial negativa com relação às formações, onde é
25 perfurado, usando: uma sonda, uma coluna de perfuração tendo sua extremidade geralmente superior mecanicamente

acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo incluindo uma broca de perfuração na sua extremidade inferior; dito método para
5 obter informações sobre pelo menos um parâmetro detectado na composição de fundo, incluindo as seguintes etapas:

provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição produzindo dados de medição
10 representativos de uma condição medida na composição de fundo;

provisão de um sistema processador de superfície, na superfície terrestre;

provisão de um sistema de telemetria da
15 coluna de perfuração acoplado ao dito pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao dito sistema processador de superfície; e

transmissão dos ditos dados do dito dispositivo de medição ao dito sistema processador de
20 superfície através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração.

41. APARELHO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, CARACTERIZADO pelo fato dele usar: uma sonda, uma coluna de perfuração tendo sua extremidade
25 geralmente superior mecanicamente acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à

extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo incluindo uma broca de perfuração na sua extremidade inferior; dito aparelho para obter informações sobre pelo menos um parâmetro detectado na composição de
5 fundo, compreendendo:

pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição sendo operativo para produzir dados de medição representativos de uma condição medida na composição de
10 fundo;

sistema processador de superfície, na superfície terrestre;

sistema de telemetria da coluna de perfuração acoplado ao dito pelo menos um dispositivo de
15 medição e acoplado ao dito sistema processador de superfície; e

transmissor para transmitir os ditos dados do dito dispositivo de medição ao dito sistema processador de superfície através do dito sistema de telemetria da
20 coluna de perfuração.

42. Aparelho, de acordo com a reivindicação 41, CARACTERIZADO pelo fato da dita condição medida na composição de fundo ser uma característica medida de formações terrestres envolvendo a composição de fundo, e do
25 dito pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender um dispositivo de perfuração com

perfilagem na composição de fundo.

43. Aparelho, de acordo com a reivindicação 42, CARACTERIZADO pelo fato do dito dispositivo de perfuração com perfilagem compreender um dispositivo selecionado
5 dentre o grupo constituído de um dispositivo medidor de resistividade, um dispositivo medidor de resistividade direcional, um dispositivo medidor sônico, um dispositivo medidor nuclear, um dispositivo medidor de ressonância magnética nuclear, um dispositivo medidor de pressão, um
10 dispositivo medidor sísmico, um dispositivo processador de imagens, e um dispositivo amostrador de formação.

44. Aparelho, de acordo com a reivindicação 41, CARACTERIZADO pelo fato da dita condição medida na composição de fundo ser uma característica de perfuração
15 medida, e onde o dito pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender um dispositivo de perfuração com medição na composição de fundo.

45. Aparelho, de acordo com a reivindicação 44, CARACTERIZADO pelo fato do dito dispositivo de perfuração
20 com medição compreender um dispositivo selecionado dentre o grupo constituído de um dispositivo medidor de peso sobre a broca, um dispositivo medidor de torque, um dispositivo medidor de vibração, um dispositivo medidor de choques, um dispositivo medidor de atrito, um dispositivo medidor de
25 direção, e um dispositivo medidor de inclinação.

46. Aparelho, de acordo com a reivindicação 41,

CARACTERIZADO pelo fato do dito pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo compreender uma pluralidade de dispositivos de medição na composição de fundo, dita pluralidade de dispositivos de medição sendo
5 operativa para produzir dados de medição representativos de uma pluralidade de condições na composição de fundo.

47. MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, CARACTERIZADO pelo fato dele usar: uma sonda, uma coluna de perfuração tendo sua extremidade
10 geralmente superior mecanicamente acoplável e suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo incluindo um subsistema de perfuração direcionado e uma broca de perfuração na sua extremidade inferior; uso
15 do dito método para obter informações sobre pelo menos um parâmetro detectado na composição de fundo e controlar o dito subsistema de motor direcionável, incluindo as seguintes etapas:

provisão de uma ferramenta de resistividade
20 direcional na composição de fundo, dita ferramenta de resistividade direcional produzindo dados de medição representativos de resistividade de formação direcional na região da composição de fundo;

provisão de um sistema processador de
25 superfície, na superfície terrestre;

provisão de um sistema de telemetria

bidirecional da coluna de perfuração acoplado entre a dita ferramenta de resistividade direcional e o dito sistema processador de superfície;

transmissão dos ditos dados da dita
5 ferramenta de resistividade direcional ao dito sistema processador de superfície através do dito sistema de telemetria bidirecional da coluna de perfuração; e

transmissão dos sinais de controle, do dito sistema processador, através do dito sistema de telemetria
10 bidirecional da coluna de perfuração, ao subsistema de perfuração direcionado da dita composição de fundo.

48. Método, de acordo com a reivindicação 47, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a
15 provisão de tubos de perfuração com fio em pelo menos uma parte da coluna de perfuração.

49. Método, de acordo com a reivindicação 47, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa da provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração compreender a
20 provisão de pelo menos uma seção da coluna como tubos de perfuração conectados, cada tubo de perfuração compreendendo uma extremidade de pino tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, uma extremidade de caixa tendo um acoplador indutivo com um anel condutivo, e pelo
25 menos um condutor acoplado entre os ditos acopladores indutivos nas extremidades de pino e caixa, pelo qual tubos

de perfuração adjacentes são indutivamente acoplados nas suas extremidades de pino/ caixa conectadas.

50. Método, de acordo com a reivindicação 49, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos
5 ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a transmissão dos ditos dados sobre uma portadora tendo uma frequência inferior a cerca de 500 KHz.

51. Método, de acordo com a reivindicação 49, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmissão dos
10 ditos dados através da dita pelo menos uma seção da coluna compreender a transmissão dos ditos dados a uma taxa de pelo menos 100 bits por segundo.

52. Método, de acordo com a reivindicação 48, CARACTERIZADO pelo fato da dita etapa de transmitir os
15 ditos sinais de controle à dita composição de fundo compreender a transmissão dos ditos sinais de controle à dita composição de fundo, através do dito sistema de telemetria da coluna de perfuração praticamente em tempo real.

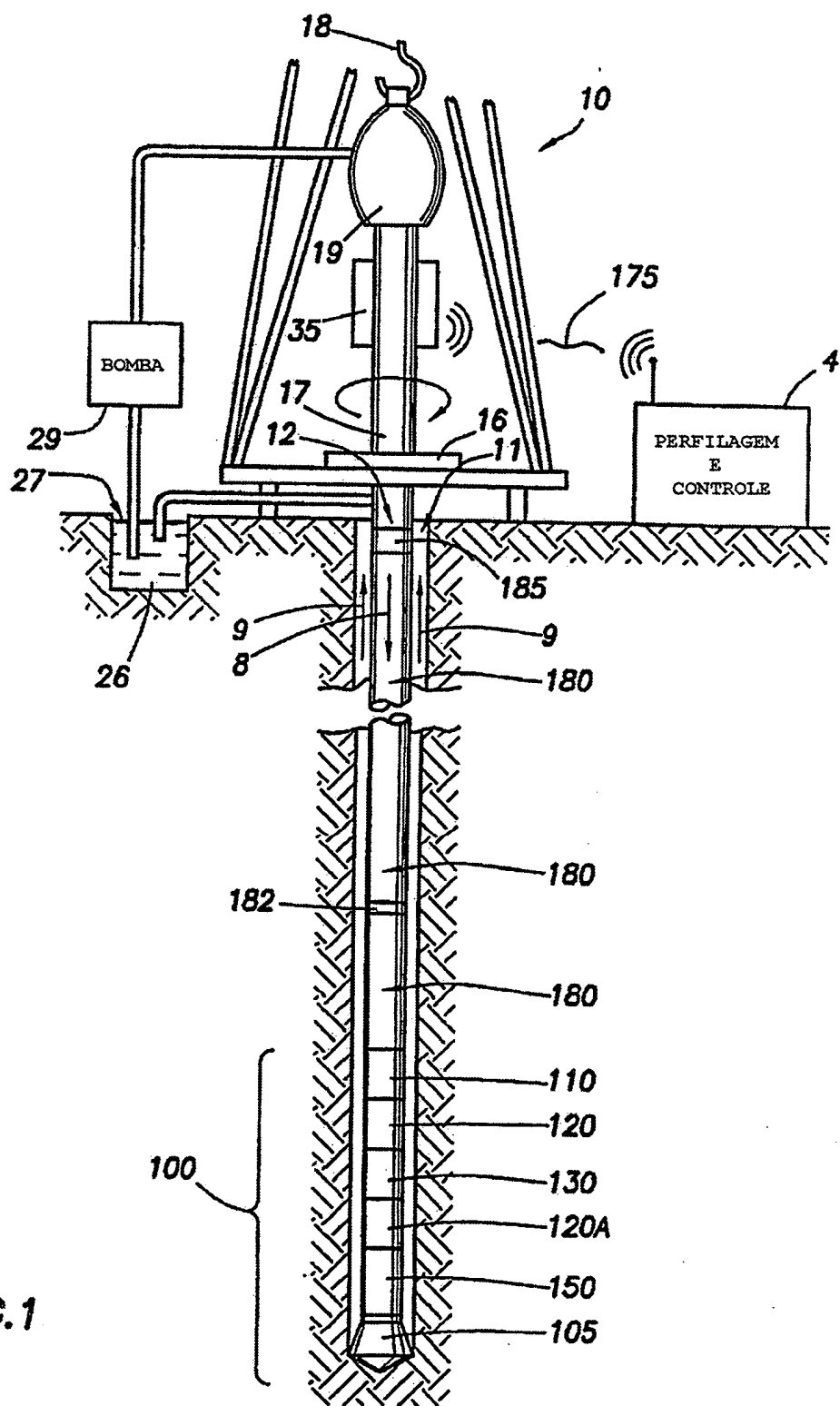


FIG.1

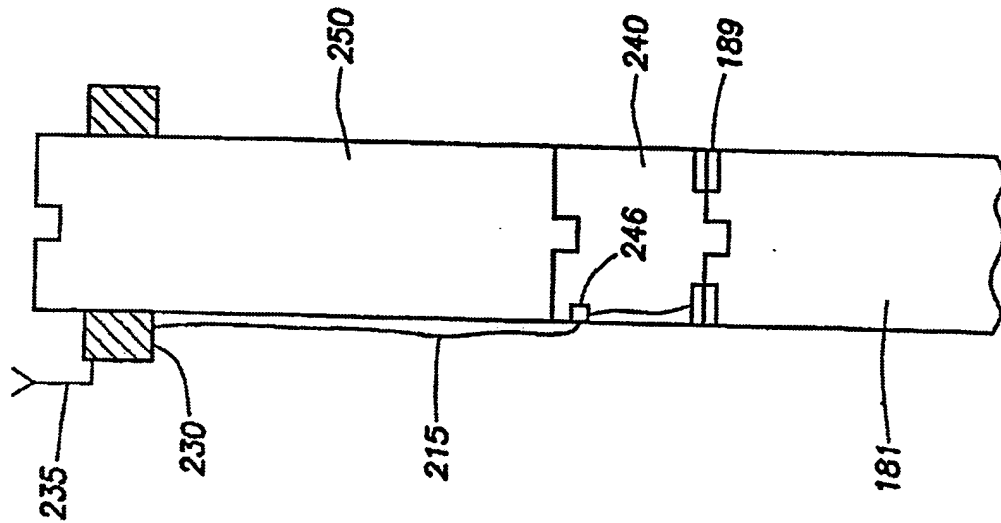


FIG. 2B

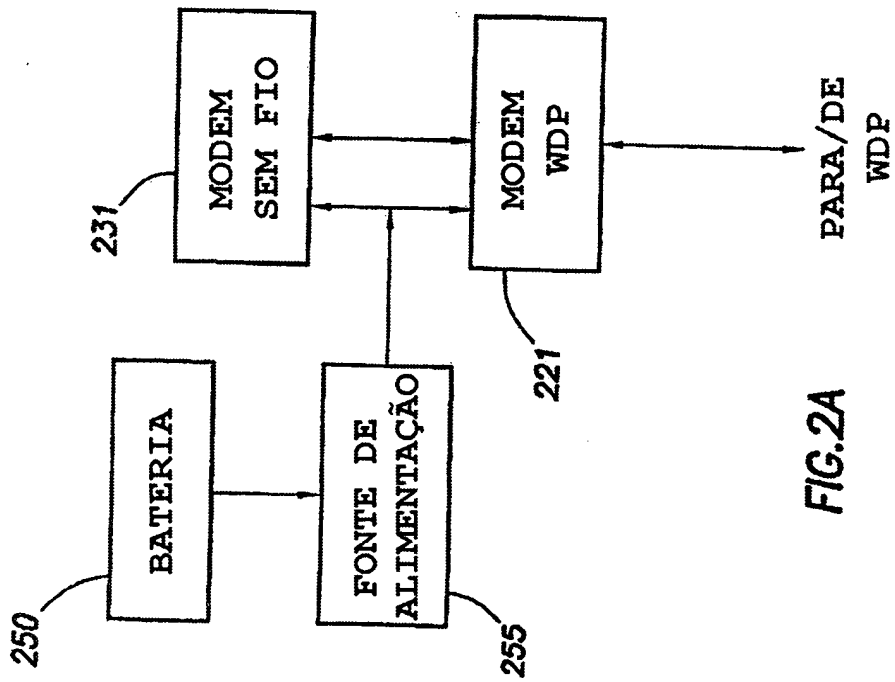


FIG. 2A

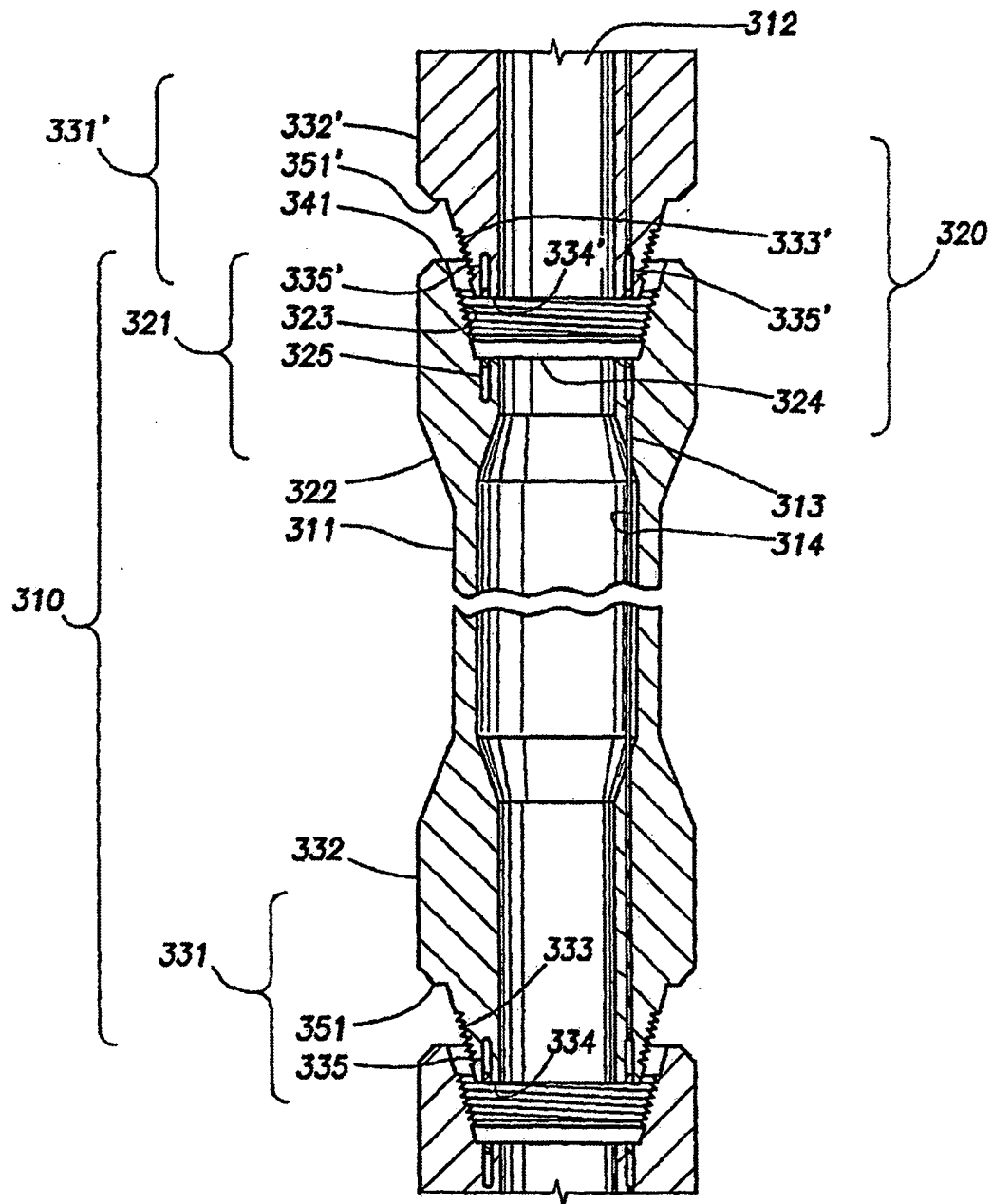


FIG. 3

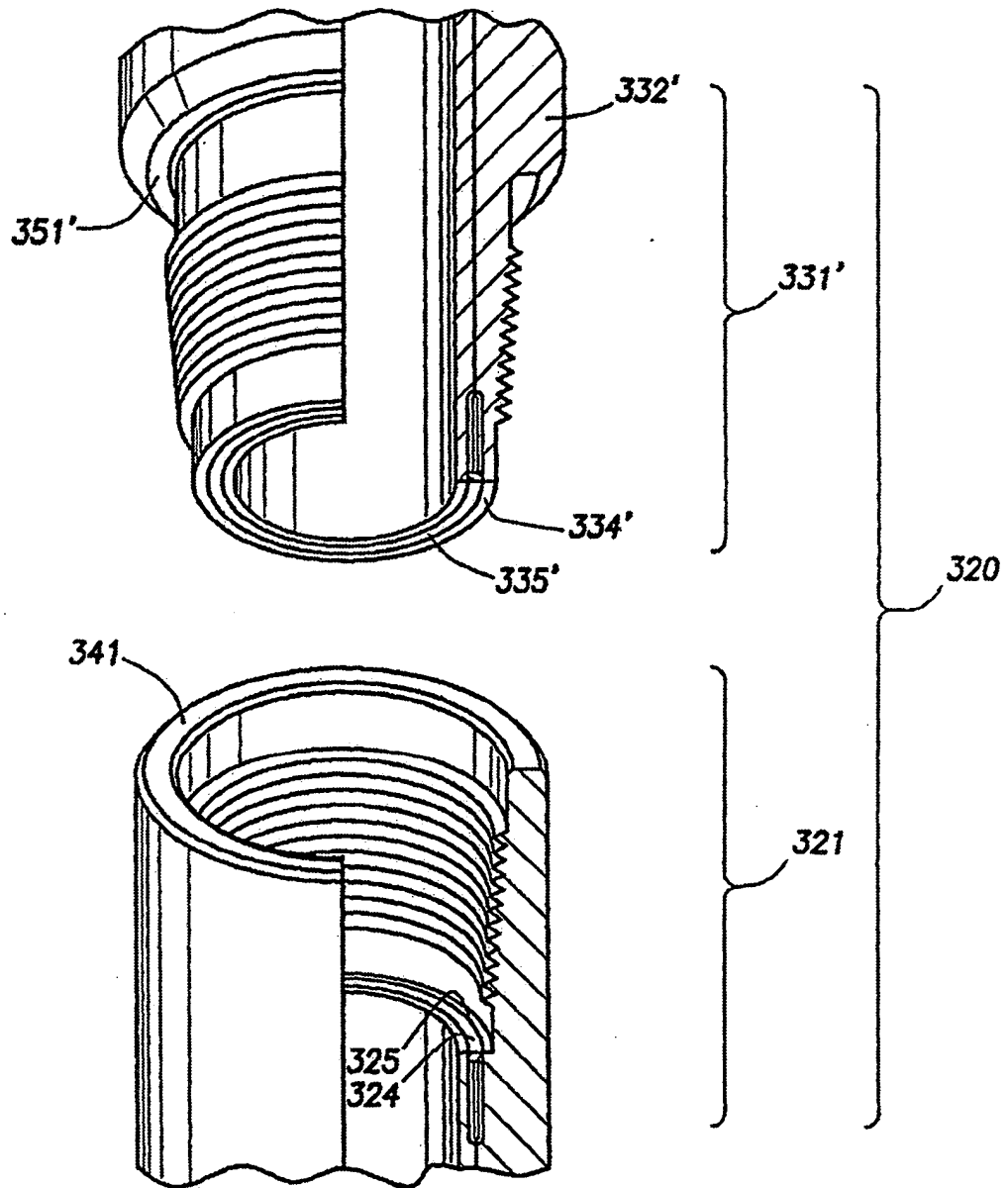


FIG. 4

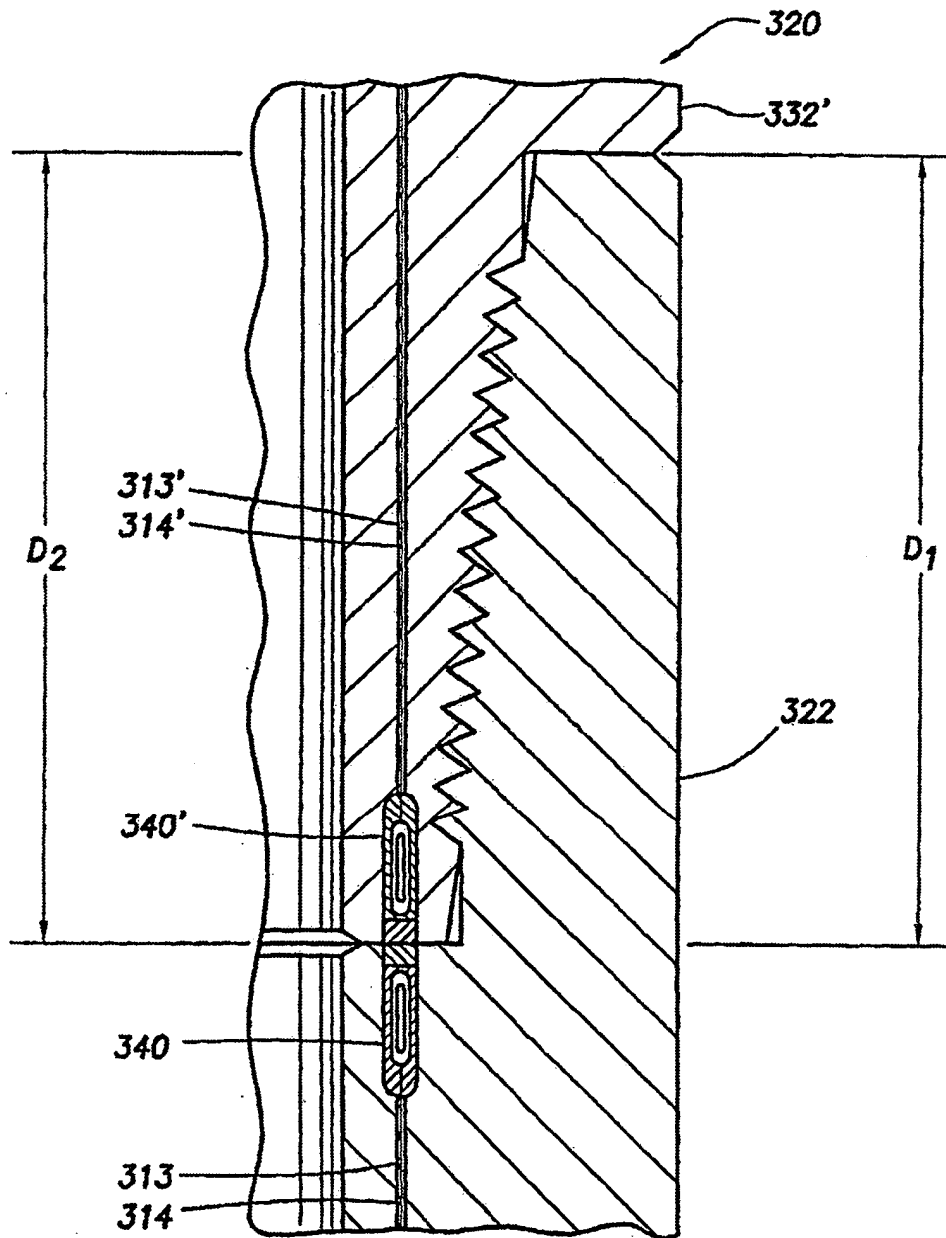


FIG. 5A

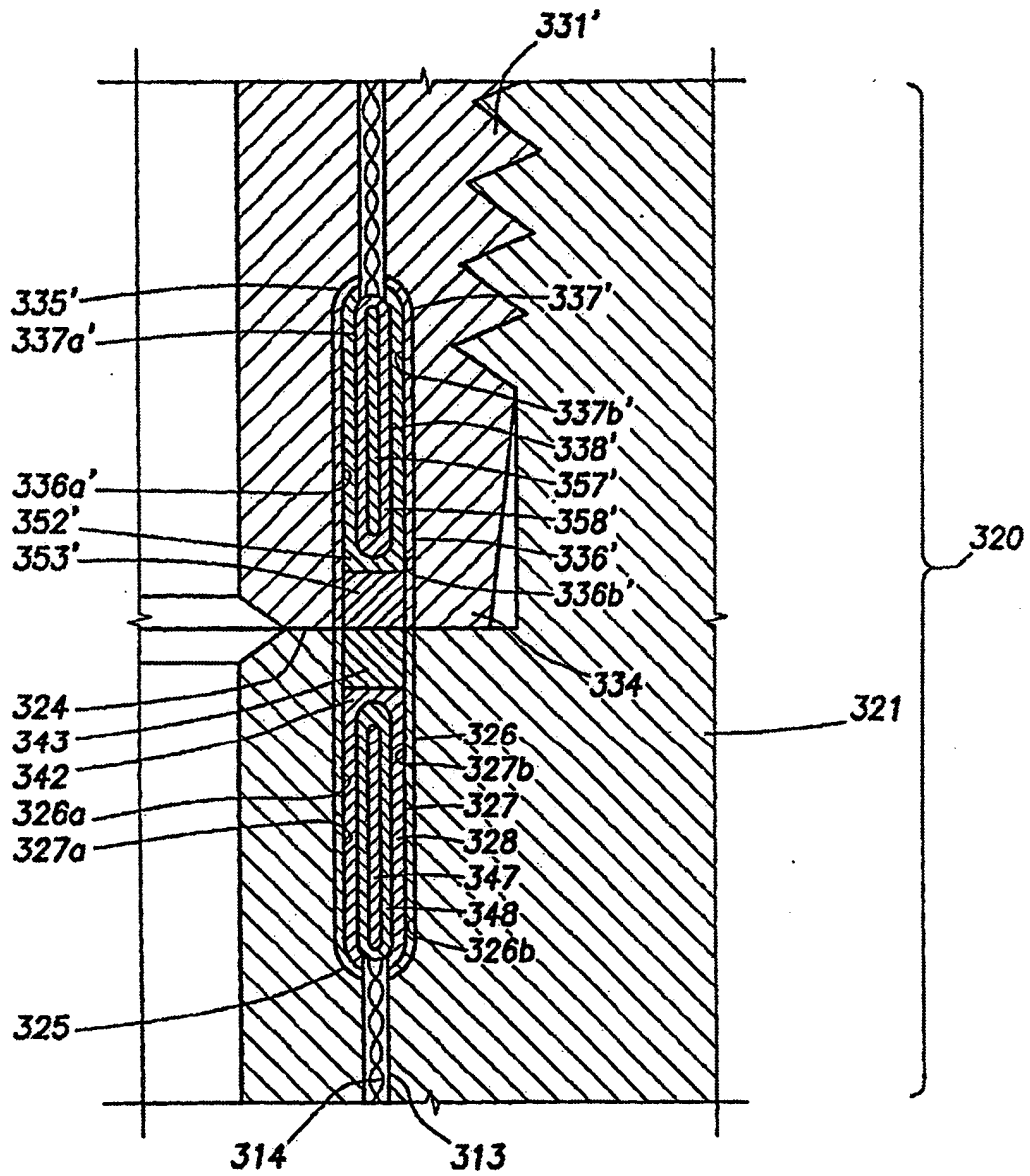


FIG.5B

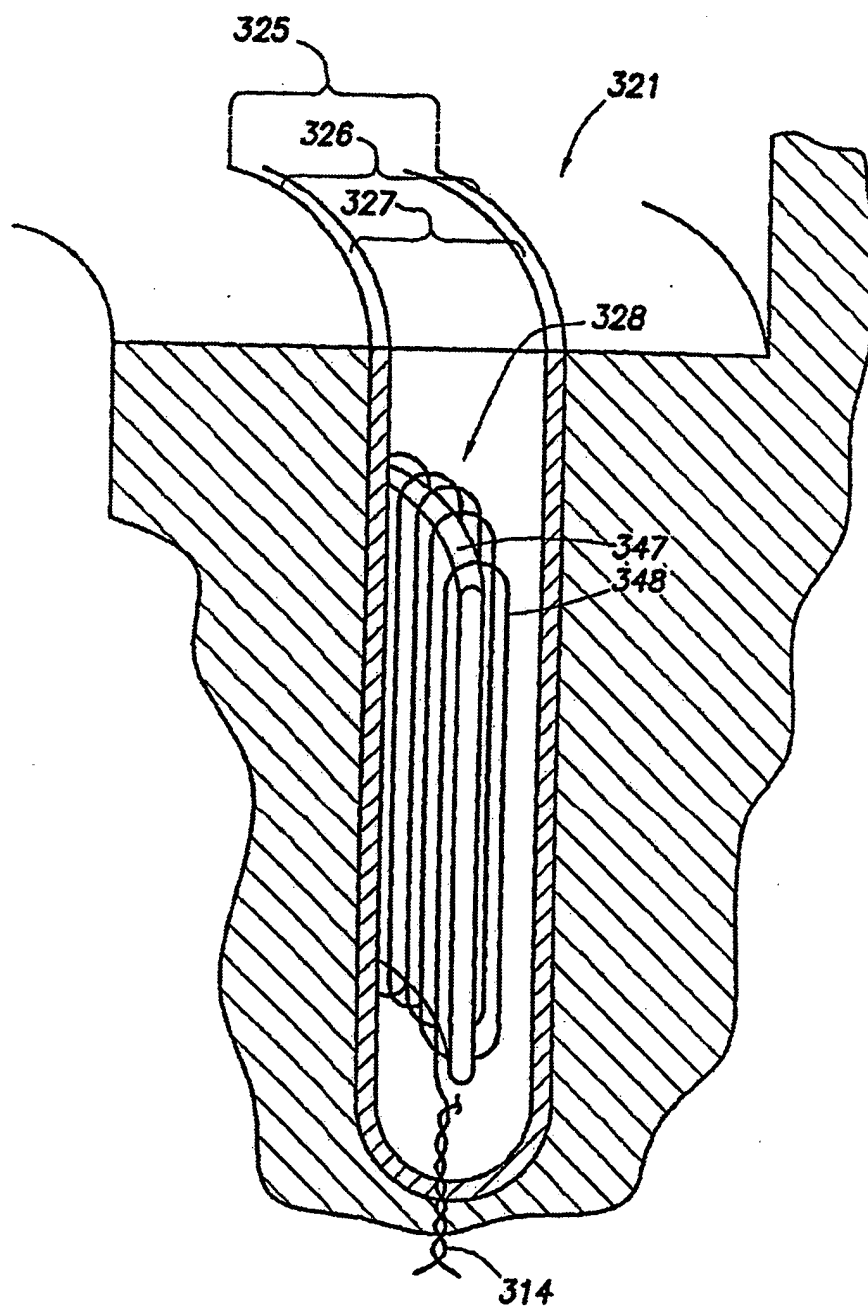


FIG.5C

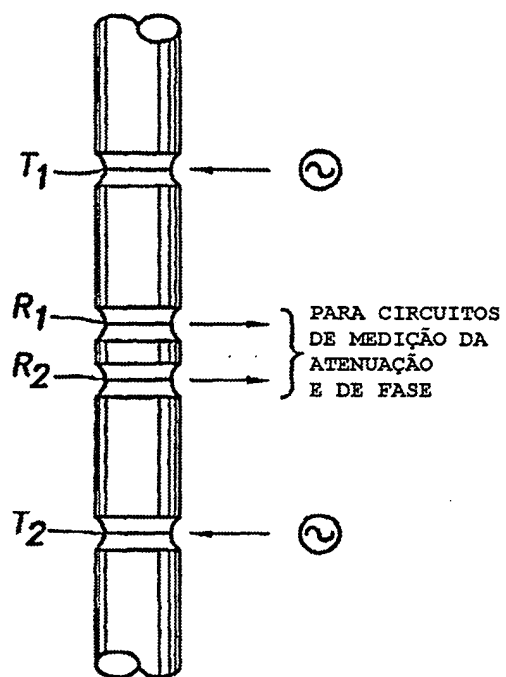


FIG. 6

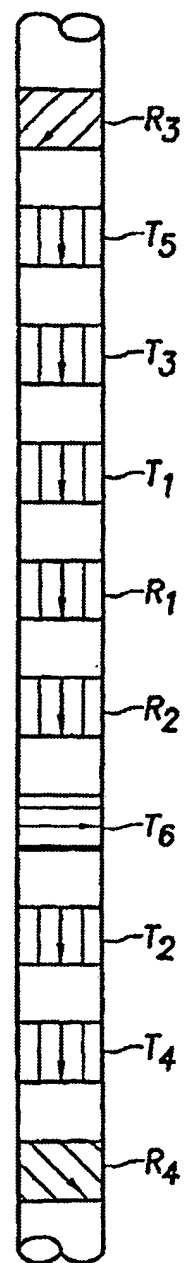


FIG. 7

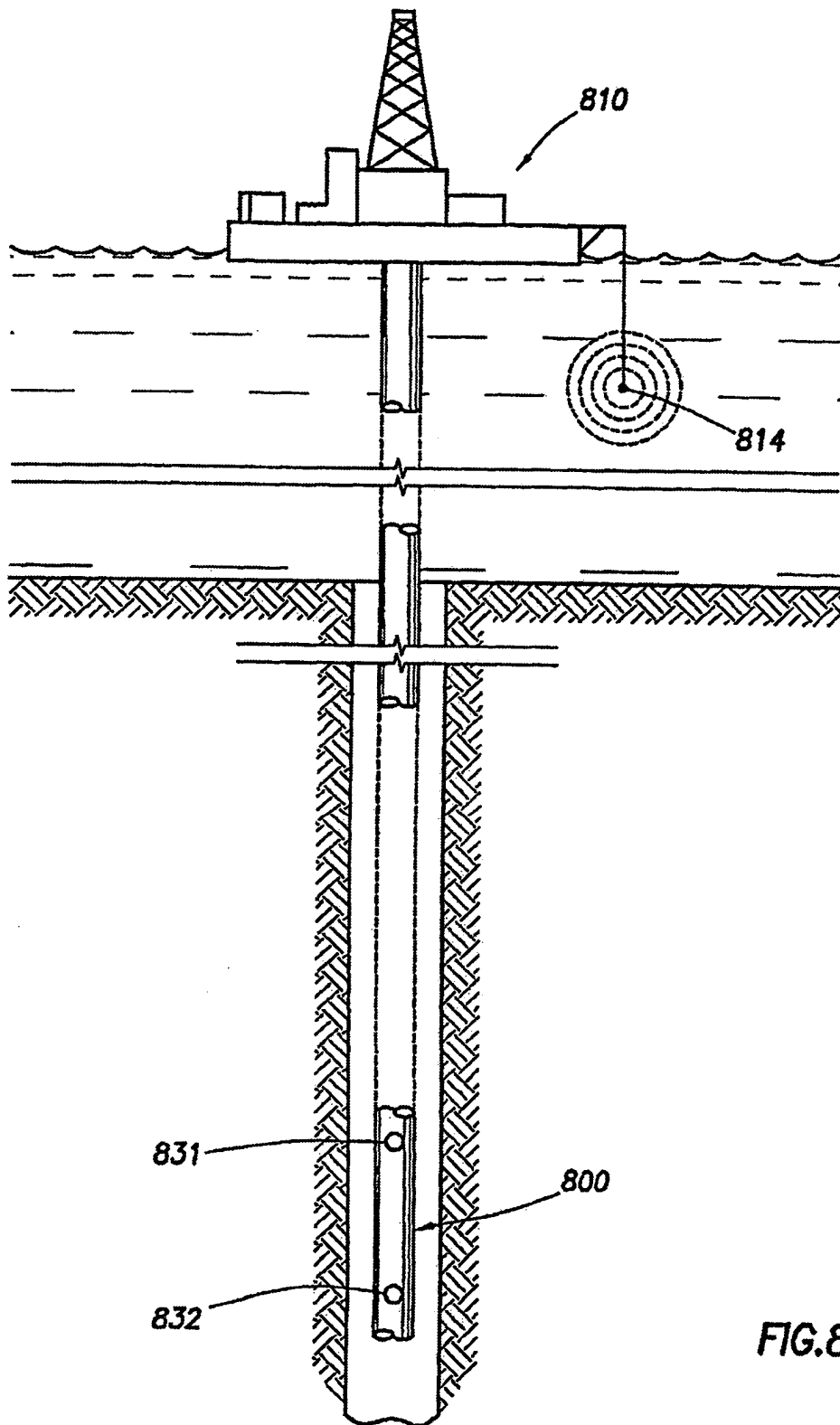


FIG.8

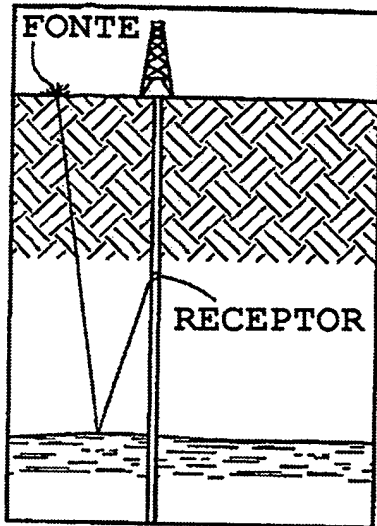


FIG.9A

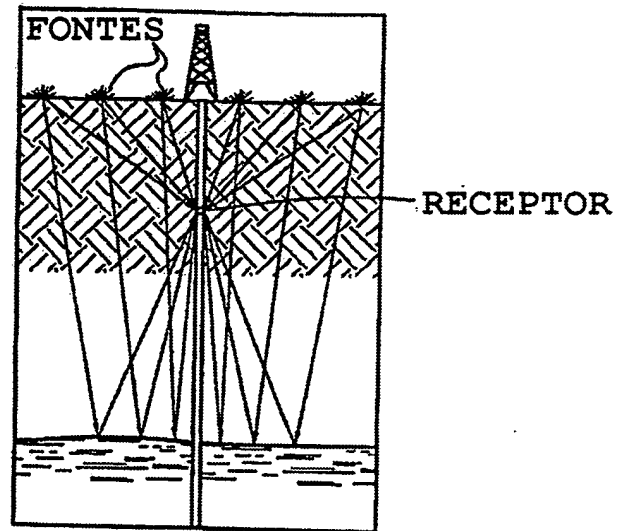


FIG.9B

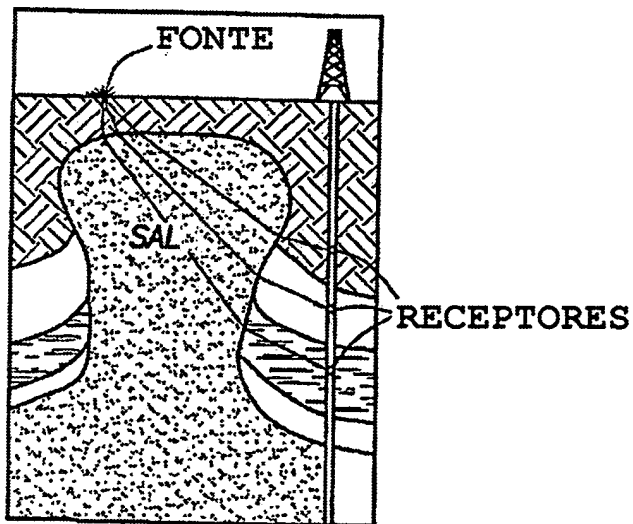


FIG.9C

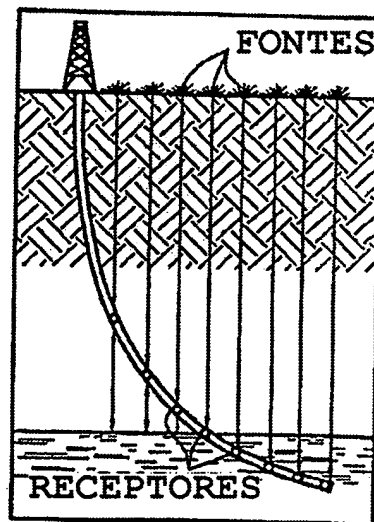


FIG.9D

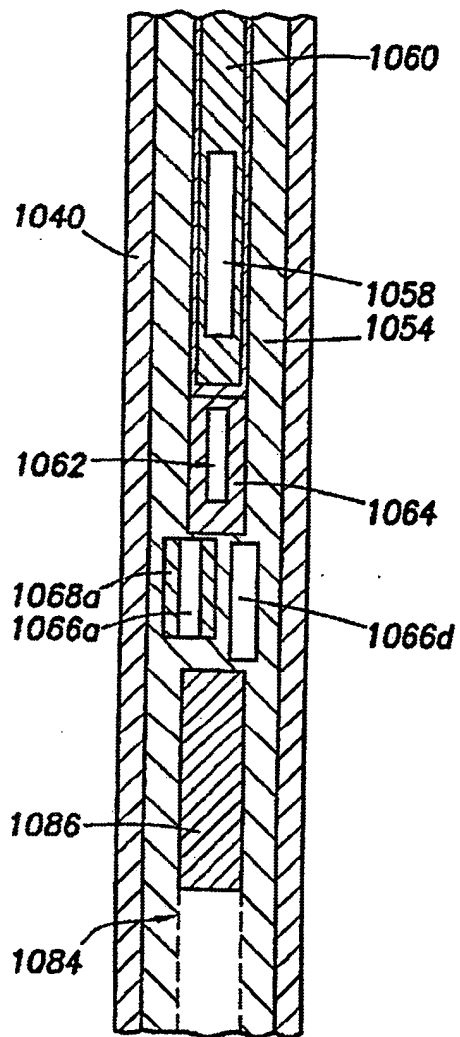


FIG. 10

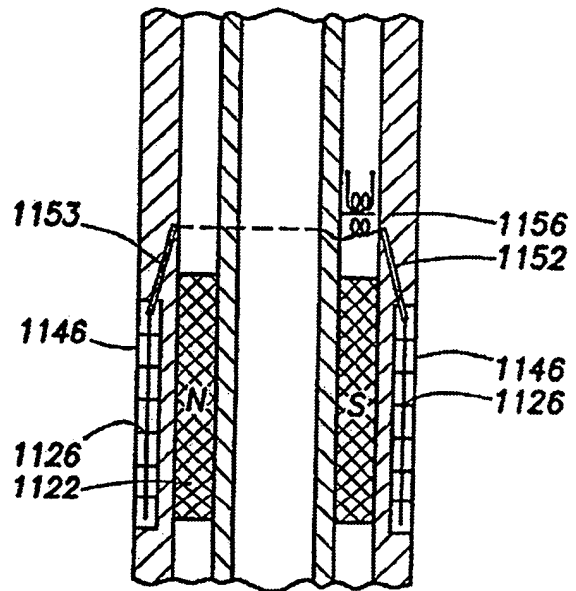
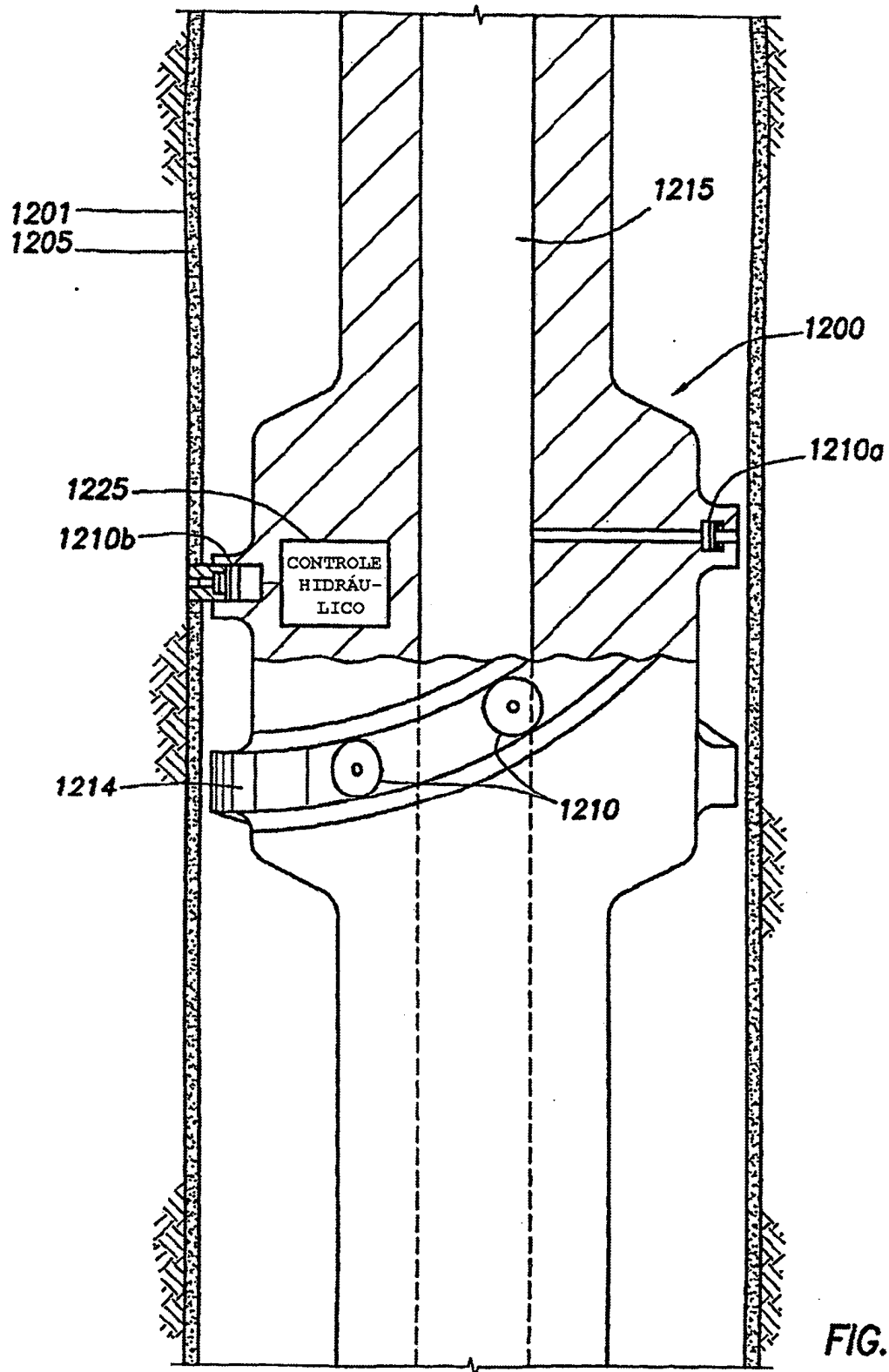


FIG. 11



RESUMO

MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE, MÉTODO PARA USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO A MENOR DE UM POÇO TERRESTRE, E APARELHO PARA
5 USO EM UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO TERRESTRE

A divulgação possui aplicação para uso em conjunto com uma operação de perfuração de um poço terrestre (11) usando: uma sonda, uma coluna de perfuração (12) tendo sua extremidade geralmente superior mecanicamente acoplável e
10 suspensa a partir da sonda, e uma composição de fundo adjacente à extremidade inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo (100) incluindo uma broca de perfuração (15) na sua extremidade inferior. Um método é apresentado para obter informações sobre pelo menos um parâmetro
15 detectado na composição de fundo, incluindo as seguintes etapas: provisão de pelo menos um dispositivo de medição na composição de fundo, dito pelo menos um dispositivo de medição produzindo dados de medição representativos de uma condição medida na composição de fundo; provisão de um
20 sistema processador de superfície na superfície terrestre; provisão de um sistema de telemetria da coluna de perfuração acoplado a pelo menos um dispositivo de medição e acoplado ao sistema processador de superfície; e transmissão dos dados do dispositivo de medição ao sistema
25 processador de superfície através do sistema de telemetria da coluna de perfuração.