

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

(21) **PI0904448-5 A2**

(22) Data de Depósito: 23/11/2009
(43) Data da Publicação: 01/02/2011
(RPI 2091)



(51) *Int.Cl.:*
G01N 27/74
E21B 37/10

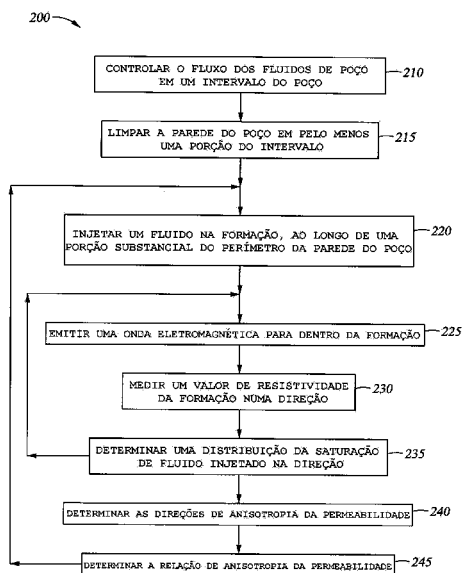
(54) Título: **MÉTODO, E APARELHO**

(30) Prioridade Unionista: 24/11/2008 US 12/276.673

(73) Titular(es): Prad Research And Development Limited

(72) Inventor(es): Anthony Goodwin, Edward Harrigan, Fernando Mattos, Fikri Kuchuk, Gokhan Saygi, Ian Falconer, Lawrence J. Leising, Tarek M. Habashy, Terizhandur S. Ramakrishnan

(57) **Resumo:** MÉTODO, E APARELHO. Um testador instrumentado de formação exemplificante para injetar líquidos e monitorar fluidos aqui descrito inclui uma ferramenta de fundo de poço, que pode ser instalada em um poço através de um cabo elétrico ou uma coluna de perfuração. A ferramenta de fundo de poço pode facilitar a injeção de fluidos em uma formação subterrânea, e o acompanhamento das direções, em que os fluidos injetados fluem na formação em um ambiente de poço aberto. Em particular, a ferramenta de fundo de poço pode ser configurada para a remoção do bolo de lama de uma porção da parede do poço, para facilitar uma comunicação fluida com a formação a ser testada.



**PI0904448-5**

MÉTODO, E APARELHO

Antecedentes

Esta divulgação se refere à avaliação de formações subterrâneas penetradas por um poço. Mais especificamente, essa divulgação se refere a métodos e aparelhos para facilitar a injeção de fluidos em uma formação subterrânea e para acompanhamento das direções, nas quais o fluidos injetados fluem dentro da formação e deslocam a fluidos conatos da formação.

Na avaliação de reservatórios, é desejável compreender, avaliar e testar como os fluidos se movem através da formação. Vários métodos são usados atualmente para testar a mobilidade dos fluidos do reservatório e a permeabilidade da formação, e permeabilidades relativas. Algumas dessas técnicas incluem a medição de invasão por um fluido de perfuração. Outras técnicas são geralmente conhecidas como testes e análises de testemunhos da formação.

Uma determinação da invasão de fluidos de perfuração pode ser uma medida útil indicativa de uma permeabilidade aproximada da formação. No entanto, esta abordagem pode ser limitada por um processo de invasão insuficiente, nomeadamente devido à criação de um bolo de lama. Além disso, a permeabilidade medida a partir da invasão está relacionada com a permeabilidades relativas do

filtrado da lama e do fluido conato da formação. A permeabilidade medida da invasão pode fornecer indicações das curvas de permeabilidade relativa, quando outros fluidos distintos do filtrado de lama deslocarem o fluido conato da formação. Além disso, presume-se que o processo de invasão seja uniforme ao redor do poço e, por conseguinte, as permeabilidades derivadas dessa análise não levam em conta a anisotropia da formação.

Testadores de formação podem determinar no local a mobilidade de fluido no reservatório em resposta a um diferencial de pressão, mas testadores de formação não podem injetar especificamente fluidos em um reservatório, devido à presença de um bolo de lama. Em alguns casos, o bombeamento do fluido da formação pode ser suficiente para eliminar o bolo de lama. No entanto, em muitos casos, bombeamento de fluido da formação pode não produzir um fluxo de alta velocidade confiável o suficiente para remover a totalidade do bolo de lama externo da parede do poço e do bolo de lama interno, que ocupa o espaço de poros apenas até além da parede do poço. Durante a injeção, as partículas residuais da lama e do bolo de lama (incluindo os finos de perfuração) podem selar de novo a parede do poço e, portanto, podem limitar ou evitar o agravamento da injeção de fluido. Assim, muitos casos, injetar fluido , a formação pode não ser possível em um ambiente de poço aberto. Além disso, a presença do bolo de lama, partículas

e danos à formação na face arenosa perto do poço pode interferir significativamente com a mobilidade do líquido observada pelo testador de formação. Ainda mais, o aumento da pressão de fluxo induzida pelo testador de formação neste tipo de ambiente costuma resultar em uma perda do selo do testador de formação contra a parede do poço, ou pode induzir a uma fratura na formação. Se o selo for perdida, o testador de formação não estará mais em comunicação hidráulica com a formação do reservatório, e quaisquer medidas não serão representativas da formação do reservatório. Uma vez que a fratura foi criada na formação do reservatório, a subsequente mobilidade ou permeabilidade medida pode ser dominada pelo fluxo de entrada e saída da fratura e, portanto, não será representativa da formação do reservatório.

Ao analisar um testemunho para a determinação das permeabilidades relativas da formação, uma amostra de formação rochosa é cortada, trazida para a superfície, e suas propriedades são testadas em laboratório. No entanto, às vezes pode ser difícil recriar, num laboratório de superfície, as condições representativas do fundo de poço, tais como pressão, temperatura e propriedades de fluidos.

Existem atualmente sistemas para injeção de fluidos em formações. Por exemplo, o bolo de lama pode ser dissolvido ou removido por lavagem com um solvente químico, como um ácido. No entanto, os solventes do bolo de lama são

normalmente muito corrosivos. Esses solventes podem apresentar um risco de segurança ao pessoal operacional e podem danificar alguns dos componentes de um testador formação. Portanto, esses sistemas de injeção normalmente 5 requerem que a lama no poço seja substituída por um fluido de completação e que o bolo de lama seja dissolvido com ácidos. Em alguns casos, isso exige que pelo menos uma parcela do poço seja revestida, perfurada, e que equipamentos de completação, tais como tubos e obturadores, 10 sejam instalados, antes da injeção poder ser realizada. Nestes casos, medições derivadas da injeção na formação do reservatório podem chegar tarde demais para tomar decisões decisivas sobre a completação do poço. Além disso, as zonas, que podem ser injetadas, podem ser limitadas pela 15 localização das perfurações. Além disso, a presença de revestimento durante a injeção pode limitar o tipo de ferramentas de medição no fundo do poço, que podem ser usadas para monitorar a frente de injeção, àquelas ferramentas de medição no fundo do poço, que possam 20 executar medições dentro da formação através de um revestimento (normalmente metálico, magnético e condutor), e sejam adequadas para um ambiente de poço revestido.

Sumário da Divulgação

De acordo com um exemplo divulgado, um método para 25 avaliar uma formação subterrânea penetrada por um poço envolve a condução de uma ferramenta alongada tendo um eixo

longitudinal no interior do poço, a ferramenta alongada tendo uma bobina transmissora e uma bobina receptora, pelo menos, uma dentre as bobinas transmissora e receptora com um eixo inclinado em relação ao eixo longitudinal da ferramenta de poço. O método também envolve a injeção de um fluido através de pelo menos uma parte substancial do perímetro da parede do poço e em uma parcela da formação subterrânea. O método ainda envolve a emissão de uma onda eletromagnética para a formação subterrânea usando a bobina transmissora. Um valor de resistividade da formação subterrânea é medido utilizando a bobina receptora, onde o valor de resistividade é indicativo de uma profundidade de invasão da formação subterrânea pelo líquido injetado, em um sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos um dos eixos das bobinas transmissora e receptora.

De acordo com um exemplo divulgado, um aparelho para avaliação de uma formação subterrânea penetrada por um poço inclui um corpo de ferramenta alongado tendo um eixo longitudinal adaptado para o transporte no interior do poço. O corpo alongado inclui meios para injetar um fluido através de pelo menos uma parte substancial do perímetro da parede do poço e em uma parcela da formação subterrânea, uma bobina transmissora para emitir uma onda eletromagnética para a formação subterrânea, e uma bobina receptora para medir um valor de resistividade da formação subterrânea. Pelo menos um dos eixos das bobinas receptora

e transmissora é inclinado em relação ao eixo longitudinal do corpo da ferramenta no fundo do poço. O aparelho inclui ainda um processador para determinar uma profundidade de invasão da formação subterrânea pelo fluido injetado em um
5 sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora.

De acordo com um exemplo divulgado, um método para avaliar uma formação subterrânea penetrada por um poço envolve a condução de uma ferramenta alongada tendo um eixo
10 longitudinal no interior do poço através de um tubo flexível, limpeza de pelo menos uma parte substancial do perímetro da parede do poço através de um jato de alta velocidade do fluido desde o fundo do poço através do tubo flexível, proporcionando um fluido de injeção no fundo do
15 poço através de um furo do tubo flexível, e injeção do fluido através da parte limpa da parede do poço e em uma parcela da formação subterrânea. Uma propriedade da formação subterrânea indicativa de uma saturação do fluido injetado na formação subterrânea é medida.

20 Breve Descrição dos Desenhos

A divulgação atual é mais bem compreendida a partir da descrição detalhada a seguir, quando lida com as figuras que a acompanham. Ressalta-se que, em conformidade com a prática padrão na indústria, vários recursos não estão em
25 escala. Na verdade, as dimensões dos vários recursos podem ser arbitrariamente aumentadas ou reduzidas, por motivos de

clareza da discussão.

A FIG. 1 é uma vista de elevação de um exemplo de sistema para região de poço, que pode ser utilizado para avaliar uma profundidade de invasão em uma determinada
5 direção de uma formação subterrânea por um fluido injetado através do tubo flexível.

A FIG. 2 é um diagrama de fluxo de um método exemplificante, que pode ser utilizado para avaliar uma profundidade de invasão de uma formação subterrânea por um
10 fluido injetado.

A FIG. 3A é uma vista horizontal da seção transversal do poço mostrada na FIG. 1, representando uma zona de injeção anisotrópica tendo uma frente de injeção não circular, e um arranjo de bobina configurado para medir
15 um valor de resistividade da formação subterrânea, sendo o valor de resistividade indicativo de uma profundidade de invasão da formação subterrânea numa direção relacionada à configuração da bobina.

A FIG. 3B é um exemplo gráfico de um valor de resistividade medido em função de uma direção relacionada a
20 uma orientação da bobina.

A FIG. 4 é uma vista de elevação de outro sistema exemplificante para região de poço tendo uma ferramenta de resistividade, que pode ser utilizada para avaliar uma
25 profundidade de invasão de uma formação subterrânea por um fluido de perfuração.

A FIG. 5 é uma vista de elevação de uma implementação exemplificante da ferramenta de resistividade mostrada na FIG. 4, retratando um arranjo de bobina configurado para medir um valor de resistividade da formação subterrânea, o valor de resistividade sendo indicativo de uma profundidade de invasão da formação subterrânea em um sentido relacionado com a configuração da bobina.

A FIG. 6 é uma vista de elevação de mais um exemplo de sistema para região de poço tendo um dispositivo de limpeza do poço, que pode ser utilizado para injetar um fluido através de pelo menos uma parte substancial do perímetro da parede do poço, e um conjunto de sensores que podem ser utilizados para avaliar a profundidade de invasão em uma determinada direção de uma formação subterrânea por um fluido injetado.

As FIGS. 7A e 7B são vistas horizontais da seção transversal de um exemplo de implementação do dispositivo de limpeza do poço mostrado na FIG. 6.

A FIG. 8 é uma vista de elevação de um exemplo de implementação do conjunto de sensores mostrado na FIG. 6.

A FIG. 9 é um diagrama de blocos de uma unidade de processamento exemplificante, que pode ser usada para implementar um ou mais aspectos dos métodos e aparelhos de exemplo descritos neste documento.

Descrição Detalhada

Um testador instrumentado de formação para injetar fluidos e acompanhar um fluxo de fluidos injetados dentro da formação e/ou o deslocamento de fluidos conatos na formação é aqui descrito. O testador de formação compreende 5 uma ferramenta para fundo do poço, que pode ser posicionada em um poço através de um cabo elétrico ou uma seqüência de tubos (por exemplo, uma seqüência de perfilagem durante a perfuração, uma seqüência de tubulação flexível etc.). A 10 ferramenta para fundo de poço pode ser utilizada com vantagem para a avaliação de formações subterrâneas penetradas por um poço. A ferramenta para fundo de poço e métodos de teste aqui divulgados podem facilitar a injeção de fluidos em uma formação subterrânea e o acompanhamento 15 das direções, em que os fluidos injetados fluem na formação em um ambiente de poço aberto. Em particular, a ferramenta para fundo de poço pode ser configurada para a remoção do bolo de lama de uma porção da parede do poço, para facilitar a comunicação fluida entre a formação a ser 20 testada e o testador de formação. Assim, após o bolo de lama ter sido limpo, fluido pode ser injetado com maior uniformidade na matriz da formação.

Em algumas modalidades, o bolo de lama pode ser removido da parede do poço através da utilização de um jato 25 de fluido que é forçado, por exemplo, através de uma ou mais linhas de fluxo da ferramenta para fundo de poço. Em

outras modalidades, um módulo modificado de obturadores duplos realiza um resultado semelhante, através de um raspador rotativo e mecanismo de lavagem disposto dentro do intervalo dos obturadores duplos. Lama residual e detritos do bolo de lama podem ser removidos para fora do intervalo dos obturadores duplos e dentro do poço através de uma linha de fluxo e uma bomba. Em ainda outras modalidades, o bolo de lama é mecanicamente raspado da parede do poço, enquanto que o poço ou um intervalo de obturador é sub-balanceado (*isto é*, sua pressão é mantida próximo ou abaixo da pressão na formação). Manter a região de teste sub-balanceada pode prevenir ou minimizar que o bolo de lama comece a ser reformado, após ser retirado. No entanto, o poço pode ser mantido alternativamente super-balanceado (*Isto é*, sua pressão é mantida próximo ou acima de uma pressão da formação), se a raspagem for essencialmente contínua, ou quando um fluido disposto na porção do poço for formulado para minimizar a formação de um bolo de lama. Assim, um processo contínuo prolongado de invasão pode ser criado.

Depois que a lama e o bolo de lama forem devidamente retirados das proximidades da porção da parede do poço adjacente à formação a ser testada, a ferramenta para fundo de poço pode ser utilizada para injetar um ou mais fluidos na formação. Mais especificamente, a ferramenta para fundo de poço pode ser configurada para

injetar uma quantidade conhecida de fluido(s) com um número de profundidades em uma ou mais taxa(s) de fluxo determinado por um operador de superfície. Propriedades do fluido a ser injetado, como resistividade, vazão, densidades ópticas, e composição química, podem ser conhecidas a partir da análise prévia para o transporte para o fundo do poço, ou podem ser igualmente monitoradas em tempo real usando sensores na ferramenta de poço. Alternativamente, a injeção pode ser iniciada a partir de equipamentos de superfície (por exemplo, uma bomba de superfície), em vez da ferramenta de poço.

O fluido de injeção pode ser água, vapor, hidrocarbonetos (líquido ou gás), alguns outros produtos químicos, ou uma combinação ou mistura dos mesmos. O fluido de injeção também pode ser filtrado de lama, opcionalmente misturado com aditivos, por exemplo, para melhorar a sua detecção, quando injetado na formação. O líquido pode ser filtrado com um filtro de 1 a 5 micrômetros antes da implantação na ferramenta de poço para remover as partículas que podem, caso contrário, obstruir os poros da formação ou os componentes hidráulicos da ferramenta de poço (por exemplo, válvulas, bombas), quando injetado na formação. Uma pluralidade de fluidos de injeção pode ser utilizada para testes da mesma zona, com mais de um tipo de fluido (por exemplo, com água, salmoura, hidrocarbonetos, gás ou algum produto químico para estimular a formação ou

alterar as propriedades do fluido conato, tais como surfactantes, redutores de viscosidade ou diluentes). Misturas de líquidos transportadas em diferentes câmaras também podem ser produzidas no fundo do poço e injetadas na
5 formação para produzir uma reação desejada ou para realizar testes de permeabilidade relativa. Seqüências de injeções de diferentes fluidos podem ser realizadas, a fim de medir a resposta da formação a uma seqüência particular.

Por exemplo, a ferramenta para fundo de poço pode
10 ser configurada para transportar uma ou mais câmaras contendo um fluido de injeção. Uma pluralidade de câmaras pode ser utilizada com vantagem, para permitir que várias zonas sofram injeção, ou para permitir que a mesma zona seja injetada com mais de um tipo de fluido (ou seja,
15 diferentes fluidos). A ferramenta para fundo do poço pode ser configurada para bombear fluido na formação a partir das câmaras de amostras na ferramenta de poço. A bomba pode ainda ser configurada para inverter o sentido de fluxo e para bombear fluidos da formação para a ferramenta de poço.
20 Em outras configurações, a ferramenta para fundo do poço pode usar uma bomba de injeção e uma segunda bomba de amostragem de fluidos da formação. Em alguns casos, a injeção pode ser realizada sem uma bomba, simplesmente usando a pressão hidrostática no poço que está normalmente
25 acima da pressão da formação. Neste caso, um dispositivo de regulação de fluxo pode ser instalado para regular a vazão

e pressão do fluido a ser injetado.

Alternativamente, se um grande volume de líquido for necessário ser injetado na formação, a ferramenta para fundo de poço pode ser posicionada no tubo de perfuração ou tubo flexível, o que irá facilitar a provisão de maiores volumes de fluido no fundo do poço, do que podem ser transportados de maneira viável por uma ferramenta condutora por cabo elétrico. Um grande volume de líquido de injeção pode ser bombeado da superfície através da coluna de transporte. Ao usar essa abordagem, ela pode ser vantajosa para garantir que a pressão hidrostática do poço seja controlada, de modo a minimizar a injeção indesejável de lama de poço na formação, bem como para mitigar as mudanças de pressão dentro do poço, que surgem quando a injeção de fluido substituir partes da coluna de lama. Por exemplo, o fluido de injeção pode ter uma densidade menor do que a lama, e a pressão do poço pode ser diminuída. Um sensor de pressão do poço e uma válvula de vedação de superfície podem ser usados controlar a pressão hidrostática do poço durante essas operações.

A ferramenta para fundo de poço também pode ser fornecida com sensores integrados na ferramenta para fundo de poço ou no conjunto de obturadores duplos. Sensores exemplificantes incluem, mas não estão limitados a, bobinas de indução, almofadas para perfilagem lateral de resistividade, e sondas de ressonância nuclear magnética

(NMR). Estes sensores podem ser configurados para monitorar o deslocamento e as propriedades do fluido que é injetado e flui para dentro da formação. Por exemplo, esses sensores podem ter resolução radial e azimutal, que permite uma
5 determinação do padrão de deslocamento do fluido, depois dele ter sido injetado na formação. Ao medir a direção e taxa de fluxo de um líquido conhecido injetado na formação como uma função do volume e direção de injeção, as determinações podem ser feitas sobre as propriedades de
10 permeabilidade e anisotropia da formação. Por exemplo, a injeção de fluidos conhecidos na formação e observação das mudanças de saturação de fluido na formação é útil para a determinação das propriedades da formação.

Em operações, após uma zona de interesse ter sido
15 alcançada, as propriedades da formação podem ser avaliadas antes da injeção, usando um conjunto de avaliação convencional da formação de medições, como indução em 3-D, ressonância nuclear e magnética, sônica e sísmica. Então, a ferramenta é posicionada no poço e comunicação hidráulica
20 do poço com a formação é estabelecida, por exemplo, por inflagem dos obturadores duplos. Posteriormente, o bolo de lama poder ser removido mecanicamente, ou através de lavagem da parede do poço com um jato de água, ou por uma combinação de ambos.

25 Os sensores podem monitorar a formação e as propriedades de fluidos na formação, antes e durante a

limpeza do bolo de lama e da zona invadida em redor do poço, enquanto que bombeando para fora e lavando o bolo de lama. Os sensores podem interrogar as propriedades de fluidos na formação ou na linha de fluxo na ferramenta
5 imediatamente após o fluido emanar para fora da formação. Essas medições coletadas pelos sensores podem fornecer informações em tempo real ao operador na superfície sobre a profundidade da invasão inicial, permeabilidade da formação e propriedades de fluidos do filtrado de lama e dos fluidos
10 conatos ao redor da zona de ensaio e saturações do fluido residual após a limpeza.

Esses sensores podem, então, acompanhar a formação e as propriedades de fluidos na formação, conforme a injeção avança. As medidas coletadas pelos sensores podem
15 fornecer informações em tempo real ao operador na superfície sobre a profundidade da injeção, velocidade e geometria da frente de injeção, saturações iniciais, intermediárias e residuais de fluido *etc.*, que podem ser usadas para determinar as propriedades de reservatórios
20 importantes, como permeabilidade relativa, anisotropia, e saturações de óleo residual, dentre outras.

Um número de diferentes fluidos pode ser injetado, para determinar, se a resposta das propriedades da formação, tais como a permeabilidade ou a mobilidade do
25 líquido, se altera após a exposição a esses fluidos. Diferentes fluidos de injeção podem ser utilizados para

simular diferentes técnicas de recuperação melhorada de petróleo (EOR) e, portanto, avaliar qual abordagem é ideal para a produção da formação testada. Antes, durante ou após a injeção ser concluída, amostras de fluido podem ser coletadas, invertendo a direção do bombeamento, ou usando outra bomba para extrair fluidos da formação para dentro das câmaras de amostra, por exemplo, utilizando um método de amostragem de fluido. Assim, em alguns casos, uma seqüência de injeção química, amostragem, amostragem por injeção, pode ser utilizada para ver se hidrocarbonetos adicionais podem ser extraídos utilizando diversos produtos químicos e fluidos de injeção.

Após a injeção e/ou amostragem de fluido ser concluída, a ferramenta pode ser retraída do fundo do poço, e a formação pode ser novamente analisada, utilizando ferramentas de avaliação convencional da formação para determinar quaisquer alterações, como resultado da operação de injeção e/ou amostragem.

Uma vez que uma zona de interesse foi avaliada, a ferramenta pode ser posicionada em uma profundidade diferente e o processo repetido. Isto tem a vantagem de permitir que o operador de superfície interrogue variações nas propriedades do reservatório com a profundidade.

A FIG. 1 mostra uma vista de elevação de um exemplo de sistema para região de poço que pode ser utilizado para avaliar uma profundidade de invasão em uma determinada

direção de uma formação subterrânea por um fluido injetado através de tubulação flexível. Em particular, a FIG. 1 descreve uma seqüência de ferramentas de poço 100 conduzida através de um tubo flexível 110 em um poço 102 penetrando numa formação F. A seqüência de ferramentas de fundo de poço compreende uma porção alongada tendo um eixo longitudinal 180, e é adaptada para o transporte dentro do poço 102. A tubulação flexível 110 é desenrolada a partir de um tambor de superfície 106, bem conhecido na arte. A seqüência de ferramentas de poço 100 compreende uma ferramenta de limpeza da parede do poço 134, que pode ser semelhante a uma ferramenta Jet Blaster (da Schlumberger Technology Corporation) e um ou mais sensores de avaliação da formação (por ex., sensores 126, 128, ou 124).

Para facilitar e/ou acelerar a injeção de um fluido ou de uma série de fluidos numa formação de poço aberto, a ferramenta de limpeza da parede do poço 134 dispõe de uma cabeça rotativa de pulverização (p. ex., uma luva tendo um ou mais bicos 132). Fluido bombeado para baixo pelo centro da tubulação 110 através de uma bomba de superfície 112 é descarregado na cabeça pulverizadora rotativa, e pode voltar à superfície através do anel entre o tubo e a formação. O(s) bico(s) 132 é(são) configurado(s), de modo que o fluido seja emanado através da cabeça de pulverização em alta velocidade e possa fragmentar o bolo de lama cobrindo uma porção de uma parte de poço 101. A

fragmentação uniforme do bolo de lama ao longo de uma porção substancial do perímetro da parede do poço pode reduzir os erros de medição resultantes da presença do bolo de lama em medições realizadas pela ferramenta de poço 100.

5 Na verdade, como o bolo de lama é removido da parede do poço 101, o fluxo de injeção na região do teste da formação F é essencialmente controlado pelas propriedades da matriz da formação (por exemplo, a permeabilidade da formação, a anisotropia da formação) e, portanto, pode ser
10 representativa do reservatório. Em contrapartida, se o bolo de lama não for removido da parede do poço, o fluxo de injeção na região do teste da formação F perto do poço pode depender das propriedades do bolo de lama e, assim, pode não ser representativo do comportamento do reservatório.

15 A ferramenta de limpeza da parede do poço 134 é operativamente acoplada à tubulação flexível 110, através da cabeça de perfilagem 136. Além disso, a ferramenta de limpeza da parede do poço 134 vantajosamente pode ser configurada para sustentar as ferramentas de avaliação da
20 formação abaixo dela. Por exemplo, uma cabeça de pulverização da ferramenta de limpeza da parede do poço 134 pode incluir um mandril oco (não mostrado), que pode mecanicamente suportar o peso das ferramentas de avaliação da formação por debaixo. Se necessário, a tubulação
25 flexível 110 pode ser fornecida com um cabo elétrico interno 104, que pode ser utilizado para fornecer energia

às ferramentas de avaliação da formação por cabo elétrico. Nesse caso, o mandril oco teria um conector selado na parte inferior da ferramenta de limpeza da parede do poço 134, que permite conexões elétricas do cabo elétrico 104 para as

5 ferramentas de avaliação da formação com cabo elétrico através de um cartucho eletrônico 130. Além disso, o cabo elétrico 104 pode ser configurado para fornecer uma largura de banda de telemetria de dados adequada entre as ferramentas com cabo elétrico e um sistema de processamento

10 e registro de superfície 108, ainda através do cartucho eletrônico 130. No entanto, o cabo elétrico 104 não é necessário e as ferramentas de avaliação da formação poderão, alternativamente, funcionar com baterias (não mostradas), coletar dados da formação, e armazenar os dados

15 coletados em uma memória no fundo do poço (não mostrada de forma separada), por exemplo, conduzida no cartucho eletrônico 130.

Para determinar as propriedades da formação, nomeadamente saturações de fluidos, antes e/ou após os

20 fluidos serem injetados na formação, a seqüência de ferramentas de fundo do poço 100 é fornecida com sensores de avaliação da formação configurados para fornecer medições de formação, como quaisquer registros laterais de resistividade, registros de resistividade por indução,

25 registro de RMN, registros de espectroscopia nuclear ou registros dielétricos. É mostrada na FIG. 1 uma matriz de

indução triaxial com bobinas transmissoras triaxiais 122 e bobinas receptoras triaxiais 126 e 128 e uma ferramenta de RMN 124.

As bobinas transmissoras triaxiais 122 são
5 configuradas para emitir uma onda eletromagnética para dentro da formação subterrânea F. As bobinas receptoras triaxiais 126 e 128 são configuradas para medir uma tensão induzida ou corrente indicativa de um valor de resistividade da formação subterrânea F. Na FIG. 1, duas
10 bobinas receptoras triaxiais axialmente espaçadas ao longo do eixo do corpo alongado da seqüência de ferramentas 100 são retratadas. No entanto, qualquer número de transmissores e receptores pode ser fornecido. Em particular, diferentes espaçamentos entre receptores e
15 transmissores podem ser fornecidos para a investigação de várias profundidades dentro da formação e caracterizam com mais precisão a distribuição do fluido injetado na formação, em função da distância radial da parede do poço. Em particular, os espaçamentos entre receptores e
20 transmissores podem ser determinados, com base na capacidade da injeção da seqüência de ferramentas 100 (por exemplo, profundidade de injeção de um metro dentro da formação). Como mostrado no exemplo da FIG. 1, a bobina transmissora triaxial 122 e as bobinas receptoras triaxiais
25 126 e 128 são fornecidas com três bobinas ortogonais dispostas essencialmente em uma pluralidade de planos

transversais da sequência de ferramentas de poço 100. Em particular, cada bobina triaxial compreende uma bobina com um eixo alinhado com o eixo longitudinal 180 do corpo alongado da sequência de ferramentas de poço 100 e duas bobinas inclinadas em relação ao eixo longitudinal 180 da ferramenta de fundo do poço (neste exemplo particular, perpendicular ao dito eixo). A frequência, com que as bobinas transmissoras são operadas, pode ser selecionada, para que a medida prevista pelas bobinas transmissoras inclinadas e/ou as bobinas receptoras inclinadas tenha uma resposta azimutal adequada, para que as medições de resistividade fornecidas pela matriz de indução triaxial sejam indicativas de uma resistividade da formação e do fluido injetado em um sentido relacionado a uma direção de inclinação do eixo da bobina transmissora ou o eixo da bobina receptora. Embora a FIG. 1 apresente uma configuração específica de uma ferramenta de indução, outras configurações podem ser também utilizadas, como descrito na *Oilfield Review*, Summer 2008, pp 64-84, ou conforme descrito na Patente norte americana U.S. N° 5.508.616, entre outras referências. A Patente norte americana U.S. N° 5.508.616 é aqui incorporada por referência.

A ferramenta de RMN 124, conforme ilustrado na FIG. 1, é do tipo descentrado. Em outras palavras, o volume da formação investigado pela ferramenta de RMN 124 é limitado

a um setor específico da parede do poço. No entanto, uma imagem completa em torno do poço pode ser alcançada através da rotação da ferramenta de RMN 124 em torno do eixo do poço, por exemplo, utilizando um tornel alimentado (não
5 mostrado), disposto, por exemplo, no cartucho de eletrônicos 130. Nesta implementação exemplificante, a ferramenta de RMN 124 é configurada para medir pelo menos uma dentre uma distribuição constante de difusão D , uma distribuição do tempo de relaxação longitudinal T_1 , e uma
10 distribuição do tempo de relaxação transversal T_2 . As distribuições medidas podem ser utilizadas para obter a porosidade, permeabilidade, frações de água, óleo e gás, ou dados da relação de gás-óleo (GOR), usando os métodos conhecidos na arte. Estes dados podem ser usados para
15 selecionar um intervalo específico do poço 102 a ser testado. Em alternativa ou adicionalmente, os dados podem ser usados para determinar saturações no poço próximo, antes, durante ou após a injeção, e podem ser utilizados, por exemplo, para calibrar uma equação de Archie, que pode,
20 portanto, ser utilizada com as medidas de indução fornecidas pelas bobinas de indução 122, 126 e/ou 128 para determinar uma distribuição de saturação de fluido de injeção na formação F.

Para determinar uma orientação de fundo do poço das
25 bobinas 122, 126 e 128, ou para determinar uma orientação de fundo do poço da ferramenta de RMN 124, a seqüência de

testes de fundo do poço 100 é fornecida com uma ferramenta de inclinometria para uso geral 120. A ferramenta 120 pode incluir, por exemplo, acelerômetros configurados para determinar a orientação relativa da seqüência de testes de poço 100 com relação ao campo gravitacional da Terra. Além disso, a ferramenta 120 pode incluir magnetômetros configurados para a determinação da orientação relativa da seqüência de testes de poço 100 com relação ao campo magnético da Terra.

Para manter a pressão do poço durante a operação de injeção em um nível desejado, o sistema para região de poço exemplificante da FIG. 1 pode ser fornecido com uma vedação de superfície ou outro selo de pressão 140. Por exemplo, a vedação de superfície 140 permite manter a pressão do poço acima da pressão da formação e, portanto, pode impedir que o fluido da formação escoe para dentro do poço. A vedação de superfície 140 pode ser particularmente útil, quando forem usados fluidos de injeção, que são menos densos que o fluido de perfuração. Opcionalmente, um sensor de pressão do fundo do poço pode ser fornecido na seqüência de ferramentas 100, por exemplo, como parte da ferramenta 120, para monitorar a pressão do fundo do poço, conforme os testes avançam. Os dados coletados pelo sensor de pressão podem ser usados para controlar a pressão do fundo do poço usando a vedação de superfície 140.

Em operação, a seqüência de ferramentas de fundo do

poço 100 é conduzida no poço 102 penetrando na formação F, usando a tubulação flexível 110. Propriedades da formação (tais como saturações de fluidos) são avaliadas, usando ferramentas de avaliação de formação (por ex., a ferramenta de RMN 124, ou a ferramenta de indução triaxial compreendendo as bobinas transmissoras 122 e as bobinas receptoras 126, 128). Os dados coletados pelas ferramentas de avaliação de formação podem ser transmitidos para o sistema de gravação e processamento 108, utilizando o cartucho de telemetria 130 e o cabo elétrico 104. Um intervalo é selecionado para injetar líquidos. Por exemplo, os dados de permeabilidade e de fração de óleo medidos pela ferramenta de RMN 124 podem ser usados para identificar uma zona produtora em potencial da formação F.

Um gel viscoso pode ser bombeado da superfície, usando a bomba 112, para dentro da tubulação flexível 110 e entregue a um intervalo de profundidade do poço 102, através do bocal 132 da ferramenta de limpeza 134. O gel viscoso pode preencher uma porção do poço 102 e deslocar o fluido inicial de poço (geralmente lama de perfuração) para longe do intervalo de injeção, assim isolando um intervalo de poço dos fluidos de poço. Em seguida, o fluido de injeção é bombeado no intervalo de profundidade desejado, usando-se a bomba 112. A injeção de fluido é bombeada com velocidade suficiente para penetrar no bolo de lama e em qualquer camada de permeabilidade danificada imediatamente

atrás do bolo de lama. A pressão do fundo do poço é regulada na válvula de vedação 140, para ser superior à pressão de formação, para que o líquido injetado escoe diferencialmente para dentro da formação F. Embora o mesmo

5 líquido possa ser usado para limpar a parede do poço em uma parte do intervalo isolado e para executar uma injeção através de uma parcela substancial do perímetro da parede do poço e para dentro da formação, pode ser desejável executar o acima com dois fluidos distintos. O fluido

10 bombeado pode ser inicialmente um líquido de limpeza, que tem propriedades desejáveis para penetrar no bolo de lama e na zona danificada. Por exemplo, a limpeza pode conter abrasivos ou outros aditivos para esta finalidade. Durante esta etapa, a pressão do poço é preferencialmente mantida

15 abaixo da pressão da formação na profundidade de testes. O fluido de injeção pode, então, ser entregue no fundo do poço. Os fluidos de injeção podem ter propriedades diferentes do que o fluido de limpeza. Por exemplo, os fluidos de injeção podem incluir uma seqüência de fluidos

20 projetados para simular um tratamento de recuperação aprimorada de petróleo (EOR). Em especial, o fluido de injeção pode incluir água, para arrastar hidrocarbonetos para um nível residual de óleo e simular um dilúvio de água, um polímero projetado para tamponar fraturas ou

25 outras características de grande permeabilidade, e forçar os subseqüentes fluidos de injeção para dentro do espaço

não-tamponado da parcela testada da formação, um surfactante ou outro grupo de fluidos EOR destinado a mudar a miscibilidade, ou mobilidade do óleo residual, ou água para dirigir o grupo de surfactantes. Os fluidos injetados
5 podem ser dopados com marcadores para ajudar na detecção por sensores de avaliação de formação conduzidos na seqüência de ferramentas de poço 100. As pessoas versadas na técnica apreciarão que existem muitas combinações de fluidos de injeção, que podem ser consideradas e estão
10 dentro do âmbito da presente divulgação.

Após a injeção, a seqüência de ferramentas 100 pode ser movida para a posição dos sensores de avaliação de formação (por ex., as bobinas 122, 126 e 128, ou a ferramenta de RMN 124) adjacente ou próxima ao intervalo de
15 injeção para determinar a modificação das propriedades de formação e saturações de fluidos, como resultado da injeção de fluidos, como descrito, por exemplo, nas FIGS. 2, 3A e 3B. Pode ser desejável repetir as medições de avaliação de formação, após cada etapa de injeção para determinar a
20 eficácia e varredura de injeção, ou o local de cada fluido de injeção na formação F. Depois de todas as injeções terem sido realizadas e as medições feitas, a ferramenta pode ser movida para outra profundidade de teste ou retornada à superfície da Terra. Antes que as ferramentas sejam
25 recuperadas, pode ser vantajoso circular fluidos do poço, a fim de restaurar o estado original da pressão do poço.

Embora a FIG. 1 descreva uma seqüência de ferramentas 100 com uma combinação da ferramenta injetora de fluido 134 e das ferramentas ou sensores de avaliação da formação, é possível realizar uma operação semelhante com 5 seqüências múltiplas de ferramentas e/ou manobras múltiplas no mesmo poço. Neste caso, várias viagens no poço teriam que ser realizadas com as ferramentas ou sensores de avaliação da formação, antes e após as injeções. Preferencialmente, a pressão do poço deve ser controlada 10 após o bombeio de cada fluido no poço e antes de posicionar as ferramentas ou sensores de avaliação de formação.

A FIG. 2 mostra um diagrama de fluxo de um método de exemplo 200 que pode ser utilizado para avaliar uma profundidade de invasão de uma formação subterrânea por um 15 fluido injetado. O método 200 pode ser implementado com ferramentas de fundo do poço, incluindo, mas não limitado a, ferramentas de fundo do poço aqui descritas.

No bloco 210, o fluxo de fluidos do poço em um intervalo do poço é controlado. O intervalo inclui a parte 20 da parede do poço, que será injetada. As operações do bloco 210 podem ser úteis para evitar a invasão indesejada da porção testada da formação por fluidos do poço. Estes fluidos do poço podem carregar partículas, que podem entupir a formação, quando o fluido de poço escoar para 25 dentro da formação, o que pode conduzir a uma maior incerteza nas medições realizadas sobre a formação.

Por exemplo, o fluxo de fluido do poço é controlado por isolar um intervalo do poço do fluido do poço. Neste caso, o bloco 210 pode ser implementado por inflagem de obturadores duplos (como ilustrado nas Figs. 6 e 8), ou por
5 disposição de um gel viscoso no poço perto do intervalo (conforme descrito em relação à FIG. 1). Em outro exemplo, o fluxo de fluido do poço pode ser minimizado através de uma válvula de superfície (por ex., a válvula de vedação 140 da FIG. 1) e pela redução da pressão do poço de
10 petróleo a um nível semelhante ou inferior ao da pressão de formação naquela profundidade.

No bloco 215, pelo menos uma porção do intervalo é limpa. Mais particularmente, um bolo de lama, bem como uma zona danificada no poço próximo, podem ser removidos para o
15 estabelecimento de uma comunicação fluida entre o poço e a formação. As operações do bloco 215 podem ser úteis para facilitar a injeção de fluido através de uma parcela substancial do perímetro da parede do poço. Além disso, as operações no bloco 215 podem garantir que o padrão de
20 injeção (por ex., a distribuição de vazão em torno do poço) seja representativo da formação (por ex., a heterogeneidade da formação, a anisotropia da formação), e não é, ou é pouco, afetado pelo bolo de lama ou o dano do poço próximo. Ao fazer isso, uma caracterização mais precisa da formação
25 pode ser alcançada. As pessoas versadas na técnica irão apreciar que as operações do bloco 215 podem ser

inversamente úteis para facilitar a coleta de amostras do fluido da formação, por exemplo, reduzindo a queda de pressão através da parede da formação, quando fluido é amostrado. Isso pode ser útil para fluidos de amostragem de fase única, e em particular para amostra de gás condensado retrógrado ou outros fluidos de formação críticos.

Por exemplo, a parede do poço pode ser limpa com um jato de alta velocidade (como previsto na ferramenta de limpeza da parede do poço 134 da FIG. 1), ou mecanicamente, raspando o bolo de lama e/ou a zona danificada da formação (como ilustrado nas Figs. 4 e 6). Opcionalmente, uma bomba, como uma bomba de fundo do poço, pode ser usada para retirar os detritos gerados durante a limpeza do poço para fora da região testada. Outros exemplos de dispositivos, que podem ser utilizados para a limpeza de uma parede do poço, podem ser encontrados na Pub. do Pedido de Patente U.S. norte americana N° 2007/0261855, aqui incorporados por referência.

No bloco 220, um líquido é injetado na formação através de uma parcela substancial do perímetro da parede do poço. As operações no bloco 220 podem ser adaptadas, para assegurar que um volume relativamente grande e representativo da formação (por ex., 1 metro dentro da formação) em torno do poço seja investigado. Um grande volume investigado pode ser útil para determinar as características de um reservatório subterrâneo. Em

contraste com sistemas de sonda extensíveis, o aparelho da presente divulgação pode permitir testar formações altamente heterogêneas, tais como aquelas formações tendo uma rede de fraturas, como às vezes é encontrado em 5 reservatórios de carbonato.

Por exemplo, o líquido injetado pode ser forçado para dentro da formação através de uma bomba de superfície (ver, por exemplo, a FIG. 1), uma bomba de fundo do poço (ver, por exemplo, a FIG. 6), ou a pressão hidrostática do 10 poço (ver, por exemplo, a FIG. 4). Dispositivos de controle de fluxo podem ser usados para monitorar a pressão durante a injeção, e para assegurar que a formação não seja fraturada, entretanto dispositivos de controle de fluxo também podem ser usados para garantir que uma fratura seja 15 gerada pela injeção. O volume e a vazão do fluido injetado são, de preferência, medidos para análise subsequente.

No bloco 225, uma onda eletromagnética é emitida para dentro da formação. Preferencialmente, a onda eletromagnética tem um índice de frequência adaptado para 20 penetrar na formação para além da frente de invasão criada pela invasão do líquido injetado. Opcionalmente, a onda eletromagnética pode ser gerada de forma não uniforme em torno do poço. Essas ondas eletromagnéticas podem ser úteis para medir o valor de resistividade da formação indicativa 25 de uma profundidade de invasão da formação pelo fluido injetado em uma determinada direção azimutal em torno do

poço. Assim, a anisotropia de permeabilidade da formação no plano transversal do poço pode ser determinada. Esta informação pode ser útil, por exemplo, para projetar um poço de injeção para uma formação subterrânea. Em 5 particular, esta informação pode ser útil para prever o avanço do fluido injetado em um poço de produção.

Por exemplo, a onda eletromagnética pode ser gerada por uma bobina transmissora disposta em um corpo de ferramenta de fundo do poço e impulsionada por uma corrente 10 alternada. O eixo da bobina transmissora pode ser inclinado em relação ao eixo longitudinal (*por ex.*, o eixo 180 da FIG. 1) do corpo da ferramenta do fundo do poço, no entanto, o eixo da bobina transmissora pode ser alinhado com o eixo longitudinal da ferramenta de fundo do poço, e 15 um eixo da bobina receptora pode ser inclinado para alcançar resultados semelhantes.

No bloco 230, é executada uma medição de um valor de resistividade da formação relativamente mais sensível a uma determinada direção, ou a uma seção específica, da 20 formação. O valor de resistividade pode ser indicativo da eficiência da injeção na direção particular. Em contraste com as medições da arte prévia, que são essencialmente sensíveis à resistividade média da formação ao redor do poço, o valor de resistividade medido na etapa 230 pode ser 25 utilizado para quantificar a anisotropia da formação ao longo dos planos transversais do poço.

Por exemplo, a medição da resistividade pode ser realizada através da medição de uma tensão induzida ou uma corrente com uma bobina receptora disposta sobre o corpo da ferramenta de poço e espaçada desse. O eixo da bobina receptora pode ser, ou não, inclinado em relação ao eixo longitudinal da ferramenta de fundo do poço, como discutido acima. A direção do fundo do poço pode ser monitorada, usando a ferramenta de inclinometria para uso geral 120.

No bloco 235, uma distribuição de saturação do fluido injetado no mesmo sentido pode ser computada. Neste caso, é assumido que o fluido injetado e o fluido conato da formação tenham um contraste de resistividade. Isto pode ser alcançado através da injeção de água salina na formação de óleo ou gás, ou nas formações de óleo em água. Uma profundidade de invasão pelo líquido injetado no mesmo sentido também pode ser determinada a partir da distribuição de saturação, por exemplo, com base em um valor de corte dos níveis de saturação do líquido injetado, determinado anteriormente.

Por exemplo, a profundidade de invasão pode ser determinada por inversão de um modelo da formação com uma frente de invasão a uma distância particular do poço, e separação de uma zona de alta resistividade e de uma zona de baixa resistividade. O modelo pode ser invertido a partir dos valores de resistividade obtidos com sensores com diferentes profundidades de investigações dentro da

formação (por ex., o par de bobina transmissora 122 e de bobina receptora 126, e o par de bobina transmissora 122 e de bobina receptora 128, todos ilustrados na FIG. 1).

As operações das etapas 225, 230 e 235 podem ser repetidas para direções diferentes ao redor do poço, e no bloco 240 as direções de anisotropia de permeabilidade são determinadas. As direções de anisotropia de permeabilidade podem ser indicadas por máximos e mínimos dos valores medidos no bloco 230 da curva de resistividade da formação, obtidos para as direções diferentes ao redor do poço, como descrito por exemplo nas FIGS. 3A e 3B. Alternativamente, as direções de anisotropia de permeabilidade podem ser indicadas por máximos e mínimos dos valores calculados no bloco 235 de uma curva de profundidade de invasão da injeção, obtidos para as diferentes direções ao redor do poço.

Em alguns exemplos, a ferramenta de fundo do poço pode ser girada para alinhar a direção de inclinação de um dentre um eixo da bobina receptora e de um eixo da bobina transmissora em outra direção. Em outros exemplos, a ferramenta de poço é fornecida com bobinas com diferentes direções de inclinação (por ex., as bobinas triaxiais 122, 126 e 128 na FIG. 1). Nestes casos, as bobinas transmissoras podem ser sequencialmente acionadas e a resposta nas bobinas receptoras correspondentes pode ser controlada.

No bloco 235, relações de permeabilidade podem ser determinadas. Uma relação de permeabilidade transversal pode ser computada a partir da permeabilidade da formação estimada a partir do perfil da frente de injeção determinado no bloco 240. Em alguns casos, o perfil da frente de injeção não pode apresentar valores mínimos e máximos, e assim anisotropia transversal. No entanto, a formação ainda pode apresentar anisotropia vertical. Nestes casos, uma taxa de permeabilidade vertical pode ainda ser determinada a partir das resistividades horizontal e vertical determinadas (por exemplo, usando uma técnica de inversão de modelo frontal) a partir dos valores de resistividade (por ex., um tensor de resistividade) medidos no bloco 230.

As operações das etapas 220, 225, 230, 235, 240 e 245 podem ser repetidas, por exemplo, usando um diferente fluido de injeção (ou seja, um fluido de injeção com propriedades diferentes), ou as mesmas propriedades. As medidas obtidas por duas ou mais iterações podem assim ser comparadas para mais bem determinar a resposta da formação, por exemplo, para tratamentos de EOR.

A FIG. 3A mostra uma vista horizontal de seção transversal do poço 102, que descreve uma zona de injeção anisotrópica tendo uma frente de injeção não circular e um arranjo de bobinas 128a e 128b, configurado para medir um valor de resistividade da formação subterrânea F, o

valor de resistividade sendo indicativo de uma profundidade de invasão da formação subterrânea em direções relacionadas com a configuração da bobina. Neste exemplo, a formação F tem uma rede de micro-fraturas 160, mostradas alinhadas ao longo de uma direção geral nordeste, sudoeste. Esta rede de micro-fraturas pode ser responsável pela anisotropia de permeabilidade da formação F. A anisotropia de permeabilidade pode ser detectada por meio do aparelho e os métodos da presente divulgação ao injetar um fluido através de uma parcela substancial do perímetro da parede do poço 101, e medir os valores de resistividade da formação usando bobinas transmissoras (por ex., a bobina transmissora triaxial 122 da FIG. 1) e as bobinas receptoras, como as bobinas receptoras triaxiais 128a, 128b e 128c dispostas no corpo da sequência de ferramentas de poço 100.

No exemplo apresentado, as bobinas receptoras 128a são perpendiculares ao eixo longitudinal do corpo da sequência de ferramentas de poço 100. O eixo das bobinas receptoras 128a está alinhado com a direção 148a. Como uma onda eletromagnética é emitida por uma bobina correspondente do transmissor 122 (Fig. 1), a corrente ou tensão induzida nas bobinas 128a é sensível às linhas de corrente na formação que flui em um plano perpendicular à direção 148a. Da mesma forma, as bobinas receptoras 128b são perpendiculares ao eixo longitudinal do corpo da sequência de ferramentas de poço 100. O eixo das bobinas

receptoras 128b está alinhado com a direção 148b. A corrente ou tensão induzida nas bobinas 128b é sensível às linhas de corrente na formação que flui em um plano perpendicular à direção 148b. Assim, a corrente ou tensão induzida em cada bobina 128a e 128b é sensível à resistividade da formação investigada em um plano particular. Em caso da resistividade da formação ser alterada pela presença de um fluido injetado, a corrente ou tensão induzida em cada bobina 128a e 128b, é conseqüentemente sensível à profundidade de invasão pelo fluido injetado. Portanto, uma profundidade não uniforme (como demonstrado, por exemplo, na FIG. 3A pela frente de invasão 150) pode ser detectada para uma pluralidade de medidas de resistividade correspondentes a diferentes direções de inclinação das bobinas receptoras 128a e 128b.

Como mencionado anteriormente, uma pluralidade de resistividades pode ser medida com uma pluralidade de bobinas inclinadas, como 128a e 128b. Em alternativa ou adicionalmente, a seqüência de ferramentas de poço 100 pode ser rodada no poço 102, como indicado pela flecha, e até que certa bobina inclinada (*por ex.*, a bobina inclinada 128a) seja orientada em uma direção diferente, e a medição da resistividade seja repetida. Cada vez que uma medição da resistividade é realizada, a própria orientação da bobina transmissora e/ou receptora pode ser medida, usando a ferramenta de inclinometria para uso geral 120. Além disso,

vários espaçamentos entre transmissor e receptor podem ser usados para investigar a resistividade da formação em uma pluralidade de distâncias radiais afastadas da parede do poço. A pluralidade de medições e sua direção associada
5 podem ser invertidas, como conhecido na arte, para determinar um formato da frente de invasão 150.

A FIG. 3B é um exemplo gráfico 250 de uma curva de condutividade medida 255, que é em função de uma orientação da bobina, que pode ser usada para determinar as direções
10 preferenciais do fluxo de um fluido injetado. No exemplo apresentado, assume-se que o fluido injetado tenha uma maior condutividade do que o fluido conato da formação. Neste caso, a profundidade de invasão invertida, calculada pela inversão, irá apresentar um perfil semelhante ao da
15 curva de condutividade.

Se a formação tiver anisotropia transversal, a curva de condutividade apresenta níveis máximos associados a algumas orientações específicas 260a e 260b, bem como os mínimos associados a outras orientações específicas 261a e
20 261b. As orientações associadas aos mínimos e máximos da curva 255 são indicativas das direções de anisotropia da formação F.

A FIG. 4 ilustra um sistema local de poço, em que um ou mais aspectos da presente divulgação podem ser
25 empregados. O local do poço pode ser em terra ou no mar. Neste sistema exemplar, um poço 11 é formado em formações

subterrâneas por perfuração rotativa, de uma maneira que é bem conhecida. Modalidades da presente divulgação podem também utilizar a perfuração direcional, como será descrito a seguir.

5 Uma coluna de perfuração 12 é suspensa no interior do poço 11 e possui um conjunto para fundo de poço 50, que inclui uma broca de perfuração 55 na sua extremidade inferior. O sistema de superfície inclui conjunto da plataforma e torre 10 posicionado sobre o poço 11, o
10 conjunto 10 incluindo uma mesa rotativa 16, kelly 17, gancho 18 e cabeça injetora 19. A coluna de 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
15 pelo gancho 18, fixada a uma catarina (também não mostrada), através do kelly 17 e de uma cabeça injetora 19, que permite a rotação da coluna de perfuração em relação ao gancho. Como é sabido, um sistema de acionamento de topo poderia ser usado alternativamente.

20 No exemplo desta modalidade, o sistema de superfície ainda inclui o fluido ou lama de perfuração 26 armazenado em um tanque 27 formado no local do poço. Uma bomba 29 alimenta o fluido de perfuração 26 para o interior da coluna de perfuração 12 através de um orifício na cabeça
25 injetora 19, fazendo com que o fluido de perfuração escoe para baixo através da coluna de perfuração 12, como

indicado pela seta direcional 8. O fluido de perfuração sai da coluna de perfuração 12 através de orifícios na broca de perfuração 55, e em seguida, circula para cima através da região entre o anel exterior da coluna de perfuração e a
5 parede do poço, como indicado pelas setas direcionais 9. Desta forma bem conhecida, o fluido de perfuração lubrifica a broca de perfuração 55 e traz recortes de formação até a superfície, quando retornado ao tanque 27 para recirculação.

10 O conjunto de fundo de poço 50 da modalidade ilustrada compreende um módulo de perfilagem durante a perfuração (LWD) 52, um módulo de medição durante a perfuração (MWD) 54, um sistema rotativo dirigível, o motor 58, e a broca de perfuração 55.

15 O módulo LWD 52 situa-se num tipo especial de colar de perfuração, como é conhecido na arte, e pode conter um dentre uma pluralidade de tipos conhecidos de ferramentas de perfilagem. Também deverá ficar claro que mais de um LWD e/ou módulo MWD podem ser empregados, por exemplo, como
20 representado em 52a. (Referências, por toda parte, a um módulo na posição 52 podem, em alternativa, significar também um módulo na posição 52a.) O módulo LWD inclui capacidades de medição, processamento e armazenamento de informações, bem como para a comunicação com os
25 equipamentos de superfície. Na presente modalidade, o módulo LWD inclui um dispositivo de medição de

resistividade direcional.

O módulo de MWD 54 também está abrigado em um tipo especial de colar de perfuração, como é conhecido na arte, e pode conter um ou mais dispositivos para medir as

5 características da coluna de perfuração e da broca de perfuração. A ferramenta MWD inclui ainda um aparelho (não mostrado) para gerar energia elétrica para o sistema de poços. Isto pode tipicamente incluir um gerador a turbina de lama alimentado pelo fluxo do fluido de perfuração.

10 Outras fontes de energia, incluindo sistemas de bateria, podem, adicionalmente ou alternativamente, ser empregadas. Na presente modalidade, o módulo MWD 54 inclui um ou mais dos seguintes tipos de dispositivos de medição: um dispositivo de medição de peso sobre broca, um dispositivo

15 de medição de torque, um dispositivo de medição de vibração, um dispositivo de medição de choque, um dispositivo de medição de deslizamento com vara, um dispositivo de medição de direção, um dispositivo de medição de inclinação, e um dispositivo de medição de

20 pressão anular.

A FIG. 5 representa uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração de leitura profunda direcional, fazendo parte da(s) ferramenta(s) LWD 52 da FIG. 4. A ferramenta de fundo de poço da FIG. 5 fornece bobinas

25 inclinadas e transversais para obter medições direcionais sensíveis, sinais das ferramentas tendo bobinas

cilindricamente simétricas, axialmente alinhadas, não sendo direcionalmente sensíveis. A matriz de sensores inclui seis antenas transmissoras e quatro antenas de recepção. Cinco antenas transmissoras (T1 a T5) estão dispostas axialmente ao longo do comprimento da ferramenta de poços. Uma sexta antena transmissora (T6) é orientada na transversal (isto é, inclinada a 90 graus) com relação ao eixo longitudinal AX da ferramenta de poço. Uma antena do receptor é posicionada em cada extremidade da ferramenta de poço. Este par de antenas de recepção (R3 e R4) e enquadra os transmissores, e cada um destes receptores é inclinado 45 graus com relação ao eixo longitudinal AX da ferramenta de poço. Um par adicional de antenas de recepção (R1 e R2), localizado no centro da matriz transmissora, é disposto axialmente e pode obter medições de resistividade de propagação do tipo convencional. O arranjo descrito produz uma sensibilidade preferencial a condutividade de um lado da ferramenta de poços. Como a ferramenta gira no fundo do poço, seus sensores podem detectar zonas condutoras nas proximidades e registrar a direção da condutividade máxima que pode ser medida. Magnetômetros e acelerômetros podem fornecer dados de orientação direcional de referência para a ferramenta de poços. Além de sua capacidade de direção, a ferramenta fornece medições relativamente mais profundas do que a maioria das ferramentas convencionais de resistividade LWD. Sua telemetria da coluna de perfuração

bidirecional substancialmente em tempo real, em conjunto com os recursos da ferramenta de medição de resistividade direcional, conforme descrito, melhora o desempenho do geodirecionamento, aumentando a quantidade de dados na superfície e a velocidade e precisão do controle de perfuração direcional.

Voltando à FIG. 4, como a broca de perfuração 55 penetra na formação F, a lama pode ser filtrada através do poço 11 e ser injetada na formação F, já que a pressão do poço está geralmente acima da pressão da formação, gerando uma zona invadida 57. Além disso, o bolo de lama recém-formado pode ser raspado mecanicamente por um alargador 53, disposto perto da ferramenta LWD 52. Em alguns casos, a zona invadida 57 pode apresentar uma seção transversal com uma frente de invasão semelhante à frente de invasão 150 da FIG. 3A. A antena do transmissor T6, ou, alternativamente, as antenas transmissoras T1 a T5 podem ser usadas para emitir uma onda eletromagnética para a formação subterrânea. Além disso, a medição obtida pelas antenas receptoras R3 e R4 ou, em alternativa, pelas antenas R1 e R2 pode ser usada para medir os valores de resistividade da formação, que são indicativos de uma profundidade de invasão da formação subterrânea pela lama injetada. Em particular, os valores medidos de resistividade da formação são, de preferência, seletivamente sensíveis em um sentido relacionado ao sentido de inclinação de pelo menos um dos

eixos da antena do transmissor T6, e do eixo das antenas receptoras R3 ou R4. À medida que a perfuração avança, o BHA 50 gira, permitindo a aquisição de uma pluralidade de medidas de resistividade associadas às direções do eixo de giro das antenas transmissoras ou receptoras inclinadas. Estes valores de resistividade podem ser tratados como mostrado na FIG. 3B, para indicar as direções de anisotropia de permeabilidade, e/ou uma relação de anisotropia de permeabilidade. Ao usar o aparelho da FIG. 4, é importante usar o sistema de lama que produza um filtrado com propriedades de resistividade diferentes das propriedades de resistividade do fluido conato da formação (por ex., uso de lama à base de água numa formação de hidrocarbonetos).

Assim, o aparelho da FIG. 4 fornece uma maneira de gerar um grande volume de fluido de injeção (ou seja, filtrado de lama) através da contínua limpeza da parede do poço usando a broca de perfuração 55 e/ou o alargador 53. Neste caso, a formação F é usada como filtro para separar as partículas de entupimento da lama. A broca 55 e/ou o alargador 53 agem como um limpador para remover o bolo de lama da parede do poço e facilitar uma futura invasão.

A FIG. 6 é uma vista de elevação de mais um exemplo do sistema local de poço tendo um dispositivo de limpeza rotativo de poço 340, que pode ser utilizado para injetar um fluido através de pelo menos uma parte substancial do

perímetro da parede do poço 305, e um conjunto de sensores 350, que podem ser utilizados para avaliar uma profundidade de invasão ou penetração de um fluido injetado em função da direção numa formação subterrânea. O sistema local dispõe

5 de uma ferramenta de poço 300 abaixada num furo de poço 304 através de um cabo elétrico 306, que fornece energia elétrica para a ferramenta de poço 300. Além disso, o cabo elétrico 306 fornece um enlace de comunicação de dados entre a ferramenta para fundo do poço 300 e a unidade de

10 eletrônicos e de processamento 308 localizada na superfície da Terra. O enlace de comunicação de dados pode ser usado para exibir as informações recolhidas pelo conjunto de sensores 350 a um operador de superfície, armazenar dados de avaliação da formação num dispositivo de memória (não

15 mostrado) e/ou emitir um relatório de registros. Além disso, o enlace de comunicação de dados pode ser utilizado para o acionamento de componentes do fundo do poço, tais como bombas (por exemplo, as bombas 320 e/ou 321), e/ou válvulas (por exemplo, válvulas 335a e/ou 335b). Ainda

20 mais, o enlace de comunicação de dados pode ser usado para monitorar o funcionamento da ferramenta do fundo do poço 300, por exemplo, baseado em diversos sensores (por exemplo, analisador de fluido 332) localizado na ferramenta

25 331). Opcionalmente, a ferramenta 300 pode ser transportada em tubo ou tubulação flexível (como nas FIGS. 1 ou 4), e

fluido bombeado para a tubulação a partir da superfície pode ser encaminhado para a linha de fluxo 321 e injetado no intervalo fechado.

Para controlar o fluxo de fluidos do poço em um
5 intervalo do poço, a ferramenta de fundo de poço 300 é fornecida com um obturador superior inflável 310a e um obturador inferior inflável 310b, que podem ser estendidos para encaixe fechado com a parede 305 do furo do poço 304. Os obturadores inferior e superior infláveis 310a e 310b
10 podem ser usados para isolar fluidamente uma parcela substancial do perímetro da parede do poço 305 do resto do fluido de poço presente no poço 304. Assim, conforme os testes da formação F avançam, o fluido do poço poderá ser impedido de fluir para o intervalo fechado e alterar a
15 permeabilidade da formação F nas proximidades do intervalo fechado. Além disso, os obturadores inferior e superior infláveis 310a e 310b podem ser usados para manter uma pressão no intervalo fechado em um nível desejado, que pode estar perto ou abaixo da pressão da formação, durante uma
20 fase em que o intervalo fechado é limpo, ou que possam estar acima da pressão de formação, durante uma fase de injeção do teste.

Para remover lama ou detritos do intervalo do obturador e/ou controlar a pressão no intervalo do
25 obturador, a ferramenta de fundo de poço 300 pode ser fornecida com uma linha de fluxo 330, conectada fluidamente

ao intervalo do obturador e a uma bomba 320. Assim, o bolo de lama e a lama em excesso removidos podem ser bombeados para fora do intervalo dentro do poço, para fora do intervalo do obturador.

5 Para fornecer fluidos de injeção e/ou de limpeza para o intervalo do obturador, a ferramenta de fundo de poço 300 pode ser fornecida com uma linha de fluxo 331, fluidamente conectada ao intervalo do obturador e a uma bomba de 321. A linha de fluxo 331 está ainda fluidamente
10 conectada a uma pluralidade de câmaras de amostra 337a e 337b, contendo, por exemplo, fluidos a serem injetados. Cada câmara de amostra 337a e 337b pode ser seletivamente conectada à linha de fluxo 331 usando as válvulas 335a e 335b, respectivamente. Além disso, a linha de fluxo 331
15 pode ser usada para extrair os fluidos da formação F, invertendo a direção do fluxo da bomba 321. As amostras podem, opcionalmente, ser armazenadas em uma da pluralidade de câmaras de amostra 337a, 337b. As câmaras de amostra devem ser concebidas para transportar volumes
20 suficientemente grandes para injetar na formação F, sujeito ao peso operacional e limitações de comprimento. Em alguns casos, a injeção pode ser realizada sem uma bomba, simplesmente usando um pistão que está ligado, de um lado, ao fluido de injeção e, do outro lado, está ligado à
25 pressão hidrostática no poço, que está normalmente acima da pressão da formação. Após a lama e o bolo de lama terem

sido removidos da parede do poço, a câmara de amostra contendo o fluido de injeção (por exemplo, as câmaras de amostra 337a, 337b) é conectada a uma tomada e a pressão hidrostática empurra um pistão da câmara de amostra, fazendo com que o fluido de injeção fique na pressão hidrostática. Neste caso, um dispositivo de regulação de fluxo, tal como uma válvula de estrangulamento ou regulador, pode ser utilizado para regular a vazão e pressão do fluido a ser injetado.

Para medir as propriedades do fluido na linha de fluxo 331, a ferramenta de poço 300 pode ser fornecida com um analisador de fluido 332. O analisador de fluido 332 pode ser configurado para medir uma ou mais propriedades do fluido, que incluem, mas não estão limitadas a, pressão de fluxo, vazão, viscosidade, densidade, resistividade, temperatura, radioatividade e composição química. Os dados coletados pelo analisador de líquido podem ser usados para determinar a pressão da formação, e frações de líquidos, tais como gás, água, gás óleo, óleo-água e diferentes frações de grupos de hidrocarbonetos. Além disso, os dados coletados pelo analisador de líquido podem ser usados junto com saturações de fluidos na formação F medidas, por exemplo, com o conjunto de sensores 350. De fato, usando a equação de Darcy e saturações medidas na formação, é possível determinar as distribuições de permeabilidade efetivas e relativas através de métodos que são conhecidos

na arte. Ainda mais, a resposta do fluido da formação para o fluido injetado, por exemplo, a variação da viscosidade com diluentes adicionados, pode ser necessária para a produção de óleo pesado. Estes testes de avaliação da formação trarão informações necessárias para a determinação da abundância de processos de produção plausíveis do método mais adequado para a formação F. Exemplos de implementações do analisador de fluido 332 incluem um ou mais de um sensor de densidade - viscosidade baseado na análise de ressonância de um membro de vibração, um sensor de resistividade, um espectrômetro óptico de fluido, e espectrômetro de RMN de líquidos, etc..

Para limpar a parede do poço no intervalo do obturador, a ferramenta de fundo do poço é fornecida com o dispositivo rotativo de limpeza 340. O dispositivo rotativo de limpeza 340 estabelece uma comunicação fluida entre o poço e a formação F antes da injeção, usando um jato em alta velocidade e/ou mecanicamente raspando o bolo de lama e/ou a zona danificada da formação, como na forma descrita nas FIGS. 7A e 7B. O fluido de limpeza (por exemplo, o fluido transportado na câmara de amostra 337a) é bombeado através do dispositivo rotativo de limpeza 340 e arrasta os detritos do bolo de lama para fora do intervalo do obturador através da linha de fluxo 330 e da bomba 320.

Para realizar medições na porção da formação F em comunicação com o intervalo do obturador antes, durante ou

após a injeção, a ferramenta de fundo do poço é fornecida com o conjunto de sensores 350. Em particular, o conjunto de sensores é configurado para medir os valores de resistividade da formação indicativos da invasão do fluido injetado em direções particulares ao redor do poço, como descrito na FIG. 8.

Na operação, uma zona da formação F, para a qual o teste é de interesse, pode ser identificada, por exemplo, pelo uso de registros de poço aberto. A ferramenta de poço 300 pode ser localizada no poço 304, para que os obturadores 310a e 310b se sobreponham à porção identificada da formação F. Em seguida, os obturadores podem ser inflados, isolando a zona de interesse da formação F. Se desejado, o conjunto de sensores 350 pode ser usado para realizar medições adicionais sobre a formação F.

Uma parte da parede do poço 305 pode ser, então, limpa com o dispositivo rotativo de limpeza 340, e a bomba 320. A limpeza da parede do poço 305 pode auxiliar na remoção da lama do anel entre a ferramenta de fundo de poço 300 e a parede de poço 305, remoção do bolo de lama da parede do poço 305, remoção de uma zona danificada na região perto do poço, com uma permeabilidade alterada, ou removendo o filtrado de lama da formação na zona de teste. Após uma seção da parede do poço ter sido limpa, a bomba 320 pode ser interrompida e o fluido de injeção (por

exemplo, o líquido transportado na câmara de amostra 337b) pode ser bombeado para o intervalo com a bomba 321 e forçado para dentro da formação por pressão diferencial, como indicado pelas setas.

5 Durante ou após a limpeza, injeção e/ou amostragem, as medições podem ser realizadas pelo analisador de líquidos 332 e o conjunto de sensores 350 para determinar a resposta da formação à variação das propriedades de fluido, da química dos fluidos amostrados
10 ou injetados, e dos níveis de saturação dos fluidos injetados ou conatos na formação. Esta informação pode ser usada para determinar pontos finais de permeabilidade relativa (saturação de óleo residual e saturação de água irreduzível). Além disso, as curvas de permeabilidade
15 relativa podem ser calculadas por medição dinâmica da vazão de injeção, pressão, propriedades do fluido de injeção e saturações do fluido da formação.

Os fluidos a serem injetados podem ser selecionados com base em vários objetivos. O fluido
20 injetado deve ter preferencialmente a mobilidade suficiente para ser injetado na formação sem obstruir os poros da formação, assim que ele possa ser filtrado na superfície ou no fundo do poço, de modo a não entupir os componentes hidráulicos da ferramenta 300 e/ou os poros da formação F.
25 O fluido também pode fornecer um contraste com o fluido conato da formação ou com o filtrado invadido na formação,

para que o seu nível de saturação ou de distribuição na formação F possa ser medido com o conjunto de sensores 350. Exemplos de fluidos fornecendo um contraste incluem, mas não estão limitados a, fluidos fornecendo um contraste de resistividade. Por exemplo, um fluido condutor pode ser injetado em uma região da formação contendo fluido não-condutor, ou vice-versa. Exemplos de fluidos fornecendo um contraste ainda incluem fluidos fornecendo um contraste de fase. Por exemplo, água pode ser injetada em uma formação contendo hidrocarboneto ou vice-versa.

Os líquidos injetados podem conter aditivos que proporcionem uma assinatura facilmente identificável nas medições realizadas pelo conjunto de sensores 350. Por exemplo, $MnCl_2$ dopado com água tem pouca resposta às medições RMN em contraste com a água límpida.

Outros exemplos de fluidos, que podem vantajosamente ser injetados, incluem fluidos que alteram a mobilidade dos hidrocarbonetos, tais como surfactantes, solventes ou diluentes redutores de viscosidade (dióxido de carbono, líquido aquecido, que reduz a viscosidade do óleo), etc.. Exemplos de fluido de injeção redutor de viscosidade podem ser encontrados na Pub. do Pedido de Patente U.S. norte americana N° 2008/0066904, aqui incorporada por referência. Por exemplo, em reservatórios de óleo pesado, uma pluralidade de diluentes pode ser injetada e seu efeito sobre a mobilidade do óleo do

reservatório pode ser comparado, para selecionar um solvente especial para ser utilizado em um processo de produção VAPEX.

No entanto, outros exemplos de fluidos, que podem vantajosamente ser injetados, incluem fluidos de perfuração. Os fluidos de perfuração não são geralmente bem adaptados à injeção, porque eles têm um alto teor de sólidos e, por concepção, formam um bolo de lama. No entanto, a ferramenta de poço 300 pode ser configurada para filtrar, segregar ou centrifugar fluidos de perfuração no fundo do poço para a produção de um fluido de injeção relativamente limpo, que pode então ser injetado. Por exemplo, filtração pode ser realizada por meio de uma centrífuga de fundo do poço, ou por telas com escovas para remover sólidos. Assim, a coluna de fluidos de perfuração no poço 304 se tornaria uma fonte útil de um grande volume de fluido de injeção.

Quando as operações de teste terminarem, os obturadores 310a e 310b da ferramenta de poço 300 podem ser recolhidos e a ferramenta de poço 300 pode ser transferida para a próxima estação. Em alguns exemplos, amostras de fluido em uma estação podem ser injetadas em outra estação.

As FIGS. 7A e 7B são vistas horizontais de seção transversal de um exemplo de implementação do dispositivo rotativo de limpeza 340 mostrado na FIG. 6. Em particular, o intervalo entre os obturadores 310a e 310b é modificado

para incluir um pistão expansível 382 que se retrai abaixo do diâmetro externo da ferramenta de poço 300 (como mostrado na FIG. 7A) e que se estende através do poço 304 e se encosta na parede do poço 305 (como mostrado na FIG. 5 7B). Embora um único pistão 382 seja retratado nas FIGS. 7A e 7B para maior clareza, dois ou mais pistões podem ser usados, por exemplo, como mostrado na FIG. 6.

A posição (retraída ou estendida) do pistão 382 responde à pressão do fluido de limpeza 370 que é bombeado 10 pela bomba 321 (na FIG. 6) através da linha de fluxo 331. Por exemplo, o pistão 382 pode ser configurado para estar em uma posição retraída, quando a bomba 321 estiver desligada, e estar em uma posição estendida, quando pressão for aplicada pela bomba 321 ao líquido de limpeza 370 na 15 linha de fluxo 331. Além disso, o fluido de limpeza atua sobre uma turbina e o selo rotativo 380, que faz com que o dispositivo de limpeza 340 e, assim, o pistão 382 rodem, limpando assim uma parcela substancial do perímetro da parede do poço 305.

20 O pistão expansível 382 é fornecido com um bico 362 configurado para fornecer um jato de fluido em alta velocidade. Uma extremidade distal do pistão 382 pode ainda ser fornecida com um raspador 360. Quando o líquido de limpeza 370 for bombeado para dentro do dispositivo de 25 limpeza 340, o jato em alta velocidade remove o bolo de lama da parede do poço 305, e o raspador 360 remove

mecanicamente o bolo de lama e a zona danificada da parede do poço 305.

A FIG. 8 é uma vista de elevação de um exemplo de implementação do conjunto de sensores 350 mostrado na FIG. 6. O conjunto de sensores 350 é disposto entre os obturadores infláveis 310a e 310b.

O conjunto de sensores inclui uma matriz de indução triaxial constituída por uma bobina transmissora triaxial 354 e uma pluralidade de bobinas receptoras triaxiais 355a, 355b, 355c e 355d para investigar a formação F com o aumento da distância radial a partir da parede do poço 305. Na bobina transmissora triaxial 354 e nas bobinas receptoras triaxiais 355a, 355b, 355c e 355d, duas das bobinas são inclinadas em relação (e em especial perpendicular) ao eixo longitudinal 390 do corpo da ferramenta 300. Durante o bombeamento de fluido a partir ou para da formação F, são feitas medições de resistividade em diferentes profundidades na formação. As medições de resistividade podem ser usadas juntamente com as pressões de bombeamento, as taxas de bombeamento ou outros dados recolhidos pela ferramenta de poço 300 em algoritmos de inversão que determinam as distribuições de saturação do fluido da formação (distribuições em 3-D), porosidade e anisotropia de permeabilidade da formação. Por exemplo, uma imagem 3-D nas saturações pode ser produzida a partir das medições de resistividade realizadas pela matriz de indução

triaxial. A imagem 3-D de saturação pode ser realizada antes, durante ou após o bombeamento de fluidos para dentro ou para fora da formação, assim, a mudança nas saturações de fluido pode ser monitorada em tempo real na superfície.

5 Sucessivas imagens 3-D de saturação podem ser usadas para determinar anisotropia de permeabilidade, assim como as distribuições de permeabilidade na formação. Informação em tempo real na superfície pode ser utilizada pelo operador de superfície para determinar quando um número suficiente
10 de bombeamento foi realizado para obter um resultado representativo.

Pode ser útil permitir um movimento angular e axial da matriz de indução triaxial mostrada na FIG. 8 para coletar dados correspondentes a várias profundidades ou
15 orientações da matriz. Isto pode ser conseguido, esvaziando os obturadores 310a e 310b para mover a ferramenta 300, ou conforme detalhado abaixo.

O conjunto de sensores 350 também inclui uma sonda articulada expansível 352, que abriga um bloco de medição
20 de RMN, posicionado contra a parede do poço para realizar medições de ressonância magnética do fluido no espaço poroso da formação F. Durante o bombeamento de fluido para dentro ou para fora da formação, várias medições podem ser executadas e analisadas para determinar a porosidade,
25 permeabilidade e saturações de fluidos da formação.

A sonda expansível 352 pode ter a capacidade de

rodar e transladar dentro do intervalo do obturador. Por exemplo, os obturadores podem ser associados a uma luva acoplada deslizantemente ao corpo da ferramenta de fundo do poço 300, por exemplo, como mostrado na Pub. do Pedido de Patente norte americana U.S. N° 2008/0066535, aqui incorporada por referência. A ferramenta de poço 300 pode então ser movida longitudinalmente (ou girada na direção azimutal), e fornecer medições correspondentes a vários locais (ou orientações) axiais da sonda expansível 352 dentro do obturador do intervalo, e sem exigir que os obturadores sejam esvaziados ou retraídos. Opcionalmente, a sonda expansível 352 pode incorporar um cortador ou mecanismo raspador configurado para remover o bolo de lama e cortar a zona danificada da parede do poço. Assim, a sonda expansível pode ser usada para limpar uma porção adequada da parede do poço, para assegurar a correta injeção dentro da formação F, dentro do local de medição.

Alternativamente, a sonda expansível 352 pode conter sensores, que executem uma medição da constante dielétrica (ou da permissividade elétrica complexa) para obter medições de saturação de fluidos e de textura da matriz, um gerador de nêutrons pulsantes e detectores de raios gama para medir a porosidade e medições de saturação de fluido, um dispositivo de medição de resistividade, como um lateroperfil local, micro-lateroperfil, perfil micro-esfericamente focalizado (MSFL), ou perfil micro-

cilindricamente focalizado (MCFL), ou medições de propagação ou indução eletromagnética local para medir resistência da formação em alta resolução, ou medições acústicas para formação de imagens das características acústicas. Estes sensores alternativos podem ser úteis para a formação de imagens de porosidade, estrutura, heterogeneidades, e fraturas na formação em volta do intervalo do obturador, por exemplo, durante escoamento de um fluido de injeção. Além disto, a sonda expansível 352 pode conter uma série de sensores, para produzir uma imagem da parede do poço, no intervalo do obturador.

A FIG. 9 é um diagrama de blocos de um sistema de computação exemplificante 1100 que pode ser usado para implementar os métodos e aparelhos de exemplo descritos neste documento. Por exemplo, o sistema de computação 1100 pode ser usado para determinar uma profundidade de invasão da formação subterrânea por um fluido injetado a partir de medições do sensor de poços.

Além disso, o sistema de computação 1100 pode ser usado para implementar o sistema de registro e processamento 108 da FIG. 1, o sistema de perfilagem e controle 60 da FIG. 4 e/ou o sistema de eletrônicos e processamento 308 da FIG. 6, acima descritos. Alternativamente, as parcelas do sistema de computação 1100 podem ser usadas para implementar componentes do fundo do poço, como eletrônicos 130 da FIG. 1 e o sistema de

processamento das ferramentas 52 ou 52A da FIG. 4, acima descritos. O sistema de computação exemplificante 1100 pode ser, por exemplo, um computador pessoal tipo desktop convencional, um computador notebook, uma estação de trabalho, ou qualquer outro dispositivo de computação. Um processador 1102 pode ser qualquer tipo de unidade de processamento, como um microprocessador da família de microprocessadores Intel® Pentium®, da família de microprocessadores Intel® Itanium®, e/ou da família de processadores Intel XScale®. As memórias 1106, 1108 e 1110, que são acopladas ao processador 1102, podem ser quaisquer dispositivos de memória adequados, e podem ser dimensionadas para atender as demandas de armazenamento do sistema 1100. Em particular, a memória flash 1110 pode ser uma memória não-volátil que é acessada e apagada em bases bloco-por-bloco. Conforme descrito anteriormente, o processador 1102 e as memórias 1106, 1108 e 1110 podem ser adicional ou alternativamente implementadas no fundo do poço, por exemplo, para armazenar, analisar, processar, e/ou comprimir dados de teste e de medição (ou quaisquer outros dados) coletados pelos sensores de ferramenta de fundo de poço.

Um dispositivo de entrada 1112 pode ser implementado usando um teclado, um mouse, uma tela de toque, um multitoque de vidro, ou qualquer outro dispositivo que habilite um usuário a fornecer informações

para o processador 1102.

Um dispositivo de exibição 1114 pode ser, por exemplo, um monitor de display de cristal líquido (LCD), um monitor com tubo de raios catódicos (CRT), ou qualquer
5 outro dispositivo apropriado que atue como uma interface entre o processador 1102 e um usuário. O dispositivo mostrador 1114, como retratado na FIG. 11, inclui qualquer hardware adicional exigido para uma interface de tela para o processador 1102.

10 Um dispositivo de armazenamento em massa 1116 pode ser, por exemplo, um disco rígido convencional ou qualquer outro meio magnético ou óptico que pode ser lido pelo processador 1102.

Uma unidade do dispositivo removível de
15 armazenamento 1118 pode ser, por exemplo, uma unidade óptica, tal como uma unidade de disco compacto gravável (CD-R), uma unidade de disco compacto regravável (CD-RW), uma unidade de disco digital versátil (DVD), ou qualquer outra unidade óptica. Em alternativa, ela pode ser, por
20 exemplo, uma unidade de mídia magnética. Uma mídia de armazenamento removível 1120 é complementar à unidade do dispositivo removível de armazenamento do dispositivo 1118, na medida em que a mídia 1120 é selecionada para operar com a unidade 1118. Por exemplo, se a unidade de dispositivo
25 removível de armazenamento 1118 for uma unidade óptica, a mídia de armazenamento removível 1120 pode ser um disco CD-

R, um disco CD-RW, um disco de DVD, ou qualquer outro disco óptico adequado. Por outro lado, se a unidade de dispositivo removível de armazenamento 1118 for um dispositivo de mídia magnética, a mídia de armazenamento 5 removível 1120 pode ser, por exemplo, um disquete ou quaisquer outras mídias de armazenamento magnético adequadas.

O precedente apresenta características de várias modalidades, para que as pessoas versadas na técnica possam 10 mais bem entender os aspectos da presente divulgação. Essas pessoas versadas na técnica devem compreender que elas podem facilmente usar a presente divulgação como base para a concepção ou alteração de outros processos e estruturas para a realização dos mesmos fins e/ou obter as mesmas 15 vantagens das modalidades introduzidas neste documento. Essas pessoas versadas na técnica devem também perceber, que tais construções equivalentes não se afastam do espírito e escopo da presente divulgação, e que elas podem fazer várias mudanças, substituições e alterações neste 20 documento, sem se afastarem do espírito e escopo da presente divulgação.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO, caracterizado pelo fato de compreender:

5 condução de uma ferramenta alongada tendo um eixo longitudinal em um poço que penetra numa formação subterrânea, a ferramenta alongada tendo uma bobina de transmissor e uma bobina de receptor, pelo menos, uma dentre a bobina transmissora e a bobina receptora tendo um eixo inclinado em relação ao eixo longitudinal da ferramenta;

10 injeção de um fluido através de pelo menos uma parte da parede do poço e em uma parcela da formação subterrânea;

emissão de uma onda eletromagnética dentro da formação subterrânea usando a bobina transmissora e

15 medição de um valor de resistividade da formação subterrânea usando a bobina receptora, o valor de resistividade sendo indicativo de uma profundidade de invasão da formação subterrânea pelo líquido injetado, em um sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos um dos eixos da bobina transmissora e da bobina receptora.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda incluir a determinação de uma distribuição de saturação no sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora com base, pelo menos, no valor de

resistividade medido.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de ainda compreender a determinação da profundidade de invasão da formação subterrânea pelo líquido injetado no sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora, com base na distribuição da saturação.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender a medição de uma pluralidade de valores de resistividade da formação subterrânea, onde pelo menos dois da pluralidade dos valores de resistividade correspondem a pelo menos duas diferentes direções de inclinação de pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender a medição de uma pluralidade de valores de resistividade da formação subterrânea, onde uma pluralidade de bobinas receptoras com diferentes direções de inclinação é conduzida sobre o corpo de ferramenta alongado, e onde pelo menos dois da pluralidade de valores de resistividade são medidos com uma ou mais bobinas receptoras com diferentes direções de inclinação.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender a medição de uma pluralidade de valores de resistividade da formação

subterrânea, onde uma pluralidade de bobinas transmissoras com diferentes direções de inclinação é conduzida sobre o corpo de ferramenta alongado, e onde pelo menos dois da pluralidade de valores de resistividade são medidos com uma
5 ou mais bobinas transmissoras com diferentes direções de inclinação.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender a limpeza de uma parte substancial do perímetro da parede do poço, antes
10 de injetar o líquido para a parte da formação subterrânea.

8. APARELHO, caracterizado pelo fato de compreender:

corpo de ferramenta alongado tendo um eixo longitudinal configurado para o transporte em um poço que
15 penetra numa formação subterrânea, o corpo de ferramenta alongado composto de:

meios para injetar um fluido através de pelo menos uma parte da parede do poço e em uma parcela da formação subterrânea;

20 bobina transmissora configurada para emitir uma onda eletromagnética dentro da formação subterrânea, e

bobina receptora configurada para medir um valor de resistividade da formação subterrânea;

em que pelo menos um dos eixos da bobina
25 receptora e da bobina transmissora é inclinado em relação ao eixo longitudinal do corpo da ferramenta de fundo de

poço, e

processador configurado para determinar uma profundidade de invasão da formação subterrânea pelo fluido injetado em um sentido relacionado a uma direção de inclinação de pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora.

9. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de ainda compreender pelo menos um dentre um magnetômetro e um acelerômetro configurado para determinar uma orientação do corpo da ferramenta no fundo do poço.

10. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de ainda compreender uma pluralidade de bobinas transmissoras estando inclinadas em relação ao eixo longitudinal do corpo da ferramenta de fundo de poço em diferentes direções.

11. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de ainda compreender uma pluralidade de bobinas receptoras estando inclinadas em relação ao eixo longitudinal do corpo da ferramenta de fundo de poço em diferentes direções.

12. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de ainda compreender uma mesa giratória configurada para orientar pelo menos uma das bobinas transmissora e receptora.

13. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8,

caracterizado pelo fato de ainda compreender meios para remover um bolo de lama revestindo o poço.

14. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de ainda compreender um obturador 5 configurado para isolar uma porção do poço adjacente a um orifício de injeção, onde o obturador compreende um produto químico viscoso injetado no poço.

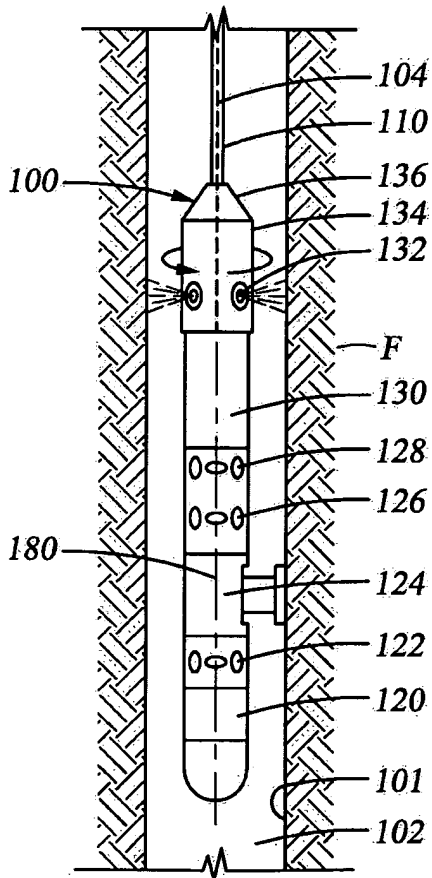
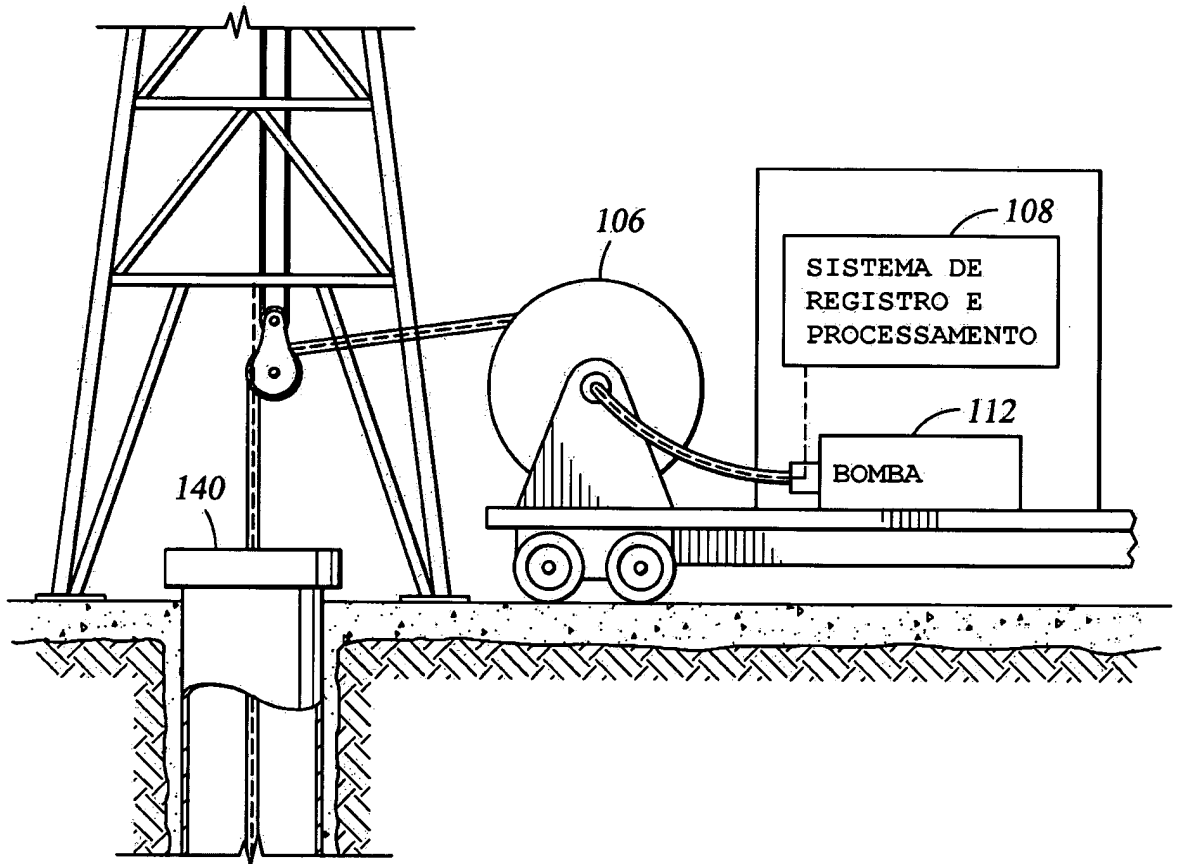
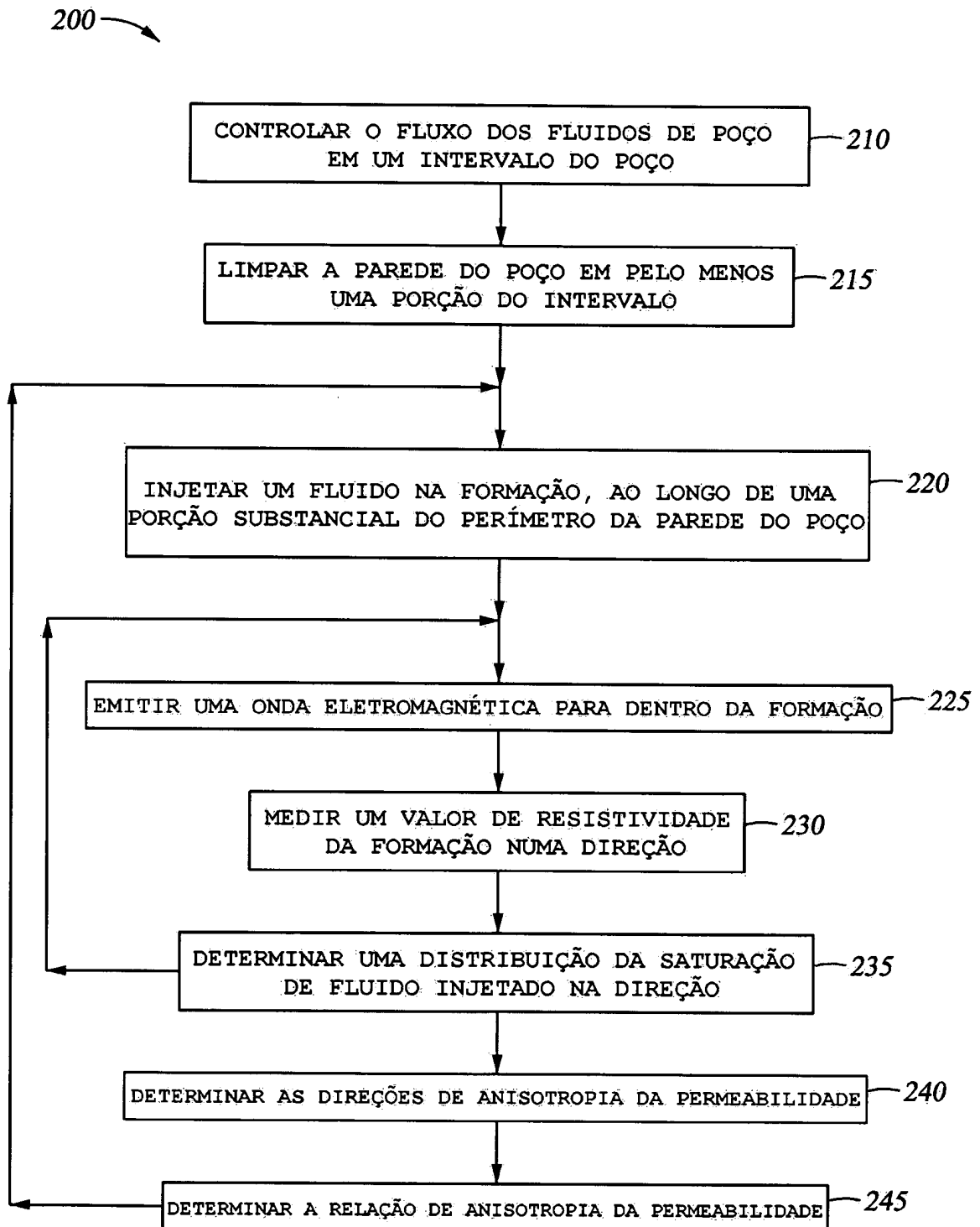


Fig. 1

*Fig. 2*

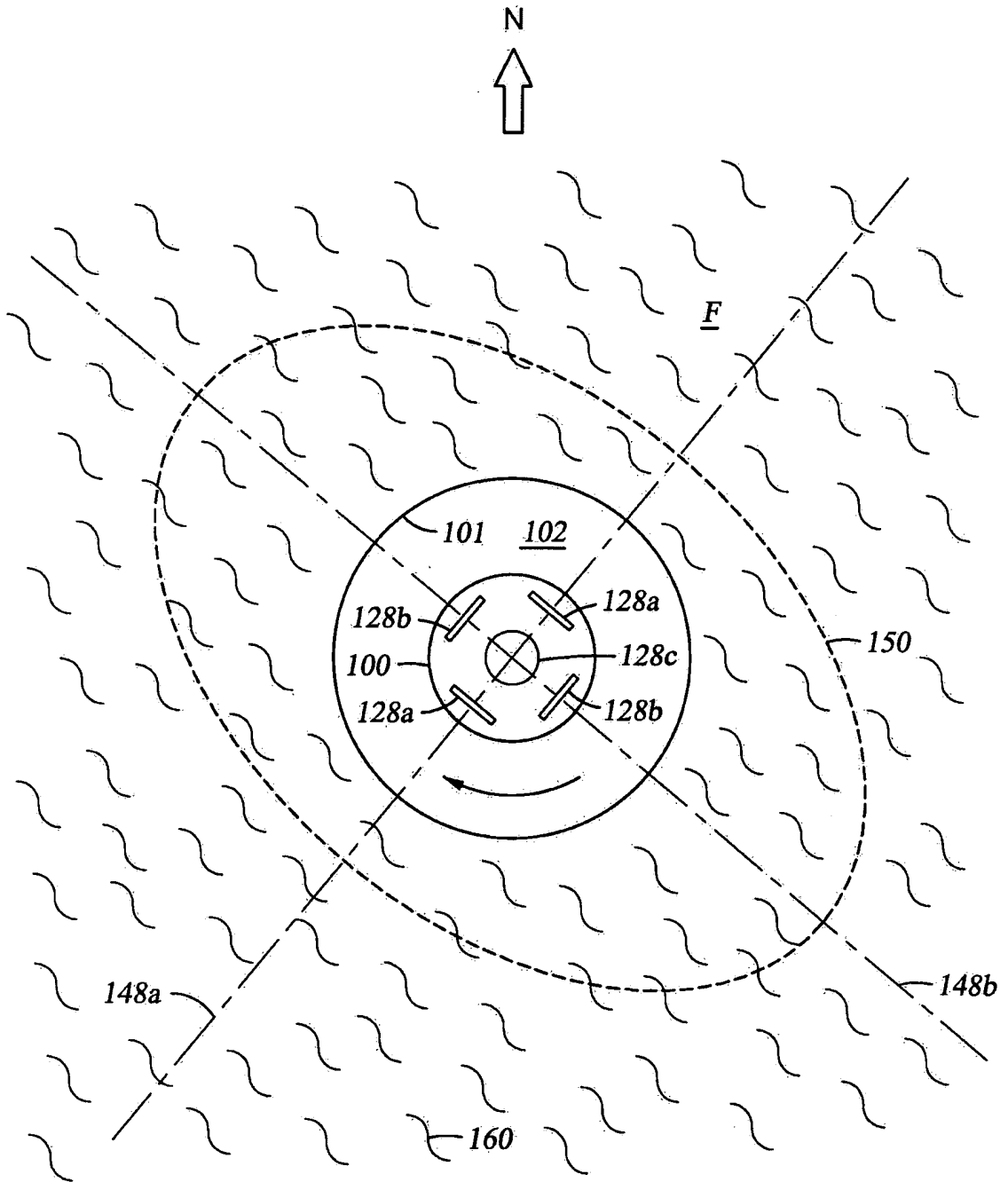


Fig. 3A

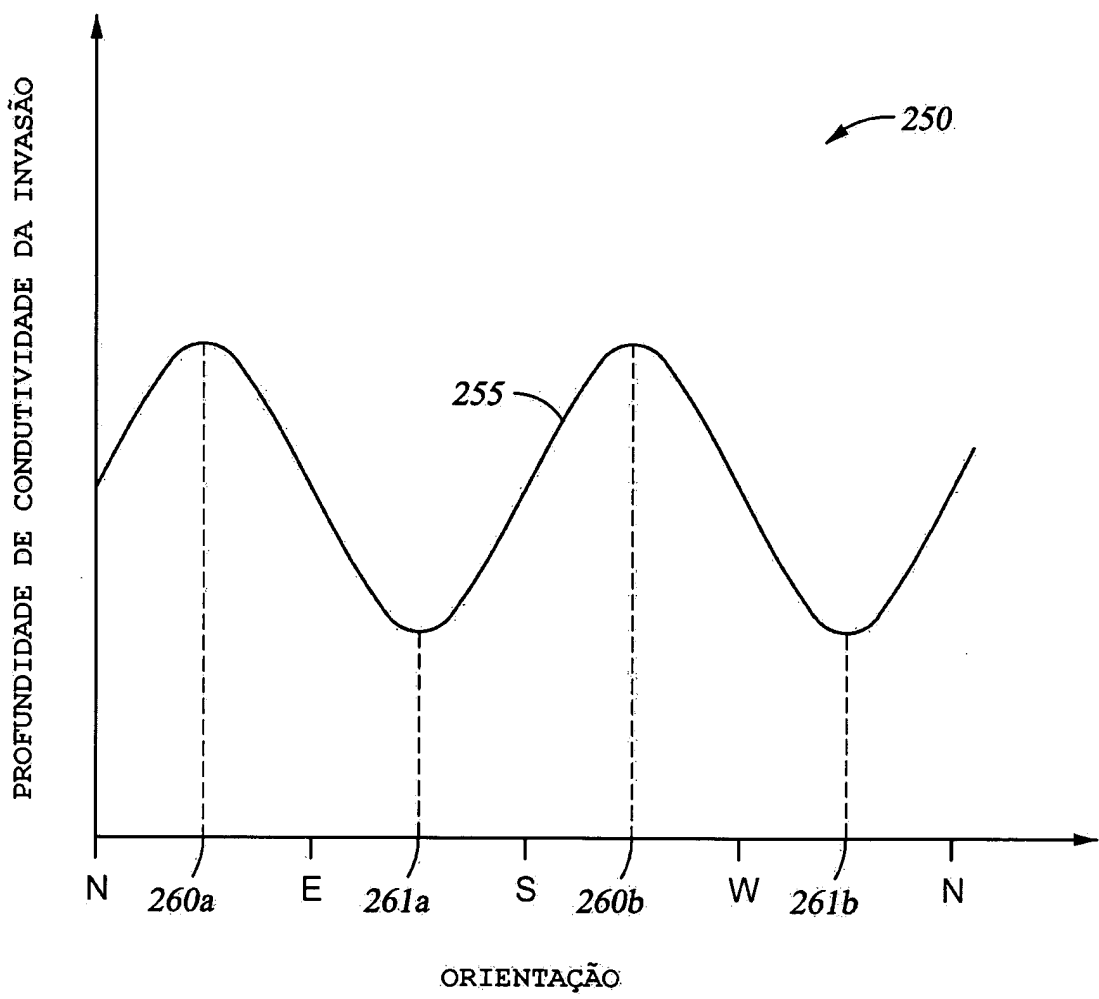


Fig. 3B

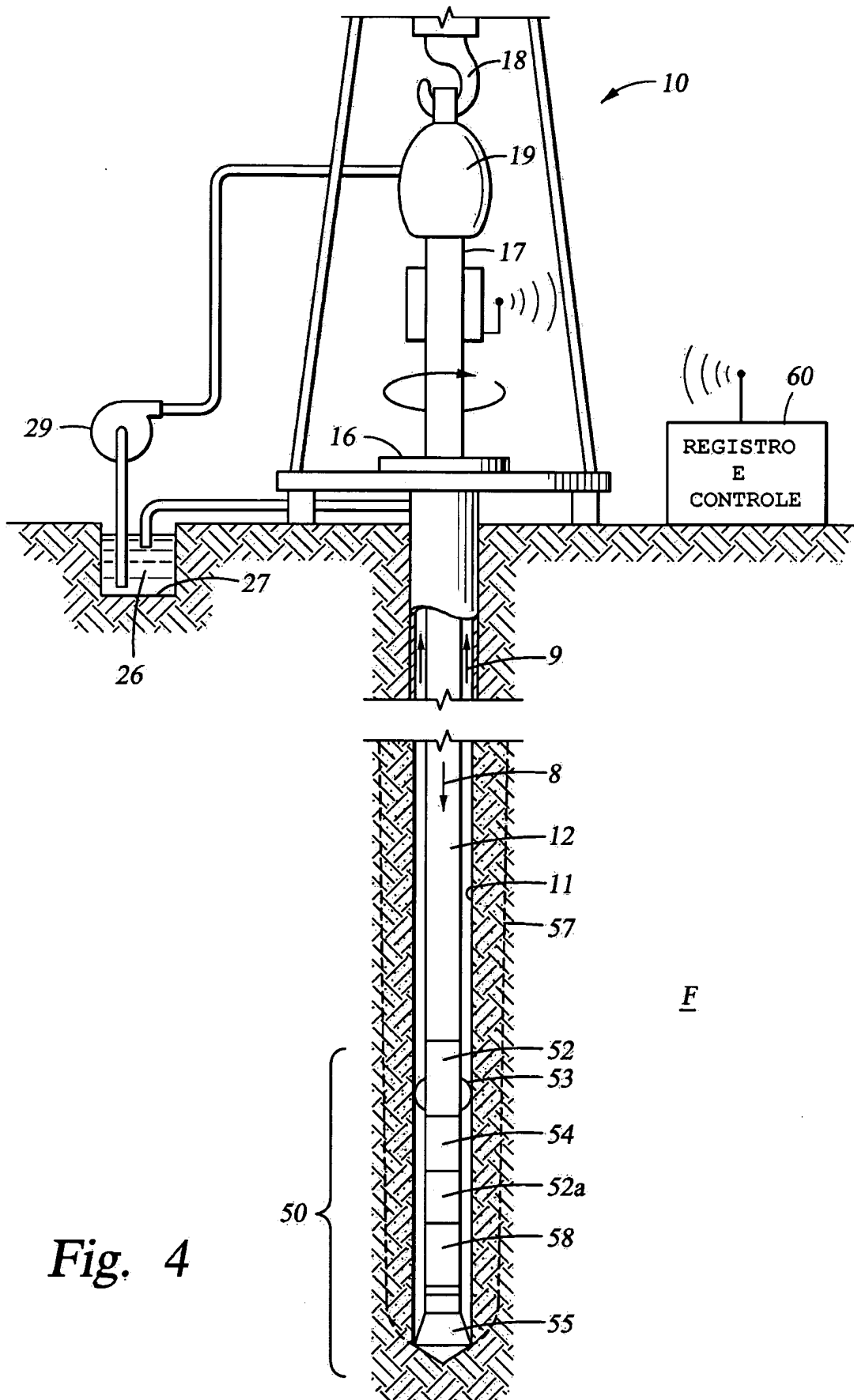


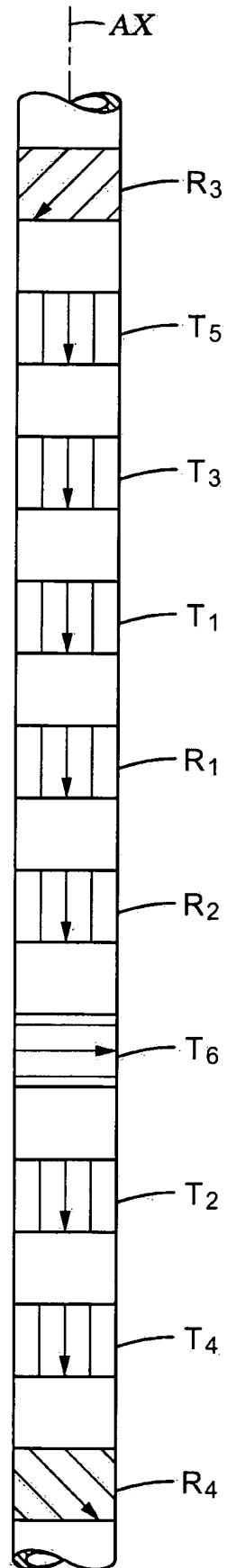
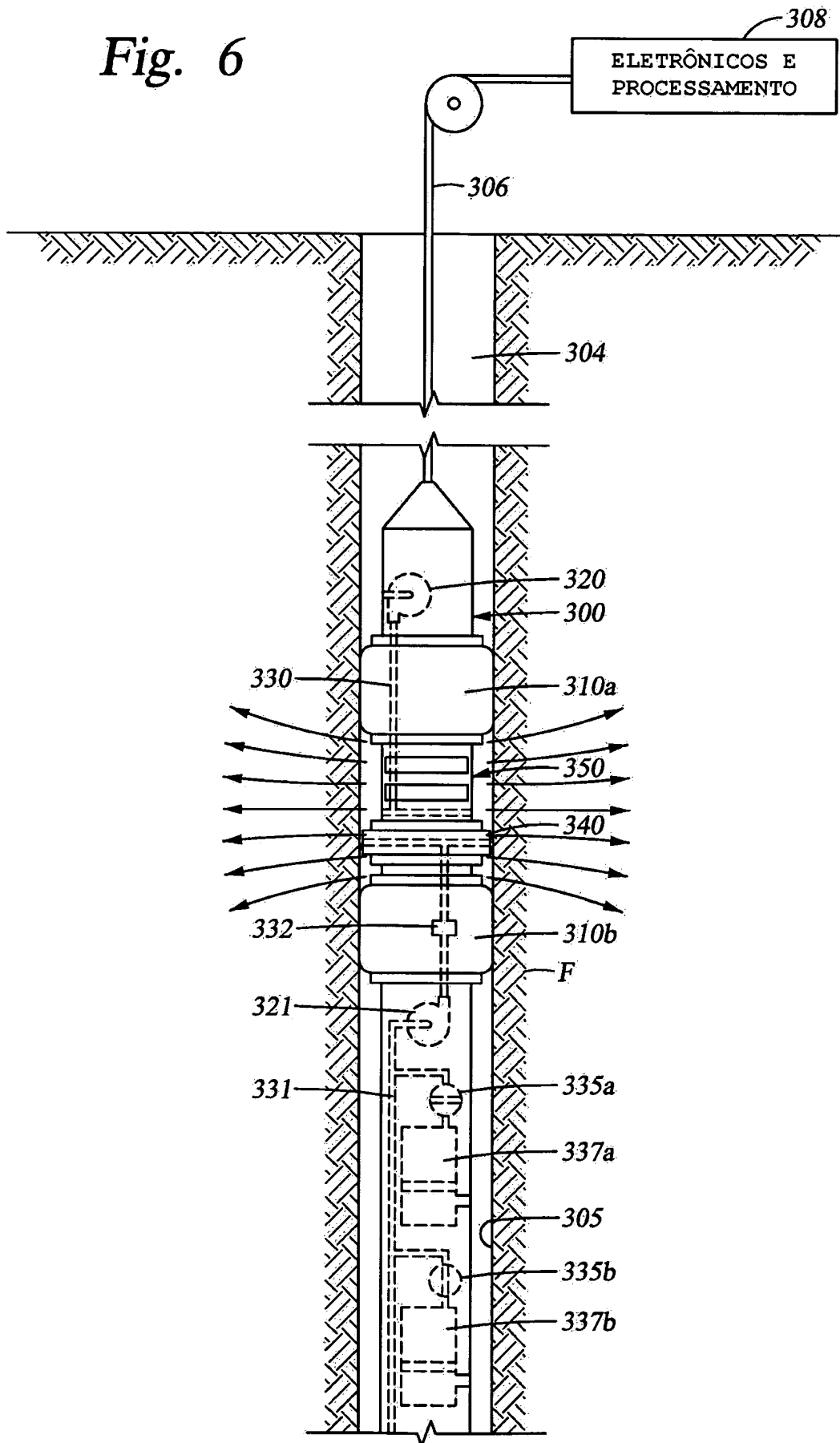
Fig. 5

Fig. 6



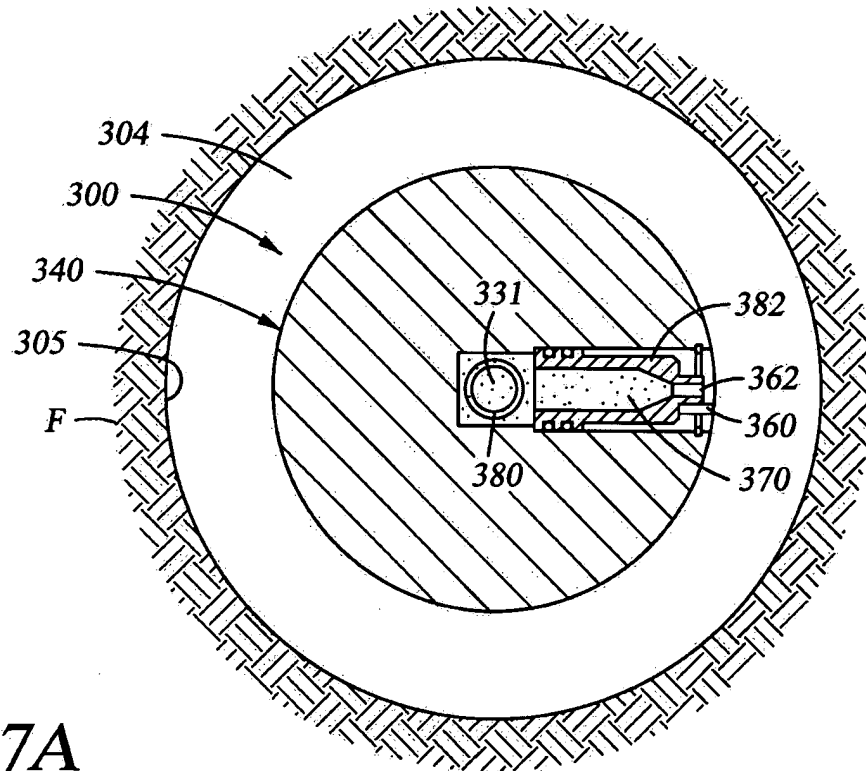


Fig. 7A

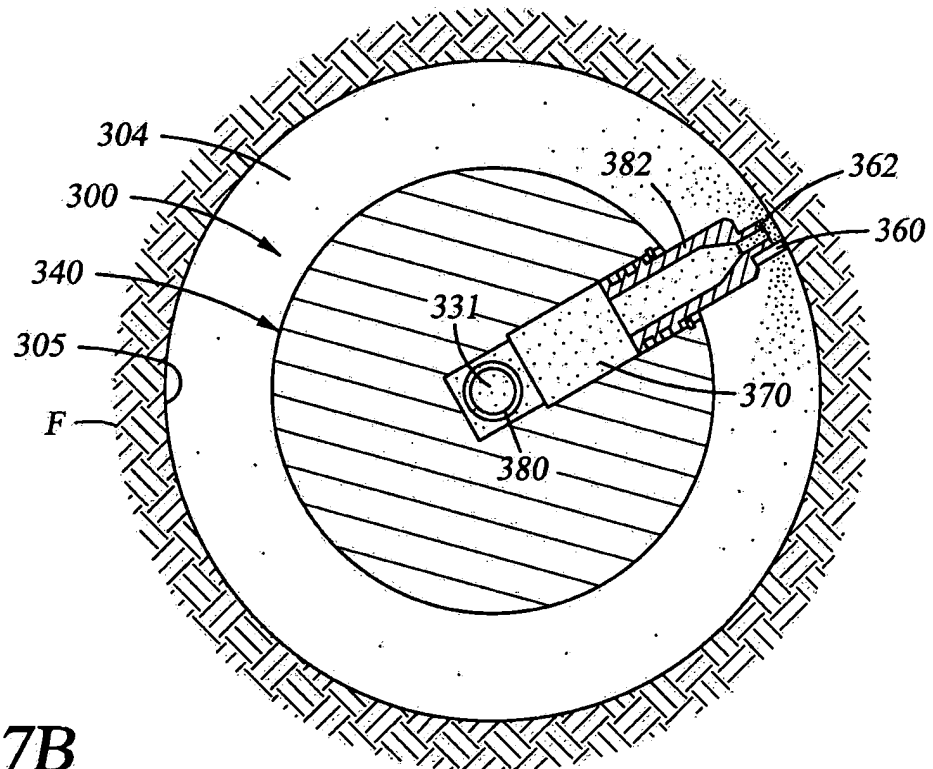


Fig. 7B

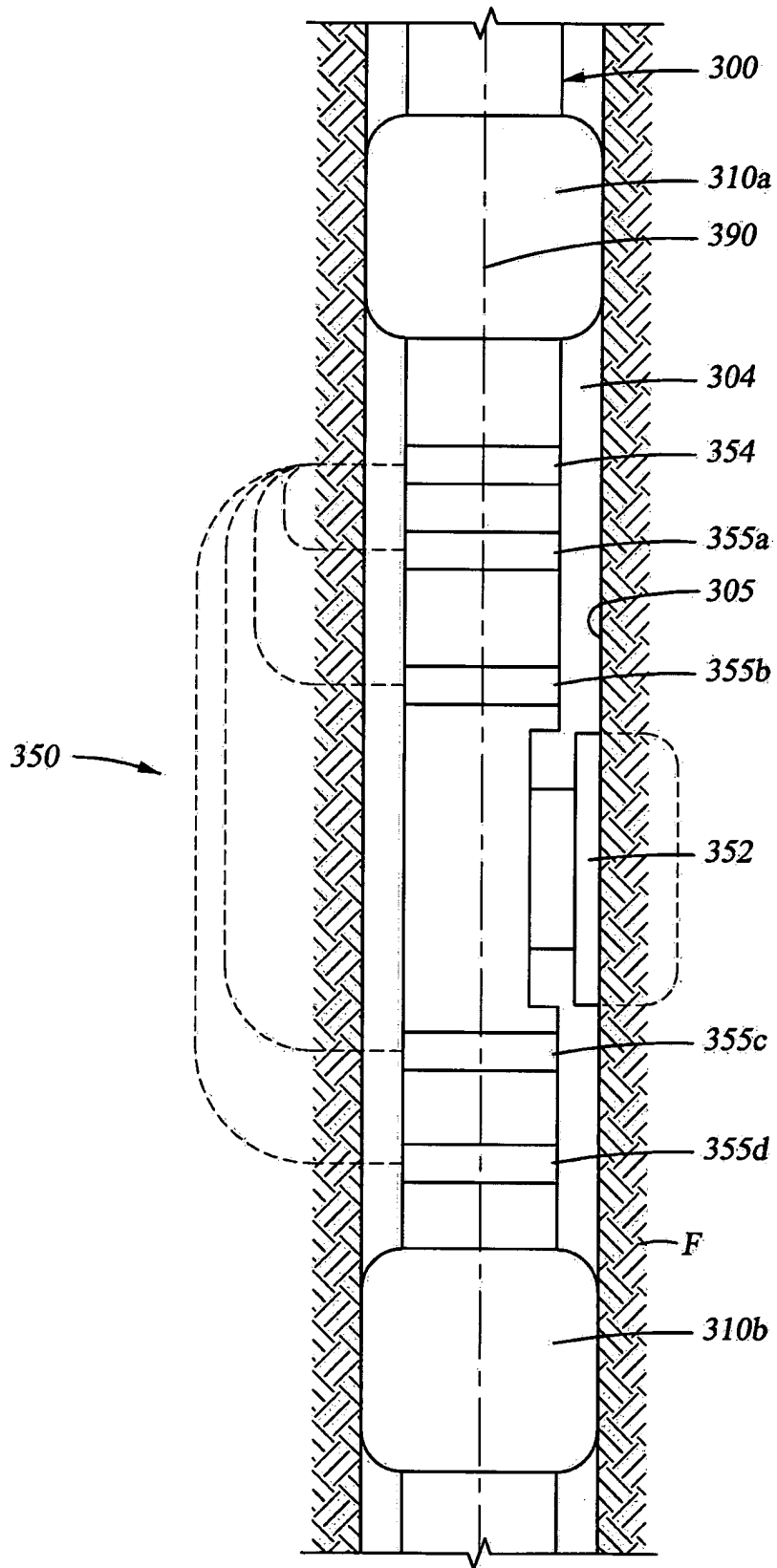
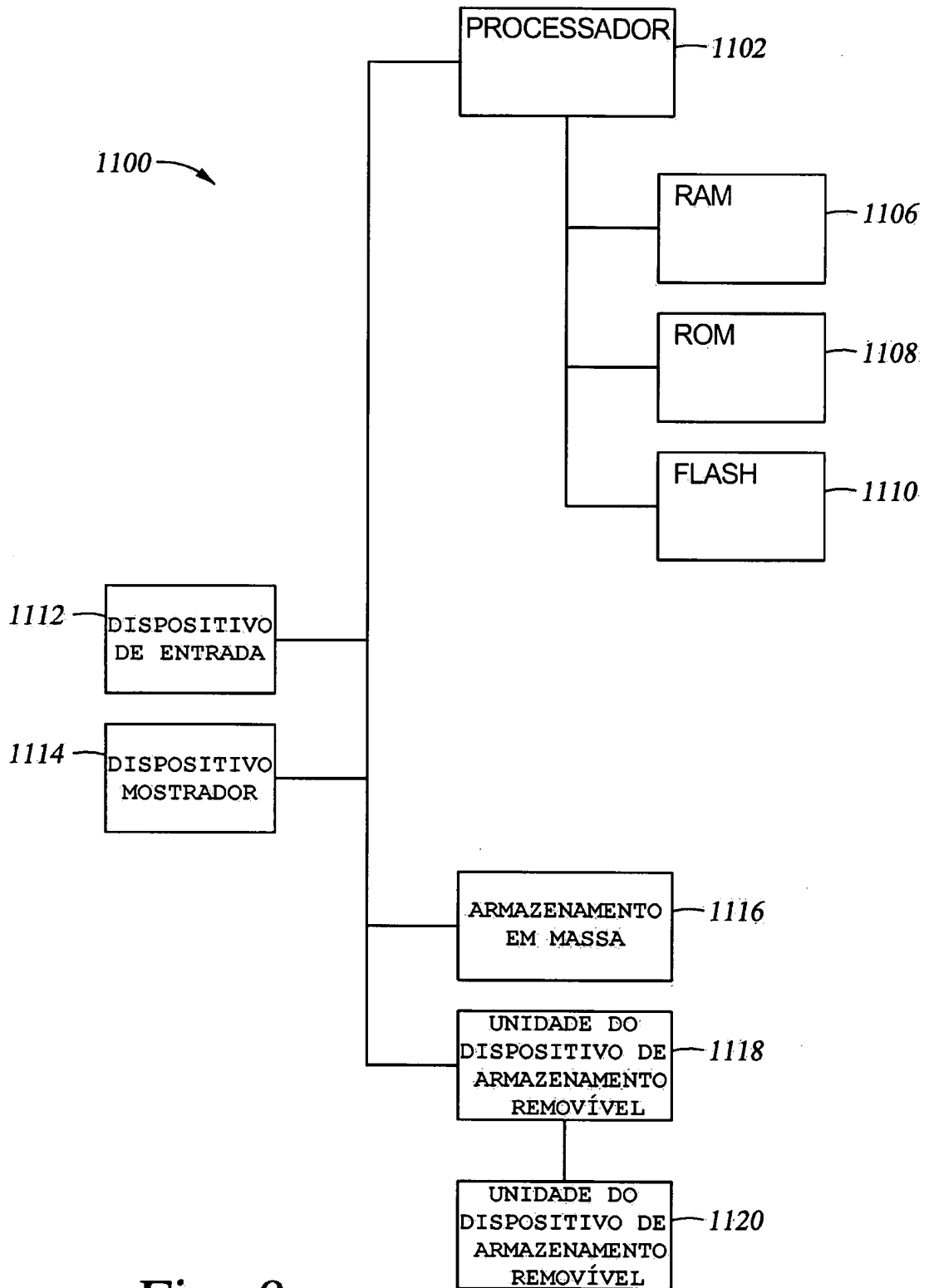


Fig. 8

*Fig. 9*

- RESUMO -

MÉTODO, E APARELHO

Um testador instrumentado de formação exemplificante para injetar líquidos e monitorar fluidos aqui descrito inclui uma ferramenta de fundo de poço, que pode ser instalada em um poço através de um cabo elétrico ou uma coluna de perfuração. A ferramenta de fundo de poço pode facilitar a injeção de fluidos em uma formação subterrânea, e o acompanhamento das direções, em que os fluidos injetados fluem na formação em um ambiente de poço aberto. Em particular, a ferramenta de fundo de poço pode ser configurada para a remoção do bolo de lama de uma porção da parede do poço, para facilitar uma comunicação fluida com a formação a ser testada.