



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

(21) **PI 1005003-5 A2**

(22) Data de Depósito: 26/11/2010  
(43) Data da Publicação: 26/03/2013  
(RPI 2203)



(51) *Int.Cl.:*  
E21B 44/00  
E21B 47/026

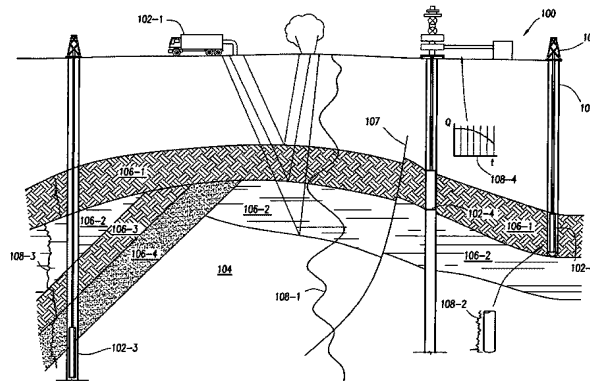
**(54) Título:** MÉTODO DE ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS, SISTEMA PARA ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES DE TENSÃO EM ROCHA, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMazenando INSTRUÇÕES PARA ORIENTAR UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS

**(30) Prioridade Unionista:** 08/12/2009 US 12/633,192

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

**(72) Inventor(es):** Mark Kenneth Dennis

**(57) Resumo:** MÉTODO DE ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS, SISTEMA PARA ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES DE TENSÃO EM ROCHA, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMazenando INSTRUÇÕES PARA ORIENTAR UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS. Um método de orientar unia operação de perfuração de um poço usando medições acústicas. O método inclui obter, usando uma unidade de processamento central (CPU), uma linha de matriz úmida limpa para o poço, onde a linha de matriz úmida limpa inclui numerosos de valores de compressão normais, obter, usando a CPU, as medições acústicas de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração a uma profundidade atual da operação de perfuração, onde as medições acústicas incluem uma razão de velocidade de compressão para cisalhamento e uma medição de compressão delta-T, e determinar, usando a CPU, uma fase atual da operação de perfuração comparando as medições acústicas à linha de matriz úmida limpa. O método ainda inclui, em resposta à determinação de que a fase atual não é uma fase de alvo, gerar uma trajetória de poço atualizada para orientar a operação de perfuração em direção à fase de alvo e ajustar a operação de perfuração usando a trajetória de poço atualizada.



MÉTODO DE ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO  
MEDIÇÕES ACÚSTICAS, SISTEMA PARA ORIENTAR OPERAÇÃO DE  
PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES DE TENSÃO EM ROCHA, E  
MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMAZENANDO INSTRUÇÕES PARA  
5 ORIENTAR UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO USANDO  
MEDIÇÕES ACÚSTICAS

#### FUNDAMENTOS

Operações, tais como levantamento, perfuração,  
teste com cabo de aço, completações, produção, planejamento  
10 e análise de campo, são tipicamente realizadas para  
localizar e recolher fluidos de poço valiosos. Os  
levantamentos são frequentemente realizados utilizando  
metodologias de aquisição, tais como varredores sísmicos ou  
levantadores para gerar mapas de formações subterrâneas.  
15 Estas formações são frequentemente analisadas para  
determinar a presença de ativos subterrâneos, tais como  
fluidos ou minerais valiosos, ou para determinar se as  
formações têm características adequadas para armazenar  
fluidos.

20 Durante as operações de perfuração e produção, os  
dados são tipicamente coletados para análise e/ou  
monitoramento das operações. Tais dados podem incluir, por  
exemplo, informações sobre formações subterrâneas,  
equipamentos e histórico e/ou outros dados.

25 Os dados relativos à formação subterrânea são

coletados usando uma variedade de fontes. Tais dados de formação podem ser estáticos ou dinâmicos. Os dados estáticos se referem, por exemplo, à estrutura da formação e à estratigrafia geológica que define estruturas geológicas da formação subterrânea. Os dados dinâmicos se referem, por exemplo, a fluidos escoando através das estruturas geológicas da formação subterrânea ao longo do tempo. Tais dados estáticos e/ou dinâmicos podem ser recolhidos para aprender mais sobre as formações e os valiosos ativos nelas contidos.

Vários equipamentos podem ser posicionados em torno do campo para monitorar os parâmetros de campo, manipular as operações e/ou separar e direcionar fluidos dos poços. Equipamentos de superfície e equipamentos de completação também podem ser usados para injetar fluidos em reservatórios, seja para armazenamento ou em pontos estratégicos para intensificar a produção do reservatório.

## SUMÁRIO

Em uma ou mais implementações de orientar uma operação de perfuração de um poço utilizando medições acústicas, o método inclui obter, usando uma unidade de processamento central (CPU), uma linha de matriz úmida limpa para o poço, onde a linha de matriz úmida limpa inclui numerosos de valores de compressão normais, obter, usando a CPU, as medições acústicas de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração a uma

profundidade atual da operação de perfuração, onde as medições acústicas incluem uma razão de velocidade de compressão para cisalhamento e uma medição de compressão delta-T, e determinar, usando a CPU, uma fase atual da operação de perfuração comparando as medições acústicas à linha de matriz úmida limpa. O método ainda inclui, em resposta à determinação de que a fase atual não é uma fase de alvo, gerar uma trajetória de poço atualizada para orientar a operação de perfuração em direção à fase de alvo e ajustar a operação de perfuração usando a trajetória de poço atualizada.

Outros aspectos da orientação de furo de poço para fase serão aparentes da seguinte descrição e das reivindicações anexadas.

#### BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Os desenhos anexados ilustram várias modalidades de orientação de furo de poço para fase e não devem ser consideradas limitantes de seu escopo, pois a orientação de furo de poço para fase pode admitir outras modalidades igualmente eficazes.

A FIG. 1 representa uma vista esquemática, parcialmente em seção transversal, de um campo tendo uma pluralidade de ferramentas de aquisição de dados posicionadas em várias localizações ao longo do campo para coletar dados da formação subterrânea, no qual modalidades de orientação de furo de poço para fase podem ser

aplicadas.

As FIGS. 2.1-2.2 representam um sistema no qual uma ou mais modalidades de orientação de furo de poço para fase podem ser implementadas.

5 As FIGS. 3.1-3.3 representam gráficos transversais de exemplo para orientação de furo de poço para fase de acordo com uma ou mais modalidades

A FIG. 4 representa um método de exemplo para orientação de furo de poço para fase de acordo com uma ou  
10 mais modalidades.

A FIG. 5 representa um sistema de computador no qual uma ou mais modalidades de orientação de furo de poço para fase podem ser aplicadas.

#### DESCRIÇÃO DETALHADA

15 Modalidades são mostradas nos desenhos acima identificados e descritas abaixo. Ao descrever as modalidades, numerais de referência similares ou idênticos são usados para identificar elementos comuns ou similares. Os desenhos não estão necessariamente em escala e certas  
20 características e certas vistas dos desenhos podem ser mostradas exageradas em escala ou esquematicamente, no interesse de clareza e concisão.

A FIG. 1 representa uma vista esquemática, parcialmente em seção transversal, de um campo (100) tendo  
25 ferramentas de aquisição de dados (102-1), (102-2), (102-3) e (102-4) posicionadas em várias localizações no campo para

recolher dados de uma formação subterrânea (104). Como mostrado, os dados coletados das ferramentas (102-1 a 102-4) podem ser usados para gerar gráficos de dados (108-1 a 108-4), respectivamente.

5            Como mostrado na FIG. 1, a formação subterrânea (104) inclui várias estruturas geológicas (106-1 a 106-4). Como mostrado, a formação tem uma camada de arenito (106-1), uma camada de calcário (106-2), uma camada de folhelho (106-3) e uma camada de areia (106-4). Uma linha de falha  
10 (107) se estende através da formação. Em uma ou mais modalidades, as ferramentas de aquisição de dados estáticos são adaptadas para medir a formação e detectar as características das estruturas geológicas da formação.

            Como mostrado na FIG. 1, uma operação de perfuração  
15 é representada como sendo realizada por ferramentas de perfuração (102-2) suspensas por uma sonda (101) e avançadas para as formações subterrâneas (104) para formar um furo de poço (103). As ferramentas de perfuração (106b) podem ser adaptadas para medir as propriedades dentro do  
20 poço usando ferramentas de perfilagem durante a perfuração ("LWD").

            Uma unidade de superfície (agora mostrada) é usada para se comunicar com as ferramentas de perfuração (102-2) e/ou as operações fora do local. A unidade de superfície é  
25 capaz de se comunicar com as ferramentas de perfuração (102-2) para enviar comandos para as ferramentas de

perfuração (102-2) e para receber dados das mesmas. A unidade de superfície é, de preferência, equipada com instalações de computador para receber, armazenar, processar e/ou analisar dados do campo petrolífero. A  
5 unidade de superfície coleta dados gerados durante a operação de perfuração e produz saída de dados que podem ser armazenados ou transmitidos. As instalações de computador, tais como aquelas da unidade de superfície, podem ser posicionadas em várias localizações em torno do  
10 campo petrolífero e/ou em localizações remotas.

Sensores, tais como medidores, podem ser posicionados em torno do campo petrolífero para recolher dados relativos a várias operações de campo petrolífero, como descrito anteriormente. Por exemplo, o sensor pode ser  
15 posicionado em uma ou mais localizações nas ferramentas de perfuração (102-2) e/ou na sonda (101) para medir parâmetros de perfuração, tais como peso na broca, torque na broca, pressões, temperaturas, taxas de fluxo, composições, velocidade de rotação e/ou outros parâmetros  
20 da operação do campo petrolífero.

Os dados recolhidos pelos sensores podem ser recolhidos pela unidade de superfície e/ou outras fontes de coleta de dados para análise ou outro processamento. Os dados coletados pelos sensores podem ser usados sozinhos ou  
25 em combinação com outros dados. Os dados podem ser coletados em uma ou mais bases de dados e/ou transmitidos

no campo ou para fora do campo. Todas ou porções selecionadas dos dados podem ser seletivamente usadas para analisar e/ou prever operações de campo petrolífero dos furos de poços atuais e/ou outros. Os dados podem ser dados históricos, dados em tempo real ou combinações dos mesmos. Os dados em tempo real podem ser utilizados em tempo real, ou armazenados para uso posterior. Os dados também podem ser combinados com dados históricos ou outras entradas para posterior análise. Os dados podem ser armazenados em bases de dados separadas ou combinados em uma única base de dados.

Os dados recolhidos podem ser utilizados para realizar atividades, tais como orientação de furo de poço. Em outro exemplo, a saída de dados sísmicos pode ser usada para executar engenharia geológica, geofísica e/ou de reservatório. Neste exemplo, os dados de reservatório, furo de poço, superfície e/ou processo podem ser usados para executar simulações de reservatório, furo de poço, geológicas, geofísicas ou outras. As saídas de dados provenientes da operação do campo petrolífero podem ser geradas diretamente a partir dos sensores, ou depois de algum pré-processamento ou modelagem. Estas saídas de dados podem agir como entradas para análise posterior.

Como mostrado na FIG. 1, gráficos de dados (108-1 a 108-4) são exemplos de gráficos de propriedades estáticas que podem ser gerados pelas ferramentas de aquisição de

dados (102-1 a 102-4), respectivamente. Por exemplo, o gráfico de dados (108-1) é um tempo de resposta de duas vias sísmico. Em outro exemplo, o gráfico de dados (108-2) compreende dados de testemunho medidos de um testemunho da formação (104). Em outro exemplo, o gráfico de dados (108-3) é um traço de perfilagem. Em outro exemplo, o gráfico de dados (108-4) é um gráfico de uma propriedade dinâmica, da taxa de fluxo de fluido ao longo do tempo. Aqueles versados na técnica apreciarão que outros dados também podem ser coletados, tais como, mas não se limitando a, dados históricos, entradas de usuário, informações econômicas outros dados de medição e outros parâmetros de interesse.

Embora uma formação subterrânea específica (104) com estruturas geológicas específicas seja representada, será apreciado que a formação pode conter uma variedade de estruturas geológicas. Fluido, rocha, água, óleo, gás e outros geomateriais também podem estar presentes em várias porções da formação. Cada um dos dispositivos de medição pode ser usado para medir propriedades da formação e/ou de suas estruturas subjacentes. Embora cada ferramenta de aquisição seja mostrada como estando em localizações específicas ao longo da formação, será apreciado que um ou mais tipos de medições podem ser tomados em uma ou mais localizações através de um ou mais campos ou outras localizações para comparação e/ou análise usando uma ou mais ferramentas de aquisição. Os termos dispositivo de

medição, ferramenta de medição, ferramenta de aquisição e/ou ferramentas de campo são usados intercambiavelmente neste documento com base no contexto.

Os dados coletados de várias fontes, tais como as  
5 ferramentas de aquisição de dados da FIG. 1, podem, então, ser avaliados. Tipicamente, os dados sísmicos exibidos no gráfico de dados (108-1) a partir da ferramenta de aquisição de dados (102-1) são usados por um geofísico para determinar características da formação subterrânea (104).  
10 Dados de testemunho mostrados no gráfico (108-2) e/ou dados de perfilagem do perfil do poço (108-3) são tipicamente utilizados por um geólogo para determinar várias características das estruturas geológicas da formação subterrânea (104). Os dados de produção do gráfico de  
15 produção (108-4) são tipicamente usados pelo engenheiro de reservatório para determinar características de reservatório de fluxo de fluido.

A FIG. 2.1 representa um sistema (200) incorporado em uma porção de um campo, como mostrado e descrito acima  
20 com respeito à FIG. 1. Como demonstrado, o sistema (200) inclui uma unidade de superfície (202) operativamente conectada a um sistema de perfuração na localização do poço (204), servidores (206) e uma ferramenta de fase (208), que são descritos em detalhes abaixo com respeito à FIG. 2.2. A  
25 porção do campo mostra um poço sendo perfurado pelo sistema de perfuração na localização do poço (204), onde a porção do

campo inclui uma fase de gás (209), uma fase de transição (210) e uma fase de óleo (211).

O furo do poço é representado como interceptando cada uma das fases (a fase de gás (209), a fase de transição (210) e a fase de óleo (211)) na porção do campo. Além disso, o furo de poço do poço é mostrado como sendo perfurado horizontalmente através de cada uma das fases. Neste caso, a operação de perfuração tem como alvo a fase de óleo (211) e, assim, deve ser mantida dentro da fase de óleo (211) uma vez alcançada. A unidade de superfície (202) pode usar a ferramenta de fase (208) para manter a operação de perfuração dentro da fase de óleo (211). Especificamente, a ferramenta de fase (208) pode ser configurada para usar medições acústicas obtidas de ferramentas LWD para sinalizar para a unidade de superfície (202) em tempo real quando a operação de perfuração é orientada para a fase de transição (210) ou fase de gás (209). Uma vez que a unidade de superfície (202) recebe o sinal, a operação de perfuração pode ser orientada para baixo para evitar a fase de transição (210) e/ou a fase de gás (209). Como mudanças de óleo para gás em um reservatório tipicamente ocorrem gradativamente, a natureza altamente sensível das medições acústicas quanto à presença de gás permite que a ferramenta de fase (208) detecte os aumentos e/ou as diminuições gradativos de gás durante a operação de perfuração.

A FIG. 2.2 representa um sistema (200) incorporado em uma porção de um campo, como mostrado e descrito acima com respeito à FIG. 1. O sistema (200) pode ser o mesmo sistema descrito com respeito à FIG. 2.1. Como mostrado, o sistema (200) inclui uma unidade de superfície (202) operativamente conectada a um sistema de perfuração na locação do poço (204), servidores (206) e uma ferramenta de fase (208) por meio de uma interface (230) na ferramenta de fase (208). A ferramenta de fase (208) também está operativamente ligada, via interface (230), aos servidores (206). A unidade de superfície (202) e o sistema de perfuração na locação do poço (204) podem incluir várias ferramentas de campo e instalações na locação do poço. Como mostrado, links de comunicação são fornecidos entre a unidade de superfície (202) e o sistema de perfuração na locação do poço (204), servidores (206) e ferramenta de fase (208). Um link de comunicação também é fornecido entre a ferramenta de fase (208) e os servidores (206). Uma variedade de links pode ser fornecida para facilitar o fluxo de dados através do sistema (200). Por exemplo, os links de comunicação podem proporcionar comunicação contínua, intermitente, unidirecional, bidirecional e/ou seletiva em todo o sistema (200). Os links de comunicação podem ser de qualquer tipo incluindo, mas não limitado a, fio e sem fio.

Em uma ou mais modalidades, o sistema de perfuração

na locação do poço (204) é configurado para executar operações de campo petrolífero, conforme descrito acima com respeito à FIG. 1. Especificamente, o sistema de perfuração na locação do poço (204) pode ser configurado para executar 5 operações de perfuração como orientado por uma unidade de superfície (202). Em um ou mais modalidades, a unidade de superfície (202) é fornecida com um componente de aquisição (212), um controlador (214), uma unidade de exibição (216), um processador (218) e um transceptor (220). O componente 10 de aquisição (212) coleta e/ou armazena dados do campo. Estes dados podem ser medidos por sensores na locação do poço. Estes dados podem também ser recebidos de outras fontes, tais como aquelas descritas com respeito à FIG. 1 acima.

15 O controlador (214) pode ser ativado para determinar comandos no campo. O controlador (214) pode ser dotado de meios de atuação que podem executar operações de perfuração, tais como orientação, avanço, ou de outra forma tomar medidas na locação do poço. Os comandos podem ser 20 gerados com base na lógica do processador (218), ou por comandos recebidos de outras fontes. Em uma ou mais modalidades, o processador (218) é fornecido com recursos para manipular e analisar os dados. O processador (218) pode ser fornecido com funcionalidades adicionais para 25 executar operações de campo.

Em uma ou mais modalidades, uma unidade de exibição

(216) pode ser fornecida na locação do poço e/ou em locações remotas para visualizar dados de campo (não mostrados). Os dados de campo representados pela unidade de exibição (216) podem ser dados em bruto, dados processados e/ou saídas de dados geradas de vários dados. Em um ou mais modalidades, a unidade de exibição (216) é adaptada para fornecer visualizações flexíveis dos dados, de modo que as telas representadas possam ser personalizadas como desejado. Um usuário pode planejar, ajustar e/ou de outra forma executar operações de campo (por exemplo, determinar o curso de ação desejado durante as operações de campo) com base na revisão dos dados de campo exibidos. As operações de campo podem ser seletivamente ajustadas em resposta à visualização dos dados na unidade de exibição (216). A unidade de exibição (216) pode incluir um mostrador bidimensional (2D) ou um mostrador tridimensional (3D) para visualizar dados de campo ou vários aspectos das operações de campo.

Em uma ou mais modalidades, o transceptor (220) fornece um meio para fornecer acesso de dados para e/ou de outras fontes. O transceptor (220) também pode fornecer um meio para comunicação com outros componentes, tais como os servidores (206), o sistema de perfuração na locação do poço (204), a unidade de superfície (202) e/ou a ferramenta de fase (208).

Os servidores (206) podem ser configurados para

transferir dados de uma unidade de superfície (202) em uma ou mais locações de poço para a ferramenta de fase (208). Como mostrado, os servidores (206) incluem um servidor no local (222), um servidor remoto (224) e um servidor de terceiros (226). O servidor no local (222) pode ser posicionado na locação do poço e/ou em outras locações para distribuir dados da unidade de superfície (202). Como mostrado, o servidor remoto (224) está posicionado em um local longe do campo e fornece dados de fontes remotas. O servidor de terceiros (226) pode estar no local ou remoto, mas muitas vezes é operado por terceiros, tal como um cliente.

Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) são capazes de transferir dados, tais como perfis, eventos de perfuração, trajetória, dados sísmicos, dados históricos, dados econômicos, outros dados de campo e/ou outros dados que podem ser de utilização durante a análise. O tipo de servidor não se destina a limitar a orientação de furo de poço para fase. Em um ou mais modalidades, o sistema é adaptado para funcionar com qualquer tipo de servidor que pode ser empregado.

Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) se comunicam com a ferramenta de fase (208) por meio dos links de comunicação. Como indicado pelas setas múltiplas, os servidores (206) pode ter links de comunicação separados com a ferramenta de fase (208) e a unidade de superfície

(202). Um ou mais dos servidores (206) podem ser combinados ou ligados para fornecer um link de comunicação combinado.

Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) recolhem uma grande variedade de dados. Os dados podem ser coletados de uma variedade de canais que oferecem um determinado tipo de dados, tais como perfis de poço. Os dados dos servidores são passados para a ferramenta de fase (208) para processamento. Os servidores (206) podem também ser configurados para armazenar e/ou transferir dados. Por exemplo, os dados podem ser coletados no sistema de perfuração na locação do poço (204) usando ferramentas de medição durante a perfuração (MWD), ferramentas de perfilagem durante a perfuração (LWD), quaisquer outros tipos similares de ferramentas de medição de perfuração, ou qualquer combinação das mesmas. Mais especificamente, as ferramentas MWD e/ou ferramentas LWD podem ser configuradas para obter medições acústicas durante a perfuração do poço no sistema de perfuração na locação do poço (204). A ferramenta LWD pode ser configurada para obter medições de compressão delta-T, medições de cisalhamento delta-T, velocidade de compressão e/ou velocidade de cisalhamento. Por exemplo, a ferramenta LWD pode corresponder a uma ferramenta LWD de cisalhamento quadripolo completa capaz de medir tanto velocidade de compressão quanto velocidade de cisalhamento em tempo real durante uma operação de perfuração.

Aqueles versados na técnica apreciarão que as ferramentas MWD são configuradas para avaliar propriedades físicas durante a perfuração de um furo de poço. Uma ferramenta MWD pode obter medições dentro do poço, que 5 podem ser armazenadas e, em seguida, transmitidas para a superfície. Neste caso, as medições podem estar sendo transmitidas à superfície em forma de pulsos de pressão no sistema de lama (por exemplo, ondas senoidais positivas, negativas ou contínuas). Aqueles versados na técnica 10 apreciarão que as ferramentas MWD que medem parâmetros de formação (resistividade, porosidade, velocidade sônica, raios gama) são denominadas ferramentas LWD. Ferramentas LWD podem obter, armazenar e transmitir medições como discutido acima com respeito às ferramentas MWD.

15 Em uma ou mais modalidades, a ferramenta de fase (208) é operativamente ligada à unidade de superfície (202) para receber dados da mesma. Em alguns casos, a ferramenta de fase (208) e/ou servidor(es) (206) podem ser posicionados na locação do poço. A ferramenta de fase (208) 20 e/ou servidor(es) (206) também podem ser posicionados em várias locações. A ferramenta de fase (208) pode ser operativamente ligada à unidade de superfície (202) via servidor(es) (206). A ferramenta de fase (208) também podem estar incluídas na ou localizada próximo à unidade de 25 superfície (202).

Em uma ou mais modalidades, a ferramenta de fase

(208) inclui uma interface (230), uma unidade de processamento (232), um repositório de dados (234) e uma unidade de transformação de dados (236). Em um ou mais modalidades, a unidade de fase (248) da ferramenta de fase (208) é configurada para monitorar propriedades dentro do poço para orientação do poço. Mais especificamente, a unidade de fase (248) pode ser configurada para usar propriedades dentro do poços obtidas pelas ferramentas MWD e/ou ferramentas LWD no sistema de perfuração na locação do poço (204) para determinar uma direção ótima para uma operação de perfuração. Neste caso, as propriedades dentro do poço podem ser obtidas dos servidores (206), onde o sistema de perfuração na locação do poço (204) e a unidade de superfície (202) são configurados para armazenar as propriedades dentro do poço nos servidores (206) em tempo real.

Em uma ou mais modalidades, a unidade de fase (248) é configurada para determinar a fase atual (por exemplo, fase de óleo, fase de gás, fase de transição, etc.) de uma operação de perfuração usando medições acústicas em tempo real. Neste caso, a unidade de fase (248) pode determinar a fase atual analisando as medições acústicas em tempo real usando um gráfico cruzado. Especificamente, mudanças no conteúdo de gás da fase de perfuração podem ser identificadas em um gráfico cruzado de razão de velocidade de compressão para cisalhamento ("VPVS") versus medição de

compressão delta-T ("DTCO") como um desvio da linha de matriz úmida limpa. Por exemplo, uma medição acústica que desvia da linha de matriz úmida limpa indica que a fase de perfuração atual está deixando uma fase de óleo e entrando em uma fase de transição ou de gás. Em outro exemplo, quando as medições acústicas normalizam com a linha de matriz úmida limpa, a ferramenta de fase (248) pode determinar que a fase de perfuração está se movendo de uma fase de gás para uma fase de transição ou de óleo. Aqueles versados na técnica apreciarão que a linha de matriz úmida limpa inclui valores de compressão normais para uma fase com uma pequena quantidade ou nenhum teor de gás (isto é, uma fase de água). Um exemplo de uma linha de matriz úmida limpa é descrito abaixo com respeito às FIGS. 3.1-3.3.

Em uma ou mais modalidades, a unidade de fase (248) pode ser configurada para gerar uma trajetória de poço ótima com base na fase atual. Mais especificamente, a unidade de fase (248) pode gerar uma trajetória de poço ótima para manter uma operação de perfuração horizontal em uma fase de alvo. Por exemplo, se a unidade de fase (248) determinar que a operação de perfuração está se movendo em direção a uma fase de transição ou de gás, a unidade de fase (248) gera uma trajetória de poço ótima que orienta a operação de perfuração para baixo em direção a uma fase de óleo (isto é, a fase de alvo). Em outro exemplo, se a unidade de fase (248) determinar que a operação de

perfuração está se movendo em direção a uma fase de transição ou fase de óleo, a unidade de fase (248) gera uma trajetória de poço ótima que orienta a operação de perfuração para cima em direção a uma fase de gás (isto é, a fase de alvo). A trajetória de poço ótima determinada pela unidade de fase (248) pode, então, ser utilizada na unidade de superfície (202) para ajustar uma operação de perfuração. Em outras palavras, a unidade de fase (248) pode ser configurada para fornecer feedback em tempo real, incluindo uma trajetória de poço ótima gerada com base em uma análise das medições acústicas, para a unidade de superfície (202), onde uma operação de perfuração pode ser ajustada na unidade de superfície (202) de acordo.

Opionalmente, a unidade de fase (248) pode ser configurada para atualizar continuamente um modelo de terra (por exemplo, um modelo numérico de campo total, um modelo geoestatístico, etc.) com base nas medições acústicas. Neste caso, a unidade de fase (248) pode ser configurada para gerar a trajetória de poço ótima usando o modelo de terra atualizado. Além disso, o modelo de terra pode inicialmente ser gerado com base em medições de subsuperfície, como descrito acima com respeito à FIG. 1.

Em uma ou mais modalidades, a interface (230) da ferramenta de fase (208) é configurada para se comunicar com os servidores (206) e a unidade de superfície (202). A interface (230) também pode ser configurada para se

comunicar com outros campos de petróleo ou de fontes não petrolíferas. A interface (230) pode ser configurada para receber os dados e mapear os dados para processamento. Em uma ou mais modalidades, os dados dos servidores (206) são enviados ao longo de canais predefinidos que podem ser selecionados pela interface (230).

Como representado na FIG. 2.2, a interface (230) seleciona o canal de dados do(s) servidor(es) (206) e recebe os dados. Em um ou mais modalidades, a interface (230) também mapeia os canais de dados com os dados da localização do poço. Os dados podem, então, ser passados da interface (230) para os módulos de processamento (242) da unidade de processamento (232). Em uma ou mais modalidades, os dados são imediatamente incorporados na ferramenta de fase (208) para sessões em tempo real e/ou modelagem. A interface (230) pode criar solicitações de dados (por exemplo, levantamentos, perfis, dados MWD/LWD, etc.), exibir a interface de usuário e monitorar eventos do estado de conexão. Em uma ou mais modalidades, a interface (230) também exemplifica os dados em um objeto de dados para processamento.

Em uma ou mais modalidades, a unidade de processamento (232) inclui módulos de formatação (240), módulos de processamento (242) e módulos utilitários (246). Estes módulos são configurados para manipular os dados de campo para análise, potencialmente em tempo real.

Em uma ou mais modalidades, os módulos de formatação (240) transformam os dados em um formato desejado para processamento. Dados de entrada podem ser formatados, traduzidos, convertidos ou de outra forma manipulados para uso. Em uma ou mais modalidades, os módulos de formatação (240) são configurados para permitir que dados de uma variedade de fontes sejam formatados e utilizados, de modo que os dados sejam processados e exibidos em tempo real.

Em uma ou mais modalidades, os módulos utilitários (246) fornecem funções de suporte à ferramenta de fase (208). Em uma ou mais modalidades, os módulos utilitários (246) incluem um componente de perfilagem (não mostrado) e um componente gerenciador da interface de usuário (UI) (não mostrado). O componente de perfilagem fornece uma chamada comum para os dados de perfilagem, o que significa que os módulos utilitários (246) permitem que o destino de perfilagem seja definido pelo aplicativo. O componente de perfilagem também pode ser fornecido com outras características, tais como um depurador, um mensageiro e um sistema de aviso, entre outros. O depurador envia uma mensagem de depuração para aqueles que utilizam o sistema. O mensageiro envia informações para subsistemas, usuários e outros. As informações enviadas pelo mensageiro podem ou não interromper a operação e podem ser distribuídas para vários locais e/ou usuários em todo o sistema. O sistema de

aviso pode ser configurado para enviar mensagens de erro e avisos a vários locais e/ou usuários em todo o sistema. Em alguns casos, as mensagens de aviso podem interromper o processo de exibir alertas.

5           Em uma ou mais modalidades, o componente gerenciador de UI (não mostrado) cria elementos de interface de usuário para exibições. O componente gerenciador de UI define telas de entrada de usuário, tal como itens de menu, menus de contexto, barras de  
10 ferramentas e janelas de configurações. O gerente de UI também pode ser configurado para direcionar eventos relacionados a estas telas de entrada de usuário.

          Em uma ou mais modalidades, os módulos de processamento (242) são configurados para analisar os dados  
15 e gerar saídas. Como descrito acima, os dados analisados pelos módulos de processamento (242) podem incluir dados estáticos, dados dinâmicos, dados históricos, dados em tempo real ou outros tipos de dados. Além disso, os dados analisados pelos módulos de processamento (242) pode se  
20 referir a vários aspectos das operações de campo, tal como estrutura da formação, estratigrafia geológica, testemunhagem, perfilagem de poço, densidade, resistividade, composição do fluido, taxa de fluxo, condição dentro do poço, condição na superfície, condição  
25 do equipamento ou outros aspectos das operações de campo. Em um ou mais modalidades, os dados são processados pelo

módulo de processamento (242) em múltiplos conjuntos de dados de volume para armazenamento e recuperação.

Em uma ou mais modalidades, o repositório de dados (234) armazena os dados para a ferramenta de fase (208). Os dados armazenados no repositório de dados (234) podem estar em um formato disponível para uso em tempo real (por exemplo, a informação é atualizada a aproximadamente a mesma velocidade que a informação é recebida). Em um ou mais modalidades, os dados são passados para o repositório de dados (234) dos módulos de processamento (242). Os dados podem ser mantidos no sistema de arquivo (por exemplo, como um arquivo extensible markup language (XML)) ou em uma base de dados. O usuário, um programa de computador ou alguma outra entidade determinadora pode determinar qual armazenamento é o mais adequado para usar para um dado grupo de dados e armazenar os dados de forma a permitir fluxo automático dos dados através do resto do sistema em um maneira contínua e integrada. O sistema pode também facilitar fluxos de trabalho manuais e automatizados (por exemplo, fluxos de trabalho de Modelagem, Geológicos Geofísicos) com base nos dados mantidos.

Em uma ou mais modalidades, a unidade de transformação de dados (236) executa cálculos de algoritmo de transformação para fornecer uma ou mais exibições para visualizar os dados. As exibições para visualizar os dados podem ser apresentadas utilizando um ou mais links de

comunicação a um usuário na unidade de exibição (216) da unidade de superfície (202). A unidade de transformação de dados (236) pode conter uma tela 2D, uma tela 3D, uma tela de seção de poço ou outras telas, seja por default ou selecionada por um usuário. A unidade de transformação de dados (236) pode seletivamente fornecer exibições compostas de qualquer combinação de uma ou mais telas. As telas podem ou não podem ser sincronizados entre si durante a exibição. Em um ou mais modalidades, a unidade de transformação de dados (236) é fornecida com mecanismos para atuar várias telas ou outras funções no sistema. Além disso, a unidade de transformação de dados (236) pode seletivamente fornecer exibições compostas por qualquer combinação de um ou mais conjuntos de dados de volume. Os conjuntos de dados de volume tipicamente contêm dados de exploração e produção.

Embora componentes específicos sejam representados e/ou descritos para uso nas unidades e/ou módulos da ferramenta de fase (208), será apreciado que uma variedade de componentes com várias funções pode ser configurada para fornecer as funções de formatação, processamento, utilidade e coordenação necessárias para processar dados na ferramenta de fase (208). Os componentes podem ter funcionalidades combinadas e podem ser implementados como software, hardware, firmware ou combinações adequadas dos mesmos.

Além disso, os componentes (por exemplo, os módulos

de processamento (242), a unidade de transformação de dados (236), etc.) da ferramenta de fase (208) podem estar localizados em um servidor no local (222) ou em locais distribuídos onde um servidor remoto (224) e/ou um servidor de terceiros (226) podem estar envolvidos. O servidor no local (222) pode estar localizado dentro da unidade de superfície (202).

As FIGS. 3.1-3.3 representam gráficos cruzados de exemplo para orientação de furo de poço para fase. Nos exemplos mostrados nas FIGS. 3.1-3.3 os pontos de dados que representam medições acústicas são plotados em relação a uma linha de matriz úmida limpa (302). A linha de matriz úmida limpa inclui os dados de dados de compressão normais (isto é, esperados) que representam medições acústicas de uma fase com uma pequena quantidade ou nenhum teor de gás (isto é, uma fase de água). Na FIG. 3.1, o gráfico cruzado (304) inclui pontos de dados para medições acústicas obtidas durante a perfuração em uma fase de água (310) e uma fase de óleo (312). Os pontos de dados para a fase de água (310) são plotados perto da linha de matriz úmida limpa (302), e os pontos de dados para a fase de óleo (312) são ligeiramente desviados da linha de matriz úmida limpa (302). Neste exemplo, o desvio inicial da matriz úmida limpa (302) mostrada nos pontos de dados (312) indica que a fase de óleo foi atingida durante uma operação de perfuração. Uma vez que os pontos de dados para a fase de

óleo (312) são obtidos, o operador pode ser notificado de que a fase atual da operação de perfuração é a fase de óleo, assim, permitindo que o operador, se desejar, mantenha a operação de perfuração na fase óleo.

5 Na FIG. 3.2, o gráfico cruzado (306) inclui pontos de dados para medições acústicas obtidas durante a perfuração em uma fase de transição (314). Os pontos de dados (314) mostrados no gráfico cruzado de transição (306) mostram desvio adicional (com respeito aos pontos de dados  
10 para a fase de óleo (312)) linha de matriz úmida limpa. Neste exemplo, o desvio adicional da matriz úmida limpa (302) mostrado nos pontos de dados (314) indica que a fase de transição foi atingida durante uma operação de perfuração. Uma vez que os pontos de dados para a fase de  
15 transição (314) são obtidos, o operador pode ser notificado de que a fase atual da operação de perfuração é a fase de transição, assim permitindo que o operador, se o desejar, oriente a operação de perfuração em direção a uma fase de alvo.

20 Na FIG. 3.3, o gráfico cruzado (308) inclui pontos de dados para medições acústicas obtidas durante a perfuração em uma fase de gás (316). Os pontos de dados (316) mostrados no gráfico cruzado de gás (308) apresentam um desvio substancial da linha de matriz úmida limpa. Neste  
25 exemplo, o desvio substancial da matriz úmida limpa (302) mostrado nos pontos de dados (316) indica que a fase atual

da operação de perfuração é a fase de gás.

Nas FIGS. 3.1-3.3, a sensibilidade de medições acústicas para o teor de gás de cada uma das fases é mostrado. Especificamente, à medida que o teor de gás de uma fase aumenta, a razão de velocidade de compressão para cisalhamento ("VPVS") diminui e a medição de compressão delta-T ("DTCO") aumenta em relação aos valores de dados de compressão normais.

A FIG. 4 representa um fluxograma de um método de acordo com uma ou mais modalidades. Um ou mais dos blocos mostrados na FIG. 4 pode ser omitido, repetido e/ou executado em uma ordem diferente. Assim, as modalidades não devem ser consideradas como limitadas às disposições específicas de blocos mostrados na FIG. 4.

Em uma ou mais modalidades, o método representado na FIG. 4 pode ser praticado durante uma operação de perfuração, como descrita acima com respeito às FIGS. 1-2. No bloco 402, dados de poço são obtidos de ferramentas de perfilagem durante a perfuração (LWD). Os dados de poço podem ser medições acústicas obtidas em uma profundidade atual da operação de perfuração incluindo mas não limitados a medições de compressão delta-T, medições de cisalhamento delta-T, velocidade de compressão e/ou velocidade de cisalhamento. Em um ou mais modalidades, um computador, conforme descrito com respeito à FIG. 5 abaixo, é utilizado para obter os dados de poço.

No bloco 404, os dados de poço são analisados para determinar a fase atual de uma operação de perfuração. Mais especificamente, as medições acústicas podem ser plotadas em um gráfico cruzado de razão de velocidade de compressão para cisalhamento ("VPVS") versus medição de compressão delta-T ("DTCO") para determinar a fase atual com base em uma linha de matriz úmida limpa em tempo real (isto é, a comparação é realizada durante a operação de perfuração associada com os dados do poço). Por exemplo, se a fase de

5

10

alvo é uma fase de óleo, pode ser determinado que a fase atual está mudando para uma fase de transição ou de gás quando as medições acústicas começam a desviar da linha de matriz úmida limpa (isto é, indicando que o teor de gás da fase atual está aumentando). Em outro exemplo, se a fase de

15

alvo é uma fase de gás, pode ser determinado que a fase atual está mudando para uma fase de transição ou de óleo quando as medições acústicas começam a normalizar com a linha de matriz úmida limpa (isto é, indicando que o teor de gás da fase atual está diminuindo). Em um ou mais

20

modalidades, um computador, conforme descrito com respeito à FIG. 5 abaixo, é utilizado para analisar os dados de poço.

Aqueles versados na técnica apreciarão que limiares predeterminados para as medições acústicas podem ser usados

25

para determinar a fase atual de uma operação de perfuração. Por exemplo, medições acústicas plotadas dentro de um

primeiro limiar podem ser classificadas como ocorrendo dentro da fase de óleo. Neste exemplo, medições acústicas plotadas entre o primeiro limiar e um segundo limiar podem ser classificadas como ocorrendo dentro da fase de transição. Além disso, medições acústicas plotadas fora do segundo limiar podem ser classificadas como ocorrendo dentro da fase de gás. Os limiares podem ser configurados com base na sensibilidade de gás necessária para a operação de perfuração.

10           No bloco 406, é feita uma determinação quanto a se a fase atual é a fase de alvo. No caso em que a fase de alvo é uma fase de óleo, pode ser determinado que a fase atual não é mais a fase de alvo (isto é, entrando em uma fase de transição ou de gás) quando a análise das medições acústicas indicar que o teor de gás da fase atual está aumentando. No caso em que a fase de alvo é uma fase de gás, pode ser determinado que a fase atual não é mais a fase de alvo (isto é, entrando em uma fase de transição ou de gás) quando a análise das medições acústicas indicar que o teor de gás da fase atual está diminuindo. Se for determinado que a fase atual é a fase de alvo, o método pode retornar ao bloco 402. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito com respeito à FIG. 5 abaixo, é usado para determinar se a fase atual é a fase de alvo.

25           Em resposta à determinação de que a fase atual não é a fase de alvo, a trajetória do poço é atualizada para

manter a perfuração do poço na fase de alvo (bloco 408). Por exemplo, se a fase de alvo é uma fase de óleo, a trajetória do poço é atualizada para orientar a perfuração do poço para baixo. Em outro exemplo, se a fase de alvo é uma fase de gás, a trajetória do poço é atualizada para orientar a perfuração do poço para cima. Em outro exemplo, um modelo de terra da operação de perfuração, incluindo uma trajetória de poço proposta, pode ser atualizado para orientar a perfuração do poço em tempo real. Em um ou mais modalidades, um computador, conforme descrito com respeito à FIG. 5 abaixo, é utilizado para atualizar a trajetória do poço para manter a operação de perfuração na fase de alvo.

No bloco 410, a operação de perfuração é ajustada com base na trajetória de poço atualizada. A operação de perfuração pode ser ajustada usando uma unidade de superfície, conforme descrito acima com respeito às FIGS. 1 e 2. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito em relação à FIG. 5 abaixo, é usado para ajustar a operação de perfuração.

Aqueles versados na técnica apreciarão que os blocos 402-410 podem ser repetidos qualquer número de vezes durante uma operação de perfuração. Neste caso, a operação de perfuração pode ser continuamente ajustada em tempo real para manter a perfuração do poço na fase de alvo.

Modalidades de orientação de furo de poço para fase podem ser implementadas em virtualmente qualquer tipo de

computador independentemente da plataforma sendo usada. Por exemplo, como representado na FIG. 5, um sistema de computador (500) inclui um ou mais processadores (502), tal como uma unidade de processamento central (CPU) ou outro processador de hardware, memória associada (504) (por exemplo, memória de acesso aleatório (RAM), memória cache, memória Flash, etc.), um dispositivo de armazenamento (506) (por exemplo, um disco rígido, um drive ótico, tal como um drive de compacto ou drive de disco de vídeo digital (DVD), um cartão de memória Flash, etc.) e numerosos outros elementos e funcionalidades típicas dos computadores de hoje (não mostrados). O computador (500) pode também incluir meios de entrada, tais como um teclado (508), um mouse (510) ou um microfone (não mostrado). Mais ainda, o computador (500) pode incluir meios da saída, tais como um monitor (512) (por exemplo, um mostrador de cristal líquido LCD, um mostrador de plasma ou um monitor de tubo de raio catódico (CRT)). O sistema de computador (500) pode ser conectado a uma rede (514) (por exemplo, uma rede de área local (LAN), uma rede de área ampla (WAN), tal como a Internet, ou qualquer outro tipo similar de rede) via uma conexão de interface de rede (não mostrada). Aqueles versados na técnica apreciarão que muitos tipos diferentes de sistemas de computador existem (por exemplo, computador de mesa, um computador portátil, um dispositivo de mídia pessoal, um dispositivo móvel, tal como um telefone celular

ou assistente digital pessoal, ou qualquer outro sistema de computador capaz de executar instruções legíveis por computador) e os meios de entrada e saída acima mencionados podem assumir outras formas, conhecidas agora ou desenvolvidas mais tarde. Em linhas gerais, o sistema de computador (500) inclui pelo menos o processamento mínimo, meios de entrada e/ou saída necessários para praticar uma ou mais modalidades.

Mais ainda, aqueles versados na técnica apreciarão que um ou mais elementos do sistema de computador acima mencionado (500) podem estar localizados em um local remoto e conectados a outros elementos através de uma rede. Mais ainda, uma ou mais modalidades podem ser implementadas em um sistema distribuído tendo uma pluralidade de nós, onde cada porção da implementação (por exemplo, a ferramenta de fase, os servidores) pode ser localizada em um nó diferente dentro do sistema distribuído. Em uma ou mais modalidades, o nó corresponde a um sistema de computador. Alternativamente, o nó pode corresponder a um processador com memória física associada. O nó pode alternativamente corresponder a um processador com memória e/ou os recursos compartilhados. Mais ainda, as instruções de software para executar uma ou mais modalidades podem ser armazenadas em um meio legível por computador, tal como um disco compacto (CD), um disquete, uma fita ou qualquer outro dispositivo de armazenamento legível por computador.

Os sistemas e os métodos fornecidos se referem à aquisição de hidrocarbonetos de um campo petrolífero. Appreciar-se-á que os mesmos sistemas e métodos podem ser usados para executar operações subsuperficiais, tais como mineração, recuperação de água e aquisição de outros fluidos subterrâneos ou outros geomateriais de outros campos. Mais ainda, porções dos sistemas e dos métodos podem ser implementadas como software, hardware, firmware ou combinações dos mesmos.

Embora a invenção tenha sido descrita com respeito a um número limitado de modalidades, aqueles versados na técnica, tendo o benefício desta divulgação, apreciarão que outras modalidades podem ser planejadas que não desviam do escopo de orientação de furo de poço para fase como divulgado neste. Portanto, o escopo da orientação de furo de poço para fase deve ser limitada somente pelas reivindicações em anexo.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO DE ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO  
USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS, caracterizado por compreender:

obter, usando uma unidade de processamento central  
5 (CPU), uma linha de matriz úmida limpa para o poço, em que  
a linha de matriz úmida limpa compreende uma pluralidade de  
valores de compressão normais;

obter, usando a CPU, as medições acústicas de pelo  
menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração a  
10 uma profundidade atual da operação de perfuração, em que as  
medições acústicas compreendem uma razão de velocidade de  
compressão para cisalhamento e uma medição de compressão  
delta-T;

determinar, usando a CPU, uma fase atual da  
15 operação de perfuração comparando as medições acústicas à  
linha de matriz úmida limpa;

em resposta à determinação de que a fase atual não  
é uma fase de alvo, gerar uma trajetória de poço atualizada  
para orientar a operação de perfuração em direção à fase de  
20 alvo; e

ajustar a operação de perfuração usando a  
trajetória de poço atualizada.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1,  
caracterizado por ainda compreender:

25 gerar um modelo de terra usando uma pluralidade de  
medições subsuperficiais; e

atualizar o modelo de terra usando a razão de velocidade de compressão para cisalhamento e a medição de compressão delta-T,

em que a trajetória de poço atualizada é gerada usando o modelo de terra atualizado.

3.Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a fase de alvo ser uma fase de óleo, e em que a fase atual é uma fase de transição.

4.Método, de acordo com a reivindicação 3, caracterizado por a trajetória de poço atualizada orientar a operação de perfuração para baixo em direção à fase de óleo.

5.Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a fase atual ser determinada com base em um desvio da razão de velocidade de compressão para cisalhamento e da medição de compressão delta-T da linha de matriz úmida limpa.

6.Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração (LWD) compreender uma ferramenta LWD de cisalhamento quadripolo completa.

7.Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por o poço ser um poço horizontal.

8.SISTEMA PARA ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES DE TENSÃO EM ROCHA, caracterizado por compreender:

pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração configurada para obter as medições acústicas a uma profundidade atual da operação de perfuração, em que as medições acústicas compreendem uma razão de velocidade de compressão para cisalhamento e uma medição de compressão delta-T;

uma ferramenta de fase configurada para:

obter uma linha de matriz úmida limpa para o poço, em que a linha de matriz úmida limpa compreende uma pluralidade de valores de compressão normais;

determinar uma fase atual da operação de perfuração comparando as medições acústicas à linha de matriz úmida limpa;

em resposta à determinação de que a fase atual não é uma fase de alvo, gerar uma trajetória de poço atualizada para orientar a operação de perfuração em direção à fase de alvo; e

um controlador configurado para ajustar a operação de perfuração usando a trajetória de poço atualizada.

9.Sistema, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado por a ferramenta de fase ser configurada para:

gerar um modelo de terra usando uma pluralidade de medições subsuperficiais; e

atualizar o modelo de terra usando a razão de velocidade de compressão para cisalhamento e a medição de

compressão delta-T,

em que a trajetória de poço atualizada é gerada usando o modelo de terra atualizado.

10. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, 5  
caracterizado por a fase de alvo ser uma fase de óleo e em que a fase atual é uma fase de transição.

11. Sistema, de acordo com a reivindicação 10, 10  
caracterizado por a trajetória de poço atualizada orientar a operação de perfuração para baixo em direção à fase de óleo.

12. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, 15  
caracterizado por a fase atual ser determinada com base em um desvio da razão de velocidade de compressão para cisalhamento e da medição de compressão delta-T da linha de matriz úmida limpa.

13. Sistema, de acordo com a reivindicação 8,  
caracterizado por a pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração (LWD) compreender uma ferramenta LWD de cisalhamento quadripolo completa.

20 14. Sistema, de acordo com a reivindicação 8,  
caracterizado por o poço ser um poço horizontal.

25 15. MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMAZENANDO INSTRUÇÕES PARA ORIENTAR UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO USANDO MEDIÇÕES ACÚSTICAS, caracterizado por as instruções quando executadas fazendo com que um processador:

obtenha uma linha de matriz úmida limpa para o poço, em que a linha de matriz úmida limpa compreende uma pluralidade de valores de compressão normais;

5 obtenha as medições acústicas de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração a uma profundidade atual da operação de perfuração, em que as medições acústicas compreendem uma razão de velocidade de compressão para cisalhamento (VPVS) e uma medição de compressão delta-T (DTCO);

10 determine uma fase atual da operação de perfuração com base em um desvio das medições acústicas da linha de matriz úmida limpa;

em resposta à determinação de que a fase atual não é uma fase de alvo, gere uma trajetória de poço atualizada para orientar a operação de perfuração em direção à fase de alvo; e

ajustar a operação de perfuração usando a trajetória de poço atualizada.

16. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado por as instruções quando executadas ainda fazerem com que o processador:

gere um modelo de terra usando uma pluralidade de medições subsuperficiais; e

25 atualize o modelo de terra usando a razão de velocidade de compressão para cisalhamento e a medição de compressão delta-T,

em que a trajetória de poço atualizada é gerada usando o modelo de terra atualizado.

17. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado por a fase de alvo ser uma fase de óleo e em que a fase atual é uma fase de transição.

18. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 17, caracterizado por a trajetória de poço atualizada orientar a operação de perfuração para baixo em direção à fase de óleo.

19. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado por a pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração (LWD) compreender uma ferramenta LWD de cisalhamento quadripolo completa.

20. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado por o poço ser um poço horizontal.



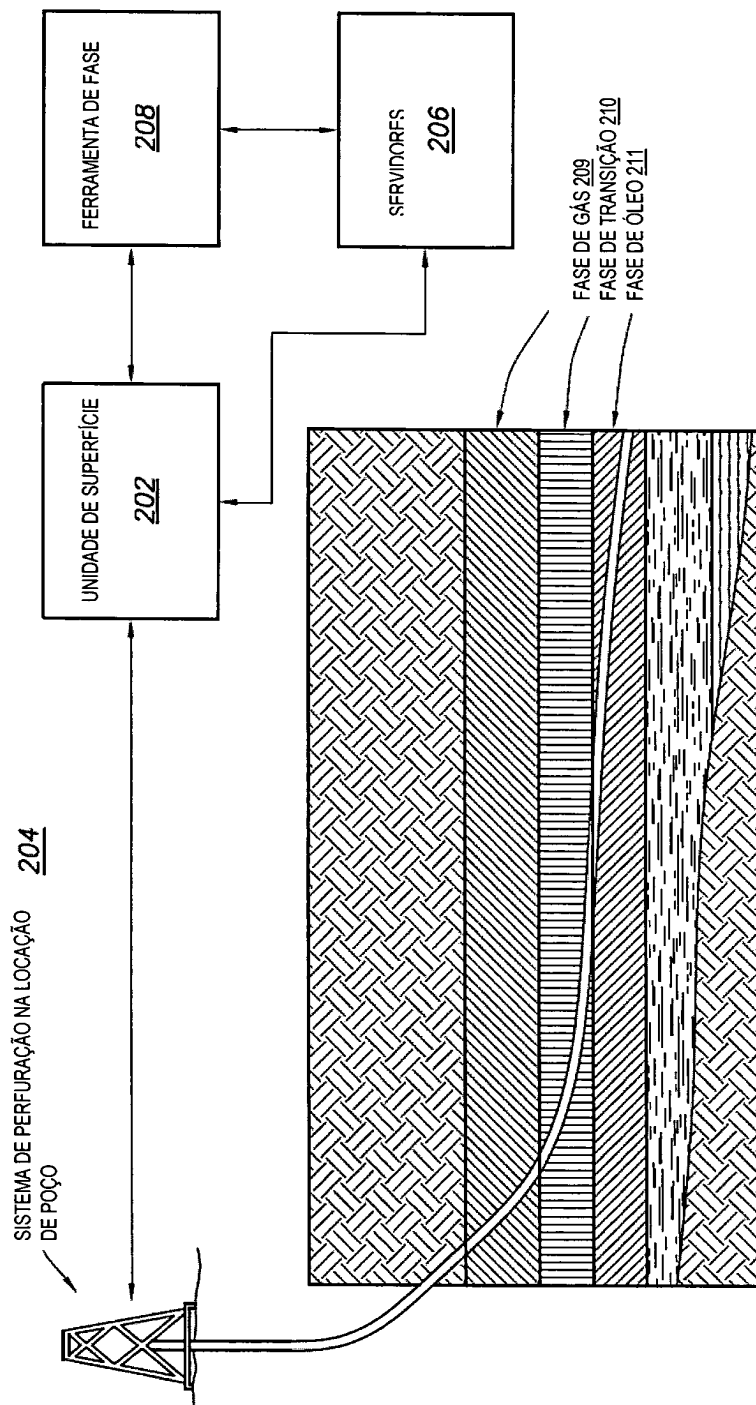


FIG.2.1

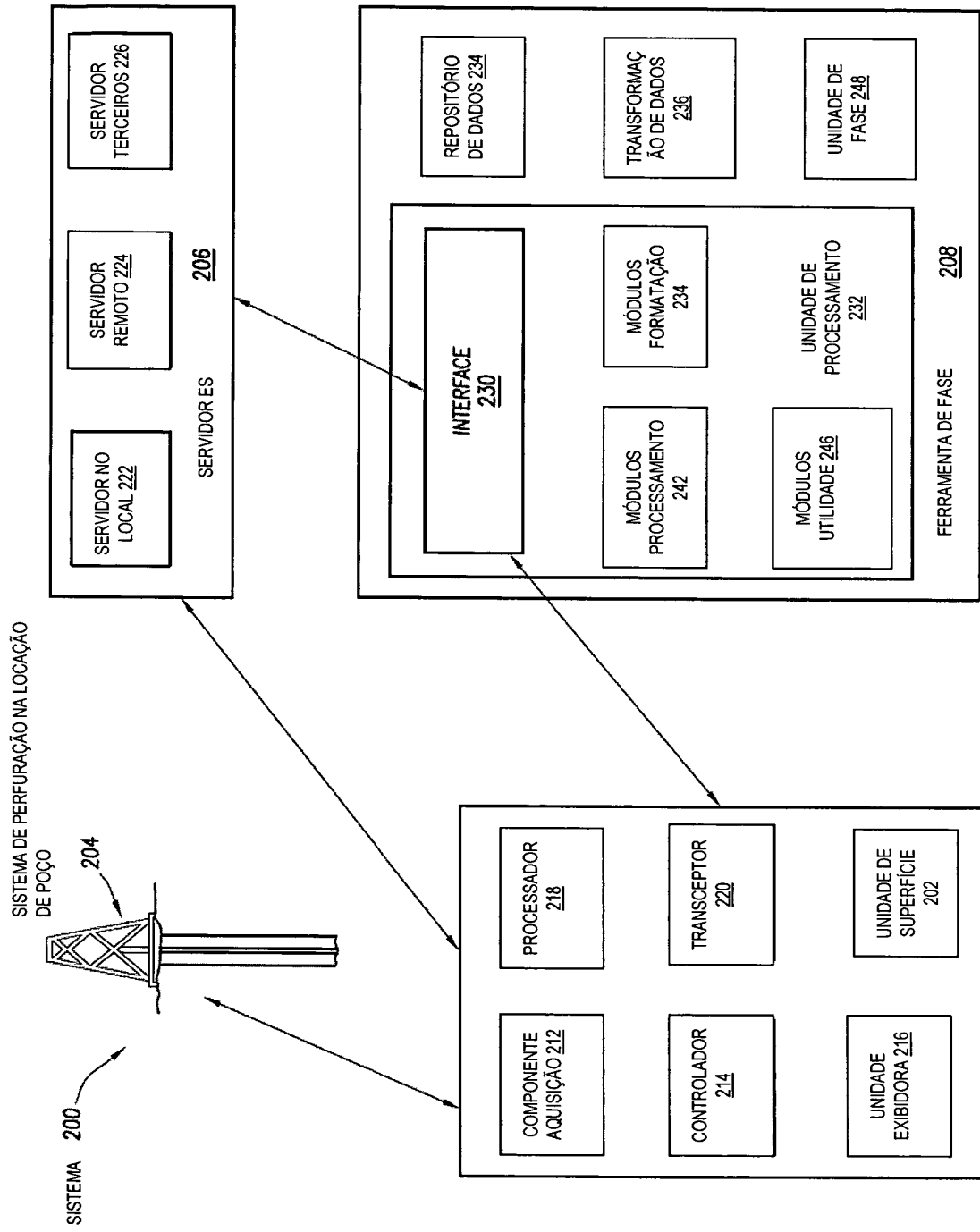


FIG. 2.2

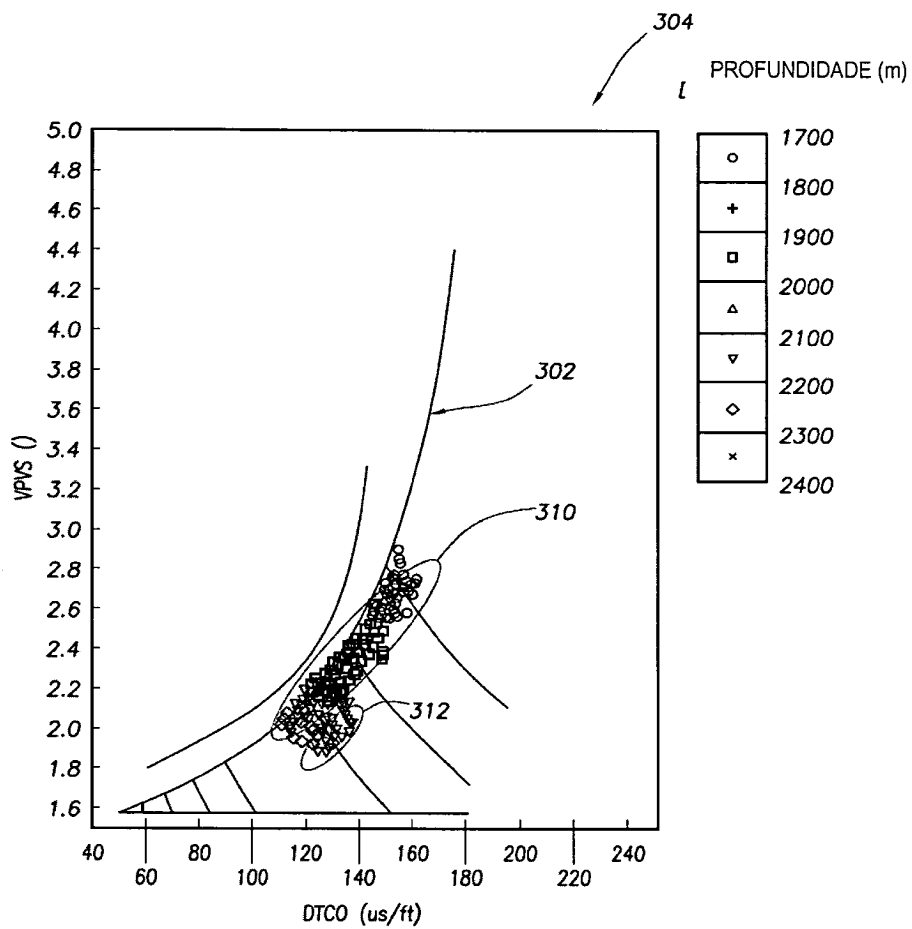


FIG.3.1

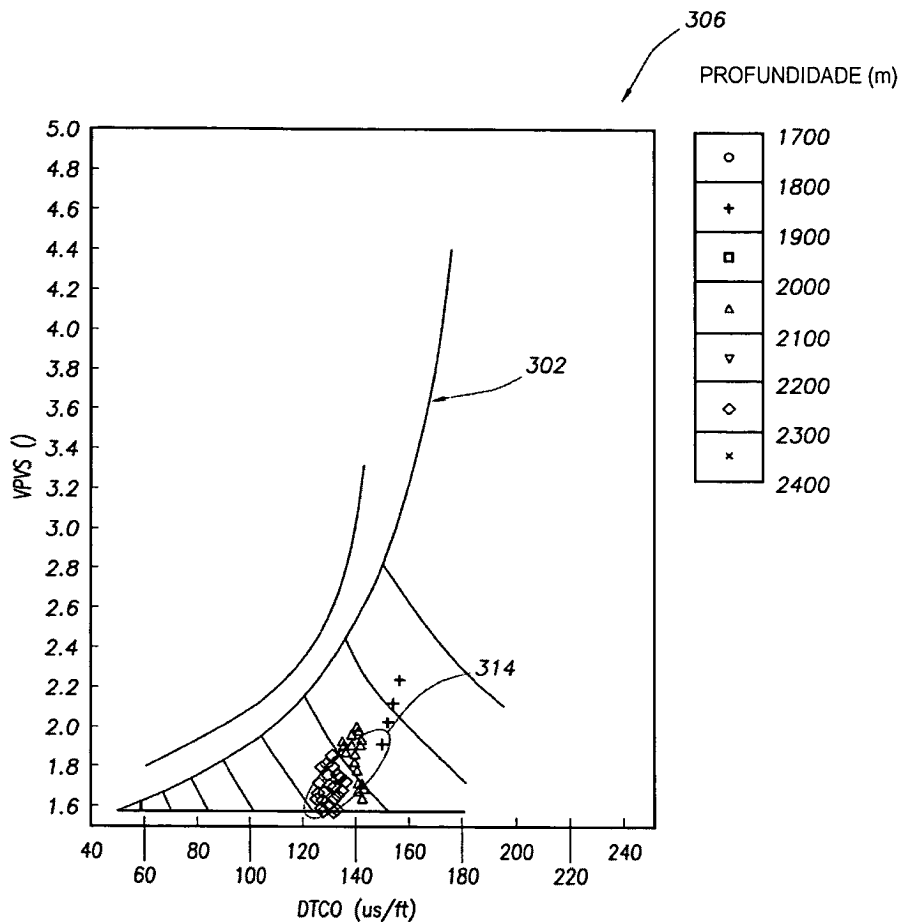
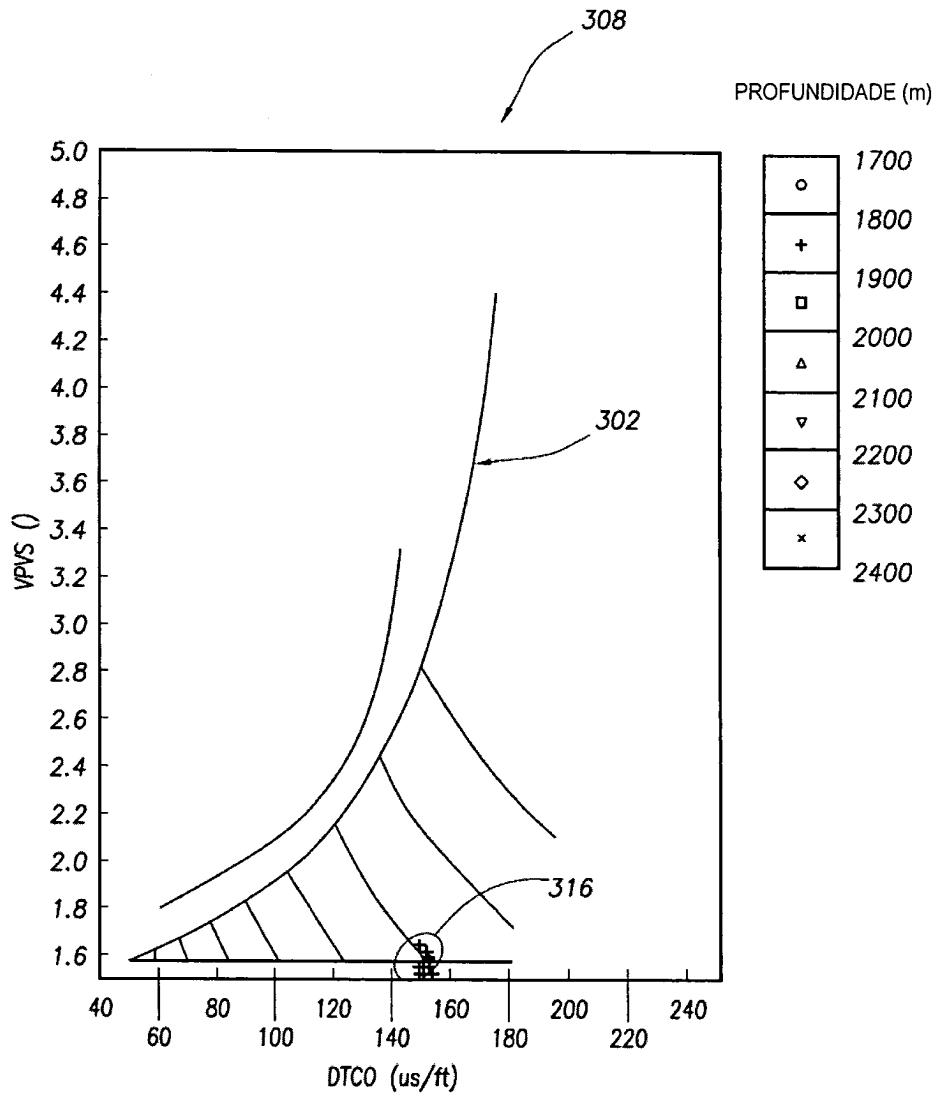


FIG.3.2



**FIG.3.3**

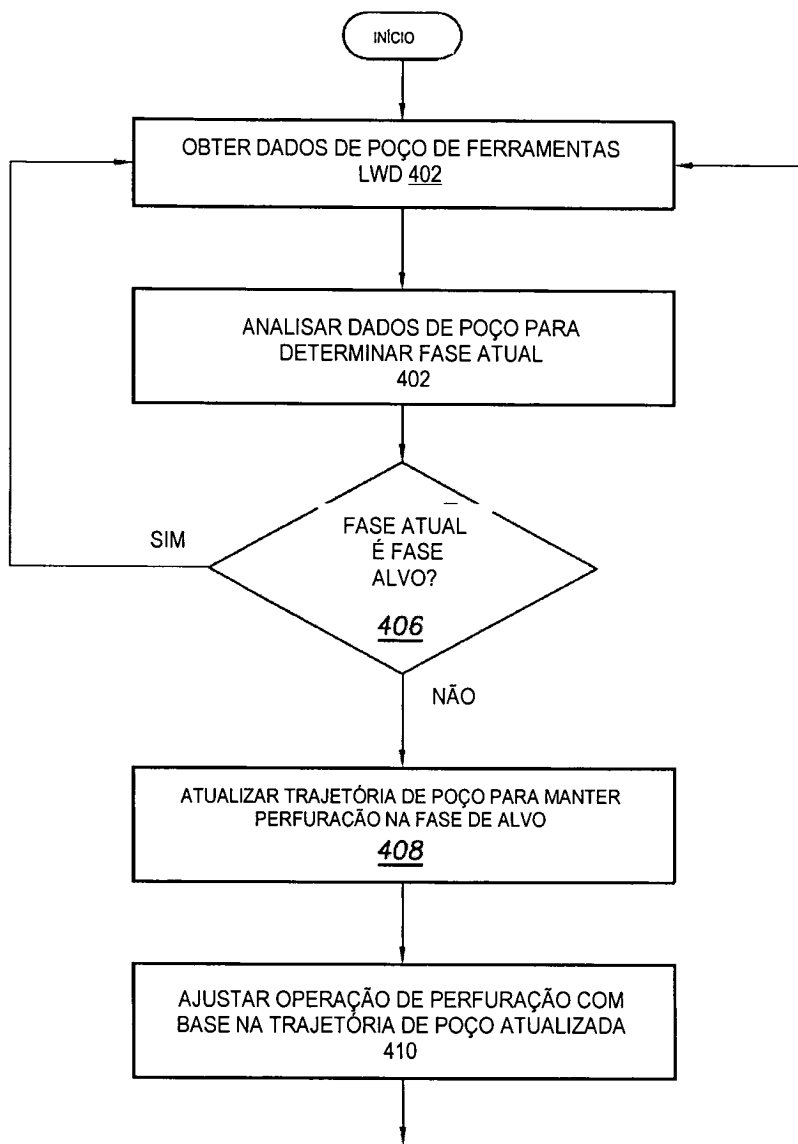


FIG. 4

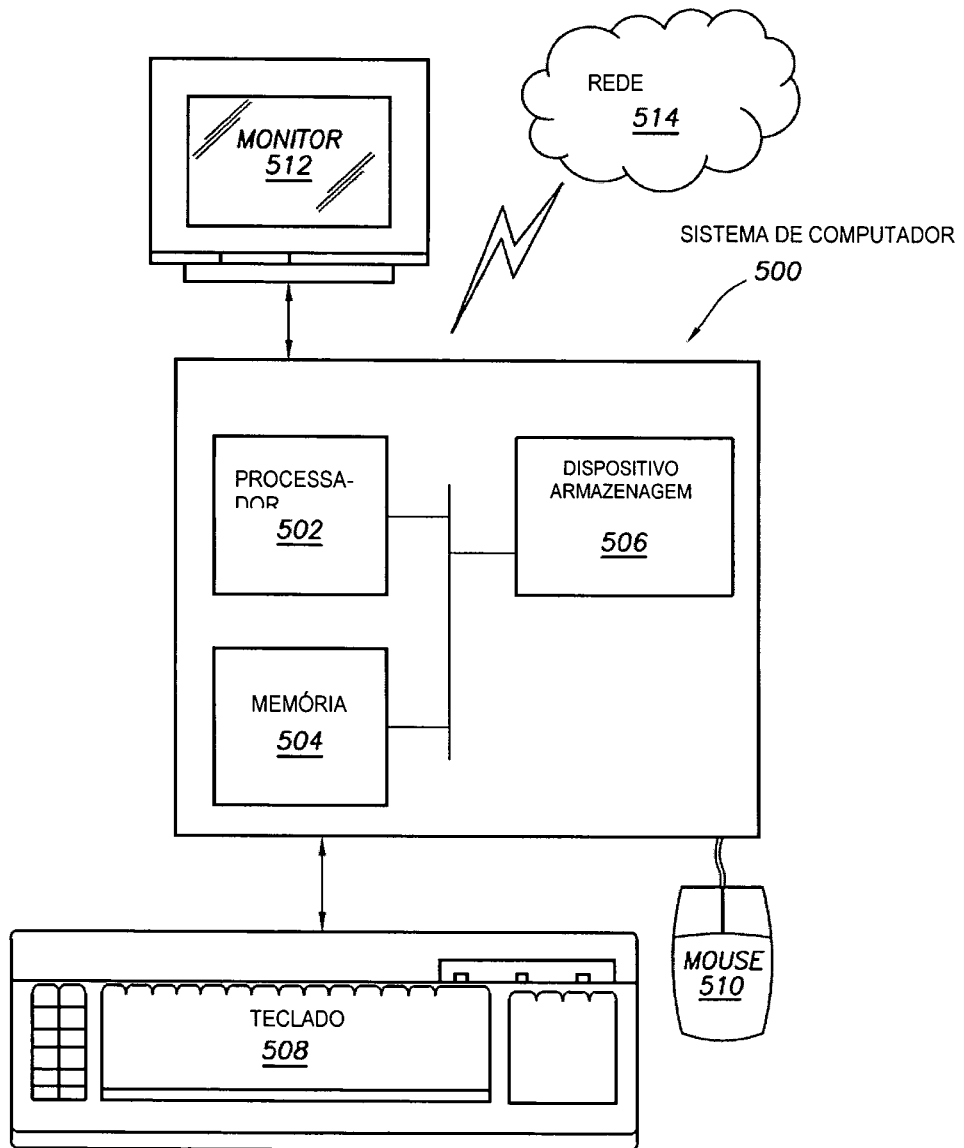


FIG.5

## - RESUMO -

MÉTODO DE ORIENTAR OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO  
MEDIÇÕES ACÚSTICAS, SISTEMA PARA ORIENTAR OPERAÇÃO DE  
PERFURAÇÃO DE POÇO USANDO MEDIÇÕES DE TENSÃO EM ROCHA, E  
5 MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMAZENANDO INSTRUÇÕES PARA  
ORIENTAR UMA OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO USANDO  
MEDIÇÕES ACÚSTICAS

Um método de orientar uma operação de perfuração de  
um poço usando medições acústicas. O método inclui obter,  
10 usando uma unidade de processamento central (CPU), uma  
linha de matriz úmida limpa para o poço, onde a linha de  
matriz úmida limpa inclui numerosos de valores de  
compressão normais, obter, usando a CPU, as medições  
acústicas de pelo menos uma ferramenta de perfilagem  
15 durante a perfuração a uma profundidade atual da operação  
de perfuração, onde as medições acústicas incluem uma razão  
de velocidade de compressão para cisalhamento e uma medição  
de compressão delta-T, e determinar, usando a CPU, uma fase  
atual da operação de perfuração comparando as medições  
20 acústicas à linha de matriz úmida limpa. O método ainda  
inclui, em resposta à determinação de que a fase atual não  
é uma fase de alvo, gerar uma trajetória de poço atualizada  
para orientar a operação de perfuração em direção à fase de  
alvo e ajustar a operação de perfuração usando a trajetória  
25 de poço atualizada.