



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1008053-8 B1



(22) Data do Depósito: 09/02/2010

(45) Data de Concessão: 15/10/2019

(54) Título: PROCESSO PARA CARACTERIZAÇÃO DE FURO DE POÇO E SISTEMA PARA CARACTERIZAÇÃO DE PROPRIEDADES DE UM FURO DE POÇO

(51) Int.Cl.: E21B 47/00; E21B 47/06; G01V 11/00; G01V 1/40; G06F 19/00.

(30) Prioridade Unionista: 11/02/2009 US 61/151,699; 11/09/2009 US 61/241,793.

(73) Titular(es): M-I L.L.C..

(72) Inventor(es): SCOTT SAWYER; DONOVAN BALLI; MICHAEL J. TANGEDAHL; JAMES GUNNELS; ROGER SUTER.

(86) Pedido PCT: PCT US2010023624 de 09/02/2010

(87) Publicação PCT: WO 2010/093626 de 19/08/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 11/08/2011

(57) Resumo: APARELHO E PROCESSO PARA CARACTERIZAÇÃO DE FURO DE POÇO Um aparelho e um processo para caracterização de furo de poço são divulgados, incluindo: separar, em um reservatório de separação, lama de perfuração de gás produzido durante perfuração de um furo de poço; transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a j usante; e medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de massa e uma taxa de fluxo volumétrico do gás produzido separado durante o transporte usando um ou mais sensores. Propriedades do gás separado da lama podem ser usadas para determinar características de um furo de poço.

**PROCESSO PARA CARACTERIZAÇÃO DE FURO DE POÇO E SISTEMA PARA
CARACTERIZAÇÃO DE PROPRIEDADES DE UM FURO DE POÇO**

FUNDAMENTOS DA DIVULGAÇÃO

Campo da Divulgação

5 Modalidades divulgadas neste documento se referem
geralmente a sistemas e processos para caracterização de um
furo de poço. Mais particularmente, as modalidades
divulgadas neste documento medem propriedades de gases
produzidos durante perfuração, além de outras medições de
10 perfuração, para caracterizar um poço. Tais caracterizações
podem ser executadas em tempo real, permitindo a otimização
de parâmetros de perfuração e melhoria no desempenho de
perfuração e na estabilidade de poço resultante.

Fundamentos da Técnica

15 A perfuração de furo de poço que é usado, por exemplo,
na exploração e produção de petróleo, inclui girar uma
broca de perfuração enquanto aplicando força axial à broca
de perfuração. A rotação e a força axial tipicamente são
fornecidas pelo equipamento na superfície que inclui uma
20 "sonda" de perfuração. A sonda inclui vários dispositivos
para levantar, girar e controlar segmentos de tubo de
perfuração que, em última análise, conectam a broca de
perfuração ao equipamento na sonda. O tubo de perfuração
fornece uma passagem hidráulica através da qual fluido de
25 perfuração é bombeado. O fluido de perfuração descarrega
através de orifícios de tamanho selecionado na broca
("jatos") para fins de resfriar a broca e levantar
fragmentos e cortes de rocha do furo de poço à medida que
ele está sendo perfurado.

30 A velocidade e economia com as quais um furo de poço é

perfurado, bem como a qualidade do furo perfurado, dependem de uma série de fatores. Estes fatores incluem, entre outros, as propriedades mecânicas das rochas que são perfuradas, o diâmetro e tipo da broca usada, a taxa de
5 fluxo do fluido de perfuração e a velocidade de rotação e a força axial aplicada à broca de perfuração. É geralmente o caso que para quaisquer propriedades mecânicas particulares de rochas, uma taxa à qual a broca de perfuração penetra na rocha ("ROP") corresponde à quantidade de força axial na e
10 a velocidade de rotação da broca de perfuração. A taxa à qual a broca de perfuração se desgasta está geralmente relacionada com a ROP. Vários métodos foram desenvolvidos para otimizar vários parâmetros de perfuração para atingir vários resultados desejáveis.

15 Métodos do estado da técnica para otimizar valores para parâmetros de perfuração concentraram-se na resistência à compressão da rocha. Por exemplo, a patente US 6.349.595, expedida para Civolani, *et al.* ("a patente 595"), divulga um método para selecionar um parâmetro de
20 projeto de broca de perfuração com base na resistência à compressão da formação. A resistência à compressão da formação pode ser medida diretamente por um teste de indentação realizado em fragmentos e cascalhos nos retornos de fluido de perfuração. O método também pode ser aplicado
25 para determinar os parâmetros de perfuração ótimos prováveis, tal como requisitos hidráulicos, proteção de calibrador, peso na broca ("WOB") e a taxa de rotação da broca. A patente '595 é por meio deste incorporada por referência em sua totalidade.

30 A patente US 6.424.919, expedida para Moran, *et al.*

("a patente 919"), divulga um método para selecionar um parâmetro de projeto de broca de perfuração introduzindo pelo menos uma propriedade de uma formação a ser perfurada em uma Rede Neural Artificial ("ANN") treinada. A patente
5 '919 também revela que um ANN treinada pode ser utilizada para determinar parâmetros de operação de perfuração ótimos para um projeto de broca de perfuração selecionado em uma formação tendo propriedades particulares. A ANN pode ser treinada usando dados obtidos de experimentos de
10 laboratório ou de poços existentes que foram perfurados perto do presente poço, tal como um poço em desvio. A patente '919 é por meio deste incorporada por referência em sua totalidade.

Várias referências divulgam vários métodos para usar
15 ANNs para resolver vários problemas de perfuração, produção e avaliação de formação. Estas referências incluem a patente US 6.044.325 expedida para Chakravarthy, *et al.*, patente US 6.002.985 expedida para Stephenson, *et al.*, patente US 6.021.377 expedida para Dubinsky, *et al.*,
20 patente US 5.730.234 expedida para Putot, patente US 6.012.015 expedida para Tubel, e patente US 5.812.068 expedida para Wisler, *et al.*

A coleta de dados e análises utilizadas nos métodos descritos acima para simular ou analiticamente determinar
25 características de um furo de poço, embora ferramentas analíticas e de aprendizagem úteis, muitas vezes não caracterizam adequadamente um furo de poço. O que é necessário, portanto, são métodos e aparelhos úteis para uma caracterização mais completa e precisa de um furo de
30 poço.

SUMÁRIO DAS MODALIDADES REIVINDICADAS

Em um aspecto, modalidades divulgadas neste documento se referem a um processo para caracterização de furo de poço, o processo, incluindo: separar, em um reservatório de separação, lama de perfuração de gás produzido durante perfuração de um furo de poço; transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante; e medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de massa e uma taxa de fluxo volumétrico do gás produzido separado durante transporte usando um ou mais sensores. Em algumas modalidades, as propriedades do gás separado podem ser usadas para determinar as propriedades de um furo de poço. Em outras modalidades, as propriedades do gás separado podem ser agregadas com dados de sensores adicionais obtidos durante a perfuração para determinar características do furo de poço.

Em outro aspecto, modalidades divulgadas neste documento se referem a um sistema para caracterizar um furo de poço, o sistema incluindo: um reservatório de separação para separar lama de perfuração de gás produzido durante perfuração de um furo de poço; um conduto de fluido para transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante; um ou mais sensores para medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de massa e uma taxa de fluxo volumétrico do gás separado durante transporte no conduto de fluido.

Em algumas modalidades, o sistema também pode incluir: um primeiro dispositivo de computador para armazenar dados coletados por um ou mais sensores; caminhos de comunicação

para transmitir dados do primeiro dispositivo de computador em um primeiro formato de saída de computador; um dispositivo de tradução para traduzir os dados no primeiro formato de saída de computador para um segundo formato de saída de computador; caminhos de comunicação para transmitir os dados traduzidos para um segundo dispositivo de computador.

Em outras modalidades, o sistema pode também incluir: pelo menos um sensor para medir pelo menos uma propriedade do furo de poço; caminhos de comunicação para transmitir as propriedades de furo de poço medidas para o segundo dispositivo de computador; e um sistema de análise de dados para analisar pelo menos uma propriedade de furo de poço e os dados traduzidos para determinar características do furo de poço. Um sistema de controle também pode ser usado em algumas modalidades para controlar a perfuração com base nas características determinadas.

Em outro aspecto, modalidades divulgadas neste documento se referem a um processo para medir emissões de carbono durante a perfuração de um furo de poço. O processo pode incluir: separar em um reservatório de separação lama de perfuração de gás produzido durante a perfuração de um furo de poço; transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante; medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de massa e uma taxa de fluxo volumétrico do gás produzido separado durante o transporte usando um ou mais sensores; determinar pelo menos um de uma taxa de fluxo volumétrico padrão e um peso molecular médio do gás produzido separado com base na medição. Em algumas

modalidades, o processo também pode incluir determinar uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado ao longo de um período de tempo com base em pelo menos um dentre a taxa de fluxo volumétrico padrão
5 determinada e o peso molecular médio determinado.

Em outro aspecto, modalidades divulgadas neste documento se referem a um sistema para medir emissões de carbono durante a perfuração de um furo de poço. O sistema pode incluir: um reservatório de separação para separar
10 lama de perfuração de gás produzido durante a perfuração de um furo de poço; um conduto de fluido para transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante; um ou mais sensores para medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão e uma taxa de
15 fluxo de volumétrico do gás separado durante o transporte no conduto de fluido; e um dispositivo de computador para pelo menos um de transmitir, armazenar e analisar as medições de um ou mais sensores. Em algumas modalidades, o dispositivo de computador é configurado para determinar uma
20 quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado através do conduto de fluido durante um período de tempo com base nas medições de um ou mais sensores.

Outros aspectos e outras vantagens da invenção serão
25 aparentes da descrição a seguir e das reivindicações em anexo.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A Figura 1 é um diagrama de fluxo de processo simplificado de acordo com modalidades divulgadas neste
30 documento.

A Figura 2 ilustra um processo para caracterização de furo de poço de acordo com modalidades divulgadas neste documento.

5 A Figura 3 ilustra um processo para caracterização de furo de poço de acordo com modalidades divulgadas neste documento.

A Figura 4 ilustra um processo para medir emissões de carbono durante perfuração de acordo com modalidades divulgadas neste documento.

10 A Figura 5 ilustra um processo para caracterização de furo de poço e medição de emissões de carbono durante perfuração de acordo com modalidades divulgadas neste documento.

DESCRIÇÃO DETALHADA

15 Modalidades divulgadas neste documento se referem geralmente a sistemas e processos para caracterização de um furo de poço. Mais particularmente, modalidades divulgadas neste documento medem propriedades de gases produzidos durante perfuração, além de outras medições de perfuração,
20 para caracterizar um furo de poço. Tais caracterizações podem ser executadas em tempo real, permitindo a otimização de parâmetros de perfuração e melhoria no desempenho de perfuração e a estabilidade de poço resultante.

Quando perfurando ou completando poços em formações de
25 terra, vários fluidos tipicamente são usados no poço por uma variedade de razões. Usos comuns para fluidos de poço incluem: lubrificação e resfriamento de superfícies de corte de broca de perfuração durante perfuração em geral ou perfuração interna (isto é, perfuração em uma formação
30 petrolífera de alvo), transporte de "fragmentos e

cascalhos" (pedaços de formação desalojados pela ação de corte dos dentes de uma broca de perfuração) para a superfície, controle da pressão do fluido da formação para evitar blow outs, manutenção da estabilidade do poço, 5 suspensão de sólidos no poço, minimização de perda de fluido para a formação em estabilização da formação através da qual o poço está sendo perfurado, faturamento da formação nas proximidades do poço, deslocamento do fluido dentro do poço com outro fluido, limpeza do poço, teste do 10 poço, transmissão de potência hidráulica para a broca de perfuração, fluido usado para colocar um packer, abandono do poço ou preparação do poço para abandono e, de outra maneira, tratamento do poço ou da formação.

Durante a perfuração, a lama é injetada através do 15 centro da coluna de perfuração para a broca e sai no anular entre a coluna de perfuração e o furo de poço, satisfazendo, desta maneira, o resfriamento e a lubrificação da broca, do revestimento do poço e transportando fragmentos e cascalhos de perfuração para a 20 superfície. Na superfície, a lama pode ser separada de fragmentos e cascalhos de perfuração para reutilização e os fragmentos e cascalhos de perfuração de broca podem ser eliminados de forma ambientalmente aceita. Além de transportar fragmentos e cascalhos de perfuração para a 25 superfície, gases presentes em várias camadas da formação sendo perfurada também podem ser transportados para a superfície pela lama. O transporte de gases para a superfície com a lama é comum durante perfuração subequilibrada, mas também pode estar presente em algum 30 grau durante perfuração equilibrada ou superequilibrada.

Com referência agora a Figura 1, um diagrama de fluxo simplificado de um processo para caracterização de furo de poço ou medição de emissões de carbono de acordo com modalidades divulgadas neste documento é ilustrado. Lama, incluindo gás produzido do furo de poço durante a perfuração, pode ser alimentada via linha de fluxo 10 para o separador de lama/gás 12 que pode fornecer tempo de residência suficiente para a lama desgaseificar antes de ser recuperada e alimentada através da linha de fluxo 14 a vários processos a jusante para preparação da lama para reciclo, onde tais processos podem incluir peneiras, centrífugas e similares, para separar fragmentos e cascalhos de perfuração da lama e outros processos de lama conforme conhecidos daqueles versados na técnica.

O gás separado pode ser recuperado do separador de lama/gás 12 via linha de fluxo 16. Formações sendo perfuradas têm composições, conteúdo (volume) e pressões de gás variáveis e, por conseguinte, a linha de fluxo 16 deve ser adequadamente dimensionada para levar em conta fluxo intermitente ou surgências no volume de fluxo de gás que pode ser encontrado durante a perfuração. Gás produzido durante a perfuração pode ser encaminhado através da linha de fluxo 16 para vários processos a jusante 18 que podem incluir recuperação de gás, tal como para venda, eliminação de gás, tal como para um queimador, ou uso como uma fonte de combustível, ou para processos para a conversão do gás, tipicamente hidrocarbonetos mais leves, em um hidrocarboneto mais pesado.

O fluxo de gás do furo de poço, como mencionado acima, pode ser intermitente ou vir em surgências com a lama

circulante. Como tal, as propriedades do gás produzido com o fluxo de lama podem ser usadas para determinar características do furo de poço sendo perfurado. Por exemplo, o gás produzido pode ser indicativo de tipo de formação, permeabilidade da formação e de outras características que podem ser úteis na determinação de parâmetros de operação de perfuração ótimos para um projeto de brica de perfuração selecionado em uma formação tendo propriedades particulares.

Um ou mais sensores 20, 22, 24 podem ser localizados na linha de fluxo 16 para medir as propriedades do gás. Por exemplo, um termopar 20, um transdutor de pressão 22 e um dispositivo de medição de fluxo 24 podem ser usados para medir temperatura, pressão e taxa de fluxo, respectivamente, do gás durante transporte do separador de lama/gás 12 para o processo a jusante 18 via linha de fluxo 16. O dispositivo de medição de fluxo 24 pode ser qualquer tipo de dispositivo para medir a taxa de fluxo de massa ou volumétrico de um gás, incluindo dispositivos de medição de massa ultrassônicos, tal como um Sistema Medidor de Taxa de Fluxo de Gás UBD, um gás de fluxo ultrassônico de massa de gás, tal como um medidor DIGITALFLOW GF868 Panametrics, disponível de GE Industrial Sensing, medidores de fluxo inerciais, medidores de fluxo de massa Coriolis, medidores de fluxo volumétrico e similares.

Fios de transmissão 26, 28, 30 podem ser usados para transmitir dados de dispositivos de medição 20, 22, 24 para um primeiro dispositivo de computador 32 que pode ser usado para registrar e armazenar os dados, tal como em intervalos de tempo determinados.

O primeiro dispositivo de computador 32 pode incluir programação para determinar propriedades adicionais do gás. Por exemplo, a taxa de fluxo de gás, a temperatura e pressão medidas, pode ser convertida em uma taxa de fluxo volumétrico padrão, assim proporcionando um valor adequado para comparação (como taxas de fluxo de gás semelhantes que são medidas em diferentes temperaturas e/ou pressão não são indicativas de propriedades semelhantes, é preferível comparar taxas de fluxo volumétrico ou de massa em uma determinada condição padrão) Adicionalmente, o primeiro dispositivo de computador 32 pode incluir programação para determinar o peso molecular médio do gás. A determinação de pesos moleculares médios, taxas de fluxo de massa e/ou taxas de fluxo volumétrico padrão, ou outras propriedades do gás, pode ser realizada, por exemplo, usando leis de gás perfeito ou relações termodinâmicas mais complexas, incluindo variáveis tais como temperatura, pressão, fluxo de massa ou volumétrico e outras variáveis como podem ser medidas, para o cálculo ou a estimativa de propriedades do gás. Variáveis que podem ser medidas, determinadas ou registradas pelo primeiro dispositivo de computador 32 podem incluir um ou mais de velocidade de fluxo, taxa de fluxo volumétrico, fluxo de volume totalizado, tempo de medição de fluxo total, fluxo de massa, fluxo de massa totalizado, temperatura do gás, pressão do gás, peso molecular médio, fluxo volumétrico padrão, fluxo volumétrico real, fator de compressibilidade do gás, velocidade do som do fluido, número de Reynolds e velocidade instantânea, bem como várias medições de qualidade de sinal, incluindo ajustes de ganho, qualidade

de sinal, intensidade de sinal e picos de sinal entre outros.

O primeiro dispositivo de computador 32 também pode incluir painéis de leitura local e de controle 34 para
5 fazer a interface com o primeiro dispositivo de computador 32 e localmente ou remotamente analisar os dados do sensor. O primeiro dispositivo de computador 32 também pode incluir portas de programação e transmissão 36 para exportação dos dados registrados. Por exemplo, pode ser desejável
10 continuamente ou intermitentemente transmitir dados registrados do primeiro dispositivo de computador 32 para um segundo dispositivo de computador 38, onde novas análises dos dados registrados e transmitidos podem ser realizadas, tal como a caracterização de furo de poço acima
15 mencionada.

Os fabricantes de sensores geralmente fornecem os sensores e dispositivos associados, tal como o primeiro dispositivo de computador 32, onde o primeiro dispositivo de computador está programado para transmitir os dados
20 registrados em um formato de saída dado, tal como um formato à base de texto tendo características de registro particulares, cabeçalhos, retornos de carro, indicadores de ponto de partida, indicadores de ponto final e similares, ou um formato binário incluindo pacotes de dados
25 compreendendo indicadores de início e fim, checksums e similares.

Análise dos dados usando o segundo dispositivo de computador 38 pode ser efetuada nos dados como transmitidos, no primeiro formato de saída. O segundo
30 dispositivo de computador 38, no entanto, pode exigir um

formato diferente para os dados do que é fornecido pelo primeiro dispositivo de computador 32. Nesse caso, pode ser necessário traduzir a saída de dados do primeiro dispositivo de computador para um segundo formato de saída de computador. A tradução dos dados, por exemplo, pode ser feita usando um dispositivo de tradução 40 intermediário aos primeiros e segundos dispositivos de computador 32, 38. Dados podem ser transmitidos em um primeiro formato de saída de computador através da linha de transmissão 42 do primeiro dispositivo de computador 32 para o dispositivo de tradução 40 que também pode ser usado para registrar e armazenar os dados. O dispositivo de conversão 40, então, pode converter os dados do primeiro formato de saída de computador em um segundo formato de saída de computador no qual os dados podem ser transmitidos via linha de transmissão 44 para o segundo dispositivo de computador 38. O segundo dispositivo de computador 38, então, pode analisar os dados de sensor de gás medidos e as propriedades de gás determinadas para determinar características do furo de poço sendo perfurado.

Em algumas modalidades, o tradutor pode converter os dados no primeiro formato de saída em um formato de Padrão de Transferência de Informação em Local de Poço (WITS) ou um formato de Linguagem de Marcação Padrão de Transferência de Informações (WITSML). Outros padrões de transferência e formatos de dados proprietários podem também ser utilizados sem desviar do escopo das modalidades divulgadas neste documento, um exemplo dos quais pode incluir protocolo IDM da General Electric.

Como um exemplo de tradução de dados usando o

dispositivo de tradução 40, dados de um primeiro dispositivo de computador podem ser enviados em um formato incluindo informações de cabeçalho e dados medidos ou determinados, tal como ilustrado abaixo.

```

5      Data Transfer Name Header Line 1
      Data Transfer Name Header Line 2
      Data Transfer Name Header Line 3
      Start Date      Date
      Start Time      Time
10     Variable 1      Variable 2      Variable 3
      HH:MM:SS  Variable 1 units Variable 2 units Variable 3 units
      Time stamp data output      data output      data output

```

O cabeçalho, que neste documento é considerado como incluindo todas, exceto a última linha (linha de dados) da saída acima, pode ser incluído para cada carimbo de tempo de dados ou pode ser intermitentemente transmitido, dependendo do protocolo de transmissão do primeiro dispositivo de computador 32. Por exemplo, o primeiro dispositivo de computador 32 pode transmitir um cabeçalho seguido por uma linha de dados, aguardar o intervalo de tempo configurado e, então, enviar outra linha de dados, aguardar o intervalo de tempo configurado e, então, enviar outra linha de dados, etc. Ocasionalmente, o primeiro dispositivo de computador 32 pode transmitir outro

20 seguido por uma linha de dados, aguardar o intervalo de tempo configurado e, então, enviar outra linha de dados, etc. Ocasionalmente, o primeiro dispositivo de computador 32 pode transmitir outro

25 cabeçalho antes de continuar com as linhas de dados.

Quando o tradutor recebe dados do medidor, o cabeçalho pode ser ignorado pelo tradutor quando ele não se encaixa no formato esperado. O tradutor pode, então, converter a linha de dados no segundo formato de saída de computador

30 desejado. Por exemplo, os dados acima podem ser

transferidos para um formato desejado, tal como um formato de saída WITS, conforme ilustrado abaixo.

```

    &&
    AABBBCCC.CC
5    LLMMNNN.NN
    XXYYZZZ.ZZ
    !!

```

O formato WITS pode começar com dois sinais "&", um retorno de carro e um avanço de linha. Cada linha contém um item WITS de um registro de WITS e os dados são marcados com o número de registro e o número de item, então, o valor de dados se segue. A marcação dos dados, por exemplo, pode ser de quatro dígitos (AABB, LLMM, XXYY), onde os dois primeiros são o registro e os restantes dos dígitos são o item. O restante da linha (CCC.CC, NNN.NN, ZZZ.ZZ) é o valor. Cada linha termina com um par retorno de carro-alimentação de linha. Depois que todos os valores são enviados, o pacote termina com uma linha de dois pontos de exclamação seguida por um retorno de carro e alimentação de linha.

Por exemplo, uma primeira saída de computador incluindo taxa de fluxo volumétrico, temperatura e pressão pode incluir um cabeçalho e uma linha de dados da seguinte maneira:

```

25    Data Transfer Name Header Line 1
    Data Transfer Name Header Line 2
    Data Transfer Name Header Line 3
    Start Date      Date
    Start Time      Time
30
    Volumetric Flow Rate   Temperature   Pressure

```

HH:MM:SS	m ³ /s	°C	kPa
07:49:11 A	11.52	32.10	13.26

O dispositivo de tradução, ignorando o cabeçalho pode, então, enviar os dados acima da seguinte maneira.

5 &&
 014111.52
 014232.10
 014313.26
 !!

10 No acima, 01 é o número de registro, onde WITS pode definir o registro 1 como dados à base de tempo gerais e 41, 42 e 43 são os números de item. Os valores são 11,52, 32,10 e 13,26. Ao transmitir o pacote WITS, o tradutor usa os três valores em buffer juntamente com as marcas 0141,
15 0142 e 0143 para criar o pacote. Ele envia as linhas de "&", cada valor de dados e, então, a linha de pontos de exclamação.

Embora ilustrado como tradução de uma entrada de três variáveis, os dispositivos de tradução de acordo com
20 modalidades divulgadas neste documento podem ser usados para traduzir qualquer número de variáveis de saída para o formato de saída desejado. Por exemplo, quatro, cinco, seis, sete, dez, vinte, trinta ou mais variáveis podem ser transmitidas do primeiro dispositivo de computador 32,
25 traduzidas como descrito acima e transmitidas para o segundo dispositivo de computador 38. A saída de dados do primeiro dispositivo de computador 32 pode depender das análises sendo realizadas e da entrada de dados necessários para a caracterização de furo de poço associado.

30 Em algumas modalidades, como mencionado acima, dados

podem ser armazenados ou registrados no dispositivo de tradutor, tal como para evitar a perda de dados devido a uma interrupção temporária em transmissões. Os dados armazenados ou registrados podem estar no formato de comunicação dos primeiros ou segundos computadores ou podem
5 estar em um formato diferente de ambos.

Com referência agora a Figura 2, um método para caracterizar um furo de poço de acordo com modalidades divulgadas neste documento é ilustrado. Na etapa 200, os
10 gases produzidos durante a perfuração são separados do fluido ou lama de perfuração. Na etapa 210, várias propriedades do gás separado são medidas usando um ou mais sensores. Opcionalmente, propriedades adicionais do gás podem ser determinadas com base nos valores para as
15 propriedades medidas na etapa 220. Na etapa 230, as características de furo de poço podem ser determinadas com base nos valores medidos e/ou determinados obtidos de um ou mais sensores medindo propriedades do gás separado.

Com referência novamente à Figura 1, análises dos
20 dados do sensor de gás somente, conforme descrito acima, podem fornecer dados úteis para a caracterização do furo de poço. No entanto, pode ser desejado agregar os dados das análises de gás com outros dados obtidos durante a operação de perfuração, tal como descrito, por exemplo, na
25 Publicação de Pedido de Patente US 20080294606, cedido a Smith International, Inc. e incorporado neste documento para referência. Dados a serem agregados com os dados do sensor de gás podem incluir variáveis tais como tempo, profundidade, taxa de penetração (ROP), pressão no furo de
30 poço, pressão no revestimento, temperatura e velocidade de

rotação da broca de perfuração em rotações por minuto (RPM), ou outras variáveis que podem estar disponíveis ou ser necessárias para a caracterização desejada do furo de poço. Por exemplo, dados de um ou mais sensores de furo de poço adicionais 46, 48, 50. Os dados agregados podem, então, ser analisados para determinar várias propriedades ou características do furo de poço.

Com referência à Figura 3, um método para caracterizar um furo de poço de acordo com modalidades divulgadas neste documento é ilustrado. Na etapa 300, os gases produzidos durante a perfuração são separados do fluido ou lama de perfuração. Na etapa 310, várias propriedades do gás separado são medidas usando um ou mais sensores, onde os dados são, então, transmitidos para um primeiro dispositivo de computador para registro dos dados. Opcionalmente, propriedades adicionais do gás podem ser determinadas com base nos valores para as propriedades medidas na etapa 320, onde as propriedades determinadas adicionais podem ser registradas. Na etapa 330, dados de sensor medidos e/ou propriedades determinadas podem ser transmitidos em um primeiro formato de saída do primeiro dispositivo de computador para um dispositivo de tradução para conversão dos dados em um segundo formato de saída.

Na etapa 350, simultaneamente com a medição das propriedades do gás separado, tal como na etapa 310, sensores adicionais no furo de poço podem ser usados para medir várias propriedades de furo de poço ou parâmetros de perfuração, conforme descrito acima. Os dados de sensores adicionais podem, então, ser transmitidos para o segundo computador na etapa 360. Se necessário, os dados de

sensores adicionais podem adicionalmente ser traduzidos para o formato desejado para uso no segundo computador.

Na etapa 370, dados transmitidos nas etapas 340 e 360 podem ser agregados e analisados para caracterizar um furo de poço. O furo de poço pode ser caracterizado, por exemplo, usando cada um dos dados medidos do sensor de gás separado, propriedades de gás determinadas dos dados medidos e dados medidos e/ou determinados de um ou mais sensores adicionais.

Na etapa 380, as características de furo de poço determinadas na etapa 370 podem ser usadas para manipular operações de perfuração. Por exemplo, quando as análises e a caracterização de furo de poço na etapa 370 são executadas em tempo real, simultaneamente com perfuração, as operações de perfuração podem ser controladas, manipuladas e/ou otimizadas com base nos resultados da caracterização de furo de poço na etapa 370. Características de furo de poço determinadas na etapa 370 também podem ser úteis para treinamento ou outras finalidades, para intensificar operações de perfuração futuras e atuais.

Além disso ou independente da caracterização de furo de poço, sistemas para medir temperatura, pressão e taxas de fluxo de um gás separado durante perfuração também podem ser usados para determinar a quantidade total de emissões de carbono geradas como resultado do processo de perfuração. Como um exemplo, um dos métodos atuais para determinar emissões de carbono durante perfuração, subequilibrados ou de outra forma, é observar um queimador visualmente e estimar, com base na altura da chama e no

tempo de queima, a quantidade de gás fluindo do furo de poço através do sistema de queimador. Como uma alternativa para estas estimativas manuais, os sistemas e aparelhos descritos neste documento podem ser utilizados para medir com precisão as emissões de carbono produzidas durante a perfuração de um furo de poço.

Com referência agora à Figura 4, um processo para medir emissões de carbono durante a perfuração de um furo de poço de acordo com modalidades divulgadas neste documento é ilustrado. Na etapa 400, os gases produzidos durante a perfuração são separados do fluido ou lama de perfuração. Na etapa 410, várias propriedades do gás separado são medidas usando um ou mais sensores. Opcionalmente, propriedades adicionais do gás podem ser determinadas com base nos valores para as propriedades medidas na etapa 420, tal como peso molecular médio e taxa de fluxo volumétrico padrão, entre outros. Na etapa 430, uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado ao longo de um determinado período de tempo pode ser determinada com base nos valores medidos e/ou determinados obtidos de um ou mais sensores medindo propriedades do gás separado.

Com referência agora à Figura 5, é ilustrado um processo combinado para caracterizar um furo de poço e medir emissões. As etapas de processo são conforme descrito com respeito à Figura 3 acima, com a etapa adicional 510 para determinar emissões de carbono durante a perfuração com base nas propriedades medidas da etapa 310 e/ou nas propriedades de gás determinadas da etapa 320.

Como mencionado acima, dispositivos de medição de

fluxo úteis em modalidades divulgadas neste documento podem ser qualquer tipo de dispositivo para medir a taxa de fluxo de um gás, incluindo dispositivos de medição de massa ultrassônicos, tal como Sistema Medidor de Taxa de Fluxo de Gás UBD, um gás de fluxo ultrassônico de massa de gás, tal como um medidor DIGITALFLOW GF868 Panametrics, disponível de GE Industrial Sensing, medidores de fluxo inerciais, medidores de fluxo de massa Coriolis, medidores de fluxo volumétrico e similares.

10 A taxa de fluxo de gás em um furo de poço durante perfuração pode variar amplamente e pode depender das particularidades do estrato sendo perfurado. Ao perfurar estratos com pouco ou nenhum gás, a taxa de fluxo de gás pode ser muito pequena; ao perfurar outros estratos a taxa de fluxo de gás pode ser relativamente alta. Portanto, dispositivos de medição de fluxo úteis em modalidades divulgadas neste documento podem ser usados para medir uma velocidade de fluxo na faixa de cerca de 0,05 ft/s a cerca de 500 ft/s em algumas modalidades; de cerca de 0,1 ft/s a cerca de 400 ft/s em outras modalidades; de cerca de 0,175 ft/s a cerca de 275 ou 300 ft/s em outras modalidades; e de cerca de 1 ft/s a cerca de 275 ou 300 ft/s em ainda outras modalidades. Para uma dada faixa para o dispositivo de medição de fluxo, a precisão da medição de velocidade pode ser de cerca de +/-10% em algumas modalidades; na faixa de +/-1 a 10% em outras modalidades; na faixa de +/-2 a 5% em outras modalidades; e dentro de uma precisão de cerca de +/-1 ft/s através da faixa de fluxo dada em ainda outras modalidades. Da mesma forma, dispositivos de medição de temperatura e dispositivos de medição de pressão podem ter

uma faixa selecionada e precisão como conhecida por aqueles versados na técnica. A seleção de uma faixa adequada e de precisão desejada pode depender do uso do dispositivo de medição de fluxo, incluindo caracterização de um furo de poço, medição de emissões de carbono ou uma combinação dos mesmos.

Os compostos passando pelos ou através dos dispositivos de medição de fluxo e equipamentos relacionados utilizados (dispositivos de medição de pressão, dispositivos de medição de temperatura, etc.), também podem variar tendo como base o estrato e as separações a montante incluindo quaisquer transtornos que possam permitir transporte de líquidos e/ou sólidos. Além disso, os dispositivos de medição de fluxo e os equipamentos associados devem ser capazes de suportar os rigores do ambiente de perfuração, incluindo satisfazer códigos elétricos, suportar vibrações, suportar ambientes corrosivos internos e externos ao dispositivo e outras variáveis como conhecido daqueles versados na técnica. Assim, os dispositivos de medição de fluxo e os equipamentos relacionados úteis em modalidades divulgadas neste documento devem ser robustos, isto é, capazes de manter qualidade e precisão de medição enquanto satisfazendo as demandas ambientais e operacionais impostas pelo processo de perfuração e pelos regulamentos para uso desses dispositivos.

Conforme descrito acima, modalidades divulgadas neste documento vantajosamente medem propriedades de gases produzidos durante perfuração e separados da lama de perfuração para caracterização de um furo de poço ou

medição de emissões de carbono. Em algumas modalidades, as propriedades dos gases podem ser combinadas com dados de sensores adicionais para intensificar a caracterização de furo de poço através de análises usando os dados de sensores adicionais somente. Além de intensificar as 5 caracterizações de furo de poço, os sensores de gás de acordo com modalidades divulgadas neste documento vantajosamente podem ser usados para calcular a quantidade de gás produzido, transportado ou eliminado, de modo a 10 levar em conta todas as emissões de carbono. Adicionalmente, sistemas e processos de acordo com modalidades divulgadas neste documento podem fornecer uma avaliação precisa de emissões durante o processo de perfuração, permitindo que um operador relate com precisão 15 emissões para várias agências governamentais conforme possa ser necessário em várias jurisdições. Tais sistemas também podem fornecer um meio para um operador otimizar ainda mais o processo de perfuração com respeito à velocidade de perfuração e emissões totais.

20 Embora a invenção tenha sido descrita com respeito a um número limitado de modalidades, aqueles versados na técnica, tendo o benefício desta divulgação, compreenderão que outras modalidades podem ser concebidas que não se afastam do escopo da invenção como divulgado neste 25 documento. Portanto, o escopo da invenção deve ser limitado apenas pelas reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Processo para caracterização de furo de poço compreendendo:

separar, em um reservatório de separação (12), lama de perfuração de gás produzido durante a perfuração de um furo de poço;

o processo **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende:

transportar, em um conduto de fluido (16), o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante (18); e

medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de massa e uma taxa de fluxo volumétrico apenas do gás produzido separado durante o transporte no conduto de fluido usando um ou mais sensores (20, 22, 24).

2. Processo, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o um ou mais sensores compreendem pelo menos um de um dispositivo sensor ultrassônico, um termopar e um transdutor de pressão.

3. Processo, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que compreende ainda determinar pelo menos um de uma taxa de fluxo volumétrico padrão e um peso molecular médio do gás produzido separado com base na medição.

4. Processo, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende determinar uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado ao longo de um período de tempo com base em pelo menos um de uma taxa de fluxo volumétrico padrão determinada e o peso molecular médio determinado.

5. Processo, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende determinar propriedades do furo de poço com base na medição.

6. Processo, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende:

armazenar dados da medição do gás produzido separado em um primeiro dispositivo de computador;

transmitir os dados do primeiro dispositivo de computador em um primeiro formato de saída de computador;

10 traduzir os dados no primeiro formato de saída de computador para um segundo formato de saída de computador usando um dispositivo de tradução;

transmitir os dados traduzidos para um segundo dispositivo de computador.

15 7. Processo, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado** pelo fato de que o primeiro formato de saída de computador é um protocolo IDM.

8. Processo, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado** pelo fato de que compreende:

20 medir pelo menos uma propriedade de poço usando pelo menos um sensor localizado dentro do furo de poço,

transmitir as medições do furo de poço para o segundo computador; e

25 determinar características do furo de poço usando cada um dos dados de furo de poço e dos dados traduzidos.

9. Processo, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato de que o segundo formato de saída de computador é pelo menos um de um protocolo IDM, um padrão de transferência de dados WITS e um padrão de
30 transferência de dados WITSML.

10. Processo, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende controlar a perfuração com base nas características determinadas.

11. Processo, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de medir emissões de carbono durante a perfuração de um furo de poço, compreendendo ainda a determinação de pelo menos uma taxa de fluxo volumétrico padrão e um peso molecular médio do gás produzido separado com base nas medições.

12. Processo, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato de que o sensor compreende pelo menos um de um dispositivo de sensor ultrassônico, um termopar e um transdutor de pressão.

13. Processo, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende determinar uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado ao longo de um período de tempo com base em pelo menos um dentre a taxa de fluxo volumétrico padrão determinada e o peso molecular médio determinado.

14. Sistema para caracterização de propriedades de um furo de poço compreendendo:

um reservatório de separação (12) para separar lama de perfuração de gás produzido durante a perfuração de um furo de poço;

o sistema **caracterizado** pelo fato de compreender ainda um conduto de fluido (16) para transportar o gás produzido separado do reservatório de separação para um processo a jusante (18); e

um ou mais sensores (20, 22, 24) para medir pelo menos uma de uma temperatura, uma pressão, uma taxa de fluxo de

massa e uma taxa de fluxo volumétrico apenas do gás separado durante transporte no conduto de fluido.

15. Sistema, de acordo com a reivindicação 14, **caracterizado** pelo fato de que o sensor compreende pelo menos um de um dispositivo sensor ultrassônico, um termopar e um transdutor de pressão.

16. Sistema, de acordo com a reivindicação 14, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende:

um primeiro dispositivo de computador para armazenar dados coletados pelo sensor;

caminhos de comunicação para transmitir dados do primeiro dispositivo de computador em um primeiro formato de saída de computador;

um dispositivo de tradução para traduzir os dados no primeiro formato de saída de computador para um segundo formato de saída de computador; e

caminhos de comunicação para transmitir os dados traduzidos para um segundo dispositivo de computador.

17. Sistema, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado** pelo fato de que o primeiro formato de saída de computador é um protocolo IDM.

18. Sistema, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende:

um sensor para medir pelo menos uma propriedade do furo de poço;

caminhos de comunicação para transmitir as propriedades de furo de poço medidas para o segundo dispositivo de computador; e

um sistema de análise de dados para analisar pelo menos uma propriedade de furo de poço e os dados traduzidos

para determinar características do furo de poço.

19. Sistema, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado** pelo fato de que o segundo formato de saída está em pelo menos um de um padrão de transferência de dados WITS e um padrão de transferência de dados WITSML.

20. Sistema, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado** pelo fato de que ainda compreende um sistema de controle para controlar a perfuração com base nas características determinadas.

21. Sistema, de acordo com a reivindicação 18, **caracterizado** pelo fato de que o sistema de análise de dados é configurado para determinar uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado através do conduto de fluido durante um período de tempo dado com base nas medições de um ou mais sensores.

22. Sistema, de acordo com a reivindicação 14, **caracterizado** pelo fato de medir emissões de carbono durante a perfuração de um furo de poço, compreendendo ainda:

um dispositivo de computador para pelo menos um dentre a transmissão, o armazenamento e a análise das medições de um ou mais sensores.

23. Sistema, de acordo com a reivindicação 22, **caracterizado** pelo fato de que o dispositivo de computador é configurado para determinar uma quantidade cumulativa do gás produzido separado transportado através do conduto de fluido durante um período de tempo com base nas medições de um ou mais sensores.

FIG. 1

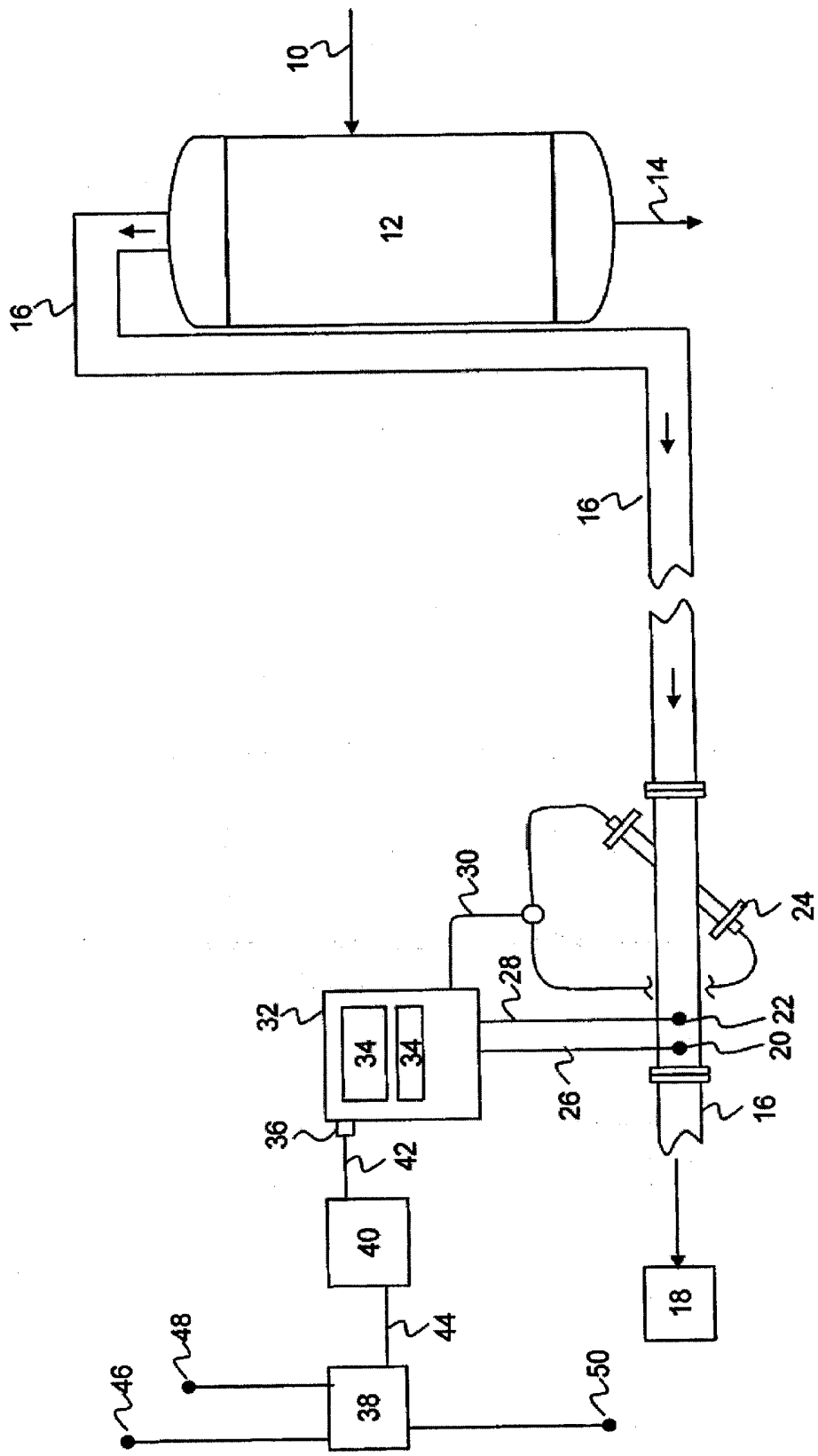


FIG. 4

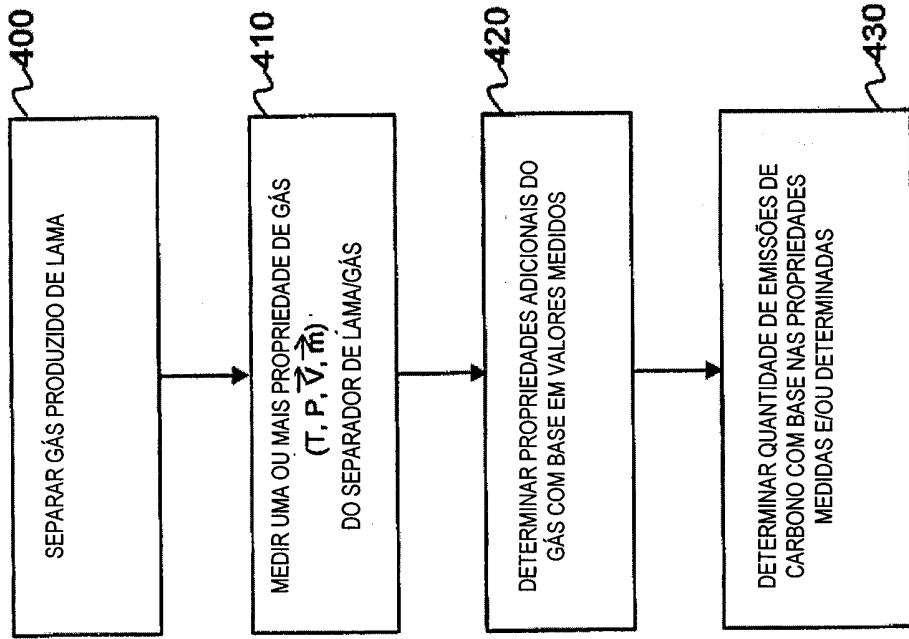


FIG. 2

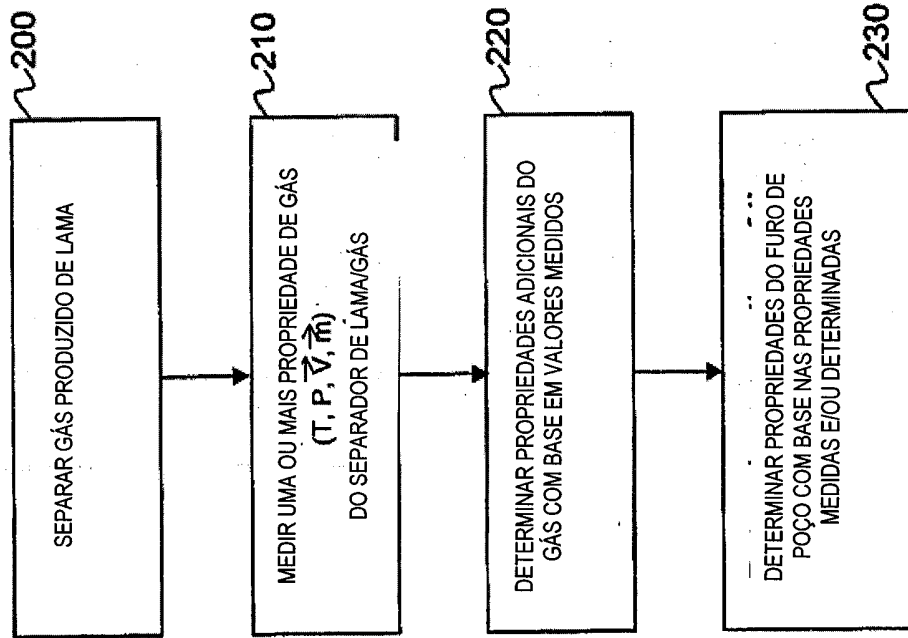


FIG. 3

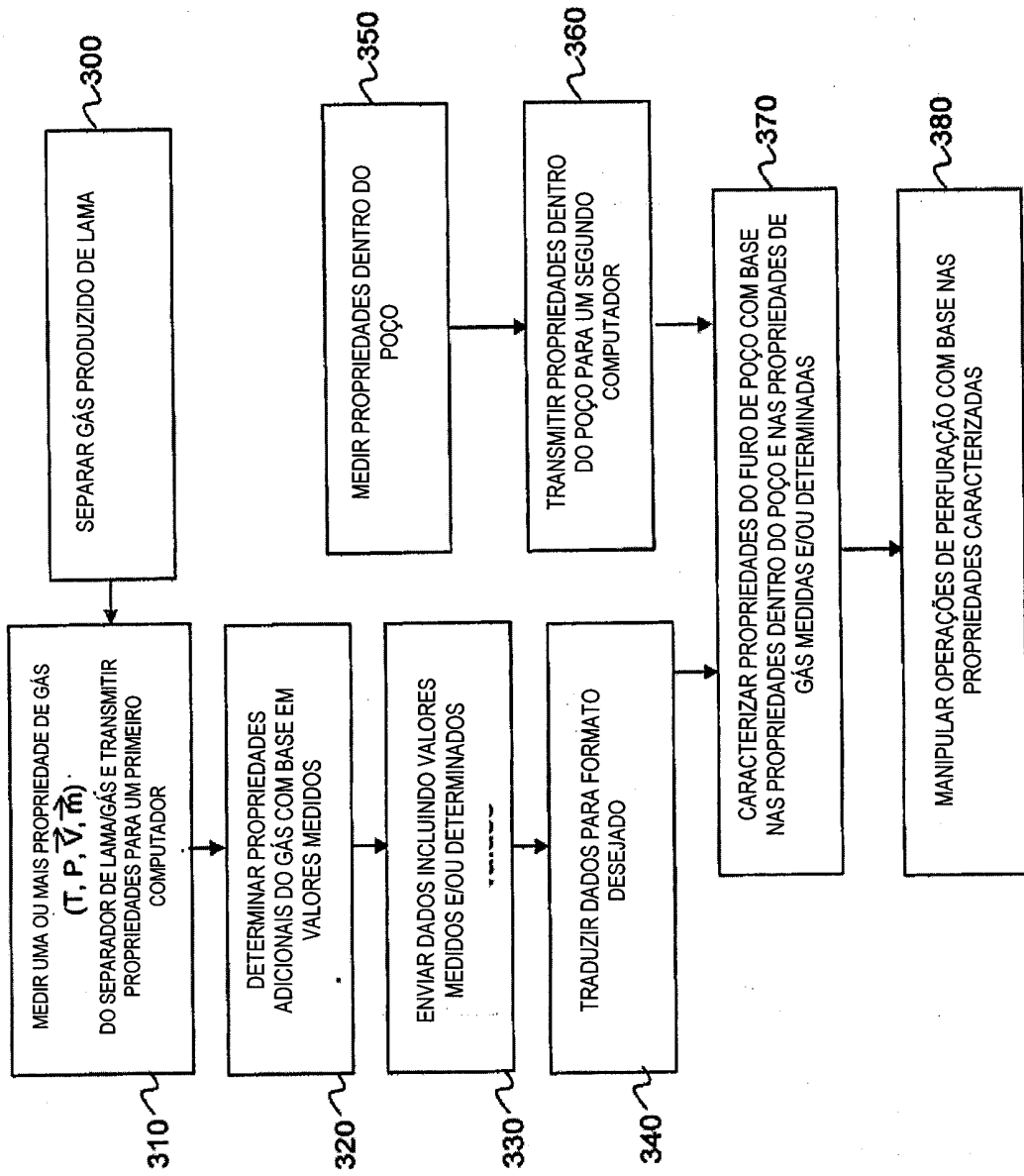


FIG. 5

