



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

(21) **PI 0901525-6 A2**



(22) Data de Depósito: 20/05/2009
(43) Data da Publicação: 28/02/2012
(RPI 2147)

(51) *Int.Cl.:*
G01R 33/44
G01V 3/32

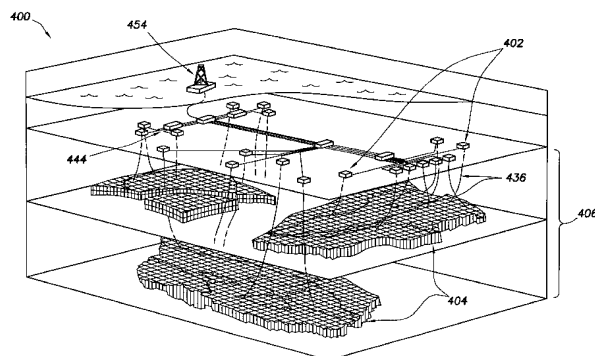
(54) Título: MÉTODO PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, SISTEMA PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, E MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR COMPREENDENDO INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR UM PROCESSADOR, PARA REALIZAR UM MÉTODO

(30) Prioridade Unionista: 14/04/2009 US 12/423.469,
23/05/2008 US 61/055.943

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

(72) Inventor(es): Chanh Cao Minh

(57) Resumo: MÉTODO PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, SISTEMA PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, E MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR COMPREENDENDO INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR UM PROCESSADOR, PARA REALIZAR UM MÉTODO. Método para determinar a viscosidade e a relação gás-óleo contínua (GOR) a partir de registros de ressonância magnética nuclear (NMR). O método inclui a obtenção de um conjunto de dados de NMR de uma porção da formação subterrânea de dentro do furo de poço sem coleta de amostra do fluido da formação; isolamento das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas ao óleo da lama a base de óleo (OBM) usando perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é usada para extrair fluido do reservatório subterrâneo; determinação das informações relativas à GOR associadas à porção da formação subterrânea, a partir das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo, onde as informações relativas à GOR são determinadas com base em um modelo predeterminado; e realização das operações no campo de petróleo, baseado nas informações relativas à GOR.



MÉTODO PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO,
SISTEMA PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, E
MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR COMPREENDENDO INSTRUÇÕES
EXECUTÁVEIS POR UM PROCESSADOR, PARA REALIZAR UM MÉTODO

5 Antecedentes

Campo da Invenção

A presente invenção se refere a técnicas para
determinar propriedades de fluido da formação. De modo
particular, a invenção se refere à determinação da
10 viscosidade do óleo e da relação gás/ óleo (GOR) contínua a
partir de registros de ressonância magnética nuclear (NMR).

Antecedentes da Técnica Correlata

A indústria de óleo e gás tem desenvolvido várias
ferramentas capazes de determinar propriedades do fluido da
15 formação. Por exemplo, ferramentas de teste e amostragem de
fluido no furo do poço, tal como a Ferramenta de Teste
Dinâmico da Formação Modular (MDT™) da Schlumberger, podem
fornecer informações importantes sobre o tipo e
propriedades dos fluidos de reservatório, além de fornecer
20 medições da pressão, permeabilidade, e mobilidade do
reservatório.

Essas diversas ferramentas podem realizar medições
das propriedades de fluido no fundo do poço, usando módulos
sensores instalados nas ferramentas. De modo alternativo,
25 essas ferramentas podem extrair amostras de fluido do

reservatório, as quais podem ser coletadas em frascos e trazidas até a superfície para análise. As amostras coletadas são enviadas, de maneira rotineira, para laboratórios de propriedades de fluido para análise das propriedades físicas, que incluem, dentre outras coisas, viscosidade do óleo, GOR, densidade da massa ou gravidade do Instituto de Petróleo Americano (API), composição molecular, H_2S (sulfeto de hidrogênio), asfaltenos, resinas, e várias outras concentrações de impurezas. Porém, os dados de laboratório podem não ser úteis ou relevantes, devido ao fato deles serem distintos (descontínuos), e do recebimento dos dados após a análise ser muito tardio para uma tomada de decisões em tempo real na região do poço.

Técnicas foram desenvolvidas para análise das propriedades do fluido da formação usando dados de NMR. Por exemplo, o artigo SPE 75325 "Um Novo Método de NMR para Caracterização de Fluido em Rochas de Reservatório: Confirmação Experimental e Resultados da Simulação", de Freedman e outros, apresenta técnicas para avaliar água, óleo e gás em reservatórios; o artigo "Propriedades de NMR dos Fluidos de Reservatório", de Hirasaki e outros, publicado na AAPG 2002, descreve o cálculo da GOR a partir dos dados de NMR de óleos crus; o artigo SPE 84478 "Planejamento e Interpretação dos Registros de Caracterização de Fluidos por NMR", de Cao Minh e outros, artigo SPE 84482 "Uma Ferramenta de Registros de NMR com

Cabo de Aço da Próxima Geração", de Depavia e outros, e o artigo SPE 90564 "Saturação e Viscosidade dos Registros Multidimensionais de Ressonância Magnética Nuclear", de Heaton e outros, descrevem técnicas de usar mapas de tempo de difusão- relaxação derivados dos dados de NMR na análise das propriedades do fluido da formação.

Diversas Patentes e Publicações de Patente dos EUA divulgam métodos e aparelhos para fazer medições de NMR num furo de poço em amostras de fluido extraídas das formações terrestres. Por exemplo, a Patente norte americana U.S. N° 6.346.813 B1, concedida a Kleinberg, divulga um módulo de NMR na linha de fluxo dos testadores de formação com cabo de aço (WFT) (p.ex., MDT™ da Schlumberger Technology Corp. (Houston, TX)) para determinar diferentes propriedades de fluido através dos sinais de ressonância magnética; a Patente U.S. N° 6.107.796, concedida a M. Prammer, divulga um aparelho e métodos para determinar o nível de contaminação numa amostra de óleo cru da formação, que pode estar contaminada por filtrado de lama a base de óleo (OBM), a Patente U.S. N° 6.111.408, concedida a Blades e outros, divulga métodos e um aparelho para medir os tempos de relaxação (T_1 e T_2) e os coeficientes de difusão (D) de fluidos num módulo de NMR de uma ferramenta de amostragem de fluido; a Patente norte americana U.S. N° 6.346.813 B1, concedida a Kleinberg, divulga um módulo de NMR para caracterizar fluidos numa ferramenta de amostragem e teste

de fluidos, tal como a ferramenta MDTTM; e a Publicação de Patente U.S norte americana N° 2004/0169511A1, de Cão Minh e outros, descreve um método para interpretar dados multidimensionais de NMR.

5 A despeito do desenvolvimento e do avanço de vários aparelhos de NMR e métodos para determinar propriedades de fluido da formação baseados na coleta de amostras do fluido da formação dentro do furo de poço, a correlação GOR entre cálculo e medição tem sido baixa e permanece a necessidade
10 de fornecer técnicas capazes de propiciar um registro contínuo das propriedades e tipos do fluido da formação de maneira não-invasiva sem resultar em amostragem desnecessária ou insuficiente.

Sumário

15 Método para determinar a viscosidade e a relação gás-óleo contínua (GOR) a partir de registros de ressonância magnética nuclear (NMR). O método inclui a obtenção de um conjunto de dados de NMR de uma porção da formação subterrânea de dentro do furo de poço sem coleta
20 de amostra do fluido da formação; isolamento das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas ao óleo da lama a base de óleo (OBM) usando perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é usada para extrair fluido do reservatório subterrâneo;
25 determinação das informações relativas à GOR associadas à porção da formação subterrânea, a partir das informações

quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo, onde as informações relativas à GOR são determinadas com base em um modelo predeterminado; e realização das operações no campo de petróleo, baseado nas informações
5 relativas à GOR.

Breve Descrição dos Desenhos

A fim de que os aspectos e vantagens acima citadas da invenção possam ser entendidos em detalhes, uma descrição mais detalhada da invenção, acima sintetizada de
10 modo resumido, pode ser entendida fazendo referência a suas modalidades, que são ilustradas nos desenhos apensos. Porém, deve ser observado que os desenhos apensos ilustram somente modalidades típicas dessa invenção, não devendo ser portanto consideradas limitadoras de seu escopo, assim que
15 a invenção pode admitir outras modalidades igualmente eficazes.

As figs. 1A - 1D ilustram uma vista esquemática simplificada de um campo de petróleo tendo formações subterrâneas contendo reservatórios no seu interior, as
20 diversas operações do campo de petróleo sendo executadas no campo de petróleo. A fig. 1A ilustra uma operação de levantamento sendo executada por um caminhão sísmico. A fig. 1B ilustra uma operação de perfuração sendo executada por uma ferramenta de perfuração suspensa por uma sonda e
25 avançada para dentro das formações subterrâneas. A fig. 1C ilustra uma operação com cabo de aço sendo executada por

uma ferramenta com cabo de aço suspensa pela sonda e para dentro do furo de poço da fig. 1B. A fig. 1D ilustra uma operação de produção sendo executada por uma ferramenta de produção sendo distribuída a partir de uma unidade de produção e para dentro do furo de poço completado da fig. 1C para extração de fluido dos reservatórios para dentro das instalações na superfície.

As figs. 2A - 2D são ilustrações gráficas de dados coletados, respectivamente, pelas ferramentas das figs. 1A - 1D. A fig. 2A ilustra um traço sísmico da formação subterrânea da fig. 1A. A fig. 2B ilustra um resultado do teste de testemunho da amostra de testemunho da fig. 1B. A fig. 2C ilustra um registro de poço da formação subterrânea da fig. 1C. A fig. 2D ilustra uma curva de declínio de produção do fluido fluindo através da formação subterrânea da fig. 1D.

A fig. 3 ilustra uma vista esquemática, parcialmente em corte, de um campo de petróleo tendo uma pluralidade de ferramentas para coleta de dados posicionadas em vários locais ao longo do campo de petróleo para coleta de dados a partir das formações subterrâneas, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

A fig. 4 ilustra uma vista esquemática exemplificante de um campo de petróleo tendo uma pluralidade de regiões de poço para produzir hidrocarbonetos a partir da formação subterrânea, de acordo

com uma ou mais modalidades da invenção.

A fig. 5 ilustra um sistema coletor de dados de NMR no fundo do poço exemplificante.

5 A fig. 6 ilustra um diagrama mais detalhado de um sistema coletor de dados de NMR no fundo do poço exemplificante mostrado na fig. 5, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

A fig. 7 ilustra mapas ou gráficos multidimensionais exemplificantes para exibir dados de NMR,
10 de acordo com uma ou mais modalidade da invenção.

A fig. 8 ilustra um gráfico de dados de NMR exemplificante com técnica de perfilagem radial para diferenciar óleo da lama baseada em óleo (OBM), de acordo com uma ou mais modalidade da invenção.

15 As figs. 9A - 9C ilustram gráficos de dados de NMR exemplificantes com técnica de perfilagem radial para diferenciar óleo de OBM de maneira quantitativa, de acordo com uma ou mais modalidade da invenção.

A fig. 10 ilustra um mapa de difusão - relaxação exemplificante para exibir dados de NMR, de acordo com uma
20 ou mais modalidades da invenção.

A fig. 11 ilustra um diagrama esquemático do mapa de difusão - relaxação, de acordo com uma ou mais modalidade da invenção.

25 A fig. 12 ilustra um gráfico exemplificante ilustrando propriedades de fluido obtidas de medições sem

NMR, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

As figs. 13 e 14 ilustram dados de registro de furo de poço exemplificante e análise para determinar a GOR contínua, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

5 A fig. 15 ilustra um fluxograma ilustrando um método para determinar a GOR contínua em um campo de petróleo, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

A fig. 16 ilustra um sistema de computador, de acordo com uma ou mais modalidades da invenção.

10 Descrição Detalhada

Modalidades da invenção são mostradas nas figuras acima identificadas e abaixo descritas em detalhes. Na descrição das modalidades, algarismos de referência similares ou idênticos são usados para identificar elementos comuns ou similares. As figuras não estão necessariamente em escala, e certos aspectos e vistas das figuras podem estar sendo mostrados no formato em escala ou em esquema exagerado para fins de clareza e concisão.

As figs. 1A - 1D ilustram vistas esquemáticas representativas, simplificadas, de um campo de petróleo (100) tendo formação subterrânea (102) contendo o reservatório (104) no seu interior e ilustrando várias operações de campo de petróleo sendo realizadas no campo de petróleo (100). A fig. 1A ilustra uma operação de levantamento sendo realizada por uma ferramenta de levantamento, tal como um caminhão sísmico (106a) para

20

25

medir propriedades da formação subterrânea. A operação de levantamento é uma operação de levantamento sísmico para produzir vibrações sonoras (112). Na fig. 1A, uma dessas vibrações sonoras (112) é gerada por uma fonte (110), e
5 reflete uma pluralidade de horizontes (114) numa formação terrestre (116). A(s) vibração(ões) sonora(s) (112) é (são) recebida(s) pelos sensores (S), tais como os receptores de geofone (118) situados sobre a superfície terrestre, e os receptores de geofone (118) produzem sinais de saída
10 elétrica, chamados de dados recebidos (120) na fig. 1.

Em resposta à(s) vibração(ões) sonora(s) recebida(s) (112) representativa(s) de diferentes parâmetros (tal como amplitude e/ou frequência) da(s) vibração(ões) sonora(s) (112), os geofones (118) produzem
15 sinais de saída elétrica contendo dados referentes à formação subterrânea (102). Os dados recebidos (120) são transmitidos como dados de entrada a um computador (122a) do caminhão sísmico (106a), e reativo aos dados de entrada, o computador (122a) gera um registro de saída de dados
20 sísmicos (124). Os dados sísmicos podem ser armazenados, transmitidos ou ainda processados, caso desejado, p. ex., por redução de dados.

A fig. 1B ilustra uma operação de perfuração sendo realizada por uma ferramenta de perfuração (106b) suspensa
25 por uma sonda (128) e avançada para dentro das formações subterrâneas (102) para formar um furo de poço (136). Um

tanque de lama (130) é usado para extrair lama de perfuração para dentro das ferramentas de perfuração (106b) através da linha de fluxo (132), para circular lama de perfuração através das ferramentas de perfuração (106b), subindo pelo furo de poço, e de volta para a superfície. As ferramentas de perfuração (106b) são avançadas para dentro das formações subterrâneas (102), para atingir o reservatório (104). Cada poço pode ser direcionado a um ou mais reservatórios. As ferramentas de perfuração (106b) são de preferência adaptadas para medir propriedades no fundo do poço usando ferramentas de registro durante a perfuração (106b). A ferramenta de registro durante a perfuração (106b) pode ser ainda adaptada para coletar uma amostra de testemunho (133), conforme mostrado, ou removida de modo que uma amostra de testemunho (133) possa ser colhida usando-se outra ferramenta.

Uma unidade de superfície (134) é usada para se comunicar com as ferramentas de perfuração (106b) e/ou com operações fora da região do poço. A unidade de superfície (134) é capaz de se comunicar com as ferramentas de perfuração (106b) para enviar comandos às ferramentas de perfuração (106b), e receber dados dessas. A unidade de superfície (134) é de preferência adotada de recursos de computador para receber, armazenar, processar, e/ou analisar dados do campo de petróleo (100). A unidade de superfície (134) coleta dados gerados durante a operação de

perfuração e produz saída de dados (135), que podem ser armazenados ou transmitidos. Recursos de computador, como aqueles da unidade de superfície (134), podem ser posicionados em vários locais em torno do campo de petróleo (100) e/ou em locais remotos.

Sensores (S), tais como medidores, podem ser posicionados em torno do campo de petróleo para coletar dados relativos a várias operações no campo de petróleo, como previamente descrito. Conforme mostrado, o sensor (S) é posicionado em um ou mais locais nas ferramentas de perfuração e/ou na sonda para medir parâmetros de perfuração, tais como peso sobre a broca, torque sobre a broca, pressões, temperaturas, vazões, composições, velocidades rotativas e/ou outros parâmetros da operação do campo de petróleo. O sensor (S) pode ser posicionado em um ou mais locais no sistema de circulação.

Os dados reunidos pelos sensores (S) podem ser coletados pela unidade de superfície (134) e/ou por outras fontes de coleta de dados para análise ou outro processamento. Os dados coletados pelos sensores (S) podem ser usados em separado ou em combinação com outros dados. Os dados podem ser coletados em um ou mais bancos de dados e/ou transmitidos na, ou fora da, região do poço. Porções integrais ou selecionadas dos dados podem ser seletivamente usadas para analisar e/ou diagnosticar operações no campo de petróleo do furo de poço atual e/ou de outros mais. Os

dados podem ser dados históricos, dados em tempo real, ou suas combinações. Os dados em tempo real podem ser usados em tempo real, ou armazenados para uso futuro. Os dados também podem ser combinados com dados históricos ou outras
5 entradas para análise futura. Os dados podem ser armazenados em bancos de dados separados, ou combinados em um único banco de dados.

Saídas de dados provenientes de vários sensores (S) posicionados em torno do campo de petróleo podem ser
10 processadas para uso. Os dados podem ser dados históricos, dados em tempo real, ou suas combinações. Os dados em tempo real podem ser usados em tempo real, ou armazenados para uso futuro. Os dados também podem ser combinados com dados históricos ou outras entradas para análise futura. Os dados
15 podem ser armazenados em bancos de dados separados, ou combinados em um único banco de dados.

Os dados coletados podem ser usados para realizar análise, tais como operações de modelagem. Por exemplo, a saída de dados sísmicos pode ser usada para realizar
20 engenharia geológica, geofísica, e/ou de reservatório. Os dados de reservatório, furo de poço, superfície e/ou de processo podem ser usados para realizar simulações de reservatório, furo de poço, geológicas, geofísicas ou outras mais. As saídas de dados provenientes da operação no
25 campo de petróleo podem ser geradas diretamente pelos sensores (S), ou após determinado pré-processamento ou

modelagem. Essas saídas de dados podem atuar como entradas para análise futura.

Os dados são coletados e armazenados na unidade de superfície (134). Uma ou mais unidades de superfície (134) 5 podem ser localizadas no campo de petróleo (100), ou conectadas remotamente ao mesmo. A unidade de superfície (134) pode ser uma única unidade, ou uma rede complexa de unidades usadas para realizar as funções de gerenciamento de dados necessárias ao longo do campo de petróleo (100). A 10 unidade de superfície (134) pode ser um sistema manual ou automático. A unidade de superfície (134) pode ser operada e/ou ajustada por um usuário.

A unidade de superfície (134) pode ser dotada de um transceptor (137) para permitir comunicações entre a 15 unidade de superfície (134) e várias porções do campo de petróleo (100) ou outros locais. A unidade de superfície (134) pode ser ainda dotada de, ou funcionalmente conectada a, um ou mais controladores para acionar mecanismos no campo de petróleo (100). A unidade de superfície (134) pode 20 então enviar sinais de comando ao campo de petróleo (100) em resposta aos dados recebidos. A unidade de superfície (134) pode receber comandos através do transceptor, ou pode ela própria executar comandos para o controlador. Um processador (não mostrado) pode ser previsto para analisar 25 os dados (no local ou remotamente) e tomar as decisões e/ou acionar o controlador. Dessa maneira, o campo de petróleo

(100) pode ser seletivamente ajustado, com base nos dados coletados. Essa técnica pode ser usada para otimizar porções da operação no campo de petróleo, tal como controle da perfuração, peso sobre a broca, taxas de bombeio ou outros parâmetros. Esses ajustes podem ser feitos de forma automática, baseado em protocolo de computador, e/ou manualmente por um operador. Em alguns casos, planos de poço podem ser ajustados para selecionar condições operativas ideais, ou para evitar problemas.

10 A fig. 1C ilustra uma operação com cabo de aço sendo realizada por uma ferramenta com cabo de aço (106c) suspensa pela sonda (128) e no interior do furo de poço (136) da fig. 1B. A ferramenta com cabo de aço (106c) é, de preferência, adaptada para distribuição dentro de um furo de poço (136) para gerar registros de poço, executar testes no fundo do poço e/ou coletar amostras. A ferramenta com cabo de aço (106c) pode ser usada para fornecer outro método e aparelho para executar uma operação de levantamento sísmico. A ferramenta com cabo de aço (106c) da fig. 1C pode ter, p. ex., uma fonte de energia exclusiva, radioativa, elétrica ou acústica (144), que emite e/ou recebe sinais elétricos para as formações subterrâneas vizinhas (102) e fluidos no seu interior. A ferramenta com cabo de aço (106c) pode ser operativamente conectada, p. ex., aos geofones (118) armazenados no computador (122a) do caminhão sísmico (106a) da fig. 1A. A

15

20

25

ferramenta com cabo de aço (106c) pode ainda fornecer dados para a unidade de superfície (134). A unidade de superfície (134) coleta dados gerados durante a operação com cabo de aço e produz a saída de dados (135) que pode ser armazenada ou transmitida. A ferramenta com cabo de aço (106c) pode ser posicionada em várias profundidades no furo do poço (1136) para proporcionar um levantamento ou outras informações relativas à formação subterrânea (102).

Sensores (S), tais como medidores, podem ser posicionados em torno do campo de petróleo para coletar dados relativos a várias operações no campo de petróleo, como previamente descrito. Conforme mostrado, o sensor (S) é posicionado na ferramenta com cabo de aço (106c) para medir parâmetros no fundo do poço, que se referem, p. ex., a porosidade, permeabilidade, composição de fluido, e/ou outros parâmetros da operação no campo de petróleo.

A fig. 1D ilustra uma operação de produção sendo realizada por uma ferramenta de produção (106d) distribuída a partir de uma unidade de produção ou árvore de natal (129) e para o interior do furo do poço completado (136) da fig. 1C, para arrastar fluido dos reservatórios no fundo do poço para dentro das instalações na superfície (142). O fluido escoar do reservatório (104) através de perfurações no revestimento (não mostrado) para dentro da ferramenta de produção (106D) no furo de poço (136) e para as instalações na superfície (142) através de uma rede coletora (146).

Sensores (S), tais como medidores, podem ser posicionados em torno do campo de petróleo para coletar dados relativos a várias operações no campo de petróleo, como previamente descrito. Conforme mostrado, o sensor (S) 5 pode ser posicionado na ferramenta de produção (106d) ou em equipamentos associados, tal como a árvore de natal (129), rede coletora (146), instalações na superfície (142) e/ou a instalação de produção, para medir parâmetros de fluido, tais como composição de fluido, vazões, pressões, 10 temperaturas, e/ou outros parâmetros da operação de produção.

Embora somente configurações simplificadas na região do poço sejam mostradas, deverá ser apreciado que o campo de petróleo pode cobrir uma porção de locais na 15 terra, mar e/ou água que compreendam uma ou mais regiões de poço. A produção pode também incluir poços de injeção (não mostrados) para recuperação adicional. Uma ou mais instalações coletoras podem ser operativamente conectadas a uma ou mais regiões de poço para coletar seletivamente 20 fluidos do fundo do poço na(s) região(ões) do poço.

Embora as figs. 1B - 1D ilustrem ferramentas usadas para medir propriedades de um campo de petróleo (100), deverá ser apreciado que as ferramentas podem ser usadas em conjunto com operações distintas do campo de petróleo, tais 25 como minas, aquíferos, armazenagem ou outras instalações subterrâneas. Além disso, embora certas ferramentas

coletoras de dados sejam ilustradas, deverá ser apreciado que várias ferramentas de medição capazes de detectar parâmetros, tais como tempo de percurso bidirecional, densidade, resistividade, taxa de produção sísmica etc. da formação subterrânea (102) e/ou suas formações geológicas, podem ser usadas. Vários sensores (S) podem ser localizados em várias posições ao longo do furo do poço e/ou das ferramentas de monitoração para coletar e/ou monitorar os dados desejados. Outras fontes de dados podem ser também previstas em locais fora da região do poço.

A configuração do campo de petróleo nas figs. 1A - 1B pretende fornecer uma breve descrição de um exemplo de um campo de petróleo utilizável com a presente invenção. Parte do, ou todo o, campo de petróleo (100) pode estar na terra e/ou no mar. Além disso, embora um único campo de petróleo medido num único local seja ilustrado, a presente invenção pode ser usada com qualquer combinação de um ou mais campos de petróleo (100), uma ou mais instalações de processamento, e uma ou mais regiões de poço.

As figs. 2A e 2D são ilustrações gráficas de exemplos de dados coletados pelas ferramentas das figs. 1A - D, respectivamente. A fig. 2A ilustra um traço sísmico (202) da formação subterrânea da fig. 1A coletada pelo caminhão sísmico (106a). O traço sísmico pode ser usado para fornecer dados, tal como uma resposta bidirecional durante um período de tempo. A fig. 2B ilustra uma amostra

de testemunho (133) coletada pelas ferramentas de perfuração (106b). A amostra de testemunho (133) pode ser usada para fornecer dados, tal como um gráfico da densidade, porosidade, permeabilidade ou outra propriedade física da amostra de testemunho (133) ao longo do comprimento do testemunho. Testes de densidade e viscosidade podem ser realizados nos fluidos do testemunho em pressões e temperaturas variáveis. A fig. 2C ilustra um registro de poço (204) da formação subterrânea (102) da fig. 1C coletada pela ferramenta com cabo de aço (106c). O registro com cabo de aço fornece tipicamente uma resistividade ou outra medição das formações em várias profundidades. A fig. 2D ilustra um gráfico ou curva de declínio da produção (206) do fluido fluindo através da formação subterrânea (102) da fig. 1D, medido nas instalações de superfície (142). A curva de declínio da produção (206) apresenta tipicamente a taxa de produção (Q) em função do tempo (t).

Os gráficos respectivos das figs. 2A - 2C ilustram exemplos de medições estáticas que podem descrever informações sobre as características físicas da formação e dos reservatórios contidos no seu interior. Essas medições podem ser analisadas para mais bem definir as propriedades da(s) formação(ões) e/ou determinar a exatidão das medições e/ou para checagem dos erros. As plotagens de cada uma das respectivas medições podem ser alinhadas e colocadas em

escala para comparação e verificação das propriedades.

A fig. 2D ilustra um exemplo de uma medição dinâmica das propriedades de fluido através do furo do poço. Conforme o fluido escoar através do furo do poço, 5 medições são coletadas das propriedades de fluido, tais como vazões, pressões, composição etc.. Conforme abaixo descrito, as medições estáticas e dinâmicas podem ser analisadas e usadas para gerar modelos da formação subterrânea, para determinar suas características. Medições 10 similares podem ser também usadas para medir alterações nos aspectos da formação ao longo do tempo.

A fig. 3 é uma vista esquemática, parcialmente em corte, de um campo de petróleo (300) tendo ferramentas coletoras de (302a), (302b), (302c), e (302d) posicionadas 15 em vários locais ao longo do campo de petróleo para coleta de dados de uma formação subterrânea (304). As ferramentas coletoras de dados (302a - 302d) podem ser iguais às ferramentas coletoras de dados (106a - 106d) das figs. 1A - 1D, respectivamente, ou outras não ilustradas. Conforme 20 mostrado, as ferramentas coletoras de dados (302a - 302d) geram respectivamente medições ou plotagens de dados (308a - 308d). Essas plotagens de dados são ilustradas ao longo do campo de petróleo para demonstrar os dados gerados por várias operações.

25 Plotagem de dados (308a - 308c) são exemplos de plotagens estáticas de dados que podem ser respectivamente

geradas pelas ferramentas coletoras de dados (302a - 302d). A plotagem estática de dados (308a) é um tempo de resposta bidirecional sísmica e pode ser igual ao traço sísmico (202) da fig. 2A. A plotagem estática (308b) são dados da amostra de testemunho medidos a partir de uma amostra de testemunho da formação (304), similar à amostra de testemunho (133) da fig. 2B. A plotagem estática de dados (308c) é um traço de registro, similar ao registro de poço (204) da fig. 2C. O gráfico ou curva de declínio da produção (308d) é uma plotagem dinâmica de dados da vazão de fluido ao longo do tempo, similar ao gráfico (206) da fig. 2D. Outros dados podem ser ainda coletados, tais como dados históricos, entradas de usuário, informações econômicas, e/ou outros dados de medição e outros dados de interesse.

A formação subterrânea (304) possui uma pluralidade de formações geológicas (306 - 306d). Conforme mostrado, a estrutura possui diversas formações ou camadas, incluindo uma camada de cascalho (306a), uma camada de carbonato (306b), uma camada de cascalho (306c) e uma camada de areia (306d). Uma linha de falha (307) se estende através das camadas (306a, 306b). As ferramentas coletoras de dados estáticos são, de preferência, adaptadas para efetuar medições e detectar as características das formações.

Embora uma formação subterrânea específica (304) com estruturas geológicas específicas seja ilustradas,

deverá ser apreciado que o campo de petróleo pode conter uma variedade de estruturas e/ou formações geológicas, algumas vezes possuindo extrema complexidade. Em alguns locais, tipicamente abaixo da linha da água, fluido pode ocupar espaços porosos das formações. Cada um dos dispositivos de medição pode ser usado para medir propriedades das formações e/ou seus aspectos geológicos. Embora cada ferramenta coletora seja mostrada como estando em locais específicos no campo de petróleo, deverá ser apreciado que um ou mais tipos de medição podem ser efetuados em um ou mais locais ao longo de um ou mais campos de petróleo, ou em outros locais para fins de comparação e/ou análise.

Os dados coletados de várias fontes, tais como as ferramentas coletoras de dados da fig. 3, podem ser então processados e/ou avaliados. De modo característico, dados sísmicos exibidos na plotagem estática de dados (308a) através da ferramenta coletora de dados (302a) são usados por um geofísico para determinar as características dos recursos e formações subterrâneas (304). Dados de testemunho mostrados na plotagem estática (308b) e/ou dados de registro do registro de poço (308c) são tipicamente usados por um geólogo para determinar várias características da formação subterrânea (304). Dados de produção do gráfico (308d) são tipicamente usados pelo engenheiro de reservatório para determinar as

características de fluxo de fluido do reservatório. Os dados analisados pelo geólogo, geofísico e pelo engenheiro de reservatório podem ser analisados, usando-se técnicas de modelagem. Exemplos das técnicas de modelagem são descritos nas patentes US5992519, WO2004/049216, WO1999/064896, US6313837, US2003/0216897, US7248259, US2005/0149307 e US2006/0197759. Sistemas para executar essas técnicas de modelagem são descritos, p. ex., na Patente norte americana Publicada U.S. N° 7248259, cujo conteúdo completo é aqui incorporado para fins de referência.

A fig. 4 mostra um campo de petróleo (400) para executar operações de produção. Conforme mostrado, o campo de petróleo possui uma pluralidade de regiões de poço (402) operativamente conectadas a uma instalação central de processamento (454). A configuração do campo de petróleo da fig. 4 não pretende limitar o escopo da invenção. Parte ou todo campo de petróleo pode estar situado em terra firme e/ou no mar. Além disso, embora um único campo de petróleo com uma única instalação de processamento e uma pluralidade de regiões de poço seja ilustrado, qualquer combinação de um ou mais campos de petróleo, uma ou mais unidades de processamento e uma ou mais regiões de poço podem estar presente.

Cada região de poço (402) possui equipamentos que formam um furo do poço (436) dentro da terra. Os furos de poço se estendem através das formações subterrâneas (406)

incluindo os reservatórios (404). Esses reservatórios (404) contêm fluidos, tais como hidrocarbonetos. As regiões de poço arrastam fluido dos reservatórios e o transferem para as instalações de processamento através de redes na superfície (444). As redes na superfície (444) possuem mecanismos de tubulação e controle para controlar o fluxo de fluidos, desde a região do poço até a instalação de processamento (454).

A coleta das medições de NMR, de acordo com as modalidades da invenção, pode ser realizada por vários métodos de medições de NMR conhecidos na técnica. Por exemplo, as medições podem ser realizadas no laboratório, usando-se uma amostra (p. ex., conforme mostrado na fig. 2B) removida de uma formação terrestre. De modo alternativo, as medições de NMR podem ser realizadas numa operação de registro, usando-se uma ferramenta com cabo de aço, uma ferramenta de registro durante a perfuração ou de medição durante a perfuração, ou um testador de formação.

A fig. 5 ilustra um esquema de um sistema de registros de NMR. Na fig. 5, uma ferramenta de registros de NMR (30) para investigar formações subterrâneas (31) atravessadas por um furo de poço (32) é mostrada. O dispositivo de registro de NMR (30) é suspenso no furo de poço (32) ou num cabo blindado (33), cujo comprimento determina substancialmente a profundidade axial relativa do dispositivo (30). O comprimento do cabo é controlado por

meios apropriados na superfície, tal como um mecanismo de tambor e guincho (8). Os equipamentos na superfície (7) podem ser de tipo convencional, e podem incluir um subsistema de processador que se comunica com os equipamentos no fundo do poço, incluindo o dispositivo de registro de NMR (30).

O dispositivo de registro de NMR (30) pode ser qualquer dispositivo de registro de fluido de ressonância magnética nuclear adequado; ele pode ser do tipo para uso em aplicações de registro com cabo de aço, conforme mostrado na fig. 1C, ou do tipo que possa ser usado em aplicações de perfilagem durante a perfuração (LWD) ou perfuração com medição (MWD), conforme mostrado na fig. 1B. Além disso, o dispositivo de registros de NMR (30) pode fazer parte de qualquer testador de formação conhecido na técnica, tal como aquele vendido com o nome comercial MDT™ pela Schlumberger Technology Corporation (Houston, Texas). O dispositivo de registro de NMR (30) inclui tipicamente um meio para produzir um campo magnético estático nas formações, e um meio de antena de rádio frequência (RF) para produzir pulsos de campo magnético nas formações e para receber os ecos de spin das formações. Os meios para produzir um campo magnético estático pode compreender um ímã permanente ou uma rede de ímãs, e o meio de antena de RF para produzir pulsos de campo magnético e receber ecos de spin das formações pode compreender uma ou mais antenas

de RF.

A fig. 6 ilustra um esquema de alguns dos componentes de um tipo de dispositivo de registro de NMR (30). A fig. 6 mostra um primeiro imã ou rede de imãs centralizados (36) e uma antena de RF (37) que pode ser uma bobina ou bobinas adequadamente orientadas. A fig. 6 ainda ilustra uma representação geral de finas camisas cilíndricas estreitamente espaçadas, (38 - 1), (38 - 2) . . . (38 - N), que podem ter sua frequência selecionada numa operação de registros de frequências múltiplas. Um desses dispositivos é divulgado na Patente U.S. N° 4.710.713. Na fig. 6 é mostrado outro imã ou redes de imãs (39). A rede de imãs (39) pode ser usada para pré-polarizar a formação terrestre à frente da região de investigação, quando o dispositivo de registro de NMR (30) for suspenso no furo do poço, na direção da seta (Z). Exemplos desses dispositivos são divulgados nas Patentes norte americanas U.S. N° 5.055.788 e 3.597.681.

Com relação à fig. 7, é mostrado um mapa (700) de difusão - tempo de relaxação T2 (D-T2) com dados de eco de spin de NMR apresentados como mapas (702) de amplitude versus difusão (D) num painel esquerdo, e um mapa (704) do tempo de relaxação (T2) num painel direito. O mapa (702) mostrado no painel esquerdo é uma vista em perspectiva de três eixos. O mapa (704) mostrado no painel direito apresenta uma representação mais prática do mapa D-T2, como

um mapa de dois eixos. Porém, deve ser observado que os métodos divulgados podem ser aplicados a um conjunto de dados tendo qualquer número de dimensões, 2-D, 3-D, 4-D etc. Além disso, deve ser observado que embora mapas D-T2 sejam aqui discutidos para fins de exemplos, os métodos divulgados podem ser igualmente eficazes na obtenção das respostas de avaliação quantitativa da formação, com base em muitas outras combinações das propriedades de dados de NMR (D, T1, T2, T1/T2 etc.).

10 No contexto do mapa D-T2 de dois eixos, a amplitude da difusão é representada, de acordo com um esquema codificador de cores (não mostrado). As diferenças das propriedades de difusão entre gás, água, e óleos de várias viscosidades são capturadas pelo mapa D-T2 e mostradas como
15 picos separados e distintos. De modo particular, o grupamento de cores em A, também aqui chamado de um artefato ou um caso de fluido, representa a detecção provável de um primeiro fluido. Da mesma forma, os grupamentos de cores mais claras ou casos de fluido em B,
20 C, e D também representam a detecção provável de três fluidos adicionais. As respostas teóricas da água, óleo, e gás são sobrepostas aos mapas para ajudar na interpretação. Assim, para o grupamento ou caso A, é possível que o fluido seja gás, porque seu pico se situa próximo ao valor de
25 difusão teórico do gás. Para os grupamentos B e C, é possível que os fluidos sejam fases ou viscosidades

variáveis de óleo, se situando ao longo da linha de difusão teórica do óleo. Por último, é possível que o grupamento ou caso D seja água sujeita à difusão restrita.

A fig. 8 mostra um gráfico exemplificante de dados de NMR (800) com técnica de perfilagem radial para diferenciar óleo da OBM. Aqui, um primeiro eixo (802) identificado por "logT2(s)" representa uma escala de registros do tempo de relaxação T2 medido em segundos. Um segundo eixo (804) identificado por DOT(in) representa a profundidade de perfilagem radial medida em polegadas. Um terceiro eixo (806) com uma escala variando de zero a 0,1 representa amplitude de NMR, que também é refletida na ampliação virtual do gráfico de dados usando um esquema codificador de cores (não mostrado).

De modo característico, o filtrado de OBM e o óleo nativo encontrados no interior das formações subterrâneas próximos ao furo do poço são compostos estáveis que estão em equilíbrio termodinâmico. De um modo geral, a filtração lenta de fluido através de uma massa de lama não fornece energia externa necessária para misturar a OBM e o óleo. O gráfico de dados de NMR, como mostrado na fig 8, pode ser usado para separar visualmente a OBM do óleo em torno do furo do poço. No caso das viscosidades da OBM e do óleo serem bastante distintas, os grupamentos de cores denominados "obm" (808) e "óleo" (810) podem ser vistos como casos separados no gráfico de dados de NMR, como

mostrado na fig. 8. No caso das viscosidades da OBM e do óleo serem similares, a interpretação do gráfico de dados de NMR precisa se basear nas variações ao longo da direção radial afastada do furo do poço para dentro da formação. De modo característico, a OBM invasora diminui com essa profundidade radial, enquanto que os volumes de óleo/ água aumentam com a profundidade radial.

As figs. 9A - 9C mostram gráficos exemplificantes de dados de NMR (900) com técnica de perfilagem radial para diferenciar o óleo da OBM em termos quantitativos. Conforme mostrado, as trilhas mais à esquerda (902) das figs. 9A - 9C ilustram o registro da profundidade vertical dos dados do tempo de relaxação de NMR, onde a porção destacada dentro do círculo (904) pode assinalar uma seção de areia do reservatório embutida em seções de cascalho penetradas pelo furo do poço. As trilhas centrais (906) ilustram o registro da profundidade vertical dos dados de difusão de NMR. Os trilhos mais à direita (908) ilustram a discriminação volumétrica entre óleo (910) (mostrado como hachura inclinada à esquerda e pode ser ilustrado em verde), OBM (912) (mostrada como hachura inclinada à direita e pode ser ilustrada em marrom), e água (914) (que pode ser ilustrada em branco), onde os traços cheios em preto (916) representam o volume total de fluido. Como mostrado nas figs. 9A - 9C, o óleo (ou hidrocarboneto) ocupa porções maiores da discriminação volumétrica,

conforme a profundidade de investigação radial aumenta de 1,5 pol. para 4,0 pol. para dentro da formação. Por exemplo, na fig. 9A, na profundidade de 1,5 pol. da investigação radial, o hidrocarboneto é constituído de 80% de OBM e 20% de óleo. Na fig. 9B na profundidade de 2,7 pol. da investigação radial, o hidrocarboneto é constituído de 50% de OBM e 50% de óleo e, na fig. 9C, na profundidade de 4,0 pol. da investigação radial, o hidrocarboneto é constituído de 5% de OBM e 95% de óleo. A discriminação volumétrica entre óleo, OBM, e água pode ser derivada, em termos quantitativos, dos dados de NMR, p. ex., a difusão e o tempo de relaxação, ilustrados respectivamente nas trilhas mais a esquerda e central (902) e (906).

A fig. 10 mostra um mapa (1000) exemplificante de difusão - relaxação T1 (D-T1) para exibir dados de NMR. Gás possui um tempo de relaxação T1 (1002) de NMR relativamente mais longo e maior difusão D (1004), assim que sua presença é mostrada tipicamente na direção do canto superior direito do mapa D-T1, tal como o grupamento de cor denominado "gás" (1006) mostrado na fig. 10. De modo característico, o volume de gás pode ser interativamente estimado pela manipulação do mapa D-T1, p. ex., usando um dispositivo de entrada, tal como um mouse de computador.

De modo alternativo, o volume do gás pode ser também estimado, como ilustrado numa representação esquemática do mapa de difusão - tempo de relaxação (1100)

ilustrado na fig. 11. Como mostrado na fig. 11, o ponto (A) (1102) representa o agrupamento da cor de dados de NMR para um fluido em estudo. A linha cheia (1104) (que pode ser ilustrada em verde) representa dados de NMR do óleo pesado (isto é, óleo contendo uma quantidade desprezível de gás dissolvido) e é chamada de "linha de óleo pesado". As linhas tracejadas (1106) (que podem ser ilustradas em verde), nos lados esquerdo e superior da linha de óleo pesado, representam óleo com elevada quantidade de gás dissolvido (isto é, óleo contaminado), p. ex., com GORs de 200 e 400, respectivamente. Numa teoria, um ponto de óleo pesado (C) (1108) avança através do ponto (A) (1102) com o aumento da GOR na direção do ponto de gás (E) (1110), onde o fluido se torna 100% gás com reduzido tempo de relaxação. Numa segunda teoria, o ponto de óleo pesado (C) avança na direção da linha de gás com o aumento do tempo de relaxação.

Efeitos secundários podem fazer com que o trajeto de avanço assuma uma curva num formato em S, desde o ponto de óleo pesado (C) (1108) até o ponto de gás (E) (1110). Porém, no caso do fluido em estudo exibir um tempo de relaxação T_1 de NMR relativamente longo tornando a distância em linha reta entre (C) e (E) de maneira correspondentemente pequena, a saturação de gás (S_g) no ponto de dados (A) (1102) pode ser estimada, usando-se uma aproximação de linha reta, resultando em $S_g = AC/CE$. Além

disso, $AC/CE = AB/DB$ baseado nos triângulos ABC e ADE similares, portanto $S_g = AB/DB$ (onde B e D são o tempo de relaxação constante na evolução desde o óleo pesado até o gás livre). Observe que o diagrama esquemático da fig. 11 está em escala logarítmica para a difusão e o tempo de relaxação. Em termos analíticos, AB/DB é a solução gráfica da saturação de gás, se computada pelas equações da média dos registros de difusão (DCLM) para um modelo de óleo - gás conhecido pelas pessoas versadas na técnica. Por conseguinte, a saturação de gás de um fluido em estudo pode ser estimada com base no método de DCLM, conforme aplicado ao mapa de difusão - tempo de relaxação.

A fig. 12 ilustra um gráfico exemplificante (1200), ilustrando propriedades de fluido obtidas de medições sem NMR, realizadas, p. ex., por meio de equipamentos do testador de formação com cabo de aço (WFT) (tais como o MDT™) em amostras de fluido da formação física. Conforme mostrado, o eixo dos x (1202) representa a GOR, enquanto que o eixo dos y (1204) representa a porcentagem em massa (ou a saturação de gás S_g) de metano (CH_4) nas amostras de fluido da formação em estudo. No gráfico da fig. 12, a porcentagem de gás no óleo é proporcional à GOR, conforme observado pelas medições MDT. Essa observação leva a uma equação empírica, $GOR = a * (V_{gás}/V_{óleo}) / (\text{viscosidade de óleo})^b$, onde "a" e "b" são constantes, e $V_{gás}/V_{óleo}$ é a saturação de gás S_g . A constante "a" representa a conversão

de volume em massa e a expansão da superfície até o fundo do poço. A constante "b" controla a dependência inversa da GOR computada na viscosidade do óleo. Ela é equivalente à dependência do tempo de relaxação T1 ou T2, quando a viscosidade for inversamente proporcional ao tempo de relaxação. Para uma determinada saturação de gás, a viscosidade na equação empírica leva em conta o efeito da temperatura (isto é, maior temperatura diminui a viscosidade, elevando assim a estimativa da GOR) e o efeito de óleo pesado (isto é, o aumento da viscosidade diminui a estimativa da GOR).

As figs. 13 e 14 ilustram dados e análises exemplificantes de registros do furo do poço para determinar a GOR contínua. A fig. 13 ilustra dados e análise de registro (1300), que inclui um registro de raios gama (1302) denominado "GR" ao longo da faixa de profundidades inferior a 170 m - 210 m, que indica possivelmente uma seção de cascalho acima de 170 m na transição para uma seção de areia do reservatório abaixo de 185 m com uma zona fina intercalada entre elas. Como mostrado, a área (1304) (que pode ser ilustrada em cinza escuro) representa o volume de argila associado a $T_2 < 3\text{ms}$. A área (1306) (que pode ser ilustrada em cinza claro) representa o volume de silte associado a $3\text{ ms} < T_2 < 33\text{ ms}$, assim que a área cinza total representa o volume de cascalho. A área (1308) (que pode ser ilustrada em laranja)

é o volume de areia/ fluido livre associado a $33 \text{ ms} < T2 < 300 \text{ ms}$. A área (1310) (que pode ser ilustrada em amarelo) é a areia/ fluido livre associado a $T2 > 300 \text{ ms}$. A linha cheia (1312) representa o registro de GR.

5 A fig. 13 ainda inclui três gráficos de discriminação volumétrica de fluido (1303) derivadas da perfilagem radial dos dados de NMR, conforme ilustrado com relação à fig. 9 abaixo. Os três gráficos de discriminação volumétrica de fluido (1303) são baseados, respectivamente,
10 na profundidade radial de 1,5 pol., 2,7 pol., e 4,0 pol. Como mostrado na fig. 13, os volumes da OBM (1314) (que podem ser ilustrados em marrom) e de óleo (1316) (que podem ser ilustrado em verde) são separadamente indicados com o aumento da profundidade de investigação. A água (1318) (que
15 pode ser ilustrada em azul) e o gás (1320) (que pode ser ilustrada em vermelho) são também ilustrados nos gráficos. Porém, não existe nenhuma clara indicação a partir desses gráficos em separado acerca de se existe uma cobertura de gás exibindo um contato de gás/ óleo (GOC) ou onde o local
20 da cobertura de gás possa se situar, caso ele exista.

 A fig. 14 inclui registros de dados de NMR (1400) de difusão (1402) e tempos de relaxação $T1$ (1404) e $T2$ (1406), bem como registro de dados ilustrando a discriminação volumétrica (1408), viscosidade (1410), e GOR
25 (1412) derivadas dos dados de NMR. Como mostrado na fig. 14, a viscosidade do óleo é três vezes inferior à

viscosidade da OBM, e a GOR contínua mostra claramente uma queda de aproximadamente duas ordens de grandeza, de 10^4 a 10^2 , próximo à profundidade de 180 m. A queda significativa na GOR indica a GOC, que ocorre na fina zona intercalada, identificada pelo registro de raios gama superposto no registro do tempo de relaxação T2 na trilha mais à esquerda. Teria sido impossível que a GOC fosse detectada, usando-se as técnicas da arte anterior, tais como as técnicas do gradiente de pressão ou da densidade de nêutrons.

A fig. 15 mostra um fluxograma ilustrando um método para determinar a GOR contínua num campo de petróleo. No início, um conjunto de dados de NMR é obtido de dentro do furo do poço relativo a uma porção da formação subterrânea (Etapa 1510). Por exemplo, os dados de NMR podem ser obtidos, usando-se o sistema de registro de NMR das figs. 5 e 6. Informações quantitativas de fluido do reservatório, p. ex., a discriminação volumétrica e/ou a saturação de gás do óleo, podem ser então isoladas da OBM, usando-se técnicas de perfilagem radial (p. ex., conforme ilustrado na fig. 13 acima) com base no conjunto de dados de NMR (Etapa 1520). Em seguida, a GOR ou outras informações relativas à GOR podem ser então determinadas a partir das informações quantitativas do reservatório (p. ex., saturação de gás) baseado num modelo predeterminado (p. ex., a equação empírica descrita com relação às figs. 11 e

12 acima) (Etapa 1530). A GOR ou informações relativas à GOR podem ser geradas de uma forma contínua, p. ex., usando-se o sistema de registro de NMR das figs. 5 e 6 (Etapa 1540). Baseado nas informações quantitativas de fluido do reservatório, um ou mais locais adequados para coleta de amostras podem ser identificados para coletar amostra do fluido da formação, para conduzir outras medições baseadas em amostras (Etapa 1550). De modo opcional, tais resultados de medição da amostra podem ser usados para calibrar o modelo predeterminado, p. ex., para sintonizar de maneira fina as constantes na equação empírica das figs. 11 e 12 acima.

As etapas das porções dos, ou de todos os, processos acima discutidos podem ser repetidas, caso desejado. As etapas repetidas podem ser seletivamente realizadas, até que resultados satisfatórios sejam alcançados. Por exemplo, etapas podem ser repetidas após ajustes serem feitos. Isso pode ser feito para atualizar o modelo predeterminado e/ou para determinar o impacto das mudanças feitas.

A invenção pode ser implementada praticamente em qualquer tipo de computador, a despeito da plataforma sendo usada. Por exemplo, conforme mostrado na fig. 16, um sistema de computador (1600) inclui um ou mais processadores (1602, memória associada (1604) (p. ex., memória de acesso aleatório (RAM), memória cache, memória

flash etc.), um dispositivo de armazenagem (1606) (p. ex., um disco rígido, um drive ótico, tal como um drive de disco compacto ou um drive de disco de vídeo digital (DVD), um bastão de memória flash etc.), e numerosos outros elementos e funcionalidades típicas dos computadores atuais (não mostradas). O computador (1600) pode ainda incluir meios de entrada, tais como um teclado (1608), um mouse (1610) ou um microfone (não mostrados), e meios de saída, tais como um monitor (1612) (p. ex., um monitor de cristal líquido (LCD), de plasma, ou um tubo de raios catódicos (CRT)). O sistema de computador (1600) pode ser conectado a uma rede local (LAN) ou a uma rede remota (p. ex., a Internet) (não mostrada) através de uma conexão de interface para rede (não mostrada). As pessoas versadas na técnica deverão apreciar que esses meios de entrada e saída podem assumir outros formatos.

Além disso, as pessoas versadas na técnica deverão apreciar que um ou mais elementos do sistema de computador (1600) acima citado podem ser localizados em um local remoto e conectados a outros elementos através de uma rede. Além disso, a invenção pode ser implementada num sistema distribuído tendo uma pluralidade de nós, onde cada porção da invenção (p. ex., sistema de comunidade, fonte de dados, provedor de dados, provedor de aplicativos de software, estrutura de confiança etc. podem ser posicionados em um nó distinto dentro do sistema distribuído. Em uma modalidade

da invenção, o nó corresponde a um sistema de computador. De modo alternativo, o nó pode corresponder a um processador ou memória física associada. De modo alternativo ainda, o nó pode corresponder a um processador com memória e/ou recursos compartilhados. Além disso, instruções de software para realizar modalidades da invenção podem ser armazenadas numa mídia legível por computador, tal como um disco compacto (CD), um disquete, uma fita, um arquivo, ou qualquer outro dispositivo de
5
10 armazenagem legível por computador.

Deverá ficar claro através da descrição anterior, que várias modificações e mudanças podem ser feitas nas modalidades preferidas e alternativas da presente invenção, sem se afastarem de seu espírito verdadeiro. Por exemplo,
15 os simuladores, acoplamentos e arranjo do sistema podem ser selecionados para realizar a simulação desejada. As simulações podem ser repetidas, de acordo com várias configurações, e os resultados comparados e/ou analisados.

Essa descrição é destinada apenas para fins de
20 ilustração, e não deve ser interpretada num sentido limitador. O escopo dessa invenção deve ser determinado somente pela linguagem das reivindicações a seguir. O termo "compreendendo" dentro das reivindicações pretende significar "incluindo pelo menos", assim que a listagem
25 recitada de elementos numa reivindicação constitui um grupo aberto. "Um", "uma" e outros termos no singular pretendem

incluir suas formas no plural, a não ser que especialmente
excluídas.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, caracterizado pelo fato de ter pelo menos uma região de poço com um furo de poço penetrando numa formação subterrânea para extrair fluido do interior de um reservatório subterrâneo, e pelo fato de compreender:

obtenção de um conjunto de dados de Ressonância Magnética Nuclear (NMR) de uma porção da formação subterrânea, de dentro do furo de poço sem coleta de amostra do fluido da formação;

isolamento das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas ao óleo da lama a base de óleo (OBM) usando perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é usada para extrair fluido do reservatório subterrâneo;

determinação das informações relativas à relação gás-óleo (GOR) associadas à porção da formação subterrânea, a partir das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo, onde as informações relativas à GOR são determinadas com base em um modelo predeterminado; e

realização das operações no campo de petróleo, baseado nas informações relativas à GOR.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do modelo predeterminado ser estabelecido com base numa medição sem NMR.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender:

identificação de um local de coleta de amostra para uma medição baseada em amostra dentro do furo de poço, baseado nas informações quantitativas do fluido de reservatório, onde a medição baseada em amostra compreende pelo menos um item selecionado dentre um grupo constituído de medição da resistividade, medição da viscosidade, e medição do índice ótico.

10 4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender:

realização da medição baseada em amostra, de uma amostra coletada no local de coleta de amostra, para gerar um resultado de medição da amostra; e

15 ajuste do modelo predeterminado, baseado no resultado de medição da amostra.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de ainda compreender:

realização de uma varredura de NMR contínua ao longo de pelo menos uma porção do furo de poço; e
20 geração de um registro contínuo das informações relativas à GOR.

6. SISTEMA PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, caracterizado pelo fato de ter pelo menos uma região de poço com um furo de poço penetrando numa formação subterrânea para extrair fluido do interior de um
25

reservatório subterrâneo, e pelo fato de compreender:

ferramenta de fundo de poço configurada para se mover no furo de poço;

módulo de Ressonância Magnética Nuclear (NMR)
5 disposto na ferramenta de fundo de poço para obter um conjunto de dados de NMR de uma porção da formação subterrânea de dentro do furo de poço sem coleta de amostra do fluido da formação;

processador; e
10 memória compreendendo instruções, quando executadas pelo processador tendo funcionalidade para:

isolar as informações quantitativas do fluido de reservatório associadas ao óleo da OBM usando perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é usada para
15 extrair fluido do reservatório subterrâneo; e

determinar as informações relativas à GOR associadas à porção da formação subterrânea, a partir das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo, onde as informações relativas à GOR são
20 determinadas com base em um modelo predeterminado,

onde as operações no campo de petróleo são realizadas baseado nas informações relativas à GOR.

7. Sistema, de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato do modelo predeterminado ser
25 estabelecido com base numa medição baseada em amostra.

8. Método, de acordo com a reivindicação 6,

caracterizado pelo fato de:

um local de coleta de amostra ser determinado dentro do furo de poço para uma medição baseada em amostra, onde a medição baseada em amostra compreende pelo menos um item selecionado dentre um grupo constituído de medição da resistividade, medição da viscosidade, e medição do índice ótico.

9. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de:

a medição baseada em amostra, de uma amostra coletada no local de coleta de amostra, ser realizada para gerar um resultado de medição da amostra; e

onde o modelo predeterminado é ajustado, baseado no resultado de medição da amostra.

10. Sistema, de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato das instruções, quando executadas pelo processador, terem outras funcionalidades para:

realizar uma varredura de NMR contínua ao longo de pelo menos uma porção do furo de poço; e

gerar um registro contínuo das informações relativas à GOR.

11. MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR COMPREENDENDO INSTRUÇÕES EXECUTÁVEIS POR UM PROCESSADOR, PARA REALIZAR UM MÉTODO, caracterizado pelo fato do método compreender:

obtenção de um conjunto de dados de Ressonância Magnética Nuclear (NMR) de uma porção da formação

subterrânea, de dentro do furo de poço sem coleta de amostra do fluido da formação;

isolamento das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas ao óleo da lama a base de
5 óleo (OBM) usando perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é usada para extrair fluido do reservatório subterrâneo;

determinação das informações relativas à relação gás-óleo (GOR) associadas à porção da formação subterrânea,
10 a partir das informações quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo, onde as informações relativas à GOR são determinadas com base em um modelo predeterminado; e

realização das operações no campo de petróleo,
15 baseado nas informações relativas à GOR.

12. Método, de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato do modelo predeterminado ser estabelecido com base numa medição sem NMR.

13. Método, de acordo com a reivindicação 11,
20 caracterizado pelo fato de ainda compreender:

identificação de um local de coleta de amostra para uma medição baseada em amostra dentro do furo de poço, baseado nas informações quantitativas do fluido de reservatório, onde a medição baseada em amostra compreende
25 pelo menos um item selecionado dentre um grupo constituído de medição da resistividade, medição da viscosidade, e

medição do índice ótico.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de ainda compreender:

realização da medição baseada em amostra, de uma
5 amostra coletada no local de coleta de amostra, para gerar um resultado de medição da amostra; e

ajuste do modelo predeterminado, baseado no resultado de medição da amostra.

15. Método, de acordo com a reivindicação 11,
10 caracterizado pelo fato de ainda compreender:

realização de uma varredura de NMR contínua ao longo de pelo menos uma porção do furo de poço; e

geração de um registro contínuo das informações relativas à GOR.

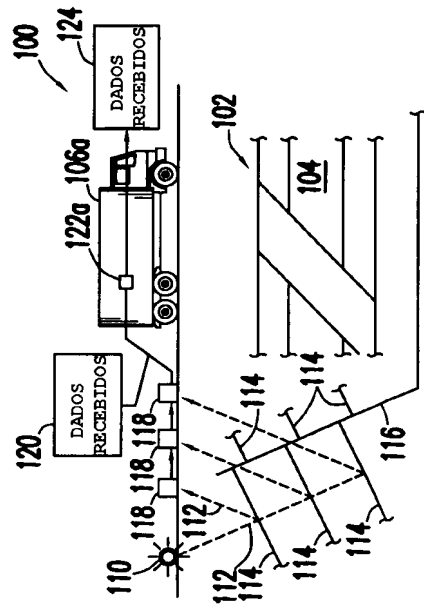


FIG. 1A

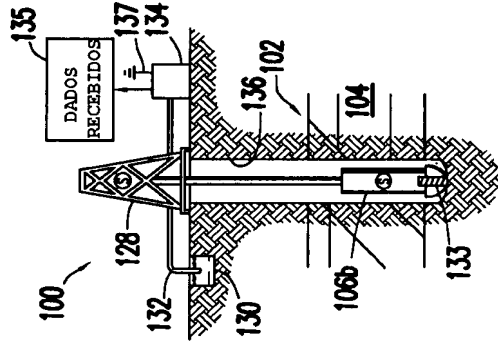


FIG. 1B

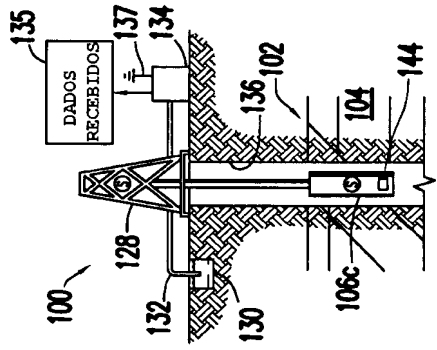


FIG. 1C

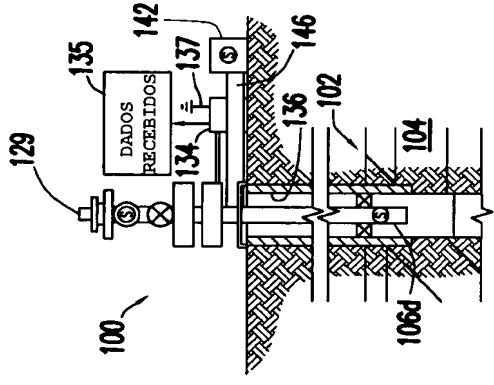


FIG. 1D

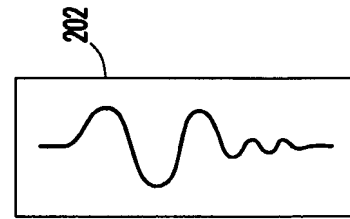


FIG. 2A

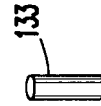


FIG. 2B

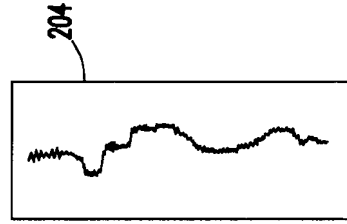


FIG. 2C

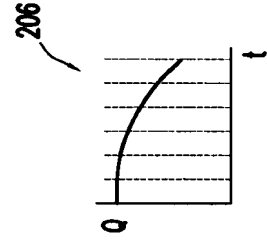


FIG. 2D

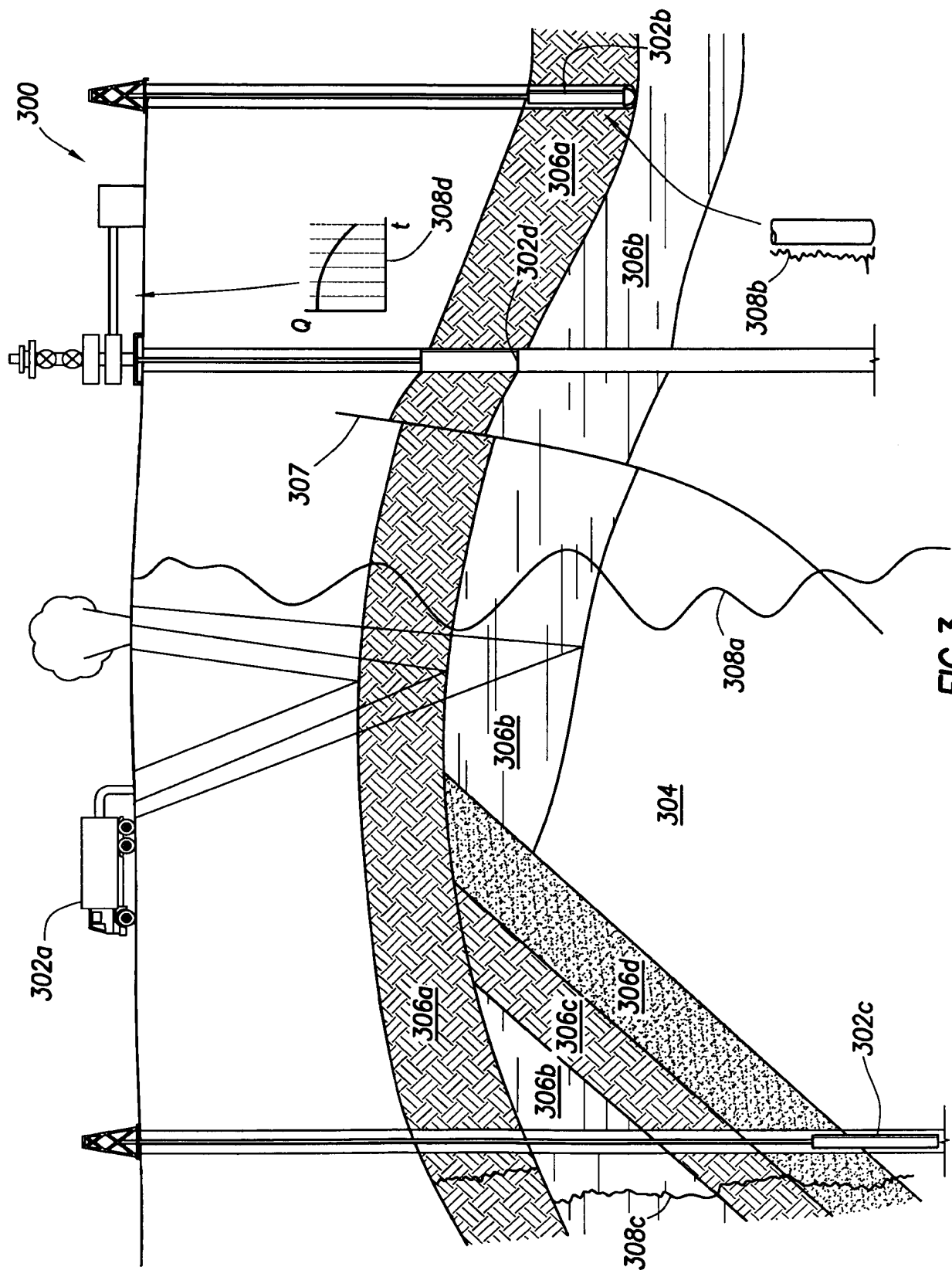


FIG. 3

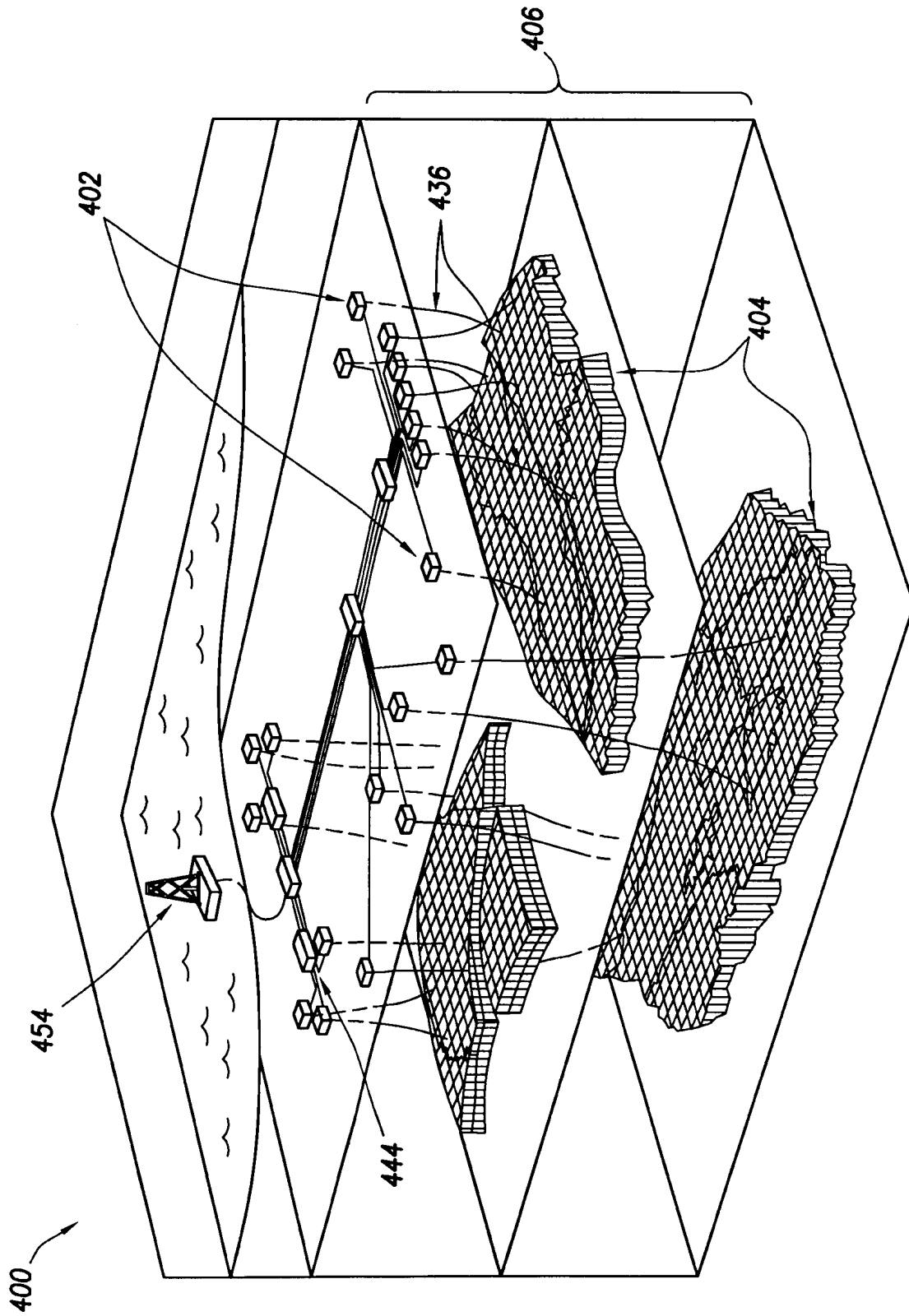


FIG. 4

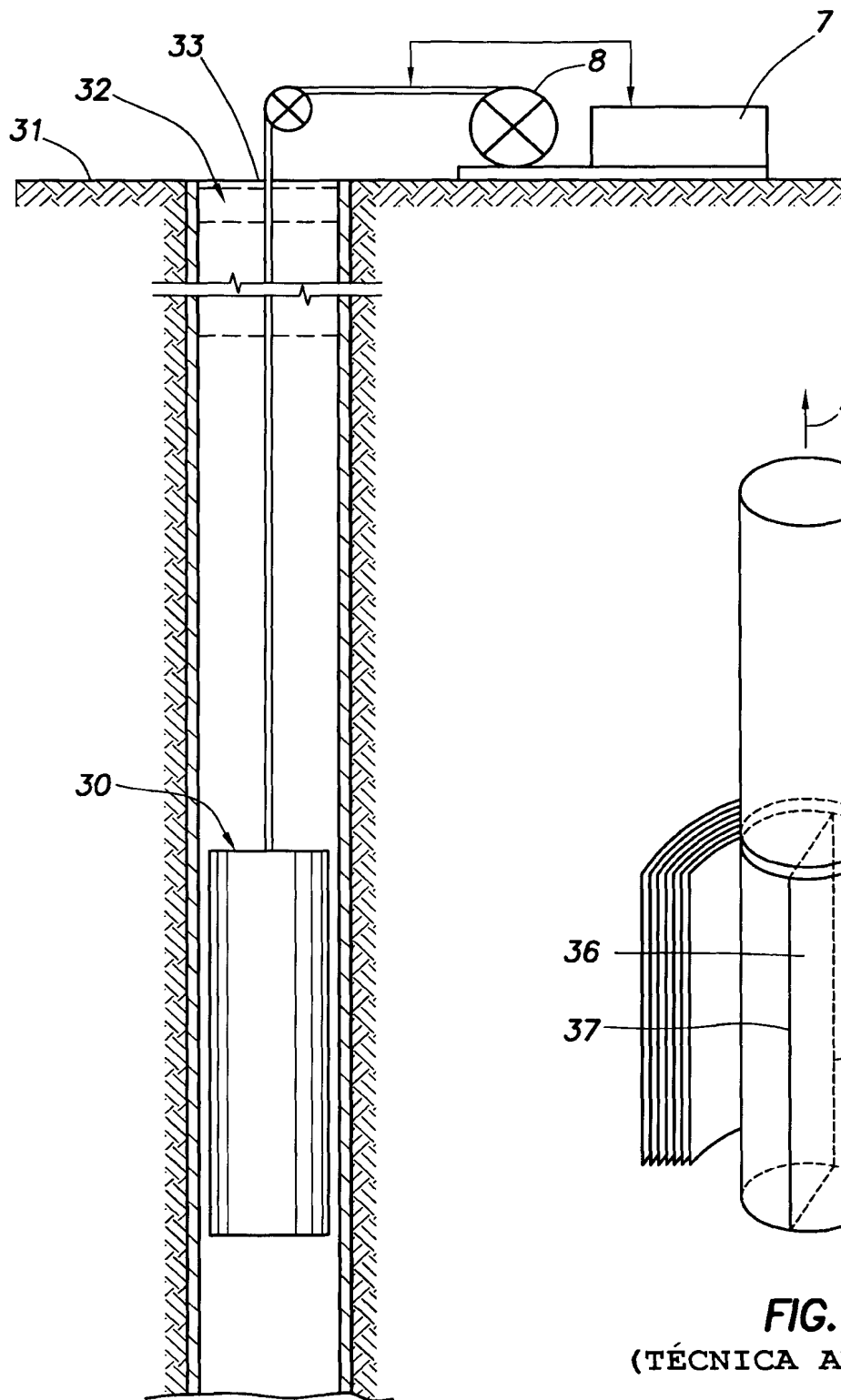


FIG. 5

(TÉCNICA ANTERIOR)

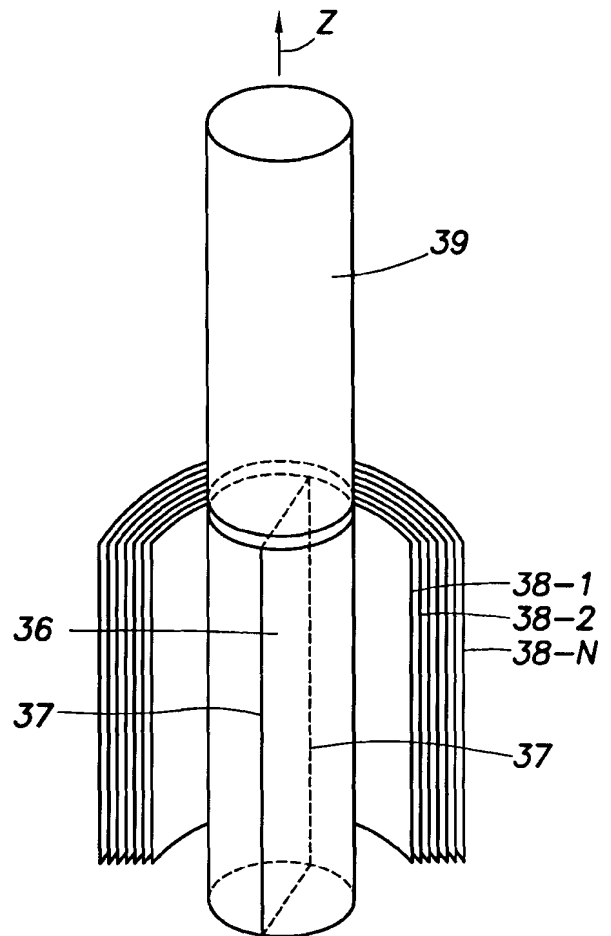
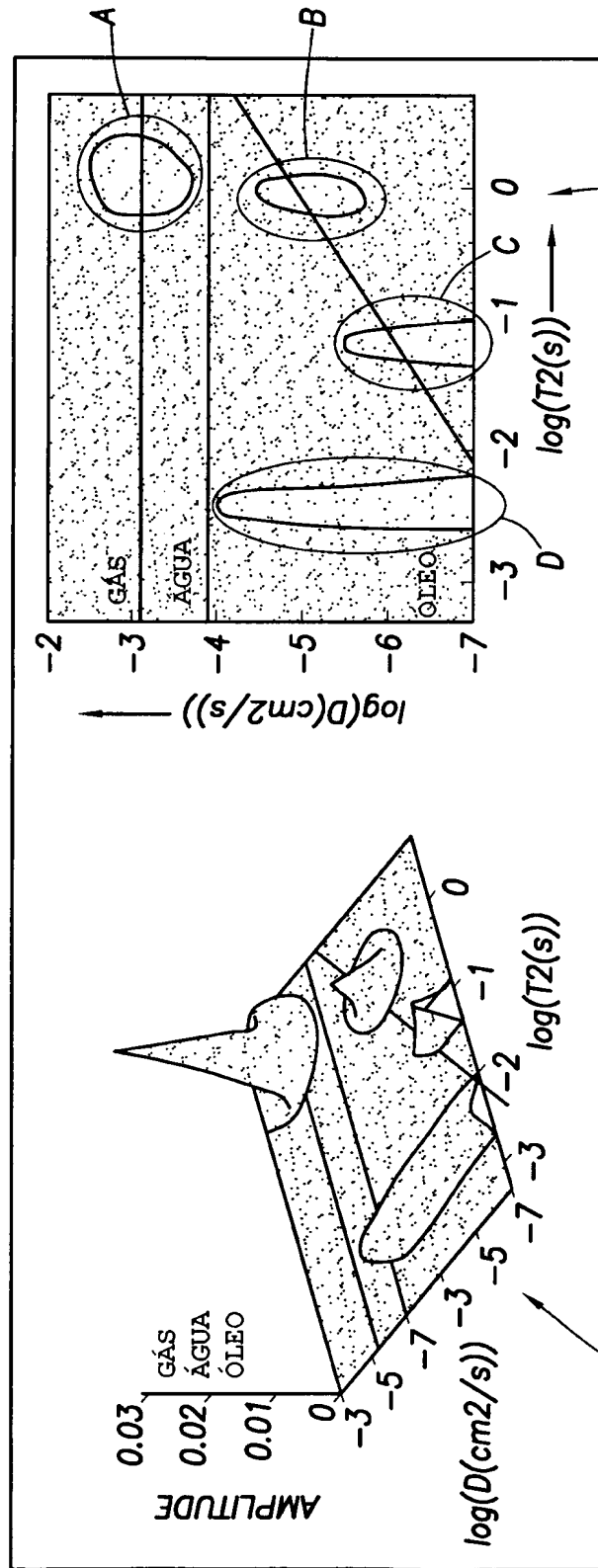


FIG. 6

(TÉCNICA ANTERIOR)

700



704

FIG. 7

702

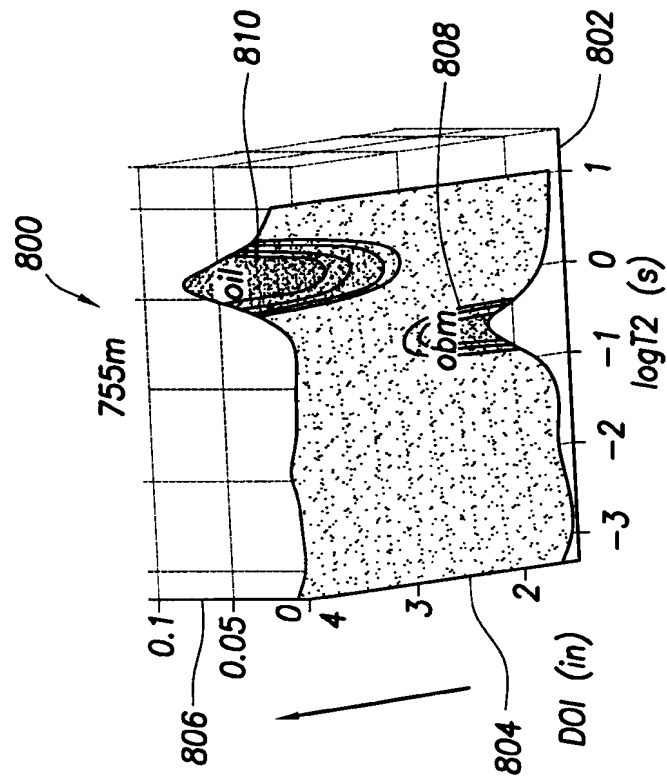


FIG.8

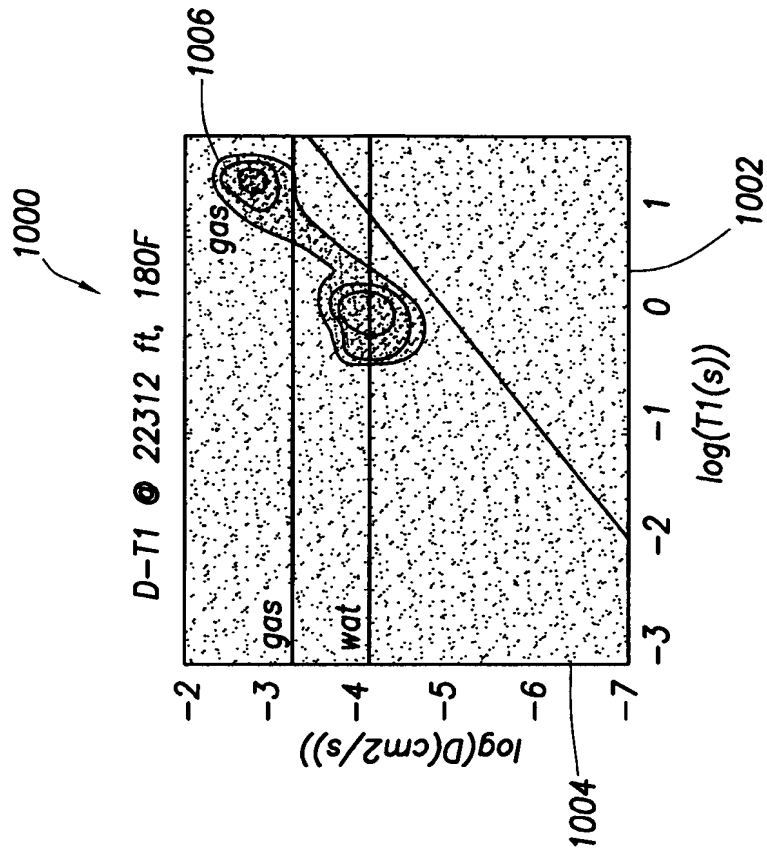
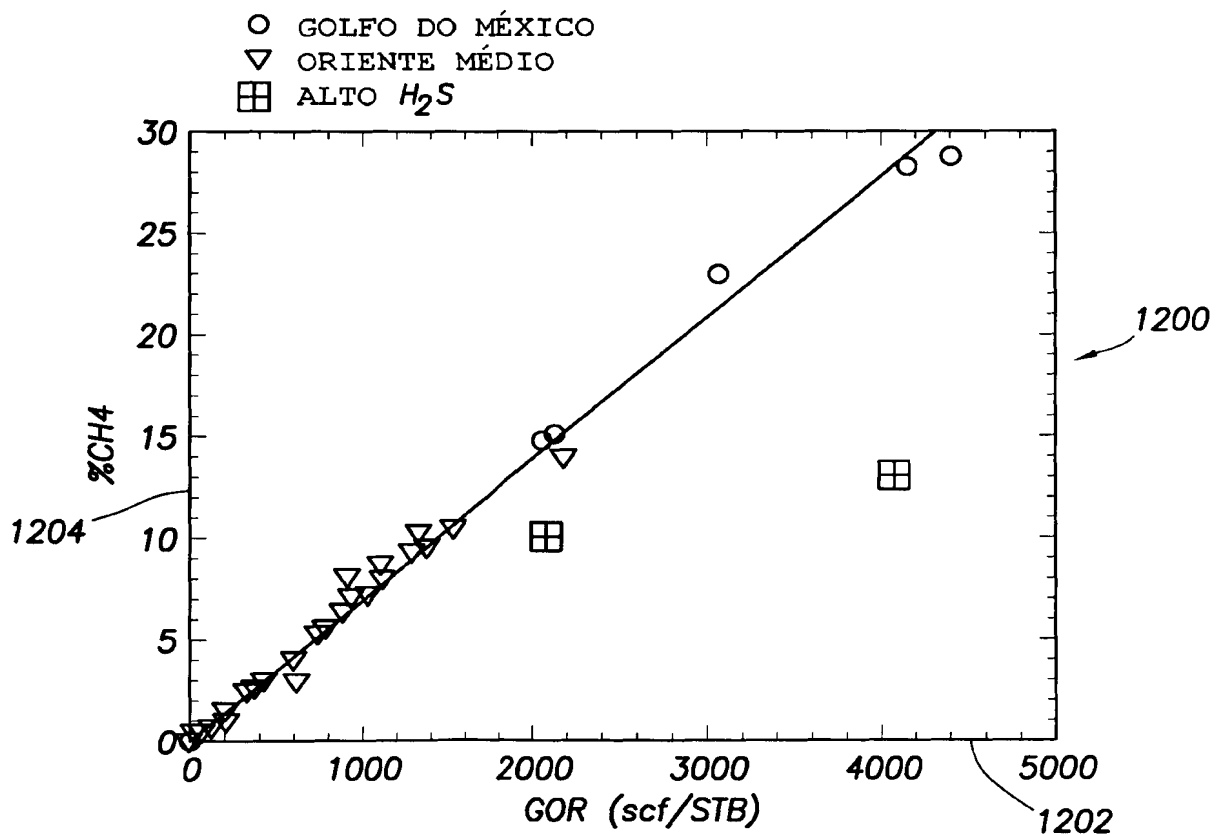
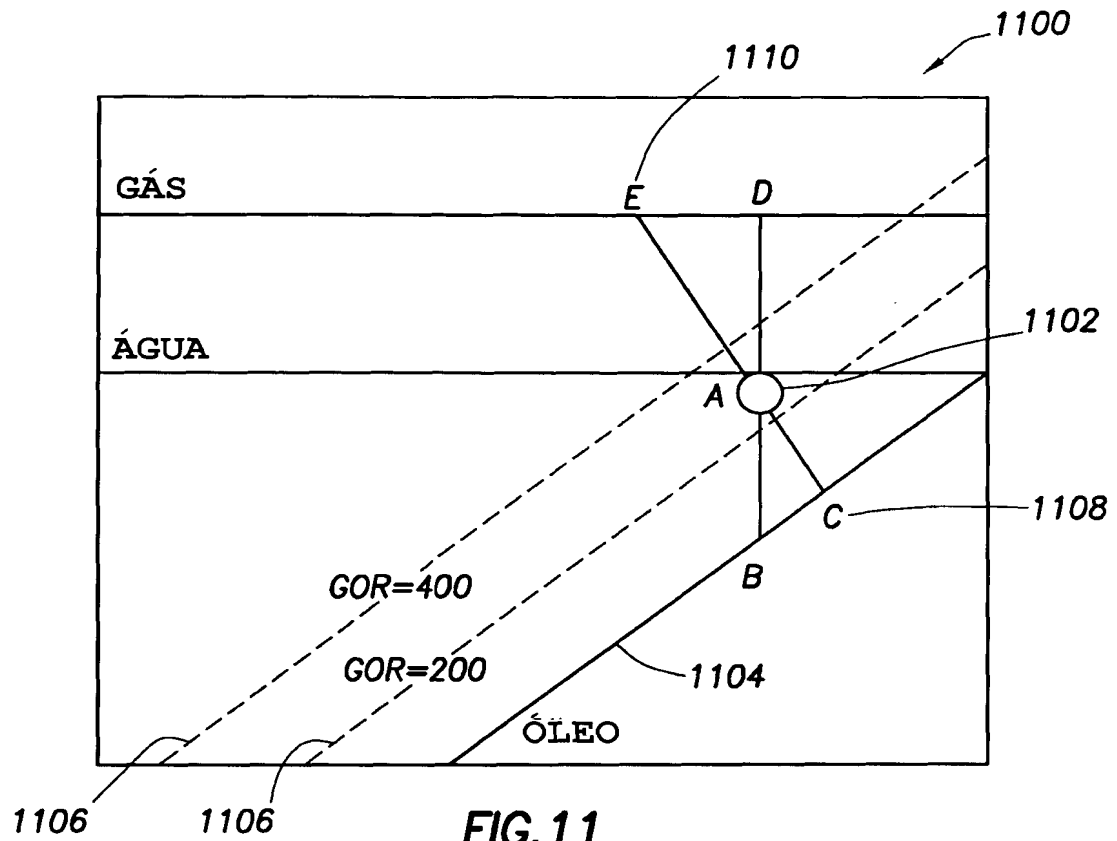


FIG.10



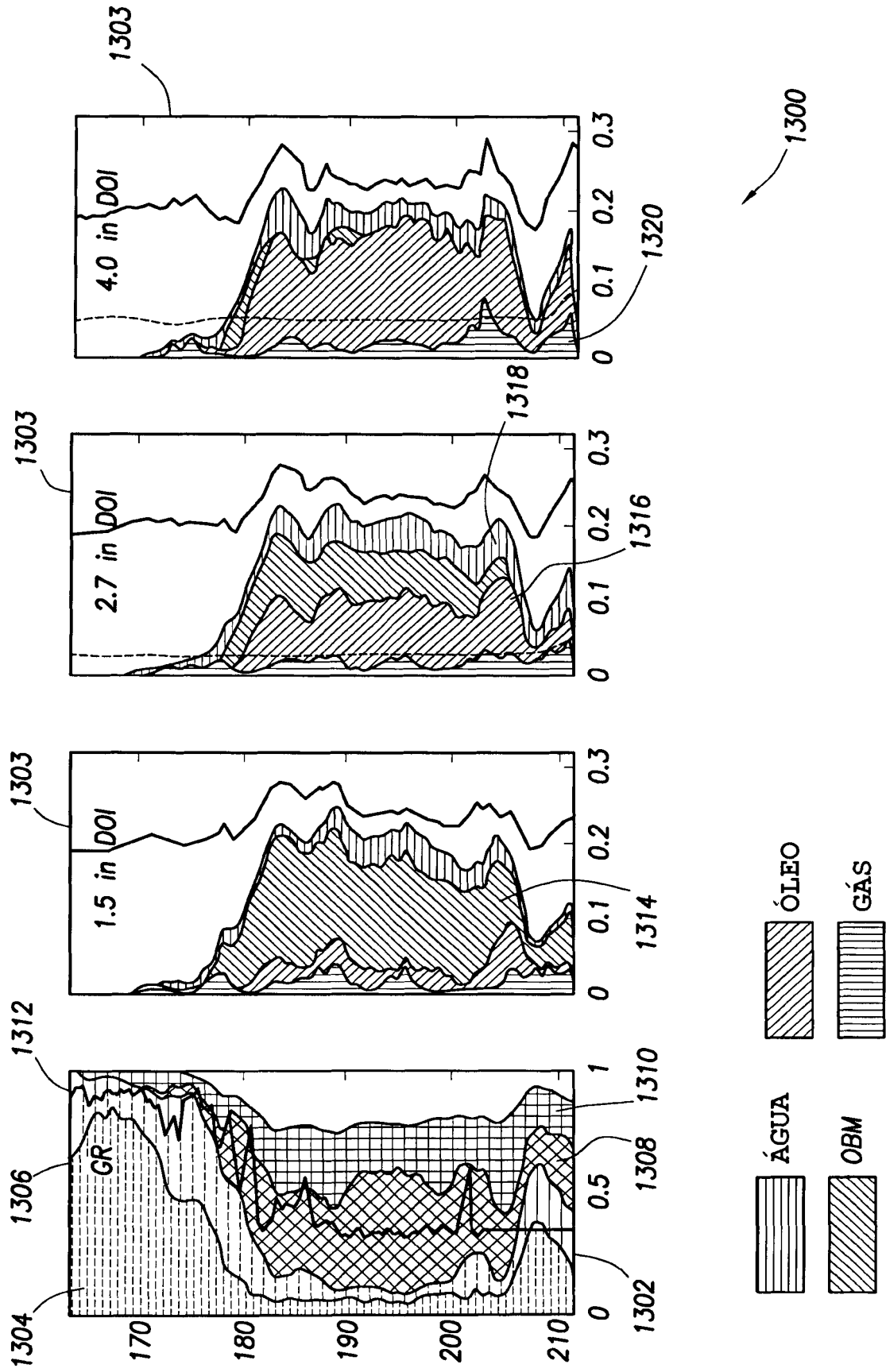


FIG.13

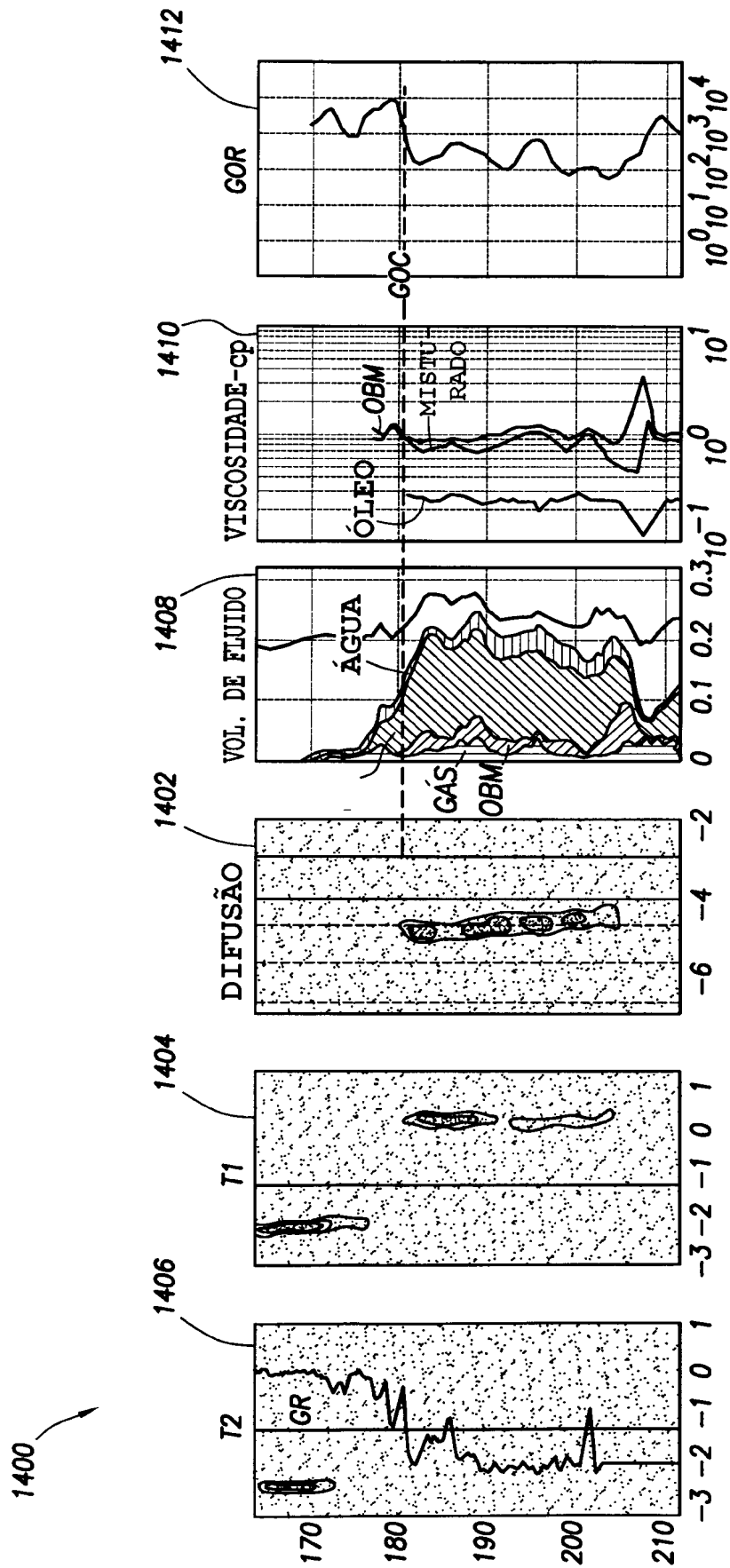


FIG. 14

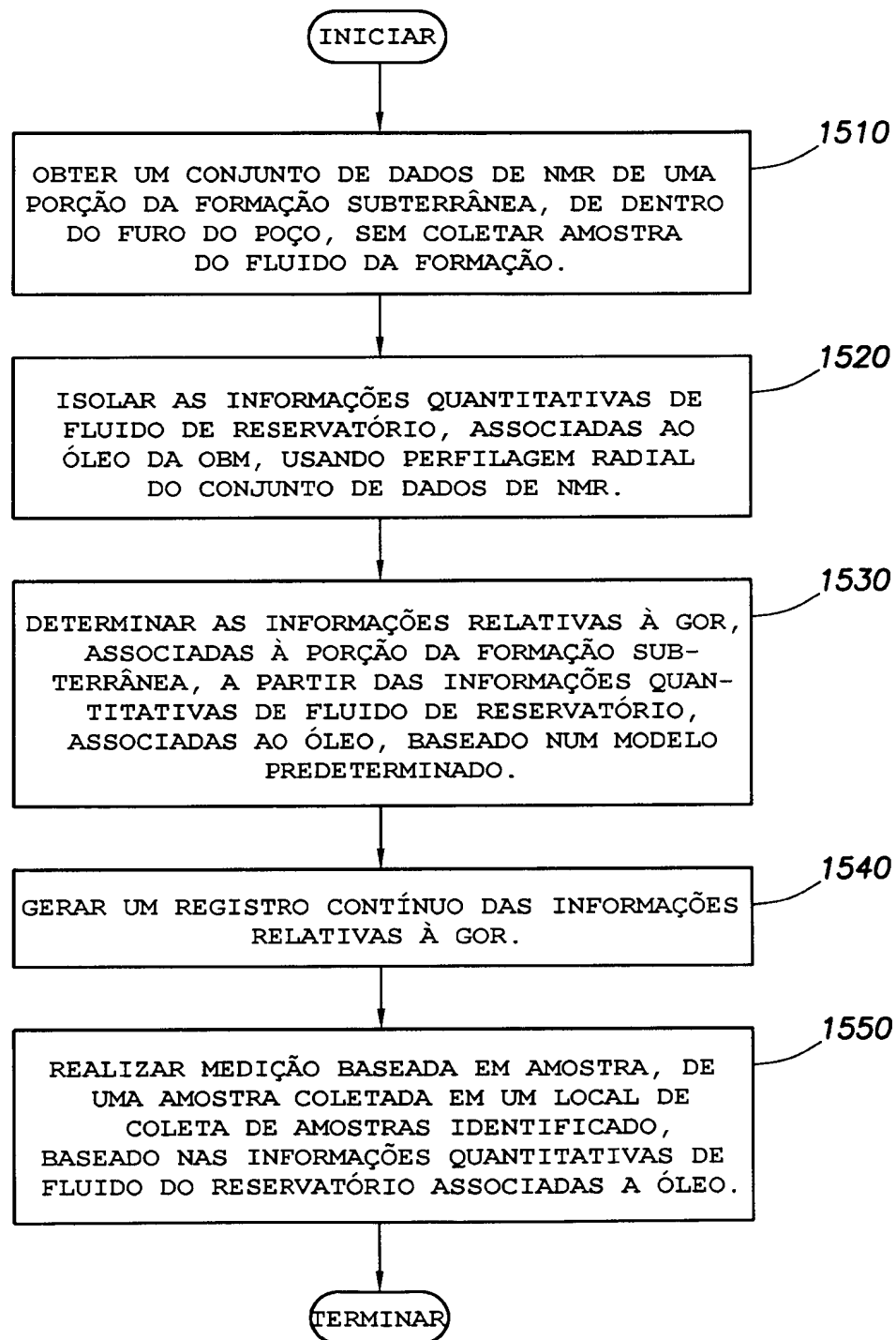


FIG.15

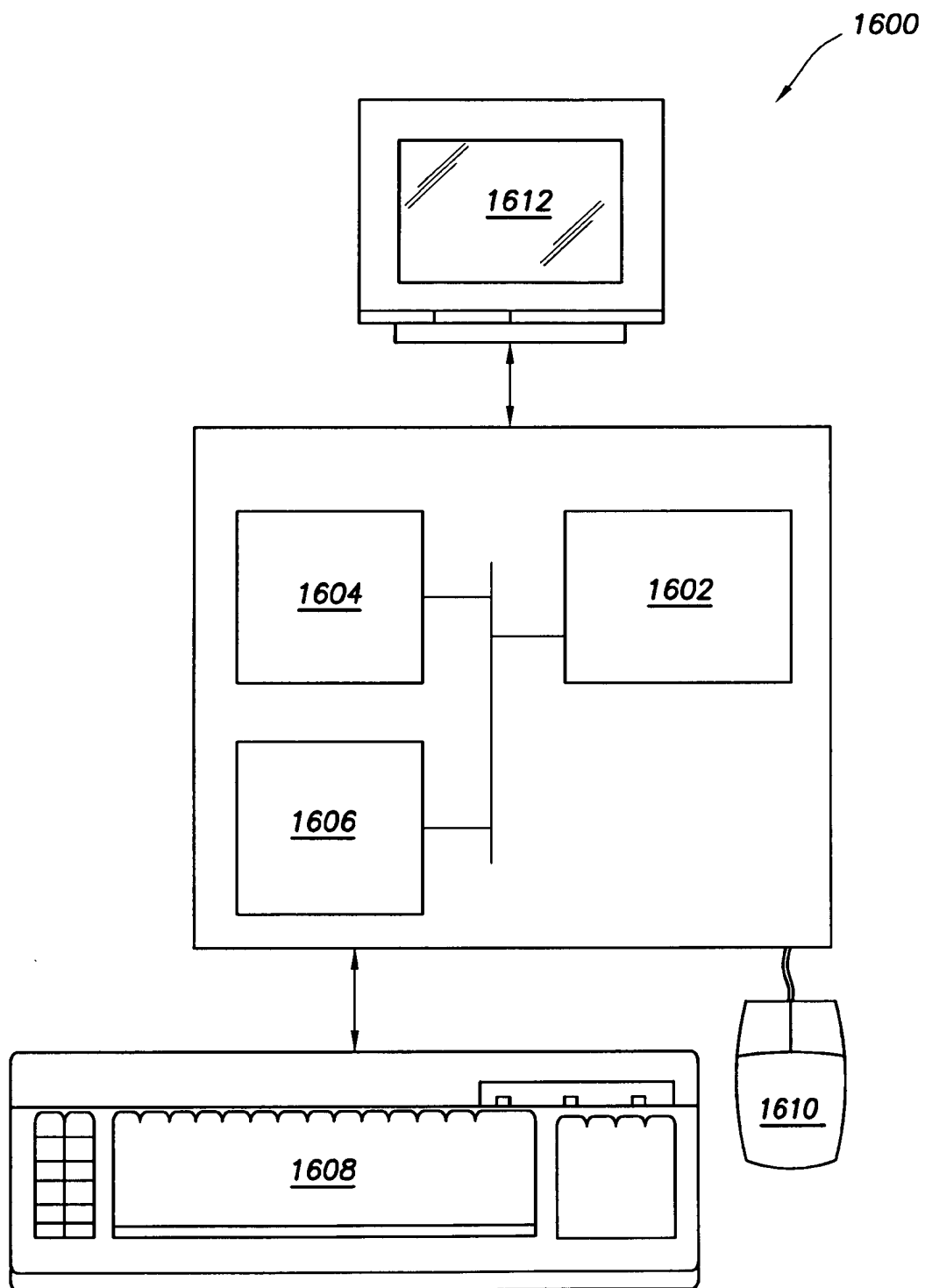


FIG. 16

- RESUMO -

MÉTODO PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO,
SISTEMA PARA REALIZAR OPERAÇÕES EM UM CAMPO DE PETRÓLEO, E
MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR COMPREENDENDO INSTRUÇÕES
5 EXECUTÁVEIS POR UM PROCESSADOR, PARA REALIZAR UM MÉTODO

Método para determinar a viscosidade e a relação
gás-óleo contínua (GOR) a partir de registros de
ressonância magnética nuclear (NMR). O método inclui a
obtenção de um conjunto de dados de NMR de uma porção da
10 formação subterrânea de dentro do furo de poço sem coleta
de amostra do fluido da formação; isolamento das
informações quantitativas do fluido de reservatório
associadas ao óleo da lama a base de óleo (OBM) usando
perfilagem radial do conjunto de dados de NMR, onde a OBM é
15 usada para extrair fluido do reservatório subterrâneo;
determinação das informações relativas à GOR associadas à
porção da formação subterrânea, a partir das informações
quantitativas do fluido de reservatório associadas a óleo,
onde as informações relativas à GOR são determinadas com
20 base em um modelo predeterminado; e realização das
operações no campo de petróleo, baseado nas informações
relativas à GOR.