



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

(11) PI 0907021-4 B1



(22) Data do Depósito: 30/01/2009

(45) Data de Concessão: 04/02/2020

(54) Título: MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, APARELHO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR

(51) Int.Cl.: G01V 3/14; G01N 24/08; E21B 47/00.

(30) Prioridade Unionista: 30/01/2008 US 12/022,755.

(73) Titular(es): BAKER HUGHES INCORPORATED.

(72) Inventor(es): PEDRO ROMERO.

(86) Pedido PCT: PCT US2009032606 de 30/01/2009

(87) Publicação PCT: WO 2009/097507 de 06/08/2009

(85) Data do Início da Fase Nacional: 28/07/2010

(57) Resumo: MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, APARELHO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR Sequências de pulso são aplicadas em um fluido em uma formação terrestre em um campo magnético estático e sinais de eco por rotação de RMN são obtidos. Os sinais são invertidos para produzir distribuições T2 em uma pluralidade de profundidades. As similaridades entre os perfis dos setores de T2 com resistividade e/ou perfis de raios gama são usadas para identificar e subtrair contribuições para o sinal de RMN do petróleo tendo gradientes internos. A partir dos sinais recebidos, características de relaxamento e difusão do fluido são determinadas. A determinação considera os gradientes do campo interno.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, APARELHO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR"**.

CAMPO DA INVENÇÃO

[001] A presente invenção refere-se a aparelho e técnicas para fazer medições de ressonância magnética nuclear (RMN) em poços e a métodos para determinar as características magnéticas das formações atravessadas por um poço. Especificamente, a invenção refere-se ao projeto de uma técnica precisa de medição de RMN, que é planejada na definição das propriedades de difusão do fluido na matriz do poro na presença dos gradientes do campo magnético interno.

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

[002] Uma variedade de técnicas foi usada na determinação da presença e na estimativa das quantidades de hidrocarbonetos (óleo e gás) nas formações terrestres. Esses métodos são projetados para determinar parâmetros de interesse, incluindo entre outras coisas, porosidade, conteúdo do fluido e permeabilidade da formação de rocha que circunda o poço perfurado para recuperar os hidrocarbonetos. Tipicamente, as ferramentas projetadas para fornecer a informação desejada são usadas para fazer o perfil do poço. Muita da perfilagem é feita depois que os poços foram perfurados. Mais recentemente, poços foram perfilados enquanto na perfuração dos poços. Isso é citado como medição sem interromper a perfuração ("MWD") ou perfilagem sem interromper a perfuração ("LWD"). As medições também foram feitas quando executando a manobra de saída de uma coluna de perfuração de um poço: isso é chamado medição sem interromper a manobra ("MWT").

[003] Uma técnica em desenvolvimento usa ferramentas de perfilagem de ressonância magnética nuclear (RMN) e métodos para de-

terminar, entre outras coisas, a porosidade, saturação do hidrocarboneto e permeabilidade das formações de rocha. Ferramentas de perfilagem de RMN excitam os núcleos dos fluidos nas formações geológicas na proximidade do poço, de modo que certos parâmetros podem ser estimados, tais como densidade de rotação, tempo de relaxamento longitudinal (geralmente citado na técnica como " T_1 ") e tempo de relaxamento transversal (geralmente citado como " T_2 ") das formações geológicas. A partir de tais medições, parâmetros de formação são determinados, tais como porosidade, permeabilidade e saturação do hidrocarboneto, o que proporciona informação valiosa sobre a composição das formações geológicas e a quantidade de hidrocarbonetos extraíveis.

[004] Uma ferramenta de RMN típica gera um campo magnético estático B_0 na proximidade do poço e um campo oscilante B_1 na direção perpendicular a B_0 . Esse campo oscilante é geralmente aplicado na forma de pulsos de curta duração. A finalidade do campo B_0 é polarizar os momentos magnéticos dos núcleos paralelos ao campo estático e a finalidade do campo B_1 é girar os momentos magnéticos por um ângulo controlado pela largura t_p e a amplitude B_1 do pulso oscilante. Para perfilagem de RMN, a sequência mais comum é a sequência Carr-Purcell-Meiboom-Gill ("CPMG") que pode ser expressa como

$$TW - 90 - (\tau - 180 - \tau - \text{echo})_n \quad (1)$$

onde TW é um tempo de espera, 90 é um pulso de inclinação de 90°, 180 é um pulso de refocalizar de 180° e $2\tau = TE$ é o espaçamento entre ecos.

[005] Depois de ser inclinado por 90°, o momento magnético gira ao redor do campo estático em uma frequência particular conhecida como a frequência Larmor ω , dada por $\omega = \gamma B_0$, onde B_0 é a intensidade do campo do campo magnético estático e γ é a razão giromagnética. Ao mesmo tempo, os momentos magnéticos retornam para a dire-

ção de equilíbrio (isto é, alinhados com o campo estático) de acordo com um tempo de queda conhecido como o "tempo de relaxamento da treliça de rotação" ou T_1 . Não homogeneidades do campo B_0 resultam na defasagem dos momentos magnéticos e para remediar isso, um pulso de 180° é incluído na sequência para refocalizar os momentos magnéticos. Essa refocagem fornece uma sequência de n sinais de eco. Essas sequências de eco são então processadas para fornecer informação sobre os tempos de relaxamento. A Patente US No. 6.466.013 para Hawkes e outros e a Patente US No. 6.429.654 para Itskovich e outros, ambas tendo o mesmo cessionário que a presente invenção, ensinam o uso de sequências de pulso CPMG modificadas com exigências de força reduzidas nas quais o ângulo do pulso de refocagem pode ser menor do que 180° . Essas sequências de pulso modificadas podem ser citadas como sequências de pulso de refasagem ótima (ORPS).

[006] Também está associado com a rotação dos núcleos moleculares um segundo tempo de relaxamento, T_2 , chamado o tempo transversal ou de relaxamento de rotação-rotação. No fim de um pulso de inclinação de 90° , todas as rotações são apontadas em uma direção comum perpendicular, ou transversal, ao campo estático e elas todas giram na frequência Larmor. Entretanto, por causa das pequenas flutuações no campo estático induzidas por outras rotações ou impurezas paramagnéticas, as rotações "precess" em frequências ligeiramente diferentes e a magnetização transversal defasam com um tempo de relaxamento T_2 .

[007] A interpretação dos dados de perfil ou testemunho de RMN é frequentemente iniciada invertendo a queda de eco de CPMG (ou ORPS) no domínio de tempo em uma distribuição de domínio de parâmetro T_2 . Em geral, o T_2 dos fluidos nas rochas porosas depende da distribuição do tamanho do poro e do tipo e número dos fluidos que

saturam o sistema de poro. Por causa da natureza heterogênea dos meios porosos, quedas de T_2 exibem um comportamento multiexponencial. A equação básica que descreve o relaxamento transversal da magnetização nos meios porosos saturados de fluido é

$$M(t) = \int_{T_2 \text{ min}}^{T_2 \text{ max}} P(T_2) e^{-t/T_2} dT_2 \quad (2)$$

onde M é a magnetização e os efeitos da difusão na presença de um gradiente de campo magnético não foram considerados. A equação (2) é baseada na suposição que os efeitos da difusão podem ser ignorados. Em um campo magnético gradiente, a difusão faz com que os átomos se movam das suas posições originais para novas, o que também faz com que esses átomos adquiram mudanças de fases diferentes comparado com os átomos que não se moveram. Isso contribui para uma taxa de relaxamento mais rápida.

[008] O efeito dos gradientes de campo é dado por uma equação da forma

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}} \quad (3)$$

onde os primeiros dois termos no lado direito são relacionados com o relaxamento de volume e relaxamento de superfície enquanto o terceiro termo é relacionado com o gradiente de campo G por uma equação da forma

$$T_{2diffusion} = \frac{C}{TE^2 \cdot G^2 \cdot D} \quad (4)$$

onde TE é o espaçamento entre ecos, C é uma constante e D é a difusibilidade do fluido.

[009] A patente US N° 6.512.371 para Prammer e outros descreve um sistema de perfilagem de poço e método para detectar a presença e estimar a quantidade de hidrocarbonetos gasosos e líquidos na zona próxima do poço. O sistema usa uma ferramenta de perfila-

gem de RMN de múltiplas frequências baseada em gradiente para extrair os componentes do sinal característicos para cada tipo de hidrocarboneto. As medições em frequências diferentes são intercaladas para obter, em uma única passagem de perfilagem, múltiplos fluxos de dados correspondendo com tempos de recuperação diferentes e/ou difusibilidade para o mesmo local na formação.

[0010] Uma das dificuldades principais na definição dos parâmetros de autodifusão do fluido na matriz de poro está relacionada com o fato que fluidos diferentes tendo os mesmos tempos de relaxamento e coeficientes de difusão diferentes não podem ser efetivamente separados. Devido à limitação prática da razão de sinal em relação ao ruído, nenhuma das técnicas de inversão existentes permite uma reconstrução efetiva e estável de ambos os espectros de relaxamento e difusão.

[0011] Outra dificuldade na reconstrução dos espectros de relaxamento e difusão é causada pelos gradientes magnéticos internos. Tipicamente, os valores dos gradientes internos são desconhecidos. Dessa forma, os parâmetros de difusão não podem ser corretamente definidos se os gradientes internos não são considerados em ambos os esquemas de medição e interpretação. Esses foram tratados, por exemplo, na Patente US No. 6.597.171 para Hurlimann e outros e na Patente US No. 5.698.979 para Taicher e outros tendo o mesmo cessionário que o presente pedido e cujos conteúdos são incorporados aqui por referência, e a Patente US No. 7.049.815 para Itskovich e outros, tendo o mesmo cessionário do presente pedido e cujos conteúdos são incorporados aqui por referência. Um aspecto comum de todos os métodos da técnica anterior discutidos acima é que eles não consideram medições por outros perfis no processamento dos dados de RMN e as medições em uma profundidade são processadas substancialmente de maneira independente das medições e outras profun-

didades.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[0012] Uma modalidade da invenção é um método de avaliação de uma formação terrestre.

[0013] O método inclui transportar uma ferramenta de perfilagem para dentro de um poço, obter sinais de ressonância magnética nuclear (RMN) em uma pluralidade de profundidades no poço e processar os sinais de RMN para obter uma distribuição do tempo de relaxamento em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma das distribuições compreendendo uma pluralidade de setores, produzir, a partir da pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento, uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos valores do tempo de relaxamento correspondendo com cada um da pluralidade de setores, determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo do conteúdo de hidrocarboneto na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN e usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto da pluralidade de perfis de setor de RMN indicativo de hidrocarboneto. Os sinais de RMN podem ser sinais de eco por rotação e o tempo de relaxamento pode ser um tempo de relaxamento transversal T_2 . A medida de similaridade pode ser um coeficiente de correlação Pearson e/ou um valor p caracterizando uma probabilidade de um coeficiente de correlação observado. O primeiro perfil pode ser um perfil de raios gama e/ou um perfil de resistividade. A determinação da medida de similaridade pode incluir uma correlação cruzada do primeiro perfil com pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN e/ou a determinação da entropia mútua entre o primeiro perfil e pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN. O método pode incluir obter sinais adicionais de eco por rotação em cada uma da pluralidade de profundidades enquanto aplicando um gradiente de campo magné-

tico externo, processar os sinais de eco por rotação e os sinais adicionais de eco por rotação para obter uma distribuição de um coeficiente de difusão (D) em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma da distribuição dos coeficientes de difusão compreendendo uma pluralidade de setores de difusão, produzir, a partir da pluralidade de distribuições do coeficiente de difusão, uma pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão de valores de setor de coeficiente de difusão correspondendo com cada um da pluralidade dos setores de difusão, determinar uma medida da similaridade do primeiro perfil com cada um da pluralidade de perfis de setor do coeficiente de difusão e usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão para identificar um subconjunto dos perfis indicativo do hidrocarboneto. O método pode ainda incluir usar o subconjunto identificado dos perfis e uma distribuição T_2 em pelo menos uma da pluralidade de profundidades para obter uma distribuição T_2 modificada responsiva primariamente à água na formação. O método pode ainda incluir estimar da distribuição modificada, a saturação da água, a água retida na argila, a água retida irreduzível, a água móvel e/ou a permeabilidade. O método pode ainda incluir transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do poço em um dispositivo de transporte selecionado de um cabo de aço e um tubular de perfuração.

[0014] Outra modalidade da invenção é um aparelho para avaliar uma formação terrestre. O aparelho inclui uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um poço, a ferramenta de perfilagem ainda configurada para obter sinais de ressonância magnética nuclear (RMN) em uma pluralidade de profundidades no poço. O aparelho também inclui pelo menos um processador configurado para processar os sinais de RMN para obter uma distribuição do tempo de relaxamento em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma das distribuições compreendendo uma pluralidade

de setores e usar a pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento para produzir uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos valores do tempo de relaxamento correspondendo com cada um da pluralidade de setores, determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo do conteúdo de hidrocarboneto na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN e usar a medida de similaridades para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto dos perfis de setor de RMN indicativo de hidrocarboneto. Os sinais de RMN podem ser sinais de eco por rotação e o tempo de relaxamento pode ser um tempo de relaxamento transversal (T_2). O processador pode ser configurado para usar uma medida de similaridade, que é um coeficiente de correlação Pearson e/ou um valor p caracterizando uma probabilidade de um coeficiente de correlação observado. O aparelho pode ainda incluir uma ferramenta de perfilagem de resistividade e/ou uma ferramenta de perfilagem de raios gama e o processador pode ser configurado para usar como o primeiro perfil, um perfil de raios gama e/ou um perfil de resistividade. O processador pode ser configurado para determinar a medida de similaridade usando uma correlação cruzada do primeiro perfil com pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN e/ou a determinação da entropia mútua entre o primeiro perfil e pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN. A ferramenta de perfilagem pode ainda ser configurada para obter sinais adicionais de eco por rotação em cada uma da pluralidade de profundidades enquanto aplicando um gradiente de campo magnético externo e o processador pode ser ainda configurado para processar os sinais de eco por rotação e os sinais adicionais de eco por rotação para obter uma distribuição de um coeficiente de difusão em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma da distribuição dos coeficientes de difusão compreendendo uma pluralidade de setores de difusão; produzir, a

partir da pluralidade de distribuições do coeficiente de difusão, uma pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão de valores de setor de coeficiente de difusão correspondendo com cada um da pluralidade dos setores de difusão; determinar uma medida da similaridade do primeiro perfil com cada um da pluralidade de perfis de setor do coeficiente de difusão e usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão identificar um subconjunto dos perfis indicativo de hidrocarboneto. O processador pode ser ainda configurado para usar o subconjunto identificado dos perfis e uma distribuição T_2 em pelo menos uma da pluralidade de profundidades para obter uma distribuição T_2 modificada responsiva primariamente à água na formação. O processador pode ser ainda configurado para estimar da distribuição modificada da saturação da água, água retida na argila, água retida irreduzível, água móvel e/ou permeabilidade. O aparelho pode ainda incluir um dispositivo de transporte configurado para transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do poço, o dispositivo de transporte sendo um cabo de aço ou um tubular de perfuração.

[0015] Outra modalidade da invenção é um meio legível por computador para uso com um aparelho para avaliar uma formação terrestre. O meio pode ser para uso com um aparelho para avaliar uma formação terrestre na qual o aparelho inclui uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um poço, a ferramenta de perfilagem ainda configurada para obter sinais de eco por rotação em uma pluralidade de profundidades no poço. O meio inclui instruções que possibilitam que pelo menos um processador processe os sinais de eco por rotação obtidos em uma pluralidade de profundidades no poço na formação terrestre por meio de uma ferramenta de perfilagem para obter uma distribuição do tempo de relaxamento transversal (T_2) em cada uma da pluralidade de profundidades, cada

uma das distribuições compreendendo uma pluralidade de setores; usar a pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento para produzir uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos valores do tempo de relaxamento correspondendo com cada um da pluralidade de setores; determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo de pelo menos um de: (i) conteúdo de hidrocarboneto ou (ii) conteúdo de água na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN e usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto dos perfis de setor de RMN indicativo do conteúdo de pelo menos um de: (i) hidrocarboneto e (ii) água. O meio legível por computador pode ser uma ROM, uma EPROM, uma EARM, uma memória flash e/ou um disco ótico.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0016] A presente invenção é entendida melhor com referência às figuras seguintes nas quais numerais semelhantes se referem a elementos semelhantes, e nas quais:

[0017] A figura 1 representa diagramaticamente uma ferramenta de perfilagem de RMN em um poço,

[0018] A figura 2 (técnica anterior) mostra uma configuração exemplar de ímãs, antena e blindagem adequados para uso com a presente invenção,

[0019] A figura 3 mostra um fluxograma ilustrando alguns dos aspectos importantes da presente invenção,

[0020] A figura 4 (técnica anterior) mostra uma exibição exemplar de resultados obtidos usando um método da técnica anterior para processamento dos dados de RMN,

[0021] A figura 5 mostra uma marcação exemplar de distribuições T_2 obtidas pelo processamento dos dados na figura 4 em uma pluralidade de profundidades,

[0022] A figura 6 mostra marcações de resistividade, raios gama, água retida na argila, volume retido irreduzível e água móvel através de uma porção do intervalo de profundidade mostrado nas figuras 4 e 5,

[0023] A figura 7 mostra marcações de resistividade, raios gama e perfis de setor T_2 selecionados sobre o intervalo de profundidade da figura 6,

[0024] As figuras 8(a) – (d) ilustram correlações cruzadas exemplares entre perfis medidos em passagens diferentes,

[0025] A figura 9(a) mostra uma distribuição T_2 exemplar sobre um intervalo de profundidade que inclui petróleo e a figura 9(b) mostra medidas diferentes de similaridade da distribuição T_2 com perfis de raios gama e de resistividade,

[0026] A figura 10 mostra (a) uma distribuição 2-D dos dados no plano de T_2 - difusibilidade, (b) a distribuição em 1-D com relação ao eixo geométrico de T_2 , (c) a distribuição em 1-D com relação ao eixo geométrico de difusibilidade e (d) uma porção da interface de exibição gráfica,

[0027] A figura 11 mostra uma distribuição 2-D dos dados no plano T_2 - difusibilidade para o intervalo de profundidade que inclui petróleo,

[0028] As figuras 12(a) – (b) mostram o coeficiente de correlação Pearson e o valor p para os dados na figura 11,

[0029] A figura 13 mostra a distribuição T_2 para os dados da figura 11 codificados em cor de acordo com uma medida da similaridade,

[0030] A figura 14 mostra uma distribuição 2-D dos dados no plano T_2 - difusibilidade para o intervalo de profundidade que está transportando água,

[0031] As figuras 15(a) – (b) mostram o coeficiente de correlação Pearson e o valor p para os dados na figura 14,

[0032] A figura 16 mostra as fácies petrográficas e a distribuição T_2 correspondente em 100% e saturação de água irreduzível,

[0033] A figura 17 mostra resultados de simulação para 100% de saturação de água,

[0034] A figura 18 mostra resultados de simulação para 100% de saturação de petróleo e

[0035] A figura 19 é um mapa de mobilidade para um reservatório.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

[0036] A figura 1 representa um poço 10 perfurado em um modo típico em uma formação geológica de subsuperfície 12 que será investigada para reservatórios de produção potencial de hidrocarboneto. Uma ferramenta de perfilagem de RMN 14 foi abaixada no poço 10 por meio de um cabo 16 e equipamento de superfície apropriado (representado diagramaticamente por um carretel 18) e está sendo elevada através da formação 12 que compreende uma pluralidade de camadas 12a a 12g de composição diferente, para perfilagem de uma ou mais das características da formação. A ferramenta de perfilagem de RMN pode ser fornecida com molas em arco 22 para manter a ferramenta em uma posição excêntrica dentro do poço com um lado da ferramenta em proximidade com a parede do poço. Os ímãs permanentes 23 produzem o campo magnético estático. Os sinais gerados pela ferramenta 14 são passados para a superfície através do cabo 16 e do cabo 16 através de outra linha 19 para o equipamento de superfície apropriado 20 para processamento, gravação, exibição e/ou para transmissão para outro local para processamento, gravação e/ou exibição. Alternativamente, o processador pode ficar localizado em uma posição adequada (não mostrada) no interior do poço, por exemplo, na ferramenta de perfilagem 14.

[0037] A figura 2 (técnica anterior) ilustra esquematicamente uma modalidade exemplar de um aparelho adequado para uso com o método da presente invenção. Isso é discutido em detalhes na Patente U.S. No. 6.348.792 de Beard e outros, tendo o mesmo cessionário que

a presente invenção e cujos conteúdos são completamente incorporados aqui por referência. A vista de corte da ferramenta na figura 2 ilustra um ímã principal 217, um segundo ímã 218 e uma antena de transceptor compreendendo fios 219 e material de núcleo 210. As setas representam a polarização (por exemplo, do pólo sul para o pólo norte) do ímã principal 217 e do ímã secundário 218. Um aspecto notável da disposição mostrada na figura 2 é que a polarização dos ímãs produzindo o campo estático é para o lado da ferramenta, ao invés de para a frente da ferramenta (o lado direito da figura 2).

[0038] O segundo ímã 218 é posicionado para ampliar a forma do campo magnético estático adicionando um segundo dipólo magnético em proximidade com o dipólo de RF definido pelos fios 219 e o núcleo magnético doce 210. Esse posicionamento move o centro do dipólo estático efetivo mais próximo do dipólo de RF, dessa forma aumentando a extensão azimutal da região de exame. O segundo ímã 218 também reduz o efeito de derivação do núcleo magnético de alta permeabilidade 210 no ímã principal 217. Na ausência do segundo ímã, o campo CC seria efetivamente colocado em curto pelo núcleo 210. Dessa maneira, o segundo ímã, além de agir como um ímã de modelagem para modelar o campo estático para a frente da ferramenta (o lado do ímã principal) também age como um ímã de neutralização com relação ao campo estático no núcleo 210. Esses versados na técnica reconhecerão que a função de neutralização e uma modelagem limitada poderiam ser realizadas simplesmente por terem uma abertura no núcleo; entretanto, desde que algum tipo de modelagem de campo é necessário no lado frontal da ferramenta, em uma modalidade da invenção, o segundo ímã serve tanto para modelagem do campo quanto para a neutralização. Se o campo estático no núcleo 210 fica próximo de zero, então a anelação magnetostriativa do núcleo é substancialmente eliminada.

[0039] Dentro da região de investigação, o gradiente do campo estático é substancialmente uniforme e a intensidade do campo estático se situa dentro de limites predeterminados para produzir uma frequência Larmor substancialmente uniforme. Aqueles versados na técnica reconhecerão que a combinação da modelagem do campo e neutralização poderia ser realizada por outras configurações de ímã do que essas mostradas na figura 2.

[0040] Os sinais de eco de rotação da RMN são obtidos usando o aparelho da figura 2. Opcionalmente, medidas adicionais podem ser feitas usando um campo de gradiente externo como discutido em Reiderman. As medições feitas com o campo de gradiente possibilitam a determinação da difusibilidade. A maneira na qual essas medições são usadas é discutida a seguir.

[0041] É mostrado na figura 3 um fluxograma esboçando algumas das etapas da presente invenção. Medições de RMN são obtidas 303. Além disso, perfis de raios gama indicativos do conteúdo de folhelho da formação e perfis de resistividade são obtidos 301. As medidas dos perfis de resistividade e de raios gama podem ser feitas simultaneamente com a aquisição dos dados da RMN ou, como é mais comum, os perfis de resistividade e/ou raios gama podem ser obtidos em uma execução de perfilagem diferente do que a dos perfis de RMN.

[0042] As medições de RMN são invertidas usando os métodos da técnica anterior para obter uma distribuição T_2 em cada uma de uma pluralidade de profundidades 305. A distribuição T_2 é caracterizada por seus valores em uma pluralidade de setores. A figura 5 mostra uma marcação exemplar da distribuição T_2 em uma pluralidade de profundidades. No exemplo mostrado, aproximadamente 30 setores foram usados com um tempo total maior do que 1024 ms.

[0043] Afastando-se brevemente do assunto principal, a figura 4 mostra uma exibição exemplar do processamento da técnica anterior.

A trilha 1 401 mostra a distribuição T_2 de um poço sobre uma faixa de profundidade de aproximadamente 182,9 m (600 pés). A trilha 2 403 mostra o volume retido irreduzível 411, a água retida móvel 415 e a água retida na argila 417. A trilha 3 405 mostra a permeabilidade determinada e a trilha 4 407 mostra o desajuste na determinação da permeabilidade e porosidades. A porosidade total inclui a água retida na argila (CBW), água retida capilar (também conhecida como volume irreduzível ou BVI), água móvel e hidrocarbonetos. Ver US 6.972.564 para Chen.

[0044] Um aspecto importante da presente invenção é que os dados da RMN são classificados para produzir um perfil de setor da RMN para cada um dos setores da distribuição 307. O método da presente invenção é baseado na identificação e uso de similaridades entre os perfis de setor da RMN e os perfis de resistividade e de raios gama. A figura 6 mostra uma exibição do perfil da resistividade 601 através de um intervalo de 2,44 m (8 pés), o perfil de raios gama 607, um perfil da água retida na argila (da figura 4), uma marcação de BVI 605 e uma marcação de água retida móvel 609. A figura 7 mostra as marcações de raio gama e de resistividade e, além disso, mostra um perfil de setores da RMN 2-8 através do mesmo intervalo de profundidade 701, 703, 705, 707, 709 e 711.

[0045] O presente método é baseado em dois princípios. Primeiro, um aumento no perfil de resistividade é geralmente devido a um aumento no petróleo na formação (desde que o raio gama indica uma pequena quantidade de folhelho). Dessa maneira, nas profundidades nas quais a resistividade é alta, o setor que caracteriza o petróleo na formação tenderá a ter um valor maior. Dessa maneira, com referência novamente à figura 3, um perfil de profundidade é obtido para cada setor da distribuição T_2 307. Ainda com referência à figura 3, uma medida da similaridade é determinada entre os perfis de setor T_2 e o perfil

de resistividade e o perfil de raios gama 309. A medida da similaridade é discutida abaixo.

[0046] O teste de similaridade pode ser executado usando qualquer correlação linear ou não-linear, dependendo do caso. Entretanto, resultados de testes sugerem o uso da correlação cruzada ou somente da matriz de correlação se não existe mudança de profundidade entre os perfis. Uma vez que o auge do petróleo tenha sido encontrado, a correlação com a viscosidade pode ser estabelecida usando modelos conhecidos. Além do mais, removendo os efeitos do petróleo exemplificado pelo auge do petróleo 311 da distribuição T_2 original, a distribuição da água T_2 pode ser obtida e, portanto, a saturação da água, S_w . Isso é discutido mais abaixo depois da discussão da figura 14. No caso especial de petróleo pesado, e provavelmente em casos mais gerais, porém dependendo da viscosidade do petróleo e grau de saturação da água, os perfis do setor T_2 com correlação negativa com os perfis de resistividade e seus gradientes são mais prováveis de representar a água móvel, que será drenada pelo petróleo quando a saturação do petróleo aumenta. Por esse meio, é possível traçar de volta a distribuição T_2 da saturação da água usando um ajuste de curva Gaussiana ou uma abordagem como essa na Patente US 7.363.161 para Georgi e outros que também gera uma escala para correlacionar o setor T_2 com o tamanho do grão. Quando um modelo para a distribuição T_2 da água é obtido, um modelo para a curva de pressão capilar e qualidade da rocha (P. Romero, SPWLA 2004) e para a permeabilidade relativa (Corey-Burdine) pode ser estabelecido 313. Além do mais, uma marcação cruzada da distribuição T_2 de hidrocarboneto vs. a distribuição T_2 para os 100% de saturação da água pode ser construída, que indica as zonas de índices de produtividade diferentes. Isso é discutido abaixo com referência às figuras 16-19.

[0047] Esses versados na técnica reconheceriam que perfis feitos

em momentos diferentes no mesmo poço podem não ser perfeitamente registrados. Isso é ilustrado na figura 8. É mostrada na figura 8(a) a correlação cruzada entre os perfis de resistividade e de raios gama. Como esperado, existe uma correlação negativa entre os dois e uma mudança de tempo de zero porque os perfis foram medidos na mesma passagem de perfilagem. A figura 8(b) mostra a correlação cruzada entre os perfis de resistividade e o da água retida na argila. Desde que o último é derivado das medições de RMN feitas em uma passagem de perfilagem separada, existe uma mudança de profundidade de aproximadamente 2,44 m (10 pés) entre os perfis. Uma mudança similar é notada na figura 8(c) do volume retido irreduzível e na figura 8(d) para a água móvel. Uma tal etapa de correlação cruzada, embora não ilustrada na figura 3, pode ser necessária antes da determinação da similaridade 309. Como uma alternativa ao uso de um pico da técnica de correlação cruzada para mudanças de tempo diferentes, a entropia mútua entre duas investigações alteradas pode ser usada. A entropia é definida como

$H(x) = -E\{x \log(P(x))\}$ onde $H(.)$ é a entropia, $E\{.}$ é o valor esperado e $P(.)$ é a função da densidade de probabilidade.

[0048] Serão discutidas a seguir as medidas de similaridade que são usadas na presente invenção entre os perfis diferentes. Essas são para finalidades exemplares somente e outras medidas de similaridade poderiam ser usadas com o presente método.

[0049] O primeiro conceito é esse da covariância. Essa é uma medida de quanto as variações das variáveis são correlacionadas. Considere um vetor aleatório

$$\vec{X} = (X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (5).$$

[0050] Para qualquer par de componentes, a covariância é definida pela expectativa

$$\text{cov}(X_i, X_k) = \Sigma_{ik} = E\{(X_i - \mu_i)(X_k - \mu_k)\} \quad (6),$$

Onde μ_i e μ_k são os valores médios de X_i e X_k . A covariância é então fornecida pela matriz de covariância:

$$\bar{\Sigma} = \begin{bmatrix} \Sigma_{1,1} & \Sigma_{1,2} & \Sigma_{1,3} & \dots & \Sigma_{1,n} \\ \Sigma_{2,1} & \Sigma_{2,2} & \Sigma_{2,3} & \dots & \Sigma_{2,n} \\ \Sigma_{3,1} & \Sigma_{3,2} & \Sigma_{3,3} & \dots & \Sigma_{3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \Sigma_{n,1} & \Sigma_{n,2} & \Sigma_{n,3} & \dots & \Sigma_{n,n} \end{bmatrix} \quad (7).$$

[0051] O segundo conceito é esse da correlação. A correlação é uma dimensão menor do que a medida da dependência linear das variáveis aleatórias. O coeficiente de correlação Pearson r é a melhor estimativa da correlação de variáveis normalmente distribuídas:

$$\rho_{ik} = \frac{\text{cov}(x_i, x_k)}{\sigma_i \sigma_k} \quad (8),$$

onde σ_i e σ_k são os desvios padrões de X_i e X_k . A matriz de correlação é:

$$\bar{\rho} = \begin{bmatrix} \rho_{1,1} & \rho_{1,2} & \rho_{1,3} & \dots & \rho_{1,n} \\ \rho_{2,1} & \rho_{2,2} & \rho_{2,3} & \dots & \rho_{2,n} \\ \rho_{3,1} & \rho_{3,2} & \rho_{3,3} & \dots & \rho_{3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{n,1} & \rho_{n,2} & \rho_{n,3} & \dots & \rho_{n,n} \end{bmatrix} \quad (9).$$

[0052] Correspondendo com a matriz de correlação existe uma matriz de correlação/valor p.

$$\bar{\rho} = \begin{bmatrix} & p_{1,2} & p_{1,3} & \dots & p_{1,n} \\ \rho_{2,1} & & p_{2,3} & \dots & p_{2,n} \\ \rho_{3,1} & \rho_{3,2} & & \dots & p_{3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{n,1} & \rho_{n,2} & \rho_{n,3} & \dots & \end{bmatrix} \quad (10).$$

[0053] Em termos simples, um valor p é a probabilidade de obter uma descoberta como um resultado do acaso somente.

[0054] Com referência agora à figura 9, é mostrada na figura 9(a) uma distribuição T_2 em média exemplar 911 derivada sobre um intervalo de profundidade das medições feitas em um poço. A marcação mostra a T_2 em média como uma função do número de setor. 913 é o

coeficiente de correlação Pearson entre os perfis de setor de RMN e o perfil de raios gama, enquanto 915 é o coeficiente de correlação Pearson entre os perfis de setor de RMN e o perfil de resistividade. O valor p da resistividade está representado por 919, enquanto 917 é o valor p dos raios gama. Deve ser enfatizado que os valores para 913, 915, 917 e 919 para qualquer setor particular são obtidos usando o perfil de setor T_2 de RMN para esse setor particular. Pode ser observado que exceto para os maiores números de setor, os valores p são próximos de zero, significando que existe uma probabilidade muito pequena que as correlações observadas sejam um resultado do acaso.

[0055] Um processamento similar pode ser executado com as medições feitas com um gradiente de campo para fornecer marcações como uma função da difusibilidade. A figura 10(c) mostra a mesma distribuição T_2 911 da figura 9(a). A figura 10(a) é uma marcação 2-D no plano T_2 - difusibilidade e a figura 10(b) é uma marcação do coeficiente de correlação Pearson como uma função da distribuição T_2 e difusibilidade. A linha 1001 mostra a posição esperada para uma rocha úmida com água enquanto 1003 mostra a tendência esperada para uma rocha saturada com petróleo. O intervalo de profundidade correspondendo com essa marcação era um intervalo saturado de água. Um ponto a observar é que os exemplos fornecidos mais tarde usando distribuições T_2 1-D podem também ser feitos com distribuições de difusibilidade 1-D e distribuições 2-D no plano T_2 - difusibilidade.

[0056] A figura 11 mostra uma marcação 2-D da correlação Pearson de outro exemplo de dados de campo nos quais existe quantidade considerável de petróleo presente como indicado pelos altos valores perto da linha de petróleo 1003. 1201 na figura 12(a) mostra a distribuição T_2 RMN em média para esse intervalo, 1203 mostra o coeficiente de correlação Pearson entre o perfil de raios gamas e o perfil de setor T_2 em média, 1205 mostra o coeficiente de correlação Pearson

entre o perfil de resistividade e o perfil de setor T_2 . 1207 e 1209 mostram os valores p correspondendo com 1203 e 1205, respectivamente. É mostrada na figura 12(b) a difusibilidade em média 1251, as correlações Pearson dos perfis do setor de difusibilidade com os raios gama (1253) e resistividade (1255) e os valores p correspondentes 1257, 1259.

[0057] A figura 13 mostra a distribuição T_2 em média que foi codificada em cor para mostrar a correlação do perfil de setor T_2 para um setor particular com o perfil de resistividade. As grandes correlações nos setores 8-10 são indicativas de uma quantidade significativa de petróleo no intervalo.

[0058] A figura 14 mostra a correlação Pearson como uma função de T_2 e difusibilidade para um intervalo úmido com água. Observe os altos valores perto da linha de água 1001. 1501 na figura 15(a) mostra a distribuição T_2 RMN em média para esse intervalo, 1403 mostra o coeficiente de correlação Pearson entre o perfil de raios gama e o perfil de setor T_2 em média, 1505 mostra o coeficiente de correlação Pearson entre o perfil de resistividade e o perfil de setor T_2 . Os valores p não são marcados já que eles são próximos de zero. É mostrada na figura 15(b) a difusibilidade em média 1551, as correlações Pearson dos perfis do setor de difusibilidade com raios gama (1553) e resistividade (1555).

[0059] Com referência novamente agora à figura 11, em uma modalidade da invenção, uma filtragem 2-D é aplicada nos dados para atenuar porções dos dados perto da linha de petróleo 1003. Depois que essa filtragem é feita, a projeção dos dados filtrados sobre o eixo geométrico T_2 fornecerá uma estimativa da distribuição T_2 da água na formação. Alternativamente, a filtragem pode ser feita para atenuar os dados que não estão perto da linha de petróleo 1003, projetando os dados filtrados sobre o eixo geométrico T_2 e subtraindo a distribuição

projetada da distribuição T_2 original para fornecer uma estimativa da distribuição T_2 da água.

[0060] A figura 16 mostra uma marcação de diversas amostras de rocha da permeabilidade em mD (ordenada) contra a porosidade (ordenada). Também são indicadas na marcação curvas de tamanhos de entrada de poro constante: para 0,1 μm (1601), 0,5 μm (1603), 2,0 μm (1605), 10 μm (1607) e 40 μm (1609). Também são mostradas no painel lateral da figura 16 as marcações da distribuição T_2 para os quatro grupos de rochas de tamanhos de grão diferentes. Em cada uma das marcações no painel lateral, a curva dominante é para 100% de saturação de água enquanto a curva colorida clara é para saturação de água irreduzível. As curvas na marcação são os limites das fácies (famílias ou grupos) encontradas no conjunto de amostras. Essas fácies são caracterizadas pelo tamanho da entrada do poro e têm distribuições T_1 ou T_2 características. No caso em que distribuições T_1 ou T_2 reais não são conhecidas, uma pessoa pode pegar uma distribuição T_1 ou T_2 características para as fácies (marcação de permeabilidade vs. porosidade) de uma tabela de consulta de fácies-RMN.

[0061] Para tamanhos de grão muito bem sortidos (não necessariamente o caso para os dados da figura 16), a distribuição T_2 das fácies petrográficas (com tamanho de grão como parâmetro) pode ser simulada como mostrado na figura 17. Nesse caso da simulação usando os métodos de Georgi é basicamente unimodal, onde a posição do valor médio logaritmo de T_2 pode ser correlacionada com a permeabilidade, seguindo, por exemplo, o modelo permanente SDR. A distribuição T_2 para três tamanhos de grão diferentes para 100% de saturação de água é mostrada por 1701, 1703, 1705. Os números do setor correspondem com valores T_2 variando de maneira logarítmica de 0,25 ms a 16381,37 ms. Rochas reais podem incluir uma combinação de distribuições unimodais, causando uma distribuição multimodal.

[0062] Na figura 18, a simulação de tipos de petróleo diferentes na ausência de qualquer gradiente de campo (isso significa que é igual ao T_2 intrínseco - sem efeito de difusão. Quando aumentando a gravidade API do petróleo de aproximadamente 12 (petróleo pesado) até 40 API (leve) a figura 18 mostra que, em geral, quanto mais leve o petróleo e, portanto menor a sua viscosidade, a distribuição T_2 ou T_1 se desloca para a direita nos eixos geométricos x (MS ou # do setor). A distribuição T_1 ou T_2 do petróleo pode ser obtida usando mapas de difusibilidade- T_2 (mapas DT2) como discutido acima. O gás, que tem viscosidade muito baixa, se situaria na extremidade direita da escala.

[0063] Como a localização da distribuição ao longo dos eixos geométricos de T_2 para a amostra 100% saturada de água, não somente corresponde com o tamanho do grão e, portanto fácies, mas também com a permeabilidade (equação SDR $K_{SDR} = a' \phi^{m_i} (T_{2LM})^{N_i}$ com a: constante; m, n: parâmetros de expoentes, ϕ : porosidade e T_{2LM} : média de perfil T_2 da distribuição) e a localização da distribuição para amostras de petróleo ao longo dos mesmos eixos geométricos de T_2 corresponde com a gravidade API do petróleo - e muito melhor com a viscosidade -, é possível gerar um mapa de mobilidade (permeabilidade sobre viscosidade). Até algumas variáveis geométricas, a mobilidade mostra a proporcionalidade entre taxa de fluxo e pressão diferencial (lei de Darcy): $Q = (k/\mu) \Delta p$:

onde Q é a taxa de fluxo.

K: permeabilidade.

μ : viscosidade.

Δp : pressão diferencial.

[0064] Como, em geral, o inverso da viscosidade do petróleo é proporcional a T_{2oil} , a mobilidade (k/μ) é, portanto, proporcional a $k \cdot T_{2petróleo}$. Sendo k proporcional a $T_{2água}$, foi obtido o mapa de mobilidade multiplicando $T_{2água} \cdot T_{2petróleo}$. O mapa é mostrado na figura 19.

[0065] A abscissa dessa marcação de mobilidade é o indicador de viscosidade derivado de T_1 ou T_2 como discutido acima. A ordenada é a distribuição T_1 ou T_2 da água em um meio poroso. 1901, 1903, 1905 e 1907 se referem às distribuições para a microporosidade, mesoporosidade, macroporosidade e megaporosidade, respectivamente. Conforme a figura 16, 1911, 1913, 1915 e 1917 se referem a petróleo extrapesado, petróleo pesado, petróleo médio e petróleo leve, respectivamente.

[0066] Em geral, quando para um dado reservatório ou camada de transporte de petróleo, a marcação no mapa cai no canto direito superior, a mobilidade do fluido é alta 1921 (o melhor caso em termos de produção); entretanto, se a marcação cai no canto esquerdo inferior, 1923, a situação oposta ocorre. Nas situações nas quais uma classificação restrita da qualidade da rocha (fácies) e viscosidade do petróleo (ou gravidade API) em termos das janelas de T_1 ou T_2 , não se firma em cada situação, os mapas têm uma validade universal já que ele representa a lei de Darcy e pode ser usado para mostrar as tendências na avaliação de um reservatório. Quando as marcações têm tendência a ficar acima da diagonal com inclinação positiva, pode ser entendido que a qualidade da rocha excede a qualidade do fluido.

[0067] O método da presente revelação é descrito acima com referência a uma ferramenta de perfilagem de RMN transportada por cabo de aço. O método pode também ser usado em ferramentas de perfilagem transportadas em tubulação espiralada em poços quase horizontais. O método pode também ser usado em sensores de RMN transportados em um tubular de perfuração, tal como uma coluna de perfuração ou tubulação espiralada para aplicações de medição sem interromper a perfuração (MWD). Como é prática padrão na perfilagem de poço, os resultados do processamento são gravados em um meio adequado. Está implícito no processamento dos dados o uso de um

programa de computador implementado em um meio legível por máquina adequado que possibilita que o processador execute o controle e o processamento. O meio legível por máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EAROMs, memórias flash e discos óticos.

[0068] Embora a descrição precedente seja direcionada para as modalidades específicas da invenção, várias modificações serão evidentes para aqueles versados na técnica. É planejado que todas as variações dentro do escopo das reivindicações anexas sejam abrangidas pela descrição precedente.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de avaliação de uma formação terrestre, o método compreendendo:

(a) transportar uma ferramenta de perfilagem para dentro de um poço (10),

(b) obter sinais de ressonância magnética nuclear (RMN) em uma pluralidade de profundidades no poço (10),

caracterizado por

(c) processar os sinais de RMN para obter uma distribuição do tempo de relaxamento em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma das distribuições compreendendo uma pluralidade de setores,

(d) produzir, a partir da pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento, uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos valores do tempo de relaxamento para cada um da pluralidade de setores,

(e) determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo do conteúdo de hidrocarboneto na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN e

(f) usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto da pluralidade de perfis de setor de RMN indicativo de hidrocarboneto.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que os sinais de RMN compreendem sinais de eco por rotação e o tempo de relaxamento compreende um tempo de relaxamento transversal T_2 .

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a medida de similaridade é pelo menos um de: (i) um coeficiente de correlação Pearson, (ii) um valor p caracterizando uma probabilidade de um coeficiente de correlação observado e (iii) uma

informação mútua.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o primeiro perfil é pelo menos um de: (i) um perfil de raios gama e (ii) um perfil de resistividade.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que determinar a medida de similaridade ainda compreende executar pelo menos um de: (i) uma correlação cruzada do primeiro perfil com pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN e (ii) a determinação de uma informação mútua entre o primeiro perfil e pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN.

6. Método, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende:

(i) obter sinais adicionais de eco por rotação em cada uma da pluralidade de profundidades enquanto aplicando um gradiente de campo magnético externo,

(ii) processar os sinais de eco por rotação e os sinais adicionais de eco por rotação para obter uma distribuição de um coeficiente de difusão (D) em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma da distribuição dos coeficientes de difusão compreendendo uma pluralidade de setores de difusão,

(iii) produzir, a partir da pluralidade de distribuições do coeficiente de difusão, uma pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão de valores de setor de coeficiente de difusão correspondendo com cada um da pluralidade dos setores de difusão,

(iv) determinar uma medida da similaridade do primeiro perfil com cada um da pluralidade de perfis de setor do coeficiente de difusão e

(v) usar a medida de similaridade para cada uma da pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão para identificar um subconjunto dos perfis de setor do coeficiente de difusão indicativo do

hidrocarboneto.

7. Método, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende usar o subconjunto identificado dos perfis e uma distribuição T_2 em pelo menos uma da pluralidade de profundidades para obter uma distribuição T_2 modificada responsiva primariamente a pelo menos um de: (i) água e (ii) petróleo na formação.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende estimar da distribuição modificada pelo menos um de: (i) saturação da água, (ii) água retida na argila, (iii) água retida irreduzível, (iv) água móvel, (v) permeabilidade e (vi) hidrocarboneto.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do poço (10) em um dispositivo de transporte selecionado de (i) um cabo de aço (16) e (ii) um tubular de perfuração.

10. Aparelho para avaliar uma formação terrestre, o aparelho compreendendo:

uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um poço (10), a ferramenta de perfilagem ainda configurada para obter sinais de ressonância magnética nuclear (RMN) em uma pluralidade de profundidades no poço (10) e

caracterizado por

pelo menos um processador configurado para:

(A) processar os sinais de RMN para obter uma distribuição do tempo de relaxamento em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma das distribuições compreendendo uma pluralidade de setores,

(B) usar a pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento para produzir uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos

valores do tempo de relaxamento correspondendo com cada um da pluralidade de setores,

(C) determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo do conteúdo de hidrocarboneto na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN e

(D) usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto dos perfis de setor de RMN indicativo de hidrocarboneto.

11. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que os sinais de RMN compreendem sinais de eco por rotação e o tempo de relaxamento compreende um tempo de relaxamento transversal (T_2).

12. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que pelo menos um processador é ainda configurado para usar, como a medida de similaridade, pelo menos um de: (i) um coeficiente de correlação Pearson, (ii) um valor p caracterizando uma probabilidade de um coeficiente de correlação observado e (iii) uma informação mútua.

13. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende pelo menos uma de uma ferramenta de perfilagem de raios gama e uma ferramenta de perfilagem de resistividade e sendo que o primeiro perfil é pelo menos um de: (i) um perfil de raios gama e (ii) um perfil de resistividade.

14. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que pelo menos um processador é configurado para determinar a medida de similaridade por ainda executar pelo menos um de: (i) uma correlação cruzada do primeiro perfil com pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN e (ii) a determinação de uma informação mútua entre o primeiro perfil e pelo menos um da pluralidade de perfis de setor de RMN.

15. Aparelho, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que a ferramenta de perfilagem é ainda configurada para obter sinais adicionais de eco por rotação em cada uma da pluralidade de profundidades enquanto aplicando um gradiente de campo magnético externo e

sendo que o processador é ainda configurado para:

(i) processar os sinais de eco por rotação e os sinais adicionais de eco por rotação para obter uma distribuição de um coeficiente de difusão em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma da distribuição dos coeficientes de difusão compreendendo uma pluralidade de setores de difusão,

(ii) produzir, a partir da pluralidade de distribuições do coeficiente de difusão, uma pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão de valores de setor de coeficiente de difusão correspondendo com cada um da pluralidade dos setores de difusão,

(iii) determinar uma medida da similaridade do primeiro perfil com cada um da pluralidade de perfis de setor do coeficiente de difusão e

(iv) usar a medida de similaridade para cada uma da pluralidade de perfis de setor de coeficiente de difusão para identificar um subconjunto dos perfis de setor do coeficiente de difusão indicativo de pelo menos um de: (i) um hidrocarboneto e (ii) água.

16. Aparelho, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que o processador é ainda configurado para usar o subconjunto identificado dos perfis e uma distribuição T_2 em pelo menos uma da pluralidade de profundidades para obter uma distribuição T_2 modificada responsiva primariamente à água na formação.

17. Aparelho, de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado pelo fato de** que o processador é ainda configurado para estimar da distribuição modificada pelo menos um de: (i) saturação da

água, (ii) água retida na argila, (iii) água retida irreduzível, (iv) água móvel, (v) permeabilidade e (vi) hidrocarboneto.

18. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende um dispositivo de transporte configurado para transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do poço (10), o dispositivo de transporte selecionado de (i) um cabo de aço (16) e (ii) um tubular de perfuração.

19. Produto de meio legível por computador **caracterizado por** possuir instruções armazenadas em si que, quando lidas por pelo menos um processador, fazem com que o pelo menos um processador:

processe os sinais de eco por rotação obtidos em uma pluralidade de profundidades no poço (10) na formação terrestre para estimar uma distribuição de um tempo de relaxamento transversal (T_2) em cada uma da pluralidade de profundidades, cada uma das distribuições compreendendo uma pluralidade de setores,

use a pluralidade de distribuições do tempo de relaxamento para produzir uma pluralidade de perfis de setor de RMN dos valores do tempo de relaxamento correspondendo com cada um da pluralidade de setores,

determinar uma medida da similaridade de um primeiro perfil indicativo do conteúdo de hidrocarboneto na formação com cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN, e

usar a medida de similaridade para cada um da pluralidade de perfis de setor de RMN para identificar um subconjunto dos perfis de setor de RMN indicativos de hidrocarboneto.

20. Produto, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende pelo menos um de: (i) uma ROM, (ii) uma EPROM, (iii) uma EARAM, (iv) uma memória flash e (v) um disco ótico.

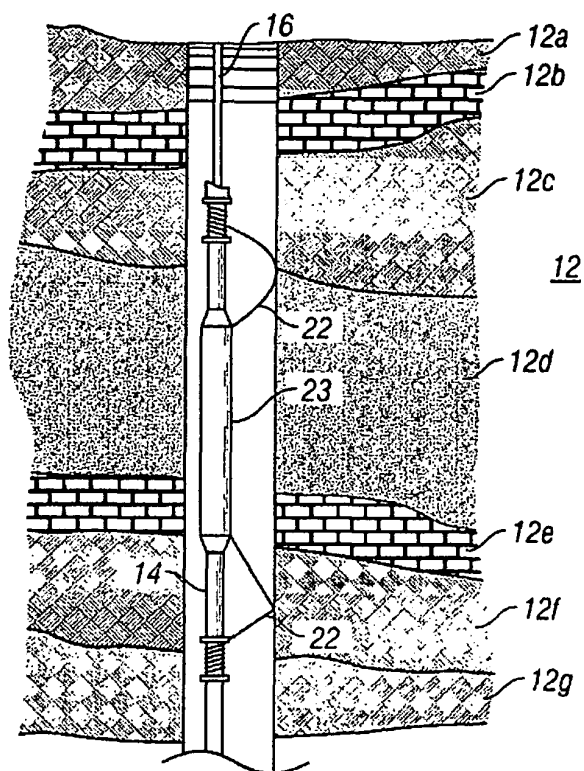
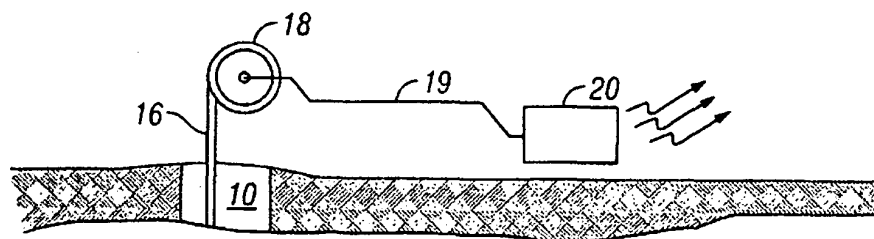


FIG. 1

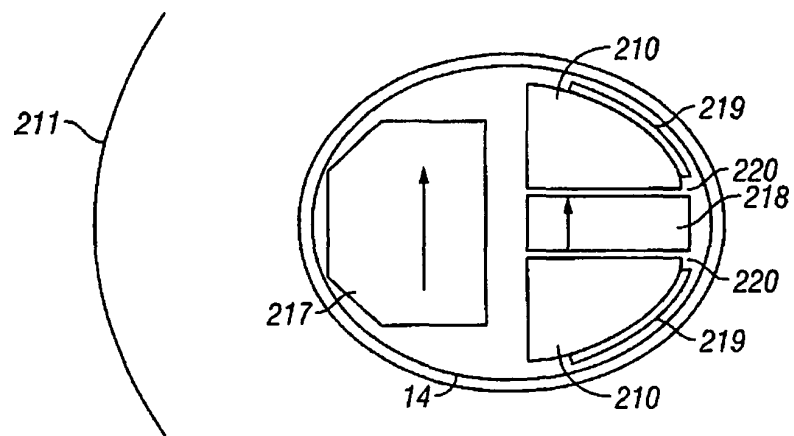


FIG. 2
(técnica anterior)

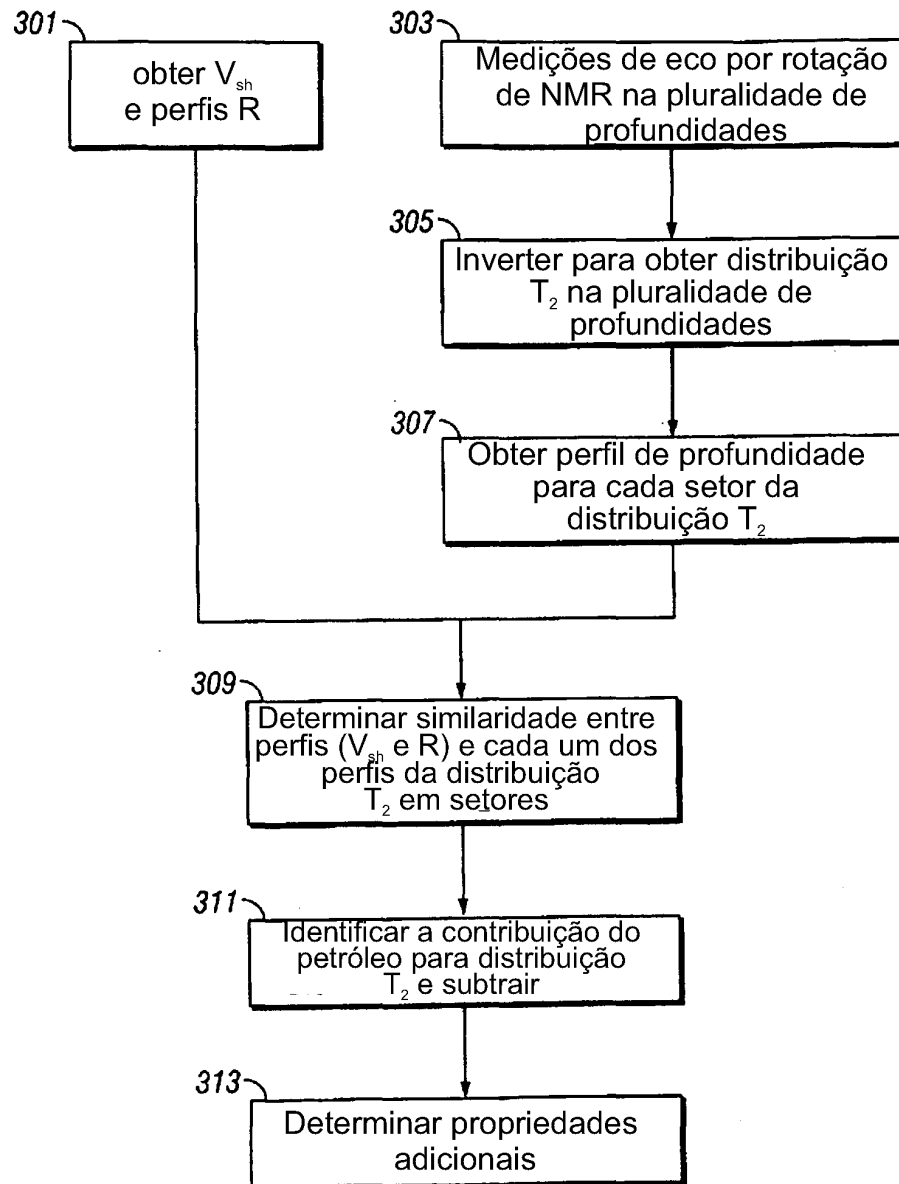


FIG. 3

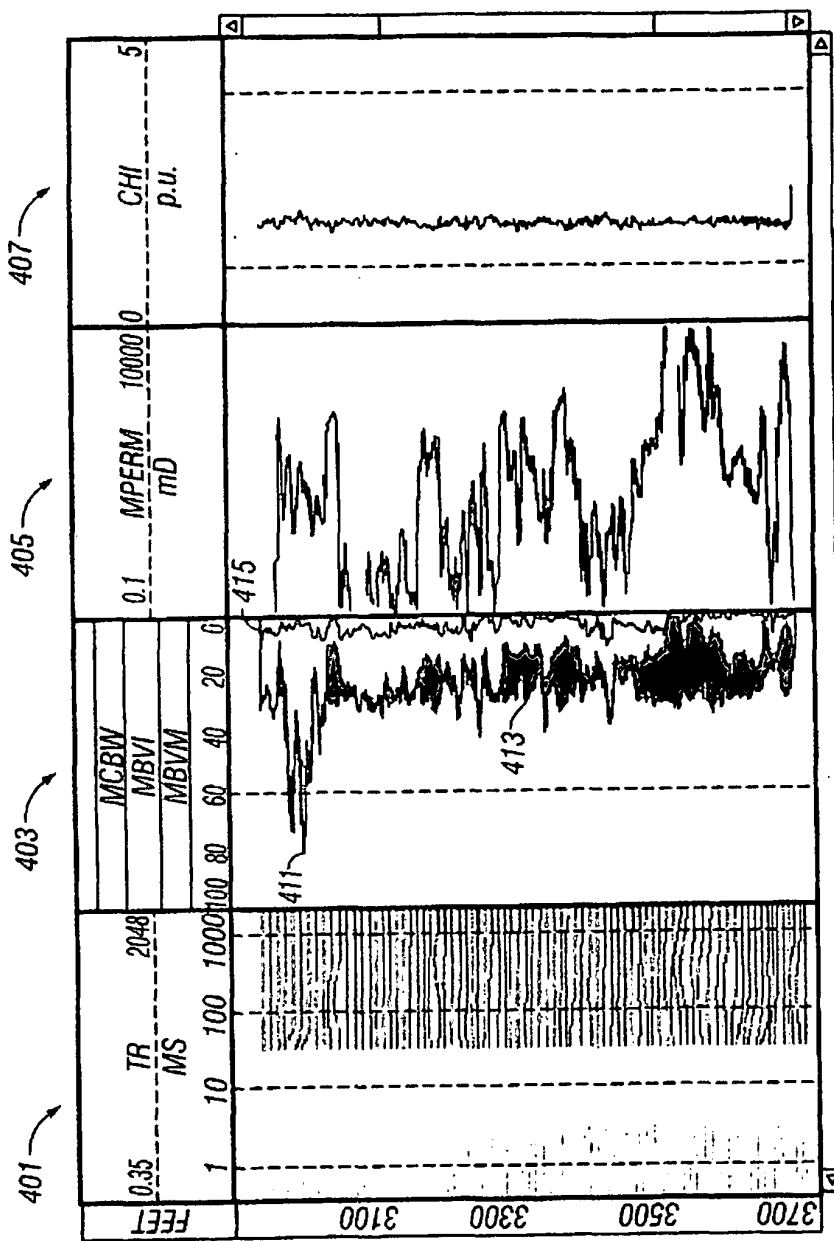


FIG. 4
(técnica anterior)

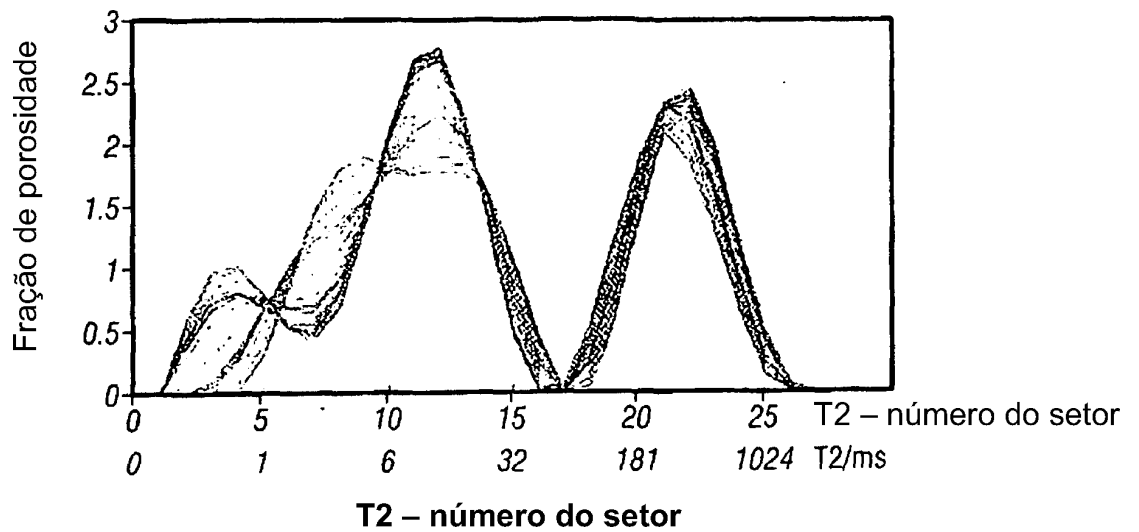


FIG. 5

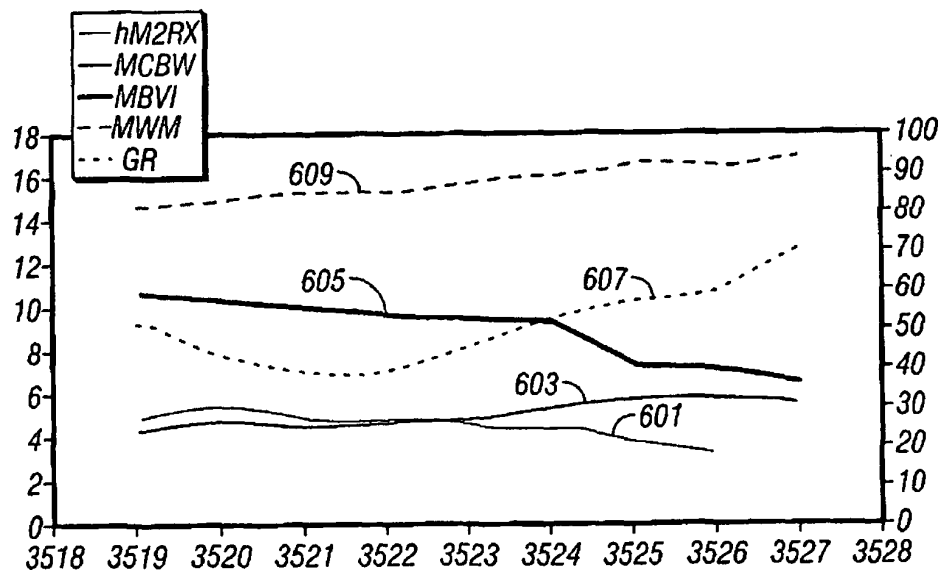


FIG. 6

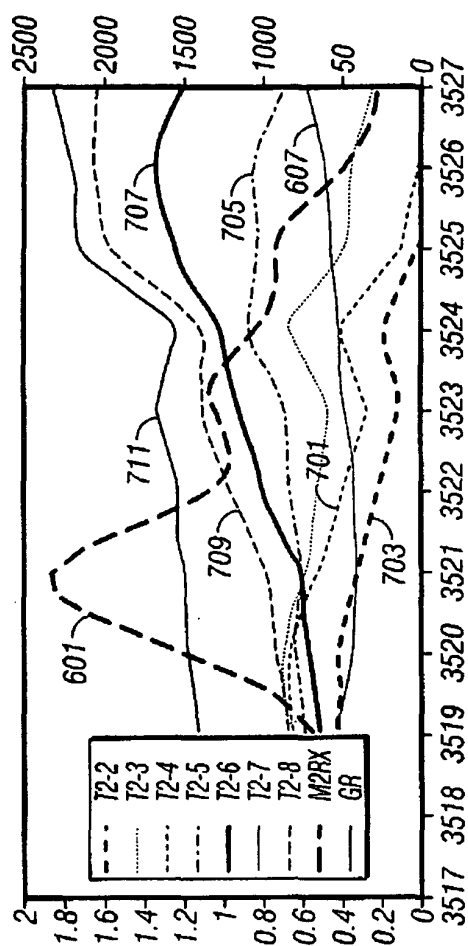
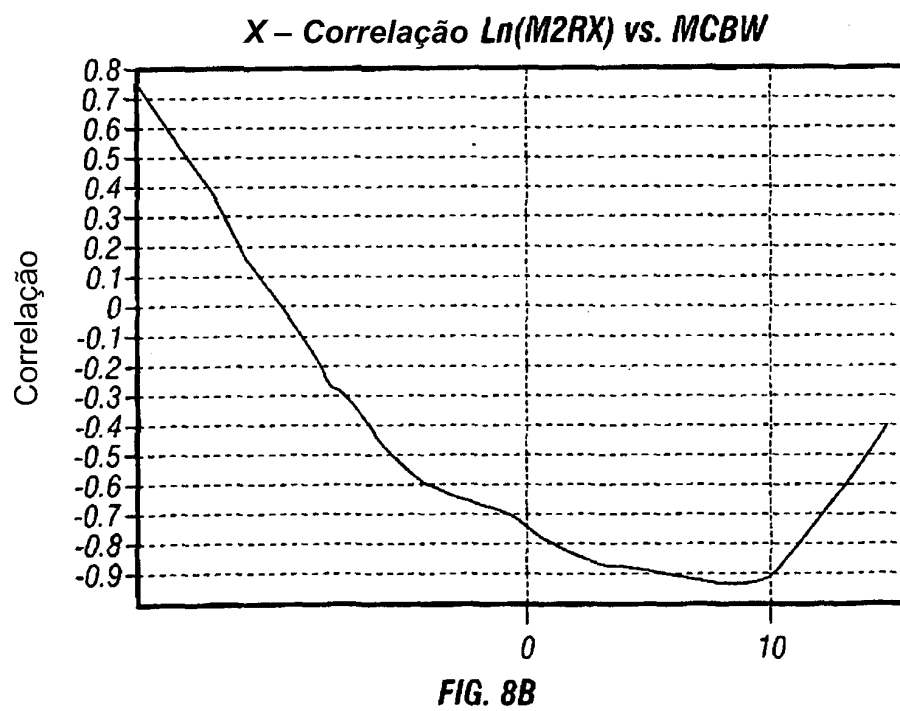
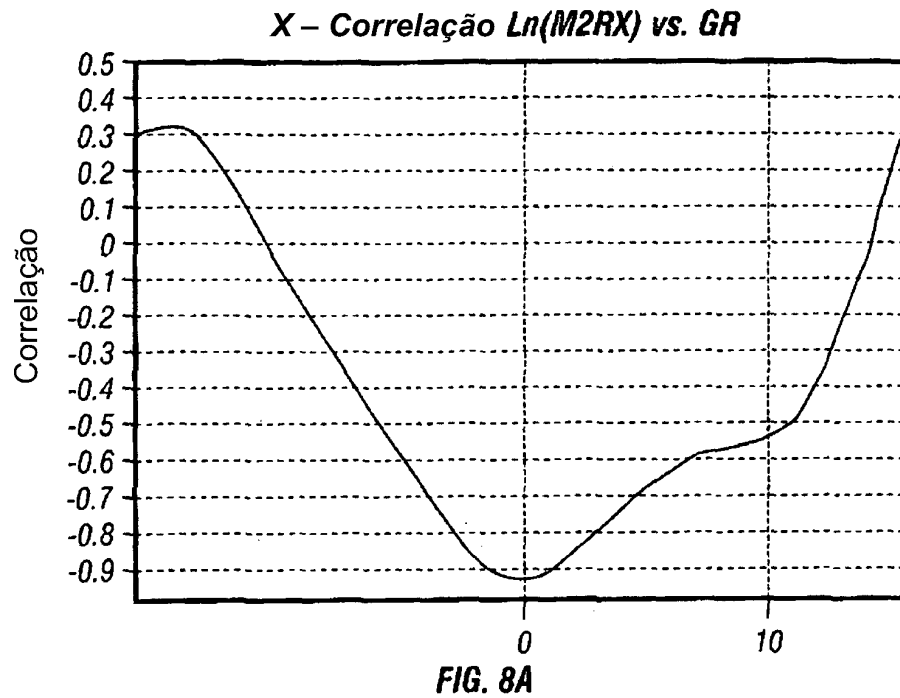


FIG. 7



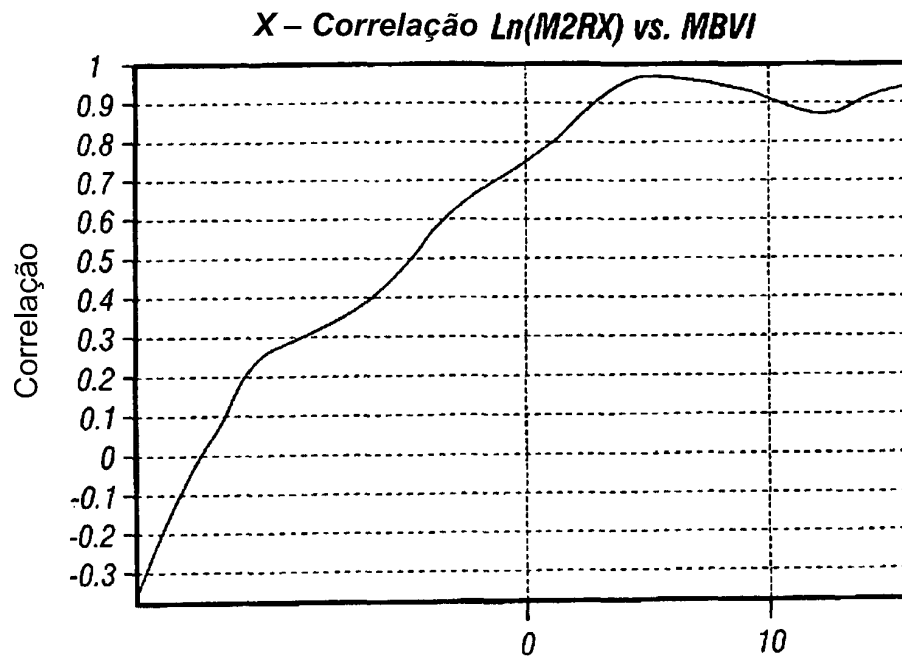


FIG. 8C

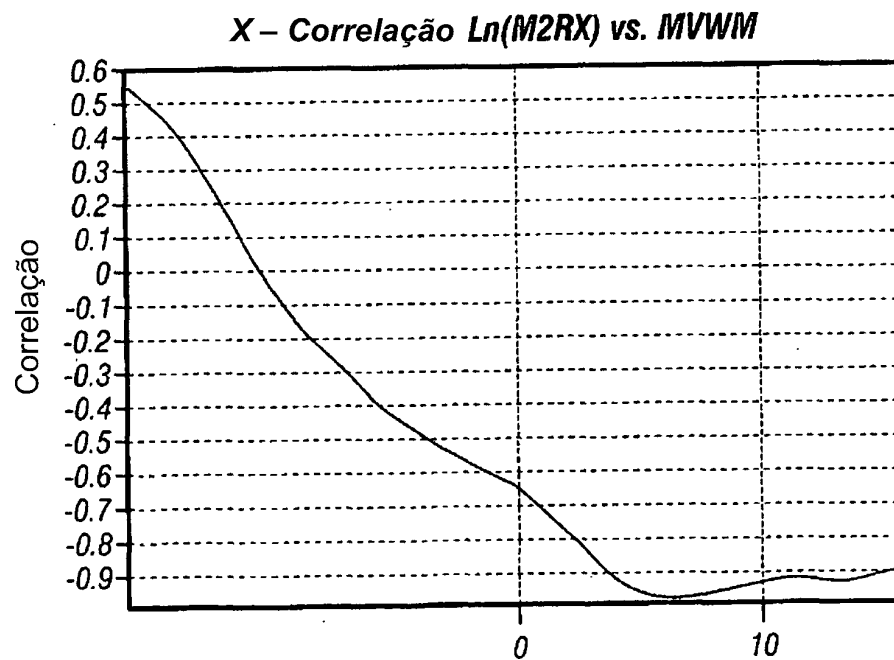


FIG. 8D

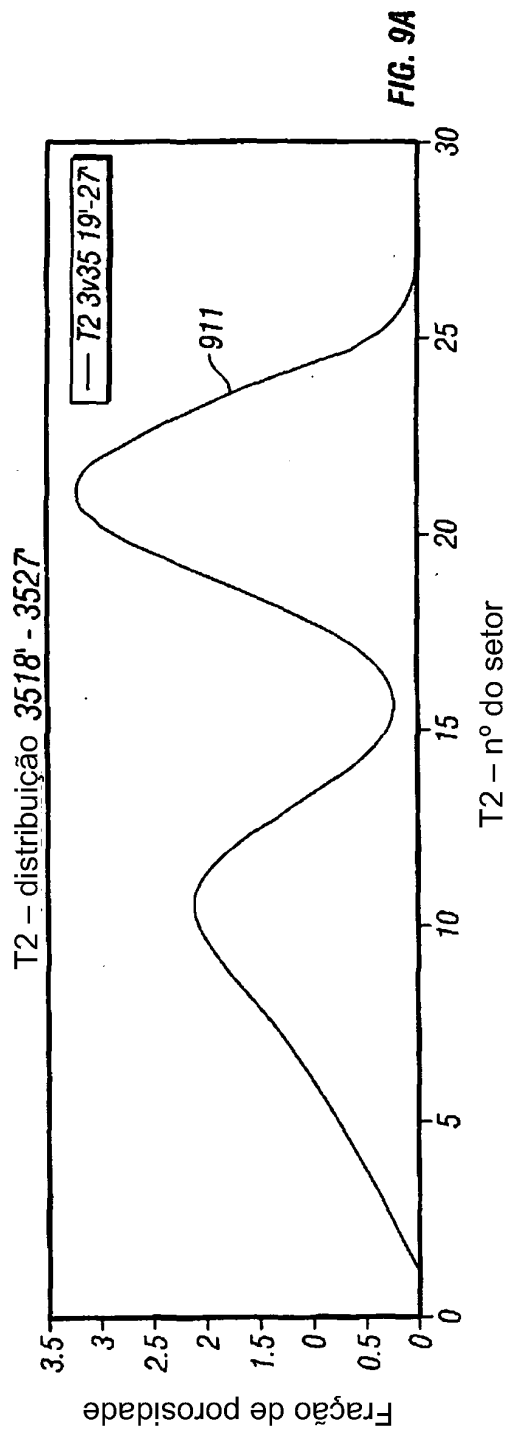


FIG. 9A

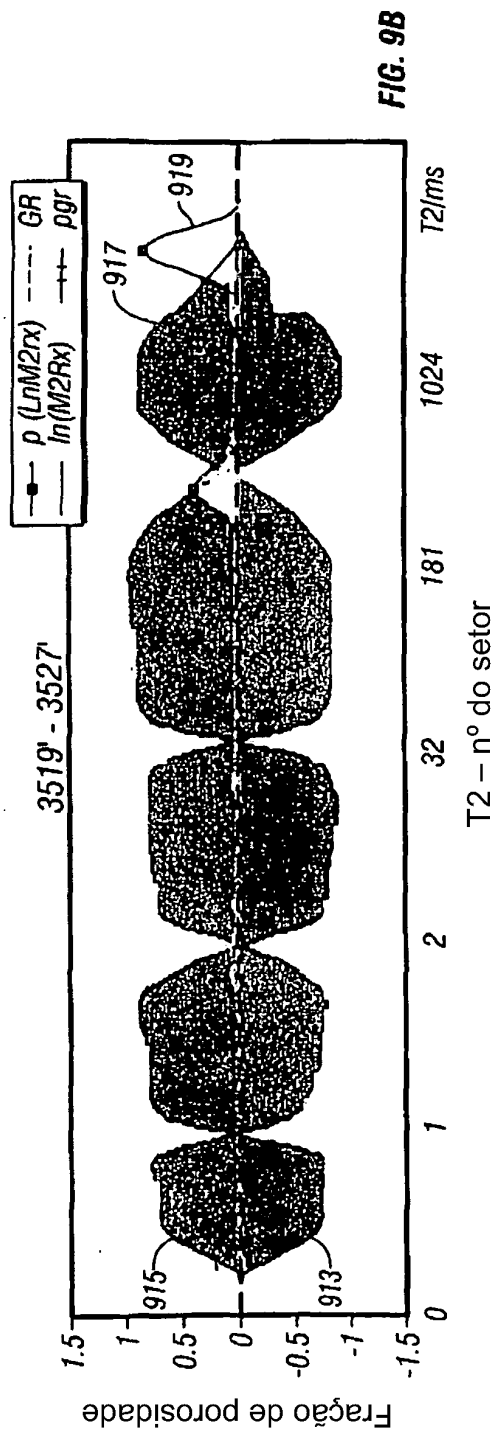


FIG. 9B

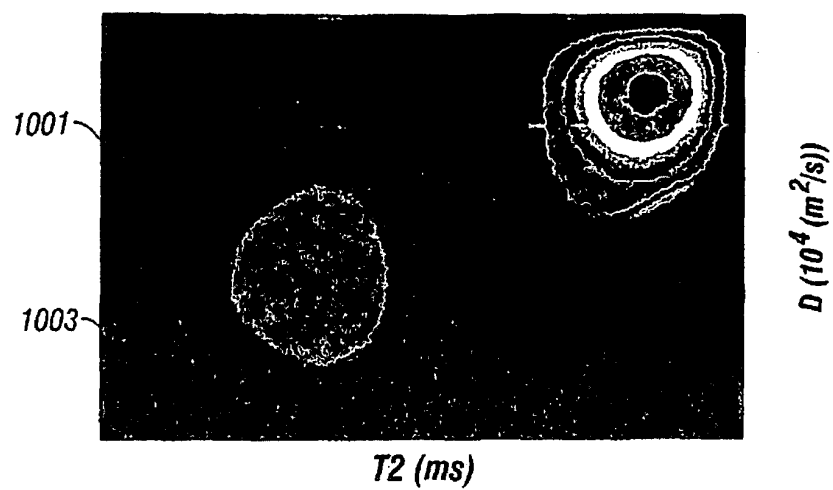


FIG. 10A

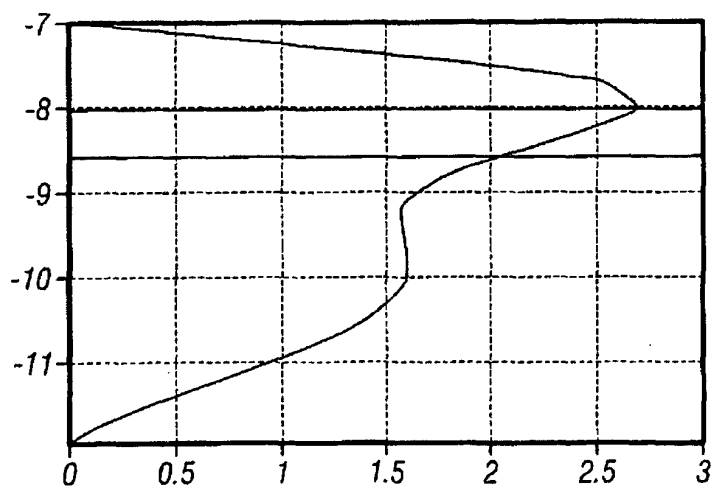


FIG. 10B

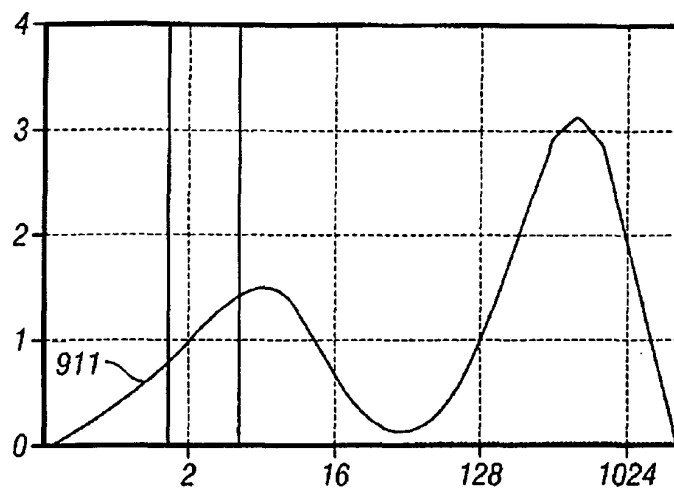


FIG. 10C

	CBW	BVI	BVM	OIL	GAS	HEAV...
HI	1	1	1	1	1	1
T2(1)	6.1	9.0	19.0	18.0	24.0	18.0
T2(2)	9.0	17.0	25.0	23.0	25.0	23.0
D(1)	14.8	14.8	14.8	13.8	16.8	13.8
D(2)	16.8	16.8	16.8	14.8	17.8	14.8
PPOR	0.5	0.7	7.5	2.8	2.3	2.8
SETTING APPLY OK CANCEL						

FIG. 10D

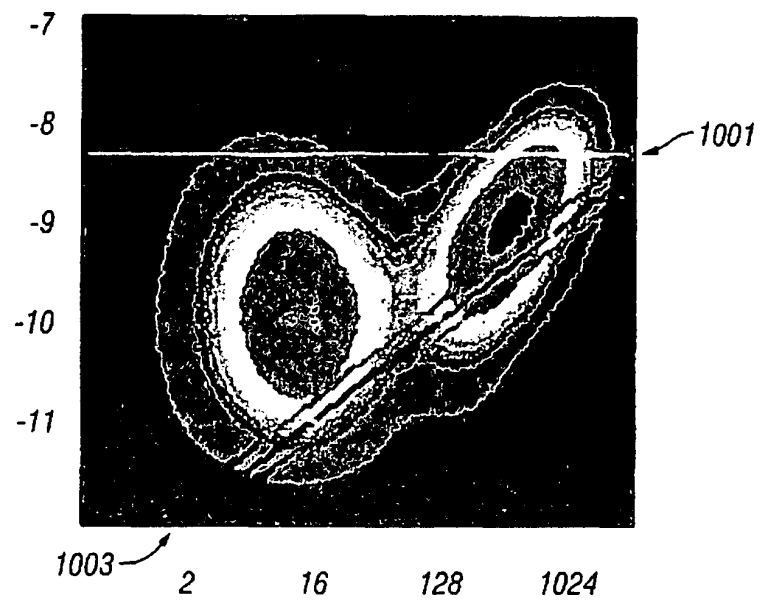


FIG. 11

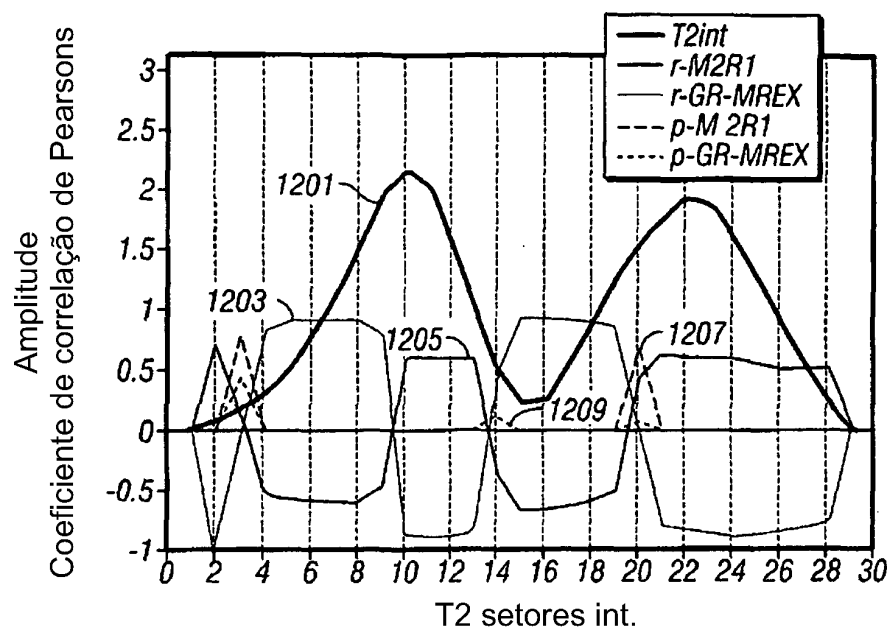


FIG. 12A

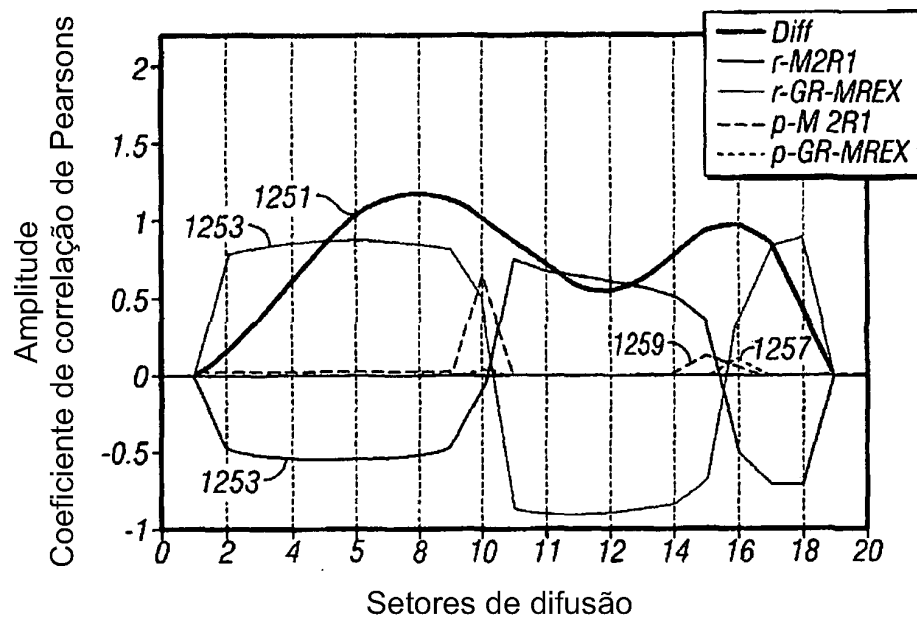


FIG. 12B

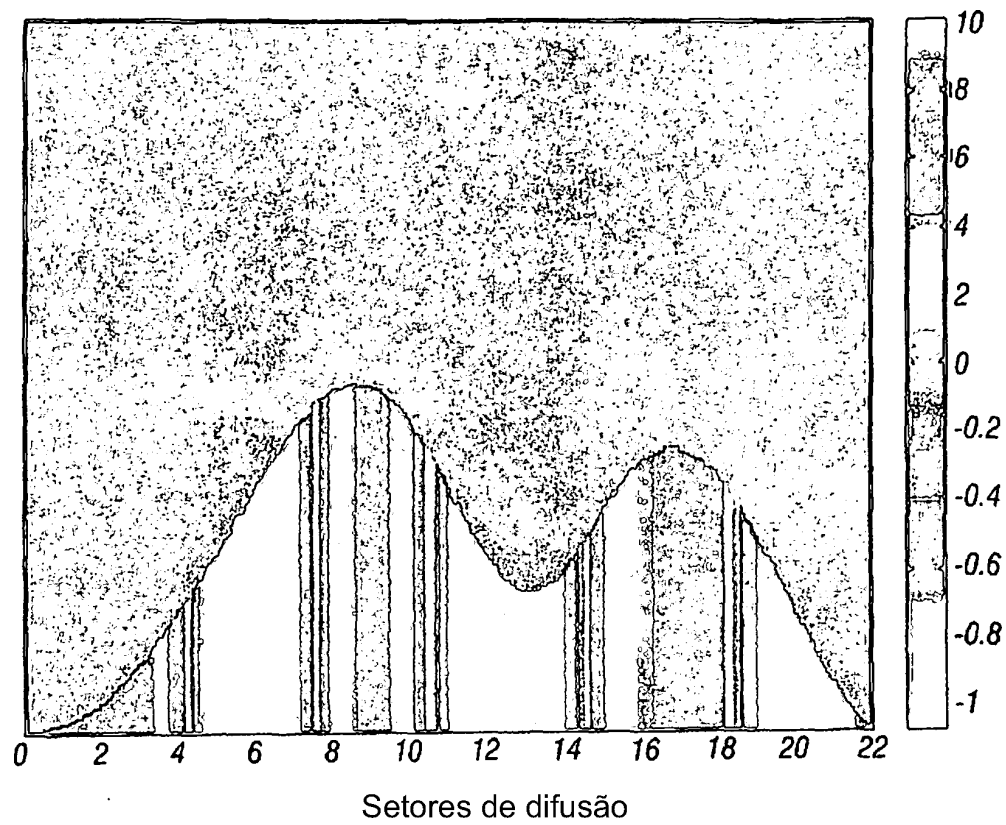


FIG. 13

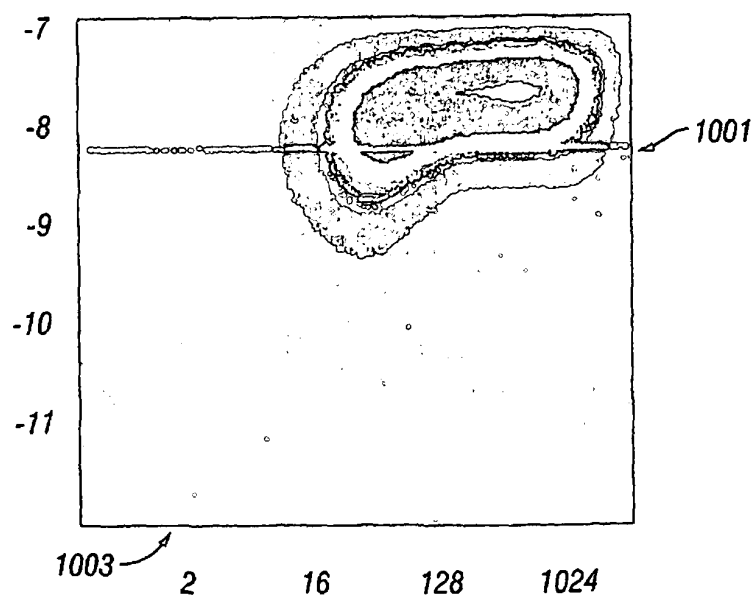


FIG. 14

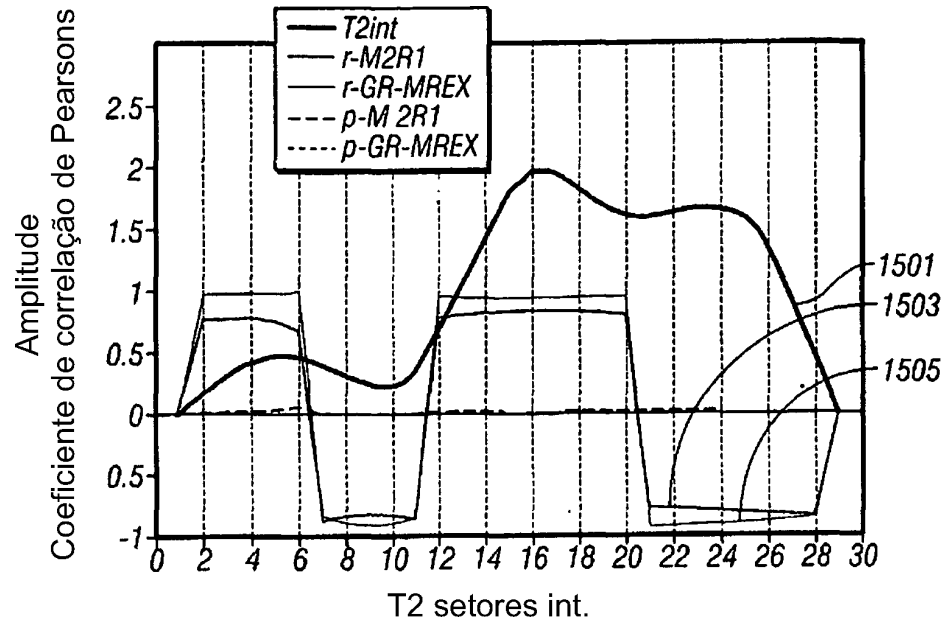


FIG. 15A

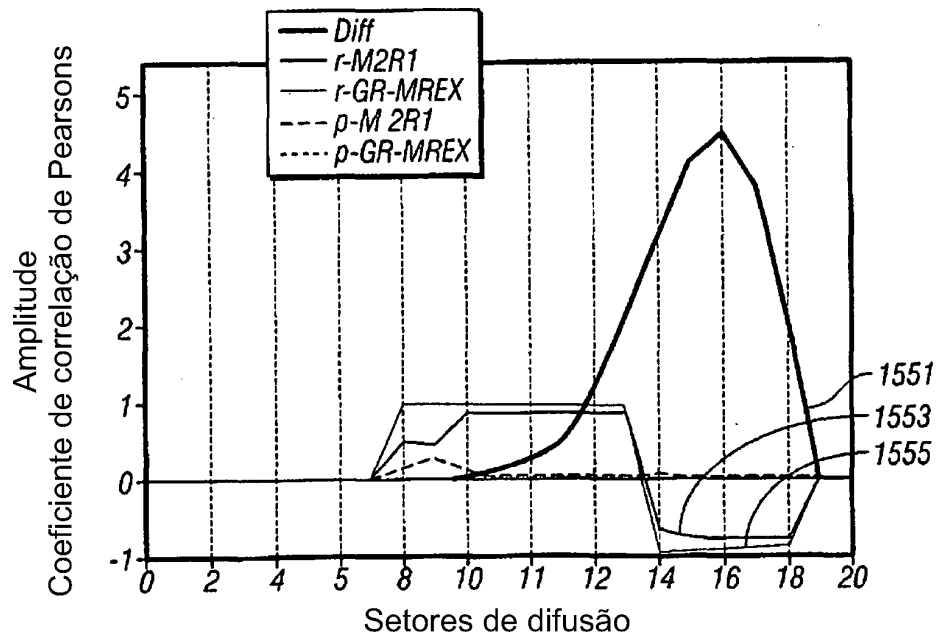


FIG. 15B

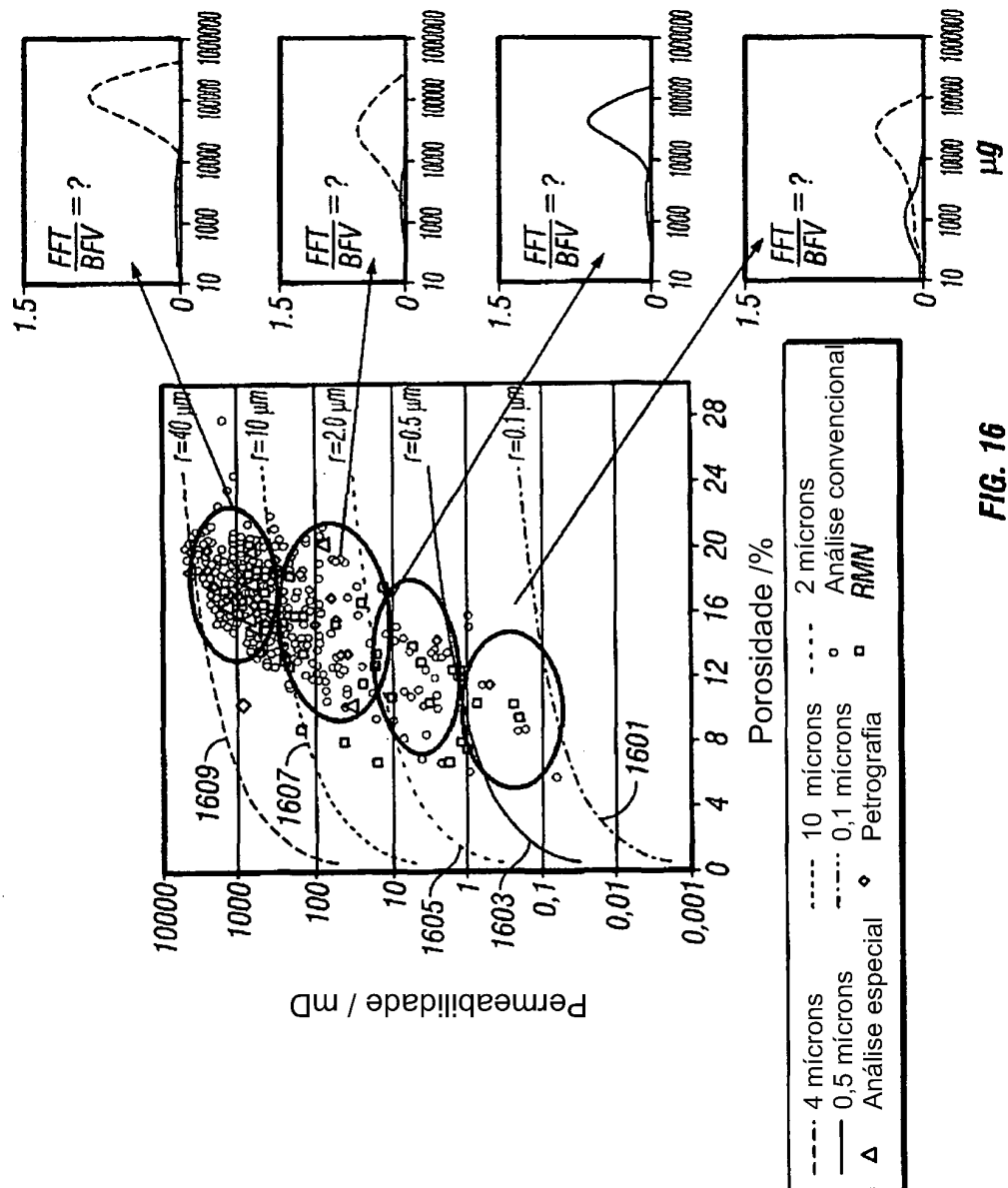


FIG. 16

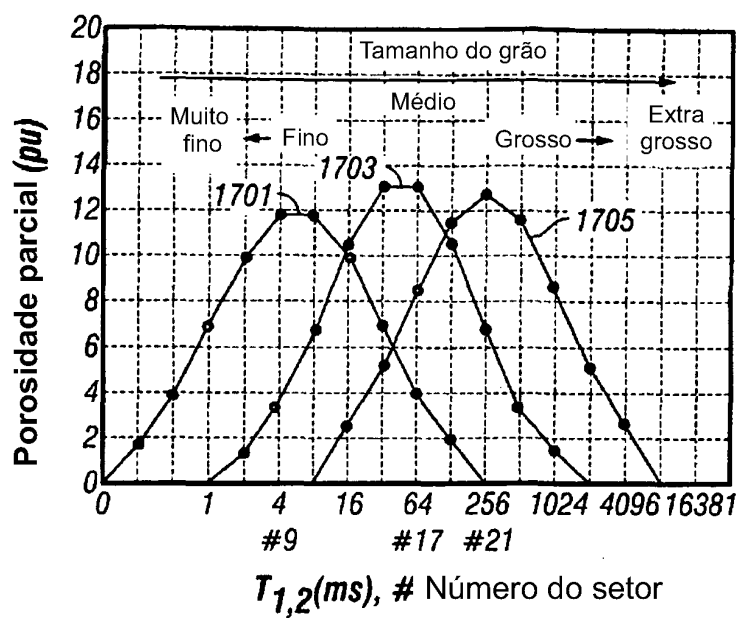


FIG. 17

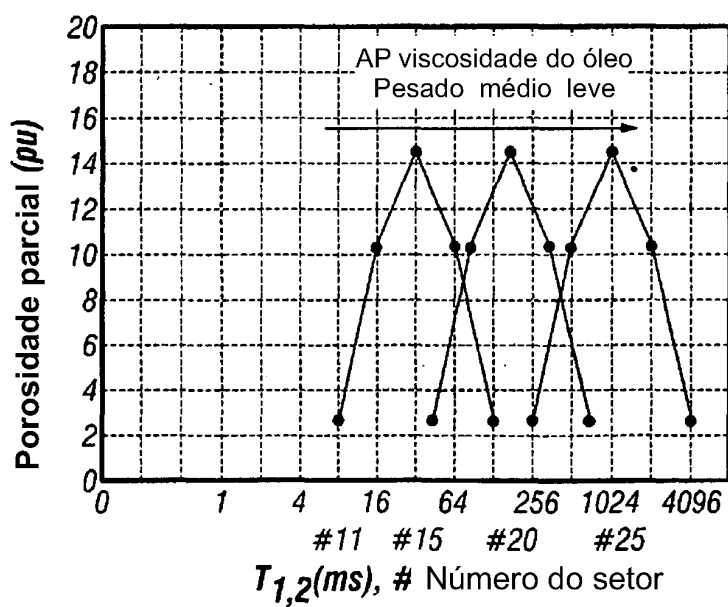


FIG. 18

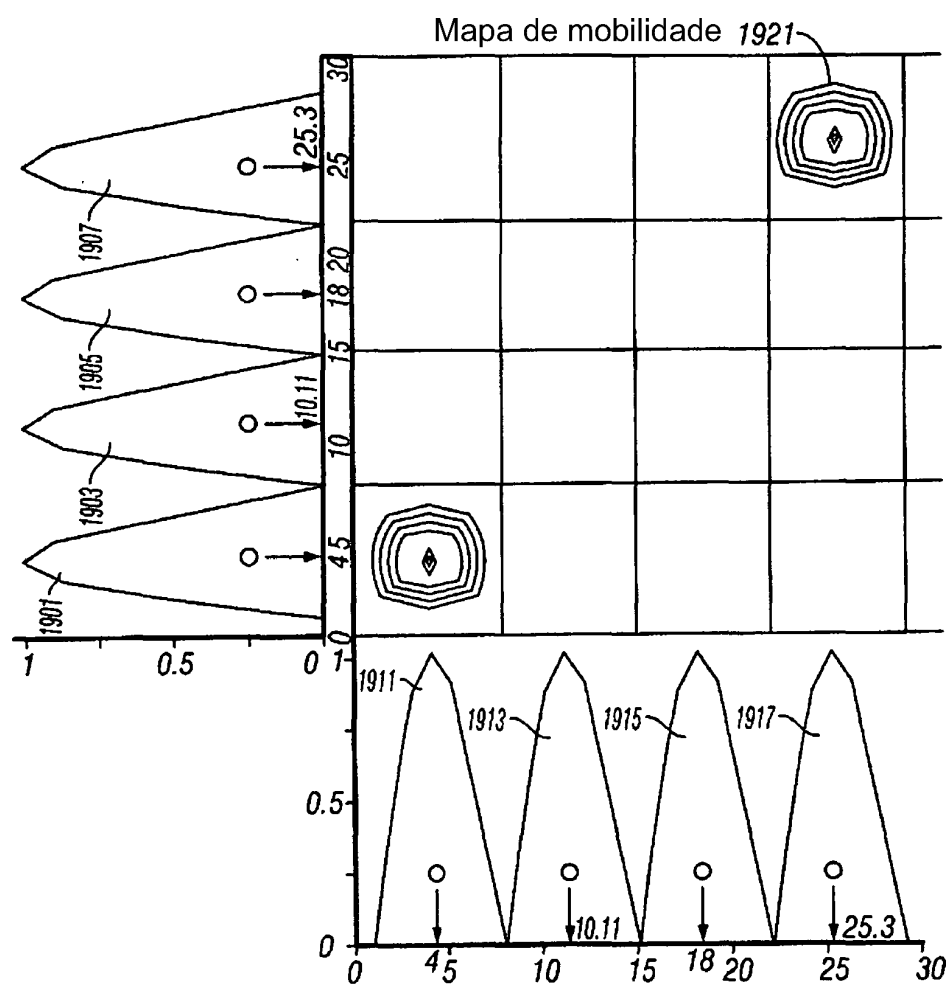


FIG. 19