



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

(11) PI 0920711-2 B1



(22) Data do Depósito: 01/10/2009

(45) Data de Concessão: 10/03/2020

(54) Título: MÉTODO E APARELHO PARA OBTER UM PARÂMETRO DE INTERESSE RELACIONADO A UMA FORMAÇÃO DO SOLO

(51) Int.Cl.: G06F 19/00; G06F 17/40.

(30) Prioridade Unionista: 03/10/2008 US 12/245,121.

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

(72) Inventor(es): SONGHUA CHEN; WEI SHAO.

(86) Pedido PCT: PCT US2009059160 de 01/10/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/039914 de 08/04/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 04/04/2011

(57) Resumo: MÉTODO E APARELHO PARA OBTER UM PARÂMETRO DE INTERESSE RELACIONADO A UMA FORMAÇÃO DO SOLO A presente invenção refere-se a um método para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, o método incluindo: obter dados de resolução magnética nuclear (RMN) a partir de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulsos de energia de frequência de rádio, cada sequência de pulso tendo uma frequência única, uma primeira série de pulsos tendo um primeiro tempo intereco (TE1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo intereco (TE2) diferente do primeiro tempo intereco; relacionando os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos para estabelecer um modelo de resposta de RMN; resolver o modelo de resposta de RMN para calcular a porosidade parcial em cada um dos pontos na formação do solo; somar a porosidade parcial para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover um volume de poro; e associar cada volume de poro com a correspondente profundidade de investigação para prover o parâmetro de interesse.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "**MÉTODO E APARELHO PARA OBTER UM PARÂMETRO DE INTERESSE RELACIONADO A UMA FORMAÇÃO DO SOLO**".

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

1. Campo da Invenção

[0001] A presente invenção refere-se geralmente a um aparelho de ressonância magnética nuclear (RMN) para fundo de poço, processamento de dados, e métodos de interpretação para avaliar uma característica de uma região, e particularmente para detectar e quantificar uma formação do solo contendo hidrocarboneto leve em uma região subterrânea.

2. Descrição da Técnica Relacionada

[0002] A exploração e produção de hidrocarbonetos geralmente requerem que um poço seja perfurado em uma formação do solo. O poço provê acesso à formação do solo para efetuar medições relacionadas a uma propriedade da formação. Muitas ferramentas de cabo de aço e de perfuração enquanto perfilando (LWD) sondam a formação na região rasa de profundidades radiais circundando o poço. A informação adquirida por estas ferramentas nas profundidades radiais rasas de investigação é frequentemente contaminada pela invasão de fluido de perfuração, também conhecido como invasão de filtrados de lodo. A fim de quantificar com precisão a saturação de hidrocarbonetos e prever fluxo de múltiplas fases na formação do solo, os petrofisicistas estão interessados em determinar os volumes e saturações de fluido de filtrados de hidrocarbonetos e de invasão como uma função da profundidade radial. A variação de saturação de filtrados de lodo é frequentemente mais pronunciada em reservatórios de gás devido à alta mobilidade do gás. Suspeita-se que a invasão de filtrados de lodo pode variar dentro de poucas polegadas na zona varrida.

[0003] Na técnica anterior, três abordagens foram geralmente usadas para detectar variações de invasão e gerar um perfil de invasão. O perfil de invasão é uma correlação da profundidade para uma quantidade de invasão. A primeira abordagem compara a porosidade da densidade com porosidade aparente de RMN correspondendo à profundidade de invasão (e, assim, frequência). A primeira abordagem requer o conhecimento da densidade de matriz e, portanto, é submetida à precisão da técnica para determinar a densidade de matriz. Além disso, desde que a porosidade da densidade não tenha uma profundidade bem definida de invasão, a variação de porosidade aparente de RMN reflete somente a variação relativa de saturação de gás da zona varrida, não a saturação da zona de gás absoluta. A segunda abordagem aplica uma restrição linear para a inversão simultânea de todos os dados de frequência obtidos de medições de RMN. A segunda abordagem trabalha somente se a variação de invasão for consistente com a restrição, mas será menos eficaz para o caso onde o gás recompõe a zona varrida muito tempo depois do bolo de lodo se acumular. É desejado um perfil de saturação de gás medido independentemente. A terceira abordagem adquire perfis de distribuição T2 de RMN correspondendo a uma pluralidade de profundidades de investigação e observa as diferenças entre os perfis.

[0004] Três abordagens usando RMN também são geralmente usadas para a detecção de gás. A primeira abordagem é baseada no contraste de T1 entre um gás lentamente em relaxamento e um líquido em rápido relaxamento. A primeira abordagem é menos eficaz para as zonas de gás que têm água em poros muito grandes e/ou contendo óleo leve ou filtrado de lodo baseado em óleo (OBMP). A segunda abordagem é baseada no contraste de T_1/T_{2ap} onde o tempo de relaxamento T_2 , T_{2ap} , é reduzido de tempo de relaxamento T_2 intrínseco, T_{2intr} , devido ao efeito de difusão, que causa declínio induzido por

difusão adicional em um ambiente de gradiente magnético. Desde que a capacidade de difusão de gás é muito maior do que a de hidrocarboneto e água na fase líquida, a relação para gás é muito maior do que a para os líquidos. A terceira abordagem é baseada em um efeito de índice de hidrogênio.

[0005] Os métodos de detecção de gás baseados em T_1 ou T_1/T_{2ab} requerem tipicamente um tempo de aquisição de dados longos para medir o acúmulo de sinal de RMN em múltiplos estágios de polarização. Comparado à medição de T_2 CPMG, T_1 é um método eficaz em termos da quantidade de dados em uma unidade de tempo. Assim, geralmente a velocidade de perfilagem deve ser reduzida para o perfil de T_1 . Como um resultado, a perfilagem de T_1 é mais utilizável em LWD do que em perfilagem com cabo de aço. A fim de aumentar a velocidade de perfilagem, uma ferramenta de RMN de múltiplas frequências é usada de modo que dentro do tempo de espera para a ferramenta de RMN polarizar os prótons na zona de investigação volta ao estado de polarização completa, a ferramenta de RMN pode adquirir dados em frequências diferentes, correspondendo a diferentes profundidades de investigação. Distribuindo os tempos de espera diferentes dentre estas frequências, podem-se adquirir com sucesso múltiplos estágios de polarização dentre as diferentes frequências e então processar os dados juntos como se os dados fossem obtidos a partir do mesmo acúmulo de polarização. Este último processo exclui variações significativas nas propriedades de formação ou em uma zona de invasão. Para uma faixa relativamente estreita de profundidades de invasão e para fluidos de baixa mobilidade, a variação de invasão pode ser insignificante. Ocasionalmente, o gás de alta mobilidade pode causar leve variação de invasão dentro de poucas polegadas.

[0006] Diferente das medições de T_2 , os dados de perfilagem de T_1 fornecem o tempo de relaxamento intrínseco porque o declínio induzido

por difusão.

$$\frac{1}{T_{2dif}} = \frac{(y.G.TE)^2.D}{12}, \quad (1)$$

[0007] efetua somente as medições de T_1 . Para reduzir o efeito de difusão sobre as medições de T_1 , é preciso reduzir G . TE , que é submetido a limitações da ferramenta de RMN.

[0008] Portanto, o que são necessárias são técnicas para adquirir dados de RMN eficazmente e ainda prover um tempo de relaxamento substancialmente próximo ao tempo de relaxamento intrínseco.

BREVE SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[0009] É divulgado um método para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, o método incluindo: obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulsos de energia de frequência de rádio; cada sequência de pulso tendo uma frequência única, uma primeira série de pulsos tendo um primeiro tempo interecos (TE_1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo interecos (TE_2) diferente do primeiro tempo interecos; relacionar os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) relacionada a um primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,ap,TE1,i}$) obtido com (TE_1) e um segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,ap,TE2,i}$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN; resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos na formação do solo; somar pelo menos uma da porosidade parcial e do volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total, e associar pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com a

profundidade correspondente de investigação para prover o parâmetro de interesse.

[0010] Também, descrito em um aparelho para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, o aparelho incluindo: um sistema de processamento configurado para executar as seguintes instruções: obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulso de energia eletromagnética, cada sequência de pulso tendo uma frequência única, e uma primeira série de pulsos com um primeiro tempo interecos (TE_1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo interecos (TE_2) diferente do primeiro tempo interecos, a ferramenta estabelecendo um gradiente de campo magnético na formação do solo sendo que uma profundidade de investigação corresponde com cada frequência e o gradiente de campo magnético; relacionando os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) relacionada a um primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T2.ap.TE1,i$) obtido com (TE_1) e um segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T2.ap.TE2,i$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN; resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos na formação do solo; somar pelo menos uma da porosidade parcial e o volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total; e associando pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total; e associando pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com a profundidade correspondente de investigação para prover o parâmetro de interesse.

[0011] Além disso, é divulgado um produto de programa de computador armazenado em meio legível por máquina tendo instruções executáveis por máquina para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, executando um método incluindo: obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulsos de energia eletromagnética, cada sequência de pulso tendo uma frequência única, e uma primeira série de pulsos com um primeiro tempo interecos (TE_1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo interecos (TE_2) diferente do primeiro tempo interecos, a ferramenta estabelecendo um gradiente de campo magnético na formação do solo sendo que uma profundidade de investigação corresponde com cada frequência e o gradiente de campo magnético; relacionar os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) relacionada a um primeiro tempo de relaxamento transversal ($T2.ap.TE1,i$) obtido com (TE_1) e um segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T2.ap.TE2,i$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN; resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos na formação do solo, somar pelo menos uma da porosidade parcial e o volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total; e associar pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com uma profundidade correspondente de investigação para prover o parâmetro de interesse.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0012] A matéria objeto, que é considerada como a invenção, é particularmente apontada e distintamente reivindicada nas

reivindicações na conclusão do relatório. O descrito acima e outras características e vantagens da invenção são evidentes a partir da seguinte descrição detalhada tomada em conjunto com os desenhos anexos, sendo que os elementos numerados são numerados iguais, em que:

[0013] a figura 1 ilustra uma modalidade exemplar de uma ferramenta de perfilagem descartada em um poço penetrando a terra;

[0014] a figura 2 ilustra um exemplo de um traçado em gráfico do tempo de relaxamento transversal T_2 para um primeiro tempo interecos versus T_2 para um segundo tempo interecos para um primeiro conjunto de parâmetros;

[0015] a figura 3 ilustra outro exemplo de um traçado em gráfico de T_2 para um primeiro tempo interecos versus T_2 para um segundo tempo interecos para um segundo conjunto de parâmetros;

[0016] a figura 4 ilustra outro exemplo de um traçado em gráfico de T_2 para um primeiro tempo interecos versus T_2 para um segundo tempo interecos para um terceiro conjunto de parâmetros;

[0017] a figura 5 ilustra um gráfico de restrições de solução para resolver T_2 aparente para o primeiro tempo interecos e T_2 aparente para o segundo tempo interecos;

[0018] a figura 6 ilustra uma modalidade exemplar de espaço de parâmetro para padrões de distribuição de gás e líquido em um plano r - θ ;

[0019] a figura 7 ilustra uma série de seis séries de pulsos usadas para adquirir dados de RMN;

[0020] a figura 8 representa o agrupamento de todos os dados de RMN juntos para processamento;

[0021] a figura 9 represente o agrupamento de dados de RMN juntos em grupos que usam duas frequências adjacentes; e

[0022] a figura 10 representa um exemplo de um método para

determinar um parâmetro de interesse relacionado a uma região de interesse em uma formação do solo.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

[0023] São descritas as modalidades de técnicas para adquirir dados eficazmente a partir de um instrumento de ressonância magnética nuclear (RMN) enquanto provendo um tempo de relaxamento substancialmente próximo ao tempo de relaxamento intrínseco. As técnicas, que incluem aparelho e método, requeridas para obter dados de RMN de uma formação em investigação usando pelo menos dois tempos de intereco diferentes (TE). O primeiro TE é pequeno, tal como 3 milissegundos (ms). A distribuição correspondente de tempos de relaxamento transversais T_2 é substancialmente próximo do tempo de relaxamento intrínseco para fluidos que têm difusão lenta. O segundo TE é consideravelmente maior do que o primeiro TE . O valor do segundo TE pode variar para fluidos diferentes e ferramentas de RMN diferentes. A ferramenta MREXSM, disponível de Baker Hughes Corporation of Houston, Texas, é um exemplo de uma ferramenta de RMN que pode ser usada para adquirir RMN usando as técnicas divulgadas no presente. Para detecção de gás usando a ferramenta MREX, o segundo TE pode ser selecionado para ser 1,0 ms. Este número (1,0 ms), naturalmente, pode ser trocado se necessário, dependendo da ferramenta e do meio a ser detectado. Os dois TE s podem ser prolongados para mais do que dois, e os elementos de aquisição de TE duplos ou múltiplos podem ser integrados à sequência de perfilagem orientada por objetiva descrita na patente US nº 6.972.564 por Chen e Edwards.

[0024] Embora em geral não seja requerido escolher os mesmos pares de TE para frequência diferente em um esquema de aquisição de dados de múltiplas frequências, para detecção do perfil de invasão, os mesmos pares de TE repetidos para todas as frequências tornam mais

fácil comparar os resultados adquiridos de frequências diferentes.

[0025] A ferramenta de RMN pode efetuar medições de RMN em várias distâncias na formação baseada em uma intensidade de um gradiente de campo magnético aplicado à formação e uma frequência usada para sequências de pulsos de energia eletromagnética referidas na técnica como sequências de medição de eco de rotação Carr-Purcell-Meiboom (isto é, sequências CPMG). Os pulsos de energia eletromagnética estão geralmente na faixa de frequência de rádio. A distância usada para uma medição de RMN é referida como "profundidade de investigação". A profundidade de investigação é geralmente medida a partir de um poço, no qual a ferramenta de RMN é descartada, a uma distância dentro da formação.

[0026] Um modelo de resposta pode ser estabelecido com relação a dados de RMN, que é uma resposta da ferramenta de RMN, para vários parâmetros de aquisição de dados de RMN, tal como os dois tempos interecos diferentes, e uma propriedade da formação do solo, tal como porosidade. A inversão é então efetuada sobre o modelo de resposta para determinar a porosidade em pontos na formação do solo. Somando a porosidade nos pontos associados com uma profundidade específica de investigação, um volume de poro total pode ser calculado para a profundidade específica de investigação. Além disso, o volume de poro total pode ser subdividido em volume de poro carregando gás e volumes de poro carregando líquido (isto é, filtrado, água, etc.) como determinado a partir de medições de RMN. Cada volume de poro do filtrado pode ser traçado em gráfico contra uma profundidade associada de investigação para produzir o perfil de invasão do filtrado. Por outro lado, trocas no volume de poro junto às profundidades do poço podem ser usadas como uma indicação de um limite entre as camadas na formação.

[0027] Por conveniência, certas definições são apresentadas. O

termo "tempo interecos" refere-se ao tempo entre dois ecos adjacentes. O termo "tempo de espera" (TW) refere-se ao tempo repartido para o alinhamento de prótons com a resistência do campo magnético aplicado durante uma medição de RMN. O termo "tempo de relaxamento longitudinal" (T_1) refere-se a um tempo constante descrevendo átomos de hidrogênio durante uma medição de RMN na medida em que eles perdem energia e se alinham com um gradiente de campo magnético aplicado. O termo "tempo de relaxamento transversal" (T_2) refere-se a uma constante de tempo descrevendo prótons que perdem energia coerente durante uma medição de RMN. " T_{2ap} " representa tempo de relaxamento transversal aparente. " $T_{2,dif}$ " representa tempo de relaxamento transversal devido a declínio induzido por difusão sob um gradiente de campo magnético. " $T_{2,int}$ " representa tempo de relaxamento transversal intrínseco. " K " representa a relação $T_1/T_{2,int}$.

[0028] Com referência à figura 1, uma ferramenta de perfilagem de poço 10 é mostrada descartada em um poço 2. O poço 2 é perfurado através do solo 3 e penetra em uma formação 4, que inclui várias camadas de formação 4A-4E (e limites entre as camadas). Na modalidade da figura 1, o instrumento de perfilagem 10 é abaixado e extraído do poço 2 pelo uso de um cabo elétrico blindado 5 ou transporte similar como é conhecido na técnica. Em outras modalidades, a ferramenta de perfilagem 10 pode efetuar medições, referidas como perfurando enquanto perfilando (LWD), durante as operações de perfuração ou durante um parada temporária.

[0029] A ferramenta de perfilagem 10 como mostrado na figura 1 é configurada para efetuar medições de RMN sobre a formação 4. A fim de efetuar as medições de RMN e coletar dados de RMN, o instrumento de perfilagem 10 inclui componentes de RMN como conhecidos na técnica. Exemplos não limitantes de componentes de RMN incluem uma antena, um transmissor, um receptor, e um ímã. Na modalidade da

figura 1, a ferramenta de perfilagem 10 inclui uma unidade eletrônica 8. A unidade eletrônica 8 pode ser configurada para transmitir os dados de RMN a partir da ferramenta de perfilagem 10 a um sistema de processamento 9 na superfície do solo 3 usando o cabo elétrico 5 ou um sistema de telemetria para aplicações de LWD. Além disso, para aplicações de LWD, os dados de RMN podem ser armazenados na unidade eletrônica 8 para recuperação posterior quando o instrumento de perfilagem 10 é removido do poço 2.

[0030] Em geral, o poço 2 inclui materiais tais como poderiam ser encontrados na exploração de óleo, incluindo uma mistura de líquidos tais como água, fluido de perfuração, lodo, óleo, gás e fluidos de formação que são nativos para as várias formações.

[0031] Em uma modalidade preferida, a sequência de aquisição de dados inclui pequenas séries de 0,3 ms, e longas séries de eco são $TE = 0,3$ ms e 1,0 ms, respectivamente, com 80 ms de extensão de eco. (Em outras modalidades, outros tempos interecos e extensões de eco podem ser usados). A mesma combinação é repetida para cada frequência. As pequenas séries com estes parâmetros são geralmente usadas para detectar água ligada à argila (CBW).

[0032] Uma variação do método de aquisição de dados inclui o uso de duas frequências para obter múltiplos dados de TW e as frequências restantes adquirem dados de TE duplos como descrito acima. Assim, os requerentes deveriam ter tanto a relação $T_1/T_{2,ap}$ como a relação $T_{2,ap}(0,3)/T_{2,ap}(1,0)$.

[0033] A interpretação das características de gás a partir dos dados obtidos usando os dois TE s diferentes é discutida a seguir. Em um gradiente de campo magnético substancialmente grande, como o da ferramenta MREX, o T_2 aparente é dominado pelo declínio induzido por difusão, assim, se os requerentes escolhem $TE=0,3$ ms, respectivamente, a relação de $T_{2,ap}$ é aproximadamente

$$\frac{T_{2,ap}(TE_2=0,3 \text{ ms})}{T_{2,ap}(TE_1=1,0 \text{ ms})} \approx \frac{T_{2,dif}(TE_2=0,3 \text{ ms})}{T_{2,dif}(TE_1=1,0 \text{ ms})} = \left(\frac{1,0}{0,3}\right)^2 \approx 11 \quad (2)$$

[0034] Uma vez que o gás $T_{2,ap}$ é denominado pelo declínio induzido por difusão, esta relação não é dependente de temperatura ou pressão, e também é independente de gradiente interno. Além disso, ela trabalha para uma mistura de gases de hidrocarboneto. Por exemplo, em razão de tanto metano como etano terem grandes coeficientes de difusão, misturas incluindo metano ou etano também são dominadas por declínio de difusão. Esta característica é ilustrada nas figuras 2-4, onde os valores de T_2 aparentes para ambos os gases de CH_4 a 100% e CH_4 a 90% + C_2H_6 a 10% são mostrados nestes traçados em gráfico.

[0035] O valor de $T_{2,ap}(TE=0,3 \text{ ms})$ de gás depende do gradiente magnético e da faixa de frequência do instrumento MREX, o valor está geralmente na faixa de cerca de 100-600 ms. Uma linha é desenhada interceptando em coordenadas (100, 10) e (10000, 1000). Pode ser visto que os símbolos estão todos em um segmento dessa linha onde nenhum óleo e água está próximo daquele segmento.

[0036] Comparado ao método da relação de $T_1/T_{2,ap}$, que depende da frequência e gradiente interno, a interpretação é mais simples com

$$\frac{T_{2,ap}(TE_2 = 0,3 \text{ ms})}{T_{2,ap}(TE_1 = 1,0 \text{ ms})}$$

[0037] e, em geral, contendo que TE não seja tão pequeno de modo que $T_{2,AP}$ não é mais dominado por $T_{2,dif}$, os requerentes podem generalizar os outros valores de TE e a relação é

$$\frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}} \approx \frac{T_{2,dif,TE_1}}{T_{2,dif,TE_2}} = \left(\frac{TE_2}{TE_1}\right)^2. \quad (3)$$

[0038] Devido à relação descrita na equação (2) ser independente de frequência, os requerentes podem empilhar (isto é, dados de grupos para processamento por inversão) todos os dados de frequência juntos para melhorar a relação de sinal para ruído e ainda reduzir o empilhamento vertical, se o perfil de invasão for determinado não será

importante em uma formação de interesse.

[0039] Em outra modalidade, os dados adquiridos com frequências individuais são processados separadamente para determinar a porosidade aparente e a saturação de gás. Estes resultados são ainda traçados em gráfico em termos de profundidade de invasão (DOI) para visualizar o perfil de invasão.

[0040] Ainda em outra modalidade, os diferentes dados de frequência são traçados em gráfico na mesma figura (ver figuras 1-3 e as legendas correspondentes para a explicação) sem empilhamento, podem ser úteis para identificar o gás observando que as porosidades de gás estão na linha (100,0) a (0,1000)

[0041] Aspectos de um método para processamento de dados são apresentados em seguida em três partes – Parte (a), Parte (b) e Parte (c).

[0042] Parte (a) – Descrição do Modelo T_2 Aparente Duplo:

[0043] Uma modalidade dos métodos de processamento de dados é usar um modelo de declínio de eco, que inclui tanto T_2 intrínseco como capacidade de difusão D. O efeito da capacidade de difusão em um campo magnético de gradiente adiciona um termo de declínio adicional ao declínio de relaxamento transversal intrínseco, resultando no tempo de relaxamento transversal aparente medido, $T_{2,ap}$, como mostrado na seguinte equação:

$$\frac{1}{T_{2,ap}} = \frac{1}{T_{2,int}} + \frac{D(yG \cdot TE)^2}{12} \quad (4)$$

[0044] Para dados adquiridos com dois TE s diferentes:

$$\frac{1}{T_{2,ap, TE_1}} = \frac{1}{T_{2,int}} + \frac{D(yG_1 \cdot TE_1)^2}{12} \quad e \quad (5)$$

$$\frac{1}{T_{2,ap, TE_2}} = \frac{1}{T_{2,int}} + \frac{D(yG_2 \cdot TE_2)^2}{12} \quad (6)$$

[0045] onde T_{2,ap, TE_1} é o T_2 aparente com TE_1 e gradiente de G_1 , e T_{2,ap, TE_2} é o T_2 aparente com TE_2 e gradiente de G_2 , e y é a relação

giromagnética.

[0046] Das equações (5) e (6), as propriedades de fluido D e $T_{2,int}$ podem ser expressas em termos de $T_{2,ap}$ aparente medido de dados de aquisição de TE duplos, o parâmetro de aquisição G de ferramenta 10, o parâmetro de aquisição de dados TE , e a capacidade de difusão por:

$$D = \frac{12}{(yG_1 \cdot TE_1)^2 - (yG_2 \cdot TE_2)^2} \left(\frac{1}{T_{2,ap,TE_1}} - \frac{1}{T_{2,ap,TE_2}} \right) \quad (7)$$

[0047] e o termo de relaxamento intrínseco por:

$$\frac{1}{T_{2,int}} = (1 - \lambda) \frac{1}{T_{2,ap,TE_1}} + \lambda \frac{1}{T_{2,ap,TE_2}} \quad (8)$$

[0048] onde

$$\lambda = \frac{(G_1 \cdot TE_1)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2} \quad (9)$$

[0049] Depende somente da ferramenta 10 e dos parâmetros de aquisição de dados.

[0050] Usando a descrição acima, os requerentes expressam a resposta de RMN em termos de T_{2,ap,TE_1} aparente, o T_{2,ap,TE_2} aparente, e uma porosidade parcial $p_{i,j}$ corresponde ao i -ésimo T_{2,ap,TE_1i} , e ao j -ésimo T_{2,ap,TE_1j} (isto é, pontos no espaço paramétrico T_{2,ap,TE_1} e T_{2,ap,TE_2}):

$$\begin{aligned} M(t, TW, TE, G, R) = & \sum_i \sum_j p_{i,j} \left\{ 1 - \exp \left[-\frac{TW}{R} \left[(1 - \lambda) \frac{1}{T_{2,ap,TE_1,j}} + \lambda \frac{1}{T_{2,ap,TE_2,j}} \right] \right] \right\} \\ & \times \exp \left[-(1 - \lambda) \frac{t}{T_{2,ap,TE_1,j}} - \lambda \frac{t}{T_{2,ap,TE_2,j}} \right] \\ & \times \exp \left\{ -\frac{(G_1 \cdot TE_1)^2 \cdot t}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2} \left(\frac{1}{T_{2,ap,TE_1,j}} - \frac{1}{T_{2,ap,TE_2,j}} \right) \right\} \end{aligned} \quad (10)$$

[0051] onde $G_1 \cdot TE_1 > G_2 \cdot TE_2$ é presumido, assim

$$\frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}} \quad (11)$$

[0052] Aplicando a restrição de não negatividade para a taxa de relaxamento

$$\frac{1}{T_{2,int}} > 0,$$

[0053] os requerentes têm

$$\frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}} > \frac{\lambda-1}{\lambda} = \frac{(G_2 \cdot TE_2)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2}. \quad (12)$$

[0054] Combinando as equações (11) e (12), obtém-se o seguinte:

$$1 > \frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}} > \frac{(G_1 \cdot TE_2)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2} \quad (13)$$

[0055] Parte (b) – Transformação do espaço paramétrico:

[0056] A desigualdade apresentada na equação (13) indica que as respostas de RMN são configuradas para uma área na forma triangular definida por

$$\frac{(G_2 \cdot TE_2)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2}$$

[0057] E o espaço paramétrico T_{2,ap,TE_2} , como ilustrado na figura 4. A área riscada é mais convenientemente descrita no sistema de coordenadas polares, que torna mais simples fixar os parâmetros de inversão. Para este fim, o espaço paramétrico T_{2,ap,TE_1} e T_{2,ap,TE_2} é convertido no sistema de coordenadas polares (r, θ) como a seguir:

$$r = \sqrt{T_{2,ap,TE_1}^2 + T_{2,ap,TE_2}^2}$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}}, e \frac{\pi}{4} > \theta > \tan^{-1} \left(\frac{(G_2 * TE_2)^2}{(G_1 * TE_1)^2} \right)$$

[0058] No sistema de coordenadas polares, o declínio da série de ecos pode ser descrito em termos de (r, θ) :

$$M(t, TW, TE, G, R) = \sum_i \sum_j p_{i,j} \left\{ 1 - \exp \left[-\frac{TW}{R} \left[(1-\lambda) \frac{1}{r_i \sin \theta_j} + \lambda \frac{1}{r_i \cos \theta_j} \right] \right] \right\} \times \exp \left[- (1-\lambda) \frac{t}{r_i \sin \theta_j} - \lambda \frac{t}{r_i \cos \theta_j} \right] \times \exp \left[-\frac{(G * TE)^2}{(G_1 * TE_1)^2 - (G_2 * TE_2)^2} \left(\frac{t}{r_i \sin \theta_j} - \frac{t}{r_i \cos \theta_j} \right) \right] \quad (14)$$

[0059] Da equação (14), os requerentes têm:

$$\frac{\pi}{4} > \theta > \tan^{-1} \left(\frac{(G_2 * TE_2)^2}{(G_1 * TE_1)^2} \right) \quad (15)$$

[0060] O processo de inversão torna-se instável próximo a dois limites. O problema pode ser resolvido mapeando o θ para um espaço infinito com o seguinte:

$$\theta = \frac{\pi}{4} + \frac{e^{-\theta'} \cdot \left[\tan^{-1} \left(\frac{(G_2 * TE_2)^2}{(G_1 * TE_1)^2} \right) - \frac{\pi}{4} \right]}{1 + e^{-\theta'}} \quad (16)$$

[0061] onde $-\infty < \theta' < \infty$.

[0062] Parte (c) – Aplicar Restrições ao Método de Processamento de Dados:

[0063] No espaço paramétrico (r, θ) , as regiões podem ser identificadas onde nenhum fluido pode ocorrer. Assim fazendo, a precisão do processo de inversão pode ser aumentada.

[0064] Por exemplo, presumindo que a faixa T_2 intrínseca para o gás está entre 2 segundos e 8 segundos e a faixa de capacidade de difusão para o gás está entre $8 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ a $10 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, o θ máximo para o gás e o r mínimo e máximo para o gás podem ser estimados. O fluido de gás pode ser ligado por estas estimativas.

[0065] Para a água e óleo, presumindo que a capacidade de difusão máxima para água é cerca de $0,5 \times 10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$, água e óleo serão ligados por uma curva (r, θ) definida pela capacidade de difusão máxima. A curva (r, θ) é a relação

$$\frac{T_{2,ap,TE_1}}{T_{2,ap,TE_2}}$$

[0066] com a capacidade de difusão máxima

[0067] Portanto, quaisquer outras regiões podem ser consideradas como áreas improváveis para que os fluidos ocorram. Assim, estas regiões podem ser excluídas do processo de inversão.

[0068] A figura 7 ilustra uma série de seis sequências de pulsos 70 usadas para adquirir dados de RMN para determinar o perfil de invasão

usando as técnicas descritas no presente. Cada sequência de pulso 70 inclui uma pluralidade de pequenas séries ou séries de pulsos 71. Associados com cada série de pulsos 71 estão um tempo interecos e um tempo de espera. Se as diferenças na invasão não são óbvias, então todos os dados podem ser agrupados juntos para processamento como mostrado na figura 8. Três perfis de invasão podem ser obtidos a partir dos dados adquiridos a partir de seis séries de pulsos na figura 7 agrupando os dados por duas frequências adjacentes para processamento como mostrado na figura 9. Uma vantagem dos dados de agrupamento é uma relação de sinal para ruído mais alta, mas à custa de menos resolução de profundidade de investigação.

[0069] Para fins de ensinamento, as modalidades das técnicas foram apresentadas usando dois tempos interecos diferentes. Os dois tempos interecos diferentes podem ser estendidos para mais do que dois. As variações dos parâmetros de aquisição de dados podem ser geradas englobando as técnicas apresentadas no presente. A parte essencial das técnicas é adquirir os pelo menos dois conjuntos de dados usando tempos interecos diferentes que são apropriados para identificação e quantificação de fluido.

[0070] A figura 10 apresenta um método 100 para estimar um parâmetro de interesse relacionado a cada formação 4. O método 100 chama (etapa 101) para obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) a partir da ferramenta de RMN 10 investigando a formação do solo 4 com uma pluralidade de sequências de pulsos 70, cada sequência de pulsos 70 tendo uma frequência única. Em cada sequência de pulsos 70, uma primeira série de pulsos tem um primeiro tempo interecos (TE_1) e uma segunda série de pulsos tem um segundo tempo interecos (TE_2) diferente do primeiro tempo interecos. A ferramenta 10 estabelece um campo magnético e um gradiente de campo magnético na formação do solo 4. Uma profundidade de

investigação corresponde com cada frequência e uma intensidade do campo magnético. Além disso, o método 100 chama (etapa 102) para relacionar os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) com relação a um primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,ap,TE1j}$) obtido com (TE_1) e segundo um tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,ap,TE2j}$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN. Além disso, o método 100 chama (etapa 103) para resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos. Além disso, o método 100 chama (etapa 104) para somar pelo menos uma da porosidade parcial e o volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para fornecer pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido. Além disso, o método 100 chama (etapa 105) para associar pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com a correspondente profundidade de investigação para prover o parâmetro de interesse.

[0071] Em defesa dos presentes ensinamentos, vários componentes de análise podem ser usados, incluindo um sistema digital e/ou analógico. Por exemplo, a unidade eletrônica 8 ou o sistema de processamento 9 pode incluir o sistema digital e/ou analógico. O sistema pode ter componentes tais como processador, meios de armazenamento, memória, entrada, saída, *link* de comunicações (com fio, sem fio, lodo pulsante, ótico ou outro), interfaces do usuário, programas de software, processadores de sinal (digital ou analógico) e outros tais componentes (tais como resistores, capacitores, indutores e outros) para prover operação e análise dos aparelhos e métodos descritos no presente em qualquer um dos vários modos bem apreciados na técnica. Considera-se que estes ensinamentos podem

ser, mas não precisam ser, executados em conjunto com um conjunto de instruções executáveis por computador armazenadas em um meio legível por computador, incluindo memória (ROMs, RAMs), ótico (CD-ROMs), ou magnético (discos, unidades rígidas), ou qualquer outro tipo que quando executado faz com que um computador execute o método da presente invenção. Estas instruções podem prover operação de equipamentos, controle, coleta e análise de dados e outras funções consideradas relevantes por um projetista, proprietário, usuário do sistema ou outras desse pessoal, além das funções descritas nesta divulgação.

[0072] Além disso, vários outros componentes podem ser incluídos e chamados para prover os aspectos dos presentes ensinamentos. Por exemplo, um suprimento de energia (por exemplo, pelo menos um gerador, um suprimento remoto e uma bateria), componente de resfriamento, componente de aquecimento, ímã, eletroímã, sensor, eletrodo, transmissor, receptor, transceptor, antena, controlador, unidade ótica, unidade elétrica ou unidade eletromecânica podem ser incluídos para suporte dos vários aspectos discutidos no presente ou em defesa de outras funções além desta divulgação.

[0073] Os elementos das modalidades são introduzidos com qualquer dos artigos "um" ou "uma". Os artigos são pretendidos para significar que existem um ou mais dos elementos. Os termos "incluindo" e "tendo" e seus derivados são pretendidos para ser inclusivos de modo que possa haver elementos adicionais diferentes do que os elementos listados. A conjunção "ou" quando usada com uma lista de pelo menos dois termos é pretendida para significar qualquer termo ou combinação de termos. Os termos "primeiro" e "segundo" são usados para distinguir elementos e não são usados para significar uma ordem particular.

[0074] Será reconhecido que os vários componentes ou tecnologias podem prover certa funcionalidade ou aspectos necessários ou

benéficos. Consequentemente, estas funções e aspectos, como podem ser necessários em defesa das reivindicações anexas e variações das mesmas, são reconhecidos como sendo inerentemente incluídos como uma parte dos presentes ensinamentos e uma parte da invenção divulgada.

[0075] Embora a invenção tenha sido descrita com referência a modalidades exemplares, será entendido que várias trocas podem ser feitas e equivalentes podem ser substituídos por elementos dos mesmos sem sair do escopo da invenção. Além disso, muitas modificações serão apreciadas para adaptar um instrumento particular, situação ou material aos ensinamentos da invenção sem sair do escopo essencial das mesmas. Portanto, é pretendido que a invenção não seja limitada à modalidade particular divulgada como o melhor modo contemplado para realizar esta invenção, mas que a invenção incluirá todas as modalidades que estão dentro do escopo das reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, o método **caracterizado pelo fato de que** compreende:

(a) obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) a partir de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulsos de energia de rádio frequência, cada sequência de pulso tendo uma frequência única, uma primeira série de pulsos tendo um primeiro tempo intereco (TE_1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo intereco (TE_2) diferente do primeiro tempo intereco, a ferramenta estabelecendo um gradiente de campo magnético na formação do solo em que uma profundidade de investigação corresponde com cada frequência e o gradiente de campo magnético;

(b) relacionar os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) relacionados a um primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE1,t}$) obtido com (TE_1) e um segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE2,j}$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN;

(c) resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos;

(d) somar pelo menos uma da porosidade parcial e o volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total; e

(e) associar pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com a correspondente profundidade de investigação para prover o parâmetro de interesse.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado**

pelo fato de que o fluido é pelo menos um de um gás e um líquido.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado pelo fato de que** o fluido é um filtrado.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** a porosidade parcial compreende uma função de tempo t , um tempo de espera (TW) entre as séries de pulsos, um primeiro gradiente de campo magnético (G_1) aplicado à região, um segundo gradiente de campo magnético (G_2) aplicado à região, o primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE1,t}$), o segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE2,j}$), e uma relação (R) de tempo de relaxamento longitudinal para tempo de relaxamento transversal intrínseco ($T_1/T_{2,int}$) em que G_1 e $T_{2,app,TE1,t}$ estão associados com a série de pulsos tendo o primeiro tempo intereco (TE_1) e G_2 e $T_{2,app,TE2,j}$ estão associados com a série de pulsos tendo o segundo tempo intereco (TE_2).

5. Método, de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado pelo fato de que** a relação de RMN compreende:

$$M(t, TW, TE, G, R) = \sum_i \sum_j p_{i,j} \left\{ 1 - \exp \left[-\frac{TW}{R} \left[(1 - \lambda) \frac{1}{T_{2,app,TE1,i}} + \lambda \frac{1}{T_{2,app,TE2,j}} \right] \right] \right\} \\ \times \exp \left[-(1 - \lambda) \frac{t}{T_{2,app,TE1,i}} - \lambda \frac{t}{T_{2,app,TE2,j}} \right] \\ \times \exp \left[-\frac{(G_1 \cdot TE_1)^2 \cdot t}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2} \left(\frac{1}{T_{2,app,TE1,i}} - \frac{1}{T_{2,app,TE2,j}} \right) \right] \\ \text{onde } \lambda = \frac{(G_1 \cdot TE_1)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2},$$

6. Método, de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado pelo fato de que** a relação de RMN compreende:

$$M(t, TW, TE, G, R) = \sum_i \sum_j p_{i,j} \left\{ 1 - \exp \left[-\frac{TW}{R} \left[(1 - \lambda) \frac{1}{r_i \sin \theta_j} + \lambda \frac{1}{r_i \cos \theta_j} \right] \right] \right\} \\ \times \exp \left[- (1 - \lambda) \frac{t}{r_i \sin \theta_j} - \lambda \frac{t}{r_i \cos \theta_j} \right] \\ \times \exp \left[-\frac{(G \cdot TE)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2} \left(\frac{t}{r_i \sin \theta_j} - \frac{t}{r_i \cos \theta_j} \right) \right]$$

$$\text{onde } \lambda = \frac{(G_1 \cdot TE_1)^2}{(G_1 \cdot TE_1)^2 - (G_2 \cdot TE_2)^2},$$

G e TE representam qualquer gradiente de campo magnético e qualquer tempo intereco, respectivamente, usados na obtenção de dados de RMN e r e θ representam coordenadas polares.

7. Método, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado pelo fato de que** G representa G_1 e TE representa TE_1 .

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** a primeira série de pulsos é aplicada antes da segunda série de pulsos, e uma duração da primeira série de pulsos é menor do que uma duração da segunda série de pulsos.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado pelo fato de que** a duração da segunda série de pulsos é pelo menos três vezes maior do que a duração da primeira série de pulsos.

10. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** resolver compreende inversão do modelo de resposta de RMN.

11 Método, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de que** compreende ainda agrupar os dados RMN em grupos com duas sequências de pulsos, em que uma diferença entre as frequências das duas sequências de pulsos é um mínimo em relação a todas as frequências utilizadas para obter os dados RMN e a aplicação da inversão a cada grupo separadamente, sendo o agrupamento efetuado antes da resolução.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** compreende ainda determinar um fluido no volume de poro de um rádio de TE_2/TE_1 .

13. Método, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de que** o fluido compreende um gás.

14. Método, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de que** o fluido compreende um líquido.

15. Método, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de que** compreende ainda agrupar os dados de RMN em um grupo antes de resolver, o único grupo tendo uma relação de sinal para ruído maior do que cada sequência de pulsos individual.

16. Método, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de que** compreende ainda mapear uma distribuição de fluido em um plano $r-\theta$ representando a região usando coordenadas polares.

17. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o parâmetro de interesse compreende um perfil de invasão.

18. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o parâmetro de interesse compreende um limite da formação do solo.

19. Aparelho para obter um parâmetro de interesse relacionado a uma formação do solo, o aparelho **caracterizado pelo fato de que** compreende:

(a) um sistema de processamento configurado para implementar as seguintes instruções:

obter dados de ressonância magnética nuclear (RMN) a partir de uma ferramenta de RMN investigando a formação do solo com uma pluralidade de sequências de pulsos de energia eletromagnética,

cada sequência de pulso tendo uma frequência única, e uma primeira série de pulsos com um primeiro tempo intereco (TE_1) e uma segunda série de pulsos tendo um segundo tempo intereco (TE_2) diferente do primeiro tempo intereco, a ferramenta estabelecendo um gradiente de campo magnético na formação do solo em que uma profundidade de investigação corresponde com cada frequência e o gradiente de campo magnético;

(b) relacionar os dados de RMN a uma porosidade parcial em pontos (ij) relacionados a um primeiro tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE1,t}$) obtido com (TE_1) e um segundo tempo de relaxamento transversal aparente ($T_{2,app,TE2,j}$) obtido com (TE_2) para estabelecer um modelo de resposta de RMN;

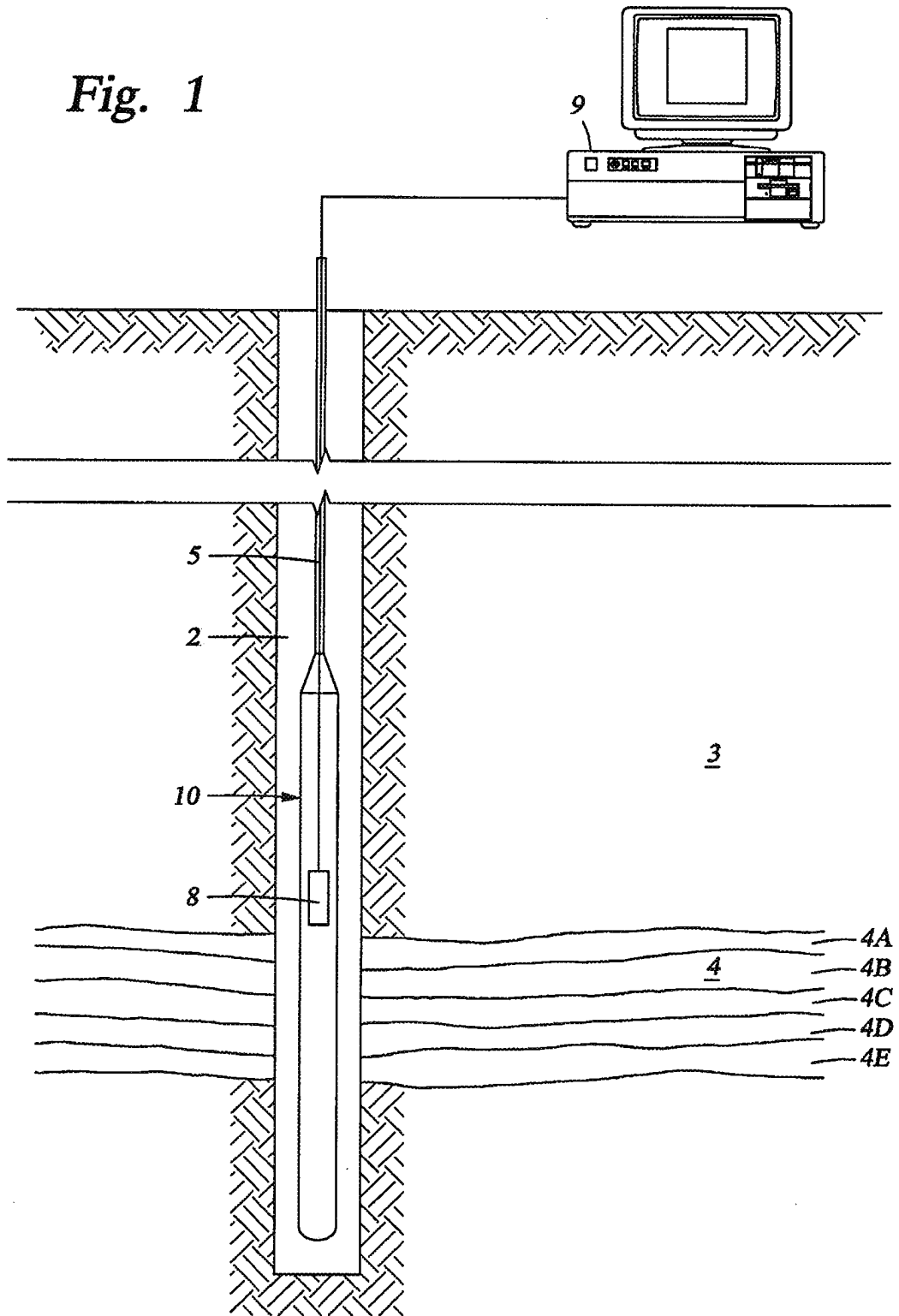
(c) resolver o modelo de resposta de RMN para calcular pelo menos uma da porosidade parcial e um volume de poro carregado com fluido em cada um dos pontos na formação do solo;

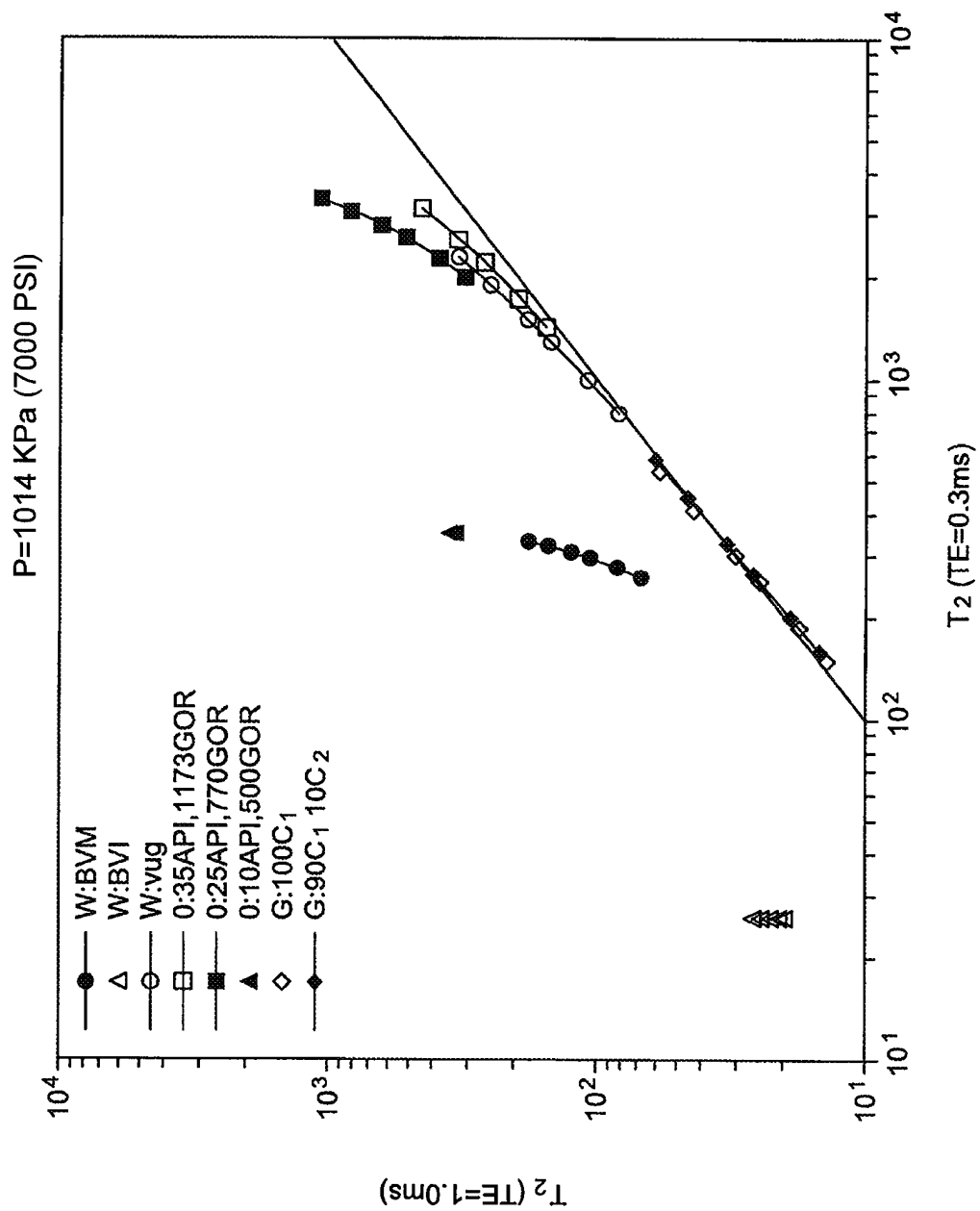
(d) somar pelo menos uma da porosidade parcial e o volume de poro carregado com fluido para cada um dos pontos correspondendo a cada profundidade de investigação para prover pelo menos um de um volume de poro e um volume de poro carregado com fluido total; e

(e) associar pelo menos um de cada volume de poro e cada volume de poro carregado com fluido total com a correspondente profundidade de investigação para prover o parâmetro de interesse.

20. Aparelho, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de que** compreende ainda a ferramenta de perfilagem de RMN.

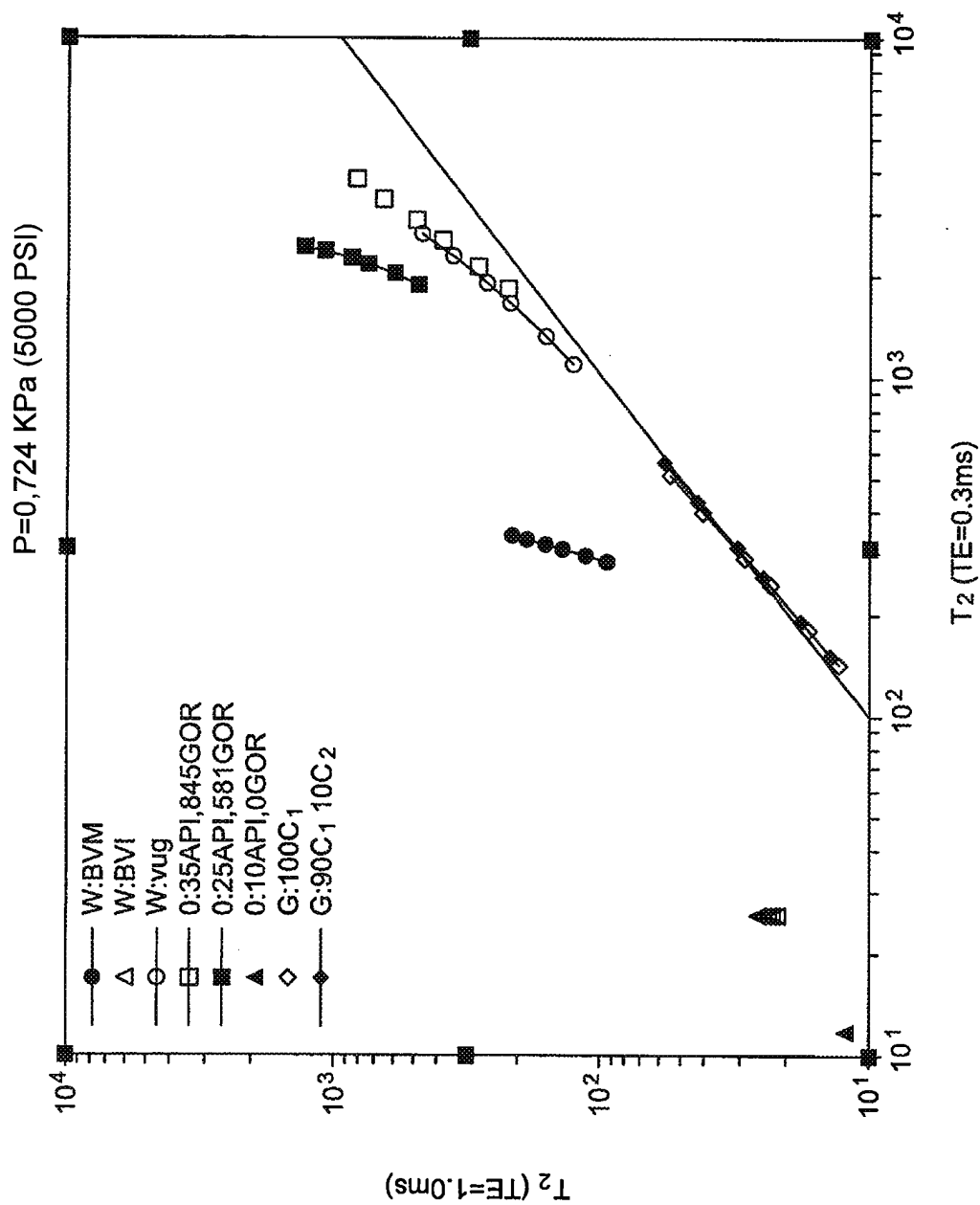
21. Aparelho, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de que** o parâmetro de interesse compreende pelo menos um de um perfil de invasão e um limite.

Fig. 1



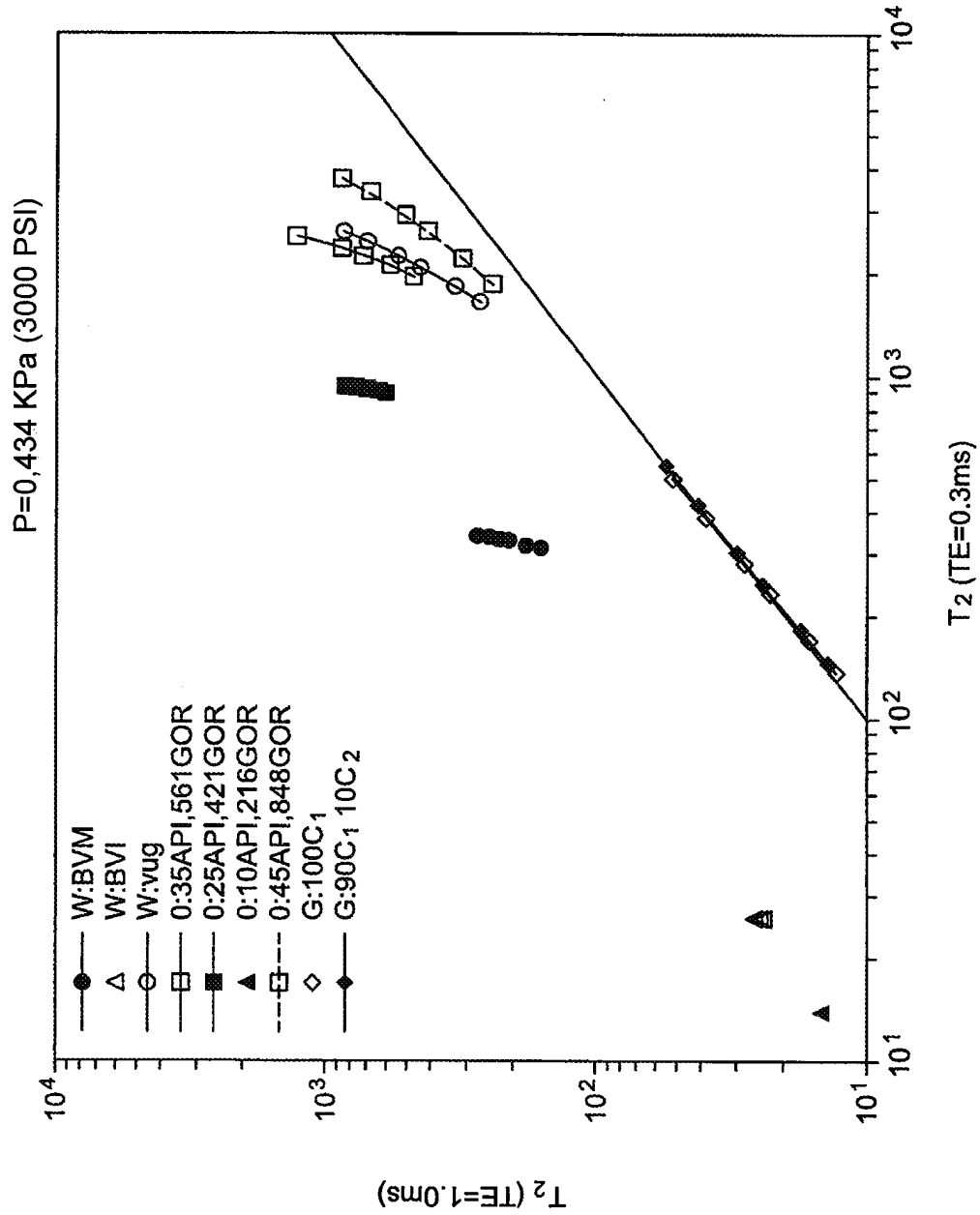
T_2 (TE=0.3ms)

Fig. 2



T_2 (TE=0.3ms)

Fig. 3



T_2 (TE=0.3ms)

Fig. 4

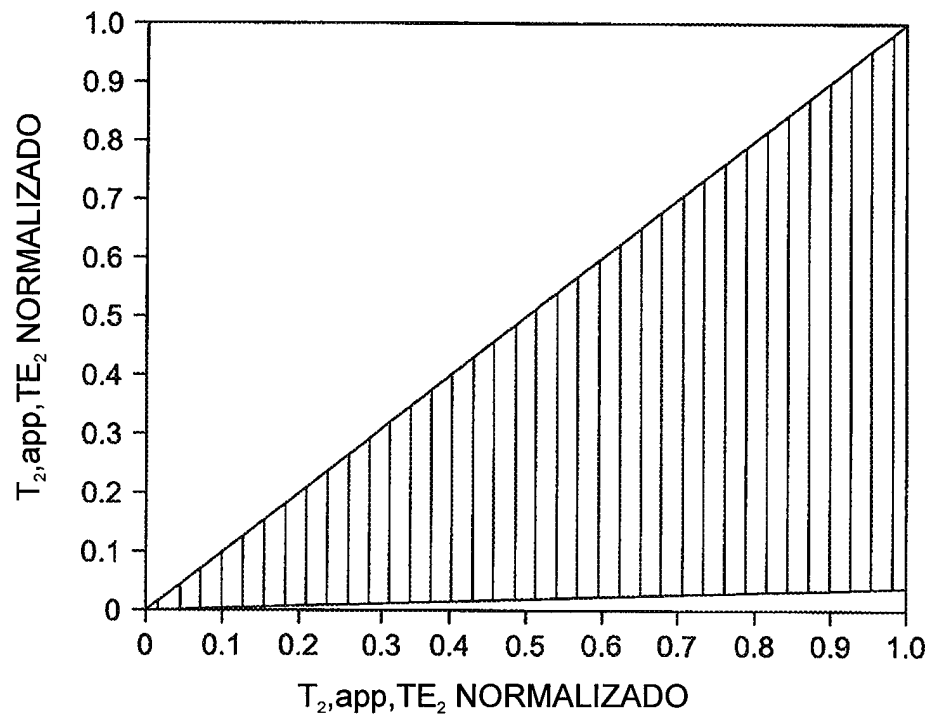


Fig. 5

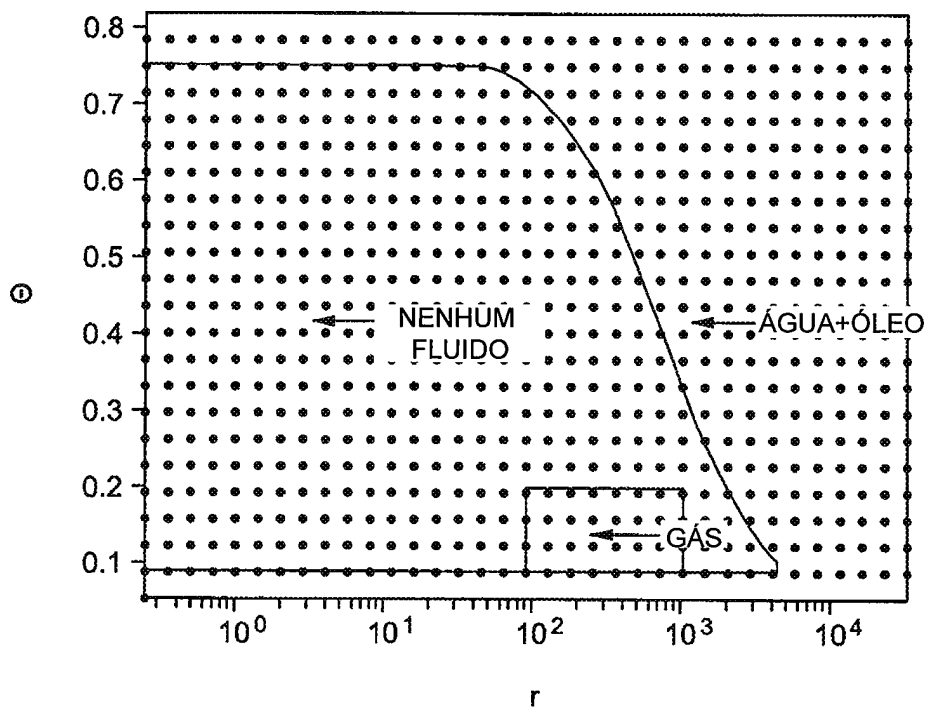
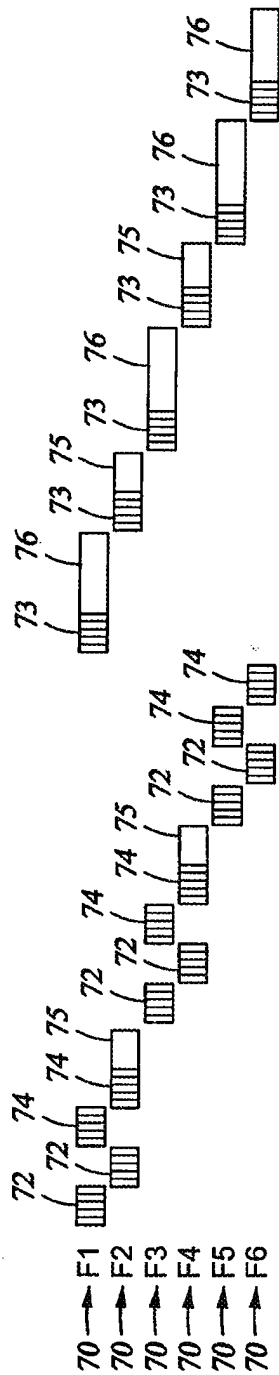


Fig. 6

SEQUÊNCIA DO PERFIL DE INVASÃO DE GÁS



O TEMPO PARA CICLIZAÇÃO ATRAVÉS DA SEQUÊNCIA COMPLETA É CERCA DE 28 SEGUNDOS

72	TE=0.3MS, TW=11S
73	TE=1.0MS, TW=11S, ELTH=700 (EXTENSÃO DE ECO)
74	TE=0.3MS, TW=1S, ELTH=3300
75	TE=0.3MS, TW=20MS, ELTH=33, EXTENSÃO=1 S
76	TE=0.3MS, TW=20MS, ELTH=33, EXTENSÃO=2 S

SE FUNCIONANDO 60,96 CM (2 PÉS)/MIN, OBTEMOS CERCA DE 30,48 CM (1 PÉ)/AMOSTRA

Fig. 7

SE VERIFICAMOS QUE A DIFERENÇA DE INVASÃO NÃO É ÓBVA, TODOS OS DADOS PODEM SER AGRUPADOS JUNTOS



POR CICLO DE TEMPO: CERCA DE 28 SEGUNDOS

6  72

PRESSUPOSTOS:

POR PAP (PAR ALTERNATIVO DE FASE) = 5 pu; NÚMERO DE FREQUÊNCIA = 6

ESPERADO:

$$CHI = 5/\sqrt{12} = 1.44 \text{ pu}$$

MEDICÃO DA QUALIDADE DE DADOS E QUALIDADE DE AJUSTE DE DADOS PARA MODELO DE INVERSÃO)

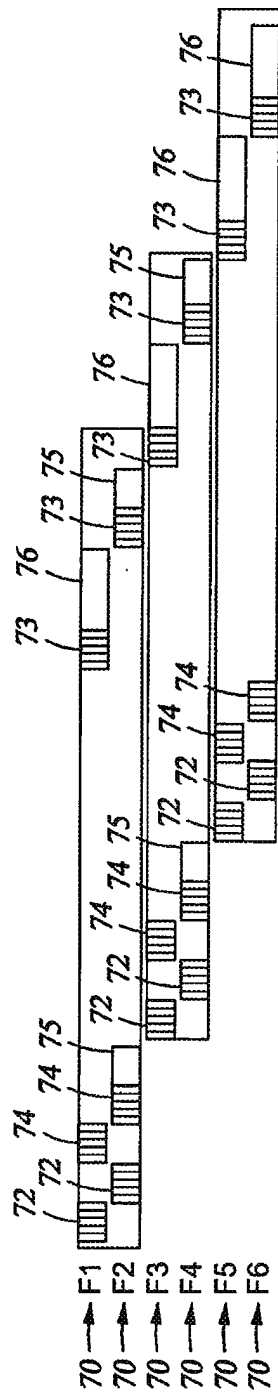
12

76

Fig. 8

PROCESSAMENTO DE PERFIS DE INVASÃO

GRUPO POR DUAS FREQUÊNCIAS ADJACENTES PARA OBTER TRÊS PERFIS



POR CICLO

2 — 72

2 — 73

2 — 74

2 — 75

— 76

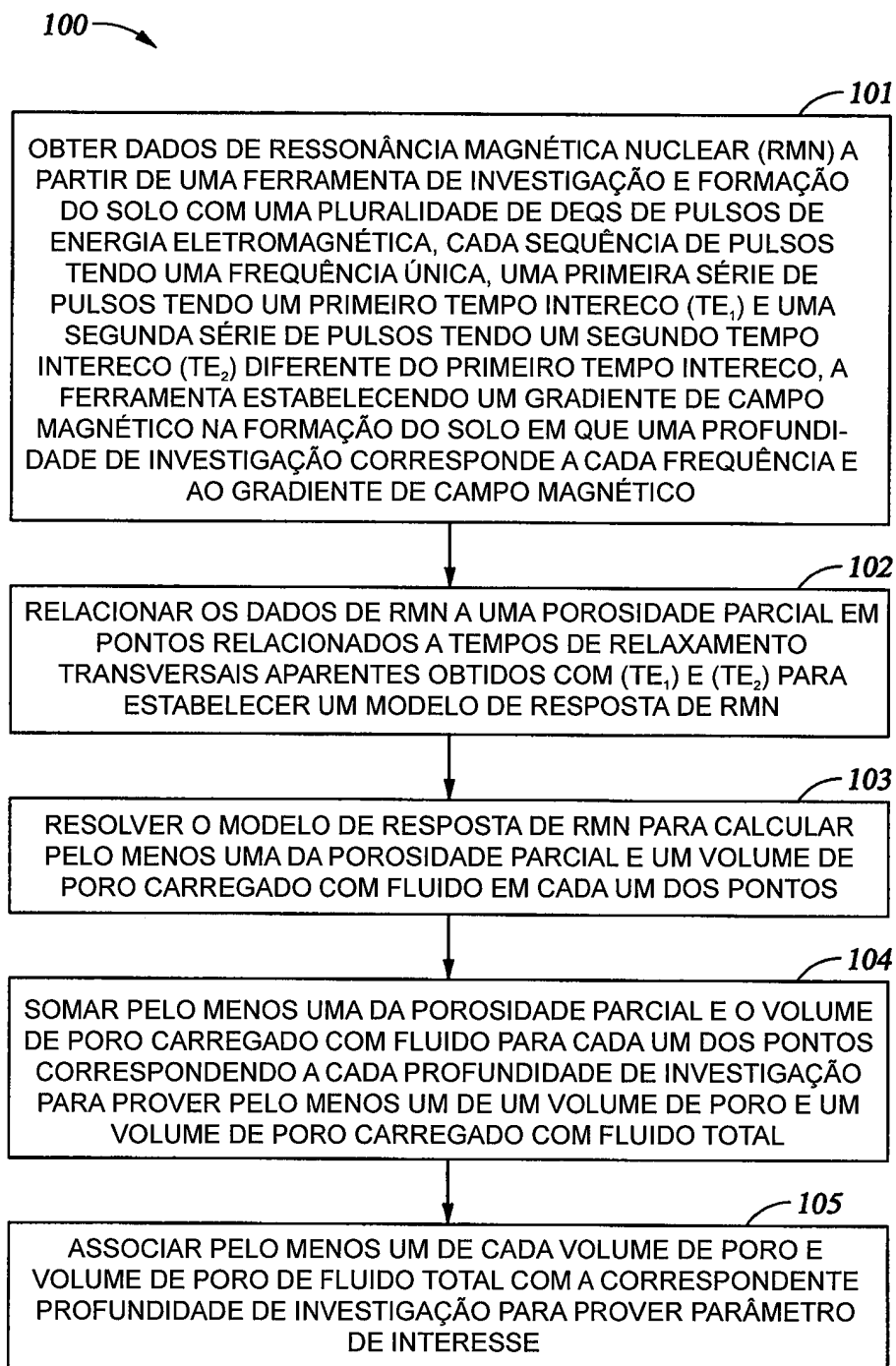
PRESSUPOSTOS:

POR RUÍDO DE ECO DE PAP = 5 pu; NÚMERO DE FREQUÊNCIAS = 2

ESPERADO:

CHI = $5\sqrt{12} = 1.44$ pu

Fig. 9

*Fig. 10*