



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

**(11) PI 0908032-5 B1**



**(22) Data do Depósito: 20/02/2009**

**(45) Data de Concessão: 02/04/2019**

---

**(54) Título:** MÉTODO E FERRAMENTA DE PERFILAGEM DE RMN PARA DETERMINAR PARÂMETRO DE INTERESSE DE GÁS EM FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR

**(51) Int.Cl.:** G01V 3/14; E21B 47/12; G01R 33/44; E21B 47/01.

**(30) Prioridade Unionista:** 20/02/2008 US 12/034,469.

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

**(72) Inventor(es):** SONGHA CHEN.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2009034698 de 20/02/2009

**(87) Publicação PCT:** WO 2009/105659 de 27/08/2009

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 20/08/2010

**(57) Resumo:** MÉTODO E FERRAMENTA DE PERFILAGEM DE RMN PARA DETERMINAR PARÂMETRO DE INTERESSE DE GÁS EM FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR A presente invenção refere-se a um primeiro trem de ecos de RMN que é adquirido com um único TE. Um segundo trem de ecos de RMN que é adquirido com uma primeira porção que tem o mesmo TE e a segunda porção que tem um TE mais longo. Quando as medições são feitas com um baixo gradiente de campo magnético, o processamento dos dois trens de ecos pode ser utilizado para determinar um gás na formação.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO E FERRAMENTA DE PERFILAGEM DE RMN PARA DETERMINAR PARÂMETRO DE INTERESSE DE GÁS EM FORMAÇÃO TERRESTRE E PRODUTO DE MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR"**.

5 ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

A presente invenção refere-se a um método para identificar um gás em formações geológicas e especificamente relacionado a identificar um gás de dados de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) obtidos em uma região de gradiente de baixo campo magnético em uma formação geológica.

10 DESCRIÇÃO DA TÉCNICA RELATIVA

É feito frequentemente um levantamento de poços de óleo para determinar uma ou mais propriedades geológicas, petrofísicas, geofísicas, e de produção de poço ("parâmetros de interesse") utilizando instrumentos de medição eletrônicos transportados para dentro do furo de poço por um umbilical tal como um cabo, um fio, tubaria, tubo de perfuração ou tubulação espiral. Uma variedade de técnicas é utilizada para determinar a presença e a estimativa de quantidades de hidrocarbonetos (óleo e gás) em formações terrestres. Estes métodos são designados para determinar, entre outras coisas, a resistividade, a porosidade e a permeabilidade da formação rochosa que circunda o furo de poço perfurado para a recuperação dos hidrocarbonetos. Tipicamente, as ferramentas projetadas para prover as informações desejadas são utilizadas para perfilar o furo de poço. Mais recentemente, os furos de poço têm sido perfilados durante a perfuração, o que é referido como medição durante a perfuração (MWD) ou perfilagem durante a perfuração (LWD).

Uma técnica recentemente desenvolvida envolve utilizar as ferramentas e métodos de perfilagem de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) para determinar, entre outras coisas, a porosidade, a saturação de hidrocarbonetos e a permeabilidade das formações rochosas. As ferramentas de perfilagem de RMN são utilizadas para excitar os núcleos dos líquidos nas formações geológicas que circundam o furo de poço de modo que certos parâmetros tais como a densidade de spin, o tempo de relaxamento longitu-

dinal (geralmente referido na técnica como  $T_1$ ) e o tempo de relaxamento transversal (geralmente referido na técnica como  $T_2$ ) das formações geológicas podem ser medidos. De tais medições, a porosidade, a permeabilidade e a saturação de hidrocarbonetos são determinadas. Estas quantidades pro-  
 5 veem informações valiosas sobre a composição das formações geológicas e a quantidade de hidrocarbonetos extraíveis.

As ferramentas de RMN geram um campo magnético estático uniforme ou quase uniforme em uma região de interesse que circunda o furo de poço. A RMN opera com base no fato que os núcleos de muitos elemen-  
 10 tos têm momentos angulares (spin) e um momento magnético. Os núcleos têm uma frequência ressonante de Larmor característica relativa à magnitude do campo magnético nas suas localidades. Ao longo do tempo os spins alinham-se ao longo de um campo magnético externamente aplicado. Esta situação de equilíbrio pode ser perturbada por um pulso de um campo mag-  
 15 nético oscilante, o qual inclina os spins com frequência ressonante dentro da largura de banda do campo magnético oscilante afastando da direção de campo estático. Para os spins que estão exatamente em ressonância, o ângulo  $\theta$  através do qual os spins são inclinados é dado pela equação:

$$\theta = \gamma B_1 t_p \quad (1)$$

20 em que  $\gamma$  é a razão giromagnética,  $B_1$  é a intensidade de campo efetiva do campo oscilante e  $t_p$  é a duração do pulso de RF.

Após a inclinação, os spins avançam ao redor do campo estático a uma frequência específica conhecida como a frequência Larmor  $\omega_0$ , dada por

$$\omega = \gamma B_0 \quad (2)$$

25 onde  $B_0$  é a intensidade de campo estático. Ao mesmo tempo, os spins retornam para a direção de equilíbrio (isto é, alinhados com o campo estático) de acordo com um tempo de declínio exponencial conhecido como o tempo de relaxamento de treliça de spin, ou tempo de relaxamento longitudinal  $T_1$ .  
 30 Para os núcleos de hidrogênio,  $\gamma/2\pi = 4258$  Hz/Gauss, de modo que um campo estático de 235 Gauss produz uma frequência de avanço de 1 MHz. O  $T_1$  de fluido dentro dos poros é controlado totalmente pelo ambiente mole-

cular e é tipicamente dez a mil milissegundos em rochas.

Tipicamente, a medição de fenômenos relativos a RMN na formação terrestre é executada concedendo algum tempo para o campo magnético estático polarizar os núcleos na formação em uma direção substancialmente ao longo da direção do campo magnético estático. Um primeiro dos pulsos de rádio frequência (RF) passado através da antena tem uma magnitude e uma duração selecionadas para reorientar a magnetização nuclear por aproximadamente 90 graus de sua orientação anterior. Este pulso é referido na técnica anterior como o pulso  $\pi/2$ , o pulso de 90°, e o pulso de excitação, entre outros. Após um tempo de espera (TW) selecionado, sucessivos pulsos de RF são passados através da antena, cada um destes tendo uma magnitude e uma duração selecionadas para reorientar os eixos geométricos de spin nucleares por aproximadamente 180° de suas orientações imediatamente anteriores de modo a permitir que os eixos geométricos de spin nucleares "refaseiem" ou realinhem uns com os outros. Estes pulsos de refaseagem são referidos na técnica anterior como os pulsos B, os pulsos de 180°, os pulsos  $\pi$ , e os pulsos de refocalização, entre outros. Os sinais induzidos, conhecidos como "ecos de spin", são geralmente medidos durante o intervalo de tempo entre cada um sucessivo dos pulsos de RF de "180 graus". A sucessão de medições de eco de spin é geralmente conhecida como uma "sequência". A amplitude dos sinais de eco de spin, e a taxa na qual as amplitudes de eco de spin mudam durante uma sequência de medição, estão relacionadas com as propriedades de interesse das formações terrestres, tais como o volume fracionário de espaço de poro (porosidade) e as propriedades de fluidos presentes dentro dos espaços de poros. A frequência do campo magnético de RF necessária para reorientar a magnetização nuclear, a qual é a frequência dos sinais de eco de spin, está relacionada com a amplitude do campo magnético estático e um fator, conhecido como a razão giromagnética  $\gamma$ , a qual é única para cada isótopo. Para a avaliação de formações terrestres, a amplitude de campo magnético estático e a frequência de campo magnético de RF são tipicamente selecionadas para excitar os fenômenos de RMN em núcleos de hidrogênio, apesar de outros

núcleos poderem ser utilizados para a avaliação de RMN de formações terrestres.

Uma sequência padrão de pulsos de RF utilizados para medir o relaxamento transversal verdadeiro (não relacionado com a não homogeneidade macroscópica do campo magnético estático) é a sequência de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). A sequência de CPMG está descrita, por exemplo, em *Experimental Pulse RMN: A Nuts and Bolts Approach* por E.Fuhushima, S.B.W.Roeder. Esta sequência compreende um primeiro pulso de RF de excitação (pulso  $\pi/2$ ) que inclina a magnetização de um eixo geométrico Z para dentro do plano X-Y seguido por uma pluralidade de pulsos de RF de refocalização (pulsos  $\pi$ ). O período de repetição da pluralidade de pulsos de refocalização é o dobro do comprimento de tempo entre o centro do pulso de excitação e o centro do primeiro pulso de refocalização. O sinal de eco de spin, o qual resulta da refocalização de isocromatos de spin, aparece entre os pulsos de refocalização. As amplitudes dos ecos representam pontos sobre uma curva de relaxamento  $T_2$ . Esta curva é então decomponível em termos exponenciais de modo a diferenciar entre os tipos de substâncias presentes e/ou, no caso de um fluido aprisionado dentro de uma estrutura porosa, para caracterizar o meio poroso.

A sequência de CPMG utiliza um pulso de inclinação de  $90^\circ$  seguido por uma pluralidade de pulsos de refocalização de  $180^\circ$ . Resultados similares podem ser obtidos pela utilização de pulsos de refocalização que têm um ângulo de inclinação na faixa de  $135^\circ$  a  $180^\circ$ . Vide Patente U.S. Número 6.466.013 para Hawkes et al., e Patente U.S. Número 6.163.153 para Reiderman, ambas tendo o mesmo cessionário que a presente descrição. A sequência de pulsos ali descrita pode ser referida como a Sequência de Pulsos de Refasagem Ótima (ORPS).

É difícil identificar e estimar as quantidades de gás utilizando uma sequência de CPMG padrão devido às intensidades relativas dos sinais das fases líquida e de gás. Os métodos anteriores de identificação de gás de hidrocarboneto baseada em RMN estão baseados em uma de duas propostas. A primeira proposta utiliza dois ou mais tempos de espera (TW) para

obter um contraste em polarização entre os fluidos de fase líquida e o gás de hidrocarboneto. Este método baseia-se sobre o tempo de relaxamento longitudinal  $T_1$  sendo diferente entre o gás e os líquidos assim como uma seleção apropriada de parâmetros de TW. Uma realização típica deste método está descrita na Patente U.S. Número 5.498.960, por Vinegar *et al.* Este método é limitado pelo fato de que a formação geralmente não contém líquidos que relaxam lentamente de modo que o contraste de polarização entre o líquido e o gás seja adequado. O óleo de baixa viscosidade e a água em rochas de carbonato podem ter longos valores de  $T_1$  comparáveis àquele do gás, por meio disto invalidando uma proposta baseada em contraste de polarização.

A segunda proposta está baseada na determinação do contraste de difusão entre as fases de gás e líquida. Um gradiente de campo magnético é tipicamente utilizado para obter o contraste de difusão, já que o contraste de declínio de sinal de RMN de fluido depende de

$$\exp\left(-\frac{t}{T_{2D}}\right) \quad (3)$$

onde

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{\gamma^2 \cdot G^2 \cdot TE^2 \cdot D}{12}, \quad (4)$$

onde  $\gamma$  é a razão giromagnética do núcleo que está sendo medido,  $G$  é o gradiente de campo magnético,  $TE$  é o parâmetro de sequência de aquisição de dados denominado tempo interecos, e  $D$  é a difusividade do fluido. A seleção da combinação de  $G$  e  $TE$  é crítica para o discernimento dos líquidos e do gás. A intensidade do gradiente de campo é frequentemente determinada pelo projeto da configuração de campo magnético, e as frequências de operação assim estão substancialmente limitadas para variar. Apesar de que conceitualmente é possível selecionar um longo valor de  $TE$  para compensar por um baixo gradiente de campo, na prática, a seleção de  $TE$  mais longo é também sabida ser limitada. Um  $TE$  longo reduz a taxa de amostragem de trem de ecos e é prejudicial para os componentes de relaxamento rápido, especialmente para aqueles com  $T_2$  menor do que ou comparável com  $TE$ . Assim o trem de ecos de  $TE$  longo pode resultar em uma

grande incerteza em estimativas de porosidade, Água Limitada Por Argila (CBW), e Volume Bruto Irredutível (BVI), por exemplo.

Mais recentemente uma combinação do método de  $T_1$  versus  $T_2$  aparente foi utilizado para a identificação de gás. A Patente U.S. Número 7.298.142 para Hursan *et al.*, e cedida para Baker Hughes Incorporated descreve o método de utilizar uma razão de  $T_1/T_{2app}$  para a identificação de gás. Este método utiliza um contraste entre o tempo de relaxamento intrínseco e o tempo de relaxamento aparente. No entanto, como o tempo de relaxamento é

$$\frac{1}{T_{2app}} = \frac{1}{T_{2intr}} + \frac{1}{T_{2D}} \approx \frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_{2D}}$$

(3)

10

o método ainda baseia-se na presença de uma intensidade de gradiente adequada.

Uma ferramenta de perfilagem de RMN inclui um ímã que gera um campo magnético estático em um volume sensível de uma formação terrestre para alinhar os spins nucleares dentro deste. Dependendo da configuração e da geometria do ímã, o campo magnético correspondente no volume sensível pode ou quase ser uniforme, ou ter um gradiente linear ou não linear. Este gradiente pode ser calculado, e o seu efeito sobre a interpretação de dados pode ser considerado quantitativamente.

20

Para uma ferramenta de perfilagem de RMN posicionada dentro de um furo de poço, o campo magnético estático penetra na formação de rocha porosa e também produz uma magnetização. Uma rocha de formação tipicamente contém uma matriz e um fluido (líquido ou gás) que ocupa o espaço de poros dentro da matriz. Os minerais da matriz têm uma susceptibilidade magnética de  $\chi_m$  a qual pode ser diferente daquela dos fluidos,  $\chi_f$ . Assim, na interface da matriz e do fluido, um "gradiente de campo interno", que surge da diferença de susceptibilidade de campo magnético, ocorre, como mostrado na Equação (5):

25

$$G_{int} = \frac{(\chi_m - \chi_f) \cdot H}{r} = \frac{\Delta\chi \cdot H}{r} \quad (5)$$

A magnitude do gradiente de campo interno varia de um ponto para outro dentro do espaço de poros, e é dependente da intensidade de campo magnético,  $H$ , e da curvatura,  $1/r$ , na interface. Devido à heterogeneidade em minerais rochosos e geometria de poros, nem  $\chi_m$  nem  $r$  podem ser bem estimados, deixando uma grande incerteza no valor de  $G_{int}$ . Portanto, o efeito de  $G_{int}$  sobre a interpretação de dados de perfilagem de RMN pode não ser bem considerado.

Um gradiente de campo magnético afeta as medições de RMN aumentando a defasagem de spin, por meio disto resultando no melhoramento de declínio de indução livre, eco de spin ou declínio de trem de ecos. Em um trem de ecos de CPMG, por exemplo, o melhoramento de declínio de trem de ecos pode ser descrito como uma introdução de uma taxa de declínio adicional,

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{(\gamma \cdot G \cdot TE)^2 \cdot D}{12} \quad (6)$$

onde  $\gamma$  é a razão giromagnética,  $G$  é o gradiente de campo magnético o qual inclui tanto o gradiente designado de instrumento de RMN quanto o gradiente de campo interno, e  $TE$  é o espaçamento de eco. A difusividade,  $D$ , é uma propriedade fluido.

A incerteza de  $G_{int}$  introduz uma incerteza em  $T_{2D}$ , resultando em principalmente dois efeitos prejudiciais sobre a análise de dados de perfilagem de RMN. Primeiramente, a incerteza que surge de  $G_{int}$  resulta em uma relação incerta entre  $T_{2int}$  e  $T_{2app}$  e, portanto, em incerteza de estimativa de distribuição de tamanho de poro de formação. A relação entre  $T_{2int}$  e  $T_{2app}$  é:

$$\frac{1}{T_{2int}} = \frac{1}{T_{2app}} - \frac{1}{T_{2D}} \quad (7)$$

Como a análise de distribuição de tamanho de poro baseada em RMN está baseada na distribuição de tempo de relaxamento intrínseco  $T_{2int}$ , mas o declínio de eco medido corresponde à distribuição de tempo de relaxamento aparente  $T_{2app}$ , qualquer incerteza que surja de  $G_{int}$  resulta em incerteza na distribuição de tamanho de poro de formação. Segundamente, a incerteza de  $G_{int}$  leva a erros na identificação de fluido e/ou análise de pro-

priedade, já que o discernimento de diferentes tipos de fluidos frequentemente é executado pelo contraste de seu  $T_{2int}$  ou  $T_{2D}$  ou ambos.

O efeito de  $T_{2D}$  sobre o valor de  $T_{2int}$  pode ser reduzido fazendo TE pequeno. Por outro lado, se alguém basear-se no contraste de difusividade para a tipificação de fluido, alguém não está interessado em reduzir o TE para minimizar o contraste de difusão em declínio de eco. Assim, existe uma necessidade para um método para identificar uma saturação de gás utilizando sequências de RMN em baixos gradientes de campo.

### SUMÁRIO DA DESCRIÇÃO

10 Em um aspecto a presente descrição provê um método para determinar um parâmetro de interesse de um gás em um volume de uma formação terrestre penetrada por um furo de poço. O método inclui pulsar uma ferramenta de perfilagem de RMN dentro do furo de poço com uma primeira sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo TEs para obter um primeiro trem de ecos; pulsar a ferramenta de perfilagem de RMN com uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçado por TEs e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por TEI em que TEI > TEs, para obter um segundo trem de ecos; processar o primeiro de trem de ecos e o segundo trem de ecos para estimar o valor de uma saturação de gás da formação; e gravar o valor estimado em um meio adequado. Em um aspecto do método, pelo menos um dos pulsos de refocalização tem um ângulo de inclinação menor do que  $180^\circ$ .

O método pode incluir obter o primeiro e o segundo trens de ecos de RMN de uma região de baixo gradiente de campo magnético na formação. Alternativamente, o primeiro e o segundo trens de ecos podem ser obtidos de um de: (i) uma região próxima do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de baixo gradiente, e (ii) uma região distante do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de alto gradiente. Onde o primeiro e o segundo trens de ecos são obtidos de um fluido de fase úmida em um gra-

diente de campo magnético, o método inclui selecionar a primeira e a segunda sequências de pulsos para reduzir o efeito do gradiente de campo magnético sobre o primeiro e o segundo trens de ecos obtidos.

Em um aspecto, um valor de  $G \cdot TE_L$  é selecionado para permitir  
5 distinguir um gás de líquidos com base em técnicas de difusão, onde  $G$  é o gradiente de campo de um campo magnético aplicado. Em outro aspecto, a duração do subconjunto de pulso anterior é selecionada de modo que os ecos de RMN relativos ao Volume de Água Limitado são substancialmente declinados no final do subconjunto de pulsos anterior e os ecos de RMN re-  
10 lativos à saturação de gás estão intactos. Pode ser calculada uma média do subconjunto anterior do segundo trem de ecos com uma porção do primeiro trem de ecos que corresponde ao subconjunto anterior do segundo trem de ecos.

O método pode ainda incluir inverter o primeiro trem de ecos pa-  
15 ra obter uma distribuição de  $T_2$ , utilizando uma porção da distribuição de  $T_2$  obtida para simular um terceiro trem de ecos que tem um comprimento substancialmente igual ao subconjunto do segundo trem de ecos, subtrair o terceiro trem de ecos do segundo trem de ecos, e inverter os resultados da subtração para prover uma estimativa de uma distribuição de  $T_2$  do gás.

Em outro aspecto, a presente descrição provê uma ferramenta  
20 de perfilagem de RMN transportada dentro de um furo de poço que penetra uma formação terrestre para determinar um parâmetro de interesse de um gás dentro de um volume da formação terrestre. A ferramenta de perfilagem de RMN inclui uma antena configurada para prover uma primeira sequência  
25 de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo  $TES$  para obter um primeiro trem de ecos e uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçado  
30 por  $TES$  e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por  $TEL$ , em que  $TEL > TES$ , para obter um segundo trem de ecos; um receptor configurado para medir o primeiro e o segundo trens de ecos; e um proces-

sador configurado para: (i) estimar do primeiro trem de ecos e do segundo trem de ecos um valor de uma saturação de gás da formação; e (ii) gravar o valor estimado em um meio adequado. Em um aspecto, pelo menos um dos pulsos de refocalização tem um ângulo de inclinação menor do que  $180^\circ$ .

5 O receptor pode estar ainda configurado para obter o primeiro e o segundo trens de ecos de RMN de uma região de baixo gradiente de campo magnético na formação. O receptor pode estar ainda configurado para obter o primeiro e o segundo trens de ecos de um de: (i) uma região próxima do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de baixo gradiente, e (ii)  
10 uma região distante do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de alto gradiente. Onde o primeiro e o segundo trens de ecos são medidos de um fluido de fase úmida em um gradiente de campo magnético, o processador pode estar ainda configurado para selecionar a primeira e a segunda sequências de pulsos para reduzir o efeito do gradiente de campo magnético  
15 sobre o primeiro e o segundo trens de ecos obtidos.

O processador pode estar ainda configurado para selecionar um valor de  $G \cdot TE_L$  que permite distinguir um gás de líquidos com base em técnicas de difusão, onde  $G$  é o gradiente de campo de um campo magnético aplicado. O processador pode estar ainda configurado para selecionar uma  
20 duração do subconjunto de pulso anterior de modo que os ecos relativos ao Volume de Água Limitado são substancialmente declinados no final do subconjunto de pulsos anterior e os ecos relativos à saturação de gás estão intactos. O processador pode estar ainda configurado para calcular a média do subconjunto anterior do segundo trem de ecos e uma porção do primeiro  
25 trem de ecos que corresponde ao subconjunto anterior do segundo trem de ecos. Em um aspecto, o processador pode estar configurado para inverter o primeiro trem de ecos para obter uma distribuição de  $T_2$ , utilizar uma porção da distribuição de  $T_2$  obtida para simular um terceiro trem de ecos que tem um comprimento substancialmente igual ao subconjunto do segundo trem de  
30 ecos, subtrair o terceiro trem de ecos do segundo trem de ecos, e inverter os resultados da subtração para prover uma estimativa de uma distribuição de  $T_2$  do gás.

A ferramenta de perfuração de RMN pode estar configurada para ser transportada para dentro do furo de poço sobre um conjunto de fundo de poço transportado sobre uma coluna de perfuração ou uma coluna de perfuração transportada sobre um cabo.

5            Em outro aspecto, a presente descrição provê um meio legível por computador para utilização com um aparelho para determinar um parâmetro de interesse de um gás dentro de um volume de formação terrestre. O aparelho inclui uma antena configurada para prover uma primeira sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo TEs para obter um primeiro trem de ecos e uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçado por TE<sub>S</sub> e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por TE<sub>L</sub>, em que TE<sub>L</sub> > TE<sub>S</sub>, para obter um segundo trem de ecos; e um receptor configurado para medir o primeiro e o segundo trens de ecos. O meio compreendendo instruções as quais quando executadas por um processador permitem que o processador processe o primeiro trem de ecos e o segundo trem de ecos para estimar o valor de uma saturação de gás da formação; e gravar o valor estimado em um meio adequado. O meio pode ainda incluir pelo menos um de (i) uma ROM, (ii) um CD-ROM, (iii) uma EPROM, (iv) uma EAROM, (v) uma memória instantânea, e (vi) um disco ótico.

#### BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

25            A presente invenção será melhor compreendida com referência às figuras acompanhantes nas quais os números iguais referem a elementos iguais, e nas quais:

A figura 1 (Técnica Anterior) é um corte transversal esquemático de uma ferramenta de medição durante a perfuração de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) dentro de um furo de poço;

30            A figura 2 ilustra uma sequência de aquisição de dados exemplar para utilização em identificação de gás utilizando uma ferramenta de RMN de baixo gradiente;

A figura 3 ilustra os trens de ecos obtidos utilizando duas sequências de CPMG que têm dois tempos interecos (TE) diferentes;

A figura 4 ilustra um conjunto de trens de ecos obtidos utilizando a sequência de aquisição de dados da figura 2; e

5 A figura 5 ilustra outro conjunto de trens de ecos obtidos utilizando a sequência de aquisição de dados da figura 2.

### DESCRIÇÃO DETALHADA DA EXPOSIÇÃO

A presente descrição provê um método para identificar um gás em uma formação geológica em um baixo gradiente de campo. O método tipicamente pode ser empregado de um dispositivo situado dentro de um furo de poço que penetra a formação. O método é especificamente benéfico em um sistema de baixo gradiente de campo, mas o conceito geral aplica-se à ferramenta de alto gradiente de campo também. Este método supera a baixa sensibilidade de difusão associada com os pequenos gradientes.

15 A equação (5) indica que o gradiente interno varia dentro de um espaço de poros e é dependente da curvatura dos poros. Para um fluido de fase úmida, tal como a água em rochas de reservatório, o tempo de relaxamento intrínseco,  $T_{2int}$ , é proporcional à razão de volume de poro para superfície de poro,  $V/S$ , a qual, por sua vez, é proporcional ao inverso da curvatura do poro. Assim, a Equação (5) pode ser reescrita como

$$G_{int} = \frac{\Delta\chi \cdot B}{C \cdot \rho \cdot T_{2int}} \quad (8)$$

onde  $C$  é um fator geométrico de poro que traduz  $V/S$  para  $r$ , e  $\rho$  é a relaxabilidade de superfície.  $C$  e  $\rho$  são frequentemente combinados como um único parâmetro,  $C_\rho$ , fazendo a Equação (8) ser reescrita como:

$$G_{int} = \frac{\Delta\chi \cdot B}{C_\rho \cdot T_{2int}} \quad (9)$$

25 A equação (9) pode ser utilizada para conectar o tempo de relaxamento intrínseco de um fluido úmido que satura o meio poroso com o gradiente interno associado com o fluido dentro do espaço de poros. Como o gradiente interno  $G_{int}$  é inversamente proporcional a  $T_{2int}$ , o seu efeito diminui rapidamente conforme  $T_{2int}$  aumenta (ou equivalentemente, conforme o ta-

30

manho de poro aumenta). Como um pequeno sinal de  $T_{2int}$  está presente somente na parte inicial do declínio de trem de ecos, um método que reduz o efeito de gradiente interno na parte inicial do trem de ecos elimina a fonte primária da incerteza de declínio induzida por  $G_{int}$ .

5 Uma sequência adequada que serve a este propósito utiliza uma sequência de pulsos de TE de etapa dupla. Nesta sequência, os primeiros  $n_S$  ecos são adquiridos utilizando uma sequência de pulsos que tem um TE curto, frequentemente referido como  $TE_S$ . Tipicamente o TE mais curto possível obtível pelo instrumento de RMN é utilizado. Os primeiros  $n_S$  ecos são  
 10 seguidos por  $n_L$  ecos obtidos utilizando uma sequência de pulsos que tem um TE mais longo, frequentemente referido como  $TE_L$ . O número  $n_S$  é escolhido para permitir substancialmente que os componentes de  $T_{2int}$  curtos que estão associados com um alto  $G_{int}$  declinem. Para as rochas de formação típicas, não mais do que  $n_S \cdot TE_S$  é necessário. Os  $n_L$  trens de ecos restantes  
 15 têm um longo  $TE_L$  porque a última parte de trem de ecos está associada com somente os poros maiores ou os fluidos não úmidos, e assim o efeito de gradiente interno não é significativo durante esta parte. Especificamente, em um fluido de fase úmida em um gradiente de campo magnético, a primeira e a segunda sequências de pulsos podem ser selecionadas para reduzir o e-  
 20 feito do gradiente de campo magnético sobre o primeiro e o segundo trens de ecos obtidos.

A figura 1 é um corte transversal de uma ferramenta de medição durante a perfuração (MWD) de RMN dentro de um furo de poço. A ferramenta da figura 1 tem uma broca de perfuração 7 em uma extremidade, uma  
 25 seção de sensor 2 atrás do cabeçote de perfuração, e uma eletrônica 1. A seção de sensor 2 compreende um conjunto de geração de campo magnético para gerar um campo magnético  $B_0$  (o qual é substancialmente invariável no tempo durante a duração de uma medição), e um sistema de RF para transmitir e receber os pulsos magnéticos de RF e os ecos. O conjunto de  
 30 geração de campo magnético compreende um par de ímãs principais 3, 4 axialmente espaçados que tem orientações de polo opostas (isto é, com os polos magnéticos iguais faceando um ao outro), e três membros de ferrita 9,

10 axialmente dispostos entre os ímãs 3, 4. Os membros de ferrita são feitos de ferrita "macia" a qual pode ser distinguida em relação à ferrita "dura" pela forma da curva de BH a qual afeta tanto a coercividade intrínseca ( $H_{cj}$ , a interseção com o eixo geométrico H) quanto a permeabilidade inicial ( $\mu_i$ , o gradiente no caso não magnetizado). Os valores de ferrita macia  $\mu_i$  tipicamente variam de 10 a 10000 enquanto que a ferrita dura tem  $\mu_i$  de aproximadamente 1. Portanto a ferrita macia tem uma grande permeabilidade inicial (tipicamente maior do que 10, de preferência maior do que 1000). O sistema de RF compreende um conjunto de enrolamentos de bobina de antena de transmissão de RF e de antena de recepção de RF 5 disposto como um grupo de solenóides de "formação de campo" central 13 e um par de grupos de solenóides de "controle de acoplamento" externos 14.

A ferramenta tem um tubo de lama 60 com um furo central transparente 6 e um número de aberturas de saída 61-64 para carregar a lama de perfuração para a broca 7, e o corpo principal da ferramenta está provido por um colar de perfuração 8. A lama de perfuração é bombeada pelo tubo de lama 60 abaixo por uma bomba 21 retornando ao redor da ferramenta e a ferramenta inteira é girada por um acionamento 20. Uma tubulação espiral ou uma coluna de perfuração pode ser utilizada para acoplar o acionamento no conjunto de fundo de poço.

O colar de perfuração 8 é transportado sobre um tubular de perfuração tal como uma coluna de perfuração ou uma tubulação espiral (não mostrado) e provê um rebaixo 70 para os enrolamentos de bobina de antena de transmissão de RF e de antena de recepção de RF 5. Os espaços dentro dos bolsos entre os membros de ferrita macia são preenchidos com um material não condutivo 31, 35 (por exemplo, cerâmica ou plástico de alta temperatura) e as bobinas de RF 13, 14 são então enroladas sobre os membros de ferrita macia 9, 10. As ferritas macias 9, 10 e o conjunto de bobinas de RF 13, 14 são impregnados por pressão com uma resina epóxi de alta temperatura, baixa viscosidade (não mostrada) para endurecer o sistema contra os efeitos de vibração, vedar contra o fluido de perfuração na pressão de poço, e reduzir a possibilidade de oscilações magnetoacústicas. As bobinas de RF

13, 14 são então cobertas com placas de desgaste 11 tipicamente de cerâmica ou de outro material não condutivo durável para protegê-las das lascas de rocha que fluem para cima passando pela ferramenta dentro da lama de furo de poço.

5                   Devido à configuração de ímãs opostos, o dispositivo da figura 1 tem um campo magnético simétrico ao eixo geométrico e uma região de investigação 12 que não é afetada pela rotação de ferramenta. A utilização da ferrita resulta em uma região de investigação que está próxima do furo de poço. Este não é um problema principal em uma ferramenta de MWD porque  
10 existe pouca invasão da formação por fluidos de perfuração de furo de poço antes da perfilagem. A região de investigação é uma concha com uma espessura radial de aproximadamente 20 mm e um comprimento axial de aproximadamente 50 mm. O gradiente dentro da região de investigação é menor do que 2,7 G/cm. Deve ser notado que apesar destes valores serem  
15 para o dispositivo da figura 1, o método da presente invenção pode também ser utilizado com outros dispositivos de RMN adequados.

A figura 2 ilustra uma sequência de aquisição de dados utilizável na presente descrição para a identificação de gás utilizando uma ferramenta de RMN de baixo gradiente. A sequência de aquisição de dados inclui duas  
20 sequências de pulsos de RMN. A primeira sequência de pulsos 202 inclui um pulso de inclinação e pelo menos quatro pulsos de refocalização, cada pulso de refocalização produzindo pelo menos um sinal de eco de spin correspondente. O tempo interecos para a primeira sequência de pulsos é tipicamente um tempo interecos curto TE ( $TE_S$ ). Tipicamente,  $TE_S$  pode corresponder ao  
25 valor de TE mais baixo que pode ser obtido do instrumento de RMN. Para as ferramentas de RMN correntes no mercado, este valor está tipicamente na faixa de 0,3 ms a 0,6 ms. A segunda sequência de pulsos 204 inclui um subconjunto de pulsos anterior 206 imediatamente seguido por uma sequência de último subconjunto de pulsos 208, cada um do anterior e último subconjuntos caracterizado por um valor de TE. O subconjunto de pulsos anterior  
30 206 do segundo trem de ecos 204 inclui um pulso de inclinação e  $n_S$  ecos de pulsos de refocalização (onde  $n_S \geq 4$ , tipicamente) que tem um tempo inte-

recos TE ( $TE_S$ ) que é da mesma duração que na primeira sequência de pulsos 202. Uma duração típica do subconjunto de pulsos anterior 206 é  $\Delta t_S = n_S \cdot TE_S$  e é tipicamente de aproximadamente 100 ms. Também, a duração pode ser selecionada para ajustar um critério para obtenção de dados tal como para determinar um parâmetro de interesse (isto é, a saturação de gás). Após o tempo  $\Delta t_S$ , o último subconjunto de pulsos 208 que tem  $n_L$  pulsos de refocalização é aplicado. O último subconjunto de pulsos 208 inclui um ou mais pulsos de refocalização que têm um valor TE interecos ( $TE_L$ ) que é longo comparado com o  $TE_S$  do subconjunto de pulsos anterior 206. O valor de  $TE_L$  é selecionado de modo que o valor de  $G \cdot TE_L$  é suficiente para distinguir entre o gás os líquidos com base em técnicas de difusão. O último subconjunto de pulsos dura por uma duração  $\Delta t_L = n_L \cdot TE_L$ .  $\Delta T_L$  é tipicamente na ordem de diversas centenas de ms a 1 s. Os ecos formados pelos anterior e último subconjuntos do segundo trem de ecos formam uma única curva de declínio contínua. Apesar da figura 2 mostrar  $\Delta t = \Delta t_S + \Delta t_L$ , onde  $\Delta t$  é a duração do primeiro trem de ecos, aqueles que são versados na técnica percebem que não é necessário que  $\Delta t = \Delta t_S + \Delta t_L$ .

Em operação, um campo magnético estático que tem um campo substancialmente invariável no tempo é aplicado a um volume de uma formação terrestre. A primeira sequência de pulsos 202 é aplicada no volume, por meio disto induzindo um primeiro sinal de RMN que inclui uma primeira sequência de ecos de spin em resposta aos pulsos de refocalização da primeira sequência de pulsos 202. A primeira sequência de ecos de spin induzida é medida. As sequências de pulsos 206 e 208 são aplicadas no volume, por meio disto induzindo um segundo sinal de RMN que inclui uma segunda sequência de ecos de spin. A segunda sequência de ecos de spin é medida. Um sinal indicativo de um parâmetro de gás no volume da formação, tal como uma saturação de gás na formação, pode ser estimado do primeiro sinal de RMN e do segundo sinal de RMN. Em um aspecto, o valor estimado pode ser gravado em um meio adequado.

Os ecos associados com os ecos do subconjunto de pulsos anterior 206 são adquiridos com  $TE_S$  e são obtidos utilizando uma alta taxa de

amostragem de modo que os componentes de rápido declínio tais como estão normalmente associados com CBW e BVI, podem ser confiavelmente determinados. O componente de gás que declina lentamente, por outro lado, experimenta pouca redução em amplitude no tempo  $t = \Delta t_s$ . Como um exemplo, para 100% de metano a 75°C e uma pressão 20700 kPa (3000 psi),  $T_{2intr}$  do gás  $\approx T_1 = 2734$  ms. Utilizando um valor de gradiente de campo típico de 2 Gauss/cm e o  $TE_s = 0,6$  ms, o declínio do sinal de gás a  $\Delta t_s = 100$  ms é menor do que 5%, como mostrado nas equações (10) e (11) abaixo:

$$T_{2app,gas} = \left( \frac{1}{2,734} + \frac{(\gamma G \cdot TE_s)^2 D}{12} \right)^{-1} = 2,23 \text{ sec} \quad (10)$$

$$E_{\Delta t_s}(TE_s) = \exp\left(-\frac{\Delta t_s}{T_{2app,gas}}\right) = \exp\left[-\frac{0,1 \text{ sec}}{2,23 \text{ sec}}\right] = 0,956 \quad (11)$$

Assim, mais de 95% do sinal de gás permanece a  $t=100$  ms. Mesmo quando dobrando o  $\Delta t_s$  para 200 ms, 91% do sinal de gás permanece no final do primeiro grupo do trem de ecos, isto é, a  $t=200$  ms. Em contraste, para um sinal de BVI típico que declina a 30 ms, somente 3,5% do sinal de BVI resta a  $\Delta t_s = 100$  ms. Deve ser compreendido que a seleção de  $\Delta t_s = 100$  ms é somente para propósitos exemplares, e a duração  $\Delta t_s$  pode ser selecionada de acordo com um critério desejado. Em um aspecto, a duração da primeira sequência de pulsos é selecionada de modo que os ecos de RMN relativos ao Volume de Água Limitado são substancialmente declinados no final do subconjunto de pulsos anterior e os ecos de RMN relativos à estimativa de saturação de gás estão intactos.

A figura 3 mostra um gráfico de dois sinais de declínio de ecos obtidos utilizando duas sequências de pulso diretas que têm dois TEs diferentes. A curva 302 é obtida utilizando uma sequência de pulsos que tem  $TE_1 = 0,6$  ms e a curva 304 é obtida utilizando uma sequência de pulsos que tem  $TE_2 = 6$  ms. Fica aparente que a parte inicial do declínio é afetada pelo TE diferente utilizado. Assim, a utilização de dois TEs diferentes pode complicar a interpretação de componentes de declínio rápido. A  $n_s = 100$  ms, o sinal de gás é reduzido por 58% para  $TE_2 = 6$  ms. Como alguns sinais de

água e de hidrocarboneto móveis mudam durante o primeiro período de tempo de 100 ms, a separação de componentes de relaxamento curto intrínsecos de mudança de tempo de relaxamento afetado por difusão pode ser complicada pela utilização de um método de aquisição direto com  $TE_2 = 6$  ms.

Referindo à figura 2, como anteriormente apresentado, o valor de  $TE_L$  para o último subconjunto de pulsos 208 é selecionado de modo que a combinação de  $G \cdot TE_L$  é suficiente de modo que o método da presente descrição pode ser utilizado para distinguir adequadamente o gás de líquidos com base em contraste de difusão. Na prática, um gradiente típico de uma ferramenta de RMN está substancialmente próximo de 2 Gauss/cm. Os valores de TE são selecionados para afetar o  $T_2$  aparente de gases. Por exemplo, um valor de  $TE_L$  selecionado de 6 ms (8 ms) pode reduzir o  $T_2$  aparente de metano para 116 ms (66 ms). Este valor é substancialmente diferente do valor de 2230 ms obtido com a única sequência de pulsos de  $TE_S$ , assim permitindo a utilização de métodos para a identificação de gás. Mais ainda, como os ecos de TE longo ocorrem após 100 ms, a taxa de amostragem mais baixa do segundo grupo não afeta estes parâmetros os quais são tipicamente determinados de ecos obtidos em tempos anteriores, tais como as estimativas de porosidade e água limitada.

Em um aspecto da presente descrição, o esquema de aquisição de dados da presente descrição pode simplesmente ser combinado com a aquisição de dados de trem de "CBW" para melhorar a precisão de CBW. É também possível integrar outras sequências de aquisição de dados de múltiplo TE, múltiplo TW, tal como descrito na Patente U.S. 6.972.564 para Chen *et al.*, cedida para Baker Hughes Incorporated.

Uma descrição matemática dos trens de ecos da figura 2 é agora provida. A descrição seguinte assume um gás de hidrocarboneto e um fluido de fase líquida. No entanto, alguém versado na técnica deve ser capaz de estender a descrição para incluir múltiplas fases de fluido líquidas.

Assumindo que um tempo de espera TW suficientemente longo é utilizado, o primeiro trem de eco é descrito por

$$\begin{aligned}
M(k \cdot TE_S) = & HI_{gas} \left\{ \sum_i P_{i,gas} \exp\left(-\frac{k \cdot TE_S}{T_{2intr\_gas,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{gas}(k \cdot TE_S)}{12}\right) \right\} + \\
& HI_{liquid} \left\{ \sum_i P_{i,liquid} \exp\left(-\frac{k \cdot TE_S}{T_{2intr\_liquid,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{liquid}(k \cdot TE_S)}{12}\right) \right\}
\end{aligned}
\tag{12}$$

para  $k = 1, N$  onde  $N$  é o número total de ecos no primeiro trem de ecos.

O segundo trem de ecos inclui dois grupos de ecos, um grupo anterior e um último. A equação (13) descreve o grupo anterior do segundo trem de ecos por

$$\begin{aligned}
M(k \cdot TE_S) = & HI_{gas} \left\{ \sum_i P_{i,gas} \exp\left(-\frac{k \cdot TE_S}{T_{2intr\_gas,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{gas}(k \cdot TE_S)}{12}\right) \right\} + \\
& HI_{liquid} \left\{ \sum_i P_{i,liquid} \exp\left(-\frac{k \cdot TE_S}{T_{2intr\_liquid,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{liquid}(k \cdot TE_S)}{12}\right) \right\}
\end{aligned}
\tag{13}$$

para  $k = 1$  a  $n_S$ , onde  $n_S$  é o número de ecos no primeiro grupo. A Equação (14) descreve o último grupo do segundo trem de ecos:

$$\begin{aligned}
M(k \cdot TE_L) = & HI_{gas} \sum_i P_{i,gas} \exp\left(-\frac{(k - n_S) \cdot TE_L}{T_{2intr\_gas,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_L)^2 D_{gas}((k - n_S) \cdot TE_L)}{12}\right) \\
& \times \exp\left(-\frac{n_S \cdot TE_S}{T_{2intr\_gas,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{gas}(n_S \cdot TE_S)}{12}\right) \\
& + HI_{liquid} \sum_i P_{i,liquid} \exp\left(-\frac{(k - n_S) \cdot TE_L}{T_{2intr\_liquid,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{liquid}((k - n_S) \cdot TE_L)}{12}\right) \\
& \times \exp\left(-\frac{n_S \cdot TE_S}{T_{2intr\_liquid,i}}\right) \exp\left(-\frac{(\gamma GTE_S)^2 D_{liquid}(n_S \cdot TE_S)}{12}\right)
\end{aligned}
\tag{14}$$

10 para  $k = n_S + 1$  a  $n_S + n_L$ , onde  $n_L$  é o número de ecos do último grupo do segundo trem.

O grupo anterior do segundo trem de ecos (equação (13)) é idêntico aos primeiros  $n_S$  ecos do primeiro trem de ecos (equação (14)), como evidente nos trens de ecos da figura 4 para  $t < 100$  ms. Assim, pode ser  
15 calculada a média dos primeiros  $n_S$  ecos de ambos os trens de ecos para

aperfeiçoar a estimativa de BVI quando ambos os trens de ecos são processados separadamente.

Alternativamente, os dois trens de ecos podem ser processados juntos utilizando programas tais como SIMET, como discutido no Pedido de Patente U.S. Número 11/689.887, ou por RMN 2D utilizando um modelo idêntico ou substancialmente similar àquele descrito nas equações (12) - (14). Os trens de ecos podem também ser processados separadamente como espectros de  $T_2$  aparente. Quando uma distribuição de  $T_2$  aparente é buscada, o último grupo do segundo trem de ecos é invertido separadamente, já que o trem de ecos combinado não satisfaz um declínio multiexponencial. No entanto, a distribuição de  $T_2$  aparente para o último grupo do segundo trem de ecos ajusta a um modelo multiexponencial de

$$M(k, TE_L) = \sum_i P_i' \exp\left(-\frac{(k - n_S) \cdot TE_L}{T_{2,i}}\right) \quad (15)$$

para  $k = n_S + 1$  a  $n_S + n_L$  e onde  $P_i' \neq P_i$ .

Se os dois trens de ecos forem invertidos separadamente, além de empilhar os ecos anteriores dos trens de ecos, a porção de Água Limitada Por Argila (CBW) e Volume Irredutível Limitado (BVI) da distribuição de  $T_2$  podem ser utilizados para modelar à frente resposta de eco a qual pode consequentemente ser subtraída dos últimos ecos do segundo trem de ecos. Os trens de ecos restantes da subtração podem então ser invertidos. Uma vantagem de utilizar a proposta de subtração de modelo à frente é que o trem de ecos restante pode ser invertido utilizando uma faixa compartimento de  $T_2$  menor. Isto é o inverso do que está descrito na Patente U.S. Número 6.069.477 para Chen *et al.*, que tem o mesmo cessionário que a presente descrição, e em que a porção posterior de um trem de ecos é utilizada para corrigir a porção anterior de um trem de ecos. Na presente descrição, os dados podem ser interpretados no domínio de  $T_2$  observando a mudança do sinal. Em geral, uma grande difusividade causa mais mudanças em sinais de gás do que em sinais de água e óleo.

A figura 4 ilustra um conjunto de trens de ecos obtidos utilizando a sequência de aquisição de dados da figura 2, utilizando os seguintes pa-

râmetros:  $G = 2$  Gauss/cm,  $TE_S = 0,6$  ms,  $TE_L = 6$  ms. Uma amostra que tem 10 pu de água de BVI e 5 pu de gás (HI = 1 equivalente) foi examinada. A curva 402 indica o sinal obtido utilizando qualquer sequência de pulsos (202, 204) antes de  $\Delta t_S$ . A curva 404 indica o sinal obtido pelo uso continuado da sequência de pulsos 202, enquanto que a curva 406 indica o sinal obtido utilizando a segunda sequência de pulsos 204.

A figura 5 ilustra outro conjunto de trens de eco obtido utilizando a sequência de aquisição de dados da figura 2, utilizando os seguintes parâmetros:  $G = 2$  Gauss/cm,  $TE_S = 0,6$  ms,  $TE_L = 6$  ms. Uma amostra que tem 10 pu de água de BVI e 2 pu de gás (HI = 1 equivalente) foi examinada. A curva 502 indica o sinal obtido utilizando qualquer sequência de pulsos (202, 204) antes de  $\Delta t_S$ . A curva 504 indica o sinal obtido pelo uso continuado da sequência de pulsos 202, enquanto que a curva 506 indica o sinal obtido utilizando a segunda sequência de pulsos 204.

Com qualquer método de processamento, o resultado final é uma distribuição de  $T_2$  do qual uma saturação de gás da formação pode ser determinada, juntamente com o BVI e o CBW.

A presente descrição foi feita com referência a uma ferramenta de perfilagem sobre um conjunto de fundo de poço transportado sobre um tubular de perfuração. A ferramenta de RMN tinha uma configuração de "ímãs opostos" e tinha um baixo gradiente de campo magnético. O método é igualmente aplicável em uma ferramenta de RMN de gradiente que faz parte de uma cadeia de instrumentos de perfilagem e transportados sobre um cabo. Para os propósitos da presente descrição, o termo "conjunto de fundo de poço" pode ser utilizado para descrever o BHA e a cadeia de instrumentos de perfilagem. Um instrumento exemplar adequado para uso de cabo está descrito, por exemplo, na Patente U.S. Número 6.348.792 para Beard et al., na Patente U.S. Número 6.445.180 para Reiderman et al., na Patente U.S. Número 6.452.388 para Reiderman et al., todas tendo o mesmo cessionário que a presente descrição. Uma característica importante da ferramenta de perfilagem de RMN é que o campo magnético estático declina com a distância do furo de poço, de modo que um requisito de baixo gradiente pode ser

atendido a grandes distâncias do furo de poço e a frequências mais baixas.

Implícita no processamento dos dados é a utilização de um programa de computador implementado em um meio legível por máquina adequada que permite que o processador execute o controle e o processamento. O meio legível por máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EAROMs, Memórias Instantâneas e Discos Óticos. As propriedades de formação determinadas podem ser gravadas em um meio adequado e utilizadas para um processamento subsequente quando da recuperação do BHA. As propriedades de formação determinadas podem também ser telemetradas furo acima para armazenamento, exibição e análise.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar um parâmetro de interesse de um gás em um volume de uma formação terrestre penetrada por um furo de poço, o método **caracterizado por** compreender:

5 (a) pulsar uma ferramenta de perfilagem de RMN dentro do furo de poço com uma primeira sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo  $TE_s$  para obter um primeiro trem de ecos;

10 (b) pulsar a ferramenta de perfilagem de RMN com uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por  $TE_s$  e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por  $TE_l$ , em que  $TE_l > TE_s$ , para obter um segundo trem de ecos;

15 (c) processar o primeiro de trem de ecos e o segundo trem de ecos para estimar o valor de uma saturação de gás da formação.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende obter o primeiro e o segundo trens de ecos de RMN de uma região de baixo gradiente de campo magnético na formação.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o primeiro e o segundo trens de ecos são obtidos de um fluido de fase úmida em um gradiente de campo magnético, ainda compreendendo selecionar a primeira e a segunda sequências de pulsos para reduzir um efeito do gradiente de campo magnético sobre o primeiro e o segundo trens de ecos obtidos.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que um valor de  $G \cdot TE_l$  é selecionado para permitir distinguir um gás de líquidos com base em técnicas de difusão, onde  $G$  é um gradiente de campo de um campo magnético aplicado.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a primeira sequência de pulsos tem uma duração selecionada de

modo que os ecos relativos ao Volume de Água Limitado são substancialmente declinados no final da primeira sequência de pulsos e os ecos relativos à saturação de gás estão intactos.

5 6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende calcular uma média do subconjunto anterior do segundo trem de ecos e uma porção do primeiro trem de ecos que corresponde ao subconjunto anterior do segundo trem de ecos.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende:

10 (i) inverter o primeiro trem de ecos para obter uma distribuição de  $T_2$ ,

(ii) utilizar uma porção da distribuição de  $T_2$  obtida para simular um terceiro trem de ecos que tem um comprimento substancialmente igual ao subconjunto do segundo trem de ecos,

15 (iii) subtrair o terceiro trem de ecos do segundo trem de ecos, e

(iv) inverter os resultados da subtração para prover uma estimativa de uma distribuição de  $T_2$  do gás.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ainda compreende transportar a ferramenta de perfilagem de 20 RMN para dentro do furo de poço sobre um de: (i) um conjunto de fundo de poço transportado sobre uma coluna de perfuração, e (ii) uma coluna de perfilagem transportada sobre um cabo.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que pelo menos um dos pulsos de refocalização tem um ângulo de 25 inclinação menor do que  $180^\circ$ .

10. Ferramenta de perfilagem de RMN transportada dentro de um furo de poço que penetra uma formação terrestre para determinar um parâmetro de interesse de um gás dentro de um volume da formação terrestre, **caracterizada por** compreender:

30 (a) uma antena configurada para prover uma primeira sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo  $TE_S$  para obter

um primeiro trem de ecos e uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçado por  $TE_S$  e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por  $TE_L$ , em que  $TE_L > TE_S$ , para obter um segundo trem de ecos;

(b) um receptor configurado para medir o primeiro e o segundo trens de ecos; e

(c) um processador configurado para:

(i) estimar do primeiro trem de ecos e do segundo trem de ecos um valor de uma saturação de gás da formação.

11. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o receptor está ainda configurado para obter o primeiro e o segundo trens de ecos de RMN de uma região de baixo gradiente de campo magnético na formação.

12. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o primeiro e o segundo trens de ecos são medidos de um fluido de fase úmida em um gradiente de campo magnético, o processador ainda configurado para selecionar a primeira e a segunda sequências de pulsos para reduzir um efeito do gradiente de campo magnético sobre o primeiro e o segundo trens de ecos obtidos.

13. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o processador está ainda configurado para selecionar um valor de  $G \cdot TE_L$  que permite distinguir um gás de líquidos com base em técnicas de difusão, onde  $G$  é um gradiente de campo de um campo magnético aplicado.

14. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o processador está ainda configurado para selecionar uma duração da primeira sequência de pulsos de modo que os ecos relativos ao Volume de Água Limitado são substancialmente declinados no final da primeira sequência de pulsos e os ecos relativos à saturação de gás estão intactos.

15. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivin-

dicação 10, caracterizada pelo fato de que o processador está ainda configurado para calcular a média do subconjunto anterior do segundo trem de ecos e uma porção do primeiro trem de ecos que corresponde ao subconjunto anterior do segundo trem de ecos.

5                   16. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o processador está ainda configurado para:

(i) inverter o primeiro trem de ecos para obter uma distribuição de  $T_2$ ,

10                   (ii) utilizar uma porção da distribuição de  $T_2$  obtida para simular um terceiro trem de ecos que tem um comprimento substancialmente igual ao subconjunto do segundo trem de ecos,

(iii) subtrair o terceiro trem de ecos do segundo trem de ecos, e

15                   (iv) inverter os resultados da subtração para prover uma estimativa de uma distribuição de  $T_2$  do gás.

17. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 11, caracterizada pelo fato de que o receptor está ainda configurado para obter o primeiro e o segundo trem de ecos de uma de: (i) uma região próxima do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de baixo gradiente, e (ii) uma região distante do furo de poço utilizando uma ferramenta de RMN de alto gradiente.

20                   18. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que a ferramenta de perfilagem de RMN está configurada para ser transportada para dentro do furo de poço sobre um de: (i) um conjunto de fundo de poço transportado sobre uma coluna de perfuração, e (ii) uma coluna de perfilagem transportada sobre um cabo.

25                   19. Ferramenta de perfilagem de RMN, de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que pelo menos um dos pulsos de refocalização tem um ângulo de inclinação menor do que  $180^\circ$ .

30                   20. Produto de meio legível por computador que possui instruções armazenadas, as quais, quando executadas por pelo menos um pro-

cessador, realizam um método, **caracterizado pelo fato de que** o método compreende:

estimar o valor de uma saturação de gás da formação terrestre com base em (i) um primeiro trem de ecos obtidos usando uma primeira sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização espaçados por um intervalo de tempo  $TE_S$ , e (ii) um segundo trem de ecos obtidos usando uma segunda sequência de pulsos que compreende um pulso de inclinação e uma pluralidade de pulsos de refocalização, um subconjunto anterior da pluralidade de pulsos de refocalização espaçado por  $TE_S$  e um último subconjunto dos pulsos de refocalização espaçados por  $TE_L$ , em que  $TE_L > TE_S$ .

21. Produto de meio legível por computador de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de que ainda compreende pelo menos um de (i) uma ROM, (ii) um CD-ROM, (iii) uma EPROM, (iv) uma EEPROM, (v) uma memória instantânea, e (vi) um disco óptico.



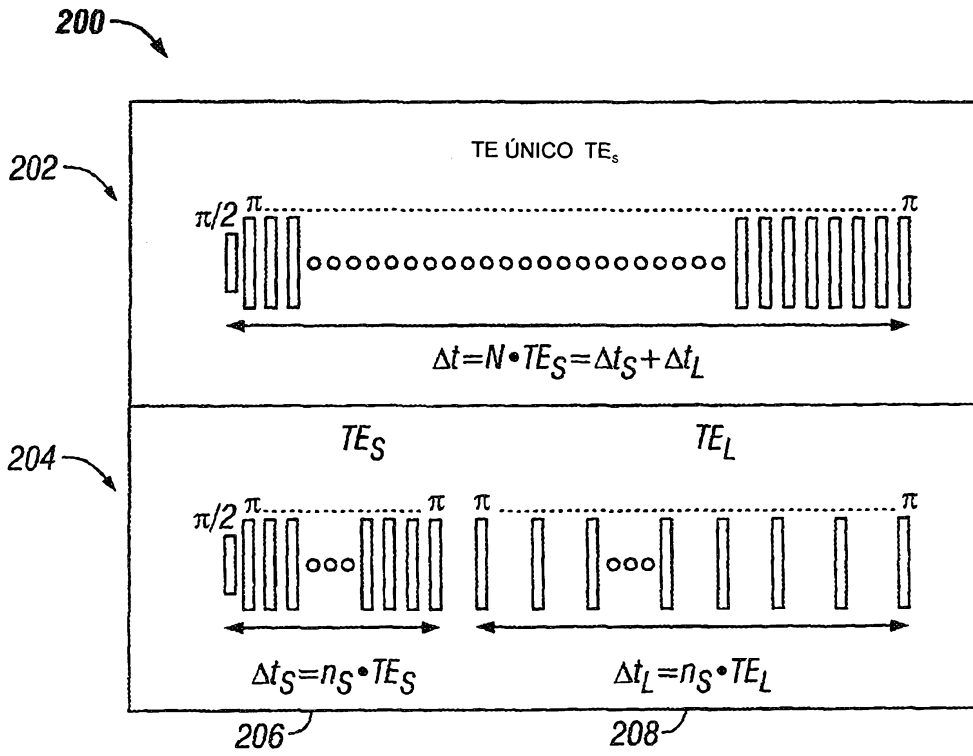


FIG. 2

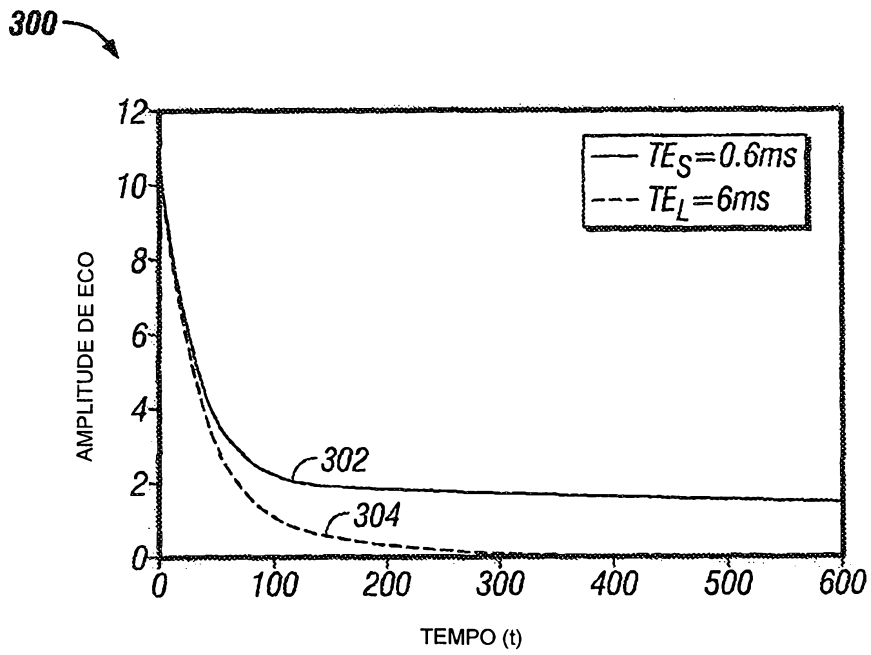


FIG. 3

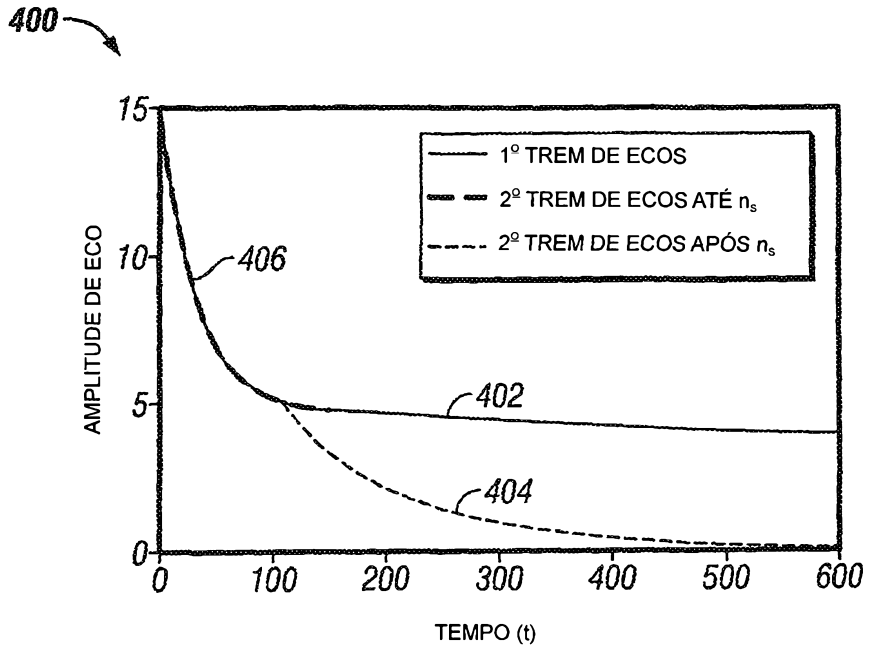


FIG. 4

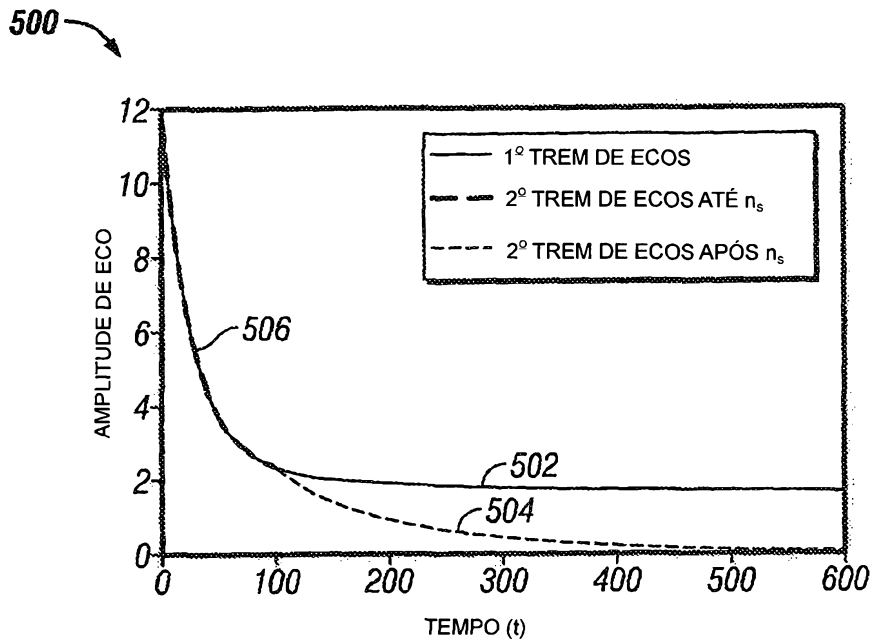


FIG. 5