



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

(11) PI 0809121-8 B1



(22) Data do Depósito: 19/03/2008

(45) Data de Concessão: 08/01/2019

(54) Título: MÉTODO DE DETERMINAÇÃO DA SATURAÇÃO DE FLUIDO EM UMA FORMAÇÃO E MEIO LEGÍVEL POR MÁQUINA

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

(30) Prioridade Unionista: 22/03/2007 US 11/689,887.

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

(72) Inventor(es): SHENG FANG; SONGHUA CHEN.

(86) Pedido PCT: PCT US2008057459 de 19/03/2008

(87) Publicação PCT: WO 2008/115969 de 25/09/2008

(85) Data do Início da Fase Nacional: 22/09/2009

(57) Resumo: DETERMINAÇÃO DE PERFIL RADIAL DE SATURAÇÃO DE GÁS A PARTIR DE DADOS DE RMN DE MÚLTIPLAS FREQUÊNCIAS A invenção refere-se a um método de determinação da saturação de fluido em uma formação em uma pluralidade de profundidades radiais perto de um poço, o método incluindo: a obtenção dos dados de resposta de ressonância magnética nuclear (RMN) de múltiplas frequências para a formação; e o processamento de dados para determinar simultaneamente a saturação de fluido em cada profundidade radial. Um produto de programa de computador é fornecido.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "MÉTODO DE DETERMINAÇÃO DA SATURAÇÃO DE FLUIDO EM UMA FORMAÇÃO E MEIO LEGÍVEL POR MÁQUINA".

Antecedentes da Invenção

5 1. Campo da Invenção

A presente invenção refere-se ao uso de técnicas de formação de imagem por ressonância magnética nuclear (RMN), e em particular, ao uso de múltiplas frequências para a determinação de perfis radiais de saturação de gás.

10 2. Descrição da Técnica Relacionada

Vários instrumentos aplicando tecnologia de formação de imagem de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) são úteis para a medição de determinadas propriedades petrofísicas de formações terrosas. Instrumentos de arquivamento de poço RMN incluem tipicamente um ímã para a polarização de núcleos a formação terrosa nas proximidades de um poço. A polarização tipicamente ocorre ao longo de um campo magnético estático; pelo menos uma antena é utilizada para transmitir pulsos de energia de frequência de rádio ("RF") nas formações, que manipula rotações para as medições desejadas. A magnitude da energia de RF emitida pelos núcleos de processamento e a taxa na qual as mudanças de magnitude são relacionadas com determinada propriedades petrofísicas de interesse nas formações terrosas.

Uma modalidade típica de um instrumento de arquivamento de RMN para a caracterização dos depósitos geológicos inclui um instrumento de arquivamento de RMN de observação lateral ou "centralizado". Tipicamente, o instrumento opera utilizando um campo magnético gradiente e múltiplas frequências f. Um exemplo de tal instrumento é o MR ExplorerSM fornecido por Baker Hughes, Incorporated de Houston, Texas (referido como "MREX Instrument", o "instrumento de arquivamento" ou simplesmente como "instrumento").

30 Existem vários parâmetros operacionais principais no arquivamento de poço de RMN. Esses parâmetros devem ser otimizados para a operação eficiente de um instrumento de arquivamento de poço de RMN.

Tais parâmetros incluem uma velocidade de arquivamento (velocidade de movimento do instrumento ao longo do poço), a energia média e a energia de pico supridas para o instrumento e transmitidas como pulsos de RF, e a razão de sinal para ruído ("SNR"). Outros parâmetros de interesse incluem a
5 resolução vertical do instrumento e a profundidade radial de investigação das medições feitas pelo instrumento dentro das formações que cercam o poço.

Os parâmetros físicos de interesse particular para os operadores de poço são o volume fracionado dos espaços de poro nas formações terrosas ("porosidade"), a textura da pedra e conectividade dos espaços de poro,
10 e a natureza de fluidos contidos nos espaços de poro. Formações terrosas típicas contendo petróleo contêm água e hidrocarbonos; alguns poros podem ser preenchidos com água e outros com hidrocarbonos. Visto que os hidrocarbonos geralmente possuem diferentes propriedades de relaxamento de RMN do que a água, várias técnicas de relaxometria de RMN foram desenvolvidas para determinar de forma qualitativa a natureza dos fluidos presentes em determinadas formações terrosas.
15

Um método, por exemplo, permite a discriminação entre gás e óleo, e óleo leve e água. Esse método inclui a realização de experiências
20 spin-echo de RMN utilizando dois "tempos de espera" diferentes, T_w . O tempo de espera T_w é o retardo entre sequências de medição spin echo Carr-Purcell-Meiboom-Gill ("CPMG") individuais. Ver S. Meiboom et al., Rev. of Sci. Instr. v. 29, p. 6881 (1958). Outra técnica, descrita na patente U.S. No. 5.498.960, expedida para Vinegar et al, utiliza dois tempos de espaçamento
25 inter-echo diferentes, T_e , para sequências CPMG medidas em um campo magnético gradiente. Tipicamente, o tempo de espaçamento inter-echo T_e é o tempo entre a nova fase dos pulsos de energia de frequência de rádio (RF) aplicados à antena do instrumento de arquivamento para "criar uma nova fase" dos núcleos que são influenciados pela pesquisa de RMN. A nova fase
30 dos pulsos de RF resulta em "spin echoes" cuja amplitude é medida. Gás, óleo e água geralmente possuem capacidades de difusão automática diferentes, e essas diferenças serão refletidas nas diferenças no tempo de rela-

xamento transversal aparente T_2 calculado para uma formação terrosa entre as sequências CPMG medidas utilizando-se valores diferentes do tempo de espaçamento inter-echo T_e . A técnica descrita na patente '960 de Vinegar et al. para discriminação dos tipos de fluidos em espaços de poro das formações terrosas utiliza tipicamente dois valores de tempo de espaçamento inter-echo T_e .

Em adição às aquisições dos múltiplos tempos de espaçamento inter-echo T_e e dos múltiplos tempos de espera T_w , o uso de múltiplas frequências f nas medições RMN melhora os aspectos da avaliação de formação. Os instrumentos de arquivamento RMN do estado da técnica possuem uma profundidade de investigação (DOI), (referida de forma intercambiável como "profundidade radial") inferior a cerca de 12,7 cm (5 polegadas) de profundidade dentro de uma formação. Dessa forma, o volume sensível é tipicamente nivelado ou invadido pelo filtrado de lama. A diferença na profundidade da investigação associada com diferentes frequências torna possível o estudo da variação da invasão dentro da abrangência dos volumes sensíveis à RMN tal variação pode ser mais bem observada para o reservatório de gás, visto que a mobilidade do gás é maior entre todos os tipos de fluido de reservatório. Pelo processamento de dados de frequência separadamente, é possível se observar a variação nas saturações de gás no caso de a mesma ocorrer. No entanto, visto que a abrangência do volume sensível à RMN está limitada a apenas poucos centímetros, a variação na saturação de zona limitada é limitada, e a consistência dos resultados processados com dados de frequência individual pode ser comprometida para dados de alto ruído.

A invasão pode ser observada como um processo de substituição de fluidos de formação móveis por filtrados de lama introduzidos pela perfuração de um poço. Para um poço possuindo lama de perfuração com base em água, a saturação de hidrocarbono se torna menor na zona invadida devido à invasão do filtrado de lama com base em água. Para um poço possuindo lama de perfuração com base em óleo, a saturação de hidrocarbono na zona invadida pode ser aumentada a partir da saturação de óleo

nativo (tal como o caso onde existe água móvel) ou relativamente inalterado. A saturação de gás, S_g , é sempre reduzida ou intacta na zona invadida quando da utilização de lama de perfuração que é uma dentre à base em água e base em óleo. A fim de se compensar as possibilidades de variação,
5 é necessário se utilizar simultaneamente todos os dados de frequência no processamento.

Portanto, o que se precisa são de técnicas para o processamento de dados para múltiplas frequências, onde as técnicas de processamento fornecem uma determinação de um perfil radial de saturação de gás.

10 Breve Sumário da Invenção

É descrito um método para a determinação de saturação de fluido em uma formação em uma pluralidade de profundidades radiais perto de um poço, o método incluindo: a obtenção de dados de resposta de ressonância magnética nuclear (RMN) de múltiplas frequências para a formação;
15 e o processamento de dados para determinar simultaneamente a saturação de fluido em cada profundidade radial.

Também é descrito um produto de programa de computador incluindo instruções legíveis por máquina armazenadas na mídia legível por máquina, as instruções para a determinação de saturação de fluido em uma
20 formação em uma pluralidade de profundidades radiais perto de um poço por meio de: obtenção de dados de resposta de ressonância magnética nuclear (RMN) de múltiplas frequências para a formação; e processamento de dados para determinar simultaneamente a saturação de fluido em cada profundidade radial.

25 Breve Descrição dos Desenhos

Com referência agora aos desenhos nos quais elementos similares recebem numeração similar nas várias figuras;

A figura 1 apresenta os aspectos de um instrumento de arquivamento de RMN em um poço;

30 A figura 2 apresenta um perfil radial onde a invasão existe dentro de um depósito de gás;

A figura 3 apresenta aspectos de um procedimento para a de-

terminação de saturações de gás em diferentes posições radiais;

A figura 4 ilustra a variação das saturações de água e gás determinadas em seis frequências diferentes;

5 A figura 5 ilustra a variação do espectro do tempo de relaxamento de água T_2 para seis frequências diferentes;

A figura 6 ilustra uma interface de usuário ilustrando os aspectos dos resultados de Inversão Simultânea das Sequências de Múltiplos Ecos (SIMET) considerando-se um processo de invasão;

10 A figura 7 fornece uma comparação das saturações de gás para diferentes modelos de ruído e em diferentes frequências contra o modelo verdadeiro;

A figura 8 ilustra uma interface de usuário ilustrando os aspectos dos resultados SIMET sem se considerar o processo de invasão;

15 A figura 9 fornece uma comparação das porosidades totais para diferentes modelos de ruído antes e depois de se considerar o processo de invasão;

A figura 10 ilustra os aspectos dos resultados SIMET considerando-se o processo de invasão para um modelo sem invasão;

20 A figura 11 ilustra os aspectos dos resultados SIMET considerando-se o processo de invasão para um modelo sem invasão. A fase de óleo é considerada no SIMET;

A figura 12 também apresenta os resultados SIMET considerando-se o processo de invasão para um modelo sem invasão, onde a fase de óleo é considerada no SIMET e a lama com base em água é considerada;

25 A figura 13 ilustra os resultados SIMET considerando o processo de invasão para um modelo sem a invasão, e onde a fase de óleo é considerada no SIMET e a lama com base em óleo é considerada;

30 A figura 14 ilustra os resultados SIMET considerando o processo de invasão, onde o espectro do tempo de relaxamento T_2 , as porosidades, e as saturações são todos para a frequência mais baixa f ;

A figura 15 ilustra os resultados de porosidade de água do processamento de dados de frequência individuais para cinco modelos de ruído

diferentes; e

A figura 16 apresenta resultados de porosidade de gás do processamento de dados de frequência individuais utilizando cinco modelos de ruído diferentes.

5 Descrição Detalhada da Invenção

As sequências de eco de RMN de múltiplas frequências contêm respostas originadas de fluidos nos poros de formações subterrâneas. Diferentes dados de resposta podem ser realizados para diferentes posições radiais, dentro de distâncias tão reduzidas quanto alguns centímetros. A distribuição do tempo de relaxamento para os fluidos dentro dos poros pode ser diferente devido a, pelo menos em parte, um processo de invasão. A diferença é particularmente observável nos dados de um poço de gás. São descritas aqui técnicas para a determinação de saturação de fluido a partir de dados de frequência diferentes. As técnicas aperfeiçoam a sensibilidade na detecção de variações pequenas de invasão pelo processamento simultâneo de todos os dados de frequência juntos e combinação de restrições físicas.

A figura 1 ilustra um aparelho de arquivamento de poço disposto em um poço 22 penetrando as formações terrosas 23, 24, 26, 28 para a realização de medições de propriedades das formações terrosas 23, 24, 26, 28. O poço 22 na figura 1 é tipicamente preenchido com um fluido 34 conhecido na técnica como "lama de perfuração". Um "volume sensível" ilustrado geralmente em 58 e possuindo um formato cilíndrico ou uma fração de um formato substancialmente cilíndrico, é disposto em uma das formações terrosas, ilustradas por 26. O volume sensível 58 é uma parte predeterminada das formações terrosas 26 nas quais as medições de ressonância magnética nuclear (RMN) são realizadas, como será explicado adicionalmente.

Os instrumentos de RMN adequados para uso de acordo com os ensinamentos aqui incluem, MREX[®] da Baker Hughes, Incorporated de Houston, Texas, além de MRIL[®] de Halliburton Corporation, de Houston, Texas. MREX[®] geralmente inclui uma antena lateral e um campo magnético gradiente para a formação de medições de avaliação e análise de fluido em quase qualquer ambiente de poço independentemente do tamanho do poço,

desvio de poço, ou condutividade de poço. O desenho lateral mitiga os efeitos de condução da lama de perfuração na qualidade de dados RMN. MREX[®] geralmente utiliza campos magnéticos de frequência de rádio estáticos ou pulsados para realizar as medições de ressonância magnética spin-echo no poço. O princípio básico da medição MREX[®] é o da utilização de um campo magnético estático para polarizar os prótons nos fluidos de formação. Os versados na técnica reconhecerão que esses instrumentos, e outros aspectos dos instrumentos de RMN, como discutido aqui ou que possam ser compatíveis, são ilustrativos e não limitadores.

10 Nas modalidades típicas, o volume sensível 58 inclui materiais tal como os encontrados dentro de um poço 22 incluindo uma mistura de líquidos incluindo água, água salgada, fluido de perfuração, minerais, argila, lama, óleo e fluidos e formação que são nativos às formações 23, 24, 26, 28 ou introduzidos nas mesmas. As medições de RMN podem ser utilizadas para determinar uma variedade de propriedades de formação e outros aspectos de interesse.

É reconhecido que determinados fluidos tal como lama de perfuração podem ser de interesse ou apresentem problemas particulares quando da realização das medições. Em geral, é considerado que a lama de perfuração inclui vários componentes. Por exemplo, a lama de perfuração inclui fluido de base (tipicamente água doce ou salmoura, ou óleo ou fluidos sintéticos), aditivos e partículas sólidas.

Como utilizado aqui, o termo "fluido de lama" geralmente se refere a toda a lama (a pasta que contém as partículas sólidas e o líquido). As partículas sólidas são bloqueadas pela formação porosa e formam uma camada fina na parede do poço (que é conhecida como bolo de lama) e o fluido base, juntamente com os aditivos que podem ser misturados são "filtrados" através do bolo de lama e invadem a formação, quando a diferença entre a pressão do poço e da formação é maior que a pressão capilar do bolo de lama. Dessa forma, o fluido que invade é frequentemente conhecido como "filtrado de lama". Adicionalmente, o termo "fluido" geralmente se refere ao hidrocarbono líquido, gás, água e filtrado de lama, condensado de gás e

outros fluidos como é sabido dos versados na técnica.

Voltando-se novamente à figura 1, um cordão de instrumentos de arquivamento 32, tipicamente incluindo um aparelho RMN, é tipicamente abaixado para dentro do poço 22 por meio de um cabo 30. O cabo 30 pode ser enrolado e desenrolado a partir de um guincho ou tambor 48. O cordão de instrumento 32 pode ser conectado eletricamente ao equipamento de superfície 54 por um condutor eletricamente isolado (não ilustrado separadamente na figura 1) que faz parte do cabo 30. O equipamento de superfície 54 pode incluir uma parte de um sistema de telemétrica 38 para a comunicação de sinais de controle e dados para o cordão de instrumento 32 e computador 40. O computador também pode incluir um gravador de dados 52 para gravar as medições feitas pelo aparelho e transmitidas para o equipamento de superfície 54. Tipicamente, o computador inclui uma variedade de dispositivos de entrada/saída e outros dispositivos de suporte para melhorar a operação do aparelho e estimativas realizadas pelo uso do mesmo.

Uma sonda de RMN 42 pode ser incluída no cordão de instrumento 32. A configuração de uma ferramenta de medição de RMN pode ser centralizada ou descentralizada. Ilustrado na figura 1 é um exemplo de uma ferramenta de RMN centralizada dentro do poço 22 por meio de um centralizador superior 56 e um centralizador inferior 57 fixado ao cordão de instrumento 32 em localizações axialmente espaçadas. Os centralizadores 56, 57 podem ser dos tipos conhecidos na técnica, tal como bowsprings.

O conjunto de circuito para a operação da sonda de RMN 42 pode ser localizado dentro de um cartucho de partes eletrônicas de RMN 44. O conjunto de circuito pode ser conectado à sonda de RMN 42 através de um conector 50. A sonda de RMN 42 é tipicamente localizada dentro de um alojamento protetor 43 que é projetado para excluir a lama de perfuração 34 a partir do interior da sonda 42. A função da sonda 42 será explicada posteriormente.

Outros sensores de arquivamento de poço (não ilustrados separadamente por motivos de clareza de ilustração na figura 1) podem formar parte do cordão de instrumento 32. Como ilustrado na figura 1, um sensor de

arquivamento adicional 47 pode ser localizado acima do cartucho de partes eletrônicas de RMN 44. Outros sensores de arquivamento, tal como ilustrados em 41 e 46 podem ser localizados dentro ou abaixo do centralizador inferior 57. Partes das partes eletrônicas de RMN podem ser localizadas dentro dos cartuchos de partes eletrônicas que formam parte de outros sensores de arquivamento. As localizações de outros sensores 41, 46, 47 ilustradas na figura 1 são uma questão de conveniência para o projetista do sistema e são meramente ilustrativas.

Outros aspectos da modalidade ilustrativa da sonda de RMN 42 são fornecidos na patente U.S. Nº 5.712.566, intitulada "Nuclear Magnetic Resonance Apparatus and Method, expedida em 27 de janeiro de 1998 para Taicher et al., e incorporada aqui por referência em sua totalidade. Outro exemplo não-limitador é descrito na patente U.S. Nº 4.710.713 também expedida para Taicher et al., e incorporada por referência aqui em sua totalidade. Deve-se reconhecer que essas modalidades dos instrumentos de RMN são ilustrativas apenas, e não limitadoras dos ensinamentos aqui.

O cordão de instrumento 32 é utilizado para realizar as medições de RMN e coletar os dados de resposta de RMN de dentro do poço 22.

As técnicas descritas aqui fornecem um método para determinação simultânea de saturações de gás em diferentes profundidades radiais na formação 26 perto do poço 22 a partir dos dados de medição de RMN que inclui as medições realizadas em diferentes frequências. Em geral, uma modalidade da técnica exige o processamento de dados de medição utilizando SIMET (Inversão Simultânea de Sequências de Múltiplos Ecos) sem se considerar a variação da saturação de gás S_g de diferentes dados de frequência; remoção de todos os fluidos não-móveis; remoção de fluido além do gás e filtrado de lama para um caso de três fases (mesmo se o efeito do fluido for tipicamente pequeno); cálculo de um tempo de relaxamento médio geométrico T_2 para o gás; inversão de porosidades parciais correspondentes aos compartimentos de tempo de relaxamento T_2 para o fluido móvel e a um único ou vários em torno da média geométrica de tempo de relaxamento de gás T_2 (onde uma restrição de variação monótona na saturação de gás S_g

em diferentes profundidades é utilizada no algoritmo de inversão); e cálculo das saturações de gás S_g em diferentes profundidades radiais e envio dos resultados.

Os dados de RMN de múltiplas frequências contêm respostas de prótons em diferentes posições radiais, RP_x , também referido como "profundidade radial". Considere-se o exemplo fornecido na figura 2. Na figura 2, o poço 22 é ilustrado com a sonda de RMN 42 disposta no mesmo. Uma série de posições radiais RP_1, RP_2, \dots, RP_N é ilustrada como cercado concentricamente o poço 22. Cada posição radial RP_x ocupa uma parte da formação circundante 26, e representa uma profundidade de investigação (DOI). O poço 22 atravessa uma deposição de gás 60. Uma parte da deposição de gás 60 sofre a invasão, que é apresentada como uma zona de invasão 29. Também como ilustrado na figura 2, o volume sensível 58 inclui áreas de deposição de gás 60, e a zona de invasão 29 da deposição de gás 60.

Apesar de o volume sensível 58 ser apresentado como cilíndrico ou circular, esse nem sempre é o caso. Isso é, a técnica não é completamente limitada a cilíndrica ou uma parte do formato cilíndrico. Por exemplo, o formato pode ser elíptico, ou pode ter outro formato. O formato inclui tipicamente uma série de envoltórios não sobrepostos (isso é, profundidades radiais) associada a diferentes frequências. Por exemplo, o volume sensível 58 do instrumento MREX[®] não é estritamente circular. O volume sensível não precisa ter a mesma largura do anel (mais fino nos lados de forma que pareça uma lua crescente). De forma breve, o volume sensível 58 pode incluir uma variedade de formatos e outras propriedades geométricas.

Os dados de RMN do poço 22 incluem tipicamente dados complexos. Por exemplo, sinais de RMN de alta frequência podem ser afetados mais por filtrado de lama invadido do que sinais de leitura mais profunda de baixa frequência. Portanto, pode ser considerado que a saturação de gás S_g derivada dos dados de alta frequência não será superior às estimativas de saturação de gás S_g determinadas a partir de dados de frequência mais baixa. Um algoritmo que leva em consideração de todos os dados de frequência simultaneamente pode utilizar essa consideração de forma vantajosa.

Uma técnica de determinação de saturações de gás em posições radiais diferentes RP_x é fornecida aqui. Essa técnica reconhece que o gás é geralmente deslocado pelo filtrado de lama (água ou óleo). Adicionalmente, essa técnica reconhece que enquanto o óleo (ou água) dentro da formação também pode ser pelo menos ligeiramente deslocado por água (ou óleo) no filtrado de lama, a resposta dessa mudança é irrisória e, dessa forma, não é considerada.

Com referência agora à figura 3, um algoritmo ilustrativo 100 para a determinação de um perfil radial para saturação de gás S_g a partir de dados de RMN é fornecido. Em uma primeira etapa 110, os dados de resposta de sequências de eco de RMN de múltiplas frequências são obtidos. Em uma segunda etapa 120, um componente de fluido não-móvel na deposição de gás 60 é determinado e então removido dos dados. A determinação precisa do componente de fluido não-móvel é fornecida como resultado do processamento SIMET. SIMET é utilizado para derivar os espectros para diferentes fluidos considerando que a deposição de gás 60 tenha uma aparência geralmente similar para cada posição radial RP_x . Apesar de os versados na técnica poderem reconhecer que a consideração poderia causar alguns erros em uma solução final, os espectros para os fluidos não-móveis são adequadamente precisos para a remoção a partir das respostas totais. Além disso é possível se determinar os fluidos não-móveis pelo processamento de dados de frequência única (utilizando menos dados) para evitar tal consideração. A porosidade para o fluido móvel e gás também é obtida na segunda etapa 120 (ou uso adicional) pelo processamento SIMET. Em uma terceira etapa 130, a resposta do fluido não-móvel (e fluido além do filtrado de lama e gás) é removida.

Em uma terceira etapa 130, para um caso de três fases (isso é, múltiplas fases), um terceiro fluido na formação (um fluido além do filtrado de lama e gás) também é considerado como possuindo um efeito menor devido ao deslocamento pelo filtrado de lama. Depois que a resposta dos fluidos de interferência (isso é, o terceiro fluido) é removida dos dados de resposta, a resposta restante nos dados de resposta é associada com o filtrado de lama

móvel e o gás.

Depois do processamento SIMET, se presente, os fluidos não-móveis e o terceiro fluido além do fluido móvel e do gás podem ser removidos. O tempo de relaxamento médio geométrico T_2 para o filtrado de lama móvel (T_{2mf}) e o gás (T_{2g}) são calculados a partir dos resultados SIMET. Além disso a porosidade total (ϕ_{mv}) para o fluido filtrado de lama móvel e gás é obtido. Visto que o gás possui um espectro bem-definido, um único T_{2g} ou vários compartimentos em torno do mesmo são utilizados. Para o fluido filtrado de lama móvel, um único tempo de relaxamento médio geométrico para o fluido filtrado de lama móvel, T_{2mf} , ou vários compartimentos em torno do tempo de relaxamento médio geométrico T_2 não podem fornecer a flexibilidade na descrição do espectro. Normalmente os compartimentos que representam a parte móvel do fluido filtrado de lama são todos utilizados. Se as propriedades do fluido filtrado de lama forem conhecidas, tal como a difusão D e as razões do tempo de relaxamento longitudinal T_1 através do tempo de relaxamento transversal T_2 para o fluido e gás, a função de resposta, $A_i^j(t)$ para cada compartimento pode ser representada pela equação (1):

$$A_i^j(t) = HI_f (1 - e^{-\frac{T_w^j}{R_f T_{2i}}}) e^{-\frac{t}{T_{2i}}} e^{-\frac{(\gamma G^j T_e^j)^2 D_f}{12} t} \quad (1)$$

onde i representa m_1, m_2, \dots, m_M , ou g , qualquer que corresponda aos compartimentos para o fluido e o compartimento para gás; j representa diferentes sequências de aquisição de um tempo de espera específico T_w , espaçamento inter-eco T_e e gradiente de campo aplicado G ; f representa m ou g de fluido ou gás (respectivamente) que pode ser identificado a partir da representação de i ; HI representa um índice de hidrogênio; D representa a capacidade de difusão; R representa a razão de T_1 sobre T_2 , e γ representa a razão geomagnética do hidrogênio.

Uma vez que a função de resposta, $A_i^j(t)$ foi determinada, as sequências de eco são agrupadas pelos valores de gradiente (G) em uma ordem ascendente e representados como $j_k(k=1, 2, \dots, N)$, onde N representa um número de frequências. As porosidades parciais para o filtrado de lama

móvel e componente de gás único são representadas como P_i^k . De acordo, as respostas de instrumento residual depois da remoção das respostas dos fluidos não-móveis podem ser calculadas de acordo com a equação (2):

$$M_{j_k}^k(t) = \sum_i A_i^j \cdot P_i^k \quad (2).$$

- 5 Visto que a porosidade P_i^k pode ser considerada de forma razoável como sendo uma constante em posições radiais diferentes, RP_x , a equação (3) aplica:

$$P_g^k = \phi_{mv} + \Delta\phi - \sum_{l=1}^M P_{ml}^k, \quad (3)$$

- 10 onde ϕ_{mv} representa a porosidade total para o filtrado de lama móvel e gás obtido a partir dos resultados SIMET sem considerar a invasão 29 e M representa o número de compartimentos para o filtrado de lama móvel. Quando o processo de invasão existe, a porosidade total ϕ_{mv} é menor do que deveria ser devido aos efeitos de um índice de hidrogênio menor. Dessa forma, um termo de correção $\Delta\phi(>0)$ é introduzido e invertido aqui para se obter uma melhor precisão. Substituindo-se a equação (3) pela equação (2) e aplicando-se o termo de correção $\Delta\phi$, obtém-se a equação (4):

$$\begin{aligned} M_{j_k}^k(t) &= \sum_i A_i^j \cdot P_i^k = \sum_{l=1}^M A_{ml}^j \cdot P_{ml}^k + A_g^j \cdot P_g^k \\ &= A_g^j \cdot \Delta\phi + \sum_{l=1}^M (A_{ml}^j - A_g^j) \cdot P_{ml}^k + A_g^j \cdot \phi_{mv} \end{aligned} \quad (4)$$

- 15 Utilizando-se a anotação de vetor e matriz, a equação 4 pode ser escrita como a equação (5):

$$\mathbf{A}^k \mathbf{p}^k = \mathbf{d}^k \quad (5)$$

onde

$$\mathbf{A}^k = \begin{bmatrix} A_g^j & (A_{m1}^j - A_g^j) & (A_{m2}^j - A_g^j) & \dots & (A_{mM}^j - A_g^j) \end{bmatrix} \quad (6);$$

$$\mathbf{p}^k = \begin{bmatrix} \Delta\phi & P_{m1}^k & P_{m2}^k & \dots & P_{mM}^k \end{bmatrix}^T \quad (7);$$

e

$$\mathbf{d}^k = \begin{bmatrix} M & -A^{jk} \cdot \phi \\ j_k & g_{mv} \end{bmatrix} \quad (8).$$

Com base nas lógicas de invasão, as porosidades parciais P^k_i correspondentes a todos os compartimentos do filtrado de lama para frequências diferentes f satisfazem a relação fornecida na equação (9):

$$\begin{aligned} P^1_{m1} &\leq P^2_{m1} \leq \dots \leq P^N_{m1} \\ P^1_{m2} &\leq P^2_{m2} \leq \dots \leq P^N_{m2} \\ &\vdots \\ P^1_{mM} &\leq P^2_{mM} \leq \dots \leq P^N_{mM} \end{aligned} \quad (9).$$

5 A fim de implementar a lógica da equação (9) no algoritmo 100, uma anotação incrementada para as porosidades parciais P^k_i é fornecida como equação (10):

$$\begin{aligned} P^2_{m1} &= P^1_{m1} + \Delta P^1_{m1} \\ P^3_{m1} &= P^1_{m1} + \Delta P^1_{m1} + \Delta P^2_{m1} \\ &\vdots \\ P^N_{m1} &= P^1_{m1} + \Delta P^1_{m1} + \Delta P^2_{m1} + \dots + \Delta P^{N-1}_{m1} \end{aligned} \quad (10).$$

10 As mesmas anotações podem ser aplicadas a $P^k_{m2} \dots P^k_{mM}$. Para todas as frequências f , os desconhecidos podem agora ser representados pelo vetor de coluna fornecido na equação (11).

$$\mathbf{p} = \left[\Delta\phi \quad P^1_{m1} \quad \Delta P^1_{m1} \quad \dots \quad \Delta P^{N-1}_{m1} \quad P^1_{m2} \quad \Delta P^1_{m2} \quad \dots \quad \Delta P^{N-1}_{m2} \dots \quad P^1_{mM} \quad \Delta P^1_{mM} \quad \dots \quad \Delta P^{N-1}_{mM} \right]^T \quad (11)$$

15 Note-se que todos os elementos no vetor \mathbf{p} são não negativos. As restrições não negativas podem ser facilmente implementadas na inversão. O lado direito da equação (11) é a combinação de todos os dados que são calculados com base na equação (8), para todas as frequências f . Uma disposição típica é fornecida na equação (12).

$$\mathbf{d} = \left[(M_{j_1} - A_{g}^{j_1} \cdot \phi_{mv})^T \quad (M_{j_2} - A_{g}^{j_2} \cdot \phi_{mv})^T \quad \dots \quad (M_{j_N} - A_{g}^{j_N} \cdot \phi_{mv})^T \right]^T \quad (12);$$

e uma matriz correspondente é fornecida na equação (13):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} B_g & B_{m1} & B_{m2} & \dots & B_{mM} \end{bmatrix} \quad (13);$$

onde

$$B_g = \begin{bmatrix} A_{g}^{j_1} \\ A_{g}^{j_2} \\ \vdots \\ A_{g}^{j_N} \end{bmatrix} \quad (14);$$

e

$$B_{ml} = \begin{bmatrix} A_{ml}^{j_1} - A_{g}^{j_1} & & & & \\ A_{ml}^{j_2} - A_{g}^{j_2} & A_{ml}^{j_2} - A_{g}^{j_2} & & & \\ \vdots & \vdots & & & \\ A_{ml}^{j_N} - A_{g}^{j_N} & A_{ml}^{j_N} - A_{g}^{j_N} & \dots & A_{ml}^{j_N} - A_{g}^{j_N} & \end{bmatrix}, 1 = 1, 2, \dots, M. \quad (15).$$

Tudo o que resulta em uma equação final a ser solucionada, que é fornecida como a equação (16):

$$5 \quad \mathbf{A}\mathbf{p} = \mathbf{d} \quad (16);$$

onde

$$\mathbf{p} \geq 0.$$

Note-se que o tamanho da matriz A é $NE_{total} \times (N.M+1)$, onde NE_{total} representa um número total de ecos para todas as sequências de eco.

10 Depois da obtenção da solução p e combinação com a porosidade de fluido móvel (ϕ_{mv}) e a porosidade total (ϕ_t) a partir de SIMET, as saturações de gás em diferentes posições radiais RP_x podem ser calculadas pela equação (17).

$$S_g^k = \frac{\phi_{mv} + \Delta\phi - [p_{m1}^1 + p_{m2}^1 + \dots + p_{mM}^1 + \sum_{l=1}^{k-1} (\Delta p_{m1}^l + \Delta p_{m2}^l + \dots + \Delta p_{mM}^l)]}{\phi_t + \Delta\phi} \quad (17).$$

onde $k = 1, 2, \dots, N$.

Em uma quarta etapa 140, uma média geométrica para o tempo de relaxamento T_2 é calculada para o gás. Normalmente, o espectro associado com o gás é muito preciso e pode ser representado por uma única média geométrica, enquanto o espectro para o fluido filtrado de lama móvel (água ou óleo) é mais complicado. Nesse caso, o espectro para o fluido filtrado de lama móvel é tipicamente representado por todos os compartimentos de tempo de relaxamento T_2 . Um compartimento (até vários compartimentos em torno da média geométrica para o tempo de relaxamento T_2 do fluido filtrado de lama móvel pode ser utilizado. As médias geométricas para o tempo de relaxamento T_2 são calculadas a partir dos resultados SIMET na segunda etapa 120, depois da remoção do fluido não-móvel e do terceiro fluido. Em uma quinta etapa 150, o cálculo das porosidades parciais correspondentes aos compartimentos para diferentes dados de frequência e um termo de correção para a porosidade de fluido móvel é determinado por uma inversão linear. O cálculo das porosidades parciais é restringido pelos aspectos da invasão. Em uma sexta etapa 160, as saturações de gás para diferentes dados de frequência são então calculadas a partir das porosidades parciais e um termo de correção de porosidade correspondente. É natural para os versados na técnica que as etapas para a remoção de fluidos não-móveis e o terceiro fluido além do filtrado de lama e gás são opcionais. Todas podem ser incluídas na inversão descrita acima.

A fim de se validar o algoritmo 100, dois casos são apresentados. Um primeiro caso considera um modelo de duas fases com um perfil gradualmente alterado para a saturação de gás S_g . Um segundo caso envolve o processamento de um modelo de duas fases que não tem invasão alguma. As respostas são calculadas para uma sequência de aquisição típica (onde os dados de resposta são fornecidos por vinte e quatro sequências de eco utilizando seis frequências).

Para cada caso, cinco ruídos diferentes (cada ruído possuindo 100 níveis) foram adicionados aos dados sintéticos. Os níveis e ruído foram baseados nas características de ruído de medições reais. Os primeiros quatro modelos de ruído foram ruídos randômicos puros de zero, metade, uma
5 vez, ou o dobro do desvio padrão da sequência de eco correspondente. O último modelo de ruído utiliza dados de canal de ruído. Em ambos os casos, as capacidades de difusão de água e gás foram realizadas como $5.2E-9$ m^2/s e $70.0E-9$ m^2/s . As razões do tempo de relaxamento T_1 sobre o tempo de relaxamento T_2 para água e gás foi de 2 e 1, respectivamente. A posição
10 de compartimento de tempo de relaxamento T_2 para gás foi de 3 segundos e o índice de hidrogênio foi de 1 para água e 0,5 para gás. A porosidade total utilizada foi de 25,7 pu em ambos os casos.

No caso envolvendo invasão, a saturação de gás S_g variou de cerca de 32% a 43% (ver figura 4). O espectro do tempo de relaxamento de
15 água T_2 correlacionado em diferentes frequências (equivalente a diferentes posições radiais RP_x) é ilustrado na figura 5. A figura 6 apresenta uma interface de usuário ilustrando os resultados da inversão SIMET onde a consideração é dada à saturação de gás variada S_g e saturação de água S_w . Na figura 7, a saturação média de gás \bar{S}_g para 100 níveis de cinco modelos de
20 ruído diferentes é comparada com os valores verdadeiros fornecidos. Como ilustrado, a saturação de gás S_g para diferentes posições radiais RP_x pode ser determinada dentro do erro de cerca de 5% para todos os cinco modelos de ruído. Os resultados SIMET (sem se considerar o processo de invasão) são ilustrados na figura 8.

25 Duas observações podem ser originadas da figura 8: uma é que a saturação de gás S_g (cerca de 25%) é menor que um dos valores verdadeiros (32% a 43%) para diferentes frequências; a outra é que a porosidade total é maior que um pu menor que um verdadeiro. A comparação das porosidades totais com e sem consideração do processo de invasão é ilustrada na figura 9. Com a consideração do processo de invasão, a porosidade
30 total pode ser aperfeiçoada para uma precisão de 1 pu.

No caso no qual nenhuma invasão ocorre, a saturação de gás S_g

é inalterada e mantida a 30% em todas as posições radiais. Todos os outros parâmetros são iguais aos utilizados no caso 1. A finalidade do teste desse caso é se ver se a inversão cria alguns artefatos. A figura 10 ilustra os resultados, É observado que a invasão consistente não pode ser identificada dentro de uma precisão de cerca de 5% com base na saturação de gás S_g para diferentes frequências f_x . O ruído não causa algumas variações na saturação de gás determinada S_g . No entanto, a variação é menor onde o ruído é menor. e pode ser controlada por várias técnicas de processamento. Um exemplo de tal técnica é a realização de uma média de dados de ruído durante o processamento de dados.

Para se avaliar adicionalmente a estabilidade do algoritmo 100, a fase de óleo é adicionada na inversão. Os resultados são ilustrados na figura 11. A figura 11 ilustra que apenas uma ligeira diferença pode ser observada. As figuras 12 e 13 ilustram dois exemplos adicionais que incluem o espectro de óleo no modelo, mas processados com lama com base em água ou lama com base em óleo consideradas, respectivamente. Novamente, o algoritmo 100 não cria um perfil de invasão de gás artificial.

Pelo processamento de dados a partir de um poço 22 para um poço de gás, a zona invadida 29 com saturações de gás variadas S_g pode ser identificada e a estimativa da porosidade total pode ser aperfeiçoada. A figura 14 ilustra tal exemplo. Para reduzir os efeitos de ruído, os dados foram empilhados utilizando-se $RA=16$ (número de pontos de dados médios). É recomendado que os dados sejam empilhados antes da utilização do algoritmo 100.

Processando os dados de frequência individuais separadamente, a saturação de gás S_g em diferentes profundidades pode ser obtida. No entanto, a precisão da saturação do gás determinada S_g depende tipicamente da qualidade de dados e da seleção adequada das sequências de aquisição. As porosidades de água e gás determinadas em cinco modelos de ruído diferentes são ilustradas nas figuras 15 e 16. Esses modelos são para aquisições PoroPerm e MREX de gás. A partir dessas duas figuras, é observado que os resultados dos dados livres de ruído (modelo de ruído 1) ilus-

tram claramente a relação de variação relativa entre as soluções em frequências diferentes, mas o ruído nos dados destrói a relação. Em outras palavras, os resultados do processamento de diferentes dados de frequência separadamente podem ser distorcidos, mesmo para a relação relativa. O
5 aumento do nível de média pode ser útil.

Uma invasão de filtrado de lama em um poço de gás pode fazer com que a saturação de gás S_g varie em diferentes profundidades onde a investigação é realizada. Essa variação pode, algumas vezes, ser observada nas aquisições de RMN de múltiplas frequências. Sem se considerar esse
10 efeito na inversão simultânea, a porosidade total e a saturação de gás S_g teriam algumas orientações. Pela consideração do processo de invasão na invasão simultânea, a saturação de gás S_g em profundidades variáveis de investigação pode ser bem-determinada e a porosidade total pode ser aperfeiçoada para se obter uma melhor precisão.

15 Suportando os ensinamentos apresentados aqui, vários componentes de análise incluindo pelo menos um de um sistema digital e um sistema analógico, o sistema possuindo componentes tal como um processador, mídia de armazenamento, memória, entrada, saída, link de comunicações (com fio, sem fio, ótico ou outros), interfaces de usuário, programas de
20 software, processadores de sinal (digital ou analógico) e outros componentes (tal como resistores, capacitores, indutores e outros) podem fornecer a operação e as análises do aparelho e dos métodos descritos aqui. É considerado que esses ensinamentos podem ser implementados em conjunto com um conjunto de instruções executáveis por computador armazenadas
25 em um meio legível por computador, compreendendo ROM, RAM, CD ROM, flash ou qualquer outro meio legível por computador, conhecido ou não, que quando executado faz com que um computador implemente o método da presente invenção. Essas instruções podem fornecer operação de equipamento, controle, coleta de dados e análise e outras funções consideradas
30 relevantes por um projetista de sistema, proprietário, usuário ou outro pessoal.

Adicionalmente, vários outros componentes podem ser incluídos

e solicitados para o fornecimento de aspectos dos ensinamentos apresentados aqui. Por exemplo, pelo menos uma linha de amostra, armazenamento de amostra, câmara de amostra, exaustão de amostra, bomba, pistão, suprimento de energia (por exemplo, pelo menos um dentre um gerador, um
5 suprimento remoto e uma bateria), suprimento de vácuo, suprimento de pressão, unidade ou suprimento de refrigeração (isso é, resfriamento), componente de aquecimento, força motriz (tal como força de translação, força de propulsão ou uma força de rotação), ímã, eletroímã, sensor, eletrodo, transmissor, receptor, transceptor, controlador, unidade ótica, unidade elétrica e
10 unidade eletromecânica pode ser incluído no suporte de vários aspectos discutidos aqui.

Adicionalmente ainda, os ensinamentos apresentados aqui podem ser adequados para uso em conjunto com outras técnicas conhecidas na técnica. Por exemplo, é considerado que os ensinamentos apresentados
15 aqui podem ser combinados ou compatíveis com pelo menos outras metodologias ou fenômenos envolvendo ressonância magnética nuclear (RMN), ressonância quadrupole nuclear (NQR), ondas sísmicas, ondas acústicas, mineralogia, gravitação, condutividade, resistividade, permissividade, permeabilidade, radiação por ionização e radiação por não-ionização além de
20 outras tecnologias e fenômenos.

Os versados na técnica reconhecerão que os vários componentes ou tecnologias podem fornecer determinadas funcionalidades ou características benéficas ou necessárias. De acordo, essas funções ou características como podem ser necessárias para suportar as reivindicações em anexo
25 e suas variações, são reconhecidas como sendo inerentemente incluídas como uma parte dos ensinamentos apresentados aqui e uma parte da invenção descrita.

Enquanto a invenção foi descrita com referência às modalidades ilustrativas, será compreendido pelos versados na técnica que várias mudanças podem ser feitas e suas equivalências podem ser substituídas por
30 elementos sem se distanciar do escopo da invenção. Adicionalmente, muitas modificações podem ser feitas para se adaptar um instrumento em particu-

lar, uma situação ou um material aos ensinamentos da invenção sem se distanciar do escopo essencial da mesma. Portanto, pretende-se que a invenção não seja limitada à modalidade em particular descrita como o melhor modo contemplado para a realização dessa invenção, mas que a invenção

5 inclui todas as modalidades que se encontram dentro do escopo das reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de determinação da saturação de fluido em uma formação para uma pluralidade de fluidos em uma pluralidade de profundidades radiais perto de um poço, o método compreendendo:

- 5 a) a obtenção de dados de resposta de ressonância magnética nuclear (RMN) de múltiplas frequências para a formação; e
- b) processamento dos dados para determinar simultaneamente a saturação de fluido para cada fluido em cada profundidade radial.
- c) o processamento dos dados para determinar o espectro do
- 10 tempo de relaxamento para a pluralidade de fluidos presentes na formação;
- d) a remoção a partir dos dados das respostas para os componentes de tempo de relaxamento correspondentes aos fluidos selecionados;
- e) a inversão dos dados para determinar o espectro de tempo de relaxamento do filtrado de lama e o fluido de formação restante correspondente a cada profundidade radial; e
- 15 f) a determinação da saturação de fluido.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o tempo de relaxamento compreende um dentre o tempo de relaxamento longitudinal T_1 e o tempo de relaxamento transversal T_2 .

20 3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o processamento compreende o processamento SIMET.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que os dados compreendem dados para pelo menos um dentre uma pluralidade de frequências e uma pluralidade de sequências de eco.

25 5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a inversão compreende a implementação de uma restrição física em uma relação entre as saturações de fluido para cada profundidade radial.

6. Método, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado pelo fato de** que a inversão compreende a utilização de um algoritmo para aumentar monotonicamente a saturação de hidrocarbono do reservatório com

30 a profundidade radial, onde a invasão ocorre.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo**

fato de que o tempo de relaxamento para o fluido não é limitado a um único tempo de relaxamento em cada profundidade radial.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, no qual a saturação de fluido é determinada para pelo menos uma profundidade radial.

5 9. Meio legível por máquina **caracterizado por** executar o método conforme as reivindicações 1 a 8, compreendendo instruções legíveis por máquina armazenadas no meio legível por máquina, as instruções para determinar a saturação de fluido para uma pluralidade de fluidos em uma formação em profundidades radiais diferentes perto de um poço, as instruções
10 compreendendo instruções para:

a) obter dados de resposta de ressonância magnética nuclear (RMN) de múltiplas frequências para a formação; e

b) processar os dados para determinar simultaneamente a saturação de fluido para cada fluido em cada profundidade radial.

15 c) o processamento de dados para determinar o espectro de tempo de relaxamento para a pluralidade de fluidos presentes na formação;

d) a remoção a partir dos dados das respostas para os componentes de tempo de relaxamento correspondentes aos fluidos selecionados;

e) a inversão de dados para determinar o espectro de tempo de relaxamento do filtrado de lama e o fluido de formação restante correspondente a cada profundidade radial; e
20

f) a determinação da saturação de fluido.

10. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que o tempo de relaxamento compreende um
25 dentre o tempo de relaxamento longitudinal, T_1 , e o tempo de relaxamento transversal, T_2 .

11. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que o processamento compreende o processamento SIMET.

30 12. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que os dados compreendem dados para pelo menos uma dentre as frequências e uma pluralidade de sequências de eco.

13. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que a inversão compreende a implementação de uma restrição física em uma relação entre as saturações de fluido para cada profundidade radial.

5 14. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que a inversão compreende a utilização de um algoritmo para o aumento monotônico da saturação de hidrocarbono de reserva com profundidade radial, onde a invasão ocorre.

10 15. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que o tempo de relaxamento para o fluido não está limitado a um único tempo de relaxamento em cada profundidade radial.

16. Meio legível por máquina, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado pelo fato de** que a saturação de fluido é determinada para pelo menos uma profundidade radial.

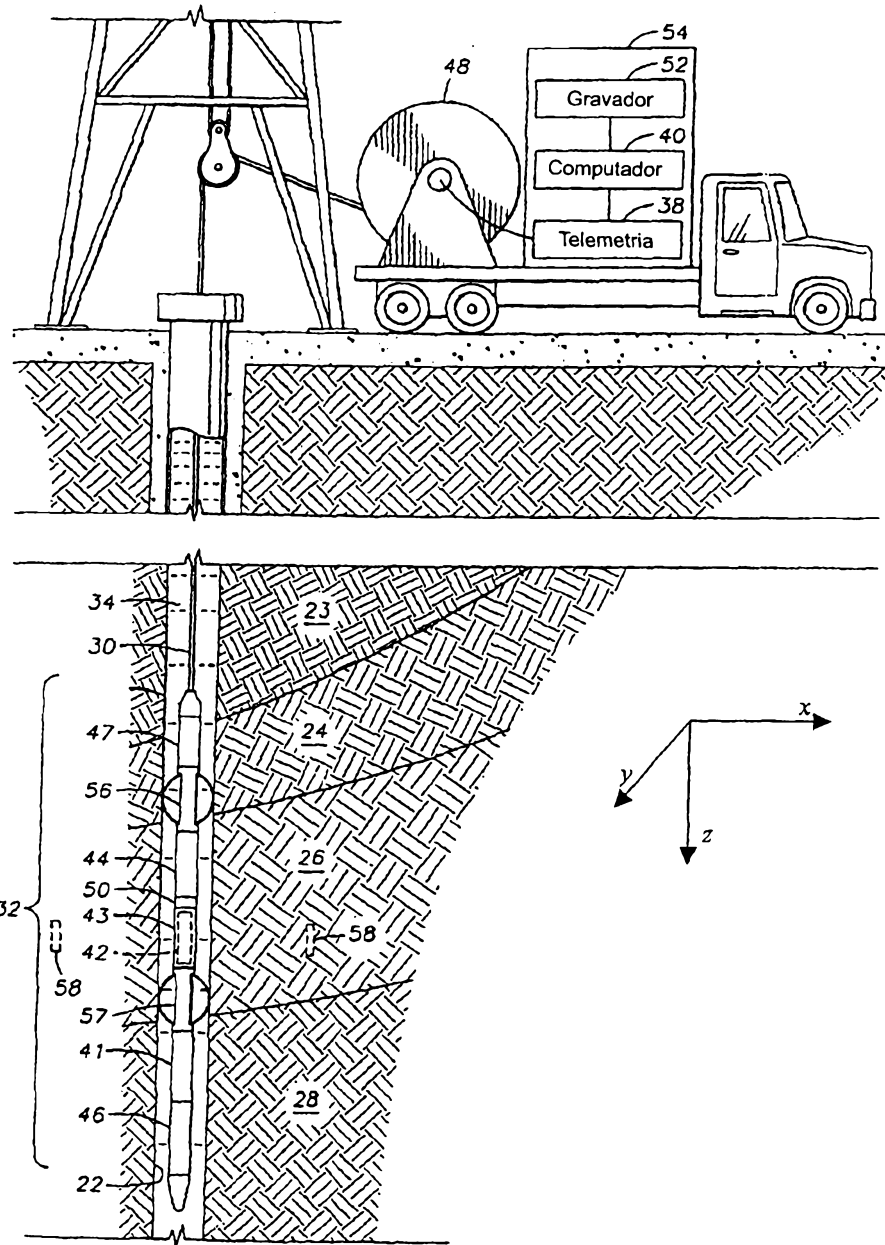


Fig. 1

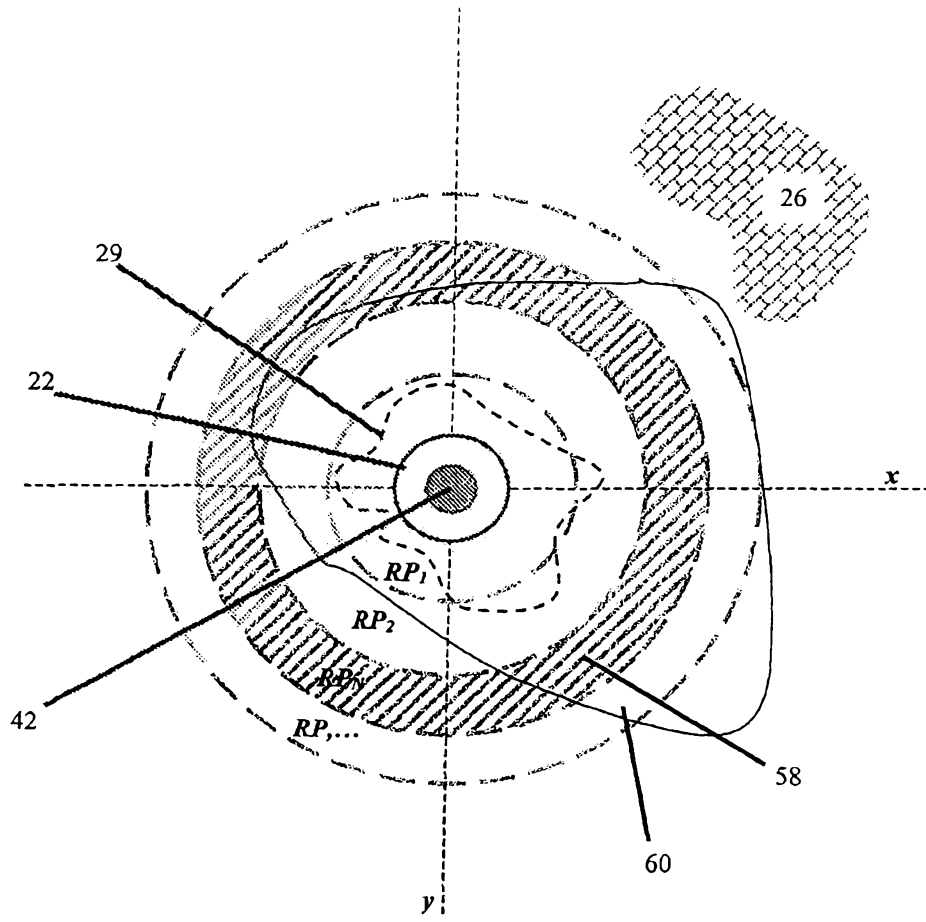


Fig . 2

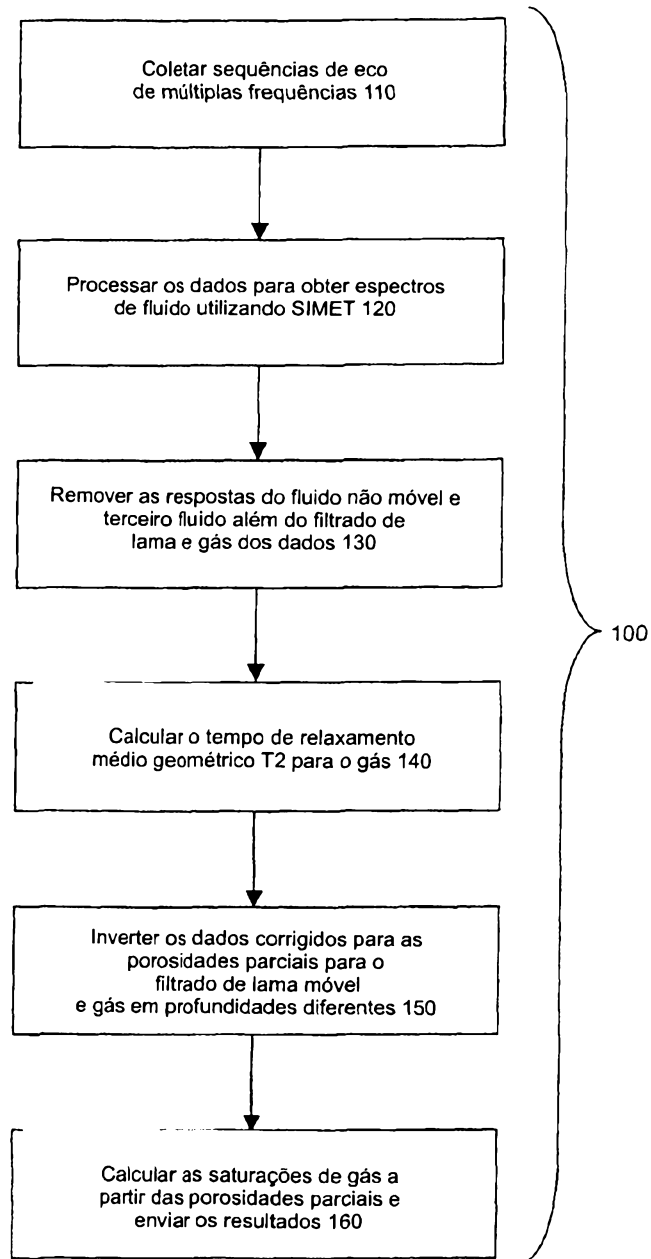


Fig. 3

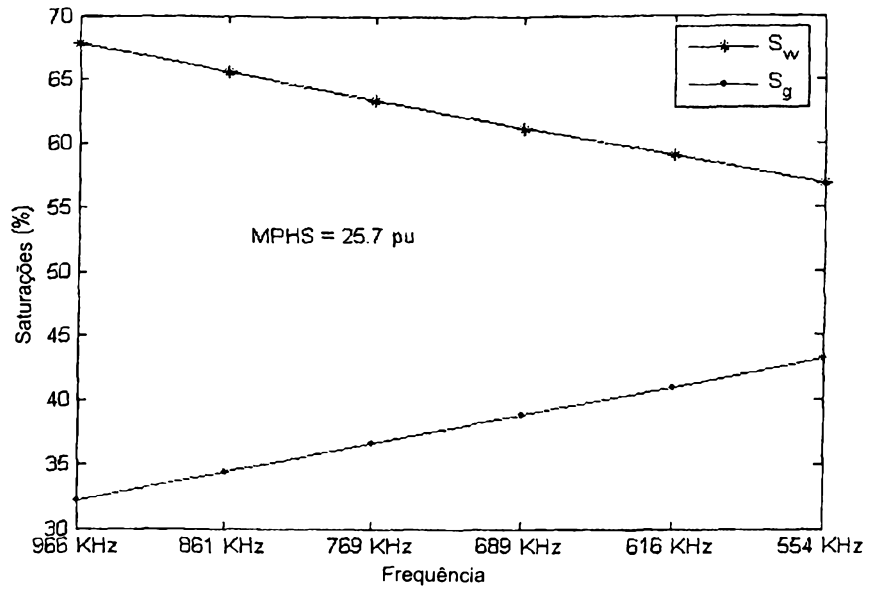


Fig. 4
Variação de água T2 espectros

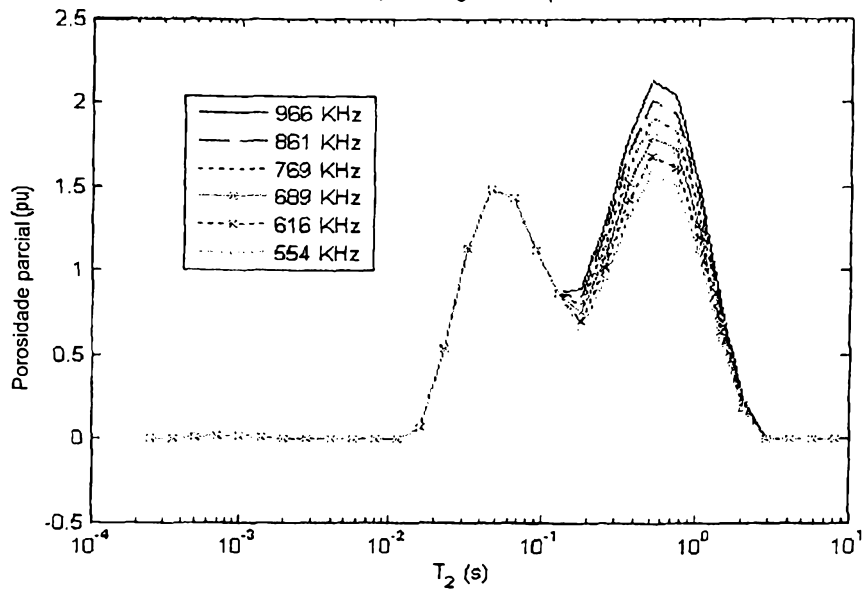


Fig. 5

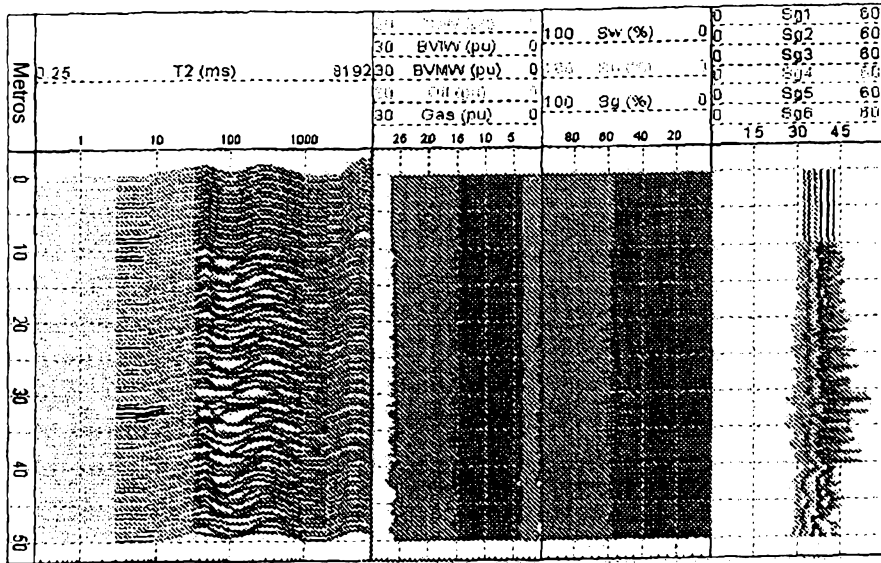


Fig. 6

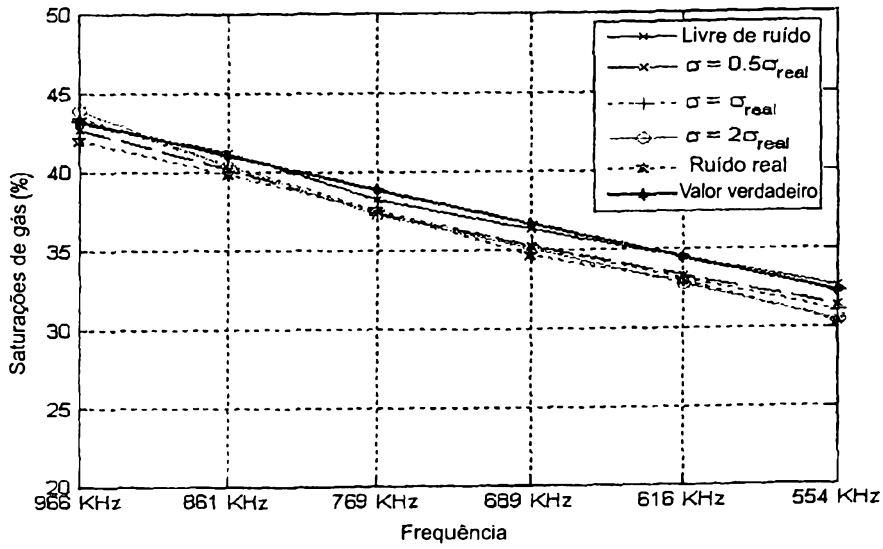


Fig. 7

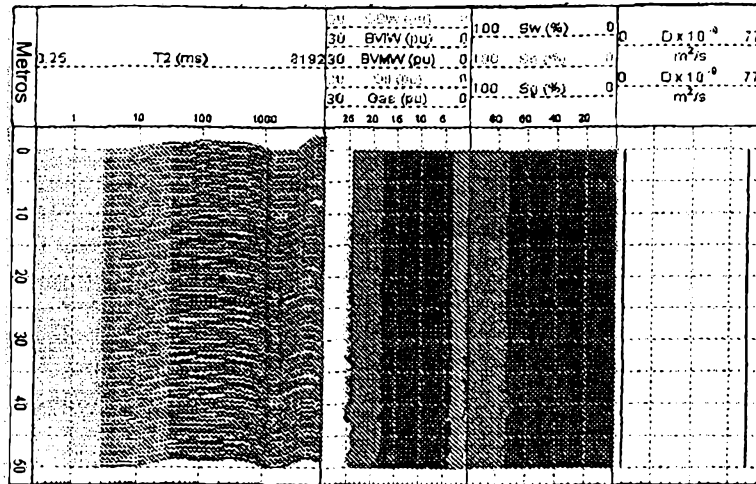


Fig. 8

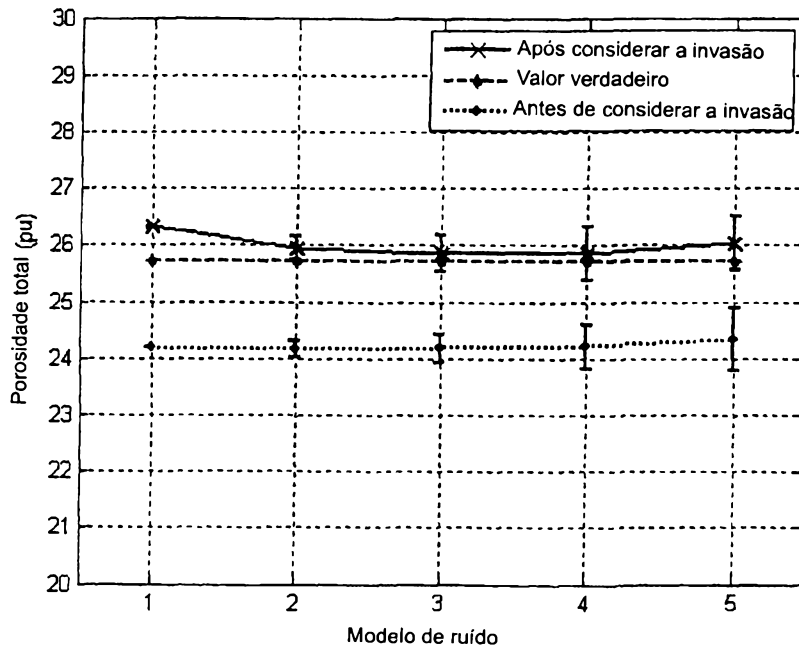


Fig. 9

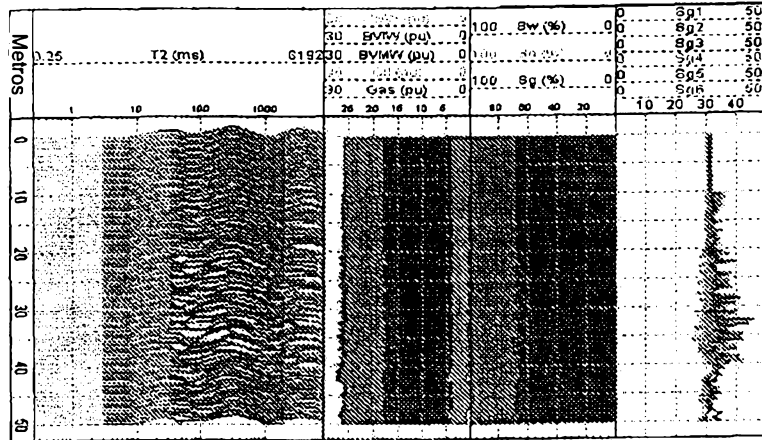


Fig. 10

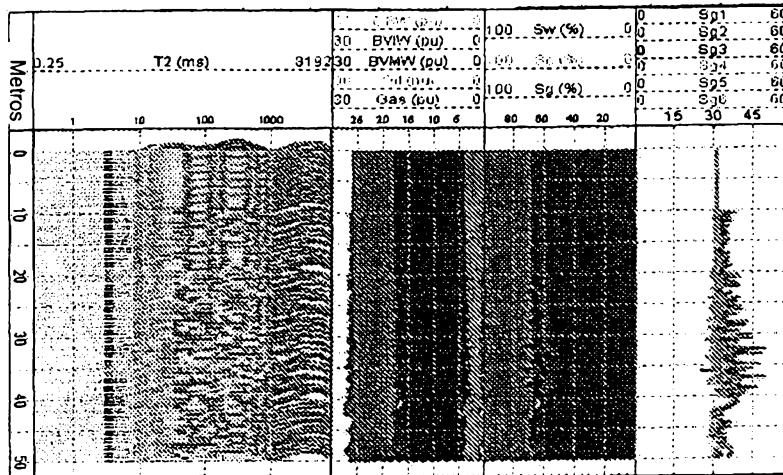


Fig. 11

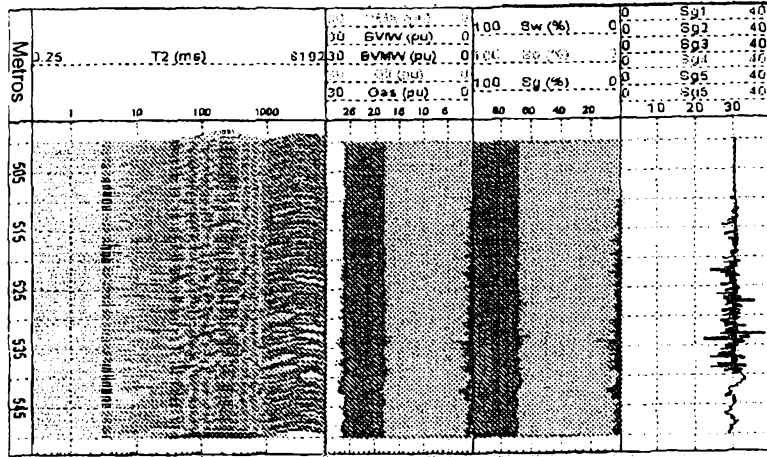


Fig. 12

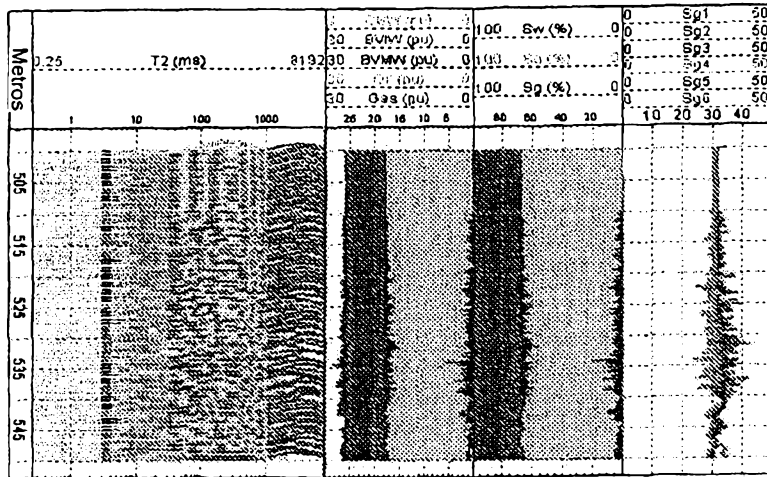


Fig. 13

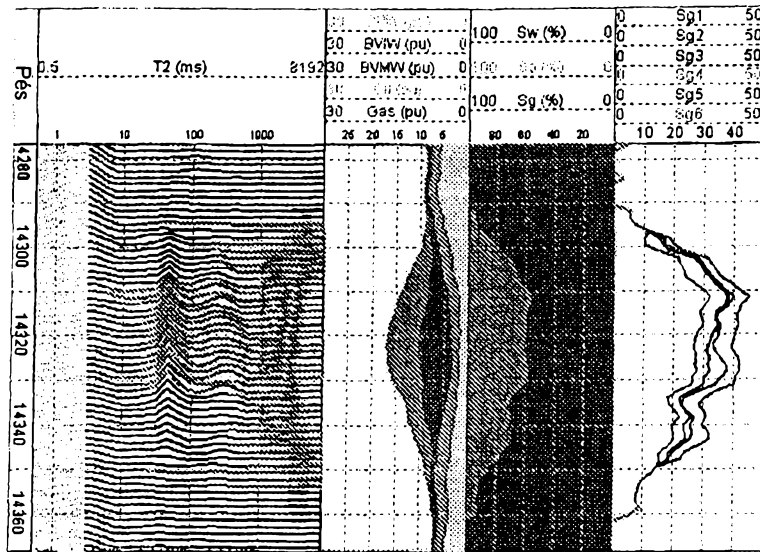


Fig. 14

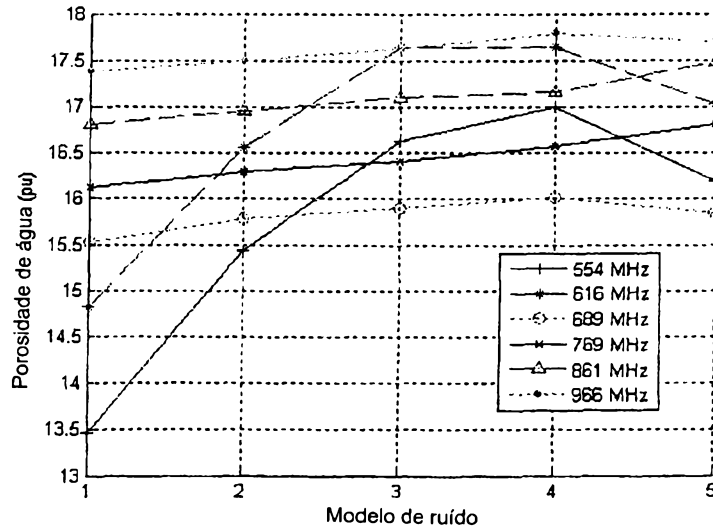


Fig. 15

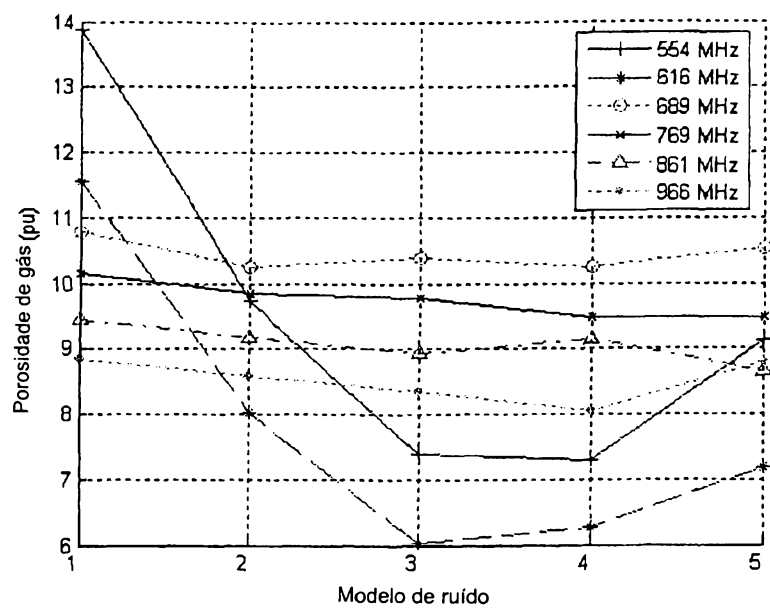


Fig. 1 6