



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

(11) PI 0619912-7 B1

(22) Data do Depósito: 14/12/2006

(45) Data de Concessão: 12/12/2017



(54) Título: MÉTODO E APARELHO PARA DETECTAR A PRESENÇA DE SEGUNDO FLUIDO DE FORMAÇÃO TERRESTRE EM PERFURAÇÃO DE POÇO CONTENDO PRIMEIRO FLUIDO E MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR

(51) Int.Cl.: E21B 47/01

(30) Prioridade Unionista: 16/12/2005 US 60/750,868

(73) Titular(es): BAKER HUGHES INCORPORATED

(72) Inventor(es): PINGJUN GUO; PADMAKER DEO

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO E APARELHO PARA DETECTAR A PRESENÇA DE SEGUNDO FLUIDO DE FORMAÇÃO TERRESTRE EM PERFURAÇÃO DE POÇO CONTENDO PRIMEIRO FLUIDO E MÍDIA LEGÍVEL POR COMPUTADOR"**.

5 ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

Esta invenção refere-se de uma maneira geral a ferramentas de perfilagem de poço de óleo e gás. Mais particularmente, esta invenção refere-se a ferramentas e métodos para identificar o influxo de fluidos de formação tais como gás, óleo ou água, para dentro da perfuração de poço em tempo real durante operações de perfuração.

Exploração para hidrocarbonetos comumente inclui usar uma montagem de fundo de poço incluindo uma broca de perfuração para executar uma perfuração de poço em uma formação de solo. Fluido ou "lama" de perfuração usada na perfuração pode variar em densidade ou "peso de lama" por diversos motivos. Tais variações podem resultar de mudanças na quantidade e densidade de cortes (partículas de formação), mudanças no "programa de lama" na superfície, mudanças na temperatura, etc. Variações na densidade de lama também ocorrem quando gás ou líquido entram na perfuração de poço a partir da formação. Tal influxo de fluidos de formação provavelmente pode ser o resultado de sobrepressões de formação ou pressões altas de forma anormal.

Conceitos de detecção de pressão são especialmente importantes em perfuração. Não somente faz a taxa de perfuração diminuir com um alto sobrebalanço de pressão de lama versus pressão de formação, mas também perda de circulação e aderência por pressão diferencial do tubo de perfuração podem ocorrer prontamente. Com mais importância, um sub-balanço de pressão de lama versus pressão de formação pode causar um "kick" de pressão. Um poço pode sofrer um "kick" (influxo indesejável de fluidos da formação para o interior do poço) sem avisar antecipadamente. Técnicas de perfuração equilibrada freqüentemente exigem somente uma fina margem entre controle de pressão efetivo e um estouro ameaçado. Adicionalmente, existem situações onde sub-balanço é mantido para evitar danos de formação, de maneira que é importante detectar influxo de líquidos de

61 ✓
formação para dentro da perfuração de poço.

Alguns preceitos de técnica anterior para detectar pressão de formação anormal são baseados na medição de parâmetros de perfuração tais como taxa de perfuração, torque e arrastamento; parâmetros de lama de perfuração tais como lama contaminada com gás, peso de lama de linha de fluxo, kicks de pressão, temperatura de linha de fluxo, nível de poço e volume de poço, taxa de fluxo lama; parâmetros de aparas de xisto tais como densidade de volume, fator de xisto, volume e tamanho das aparas. Todos estes sofrem da desvantagem de que as medições não são disponíveis em tempo real.

Outros métodos de técnica anterior para identificar possíveis influxos contam com medições de densidade do fluido de perfuração de poço. Ver, por exemplo, a US4492865 para Murphy et al, US4412130 para Winters, US6648083 para Evans et al. e a US6768106 para Gzara et al. Uma desvantagem dos métodos que fazem medições de densidade é que o gás deve estar presente em quantidades suficientes para afetar a densidade da lama, de maneira que gás dispersado que possa ser um precursor para um influxo de gás não registrará com dispositivos de medição de densidade. Além do mais, as medições de densidade feitas pelos dispositivos de técnica anterior são responsivas aos graus de variação para a densidade da formação.

Existe uma necessidade de uma técnica para medir as propriedades do fluido de perfuração de poço de fundo de poço com uma única ferramenta a fim de detectar influxos de gás e influxo de líquidos de formação. A presente invenção satisfaz a esta necessidade.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

Uma modalidade da presente invenção é um método para identificar e quantificar um influxo de gás durante execução de um furo de poço. Medições são feitas em pelo menos um detector de raios-gama espalhados inelasticamente resultantes da ativação de uma fonte de neutrons pulsados. A partir das medições, uma razão de carbono para oxigênio (razão C/O) é determinada. Esta razão é indicativa de possíveis influxos de gás durante a

perfuração. As medições podem ser feitas com mais de um detector para corrigir os dados em função do efeito da formação. Quando mais de um detector é usado, outros parâmetros tais como densidade da formação, porosidade da formação e composição da formação podem ser determinados usando-se uma combinação de raios-gama inelásticos e de captura. O indicador de influxo de gás está disponível em tempo real e pode ser transmitido por telemetria para o topo do poço para ação corretiva apropriada, tal como ajustar peso de lama. Além da análise C/O ou em vez dela, uma análise elementar do fluido de perfuração de poço pode ser feita para identificar o influxo de líquidos de formação para dentro da perfuração de poço.

Uma outra modalidade da invenção é um aparelho que inclui uma fonte de neutrons pulsados. Um detector a pouca distância faz medições de raios-gama que são primariamente responsivos ao fluido de perfuração de poço. Um processador estima a partir dos raios-gama medidos uma razão C/O. O processador determina adicionalmente a partir da razão C/O estimada e de tabelas de consulta armazenadas um indicador de influxo de gás. O aparelho pode incluir mais de um detector, em cujo caso o processador pode estimar propriedades da formação tais como porosidade, densidade e composição elementar. O processador também pode usar uma análise elementar da lama de perfuração de poço além da análise C/O, ou em vez dela, para identificar o influxo de líquidos de formação para dentro da perfuração de poço.

Uma outra modalidade da invenção é uma mídia legível por máquina para uso com um aparelho para avaliar uma formação de solo. O aparelho inclui uma fonte de neutrons transportada em uma perfuração de poço na formação de solo, a fonte irradiando a formação de solo. Pelo menos um detector espaçado ao lado da fonte produz sinais indicativos de resultados de interação da radiação com núcleos na formação de solo. A mídia inclui instruções que capacitam um processador para estimar a partir dos sinais um valor de uma razão C/O e de um indicador de influxo de gás. A mídia pode ser uma ROM, uma EPROM, uma EEPROM, uma memória flash e/ou um disco ótico.

BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS

A presente invenção é mais bem entendida com referência às figuras anexas, nas quais números iguais se referem a elementos iguais, e em que:

5 A figura 1 mostra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração que inclui o aparelho da presente invenção em uma modalidade de medições durante a perfuração;

A figura 2 ilustra a geração de raios-gama por espalhamento inelástico, e por captura de neutrons térmicos e epitérmicos;

10 A figura 3 é um gráfico exemplar de um espectro de raios-gama inelásticos obtido em formação de calcário preenchido com água e janelas de carbono e oxigênio que podem ser usadas para computar a razão C/O;

A figura 4a mostra um gráfico exemplar da razão C/O para uma perfuração de poço preenchida com óleo, gás e água em um arenito saturado com água;

15 A figura 4b representa esquematicamente a manifestação de um influxo de gás na razão C/O medida; e

A figura 5 mostra um gráfico exemplar da razão C/O para uma perfuração de poço preenchida com óleo, gás e água em um arenito saturado com óleo;

DESCRIÇÃO DETALHADA DAS MODALIDADES PREFERIDAS

A presente invenção está descrita com referência a uma montagem de perfuração, embora muito dos métodos da presente invenção também seja aplicável com ferramentas de perfilagem transportadas em um cabo elétrico de perfilagem convencional e também possa ser usado em perfurações de poço revestido. A figura 1 mostra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração exemplar 10, tal como aquele revelado por Estes. O sistema de perfuração tem uma montagem de fundo de poço (BHA) ou a montagem de perfuração 90 que inclui giroscópio. Para algumas das aplicações da presente invenção um giroscópio não é essencial. A BHA 90 é transportada em uma perfuração de poço 26. O sistema de perfuração 10 inclui uma torre de perfuração convencional 11 erguida em um piso 12 que

suporta uma plataforma giratória 14 que é girada por um motor principal, tal como um motor elétrico (não mostrado), em uma velocidade de rotação desejada. A coluna de perfuração 20 inclui uma tubulação (tubo de perfuração ou tubulação flexível contínua) 22 se estendendo para baixo a partir da superfície para dentro da perfuração de poço 26. Uma broca de perfuração 50, fixada à extremidade da coluna de perfuração 20, desintegra as formações geológicas quando ela é girada para executar a perfuração de poço 26. A coluna de perfuração 20 é acoplada a um guincho principal 30 por meio de uma junta de ligação da coluna de perfuração ao tornel 21, do tornel 28 e da linha 29 através de uma polia (não mostrada). O guincho principal 30 é operado para controlar o peso na broca ("WOB"), o qual é um parâmetro importante que afeta a taxa de penetração ("ROP"). Um injetor de tubulação 14a e um carretel (não mostrado) são usados no lugar da plataforma giratória 14 para injetar a BHA para dentro do furo do poço quando uma tubulação flexível contínua é usada como o elemento de transporte 22. As operações do guincho principal 30 e do injetor de tubulação 14a são conhecidas na técnica e assim não estão descritas detalhadamente neste documento.

Durante a perfuração um fluido de perfuração adequado 31 de uma cova de lama (fonte) 32 é circulado sob pressão através da coluna de perfuração 20 por meio de uma bomba de lama 34. O fluido de perfuração passa da bomba de lama 34 para dentro da coluna de perfuração 20 por meio de um amortecedor de pulsações ou irregularidades (desurger) 36 e da linha de fluido 38. O fluido de perfuração 31 é descarregado no fundo da perfuração de poço 51 através das aberturas na broca de perfuração 50. O fluido de perfuração 31 circula para a parte superior do furo através do espaço anular 27 entre a coluna de perfuração 20 e a perfuração de poço 26 e retorna para a cova de lama 32 por meio de uma linha de retorno 35 e da peneira de apara de perfuração 85 que remove as aparas de perfuração 86 do fluido de perfuração de retorno 31b. Um sensor S_1 na linha 38 fornece informação a respeito da taxa de fluxo de fluido. Um sensor de torque de superfície S_2 e um sensor S_3 associados com a coluna de perfuração 20 fornecem, respectivamente, informação a respeito do torque e da velocidade de rota-

ção da coluna de perfuração 20. A velocidade de injeção de tubulação é determinada pelo sensor S_5 , enquanto que o sensor S_6 fornece a carga de gancho da coluna de perfuração 20.

Em algumas aplicações a broca de perfuração 50 é girada somente pelo giro do tubo de perfuração 22. Entretanto, em muitas outras aplicações um motor de fundo de poço 55 (motor de lama) é disposto na montagem de perfuração 90 para girar a broca de perfuração 50 e o tubo de perfuração 22 é girado usualmente para completar a potência rotacional, se exigido, e para efetuar mudanças na direção de perfuração. Em qualquer caso, a ROP para uma dada BHA depende amplamente do WOB ou da força de impulso na broca de perfuração 50 e da sua velocidade de rotação.

O motor de lama 55 é acoplado à broca de perfuração 50 por meio de um acionamento disposto em uma montagem de suporte 57. O motor de lama 55 gira a broca de perfuração 50 quando o fluido de perfuração 31 passa pelo motor de lama 55 sob pressão. A montagem de suporte 57 suporta as forças radiais e axiais da broca de perfuração 50, o impulso para baixo do motor de lama 55 e o carregamento reativo para cima do peso aplicado na broca. Um estabilizador inferior 58a acoplado à montagem de suporte 57 age como um centralizador para a parte mais baixa da coluna de perfuração 20.

Uma unidade de controle ou processador de superfície 40 recebe sinais dos sensores e dispositivos de fundo de poço por meio de um sensor 43 colocado na linha de fluido 38 e sinais dos sensores S_1 - S_6 , e de outros sensores usados no sistema 10, e processa tais sinais de acordo com instruções programadas fornecidas para a unidade de controle de superfície 40. A unidade de controle de superfície 40 exibe parâmetros de perfuração desejados e outra informação em um mostrador/monitor 42 que é utilizado por um operador para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 40 contém um computador, memória para armazenar dados, gravador para gravar dados e outros periféricos. A unidade de controle de superfície 40 também inclui um modelo de simulação e processa dados de acordo com instruções programadas. A unidade de controle 40 é preferi-

velmente adaptada para ativar os alarmes 44 quando ocorrem certas condições de operação inseguras ou indesejáveis.

A BHA também pode conter sensores ou dispositivos de avaliação de formação para determinar resistividade, densidade e porosidade das formações circundando a BHA. A presente invenção também inclui um sensor que é útil para determinar a composição do fluido de perfuração de poço tal como discutido a seguir. Um dispositivo de raios-gama para medir a intensidade de raio-gama e outros dispositivos nucleares e não nucleares usados como dispositivos de medição durante a perfuração são incluídos adequadamente na BHA 90. Como um exemplo, a figura 1 mostra um dispositivo de medição de resistividade 64. Ele fornece sinais a partir dos quais a resistividade da formação perto da broca de perfuração 50, ou na frente dela, é determinada. O dispositivo de medição de resistividade 64 tem as antenas de transmissão 66a e 66b espaçadas das antenas de recepção 68a e 68b. Em operação, as ondas eletromagnéticas transmitidas são perturbadas à medida que elas se propagam através da formação circundando o dispositivo de medição de resistividade 64. As antenas de recepção 68a e 68b detectam as ondas perturbadas. A resistividade da formação é derivada da fase e da amplitude dos sinais detectados. Os sinais detectados são processados por um computador de fundo de poço 70 para determinar os valores de resistividade e dielétricos.

Um inclinômetro 74 e um dispositivo de raios-gama 76 podem ser colocados adequadamente ao longo do dispositivo de medição de resistividade 64 para determinar, respectivamente, a inclinação da parte da coluna de perfuração perto da broca de perfuração 50 e a intensidade de raio-gama da formação. Quaisquer inclinômetro e dispositivo de raios-gama adequados, entretanto, podem ser utilizados com os propósitos desta invenção. Além do mais, sensores de posição, tais como acelerômetros, magnetômetros ou dispositivos giroscópicos podem ser dispostos na BHA para determinar o azimute de coluna de perfuração, coordenadas e direções verdadeiras no furo do poço 26. Tais dispositivos são conhecidos na técnica e não estão descritos detalhadamente neste documento.

Na configuração descrita anteriormente, o motor de lama 55 transfere potência para a broca de perfuração 50 por meio de um ou mais eixos ocos que descem através do dispositivo de medição de resistividade 64. O eixo oco capacita o fluido de perfuração para passar do motor de lama 55 para a broca de perfuração 50. Em uma modalidade alternativa da coluna de perfuração 20, o motor de lama 55 pode ser acoplado abaixo do dispositivo de medição de resistividade 64 ou em qualquer outro lugar adequado. O dispositivo de medição de resistividade, o dispositivo de raios-gama e o inclinômetro descritos anteriormente são preferivelmente colocados em um alojamento comum que pode ser acoplado ao motor. Os dispositivos para medir porosidade, permeabilidade e densidade da formação (designados coletivamente pelo número 78) são preferivelmente colocados acima do motor de lama 55. Tais dispositivos são conhecidos na técnica e assim não estão descritos com detalhes.

15 Tal como observado anteriormente, uma grande parte dos atuais sistemas de perfuração, especialmente para execução de furos dos poços altamente desviados e horizontais, utilizam tubulação flexível contínua para transportar a montagem de perfuração para o fundo de poço. Em tal aplicação um propulsor 71 é empregado na coluna de perfuração 90 para fornecer 20 a força exigida na broca de perfuração. Com o propósito desta invenção, o termo peso na broca é usado para indicar a força na broca aplicada à broca de perfuração durante a operação de perfuração, se aplicada pelo ajuste do peso da coluna de perfuração ou por propulsores. Também, quando tubulação flexível contínua é utilizada a tubulação não é girada por uma plataforma 25 giratória e em vez disto ela é injetada para dentro do furo do poço por meio de um injetor adequado 14a ao mesmo tempo que o motor de fundo de poço 55 gira a broca de perfuração 50.

A figura 2 mostra uma ilustração da ferramenta de perfilagem adequada para uso com a presente invenção. O aparelho ilustrado é o Reservoir Performance Monitor (RPM) da Baker Atlas, Incorporated. Está descrita a operação típica da ferramenta tal como usada para determinação de 30 propriedades da formação. Estão incluídos comentários específicos para a

determinação de propriedades da lama.

Um dispositivo de medição 100 compreende uma fonte de neutrons 101 e três detectores espaçados de lado axialmente descritos a seguir. O número de detectores mostrados na modalidade da figura 2 é somente um exemplo do número de detectores empregados em uma modalidade da presente invenção. Não é uma limitação no escopo da presente invenção. O dispositivo de medição pode compreender dois ou mais detectores. A fonte de neutrons 101 pode ser pulsada em diferentes frequências e modos para tipos diferentes de medições. O detector pouco distante (SS) 105 está mais próximo da fonte 101. O detector distante (LS) está indicado por 106 e o detector mais afastado 107 está referido como o detector mais distante (XLS). Neutrons rápidos (de aproximadamente 14 MeV) são emitidos pela fonte 101 e entram na perfuração de poço e na formação, onde eles passam por diversos tipos de interações. Durante os primeiros poucos microssegundos (μs), antes de eles perderem muita energia, alguns neutrons são envolvidos em espalhamento inelástico com núcleos na perfuração de poço e na formação e produzem raios-gama. Estes raios-gama inelásticos 120 têm energias que são características dos núcleos atômicos que os produziram. Os núcleos atômicos encontrados neste ambiente incluem, por exemplo, carbono, oxigênio, silício, cálcio e alguns outros.

Dois ou mais detectores de raios-gama podem ser empregados em um ou mais modos de operação. Tais modos incluem, mas não se limitando a estes, um modo de captura de neutrons pulsados, um modo de espectrometria de neutrons pulsados, um modo imaginador de prisão de neutrons pulsados, e um modo de ativação de neutrons. Em um modo de captura de neutrons pulsados, por exemplo, a ferramenta pulsa em 1 kHz, e grava um espectro de tempo completo para cada detector. Um espectro de energia também é registrado para manter níveis de discriminação de energia. Espectros de tempo dos detectores pouco distante e distante podem ser processados individualmente para fornecer informação de seção cruzada de captura de neutrons térmicos tradicional, ou os dois espectros podem ser usados conjuntamente para automaticamente corrigir os dados em função dos efei-

tos de perfuração de poço e difusão e produzir resultados se aproximando substancialmente de valores de formação intrínsecos.

Em um modo de espectrometria de neutrons pulsados, o instrumento pulsa em 10 kHz, por exemplo, e grava espectros de energia de raios-
5 gamas inelásticos e de captura totais de cada detector. Estes dados são processados para determinar razões elementares incluindo carbono/oxigênio e cálcio/silício dos espectros inelásticos e silício/cálcio dos espectros de captura.

Em uma modalidade da presente invenção, um gerador de neu-
10 trons pulsados com confiabilidade aperfeiçoada e saída mais alta é acoplado com acionadores e componentes eletrônicos de detector controlados por microprocessador de fundo de poço de alta velocidade. O sistema suporta operação de múltiplas frequências e diferentes ajustes de porta de detecção para fazer as diferentes medições. Os modos de operação podem ser sele-
15 çionados da superfície sem nenhuma necessidade de puxar a ferramenta para fora do poço.

Depois de exatamente alguns μ s, a maioria dos neutrons é retardada por espalhamento inelástico ou elástico até que eles alcancem energias térmicas em torno de 0,025 eV. Este processo está ilustrado esquematicamente na figura 2 como a sequência das setas de linha cheia 110.
20 Nas energias térmicas, neutrons continuam a passar por colisões elásticas, mas eles em média não perdem mais energia. Alguns μ s depois de o gerador de neutrons desligar o processo de termalização está completo. Durante os próximos diversos cem μ s, neutrons térmicos são capturados por núcleos
25 de vários elementos - de novo produzindo raios-gama, identificados como os raios-gama de captura 130. Um espectro de energia de raios-gama de captura produz informação a respeito das abundâncias relativas destes elementos. Os raios-gama inelásticos estão representados por 120.

Com os propósitos da presente invenção, é usualmente suficiente
30 te medir os raios-gama espalhados inelasticamente da lama. Desta maneira, para os propósitos limitados da presente invenção pode ser suficiente usar medições somente do detector SS. Medições do(s) outro(s) detector(es) ain-

da seriam necessárias para determinação de propriedades da formação.

Uma modalidade da invenção mede a razão de Carbono/Oxigênio (C/O) dos raios-gama inelásticos. Tal como é conhecido para os versados na técnica, os raios-gama inelásticos espalhados em uma energia de cerca de 4,4 MeV são primariamente por causa de núcleos de carbono na formação. Os raios-gama inelásticos espalhados em uma energia de cerca de 6,13 MeV são indicativos de núcleos de oxigênio na formação. Estas faixas estão representadas pelas janelas 151 e 153 na figura 3. O espectro de raios-gama inelástico mostrado nas mesmas é obtido em uma formação de calcário preenchida com água. Isto, e dados similares para outras rochas de reservatório, é a base para o método da presente invenção.

Em uma modalidade da invenção, os espectros observados são ajustados por uma combinação ponderada de espectros-padrões (para Carbono e Oxigênio no presente caso). Os pesos dão a relativa abundância de Carbono e Oxigênio (a razão C/O). Uma abordagem como esta tem sido discutida, por exemplo, na US 3521064 para Moran et al. Em uma outra modalidade da invenção, uma técnica com base em janela é usada na qual a razão C/O é dada pela razão das contagens nas janelas tais como 151 e 153.

Métodos de técnica anterior, tais como aqueles descritos na US5045693 para McKeon et al. determinam a razão C/O para diferentes detectores e então corrigem os dados em função do efeito do fluido de perfuração de poço para determinar propriedades da formação. Especificamente, McKeon mostra a determinação de saturação com água (ou saturação com óleo) da formação.

Na presente invenção, o sinal de perfuração de poço é o sinal desejado em vez de ruído a ser removido. Desta maneira, a razão C/O determinada pelo detector SS pode ser usada como um indicador de influxo de gás. Opcionalmente, a razão C/O determinada pelos detectores SS e LS podem ser processadas para remover o efeito da formação e aprimorar o sinal de perfuração de poço.

A figura 4a mostra gráficos da razão C/O (ordenada) como uma função de porosidade da formação (abscissa). As curvas são obtidas usando

uma simulação Monte Carlo para um arenito saturado com água. A curva 181 é a razão C/O quando a perfuração de poço é preenchida com óleo, a curva 183 é para uma perfuração de poço preenchida com gás, enquanto que a curva 185 é para uma perfuração de poço preenchida com água. Assim estará evidente que se as medições C/O forem feitas durante perfuração onde uma lama à base de água (WBM) é usada, a razão C/O medida estaria próxima de 1,75, o valor para uma perfuração de poço preenchida com água. Isto está indicado por 191 na figura 4b. Deve-se notar que a abscissa na figura 4b é o tempo enquanto que a ordenada é a razão C/O medida. Se existir um influxo de gás existirá então um aumento na quantidade de gás na perfuração de poço, o que resulta em um aumento na razão C/O indicado por 193. Estaria aparente que este efeito seria notado mesmo se o influxo de gás permanecesse na solução. Isto é ao contrário dos métodos de técnica anterior que medem densidade de fluido como um indicador de influxo - gás dissolvido praticamente não teria efeito na densidade do fluido de perfuração de poço. Dada uma indicação de influxo como esta, uma ação corretiva apropriada pode ser executada, tal como aumentar o peso de lama a fim de manter o balanço apropriado nas condições de perfuração.

Também deve ser notado que, com as três curvas da figura 4a, um influxo repentino de óleo para dentro da perfuração de poço também seria detectado pela medição da razão C/O, e para um dado influxo de fluido de formação o efeito seria maior para óleo do que para gás.

Estará aparente para os versados na técnica que se uma lama à base de óleo (OBM) for usada para perfuração a imagem inverte, isto é, um influxo de gás resultaria em uma diminuição na razão C/O do valor C/O para uma perfuração de poço preenchida com óleo. Um influxo repentino de água para dentro da perfuração de poço teria um efeito ainda maior.

A figura 5 mostra curvas similares às aquelas da figura 4a, mas para uma formação de arenito preenchida com óleo. As curvas 201, 203 e 205 correspondem a uma perfuração de poço preenchida com óleo, uma perfuração de poço preenchida com gás e uma perfuração de poço preenchida com água respectivamente. Aqui, os efeitos esperados seriam similares à-

queles para arenito preenchido com água, mas existe mais de uma dependência na porosidade da formação.

O sistema de medição de gás C/O pode ser descido em modo autônomo ou em modo integrado com outros sensores e instrumentos LWD onde a fonte de neutrons pulsados também forneceria neutrons para medições adicionais tais como porosidade de neutrons, densidade de volume, análise sigma e elemental da formação. O sistema pode conseguir e enviar dados em modo de perfilagem e perfuração contínuas assim como modo perfilagem estacionária. Se possível, o modo estacionário seria preferido para detecção de influxo de gás já que ele interrompe momentaneamente a operação de perfuração e permite ao poço fluir no intervalo de profundidade de interesse para registrar e processar os dados C/O. Tabelas de consulta com a informação tal como aquela nas figuras 4a e 5 correspondente às diferentes litologias, fluidos de formação, fluidos de perfuração de poço e diâmetros de perfuração de poço são armazenadas na memória do processador de fundo de poço. Estas tabelas de consulta são usadas com a medição de C/O como um indicador de influxo. A maioria das medições feitas pelos outros sensores LWD pode ser armazenada para recuperação mais tarde. O indicador de influxo de gás, entretanto, deve ser usualmente transmitido por telemetria para o topo do poço para ação corretiva pelo operador de perfuração. Como uma alternativa para uma tabela de pesquisa uma rede neural treinada pode ser usada.

O método descrito anteriormente para determinação de um influxo de gás durante a perfuração também pode ser usado para identificar e quantificar o influxo de outros fluidos para dentro da perfuração de poço durante a perfuração. Um influxo como este pode ser particularmente problemático em perfuração sub-balanceada, em que o peso de lama é mantido abaixo da pressão de fluido de formação esperada para evitar possível dano de formação. O Pedido de Patente US Nº de série, 10/191152 de Fontana et al. descreve um sistema para controlar a densidade circulante equivalente durante execução de furos dos poços. Tubulação flexível contínua ou tubos de perfuração são usados na perfuração. Pequenas quantidades de líquidos

de formação dentro da perfuração de poço pode não ter muito efeito na razão C/O. Entretanto, com perfuração sub-balanceada, a diferença entre a pressão de fluido de formação e a pressão de perfuração de poço pode resultar em influxo suficiente de líquido de formação tal como para afetar a
5 razão C/O, assim uma análise elementar mais completa pode não ser necessária.

Em uma modalidade alternativa da invenção, uma análise elementar do fluido no anular entre a montagem de fundo de poço e a parede de perfuração de poço é executada. Os princípios básicos de tal análise
10 elementar quando aplicada à análise de formação são bem conhecidos na técnica. Na técnica anterior, o espectro medido é analisado pela comparação dele com um espectro composto elaborado de espectros-padrões de constituintes postulados para compreender a formação. Como resultado de tal análise, as proporções dos constituintes postulados na formação são determinadas. Ver, por exemplo, US4394574 e US4390783 para Grau. Na presente
15 invenção, o método de análise elementar é aplicado ao fluido de perfuração de poço. O método descrito anteriormente para a razão C/O é executado exceto que análise é executada para mais elementos. A composição da lama chegando embaixo na tubulação de perfuração é conhecida, de maneira
20 que seu espectro também é uma quantidade conhecida. Se o espectro do fluido no anular for diferente, então é uma indicação de influxo de líquidos de formação para dentro da perfuração de poço. Pela análise elementar, uma estimativa pode ser feita da fração do fluido no anular que consiste de líquido de formação.

25 Os efeitos de influxo de líquido para dentro da perfuração de poço são particularmente perceptíveis quando perfuração a ar é usada. Com perfuração a ar, a determinação da razão C/O dá uma boa indicação de influxo de fluido para dentro da perfuração de poço. A SPE 60708 de Thatcher et al. revela uma metodologia de perfuração a ar usando um motor transportado em tubulação em espiral. A montagem de sensor nuclear do tipo discu-
30 tido anteriormente pode ser parte de uma BHA que inclua um motor a ar.

O processamento das medições feitas nas aplicações MWD é

preferivelmente feito por um processador de fundo de poço. Para aplicações de cabo elétrico de perfilagem convencional, o processamento pode ser feito no fundo de poço, na superfície ou em uma localização remota. A aquisição de dados pode ser controlada pelo menos em parte pelos componentes eletrônicos de fundo de poço. Implícito no controle e processamento dos dados é o uso de um programa de computador em uma mídia legível por máquina adequada que capacite os processadores para executar o controle e processamento. A mídia legível por máquina pode incluir ROMs EPROMs, EEPROMs, Memórias flash e Discos óticos. O termo processador é pretendido para incluir dispositivos tais como uma matriz de porta programável de campo (FPGA).

Embora a revelação anterior esteja dirigida às modalidades específicas da invenção, várias modificações estarão aparentes para os versados na técnica. Pretende-se que todas as tais variações dentro do escopo e espírito das reivindicações anexas sejam abrangidas pela revelação anterior.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de detectar uma presença de um segundo fluido de uma formação terrestre em uma perfuração de poço (26) contendo um primeiro fluido, **caracterizado por** compreender:

- 5 a) transportar uma ferramenta de perfilagem (100) para dentro da perfuração de poço;
- b) irradiar a formação terrestre com uma fonte (1201) desta na ferramenta de perfilagem;
- c) medir radiação (120, 130) resultante da interação da irradiação com núcleos na perfuração de poço em pelo menos um detector (105, 106, 107);
- 10 d) determinar a partir da radiação medida uma mudança na composição elementar do primeiro fluido: e
- e) utilizar a mudança determinada na composição elementar
- 15 como um indicador da presença do segundo fluido na perfuração do poço.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** irradiar a formação terrestre compreende adicionalmente utilizar uma fonte de nêutrons pulsados.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** medir a radiação compreende adicionalmente medir raios gama inelásticos.

20

4. Método de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado pelo fato de que** determinar a mudança na composição elementar compreende adicionalmente estimar uma razão C/O a partir da radiação medida.

5. Método de acordo com a reivindicação 4, **caracterizado pelo fato de que** estimar a presença do segundo fluido compreende adicionalmente detectar uma mudança na razão C/O.

25

6. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o primeiro fluido é selecionado do grupo consistindo de: i) uma lama à base de água e ii) uma lama à base de óleo.

30

7. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o segundo fluido é selecionado do grupo consistindo de: i) água,

ii) óleo e iii) gás.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** a formação terrestre é selecionada do grupo que consiste em (i) um arenito; e (ii) carbonato.

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

i) medir radiação adicional resultante da interação da irradiação com núcleos na formação terrestre em pelo menos um detector adicional, e

10 ii) estimar a partir da radiação medida e da radiação adicional medida pelo menos uma de: (i) uma densidade da formação, (ii) uma porosidade da formação e (iii) uma composição da formação.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** compreende adicionalmente transportar a ferramenta de perfilagem para dentro da perfuração de poço em um dispositivo de transporte selecionado de: (i) um cabo elétrico de perfilagem convencional, (ii) um cabo de aço, (iii) tubulação flexível contínua e (iv) uma tubulação de perfuração.

11. Aparelho para detectar uma presença de um segundo fluido de uma formação terrestre em uma perfuração de poço contendo um primeiro fluido, **caracterizado por** compreender:

20 a) uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro da perfuração de poço;

b) uma fonte da radiação na ferramenta de perfilagem configurada para irradiar a formação terrestre;

25 c) pelo menos um detector na ferramenta de perfilagem configurado para medir radiação resultante da interação da irradiação com núcleos na perfuração de poço; e

d) um processador configurado para:

(A) estimar uma mudança na composição elementar do primeiro fluido usando a radiação medida, e

30 (B) usar a mudança na composição elementar como um indicador da presença do segundo fluido na perfuração do poço.

12. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado**

pelo fato de que a fonte de radiação compreende adicionalmente uma fonte de nêutrons pulsados.

13. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o pelo menos um detector é configurado adicionalmente para medir raios gama inelásticos.

14. Aparelho de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado pelo fato de que** o processador é configurado adicionalmente para estimar a mudança na composição elementar pela estimativa de uma razão C/O a partir da radiação medida.

15. Aparelho de acordo com a reivindicação 14, **caracterizado pelo fato de que** o processador é configurado adicionalmente para estimar a presença do segundo fluido pela detecção de uma mudança na razão C/O.

16. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o primeiro fluido é selecionado do grupo consistindo de: i) uma lama à base de água e ii) uma lama à base de óleo.

17. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o segundo fluido é selecionado do grupo consistindo de: i) água, ii) óleo e iii) gás.

18. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** a formação terrestre é selecionada do grupo que consiste em (i) um arenito; e (ii) carbonato.

19. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** compreende adicionalmente:

(i) pelo menos um detector adicional configurado para medir radiação adicional resultante da interação da irradiação com núcleos, e em que o processador é configurado adicionalmente para estimar a partir da radiação medida e da radiação adicional medida pelo menos uma de: (i) uma densidade da formação, (ii) uma porosidade da formação e (iii) uma composição da formação.

20. Aparelho de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** compreendendo adicionalmente um dispositivo de transporte selecionado de: (i) um cabo elétrico de perfilagem convencional, (ii) um

cabo de aço, (iii) tubulação flexível contínua e (iv) uma tubulação de perfuração.

21. Mídia legível por computador **caracterizada por** ser usada com um aparelho para detectar uma presença de um segundo fluido de uma
5 formação terrestre em uma perfuração de poço contendo um primeiro fluido, o aparelho compreendendo:

(a) uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro da perfuração de poço;

(b) uma fonte da radiação na ferramenta de perfilagem configurada para irradiar a formação terrestre; e
10

(c) pelo menos um detector na ferramenta de perfilagem configurado para medir radiação resultante da interação da irradiação com núcleos na perfuração de poço;

a mídia compreendendo instruções que capacitam um processador para:
15

(A) estimar uma mudança na composição elementar do primeiro fluido em uma perfuração de poço usando a radiação medida resultante da interação de radiação a partir de uma fonte de radiação em uma ferramenta de perfilagem transportada na perfuração de poço para irradiar uma formação terrestre com núcleos na perfuração de poço; e
20

(B) usar a mudança estimada na composição elementar como um indicador de uma presença de um segundo fluido na perfuração do poço.

22. Mídia, de acordo com a reivindicação 20, **caracterizada pelo fato de que** compreendendo adicionalmente pelo menos uma de: i) uma
25 ROM, ii) uma EPROM, iii) uma EEPROM, iv) uma memória flash e (v) um disco ótico.

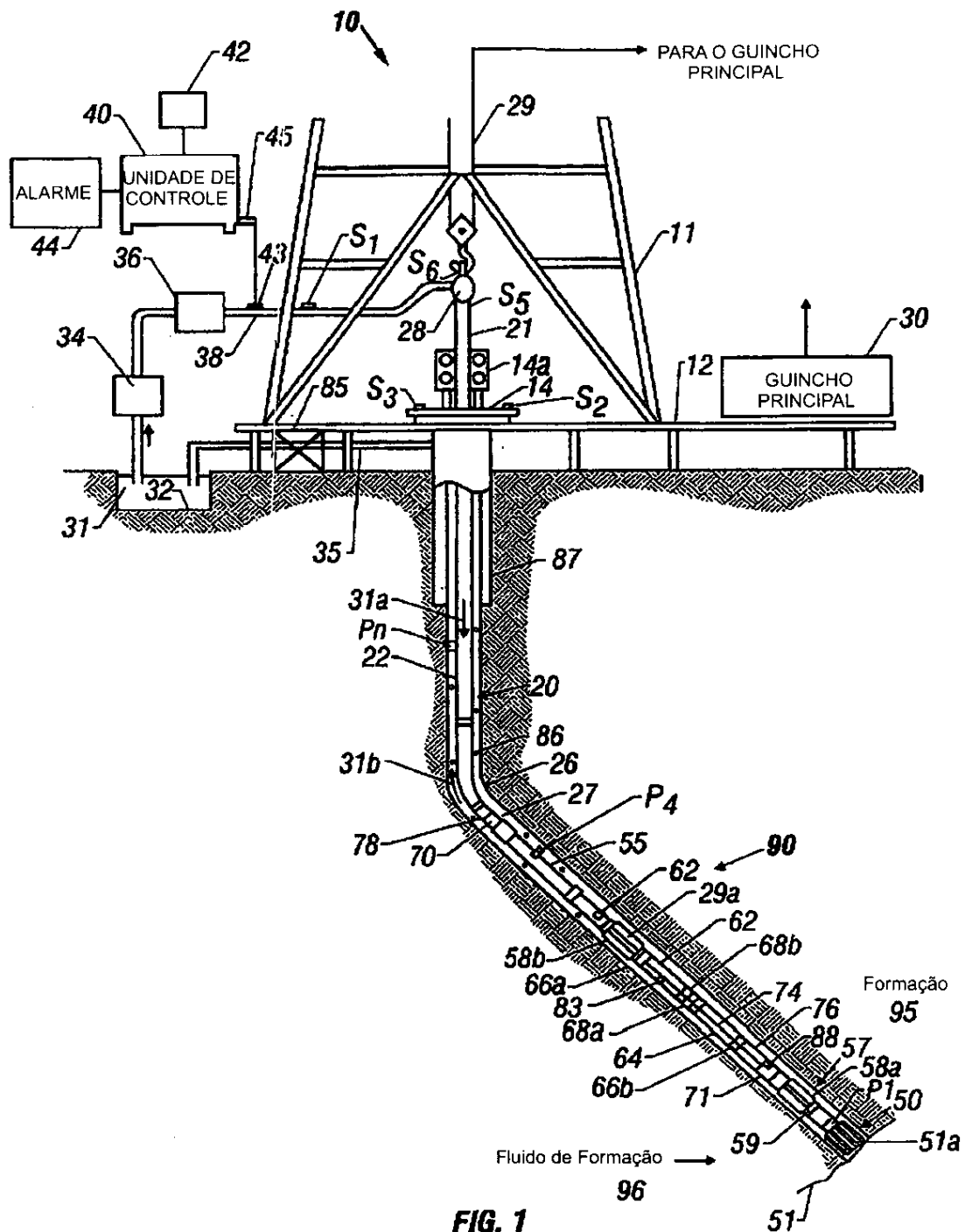


FIG. 1

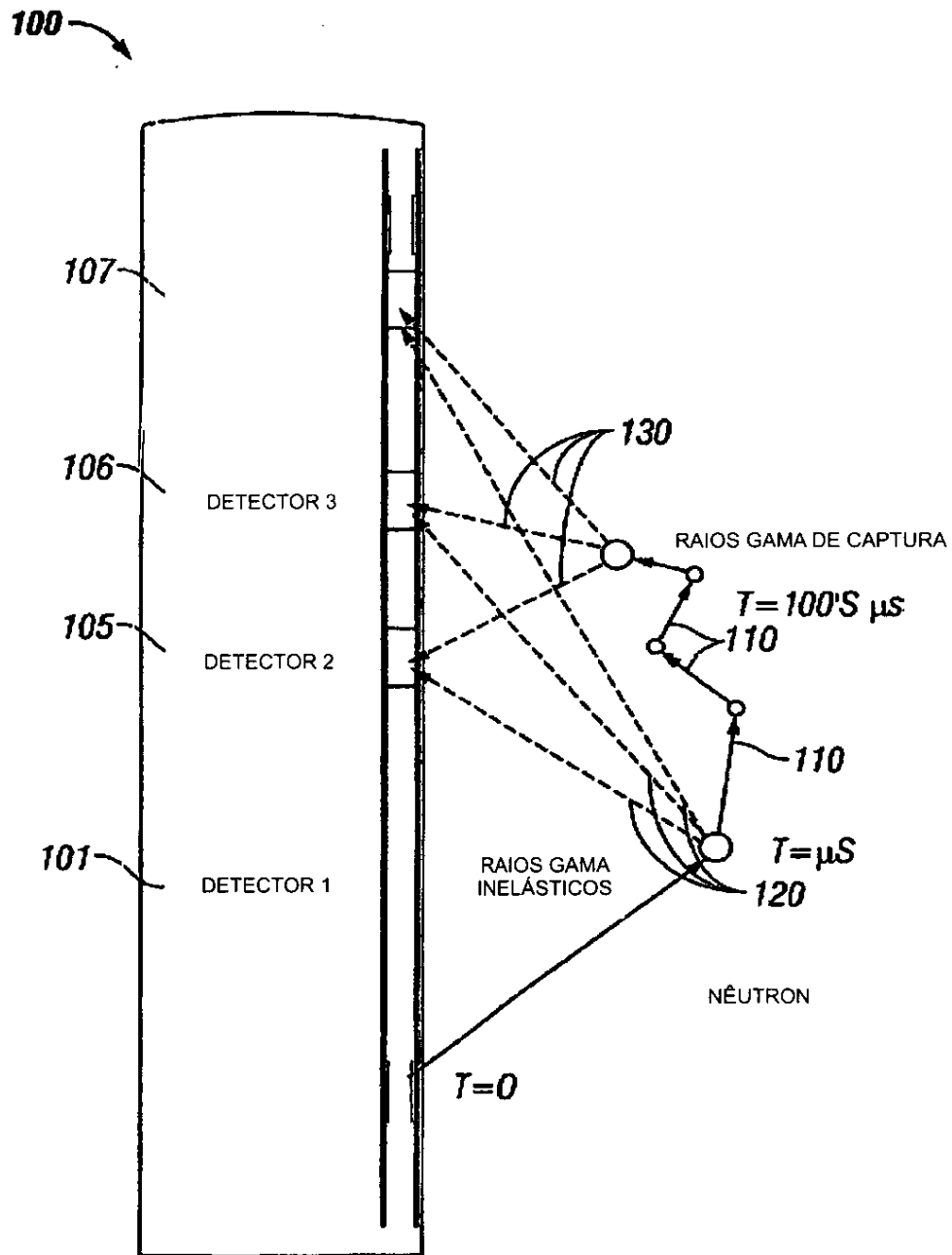


FIG. 2

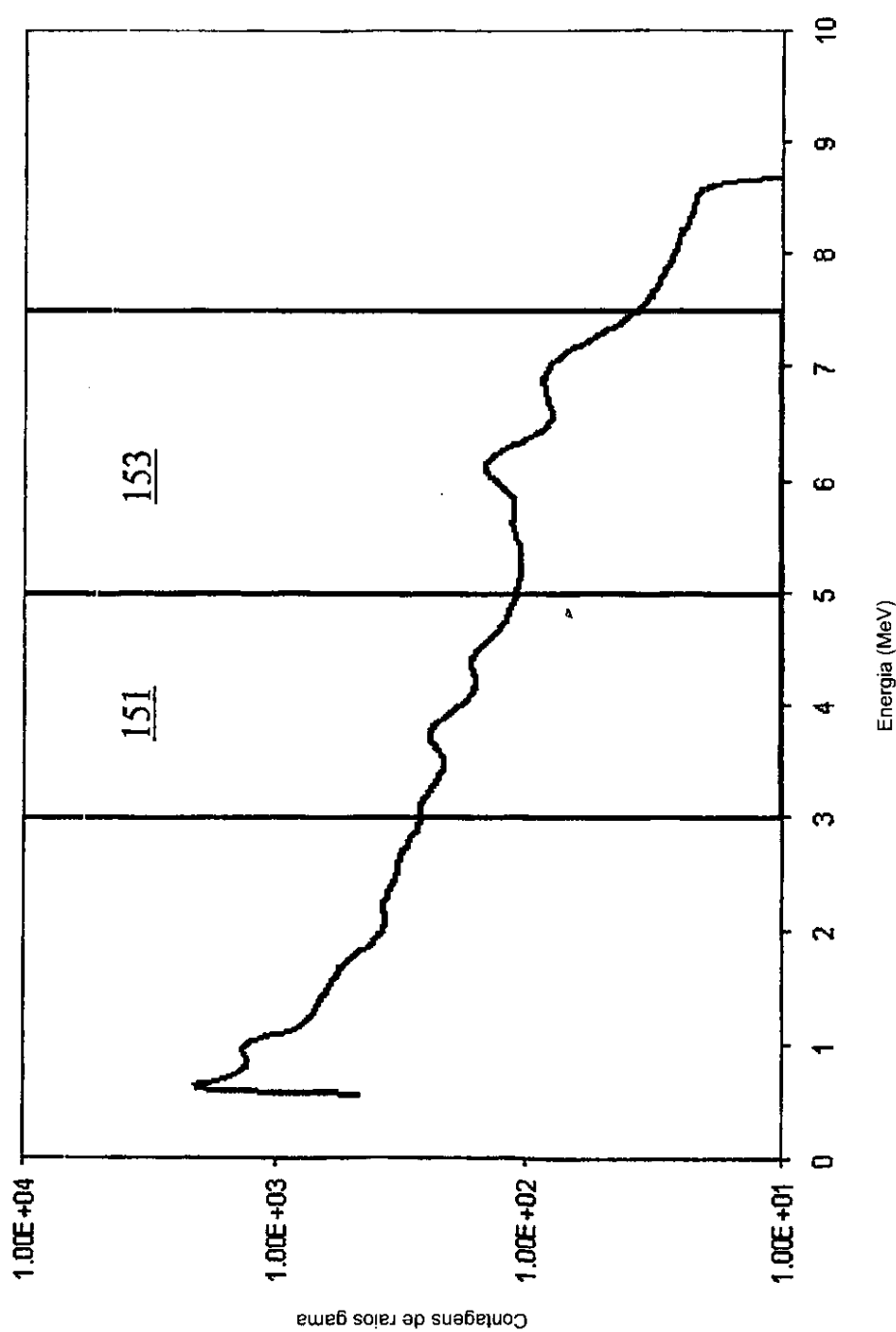


FIG. 3

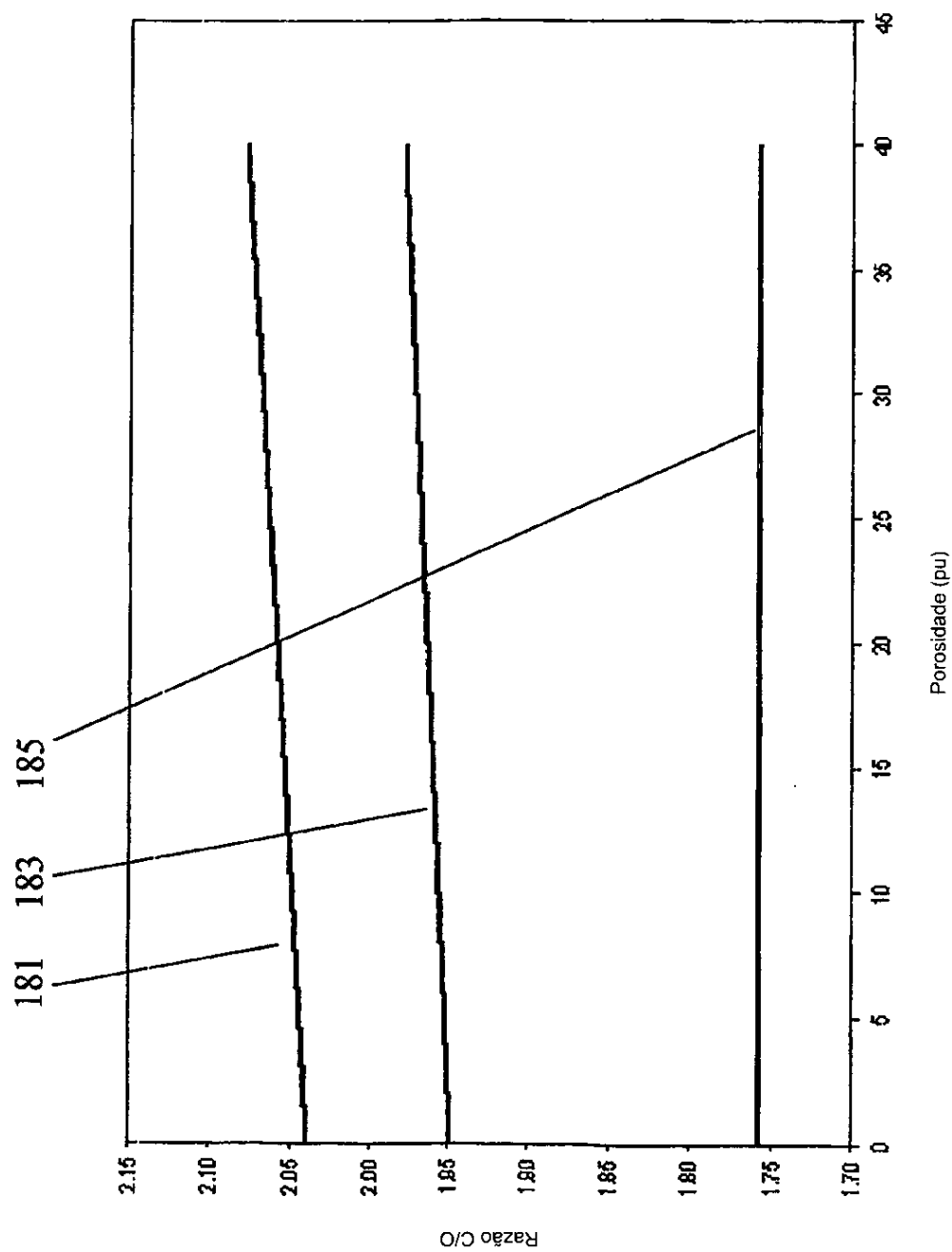


FIG. 4a

8.2 ✓

5/6

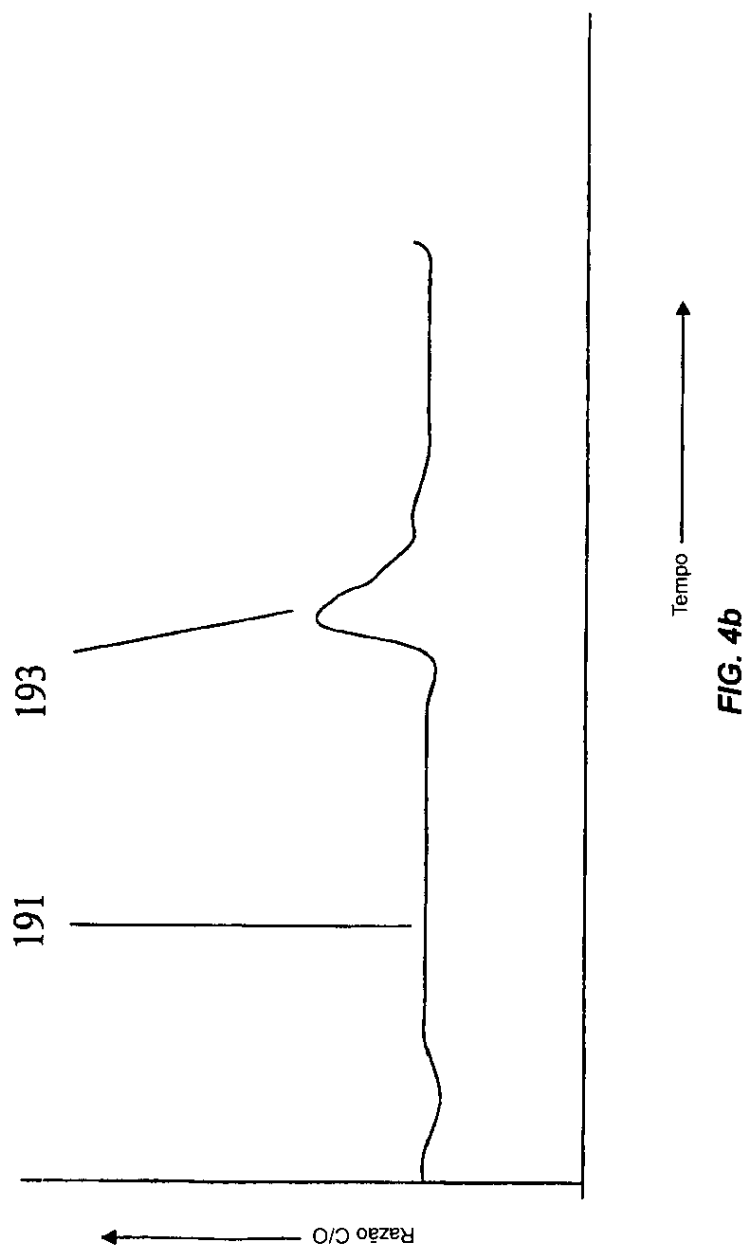


FIG. 4b

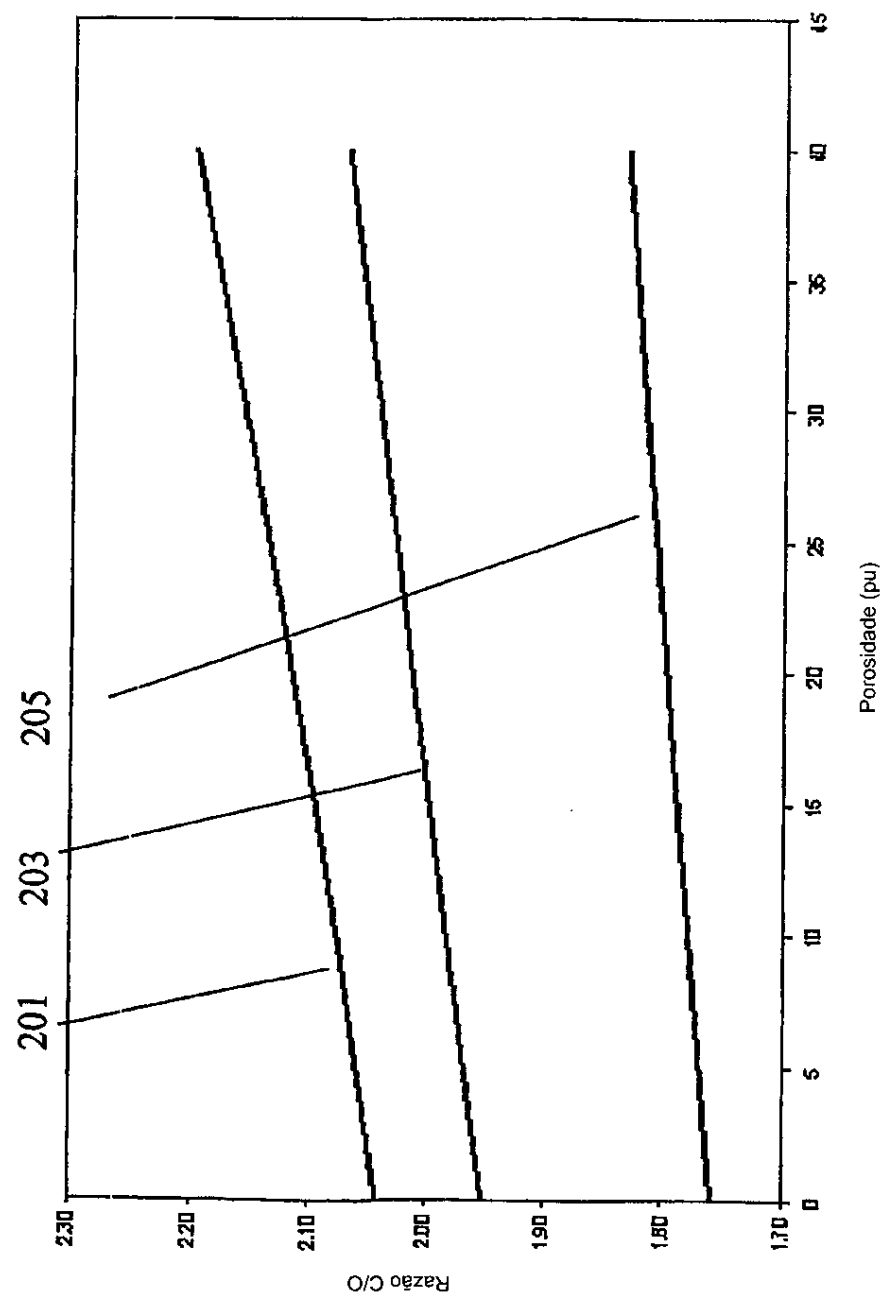


FIG. 5