



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

(21) **PI0708449-8 A2**



* B R P I 0 7 0 8 4 4 9 A 2 *

(22) Data de Depósito: 30/01/2007
(43) Data da Publicação: 07/06/2011
(RPI 2109)

(51) *Int.Cl.:*
G06G 7/48 2006.01

(54) Título: **MÉTODOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO, SISTEMA ASSOCIADO COM A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS, E, MÉTODO PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO**

(57) **Resumo:** METODOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO, SISTEMA ASSOCIADO COM A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS, E, METODO PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO. O presente pedido descreve um método e sistema associado à produção de hidrocarbonetos. No método, modelos de tempo de escoamento de fluido são elaborados a partir de um modelo de reservatório. Depois, medidas de conectividade de reservatório são calculadas a partir de modelos de tempo de escoamento de fluido e analisadas para determinar uma localização para pelo menos um poço. Com base na análise, um ou mais poços podem ser perfurados e hidrocarbonetos produzidos.

(30) Prioridade Unionista: 02/03/2006 US 60/778512

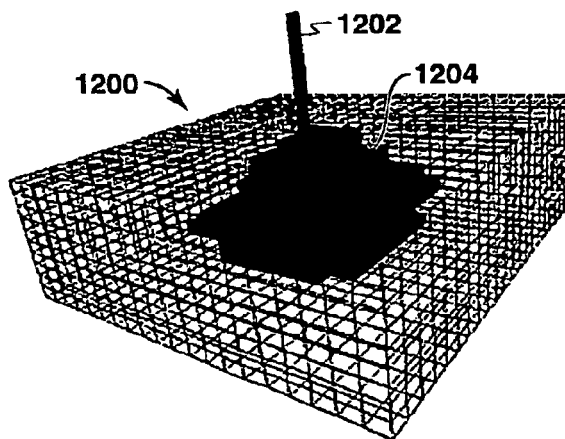
(73) Titular(es): Exxonmobil Upstream Research Company

(72) Inventor(es): Cory J. Ramage, Dachang Li, Frank J. Goulding, Robert M. Stuart, Tao Sun, Timothy A. Chartrand, Xiao-Hui Wu

(74) Procurador(es): Momsen, Leonardos & CIA.

(86) Pedido Internacional: PCT US2007002351 de 30/01/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2007/106244de 20/09/2007



“MÉTODOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO, SISTEMA ASSOCIADO COM A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS, E, MÉTODO PARA AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO”

5

PEDIDOS CORRELATOS

Este pedido reivindica prioridade para o pedido de patente provisório 60/778.512, que foi depositado em 2 de março de 2006.

CAMPO DA INVENÇÃO

10 Esta invenção refere-se geralmente a um sistema e método para caracterização de reservatório de petróleo e modelagem geológica/de reservatório. Mais particularmente, a invenção refere-se a um método para medir e caracterizar conectividade de reservatório em modelos geológicos/de reservatório para simulação de processo sedimentar, modelagem geológica, e simulação de fluxo de fluido de reservatório para o uso na produção de
15 hidrocarbonetos.

FUNDAMENTOS

Esta seção pretende introduzir vários aspectos da técnica, que podem ser associados a exemplos de modos de realização das presentes técnicas. A intenção é prover uma estrutura para facilitar um melhor
20 entendimento dos aspectos particulares das presentes técnicas. Conseqüentemente, deve ser entendido que esta seção deve ser lida sob essa luz, e não necessariamente como admissões da técnica anterior.

A produção de hidrocarbonetos, como petróleo e gás, tem sido realizada desde muitos anos. Para produzir esses hidrocarbonetos, dados
25 geofísicos sobre áreas específicas são obtidos para prover um modelo de reservatórios de subsuperfície via sistemas de computador, como simuladores. Como pode ser apreciado, a tecnologia utilizada para obter esses dados geofísicos tem sido aplicada para a exploração mineral em terra, estudos tectônicos oceânicos, e exploração ao largo da costa de petróleo e recurso

mineral. Com base nos modelos, um poço pode ser perfurado para o reservatório de subsuperfície e dispositivos podem ser colocados dentro do poço para acessar os fluidos de formação. Esses fluidos de formação podem fluir através do poço para as instalações de superfície para processamento adicional.

5 A conectividade de reservatório, que é uma medida da capacidade do fluido de se comunicar entre quaisquer pontos ou regiões dentro de um reservatório, é um dos fatores primários que controla a eficiência de produção de hidrocarboneto e a recuperação final. Apesar dos esforços de geocientistas e engenheiros, medir e quantificar a conectividade em modelos geológicos ou de reservatório ainda é um desafio na caracterização e modelagem de reservatório. Há geralmente pelo menos cinco componentes utilizados para medir a conectividade de reservatório. Primeiro, a conectividade de reservatório deveria ser medida não somente entre dois pontos (local), mas também para o inteiro modelo geológico/de reservatório (global). Segundo, as medições de conectividade de reservatório deveriam refletir a “conectividade efetiva” resultante dos diferentes processos de recuperação de reservatório. Terceiro, as medições de conectividade de reservatório deveriam ser independentes de escala/grade. Quarto, os cálculos de medições de conectividade de reservatório deveriam ser eficientes computacionalmente. Quinto, o método para estimar as medições de conectividade de reservatório deveria resultar em erros mínimos.

25 Tipicamente, as tecnologias correntes em medições de conectividade de reservatório nos modelos geológicos/de reservatório podem ser divididas em dois grupos, que são baseados em simulação de fluxo e baseados em propriedade de fluxo. Abordagens baseadas em simulação de fluxo usam um simulador de fluxo completo que resolve as complexas equações diferenciais físicas para simular o desempenho de reservatório e suas respostas de desempenho (por exemplo, velocidade, produtividade, e

eficiência de circuito). Ver Malik, Z.A. et al., “An Integrated Approach to Characterize Low-Permeability Reservoir Connectivity for Optimal Waterflood Infill Drilling”, SPE 25853 (1993); e Gajrai, A. et al., “Connectivity-Constrained Upscaling”, SPE 38743 (1997). A conectividade de reservatório pode ser estimada e avaliada usando os resultados de simulação de fluxo completo. Entretanto, porque essa abordagem é computacionalmente intensiva, somente modelos pequenos (um modelo com menos de um milhão de células) podem ser analisados de modo razoável para alguns pontos no modelo de reservatório, ao invés de no modelo de reservatório inteiro. Desse modo, a abordagem baseada em simulação de fluxo é computacionalmente muito cara para estudos de conectividade de reservatório quando um modelo geológico é composto de dez milhões de células ou mais, o que é comum nas aplicações de caracterização e modelagem de reservatório.

A abordagem baseada em propriedade de fluxo também pode incluir diferentes métodos para realizar um cálculo de conectividade. Por exemplo, a abordagem baseada em propriedade de fluxo pode incluir o método de propagação potencial, o método de índice de resistividade, o método de resistência mínima, e o método de marcha rápida. O método de propagação potencial usa uma “frente de onda” acionada pelo “potencial” (ou seja, o método de busca de primeira amplitude (BFS)) para buscar a distância mais curta entre dois pontos dados. Ver Albert, F.G. et al., “Stochastic Models of Reservoir Heterogeneity: Impact on Connectivity and Average Permeabilities”, SPE 24893 (1992); e Petit, F.M. et al., “Early Quantification of Hydrocarbon in Place Through Geostatistic Object Modelling and Connectivity Computations”, SPE 28416 (1994). Nesse método, as propriedades de fluxo (por exemplo, permeabilidades horizontais e verticais) são usadas como limiares para transformar um modelo geológico/de reservatório em códigos binários (por exemplo, a para fluxo e 0 para não-

fluxo), e a conectividade de reservatório é analisada usando esses códigos binários. Entretanto, o uso dos limiares somente introduz possíveis erros porque a heterogeneidade das propriedades de fluxo não é levada em conta. Em adição, o método de busca de distância mais curta introduz erros de orientação maiores (ou seja, até cerca de 29,3%), que são o resultado da geometria das células ou blocos de grade utilizados no modelo. Desse modo, o método de propagação potencial não é preciso, porque ele não leva em conta a heterogeneidade de reservatório e cria grandes erros de orientação na busca de distância mais curta.

10 O método de índice de resistividade usa um índice de resistividade para substituir os códigos binários no método de propagação potencial. Ver Ballin, P.R. et al., “New Reservoir Dynamic Connectivity Measurement for Efficient Well Placement Strategy Analysis Under Depletion”, SPE 77375 (2002); e Hird, K.B. et al., “Quantification of Reservoir Connectivity for Reservoir Description Applications”, SPE Reservoir Evaluation & Engineering páginas 12-17 (fevereiro de 1998). O uso das propriedades de fluxo de fluido (por exemplo, transmissibilidade) no método de índice de resistividade aperfeiçoa o método de propagação potencial sobre métodos que utilizam os limiares. Entretanto, esse método é dependente de grade/escala, porque ele usa a transmissibilidade como uma ponderação de busca (ou função de custo). A dependência de grade/escala torna a comparação de modelos com diferentes grades/escalas impossível ou difícil, porque as grades/escalas diferentes não são comparáveis. Além disso, esse método ainda tem os erros de orientação na busca da distância mais curta, que são semelhantes aos do método de propagação potencial.

25 O método de resistência mínima é semelhante ao método de índice de resistividade, exceto pelo fato de que o método de resistência mínima usa um mecanismo diferente, como o gráfico teórico, para determinar o caminho mais curto. Ver Hirsch, L.M. et al., “Graph theory applications to

continuity and ranking in geologic models”, *Computers & Geoscience* 25, páginas 127-139 (1999); e o pedido de patente internacional PCT/US04/32942. Este método, que é semelhante ao método de índice de resistividade, é dependente de grade/escala, o que torna a comparação de modelos com diferentes grades/escalas difícil. Além disso, embora o uso de grades não-estruturadas possa reduzir os erros em 13,4%, esses erros de orientação ainda estão presentes neste método.

Finalmente, o método de marcha rápida realça os métodos anteriores reduzindo os erros de orientação em mais de 10% no método de índice de resistividade e no método de resistência mínima a menos de 1%. Ver Richardsen, S.K. et al., “Mapping 3D Geo-Bodies Based on Level Set and Marching Methods”, *Mathematical Methods and Modeling Hydrocarbon Exploration and Production*, editado por Iske, A. e Randen, T., Springer-Verlag, Berlim, páginas 247-265 (2005); e Sethian, J.A., “Fast Marching Methods”, *SIAM REVIEW*, volume 41, número 2, páginas 199-235 (1999); e a publicação de pedido de patente internacional WO2006/127151. Semelhante aos outros métodos existentes, o método de marcha rápida é desenvolvido para quantificar a conectividade de reservatório entre dois pontos ou a partir de um ponto dado para quaisquer outros pontos, ao invés de tratar da conectividade global para o modelo geológico/de reservatório inteiro. Em particular, este método tem sido usado primariamente na modelagem de conectividade com base sísmica. Desse modo, o método de marcha rápida é um método local que é difícil de usar por problemas anisotrópicos e utiliza um campo de velocidade que é presumido, porque geralmente não está disponível.

Embora esses métodos típicos possam ser utilizados, esses métodos falham em tratar cada uma das componentes mencionadas acima. Desse modo, existe a necessidade de um método de medição de conectividade de reservatório que trate essas exigências.

Outro material relacionado pode ser encontrado pelo menos na patente US 6.823.266 e na publicação de patente US 20040236511. Além disso, informação relacionada pode ser encontrada pelo menos em Lin, Q., “Enhancement, Extraction, and Visualization of 3D Volume Data”,
5 dissertação de Ph.D., Instituto de Tecnologia, Universidade de Linkoping, Linkoping, Suécia, (abril de 2003); McKay, M.D. et al., “A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code”, Technometrics, volume 21, número 2, páginas 239-245, (maio de 1979); e Pardalos, P.M. and Resende, M.G.C.
10 (editado), Handbook of Applied Optimization, Oxford University Press, páginas 375-385 (2002).

SUMÁRIO

Em um modo de realização, é descrito um método para produzir hidrocarbonetos. O método inclui construir modelos de tempo de escoamento de fluido a partir de um modelo de reservatório; calcular
15 medições de conectividade de reservatório a partir dos modelos de tempo de escoamento de fluido, analisar as medições de conectividade de reservatório para determinar uma localização para pelo menos um poço; perfurar o pelo menos um poço com base na análise; e produzir hidrocarbonetos a partir do
20 pelo menos um poço perfurado.

Em um segundo modo de realização, é descrito um método para avaliar um modelo de reservatório. O método inclui obter um modelo de um reservatório; não dimensionar o modelo de reservatório; construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir do modelo
25 de reservatório não dimensionado; calcular as medições de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido; e analisar as medições de conectividade de reservatório para determinar a localização do pelo menos um poço para um reservatório.

Em um terceiro modo de realização, é descrito um sistema

associado à produção dos hidrocarbonetos. O sistema inclui um processador; memória acoplada ao processador; um aplicativo armazenado na memória; e um monitor. O aplicativo é configurado para construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir de um modelo de reservatório e calcular as medições de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido. O monitor é acoplado ao processador e configurado para apresentar as medições de conectividade de reservatório.

DESCRIÇÃO RESUMIDA DOS DESENHOS

10 O texto anterior e outras vantagens da presente técnica podem se tornar visíveis quando da leitura da descrição detalhada a seguir e sob a referência aos desenhos, nos quais:

15 a Figura 1 é um exemplo de fluxograma para medir e caracterizar a conectividade de reservatório de acordo com aspectos das presentes técnicas;

a Figura 2 é um exemplo de fluxograma para construir o modelo de tempo de escoamento de fluido no fluxograma da Figura 1 com base em um método de gráfico teórico de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

20 as Figuras 3A-3B são exemplos de modos de realização da construção de um modelo de rede de fluxo no fluxograma da Figura 2;

as Figuras 4A-4H são exemplos de modos de realização de diferentes tipos de redes de fluxo de área utilizados pelo fluxograma da Figura 2 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

25 as Figuras 5A-5B são vistas parciais das conexões para um nó unitário nos exemplos de modelos de rede de fluxo utilizados no fluxograma da Figura 2 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

as Figuras 6A-6C são exemplos de modelos de rede de fluxo utilizados no fluxograma da Figura 2 de acordo com determinados aspectos

das presentes técnicas;

a Figura 7 é um exemplo de fluxograma para construir o modelo de tempo de escoamento de fluido na Figura 1 com base no método de propagação frontal de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas; e

as Figuras 8A-8B são exemplos de modos de realização da construção de um modelo de nó no fluxograma da Figura 7;

as Figuras 9A-9C são exemplos de modelos de nó utilizados no fluxograma da Figura 7 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

as Figuras 10A-10D são exemplos de técnicas de amostragem aleatória de diagramas utilizadas na geração dos modelos de tempo de escoamento de fluido múltiplos no fluxograma da Figura 1 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

a Figura 11 é um exemplo de fluxograma para calcular e analisar a conectividade de reservatório no fluxograma da Figura 1 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas;

as Figuras 12A-12C são um exemplo do modelo de tempo de escoamento de fluido e diagramas utilizados no fluxograma da Figura 11;

as Figuras 13A-13D são diagramas diferentes utilizados para selecionar localizações de poço com base nos valores de volume de poro produtivo (PPV) ou de tempo produtivo (PT) no fluxograma da Figura 11;

as Figuras 14A-14B são diagramas diferentes para a PVAR utilizada para prover a dimensão de orientação da conectividade de reservatório no fluxograma da Figura 11;

as Figuras 15A-15B são diagramas diferentes utilizados para prover a dimensão de espaçamento para a conectividade de reservatório no fluxograma da Figura 11;

as Figuras 16A-16B são diagramas diferentes utilizados para

prover medições de conectividade de reservatório locais para o fluxograma da Figura 11; e

a Figura 17 é um exemplo de modo de realização de um sistema de modelagem que implementa as presentes técnicas.

5

DESCRIÇÃO DETALHADA

Na seção de descrição detalhada a seguir, os modos de realização específicos das presentes técnicas são descritos em conexão com os modos de realização preferidos. Entretanto, para a extensão em que a descrição a seguir é específica para um modo de realização particular ou um uso particular das presentes técnicas, esta é pretendida para fins de exemplo somente e simplesmente provê uma descrição dos exemplos de modos de realização. Conseqüentemente, a invenção não está limitada aos modos de realização específicos descritos abaixo, mas, ao invés disso, ela inclui todas as alternativas, modificações, e equivalentes recaindo dentro do verdadeiro espírito e escopo das reivindicações anexas.

10
15

A presente técnica descreve um método, que pode ser referido como o “Método de Tempo de escoamento de Fluido” (FTTM), que é computacionalmente mais eficiente do que os métodos descritos acima. Esse método mede e quantifica a conectividade de reservatório “efetiva” com base em diferentes mecanismos de recuperação de reservatório (por exemplo, depleção primária, recuperações secundária e terciária) para o modelo geológico/de reservatório inteiro. Este método não somente introduz medições de conectividade de reservatório confiáveis para a simulação de processo sedimentário, caracterização de reservatório e modelagem geológica/de reservatório, mas também pode prover mapas de conectividade e tabelas quantitativas para a otimização dos planos de depleção e recuperação de reservatório. Desse modo, o método das presentes técnicas pode ser utilizado para realçar a medição e a caracterização de conectividade nos modelos geológicos/de reservatório, modelagem geológica, e simulação de

20

25

fluxo de fluido de reservatório para o uso na produção de hidrocarbonetos.

Voltando agora aos desenhos, e com referência inicialmente à Figura 1, um exemplo de fluxograma da conectividade de modelagem de acordo com aspectos das presentes técnicas. Neste fluxograma, que é referido pelo número de referência 100, os tempos de escoamento de fluido são utilizados para medir a conectividade de reservatório. A geração ou construção de múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido realça as medições de conectividade de reservatório que são utilizadas para explorar localizações de poço. Além disso, deve ser notado que o cálculo e a análise da conectividade de reservatório neste método é realizada em múltiplas dimensões para esclarecer adicionalmente o desempenho de reservatórios. Desse modo, o fluxograma 100 provê um processo que pode ser utilizado para quantificar a conectividade de reservatório não somente localmente, mas também globalmente. Em adição, o processo caracteriza a “conectividade efetiva” para diferentes processos de recuperação, que é independente de escala/grade, computacionalmente eficiente, e mais precisa.

O fluxograma inicia no bloco 102. No bloco 104, um modelo geológico ou de reservatório é obtido. O modelo geológico ou de reservatório é uma representação digital ou numérica de um reservatório de petróleo usando uma grade discreta com propriedades em cada célula de grade que são examinadas adicionalmente abaixo. A partir do modelo de reservatório, um modelo de tempo de escoamento de fluido é construído, como mostrado no bloco 106. A construção do modelo de tempo de escoamento de fluido pode envolver converter um modelo de reservatório em um modelo de base, como um modelo de rede de fluxo ou modelo de nó para criar um modelo de tempo de escoamento de fluido. O processo de construção pode ser feito usando-se o método de gráfico teórico e o método de propagação frontal com ou sem simulação de fluxo de fluido. Por exemplo, a simulação é usada para calcular a distribuição de velocidade de fluxo para os métodos de gráfico teórico e

propagação frontal. Se a simulação for computacionalmente muito cara, os dois métodos podem calcular a velocidade aproximadamente, sem usar os resultados de simulação. Com o método de gráfico teórico, um modelo de rede de fluxo é composto de nós e conexões para representar o modelo de reservatório. Um fluido (por exemplo, óleo, gás e/ou água) viaja de um nó para outro através das conexões. Um algoritmo de caminho mais curto de fonte unitária é aplicado para construir um modelo de tempo de escoamento de fluido com base no modelo de rede de fluxo. O modelo de tempo de escoamento de fluido inclui os tempos de escoamento de fluido a partir de um dado ponto ou de um conjunto de pontos (por exemplo, um poço) para qualquer outro nó no modelo. Alternativamente, com o método de propagação frontal, é utilizado um modelo de nó que inclui nós representando o modelo de reservatório. Entretanto, diferente do método de gráfico teórico, os nós no método de propagação frontal são conectados com um meio contínuo, ao invés de com um número finito de linhas de conexão. Uma vez que o modelo de nó seja construído, o método de marcha rápida é usado para construir um modelo de tempo de escoamento de fluido a partir do modelo de nó. Desse modo, vários métodos podem ser utilizados para construir o modelo de base que é utilizado para criar o modelo de tempo de escoamento de fluido.

Uma vez que o modelo de tempo de escoamento de fluido seja construído, múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido para várias medições de conectividade de reservatório podem ser gerados, como mostrado no bloco 108. Cada um dos modelos de tempo de escoamento de fluido é criado colocando-se aleatoriamente um poço (ou um conjunto de pontos) no modelo de base. Um grande número de poços é amostrado para capturar as estatísticas de conectividade de reservatório para o modelo inteiro. Isso provê a análise de reservatório com múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido. Então, a conectividade de reservatório é calculada e analisada usando os modelos de tempo de escoamento de fluido, como

mostrado no bloco 110. As medições de conectividade de reservatório podem ser diretamente relacionadas aos processos de recuperação de reservatório, o que pode realçar a análise tornando-a muito eficiente. Por exemplo, as medições de conectividade de reservatório podem incluir, mas não estão limitadas a, volume de poro produtivo (PPV), razão de aspecto de volume de tempo produtivo (PVAR), comprimento de platô de volume de poro interconectado (L_p), coeficiente de declínio de volume de poro interconectado (IPVDC), velocidade de penetração interpoços (IBV), razão de aspecto de volume conectado interpoços (ICVAR), e orientação de volume conectado interpoços (α).

Então, no bloco 112, as medições de conectividade de reservatório podem ser utilizadas na produção de hidrocarbonetos a partir do reservatório. A produção de hidrocarbonetos pode incluir perfurar poços em localizações específicas com base nas medições de conectividade de reservatório, instalar ferramentas de poço dentro de porções específicas de um ou mais poços com base nas medições de conectividade de reservatório, e operar os um ou mais poços para produzir hidrocarbonetos com base nas medições de conectividade de reservatório. Conseqüentemente, o fluxograma termina no bloco 114.

Beneficamente, as presentes técnicas podem ser utilizadas para realçar a otimização de localização de poço, a validação de modelo de reservatório, a análise de incerteza de risco, e/ou planos de depleção de reservatório. Porque os poços provêm acesso aos hidrocarbonetos localizados em reservatórios profundos, as localizações de poço podem ser selecionadas para reduzir o custo e realçar a produção a partir dos reservatórios. Por exemplo, a otimização de localização de poço pode criar os valores em uma faixa de um milhão a um bilhão de dólares. A modelagem de reservatório, a análise de incerteza de risco, e os planos de depleção de reservatório são as componentes críticas das decisões de investimento no

negócio de produção de hidrocarboneto.

A Figura 2 é um exemplo de fluxograma para construir o modelo de tempo de escoamento de fluido na Figura 1 com base no método de gráfico teórico de acordo com aspectos das presentes técnicas. Neste fluxograma, que é referido pelo número de referência 200, o método de gráfico teórico é utilizado para receber um modelo de reservatório, constituir um modelo de rede de fluxo a partir do modelo de reservatório, e construir um modelo de tempo de escoamento de fluido a partir do modelo de rede de fluxo. Beneficamente, com esse processo, vários tipos de grades podem ser inseridos e não dimensionados para prover a quantificação de conectividade com as medições que são independentes de escalas.

O fluxograma começa no bloco 202. Nos blocos 204 e 206, o modelo de reservatório é recebido e não dimensionado. No bloco 204, um modelo de reservatório ou geológico é obtido. O modelo de reservatório pode incluir diferentes tipos de grades, como grades de ponto de canto estruturadas e grades não estruturadas. Porque o modelo de reservatório é uma representação digital (numérica) de um reservatório de petróleo usando uma grade discreta com propriedades em cada célula de grade, as grades podem ser estruturadas (por exemplo, retângulos ou quadriláteros) ou não estruturadas (por exemplo, triângulos, quadriláteros, pentágonos, hexágonos etc) e as propriedades nas células de grade podem incluir tipo de fluido de rocha e volume e propriedades de fluxo associados. Utilizando-se as presentes técnicas, não há restrição sobre grades no modelo de reservatório que é utilizado para constituir o modelo de tempo de escoamento de fluido. Isto é, as presentes técnicas podem utilizar diferentes tipos de grades para a análise de conectividade de reservatório, porque ela é realizada de uma maneira que é independente do tipo de grade. Então, no bloco 206, o modelo de reservatório recebido pode ser não dimensionado. O não dimensionamento do modelo de reservatório pode ser utilizado quando os modelos de reservatório a serem

5 analisados têm escalas diferentes. O não dimensionamento é realizado dividindo-se cada coordenada por um comprimento característico (por exemplo, o comprimento de modelo máximo nas direções s , y e z) do modelo de reservatório. Utilizando-se esse processo, a comparação das diferentes escalas dos modelos de reservatório pode prover independência de grade e comparar resultados de uma maneira precisa.

10 Então, o modelo de rede de fluxo pode ser constituído nos blocos 208-212. No bloco 208, um tipo de rede de fluxo de área é selecionado. Os tipos de rede de fluxo de área podem incluir três, quatro, seis e oito vizinhos conectados. Porque uma rede de fluxo é composta de nós e conexões, que são descritos abaixo em maior detalhe nas Figuras 3A-3B, 4A-4H, 5A-5B e 6A-6C, propriedades de volume são designadas aos nós, como mostrado no bloco 210. As propriedades de volume podem incluir o volume total, o volume de poro, o volume de poro de hidrocarboneto e qualquer combinação dos mesmos. Além disso, são designadas propriedades de fluxo 15 às conexões entre os nós no bloco 212. As propriedades de fluxo podem incluir permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, tempo de escoamento de fluido e qualquer combinação dos mesmos. Com as propriedades designadas, o modelo de rede de fluxo é construído.

20 A partir do modelo de rede de fluxo, um modelo de tempo de escoamento de fluido pode ser construído nos blocos 214-218. No bloco 214, um poço é selecionado como uma fonte. Deve ser notado que um modelo de tempo de escoamento de fluido é definido como o modelo de rede de fluxo que contém os tempos de escoamento de fluido a partir de um dado poço para cada um dos nós no modelo de rede de fluxo. O poço pode ser definido por 25 um conjunto de nós através do qual o poço passa, que é descrito adicionalmente nas Figuras 6A-6C. Dessa maneira, diferentes nós são interconectados e tratados como uma única fonte. O poço pode incluir seções verticais com penetração parcial ou total no modelo de fluxo de fluido, ou

pode incluir seções tendo seções desviadas ou horizontais de comprimentos variáveis. Depois do poço ser definido, os caminhos mais curtos a partir de cada nó para o poço podem ser construídos com base no poço, como mostrado no bloco 216. O caminho mais curto pode ser determinado calculando-se os caminhos mais curtos de fonte unitária (SSSP) com base na otimização de rede ou de gráfico teórico, que é examinada adicionalmente abaixo. Então, no bloco 218, os tempos de escoamento de fluido podem ser calculados e designados para cada um dos nós. O cálculo e a designação dos tempos de escoamento de fluido podem incluir computar o tempo de escoamento ao longo do caminho mais curto a partir do dado poço para um dado nó e associar o tempo de escoamento ao nó. Conseqüentemente, o processo termina no bloco 220.

Para descrever adicionalmente o fluxograma 200 da Figura 2, vários modos de realização dos modelos de rede de fluxo são descritos nas Figuras 3A-3B, 4A-4H e 5A-5B. Em particular, a Figura 3 é um exemplo de modo de realização dos modelos de rede de fluxo utilizados no fluxograma da Figura 2. Como notado acima, um modelo de rede de fluxo é composto de nós 302 e conexões 304, que são mostrados em um modelo de rede de fluxo bidimensional (2D) 306 e em um modelo de rede de fluxo tridimensional (3D) 308. Nesses modelos 306 e 308, cada um dos nós 302 é um ponto (por exemplo, o ponto central) dentro de uma célula de modelo e armazena propriedades de volume (por exemplo, volume total, volume de poro, e volume de poro de hidrocarboneto) do volume de controle 310 do respectivo nó. O volume de controle 310 para um nó é definido como a célula dentro de um modelo de reservatório que contém o nó 302. A relação de um espaço definido 316 é mostrada nos diferentes modelos 306 e 308. Os nós 302 são ligados por conexões 304, que armazenam, cada uma, as propriedades de fluxo (por exemplo, permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, e tempo de escoamento de fluido) entre os dois nós 302

da respectiva conexão 304.

Para formar os modelos de rede de fluxo 306 e 308, uma grade de modelo geológico ou de reservatório 312 (linha tracejada) é utilizada. Para começar, o centro geométrico de cada uma das células de grade 314, que é um círculo no modelo 306 ou esfera no modelo 308, é convertido em um nó 302 do modelo de rede de fluxo 306 ou 308. Então, um nó 302 é acoplado junto com seus vizinhos com as respectivas conexões 304. Deve ser notado que o nó 302 não tem de ficar localizado no centro geométrico de cada célula, mas pode ficar localizado em diferentes localizações dentro de cada célula em outros modos de realização.

Para construir o modelo de rede de fluxo 3D 308, uma rede de fluxo de área apropriada é selecionada. Diversos tipos de redes de fluxo de área podem ser selecionados com base no número de vizinhos conectados que são utilizados para cada um dos nós 302. Cada um desses diferentes tipos de redes de fluxo de área é examinado abaixo nas Figuras 4A-4H. Por exemplo, a Figura 4A é um exemplo de modo de realização de uma rede de fluxo de quatro vizinhos ou modelo de rede de fluxo de quatro vizinhos 400, enquanto a Figura 4B é um gráfico do perfil de drenagem (ou injeção) para o modelo de rede de fluxo de quatro vizinhos 400. Nas Figuras 4A-4B, é mostrada uma grade estruturada 402 com células, células que podem ser em forma de quadrado ou retângulo. A partir dessa grade estruturada 402, a rede de fluxo de quatro vizinhos tendo quatro vizinhos conectados para cada nó pode ser construída. Por exemplo, cada nó, como o nó A, pode ser conectado a quatro outros nós, como os nós vizinhos A_1 , A_2 , A_3 e A_4 . Desse modo, cada um dos nós na rede de fluxo de quatro vizinhos 400 é conectado a um máximo de quatro nós vizinhos.

Entretanto, com a rede de fluxo de quatro vizinhos 400, grandes erros de orientação nos caminhos de fluxo podem estar presentes. Por exemplo, como mostrado na Figura 4B, o fluxo de fluido é determinado pela

geometria de rede. Para um reservatório homogêneo, a frente de drenagem (ou injeção) calculada com um poço posicionado no centro geométrico da área ou nó de drenagem (ou injeção) para a rede de fluxo de quatro vizinhos 400 tem uma forma de diamante 404 ao invés de uma forma circular 406. A forma circular com um raio r_a é uma representação precisa da drenagem (ou injeção) a partir do reservatório homogêneo. Como resultado, o erro máximo (ou seja, o desvio entre a forma de diamante 404 e a forma circular 406) para esse tipo de modelo de rede de fluxo é de cerca de 29,3%, enquanto o erro médio é de cerca de 20,5%.

10 Como um modo de realização alternativo, um modelo de rede de fluxo pode incluir oito nós vizinhos conectados, como mostrado nas Figuras 4C e 4D. A Figura 4C é um exemplo de modo de realização de uma rede de fluxo de oito vizinhos ou modelo de rede de fluxo de oito vizinhos 410, enquanto a Figura 4D é um gráfico dos perfis de drenagem (ou injeção) na rede de fluxo de oito vizinhos. Tipicamente, a rede de fluxo de oito vizinhos 410 é usada na simulação de fluxo de reservatório, ao invés de na modelagem de rede para análise de conectividade, para reduzir os erros de orientação de grade. Nas Figuras 4C-4D, a grade estruturada 402 é novamente utilizada para construir a rede de fluxo de oito vizinhos 410 tendo um máximo de oito nós vizinhos conectados para cada um dos nós. Por exemplo, cada nó, como o nó B, pode ser conectado a oito outros nós, como os nós vizinhos B_1 , B_2 , B_3 , B_4 , B_5 , B_6 , B_7 e B_8 . Conseqüentemente, a frente de drenagem (ou injeção) para um poço posicionado no centro geométrico da área ou nó de drenagem (ou injeção) para a rede de fluxo de oito vizinhos 410 tem uma forma de octógono 412 ao invés de uma forma circular 406. Porque a forma de octógono 412 parece de modo mais próximo à forma circular 406, o erro máximo (ou seja, o desvio entre a forma de octógono 412 e a forma circular 406) para esse tipo de modelo de rede de fluxo é de cerca de 7,6%, enquanto o erro médio é de cerca de 5,1%. Como resultado, esse tipo de modelo de rede

de fluxo pode ser benéfico para modelos de reservatório construídos usando grades quadrilaterais estruturadas.

Como um outro modo de realização alternativo, um modelo de rede de fluxo pode incluir um número variável de nós vizinhos quando o modelo de reservatório é constituído usando grades não estruturadas, como mostrado nas Figuras 4E-4H. Grades não estruturadas para modelos de reservatório podem incluir várias formas, como triângulos, quadriláteros, pentágonos e hexágonos, que podem ter 3, 4, 5 e 6 nós vizinhos, respectivamente. Por exemplo, a Figura 4E é um exemplo de modo de realização de uma rede de fluxo de seis vizinhos ou modelo de rede de fluxo de seis vizinhos 420 tendo seis nós vizinhos, enquanto a Figura 4F é um gráfico dos perfis de drenagem na rede de fluxo de seis vizinhos 420. Tipicamente, a rede de fluxo de seis vizinhos 420 é usada na simulação de fluxo de reservatório, ao invés de na modelagem de rede para análise de conectividade, para reduzir os erros de orientação de grade. Nas Figuras 4E-4F, a grade de hexágono 422 é utilizada para construir a rede de fluxo de seis vizinhos 420 tendo um máximo de seis nós vizinhos conectados para cada um dos nós. Por exemplo, cada nó, como o nó C, pode ser conectado a seis outros nós, como os nós vizinhos C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 e C_6 . Conseqüentemente, a frente de drenagem (ou injeção) calculada para um poço posicionado no centro geométrico da área ou nó de drenagem (ou injeção) para a rede de fluxo de seis vizinhos 420 tem uma forma de hexágono 424 ao invés de uma forma circular 426 tendo um raio de r_c . O erro máximo (ou seja, o desvio entre a forma de hexágono 424 e a forma circular 426) para esse tipo de modelo de rede de fluxo é de cerca de 13,4%, enquanto o erro médio é de cerca de 9,1%. Como resultado, esse tipo de modelo de rede de fluxo é menos preciso do que a rede de fluxo de oito vizinhos 410, mas é mais preciso do que a rede de fluxo de quatro vizinhos 400.

Como uma outra alternativa para as grades não estruturadas

para modelos de reservatório, a Figura 4G é um exemplo de modo de realização de uma rede de fluxo de três vizinhos ou modelo de rede de fluxo de três vizinhos 430 tendo três nós vizinhos, enquanto a Figura 4H é um gráfico dos perfis de drenagem (ou injeção) na rede de fluxo de três vizinhos 430. Na Figura 4G, a grade triangular 432 é utilizada para construir a rede de fluxo de três vizinhos 430 tendo um máximo de três nós vizinhos conectados para cada um dos nós. Por exemplo, cada nó, como o nó D, pode ser conectado a outros três nós, como os nós vizinhos D_1 , D_2 e D_3 . Conseqüentemente, a frente de drenagem (ou injeção) calculada para um poço posicionado no centro geométrico da área ou nó de drenagem (ou injeção) para a rede de fluxo de três vizinhos 430 tem uma forma de hexágono irregular 434, ao invés de uma forma circular 436 tendo um raio de r_c . O erro máximo (ou seja, o desvio entre a forma de hexágono irregular 434 e a forma circular 436) para esse tipo de modelo de rede de fluxo é de cerca de 18,1%, enquanto o erro médio é de cerca de 9,8%. Como resultado, esse tipo de modelo de rede de fluxo é menos preciso do que a rede de fluxo de oito vizinhos 410, mas é mais preciso do que a rede de fluxo de quatro vizinhos 400.

Beneficamente, esses diferentes modelos de rede de fluxo provêm flexibilidade para a velocidade e precisão de computação. Por exemplo, na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1

Número de vizinhos	Estrutura de tipo de grade	% de realce computacional	% de erros médios
8	Estruturada	0 %	5,1 %
6	Não estruturada	20 %	9,1 %
4	Estruturada	40 %	20,5 %
3	Não estruturada	50 %	9,8 %

Tipicamente, quanto maior o número de nós vizinhos, mais precisas e computacionalmente mais caras (ou seja, mais lentas) as operações de modelagem. Entretanto, o modelo de três vizinhos é tanto mais preciso quanto mais eficiente do que o modelo de quatro vizinhos. Geralmente, para

tipos de grade estruturados, se os erros forem muito grandes para o modelo de quatro vizinhos, então, o modelo de oito vizinhos pode ser utilizado para prover dados mais precisos se for computacionalmente aceitável para um aplicativo. O realce computacional na Tabela 1 é baseado no custo computacional de buscar ao redor os nós vizinhos. Entretanto, o realce computacional verdadeiro é muito mais baixo para o cálculo de conectividade inteiro. De modo semelhante, para tipos de grade não estruturados, se os erros forem muito grandes para o modelo de três vizinhos, então, o modelo de seis vizinhos pode ser utilizado para prover dados mais precisos, mas o aperfeiçoamento de precisão é pequeno em comparação à perda na eficiência computacional. Conseqüentemente, a partir dessa tabela, o modelo de oito vizinhos pode ser preferido para o tipo de grade estruturado, enquanto o modelo de três vizinhos pode ser preferido para o tipo de grade não estruturado.

Por exemplo, para os modelos de reservatório com grades não estruturadas, a rede de fluxo com base em grades quadrilaterais dá os erros mais altos (máximo de 29,3% e médio de 20,5%), enquanto a rede de fluxo com base em grades hexagonais resulta nos erros mais baixos (máximo de 13,4% e médio de 9,1%). Desse modo, os erros gerados nas redes de fluxo com base em grades de pentágono ou triângulo estão entre aqueles das grades quadrilaterais ou hexagonais. Entretanto, a rede de fluxo de três vizinhos pode ser superior à rede de fluxo de seis vizinhos em termos de velocidade e precisão de computação, porque ela é mais rápida com cerca da mesma precisão. Para minimizar erros, a rede de fluxo de oito vizinhos pode ser preferida para modelos de reservatório com grades estruturadas e a rede de fluxo de três vizinhos para modelos de reservatório com grades não estruturadas.

Uma vez que um modelo de rede de fluxo apropriado, como um dos modelos de rede de fluxo a partir das Figuras 4A-4H, tenha sido

selecionado, a rede de fluxo 3D pode ser construída. Nos modelos de rede de fluxo 3D, um nó na camada K de uma rede de fluxo pode ser conectado a um nó vizinho superior na camada superior (K+1) e o nó vizinho inferior na camada inferior (K-1). O número de nós vizinhos para uma rede de fluxo 3D é igual a dois mais o número de vizinhos para o modelo de rede de fluxo, como examinado abaixo nas Figuras 5A-5B. Por exemplo, a Figura 5A é uma vista parcial 500 das conexões para um nó unitário A em uma rede de fluxo de quatro vizinhos 3D, enquanto a Figura 5B é uma vista parcial 502 das conexões para um nó unitário em uma rede de fluxo de oito vizinhos 3D. Na vista parcial 500 da rede de fluxo de quatro vizinhos 3D, um nó A^K na camada K pode ser conectado aos nós vizinhos A_1^K , A_2^K , A_3^K e A_4^K na camada K, um nó superior A_5^{K+1} em uma camada K+1 acima da camada K, e um nó A_6^{K-1} em uma camada K-1 abaixo da camada K, que é o nó vizinho inferior na camada inferior (K-1). Na vista parcial 502 da rede de fluxo de oito vizinhos 3D, um nó B^K na camada K pode ser conectado a nós vizinhos B_1^K , B_2^K , B_3^K , B_4^K , B_5^K , B_6^K , B_7^K e B_8^K na camada K, um nó superior B_9^K em uma camada K+1 acima da camada K, e um nó B_{10}^{K-1} em uma camada K-1 abaixo da camada K. Desse modo, cada nó nas redes de fluxo pode ser conectado a dois nós adicionais a partir das camadas acima ou abaixo da camada de nó.

Nessas conexões, cada nó é geralmente acoplado a somente um nó em uma camada superior ou inferior, porque o comprimento lateral de um modelo de reservatório é dez vezes, ou mais, maior do que a espessura vertical. Isto é, os erros introduzidos usando-se somente um nó em cada uma das camadas superior e inferior são relativamente pequenos comparados aos erros associados aos perfis de drenagem (ou injeção) de área. Desse modo, o modelo pode ser simplificado na direção vertical limitando-se as conexões a um nó acima e um abaixo da camada do nó corrente.

Entretanto, em determinadas aplicações, a interconectividade

entre camadas pode ser benéfica. Por exemplo, quando há acunhamentos (ou seja, camadas faltando parcialmente em um modelo de reservatório), um nó na rede de fluxo é conectado aos nós vizinhos nas camadas conectadas imediatas superior e inferior depois de remover cada uma das camadas de acunhamento. Além disso, se rejeitos de falha (ou seja, camadas através de uma falha estão desconectadas e desalinhadas) estiverem presentes em um modelo de reservatório, um nó pode se conectar a vizinhos em muitas camadas com base nas diferentes conexões falhas. Por exemplo, uma camada sobre um lado de um plano de falha é fisicamente conectada a diversas camadas sobre o outro lado do plano de falha, o que é comum nos modelos de reservatório com falhas.

Depois do modelo de fluxo 3D ser formado, como examinado acima, as propriedades de rede são designadas dentro do modelo de rede de fluxo. As propriedades de rede incluem propriedades de volume e propriedades de fluxo que podem ser usadas para constituir os modelos de tempo de escoamento de fluido. As propriedades de volume, como volume, volume de poro, e volume de poro de hidrocarboneto, do volume de controle são designadas para cada nó, enquanto as propriedades de fluxo entre os nós são designadas para cada conexão. A designação das propriedades de volume pode incluir especificar cada nó diretamente com as propriedades de volume de cada célula de modelo de reservatório.

Entretanto, a designação das propriedades de fluxo pode ser complicada e envolver calcular várias propriedades que são distribuídas para conexões individuais entre os nós. Para essa designação, as propriedades de fluxo são designadas para nós individuais a partir das células de reservatório e, então, as propriedades de fluxo são calculadas para diferentes conexões, o que pode envolver diferentes cálculos para diferentes propriedades. Por exemplo, a permeabilidade para uma conexão pode ser calculada usando a média harmônica das permeabilidade dos dois nós conectados, enquanto a

porosidade e as propriedades de fluido para uma conexão podem ser calculadas usando a média aritmética. Para designar os tempos de escoamento de fluido para as conexões, vários cálculos podem ser utilizados.

5 Como um exemplo de determinação de tempo de escoamento de fluido, a lei de Darcy pode ser utilizada. A lei de Darcy é definida pela equação a seguir:

$$\bar{v} = -\frac{K}{\phi} \text{grad}(h+z) \quad (1)$$

10 onde \bar{v} é a velocidade intersticial (com unidades L/T, L é o comprimento (metros) e T é o tempo (segundos)); K é a condutividade hidráulica (com unidades L/T); ϕ é a porosidade (sem dimensão); h é o gradiente hidráulico (com unidades L); e z é a elevação (com unidades L). A conectividade hidráulica K é definida pela equação:

$$K = \frac{k g \rho}{\mu} \quad (2)$$

15 onde k é a permeabilidade (com unidades L², permeabilidade absoluta para um fluxo de fase única ou permeabilidade de fase para um fluxo de fases múltiplas); g é a constante de aceleração gravitacional (com unidades L/T²); ρ é a densidade de fluido (com unidades M/L³, M é massa (gramas)); e μ é a viscosidade de fluido (com unidades M/L/T).

Com base na equação (1), o tempo de escoamento para uma dada conexão i , que pode ser a conexão entre os nós B^K e B_8^K , pode ser calculado usando a equação a seguir:

$$t_i = \frac{d_i}{\bar{v} \cdot \bar{n}_i} \quad (3)$$

20 onde d_i é o comprimento da conexão (com unidades L); e n_i é um vetor de unidade paralelo à conexão i (sem dimensão). Porque a rede de fluxo é não dimensionada, d_i deveria ser sem dimensão. Se h_i não estiver disponível, podemos presumir que os gradientes hidráulicos ($\text{grad}(h+z)$) a partir de um dado nó, como o nó B^K , para estes nós vizinhos, são constantes.

Com base nessa presunção, o tempo de escoamento para a conexão i pode ser estimado usando a equação simplificada a seguir:

$$t_i = \frac{\phi_i d_i}{K_i} \quad (4)$$

A equação (3), que é utilizada quando a velocidade está disponível, por exemplo, a partir da simulação de fluxo de fluido, ou a equação (4), que é utilizada quando a velocidade não está disponível, é usada para calcular os tempos de escoamento de fluido para cada uma das conexões no modelo de rede de fluxo. O valor de tempo de escoamento de fluido calculado para uma dada conexão é, então, armazenado como uma propriedade na conexão. O modelo de rede de fluxo para um dado modelo de reservatório está completo quando são designadas propriedades apropriadas a cada um dos nós e conexões.

Um exemplo do uso dos modelos de rede de fluxo é mostrado abaixo nas Figuras 6A-6C. Como examinado acima, um modelo de tempo de escoamento de fluido é definido como o modelo de rede de fluxo que contém os tempos de escoamento de fluido a partir de um dado poço (ou de um conjunto de pontos) para todo nó no modelo de rede de fluxo. Isto é, cada nó no modelo de tempo de escoamento de fluido tem um tempo de escoamento de fluido exclusivo a partir do poço, que é um nó ou conjunto de nós, para os nós individuais. Nas Figuras 6A e 6B, exemplos de modos de realização de um poço unitário 602 em um modelo de rede de fluxo 2D 600, que pode ser um dos modelos de rede de fluxo 2D examinados acima, é mostrado. O poço 602 é definido como um conjunto de nós através dos quais o poço 602 passa, que, neste modo de realização, é um nó unitário. De modo semelhante, na Figura 6B, um modo de realização de um poço unitário 612 em um modelo de rede de fluxo 3D 610, que pode ser um dos modelos de rede de fluxo 3D examinados acima, é mostrado. O poço 612 é definido como um conjunto de nós 614, 616, 618, 620 e 622. Os nós 614, 616, 618, 620 e 622 no

poço 612 são interconectados e tratados como uma fonte unitária. Deve ser notado que esses poços podem ser um poço vertical com penetração parcial ou total, ou, alternativamente, um poço tendo desvios que são horizontais e de comprimentos verticais.

5 Independentemente disso, com o poço definido, o modelo de rede de fluxo, como o modelo 600 ou 610, o modelo de tempo de escoamento de fluido pode ser tratado como um problema de caminhos mais curtos de fonte unitária (SSSP). Com esse tipo de problema, os caminhos mais curtos em um modelo de rede de fluxo podem ser computados na otimização de rede
10 ou de gráfico teórico. O modelo de rede de fluxo pode ser representado como um gráfico que é composto do conjunto de nós e conexões ou bordas. Cada conexão tem um peso numérico associado, que é o tempo de escoamento de fluxo a partir de uma extremidade da conexão para a outra extremidade da conexão. O peso de um caminho pode ser definido como a soma dos pesos
15 das conexões ao longo do caminho. Desse modo, um caminho mais curto conectando um nó e um outro nó não vizinho é um caminho de peso ou custo mínimo.

 Por exemplo, o algoritmo de Dijkstra pode ser implementado usando números de Fibonacci para computar os caminhos mais curtos e seus
20 tempos de escoamento de fluido associados a partir do poço para cada nó no modelo de rede de fluxo. Ver Pardalos, P.M. e Resende, M.G.C. (Editado), Handbook of Applied Optimization, Oxford University Press, páginas 376-382 (2002). Como um exemplo específico, o caminho de tempo de escoamento de fluido mais curto 606 entre o poço 602 e um nó 604 no
25 modelo de rede de fluxo 600. O tempo de escoamento de fluido a partir do poço 602 para o nó 604 é igual ao tempo de escoamento cumulativo ao longo do caminho 606. Esse tempo de escoamento cumulativo é designado para o nó 604. De uma maneira semelhante, outros tempos de escoamento de fluido para qualquer outro nó no modelo de rede de fluxo podem ser calculados e

designados. Uma vez que cada um dos nós no modelo de rede de fluxo tenha tempos de escoamento de fluido designados a partir do, ou, para o poço 602, a construção do modelo de tempo de escoamento de fluido está completada.

Além disso, para um dado tempo de escoamento de fluido, qualquer nó com o tempo de escoamento de fluido abaixo do, ou, igual ao tempo de escoamento de fluido de limiar específico pode ser conectado ao poço 602. Por exemplo, na Figura 6C, árvores abrangentes 608 podem incluir vários caminhos (ou seja, conexões e nós unidos) entre e ao redor do poço 602 e do nó 604. As árvores abrangentes podem ser utilizadas na análise de conectividade de reservatório, porque elas podem ser utilizadas para calcular os volumes de drenagem e os volumes de poro conectado interpoços, o que é descrito adicionalmente abaixo.

A Figura 7 é um exemplo de fluxograma para construir o modelo de tempo de escoamento de fluido na Figura 1 com base em um método de propagação frontal de acordo com aspectos das presentes técnicas. Neste fluxograma, que é referido pelo número de referência 700, o método de propagação frontal é utilizado para receber um modelo de reservatório, constituir um modelo de nó a partir do modelo de reservatório, e construir um modelo de tempo de escoamento de fluido a partir do modelo de nó. Diferente de um modelo de rede de fluxo, um modelo de nó funciona como se os nós estivessem embutidos em um meio contínuo, que não usa conexões. Como resultado, um número infinito de conexões pode ser formado a partir de um nó para os nós vizinhos através do meio contínuo. Sem o número finito de conexões entre os nós, como no modelo de rede de fluxo, o modelo de nó provê uma solução para um problema contínuo, ao invés da solução de modelo de rede de fluxo, que inclui erros de orientação de grade. Ver Sethian et al. (1999). Isto é, erros de geometria (ou seja, erros de orientação de grade) diminuem à medida que a distância entre os nós diminui, porque é uma abordagem de modelagem convergente. Enquanto na modelagem de rede de

fluxo, os erros de geometria são reduzidos aumentando-se os nós vizinhos. Desse modo, a modelagem de nó pode prover tempos de escoamento mais precisos do que a modelagem de rede de fluxo minimizando os erros de orientação de grade. Entretanto, como uma troca, a modelagem de nó pode rodar mais devagar.

O fluxograma começa no bloco 702. Nos blocos 704 e 706, o modelo de reservatório é obtido. O modelo de reservatório é recebido no bloco 704 e não dimensionado no bloco 706 de uma maneira semelhante aos blocos 204 e 206 na Figura 2. O modelo de nó pode ser constituído nos blocos 708-710. No bloco 708, os centros de célula são selecionados como nós. A seleção de um centro de célula pode incluir calcular as coordenadas de centro (x, y e z) de uma célula e designar a informação de coordenada ao nó. Porque o modelo de nó é composto somente de nós, que são descritos abaixo em maior detalhe na Figura 8, as propriedades de volume e as velocidades de deslocamento de fluido e as velocidades de deslocamento de fluido são designadas para cada um dos nós, como mostrado no bloco 710. O cálculo e a designação das propriedades de volume para os nós, que podem ser semelhantes às examinadas acima, é uma abordagem direta. O cálculo e a designação das velocidades de deslocamento de fluido pode ser baseado diretamente em uma simulação de fluxo de fluido ou em um método de estimativa de velocidades de deslocamento de fluido, que é examinado abaixo nas Figuras 9A-9C. Quando as velocidades de deslocamento de fluido são designadas para cada um dos nós, a magnitude da velocidade é usada para um sistema isotrópico, enquanto um vetor de velocidade é aplicado a um sistema anisotrópico.

A partir do modelo de nó, um modelo de tempo de escoamento de fluido pode ser construído nos blocos 712-714. No bloco 712, um poço é selecionado como uma fonte. A seleção do poço pode ser semelhante à seção de um poço no bloco 214 na Figura 2. Um poço pode ser vertical, desviado, e

horizontal e pode penetrar totalmente ou parcialmente no modelo de reservatório, como notado abaixo. Depois do poço ser definido, como examinado acima, o cálculo e a designação dos tempos de escoamento de fluido para cada nó, como mostrado no bloco 714. O cálculo dos tempos de escoamento de fluido a partir do poço para quaisquer nós no modelo de nó pode utilizar o método de marcha rápida, que é descrito abaixo em maior detalhe nas Figuras 9A-9C. Depois dos valores serem calculados, os valores são designados para os nós para completar o modelo de tempo de escoamento de fluido. Conseqüentemente, o processo termina no bloco 716.

Para descrever adicionalmente o fluxograma 700 da Figura 7, vários modos de realização dos modelos de nó são descritos nas Figuras 8A-8B e 9A-9C. Em particular, as Figuras 8A-8B são exemplos de modos de realização dos modelos de nó utilizados no fluxograma da Figura 7. Como notado acima, um modelo de nó é composto de nós 802 em uma grade não estruturada ou estruturada, que é mostrada em um modelo de nó 2D 806 e em um modelo de nó 3D 808. Cada um dos nós 802 é um ponto (por exemplo, um ponto central) dentro de uma célula de modelo de reservatório 812 da grade de modelo de reservatório 814 e armazena as coordenadas, como as coordenadas de célula x, y, z para o modelo de nó 806 ou as coordenadas de célula x, y, z para o modelo de nó 808, para o centro da célula de modelo de reservatório 812. Além disso, um nó pode armazenar o volume de poro ou volume de poro de hidrocarboneto de um volume de controle 810 que contém o nó. Conseqüentemente, cada um dos nós pode ter diferentes números de nós vizinhos de uma maneira semelhante ao exame acima.

Para calcular e designar as velocidades de deslocamento de fluido para um modelo de tempo de escoamento de fluido, as velocidades de deslocamento de fluido podem ser baseadas diretamente em uma simulação de fluxo de fluido, como examinado no bloco 710 da Figura 7. Entretanto, quando uma simulação de fluxo de fluido não está disponível, um método de

aproximação pode ser utilizado para estimar a velocidade de deslocamento de fluido. Conseqüentemente, usando uma presunção semelhante ao modelo de rede de fluxo, a velocidade de deslocamento de fluido pode ser descrita como uma função da conectividade hidráulica dividida pela porosidade para um sistema isotrópico, que é definido pela equação a seguir:

$$v = \frac{K}{\phi} \quad (5)$$

onde K é a conectividade hidráulica definida na equação 2. A equação 5 pode ser usada para calcular a velocidade de deslocamento de fluido, e o valor de velocidade é designado para cada nó no modelo de nó.

Para um sistema anisotrópico, o vetor de velocidade para um nó pode ser construído usando a conectividade hidráulica e a porosidade entre os nó e seus nós vizinhos. Semelhante à abordagem de modelo de rede de fluxo examinada acima, a conectividade hidráulica é calculada usando a média harmônica entre dois nós, enquanto a porosidade é estimada usando a média aritmética. Dessa maneira, as velocidades de deslocamento de fluido podem ser calculadas para um sistema isotrópico ou anisotrópico.

Com as propriedades de volume e as velocidades de deslocamento de fluido calculadas, um modelo de tempo de escoamento de fluido pode ser construído como mostrado nas Figuras 9A-9C. As Figuras 9A-9C são exemplos de modelos de nó utilizados no fluxograma da Figura 7 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas. Semelhante à abordagem de gráfico teórico examinada acima, um poço, que pode incluir um nó ou conjunto de nós, é definido antes da constituição de um modelo de tempo de escoamento de fluido. Por exemplo, a Figura 9A inclui um exemplo de modo de realização de um poço unitário 902 em um modelo de nó 2D 900. O poço 902 é definido como um conjunto de nós através dos quais o poço 902 passa. De modo semelhante, a Figura 9B inclui um exemplo de modo de realização de um poço unitário 912 em um modelo de nó 3D 910. O poço 912

é definido como um conjunto de nós 914, 916, 918, 920 e 922. Os nós 914, 916, 918, 920 e 922 são interconectados e tratados como uma fonte única. Novamente, como notado acima, os nós associados à função de poço como uma fonte que pode formar um poço vertical, desviado e/ou horizontal e pode penetrar totalmente ou parcialmente no modelo de reservatório. Além disso, os nós podem incluir diferentes esquemas de área que têm números dos nós vizinhos.

Independentemente disso, com o poço definido, os tempos de escoamento de fluido a partir do poço, que pode ser o poço 902 ou 912, para quaisquer nós no modelo de nó, como o modelo de nó 900 ou 910, pode ser calculado. O cálculo pode envolver o método de marcha rápida, que busca de uma maneira semelhante àquela do método de caminho mais curto examinado acima. Ver Sethian et al. (1999). Com o método de marcha rápida, os nós do modelo de nó, como o modelo de nó 920, são classificados em três regiões, que são uma região afastada do vento 922, uma região de banda estreita 924, e uma região a favor do vento 926, que são mostradas na Figura 9C. No método de marcha rápida, uma solução do tempo de escoamento t é construída de um modo “a favor do vento”, que segue a seta 928. O algoritmo é rápido porque ele define a “zona de constituição” como uma região de banda estreita 924, usualmente ampla dois nós, ao redor da frente e busca o nó para atualizar somente dentro da banda estreita. Um algoritmo de número eficiente é usado para localizar o nó na região de banda estreita 924 com o menor valor para t . Desse modo, o método de marcha rápida é mais lento do que o método de caminho mais curto, por causa do tempo computacional despendido resolvendo a equação de Elkonal. Entretanto, utilizando-se a equação de Elkonal, os erros de orientação, que podem estar abaixo de 1%, são tipicamente menores do que o método de caminho mais curto. Ver Sethian et al. (1999). Uma vez que cada um dos nós seja buscado e os valores de t tenham sido designados, o modelo de tempo de escoamento de fluido está

completo.

Alternativamente, para sistemas anisotrópicos, outros métodos de marcha rápida (fast marching methods) podem ser utilizados para resolver os tempos de escoamento de fluido para a velocidade como uma função da localização e uma função da orientação. Ver Lin et al. (2003). Independente do uso de diferentes métodos de marcha rápida (fast marching methods), os métodos são realizados de uma maneira semelhante àquela do exame acima.

Cada um dos modelos de tempo de escoamento de fluido examinado acima é associado a um poço unitário. Com um poço ou fonte unitário, as medições de conectividade são representativas de um poço unitário, não do modelo de reservatório inteiro. Conseqüentemente, o uso de múltiplos poços em um modelo pode prover estatísticas das medições de conectividade de reservatório para o modelo de reservatório inteiro. Entretanto, colocar poços através de todo o modelo de reservatório pode ser computacionalmente ineficiente e criar problemas de armazenamento para os dados associados. Desse modo, um subconjunto de poços deveria ser utilizado para representar o modelo de reservatório inteiro.

Um método para colocar um subconjunto de poços dentro de um modelo de reservatório é utilizar técnicas de amostragem aleatória. Sob este método, os poços são colocados aleatoriamente em um modelo geológico ou de reservatório e um modelo de tempo de escoamento de fluido é construído, como notado acima, com base nesses poços colocados aleatoriamente. Então, estatísticas de medições de conectividade de reservatório são estimadas. As propriedades estatísticas geralmente convergem quando o número de poços está acima de um determinado limiar que é determinado pelo teste de convergência. Um processo de amostragem é convergido se adicionar mais poços não alterar as estatísticas para o modelo de fluxo de fluido. Desse modo, o uso das técnicas de amostragem aleatória pode reduzir o número de poços e os modelos de tempo de escoamento de

fluido correspondentes que são utilizados para prover estatísticas para o modelo de reservatório, enquanto sendo computacionalmente eficiente.

Um método que pode ser utilizado para prover poços colocados aleatoriamente é o método de amostragem de Monte Carlo (MCS), que é mostrado nas Figuras 10A-10B. As Figuras 10A-10B são diagramas do método de Amostragem de Monte Carlo que podem ser utilizados para gerar múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido de acordo com o fluxograma da Figura 1. O método de amostragem de Monte Carlo (MCS) pode ser utilizado com poços verticais para demonstrar o uso de técnicas de amostragem. A estratégia do método de MCS é amostrar aleatoriamente as variáveis (ou seja, as coordenadas x e y) a partir dos intervalos inteiros de suas funções de distribuição de probabilidade cumulativa (CDF). Primeiro, um número aleatório entre 0 e 1 é gerado e, então, o número aleatório é usado para ler uma variável aleatória x ou y a partir da CDF de x ou y . Esse processo é repetido numerosas vezes para gerar amostras suficientes para as simulações de Monte Carlo.

Como um exemplo, na Figura 10A, uma linha é formada entre o eixo de CDF 1002 de 0 a 1 e o eixo x 1004 de 0 ao final do eixo X no modelo de reservatório. Então, cinco números aleatórios ($r_1, r_2, r_3, r_4, e r_5$) ao longo do eixo de CDF 1002 são usados para criar cinco coordenadas x de amostra ($x_1, x_2, x_3, x_4, e x_5$) ao longo do eixo x 1004. De modo semelhante, as coordenadas y ($y_1, y_2, y_3, y_4, e y_5$ (não mostradas)) também podem ser geradas por meio desta técnica. Então, as coordenadas x ($x_1, x_2, x_3, x_4, e x_5$) são casadas com as coordenadas y ($y_1, y_2, y_3, y_4, e y_5$). A partir desse casamento das coordenadas x ($x_1, x_2, x_3, x_4, e x_5$) ao longo de um eixo x 1006 e das coordenadas y ($y_1, y_2, y_3, y_4, e y_5$) ao longo de um eixo y 1008, as localizações dos poços são determinadas, como mostrado na Figura 10B. Desse modo, o método de MCS pode ser utilizado para prover localizações de poço para reduzir o número de modelos de fluxo de fluido que podem ser

gerados.

Entretanto, o método de MCS converge lentamente, porque essa técnica de amostragem carece do controle de área das localizações de poço. Isto é, mais poços (ou seja, modelos de tempo de escoamento) são utilizados para estudos de conectividade de reservatório para prover cobertura uniforme do domínio de modelo de reservatório inteiro. Conseqüentemente, um outro método que pode ser utilizado é o método de Amostragem de Hipercubo latino (LHS), que é mostrado nas Figuras 10C-10D. Ver McKay, M.D., Beckman, R.J., e Conover, W.J.: “A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code”, *Technometrics*, volume 21, número 2, páginas 239-245 (maio de 1979). Nas Figuras 10C-10D, as tabelas do método de LHS são utilizadas para gerar múltiplos modelos de fluxo de fluido de acordo com o fluxograma da Figura 1. O método de LHS acelera a convergência do processo de amostragem e adicionalmente reduz o número de amostras (ou seja, poços) utilizadas em comparação ao método de MCS. O método de LHS divide o intervalo de CDF [0, 1] em subintervalos espaçados igualmente, e realiza o método de MCS em cada subintervalo. O método de LHS amostra aleatoriamente nos intervalos de probabilidade igual, e dispõe em pares aleatoriamente cada uma das variáveis amostradas (ou seja, as coordenadas x e y). O número de amostras para o método de LHS é igual ao número de intervalos usados para dividir o inteiro domínio para uma dada CDF. Porque a amostragem aleatória é realizada em subintervalos, o método de LHS provê cobertura uniforme para o domínio de modelo de reservatório inteiro com probabilidade igual. Essa estratégia de amostragem estratificada reduz amostras duplicadas ou desnecessárias, o que realça o processo tornando-o computacionalmente mais eficiente.

Por exemplo, suponhamos que cada variável (ou seja, eixo de coordenada) seja subdividida em n intervalos. Os n valores a partir do eixo x

são dispostos em pares aleatoriamente e sem substituição com os n valores obtidos para o eixo y . Esses n pares constituem a amostra de Hipercubo latino. Porque o processo de disposição em pares é aleatório, a amostra de Hipercubo latino pode prover múltiplos pares. Se não houver correlação entre as variáveis, a amostra de Hipercubo latino final pode ser escolhida para manter a correlação mínima entre as coordenadas x e y . Embora amostras sobrepostas e correlatas possam ocorrer, somente a amostra com a correlação mínima é selecionada como a amostra de Hipercubo latino.

Um exemplo específico desse método é mostrado nas Figuras 10C-10D. Na Figura 10C, uma linha é formada entre o eixo de CDF 1012 de 0 a 1 e o eixo x 1014 de 0 ao final do eixo X no modelo de reservatório. Cinco intervalos de probabilidade igual (b_1, b_2, b_3, b_4, b_5) são formados ao longo do eixo de CDF 1012, e correspondem aos valores sobre o eixo x 1014. Então, um número aleatório ($s_1, s_2, s_3, s_4, e s_5$) é gerado em cada intervalo e usado para criar cinco coordenadas x de amostra ($x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}, x_{s4}, e x_{s5}$) ao longo do eixo x 1014. Novamente, um método semelhante pode ser usado para criar as coordenadas y ($y_{s1}, y_{s2}, y_{s3}, y_{s4}, e y_{s5}$ (não mostradas)). Depois dos valores de cada variável (ou seja, as coordenadas x e y) terem sido obtidos, as variáveis, como as coordenadas x ($x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}, x_{s4} e x_{s5}$) e as coordenadas y ($y_{s1}, y_{s2}, y_{s3}, y_{s4} e y_{s5}$) são dispostas em pares juntas de uma maneira aleatória. A partir dessa disposição em pares das coordenadas x ($x_{s1}, x_{s2}, x_{s3}, x_{s4} e x_{s5}$) ao longo do eixo x 1018 e das coordenadas y ($y_{s1}, y_{s2}, y_{s3}, y_{s4} e y_{s5}$) ao longo do eixo y 1016, as localizações dos poços são determinadas, como mostrado na Figura 10D. Desse modo, o método LHS pode ser utilizado para prover localizações de poço para reduzir o número de modelos de fluxo de fluido que podem ser gerados.

Independentemente do método de amostragem, uma vez que as localizações de poço sejam determinadas, tanto o método de gráfico teórico quanto o método de propagação frontal pode ser usado para constituir os

modelos de tempo de escoamento de fluido para cada um dos poços. Se o método de gráfico teórico da Figura 2 for utilizado, os blocos 214-216 são repetidos para constituir os modelos de tempo de escoamento de fluido. Alternativamente, se o método de propagação frontal da Figura 7 for utilizado, os blocos 712 e 714 são repetidos para constituir os modelos de tempo de escoamento de fluido. Beneficamente, o número reduzido de taxas de fluxo pode reduzir a quantidade de armazenamento utilizado e o número de computações.

Com os modelos de tempo de escoamento de fluido, as medições de conectividade de reservatório podem ser calculadas e analisadas, como notado acima na Figura 1. Tipicamente, a conectividade de reservatório, que pode ser referida como conectividade, pode ser definida usando um único parâmetro em algumas aplicações, enquanto outras aplicações podem ter diferentes definições e significados da conectividade de reservatório. Conseqüentemente, a conectividade de reservatório sob as presentes técnicas é medida em diversas dimensões (ou aspectos) diferentes. Primeiro, a conectividade de reservatório pode ser medida com base em uma dimensão de tempo. Por exemplo, se o fluido em um reservatório leva um tempo mais curto para alcançar o mesmo volume de poro conectado que outro reservatório, o reservatório anterior é acreditado ter melhor conectividade do que o último reservatório. Isto é, o reservatório com o tempo mais curto para um dado volume de poro tem uma conectividade melhor. Segundo, a conectividade de reservatório pode ser medida com base em uma dimensão de tamanho. Dentro de uma dada estrutura de tempo (por exemplo, período de tempo produtivo de reservatório), se um reservatório tiver um volume de poro conectado maior do que o outro reservatório, o reservatório anterior tem melhor conectividade do que o último reservatório. Terceiro, a conectividade de reservatório pode ser medida com base em uma dimensão de orientação. Isto é, as conexões de reservatório podem ser melhores em uma direção do

que em outras devido às propriedades anisotrópicas de reservatório. Finalmente, a conectividade de reservatório pode ser medida em uma dimensão de espaço. Por exemplo, o volume de poro conectado entre dois poços pode ser uma função do espaçamento de poço. À medida que o
5 espaçamento de poço cresce, o volume de poro conectado entre os dois poços pode diminuir. Desse modo, as presentes técnicas medem a conectividade de reservatório em quatro dimensões, como tempo, tamanho, orientação e espaço.

Em adição, a conectividade de reservatório também é
10 influenciada pelos processos de recuperação. Por exemplo, o volume de poro conectado para um poço na recuperação primária pode não ser o mesmo que o volume de poro conectado para o mesmo poço em recuperações secundárias e terciárias. Isto é, os hidrocarbonetos no volume de poro conectado ao poço podem ser produzidos em depleção ou recuperação primária, enquanto
15 somente os hidrocarbonetos no volume de poro conectado tanto ao injetor quanto ao produtor podem ser produzidos em recuperações secundárias e terciárias. Considerando esses processos de recuperação, as medições de conectividade de reservatório são classificadas em medições para depleção ou
20 recuperação primária e medições de conectividade de reservatório para recuperações secundárias e terciárias.

Além disso, as medições de conectividade de reservatório também podem ser divididas em abordagens globais e locais. A abordagem global se focaliza nas características do modelo de reservatório inteiro, enquanto a abordagem local se focaliza em localizações específicas no
25 modelo de reservatório. As medições de conectividade de reservatório podem ser usadas para comparar quantitativamente diferentes modelos de reservatório e para estudar o comportamento do modelo de reservatório inteiro. As medições de conectividade de reservatório locais podem ser aplicadas aos comportamentos do modelo de reservatório local, como uma

conectividade entre um injetor e um produtor ou a conectividade através de uma falha. Desse modo, as medições de conectividade de reservatório podem ser examinadas para a depleção primária e recuperações secundária e terciária com a abordagem global e, então, com a abordagem local para as recuperações secundária e terciária.

A Figura 11 é um exemplo de fluxograma para calcular e analisar as medições de conectividade de reservatório no fluxograma da Figura 1 de acordo com determinados aspectos das presentes técnicas. Neste fluxograma, que é referido pelo número de referência 1100, as medições de conectividade de reservatório são calculadas e analisadas determinando-se as medições de conectividade de reservatório para a depleção primária, determinando-se as medições de conectividade de reservatório para as recuperações secundária e terciária, e determinando-se as medições de conectividade locais. A determinação das medições de conectividade de reservatório para a depleção primária, a recuperação secundária e a recuperação terciária sendo medições de conectividade de reservatório globais. Beneficamente, com esse processo, diferentes modelos de reservatório com escalas/grades diferentes podem ser validados, analisados, comparados e medidos usando as medições de conectividade de reservatório globais.

O fluxograma começa no bloco 1102. Nos blocos 1104 e 1106, as medições de conectividade de reservatório para a depleção primária são determinadas. No bloco 1104, um volume de poro produtivo (PPV) e o tempo produtivo (PT) são calculados. O PPV mede o tamanho de volume de poro produtivo (ou seja, a dimensão de tamanho da conectividade de reservatório) e o PT mede o tempo para produzir o PPV (ou seja, a dimensão de tempo da conectividade de reservatório). O cálculo desses valores é examinado adicionalmente abaixo nas Figuras 12A-12C e 13A-13D. No bloco 1106, a razão de aspecto de volume produtivo (PVAR) é calculada. A PVAR, que é

examinada adicionalmente abaixo na Figura 14A-14B, é utilizada para prover a dimensão de orientação da conectividade de reservatório. O PPV, o PT e a PVAR são utilizados para prover informação global sobre a conectividade de reservatório.

5 Então, as medições de conectividade de reservatório para as recuperações secundária e terciária são determinadas nos blocos 1108-1110. A conectividade de reservatório para as recuperações secundária e terciária é diferente da conectividade de reservatório para a depleção primária, porque múltiplos poços são utilizados nesses processos. No bloco 1108, o comprimento de platô de volume de poro interconectado pode ser calculado. Então, no bloco 1110, o coeficiente de declínio de volume de poro interconectado pode ser calculado. O comprimento de platô de volume de poro interconectado e o coeficiente de declínio de volume de poro interconectado, que são examinados adicionalmente abaixo nas Figuras 15A-15B, envolvem o espaçamento de poço (ou seja, a distância entre um injetor e um produtor). Esses parâmetros podem ser calculados para prover a quarta dimensão da conectividade de reservatório.

 Uma vez que as medições de conectividade de reservatório globais sejam calculadas, as medições de conectividade de reservatório locais podem ser calculadas nos blocos 1112-1114. No bloco 1112, a velocidade de penetração interpoços é calculada. A IBV mede a velocidade de fluido injetado a partir de um poço injetor para um poço produtor, onde valores maiores para a IBV indicam uma conexão melhor entre o poço injetor e o poço produtor. Então, a razão de aspecto de volume conectado interpoços (ICVAR) é calculada, como mostrado no bloco 1114. A ICVAR é utilizada para medir a forma e orientação do volume conectado interpoços. A IBV e a ICVAR, que são examinadas adicionalmente nas Figuras 16A-16B, são utilizadas para prover medições de conectividade locais. Conseqüentemente, o processo termina no bloco 1116.

Para descrever adicionalmente o fluxograma 1100 da Figura 11, vários modos de realização das redes de fluxo de fluido são descritos nas Figuras 12A-12C e 13A-13D. Em particular, as Figuras 12A-12C são um exemplo de modo de realização do modelo de tempo de escoamento de fluido e tabelas utilizados no fluxograma da Figura 11. Como notado acima, um modelo de tempo de escoamento de fluido para um poço unitário tem os tempos para o deslocamento de fluido a partir do poço para cada um dos nós no modelo de tempo de escoamento de fluido. Como resultado, os tempos para o deslocamento de fluido em cada nó são utilizados para construir o volume de poro produzido (PVP) como uma função de tempo. Novamente, o PVP para o tempo t é definido como o volume cumulativo do fluido produzido neste tempo dividido pelo volume de poro (de hidrocarboneto) total do modelo geológico/de reservatório. O volume cumulativo do fluido produzido no tempo t pode ser calculado usando a soma dos volumes de poro (de hidrocarboneto) dos nós com tempos de escoamento que são menores do que, ou, iguais ao tempo t .

Como um exemplo, a Figura 12A é um exemplo de modelo de tempo de escoamento de fluido 1200 tendo um poço 1202, que é um poço produtor. O objeto 1204 no modelo de tempo de escoamento de fluido 1200 é o PVP em um dado tempo. Com base nesta definição, o PVP, como definido pelo objeto 1204, é uma fração ou percentual do volume de poro (de hidrocarboneto) total produzido no tempo t . O PVP mostra o volume de poro sendo drenado a partir do reservatório no tempo t . A forma do PVP pode ser muito irregular, dependendo da estrutura de conexão do volume de poro. Neste modelo 1200, o PVP aumenta à medida que o tempo aumenta.

Na Figura 12B, um exemplo de tabela 1210 das características de uma curva de PVP 1212 aumenta com o eixo de PPV 1214 e o eixo de tempo 1216. Ao longo do eixo de tempo 1216, a curva de PVP pode ser dividida em uma vida de produção 1220, que é anterior a um tempo específico

TD, e uma vida geológica 1222 que se estende além do tempo específico TD. Ao longo da curva de PVP 1212, pelo menos um platô 1218 é alcançado durante a vida de produção 1220 de reservatório, que é, tipicamente, de dez anos. Um platô representa um período de tempo no qual os fluidos de reservatório se deslocam através de rochas de conectividade relativamente baixa. Durante a vida de produção 1220, o volume de poro produtivo (PPV) pode ser definido como os valores ao longo da curva de PVP 1212 e o tempo produtivo (PT) como o tempo associado ao início do último platô 1224. Nesse diagrama, os comportamentos das conexões de reservatório dentro da vida de produção de reservatório são utilizados porque os reservatórios são todos perfeitamente conectados (100% do PVP) quando o tempo se aproxima do infinito na vida geológica 1222.

Para se obter os valores de PPV e PT para o modelo inteiro, as estatísticas dos valores de PPV e PT calculados dos modelos de tempo de escoamento de fluido podem ser utilizadas. As propriedades estatísticas dos valores de PPV e PT podem prover informação útil sobre a conectividade de modelo de reservatório. As propriedades estatísticas para o PPV são o PPV médio (PPVavg), o desvio padrão de PPV (PPVstd), o PPV mínimo (PPVmin), e o PPV máximo (PPVmax). De modo semelhante, as propriedades estatísticas para o PT são o PT médio (PTavg), o desvio padrão de PT (PTstd), o PT mínimo (PTmin), e o PT máximo (PTmax). O PPVavg e o PTavg medem a conectividade de modelo inteiro, enquanto o PPVstd e o PTstd medem a heterogeneidade do modelo de tempo de escoamento de fluido inteiro. Para modelos de tempo de escoamento de fluido mais heterogêneos, os valores de PPVstd e PTstd são maiores. Os valores de PPVmin, PPVmax, PTmin e PTmax são os extremos do PPV e PT, respectivamente.

Usando de PPV e PT, os valores obtidos a partir de múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido podem ser utilizados para analisar

as características de conectividade no modelo de reservatório. Por exemplo, a Figura 12C é um diagrama 1230 de um gráfico de matriz para um modelo de reservatório ao longo do eixo de PPV 1232 e do eixo de PT 1234. Dentro do diagrama 1230, cada um dos diferentes pontos 1236 representa um ponto do (PPV, PT) calculado a partir de um modelo de tempo de escoamento de fluido, que é um resultado diferente para diferentes modelos de tempo de escoamento de fluido. Os valores são delimitados entre o PPV_{min} e o PPV_{max} ao longo do eixo de PPV 1232 e entre o PT_{min} e o PT_{max} ao longo do eixo de PT 1234. Os valores de PPV_{avg} e PT_{avg} dividem o domínio delimitado em quatro regiões, como a primeira região 1238, as segundas regiões 1240, a terceira região 1242 e a quarta região 1244.

Cada uma das regiões, como a primeira região 1238, as segundas regiões 1240, a terceira região 1242 e a quarta região 1244, provêm informação sobre a conectividade de reservatório. Por exemplo, a primeira região 1238, que pode ser referida como a região “superestrela”, se refere aos pontos que têm PPV grande (ou seja, acima do PPV_{avg}) e produzem de uma maneira eficiente (ou seja, abaixo do PT_{avg}). A primeira região 1238 tem a conectividade de reservatório mais alta e, desse modo, as localizações de poço acessam grandes volumes de poro e produzem eficientemente. A segunda região 1240 pode ser referida como a região de “alto potencial”, porque cada um dos poços nesta região tem grandes PPVs (ou seja, acima do PPV_{avg}), mas eles são ineficientes para produzir (ou seja, acima do PT_{avg}). A segunda região 1240 tem alto potencial, mas pode ter de ser estimulada para aperfeiçoar a conectividade de reservatório. Conseqüentemente, localizações de poço na segunda região 1240 podem ser utilizadas se os métodos de estimulação não forem caros ou se uma vida de produção mais longa for aceitável. A terceira região 1242 pode ser referida como uma “estrela pequena”, por causa dos pequenos PPVs (ou seja, abaixo do PPV_{avg}), mas de produção eficiente (ou seja, abaixo do PT_{avg}). Para poços nesta região, uma

alta densidade de poço pode ser utilizada para realçar a conectividade de reservatório. A quarta região 1244 é referida como uma região de “baixo potencial”, porque os poços nesta região têm pequenos PPVs (ou seja, abaixo do PPV_{avg}) que são ineficientes para produzir (ou seja, acima do PT_{avg}).

5 Essa região tem a conectividade de reservatório mais baixa de cada uma das regiões.

Além disso, o PPV e o PT também podem ser utilizados para selecionar as localizações de poço ótimas com base nos limiares econômicos. O uso dos limiares econômicos é explicado adicionalmente nas Figuras 13A-
10 13D, que são diagramas diferentes utilizados para selecionar localizações de poço com base nos valores de PPV ou PT. Na Figura 13A, um diagrama 1300 pode ser utilizado com um limiar econômico 1308 para excluir determinados poços candidatos. Na Figura 13A, uma curva de PPV ordenada 1302 que é monoliticamente decrescente é mostrada como uma função da ID
15 (identificação) de poço contra um eixo de PPV 1304 e um eixo de ID de poço 1306. Os poços com PPVs menores que um limiar econômico 1308 podem ser excluídos dos candidatos a poço potenciais, porque os poços não podem produzir volume de hidrocarboneto suficiente para encontrar o dado limiar econômico. Desse modo, os poços dentro da região 1309, que inclui os
20 valores de ID de poço acima da ID de poço W_{IDT} , são poços que podem ser excluídos.

De modo semelhante, outros poços que podem ser excluídos podem incluir poços que têm PTs mais longos do que um limiar econômico. Por exemplo, a Figura 13B é um diagrama 1310 que pode ser utilizado com
25 um limiar econômico 1318 para excluir determinados poços candidatos com base nos PTs. Na Figura 13B, uma curva de PT 1312 é mostrada como uma função da ID de poço contra um eixo de PT 1314 e um eixo de ID de poço 1316. Poços com PTs acima do limiar econômico 1318 podem ser excluídos dos candidatos a poço potenciais. Esses poços podem estar localizados na

região 1319, que inclui os valores de PT acima de PT_1 .

Uma outra perspectiva da seleção de poço é mostrada nas Figuras 13C e 13D, que são diagramas diferentes das regiões de conectividade que podem ser utilizados juntos para determinar as localizações de poço. Na

5 Figura 13C, um diagrama 1320 tendo diferentes regiões, como as regiões 1330-1333, para localizações de poço é mostrado contra um eixo de PPV 1322 e um eixo de PT 1324. Dentro do diagrama 1320, um limiar econômico de PPV 1326 se estende a partir de um valor de PPV específico PPV_T e um limiar econômico de PT 1328 se estende a partir de um valor de PT específico

10 PORTANTO. Com base nas regiões 1330-1333 formadas pelos limiares econômicos 1326 e 1328, os poços na região 1330 são preferidos, enquanto os poços nas regiões 1331-1333 estão abaixo de um ou mais dos limiares econômicos 1326 e 1328. Isso também é mostrado na Figura 13D, que é um

15 mapa de PPV 1340. No mapa de PPV 1340, áreas de cor clara ou tépida 1346 representam valores de PPV alto e áreas de cor escura ou fria 1348 representam valores de PPV baixos ao longo de um eixo x 1342 e de um eixo y 1344. O mapa de PPV 1340 pode indicar regiões de PPV alto, mas podem representar boas localizações de poço por causa da informação de tempo inadequada. Conseqüentemente, o mapa de PPV 1340 e as regiões de

20 conectividade 1330-1333 podem ser utilizados juntos para realçar o processo de seleção de poço. Isso pode ser realizado selecionando-se uma boa localização a partir do mapa de PPV e, então, checando para determinar se a localização cai na região preferida 1330.

Em adição, aos PPVs e PTs, a razão de aspecto de volume

25 produtivo (PVAR) também pode ser utilizada para medir a conectividade de reservatório. A PVAR é definida como a razão do comprimento do eixo maior da forma vista por mapa de um volume produtivo para o comprimento de seu eixo menor, o que é mostrado adicionalmente na Figura 14A. Por exemplo, a Figura 14A é um diagrama 1400 de uma forma de volume produtivo 1402. O

comprimento 1404 da forma de volume produtivo 1402 é dividido pela largura 1406 da forma de volume produtivo 1402 para obter uma PVAR em 2D. A razão de aspecto adicional pode ser definida para três ou mais eixos dimensionais. Por exemplo, a razão de aspecto de volume produtivo entre as direções horizontal e vertical (PVAR_{hz}) pode ser definida como a razão do comprimento médio dos eixos horizontais maior e menor para o comprimento do eixo vertical da forma de volume produtivo.

Por simplicidade, a PVAR é explicada adicionalmente para regiões que não intersectam a fronteira de modelo e regiões que intersectam a fronteira de modelo. Se a forma de volume produtivo não intersecta a fronteira de modelo, a PVAR pode ser calculada como descrito abaixo. Uma vez que a forma de volume produtivo intersecta a fronteira de modelo, o comprimento do eixo maior ou menor da forma, como a forma de volume produtivo 1402, não é mais válido. Nessa região, a distância a partir do poço para um ponto sobre a fronteira de modelo que tem o tempo de escoamento mais curto pode ser usada como o raio para desenhar um círculo. Então, a PVAR pode ser estimada como a razão do tempo de escoamento mais longo para o tempo de escoamento mais curto sobre o círculo. Porque a PVAR pode variar no modelo de tempo de escoamento de fluido a partir de um lugar para outro, as propriedades estatísticas da PVAR podem ser utilizadas para caracterizar o modelo de reservatório inteiro. Essas propriedades estatísticas podem incluir a PVAR média (PVAR_{avg}), o desvio padrão de PVAR (PVAR_{std}), a PVAR mínima (PVAR_{min}) e a PVAR máxima (PVAR_{max}). A PVAR_{avg} é a média da PVAR, enquanto o PVAR_{std} indica a heterogeneidade da PVAR para o modelo de reservatório.

Como examinado acima, o mapa de PPV 1340 da Figura 13D indica somente as localizações de poço ótimas com base no tamanho do PPV, sem o conhecimento da forma e orientação do volume produtivo. Entretanto, combinar a PVAR com o PPV pode criar um mapa de bolha que provê não

somente o volume de poro produtivo, mas também a forma e orientação do volume para algumas localizações selecionadas. Por exemplo, a Figura 14B é um diagrama de um mapa de bolha 1410. Esse mapa de bolha 1410 provê informação relativa ao tamanho, forma, e orientação em uma vista ou diagrama únicos. No mapa de bolha 1410, o tamanho de uma região em forma de bolha 1412 com pontos específicos 1414 que fica localizado no centro de cada forma mostra a magnitude do PPV, enquanto a orientação do eixo mais longo da forma ilustra a orientação do PPV. Os pontos 14145 podem ser localizações preferidas ou ótimas para os poços.

10 Uma vez que as medições de conectividade de reservatório para a depleção primária tenham sido determinadas, as medições de conectividade de reservatório para as recuperações secundária e terciária podem ser determinadas. A conectividade de reservatório para as recuperações secundária e terciária é diferente da conectividade de reservatório para a depleção primária. Por exemplo, somente a conectividade para um produtor ou poços individuais é utilizada no cálculo das medições de conectividade de reservatório para uma depleção primária. Entretanto, a conectividade de reservatório entre um injetor e um produtor pode ser utilizada nos processos de recuperação secundária e terciária. Além disso, o espaçamento de poço (ou seja, a distância entre um injetor e um produtor) pode variar para maximizar a eficiência de recuperação. Porque a conectividade de reservatório pode ser uma função do espaçamento de poço (ou seja, a quarta dimensão da conectividade de reservatório), dois parâmetros, como o comprimento de platô de volume de poro interconectado e o coeficiente de declínio de volume de poro interconectado, podem ser calculados para medir a conectividade de reservatório na dimensão de espaçamento.

Para começar, os pares injetor-produtor a partir dos múltiplos modelos de tempo de escoamento de fluido constituídos no bloco 108 da

Figura 1 são selecionados aleatoriamente, o que é examinado na Figura 15A. A Figura 15A é um modo de realização de um exemplo de grade de modelo de reservatório com pares de injetor-produtor. Nesse diagrama 1500, os poços injetores 1502a-1502d e os poços produtores 1504a-1504d são dispostos em pares juntos para formar os pares injetor-produtor ou pares de poço. A seleção dos pares injetor-produtor resulta em pares de poço que têm diferentes espaçamentos de poço, diferentes localizações (ou seja, poços localizados em diferentes localizações dentro do modelo), e diferentes orientações, que são mostradas pelas setas 1506a-1506d. O volume de poro interconectado (IPV) é definido como o volume de poro produtivo que se conecta tanto ao injetor quanto ao produtor do dado par de poços. Desse modo, o IPV pode ser calculado como o volume sobreposto entre o PPV para o poço injetor e o PPV para o poço produtor. De preferência, nesta configuração, o fluido injetado para dentro dos poços injetores 1502a-1502d pode varrer hidrocarbonetos no IPV e deslocar os hidrocarbonetos para dentro dos poços produtores 1504a-1504d. Desse modo, o IPV está relacionado à recuperação de óleo ou hidrocarboneto, porque ele representa o percentual máximo dos hidrocarbonetos que podem ser varridos entre os dois poços.

Depois de calcular os IPVs para os pares de poço, um gráfico entre o IPV e o espaçamento de poço pode ser criado, como mostrado na Figura 15B. Na Figura 15B, um diagrama 1510 dos pontos de dados 1512 que caracteriza a relação entre o IPV e o espaçamento de poço é mostrado contra o eixo de IPV 1514 e um eixo de espaçamento de poço 1516. Embora os pontos de dados possam ficar espalhados, uma curva de tendência 1518 pode ser encaixada dentro dos pontos de dados 1512. A partir desse diagrama 1510, várias características podem ser observadas. Primeiro, o IPV é quase igual ao PPV (volume de poro produtivo) quando o espaçamento de poço é zero. Segundo, os valores de IPV ao longo da curva de tendência 1518 são constantes para o espaçamento de poço de 0 a um comprimento de platô de

volume de poro interconectado (L_p), e diminuem além de L_p . Desse modo, o uso dos três parâmetros, como o PPV, o L_p e um Coeficiente de Declínio de Volume de Poro Interconectado (IPVDC), pode ser benéfico para caracterizar a curva de tendência 1518. O IPVDC é o coeficiente que descreve a diminuição do IPV à medida que o espaçamento de poço aumenta a partir do L_p .

Porque o PPV foi calculado anteriormente, como notado acima, o L_p e o IPVDC são os parâmetros restantes que devem ser calculados. O comprimento de platô de volume de poro interconectado (L_p), que mede a extensão da conectividade de reservatório, é definido como o espaçamento de poço máximo além do qual o IPV começa a declinar. Isto é, o espaçamento de poço pode ser aumentado até o L_p sem qualquer declínio no valor do IPV ou na eficiência de recuperação. Conseqüentemente, mais longo o L_p , maior é a área conectada para o reservatório. L_p está na faixa de 0 ao comprimento máximo do modelo de reservatório.

O IPVDC é definido como a medição do declínio da conectividade de reservatório com o espaçamento de poço. Um IPVDC grande indica que a conectividade de reservatório para um modelo se deteriora rápido à medida que o espaçamento de poço aumenta, enquanto um IPVDC pequeno indica que a conectividade de reservatório é menos sensível ao espaçamento de poço. O IPVDC pode ser definido pela equação a seguir:

$$IPVDC = -\frac{1}{IPV} \frac{d(IPV)}{dL} \quad (6)$$

onde L é o espaçamento de poço. Com base nessa definição, o IPV pode ser definido pela equação exponencial a seguir:

$$IPV = PPV \left(e^{-IPVDC(L-L_p)} \right) \quad (7)$$

Conseqüentemente, o $IPVDC$ pode ser estimado usando a equação 7 através de análise de regressão.

Em adição às medições de conectividade de reservatório

globais acima, que são examinadas acima, as presentes técnicas também utilizam as medições de conectividade locais. As medições de conectividade locais são definidas como a medição da conectividade entre poços. As medições de conectividade locais são usadas, por exemplo, para investigar a conectividade para um dado par de poços ou a conectividade de uma falha.

Conseqüentemente, três medições de conectividade de reservatório locais, como velocidade de penetração interpoços (IBV), razão de aspecto de volume conectado interpoços (ICVAR) e orientação de volume conectado interpoços (α), podem ser utilizadas com as presentes técnicas para prover medições de conectividade de reservatório locais. O IBV mede a velocidade do fluido injetado se movendo a partir de um injetor para um produtor. Valores maiores de IBV indicam uma conexão melhor entre o injetor e o produtor. ICVAR e α medem a forma e orientação do volume conectado interpoços, onde α corresponde à direção varrida maior entre um injetor e os produtores circundantes. Cada uma dessas medições de conectividade de reservatório locais é examinada adicionalmente abaixo em relação às equações específicas e Figuras 16A-16B.

O *IBV* é definido como a distância entre um injetor e um produtor dividida pelo tempo de escoamento de fluido a partir do injetor para o produtor. O *IBV* também é igual à conectividade hidráulica efetiva do caminho de tempo de escoamento mais curto entre os dois poços dividida pela tortuosidade do caminho de tempo de escoamento mais curto. Conseqüentemente, o *IBV* pode ser definido pela equação a seguir:

$$IBV = \frac{\bar{K}}{\tau} \quad (8)$$

onde K é a conectividade hidráulica efetiva e τ é a tortuosidade do caminho mais curto. A conectividade hidráulica efetiva K é a média harmônica ponderada de distância (d_j) das conectividades hidráulicas (K_j) ao longo do caminho de tempo de escoamento mais curto, que é definida pela

equação a seguir:

$$\bar{K} = \frac{1}{\sum_I \frac{d_I}{\sum_I d_I} \frac{1}{K_I}} \quad (9)$$

K pode ser calculada usando a equação 2. A tortuosidade pode ser estimada usando a equação a seguir:

$$\tau = \frac{\sum_I d_I}{D} \quad (10)$$

onde D é a distância em linha reta entre o injetor e o produtor.

- 5 A partir das equações, o IBV é inversamente proporcional à tortuosidade. Desse modo, à medida que a tortuosidade aumenta, a velocidade de penetração interpoços e a conectividade de reservatório diminuem para um modelo de reservatório.

Um exemplo desses parâmetros é mostrado no modo de
10 realização do modelo de reservatório 1600 na Figura 16A. Na Figura 16A, um modelo de reservatório 1600 é mostrado com um poço injetor 1602 e um poço produtor 1604. A distância entre o poço injetor 1602 e o poço produtor 1604 é a distância em linha reta D , enquanto o caminho de tempo de escoamento mais curto está ao longo da linha 1606. Além disso, d_I é o comprimento da
15 conexão I , enquanto K_I é a conectividade hidráulica da conexão I .

A $ICVAR$ pode ser calculada usando a equação a seguir:

$$ICVAR = IBV_{maior} / IBV_{menor} \quad (11)$$

onde IBV_{maior} e IBV_{menor} são os comprimentos da elipse de IBV nas direções maior e menor, respectivamente. A elipse de IBV é construída usando os valores de IBV calculados a partir do injetor e de cada um dos
20 produtores.

Por exemplo, a Figura 16B é um exemplo de forma de volume conectado interpoços junto com sua orientação. Na Figura 16B, vários poços produtores 1622 são posicionados ao redor de um poço injetor 1624. O poço

injetor 1624 tem a forma de volume conectado interpoços 1626, que tem uma orientação que é mostrada pela orientação de volume conectado interpoços (α). A forma de volume conectado interpoços 1626 tem um eixo maior IBV_{maior} e um eixo menor IBV_{menor} .

5 Em adição, os processos descritos acima podem ser implementados em um sistema de modelagem, que é examinado abaixo. Conseqüentemente, diferentes elementos e componentes de um exemplo de sistema de modelagem são apresentados na Figura 17. A Figura 17 ilustra um exemplo de modo de realização de um sistema de modelagem de acordo com
- 10 um modo de realização das presentes técnicas. Os dispositivos 1702 e 1704a-1704n põem ser computadores, servidores, bancos de dados e/ou uma combinação desses tipos de sistemas, que também podem incluir monitores, teclados, mouses e outras interfaces de usuário para interagir com o usuário. O dispositivo 1702 pode incluir um processador 1706, um ou mais aplicativos
15 1708, dados 1710 e memória 1712. Os aplicativos 1708 podem incluir o software ou código de modelagem configurado para realizar os métodos descritos acima, enquanto os dados 1710 podem incluir dados sísmicos, dados de simulação, ou outra informação utilizada nos métodos descritos acima. Claro que a memória 1712 pode ser qualquer tipo convencional de
20 armazenamento legível por computador usado para armazenar aplicativos, que podem incluir drives de disco rígido, discos flexíveis, CD-ROMs e outros meios óticos, fita magnética, e o equivalente.

 Porque cada um dos dispositivos 1702 e 1704a-1704n pode ficar localizado em diferentes localizações geográficas, como diferentes
25 escritórios, edifícios, cidades, ou países, uma rede 1730 pode ser utilizada para prover caminhos de comunicação entre os dispositivos 1702 e 1704a-1704n. A rede 1730, que pode incluir diferentes dispositivos (não mostrados), como roteadores, comutadores, pontes, por exemplo, pode incluir uma ou mais redes de área local, redes de área ampla, redes de área de servidor, ou

redes de área metropolitana, ou combinação desses diferentes tipos de redes. A conectividade e o uso da rede 1730 pelos dispositivos 1702 e 1704a-1704n é entendida por aqueles experientes na técnica.

Para operar, um usuário final pode rodar as interfaces de usuário gráficas (GUIs) de cliente de simulação 1714a-1714n sobre os dispositivos 1704a-1704n ou interagir diretamente com o dispositivo 1702. Via GUIs 1714a-1714n ou interação direta, os aplicativos podem ser lançados para realizar simulações dos vários modelos examinados acima sobre o dispositivo 302. O aplicativo 1708 pode ser executado pelo processador 1706, que pode acessar dados 1710, como dados sísmicos a partir da memória 1712 para criar modelos de reservatório e modelos de tempo de escoamento de fluido. Então, o usuário pode analisar os modelos de tempo de escoamento de fluido para calcular e analisar as medições de conectividade de reservatório para um aplicativo específico. Com base nas medições de conectividade de reservatório, os poços podem ser perfurados, completados e produzidos.

Além disso, deve ser notado que, na Figura 1, o método de gráfico teórico e o método de propagação frontal são complementares. Em geral, o método de gráfico teórico pode ser utilizado para manusear os fluxos direcionais entre dois nós (por exemplo, fluxos ascendentes ou descendentes com o efeito da gravidade) usando conexões diretas, enquanto para o método de propagação frontal pode faltar a capacidade de manusear fluxos direcionais entre dois nós. Em adição, o método de gráfico teórico é computacionalmente menos caro do que o método de propagação frontal. Entretanto, o método de propagação frontal tem erros de orientação menores do que o método de gráfico teórico. Desse modo, os vários fatores junto com a experiência e o julgamento pessoal de usuário podem ser utilizados para selecionar um método específico para uma dada situação.

Embora as presentes técnicas da invenção possam ser suscetíveis a várias modificações e formas alternativas, os exemplos de

modos de realização examinados acima foram mostrados somente a título de exemplo. Entretanto, deve ser entendido novamente que a invenção não é pretendida para ser limitada aos modos de realização particulares revelados aqui. Na verdade, as presentes técnicas da invenção incluem alternativas, 5 modificações, e equivalentes caindo dentro do verdadeiro espírito e escopo da invenção como definida pelas reivindicações anexas a seguir.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para produção de hidrocarbonetos, caracterizado pelo fato de compreender:

5 construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir de um modelo de reservatório;

calcular medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido;

analisar as medidas de conectividade de reservatório para determinar um local para o pelo menos um poço;

10 perfurar o pelo menos um poço com base na análise; e

produzir hidrocarbonetos do pelo menos um poço perfurado.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento
15 de fluido via um método de gráfico teórico.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

20 não dimensionar o modelo de reservatório;

selecionar um modelo de rede de fluxo;

designar propriedades volumétricas a uma pluralidade de nós no modelo de rede de fluxo;

designar propriedades de fluxo a uma pluralidade de conexões no modelo de rede de fluxo;

25 selecionar pelo menos um dos nós para representar pelo menos um poço;

calcular um valor para cada um dos nós para o selecionado pelo menos um dos nós; e

designar tempos de escoamento de fluido para cada um dos

nós.

4. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato do modelo de rede de fluxo compreender nós e conexões.

5 5. Método de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato do modelo de rede de fluxo compreender um modelo de oito vizinhanças para reduzir erros de orientação.

6. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreender volume total, volume de poros, volume de poros com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

7. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato das propriedades de fluxo compreender permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, tempo de escoamento de fluido e qualquer combinação dos mesmos.

15 8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido via um método de propagação frontal.

20 9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

não dimensionar o modelo de reservatório;

definir uma pluralidade de nós em um modelo de nó a partir do modelo de reservatório não-dimensionado;

25 designar propriedades volumétricas e velocidades de escoamento a cada um da pluralidade de nós;

selecionar pelo menos um da pluralidade de nós para representar um poço; e

calcular tempos de escoamento de fluido para cada um da

pluralidade de nós.

5 10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreender volume total, volume de poros, volume de poros com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

10 11. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender calcular medidas de conectividade de reservatório para uma pluralidade de dimensões.

12. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato da pluralidade de dimensões compreender pelo menos duas de uma dimensão de tempo, dimensão de tamanho, dimensão de orientação e uma dimensão de espaço.

15 13. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato do cálculo das medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

calcular medidas de conectividade de reservatório para depleção primária;

20 calcular medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária; e

calcular medidas de conectividade locais.

25 14. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para depleção primária compreender:

calcular volume de poro de produção e tempo de produção; e

calcular relação de aspecto de volume produtivo.

15. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para

recuperações secundária e terciária compreender:

calcular extensão de platô de volume de poro interconectado; e
calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

5 16. Método de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade locais de reservatório compreender:

calcular extensão de platô de volume de poro interconectado; e
calcular coeficiente de declínio de volume de poros

10 interconectados.

17. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar regiões de conectividade a partir de medidas de conectividade de reservatório para determinar a localização para pelo menos um poço.

15 18. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar mapas de conectividade para guiar otimização da localização do pelo menos um poço.

19. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender estimar tempos de escoamento de fluido sem simulação de fluxo para criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido.

20 20. Método para avaliar um modelo de reservatório, caracterizado pelo fato de compreender:

obter um modelo de reservatório;

25 não dimensionar o modelo de reservatório;

construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir do modelo de reservatório não-dimensionado;

calcular medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido; e

analisar as medidas de conectividade de reservatório para determinar a localização de pelo menos um poço para um reservatório.

21. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido via um método de gráfico teórico.

22. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

10 selecionar um modelo de rede de fluxo;
 designar propriedades volumétricas para uma pluralidade de nós no modelo de rede de fluxo;
 designar propriedades de fluxo para uma pluralidade de conexões no modelo de rede de fluxo;
15 selecionar pelo menos um dos nós para representar pelo menos um poço;
 calcular um valor para cada um dos nós para o selecionado pelo menos um dos nós; e
 designar tempos de escoamento de fluido para cada um da pluralidade de nós.

23. Método de acordo com a reivindicação 22, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreender pelo menos um de volume total, volume de poro, volume de poro com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

25 24. Método de acordo com a reivindicação 22, caracterizado pelo fato das propriedades de fluxo compreender pelo menos um de permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, tempo de escoamento de fluido e qualquer combinação dos mesmos.

25. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado

pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido via um método de propagação frontal.

5 26. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

definir uma pluralidade de nós em um modelo de nó a partir do modelo de reservatório não-dimensionado;

10 designar propriedades volumétricas e velocidades de escoamento para cada um da pluralidade de nós;

selecionar pelo menos um da pluralidade de nós para representar um poço; e

calcular tempos de escoamento de fluido para cada um da pluralidade de nós.

15 27. Método de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreenderem pelo menos um dentre volume total, volume de poros, volume de poro com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

20 28. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender calcular as medidas de conectividade de reservatório para uma pluralidade de dimensões.

25 29. Método de acordo com a reivindicação 28, caracterizado pelo fato da pluralidade de dimensões compreender pelo menos duas de uma dimensão de tempo, dimensão de tamanho, dimensão de orientação e uma dimensão de espaço.

30. Método de acordo com a reivindicação 28, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório a partir da

pluralidade de modelos de escoamento de fluido e tempo compreender:

calcular as medidas de conectividade de reservatório para depleção primária;

5 calcular medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária; e

calcular medidas de conectividade local.

31. Método de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para depleção primária compreender:

10 calcular volume de poro produtivo e tempo produtivo; e

calcular relação de aspecto de volume produtivo.

32. Método de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária compreender:

15 calcular extensão de platô de volume de poro produtivo; e

calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

20 33. Método de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade locais de reservatório compreender:

calcular extensão de platô de volume de poro produtivo; e

calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

25 34. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar regiões de conectividade a partir de medidas de conectividade de reservatório para determinar a localização para o pelo menos um poço.

35. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar mapas de conectividade para

guiar otimização da localização do pelo menos um poço.

36. Método de acordo com a reivindicação 20, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender estimar tempos de escoamento de fluido sem simulação de escoamento para criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido.

37. Sistema associado à produção de hidrocarbonetos, caracterizado pelo fato de compreender:

um processador;

uma memória acoplada ao processador;

um aplicativo armazenado na memória e configurado para:

construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir de um modelo de reservatório;

calcular medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido; e

um monitor acoplado ao processador e configurado para apresentar as medidas de conectividade de reservatório.

38. Sistema de acordo com a reivindicação 37, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para:

não-dimensionar o modelo de reservatório;

selecionar um modelo de rede de fluxo;

designar propriedades volumétricas a uma pluralidade de nós no modelo de rede de fluxo;

designar propriedades de escoamento a uma pluralidade de conexões no modelo de rede de fluxo;

selecionar pelo menos um dos nós para representar pelo menos um poço;

calcular um valor para cada um dos nós para o pelo menos um selecionado dos nós; e

designar tempos de escoamento de fluido a cada um da

pluralidade de nós.

39. Sistema de acordo com a reivindicação 38, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreenderem volume total, volume de poro, volume de poro com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

40. Sistema de acordo com a reivindicação 38, caracterizado pelo fato das propriedades de fluxo compreender permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, tempo de escoamento de fluido e qualquer combinação dos mesmos.

41. Sistema de acordo com a reivindicação 37, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para :

não-dimensionar o modelo de reservatório;

definir uma pluralidade de nós em um modelo de nó a partir do modelo de reservatório não-dimensionado;

designar propriedades volumétricas e velocidades de escoamento a cada um da pluralidade de nós;

selecionar pelo menos um da pluralidade de nós para representar um poço; e

calcular tempos de escoamento de fluido para cada um da pluralidade de nós.

42. Sistema de acordo com a reivindicação 41, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreender em volume total, volume de poros, volume de poros com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

43. Sistema de acordo com a reivindicação 38, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para calcular as medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido para uma pluralidade de dimensões.

44. Sistema de acordo com a reivindicação 43, caracterizado

pelo fato da pluralidade de dimensões compreender pelo menos duas de uma dimensão de tempo, dimensão de tamanho, dimensão de orientação e uma dimensão de espaço.

5 45. Sistema de acordo com a reivindicação 43, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para:

calcular medidas de conectividade de reservatório para depleção primária;

calcular medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária; e

10 calcular medidas de conectividade locais.

46. Sistema de acordo com a reivindicação 45, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para:

calcular volume de poro produtivo e tempo produtivo; e

calcular relação de aspecto de volume produtivo.

15 47. Sistema de acordo com a reivindicação 45, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para:

calcular extensão de platô de volume de poro interconectado; e

calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

20 48. Sistema de acordo com a reivindicação 45, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para:

calcular extensão de platô de volume de poro interconectado; e

calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

25 49. Sistema de acordo com a reivindicação 37, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para criar regiões de conectividade a partir de medidas de conectividade de reservatório para determinar a localização para o pelo menos um poço.

50. Sistema de acordo com a reivindicação 37, caracterizado

pelo fato do aplicativo ser configurado para criar mapas de conectividade para guiar otimização da localização para poços.

51. Sistema de acordo com a reivindicação 37, caracterizado pelo fato do aplicativo ser configurado para estimar tempos de escoamento de fluido sem simulação de fluxo que são usados para criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido.

52. Método para avaliar um modelo de reservatório, caracterizado pelo fato de compreender:

- 10 construir uma pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido a partir de um modelo de reservatório;

calcular medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido; e

analisar as medidas de conectividade de reservatório para determinar uma localização para pelo menos um poço.

15 53. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido via um método de gráfico teórico.

20 54. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

não-dimensionar o modelo de reservatório;

selecionar um modelo de rede de fluxo;

25 designar propriedades volumétricas a uma pluralidade de nós no modelo de rede de fluxo;

designar propriedades de escoamento a uma pluralidade de conexões no modelo de rede de fluxo;

selecionar pelo menos um dos nós para representar pelo menos um poço;

calcular um valor para cada um dos nós para o pelo menos um selecionado dos nós; e

designar tempos de escoamento de fluido a cada um da pluralidade de nós.

5 55. Método de acordo com a reivindicação 54, caracterizado pelo fato do modelo de rede de fluxo compreender nós e conexões.

56. Método de acordo com a reivindicação 54, caracterizado pelo fato do modelo de rede de fluxo compreender um modelo de oito vizinhos para reduzir erros de orientação.

· 10 57. Método de acordo com a reivindicação 54, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreenderem volume total, volume de poros, volume de poros com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

15 58. Método de acordo com a reivindicação 54, caracterizado pelo fato das propriedades de fluxo compreenderem permeabilidade, porosidade, densidade de fluido, viscosidade de fluido, tempo de escoamento de fluido e qualquer combinação dos mesmos.

20 59. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido via um método de propagação frontal.

60. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato da construção da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

25 não dimensionar o modelo de reservatório;

definir uma pluralidade de nós em um modelo de nó a partir do modelo de reservatório não-dimensionado;

designar propriedades volumétricas e velocidades de escoamento a cada um da pluralidade de nós;

selecionar pelo menos um da pluralidade de nós para representar um poço; e

calcular tempos de escoamento de fluido para cada um da pluralidade de nós.

5 61. Método de acordo com a reivindicação 60, caracterizado pelo fato das propriedades volumétricas compreenderem volume total, volume de poros, volume de poros com hidrocarboneto, e qualquer combinação dos mesmos.

- 10 62. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender calcular medidas de conectividade de reservatório para uma pluralidade de dimensões.

15 63. Método de acordo com a reivindicação 62, caracterizado pelo fato da pluralidade de dimensões compreender pelo menos duas de uma dimensão de tempo, dimensão de tamanho, dimensão de orientação e uma dimensão de espaço.

20 64. Método de acordo com a reivindicação 62, caracterizado pelo fato do cálculo das medidas de conectividade de reservatório a partir da pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido compreender:

calcular medidas de conectividade de reservatório para depleção primária;

calcular medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária; e

25 calcular medidas de conectividade locais.

65. Método de acordo com a reivindicação 64, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para depleção primária compreender:

calcular volume de poro de produção e tempo de produção; e

calcular relação de aspecto de volume produtivo.

66. Método de acordo com a reivindicação 64, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade de reservatório para recuperações secundária e terciária compreender:

5 calcular extensão de platô de volume de poros interconectados;
e

 calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

10 67. Método de acordo com a reivindicação 64, caracterizado pelo fato do cálculo de medidas de conectividade locais de reservatório compreender:

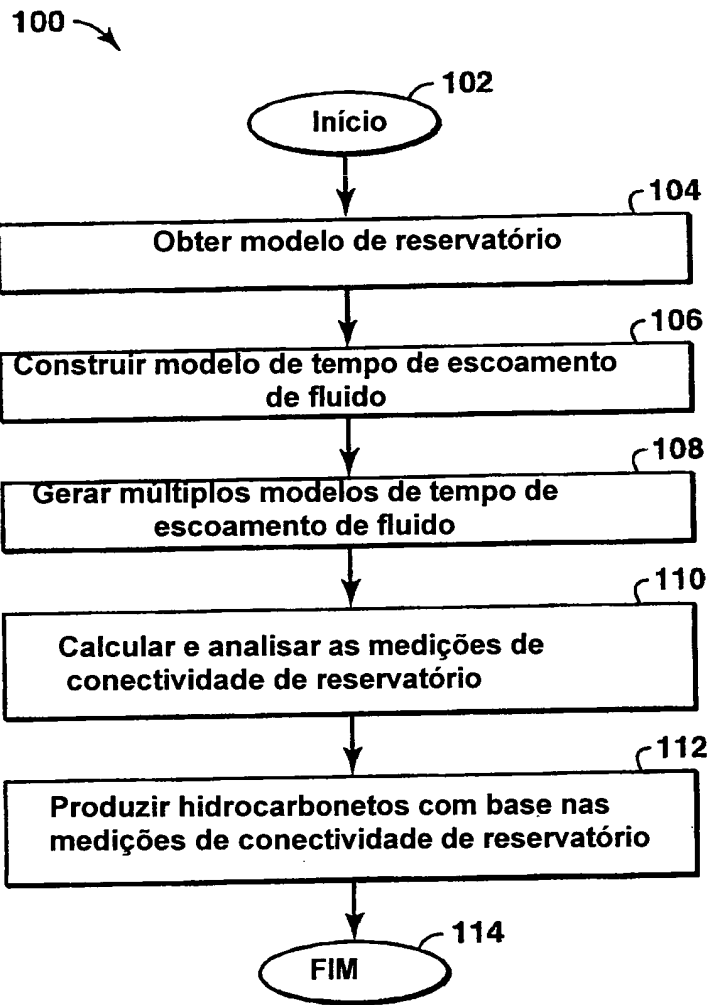
 calcular extensão de platô de volume de poro interconectado; e

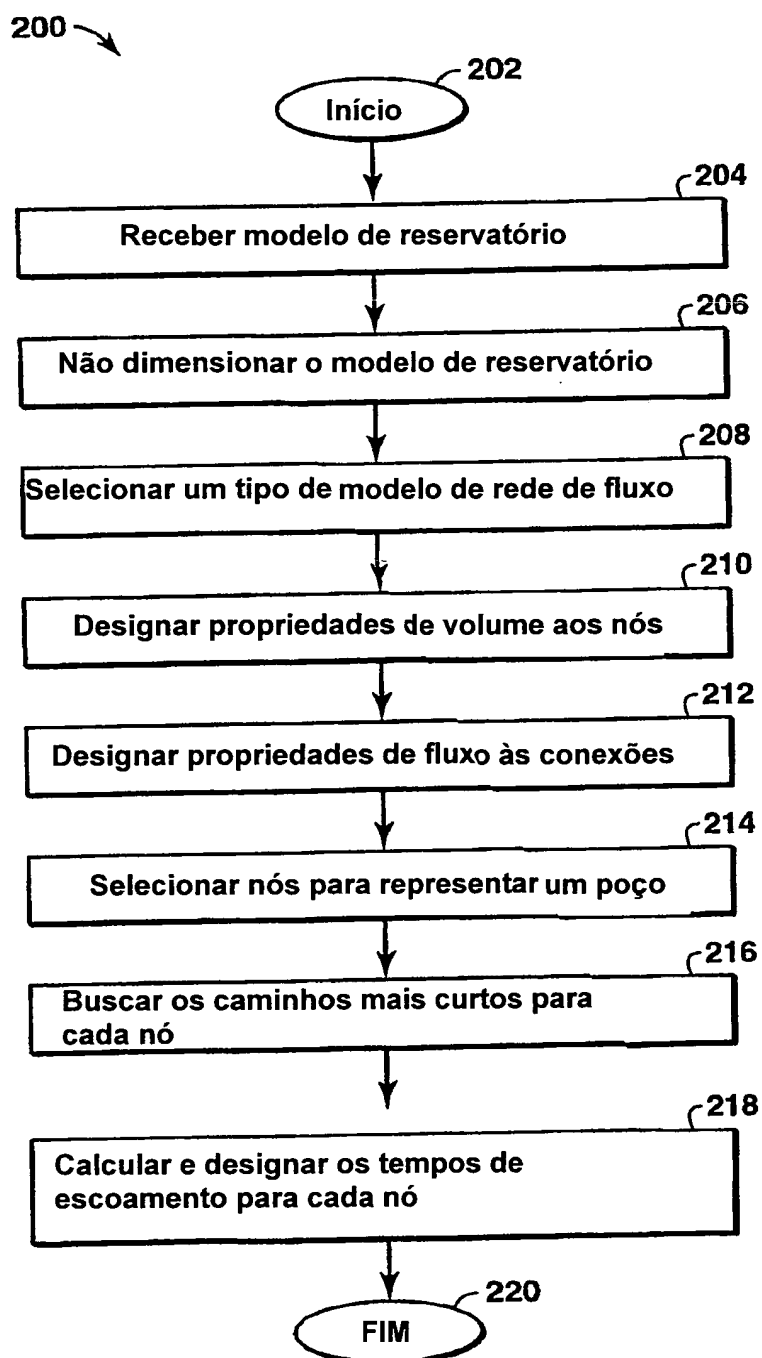
 calcular coeficiente de declínio de volume de poros interconectados.

15 68. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar regiões de conectividade a partir de medidas de conectividade de reservatório para determinar a localização para o pelo menos um poço.

20 69. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender criar mapas de conectividade para guiar otimização da localização do pelo menos um poço.

25 70. Método de acordo com a reivindicação 52, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender estimar tempos de escoamento de fluido sem simulação de fluxo para criar a pluralidade de modelos de tempo de escoamento de fluido.

**FIG. 1**

**FIG. 2**

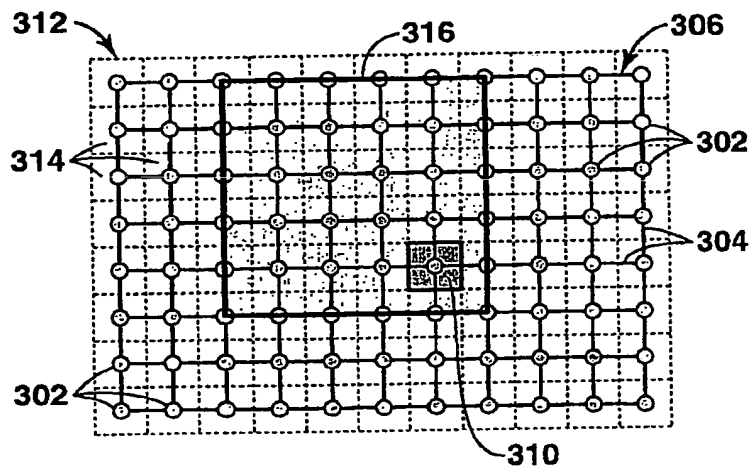


FIG. 3A

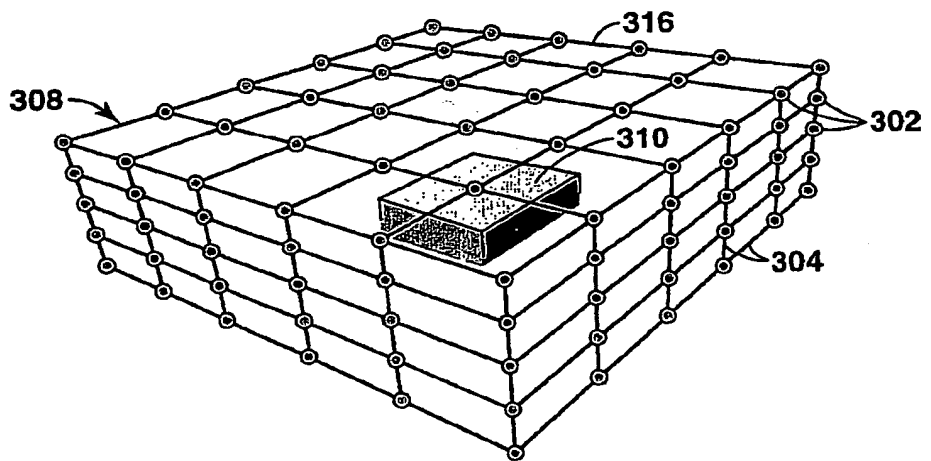


FIG. 3B

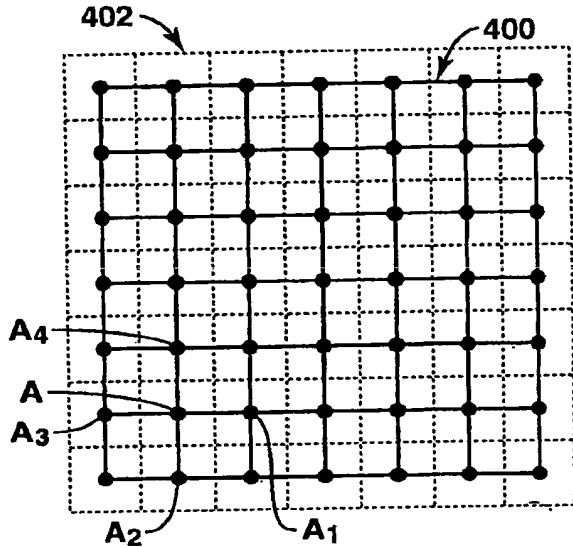


FIG. 4A

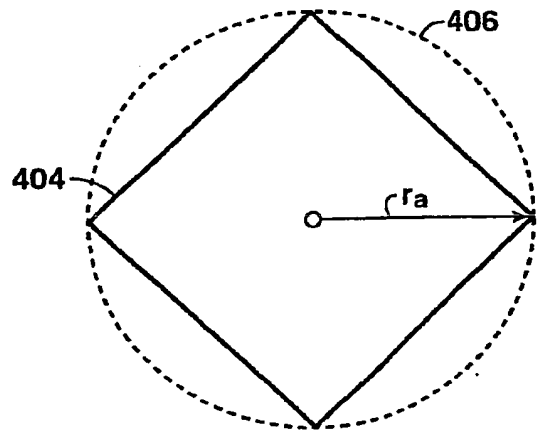


FIG. 4B

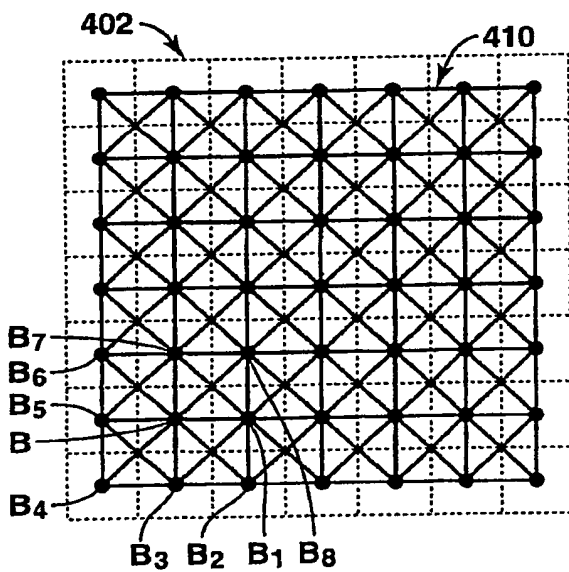


FIG. 4C

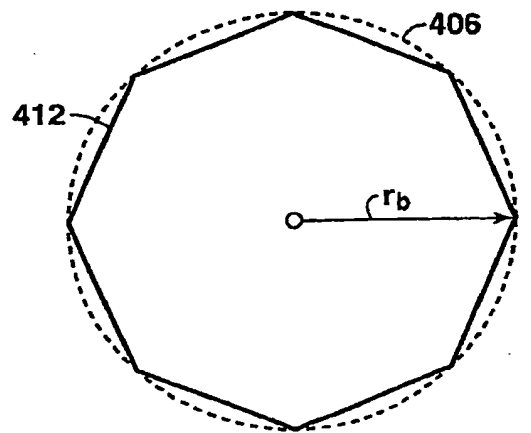


FIG. 4D

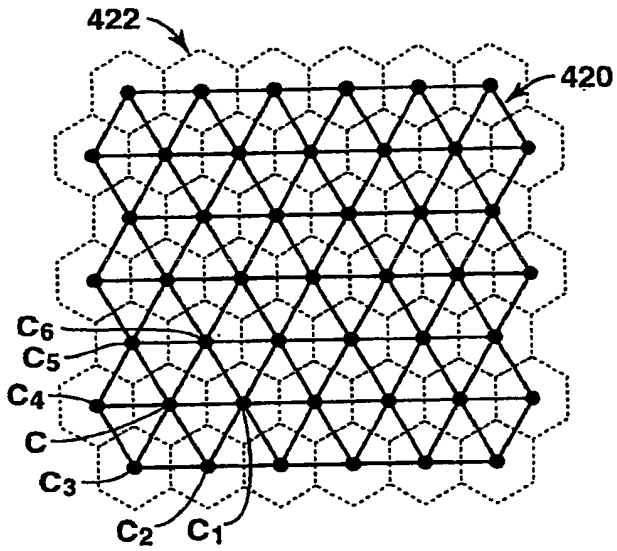


FIG. 4E

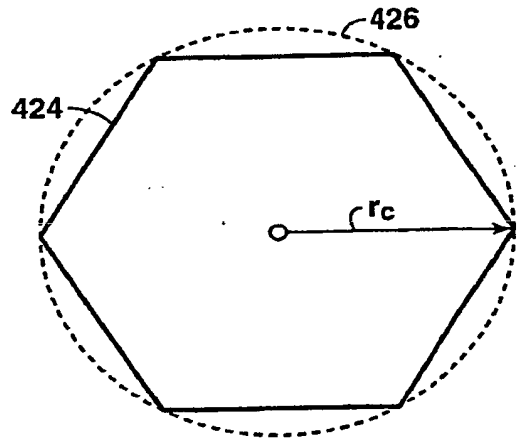


FIG. 4F

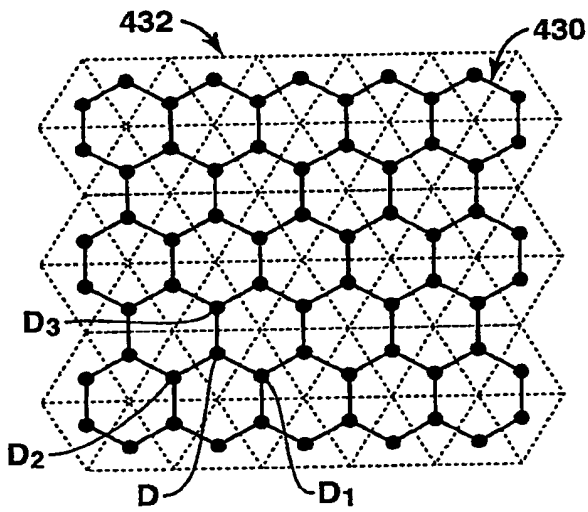


FIG. 4G

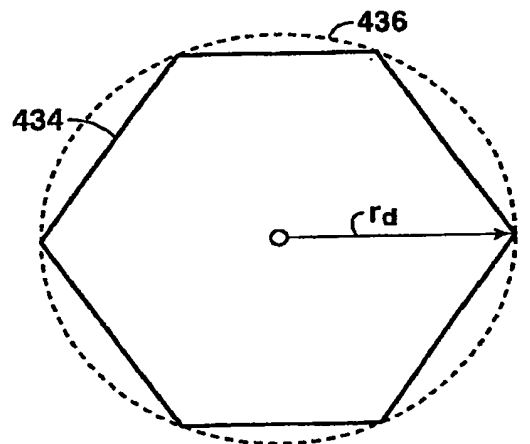


FIG. 4H

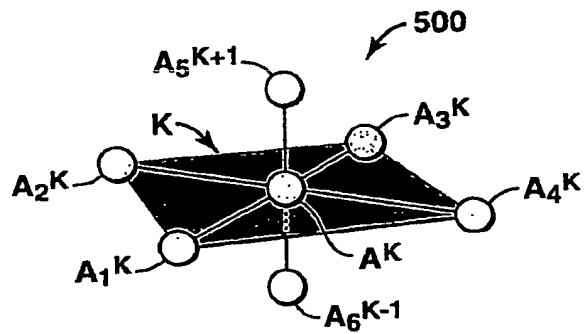


FIG. 5A

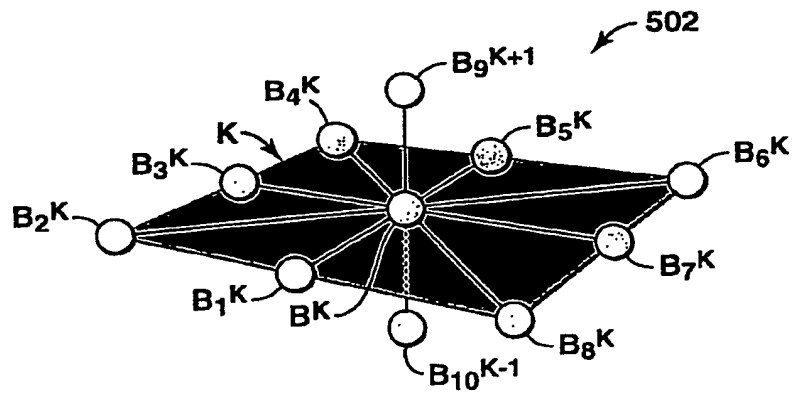


FIG. 5B

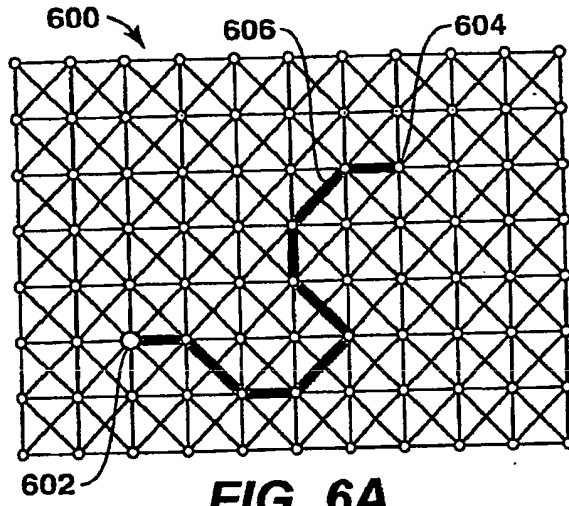


FIG. 6A

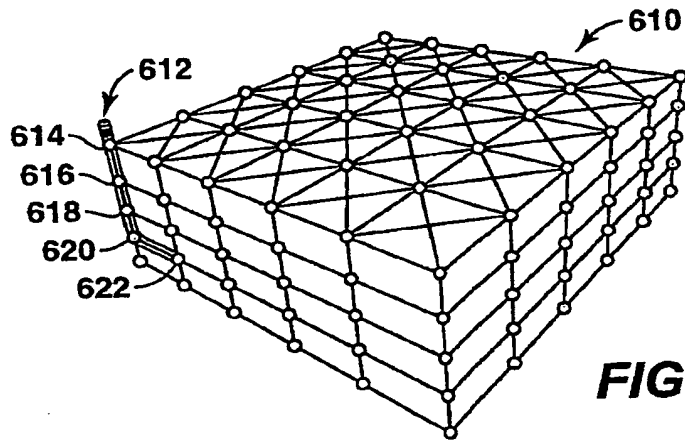


FIG. 6B

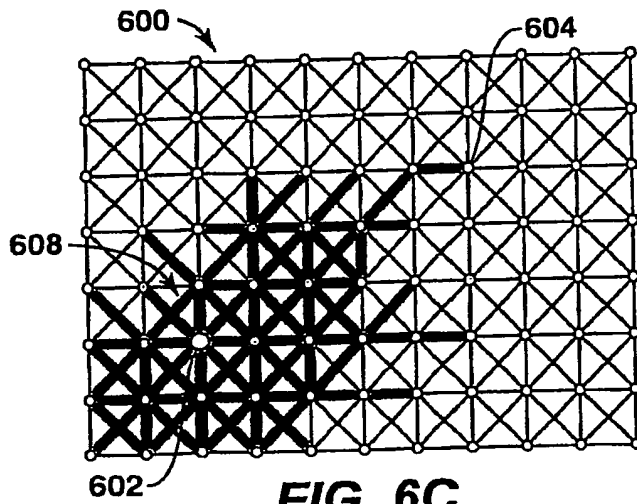
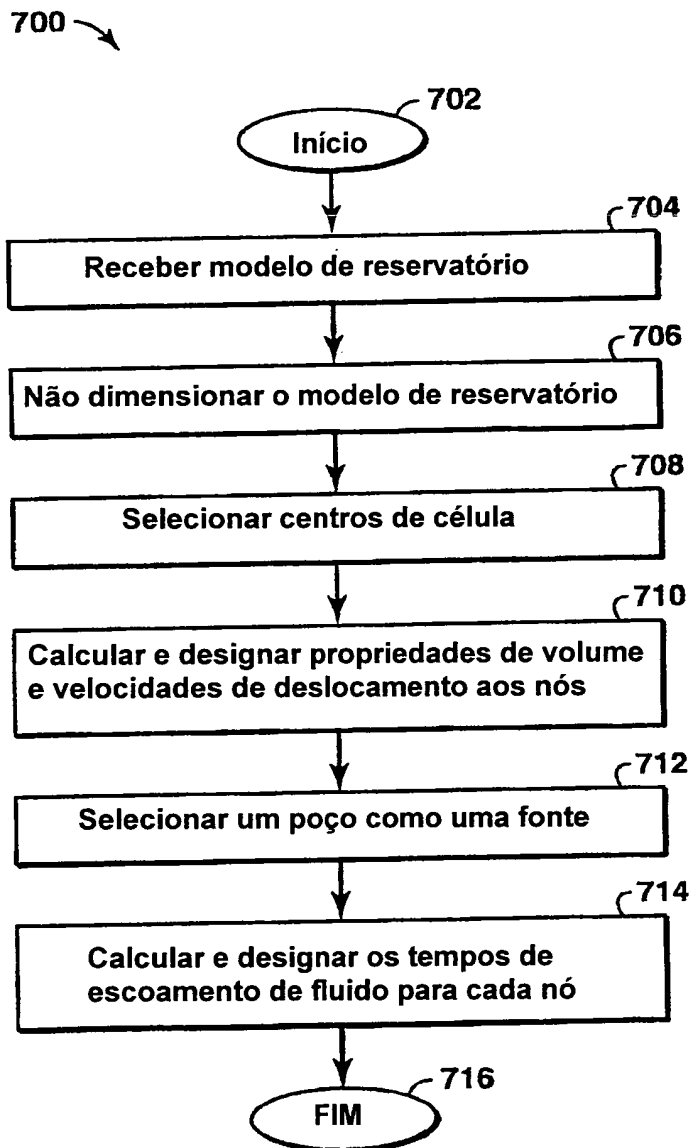


FIG. 6C

**FIG. 7**

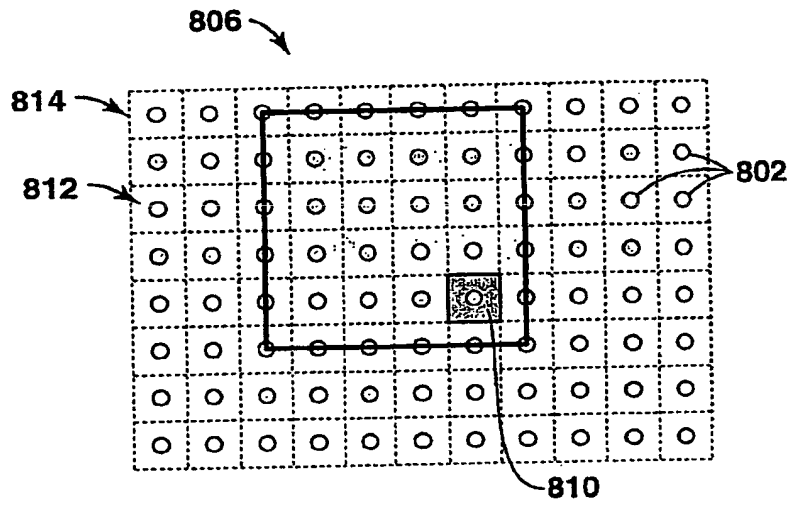


FIG. 8A

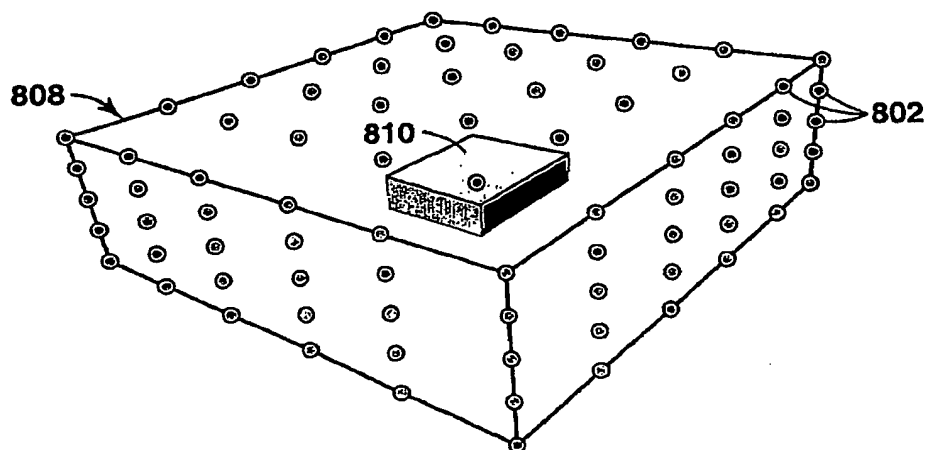


FIG. 8B

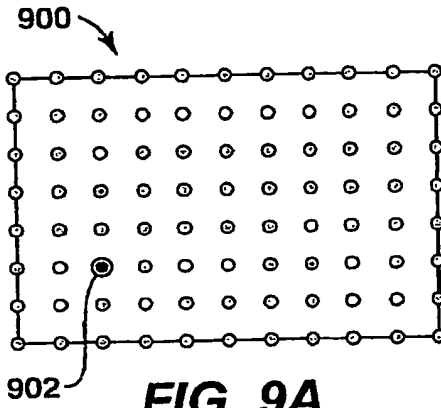


FIG. 9A

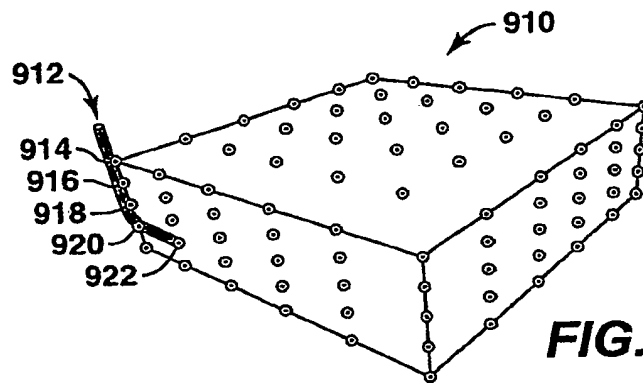


FIG. 9B

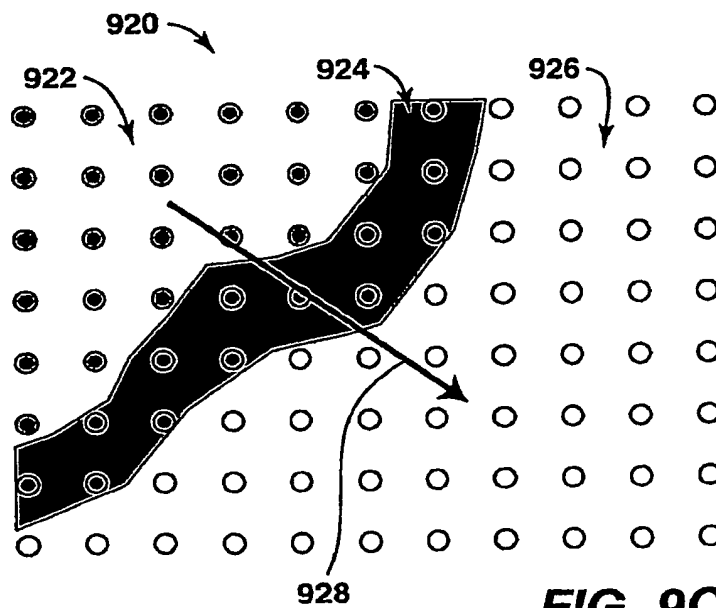


FIG. 9C

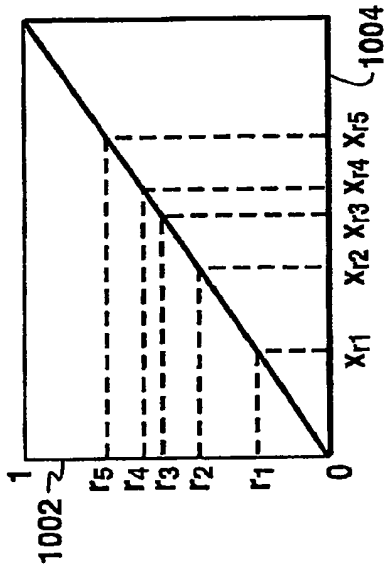


FIG. 10A

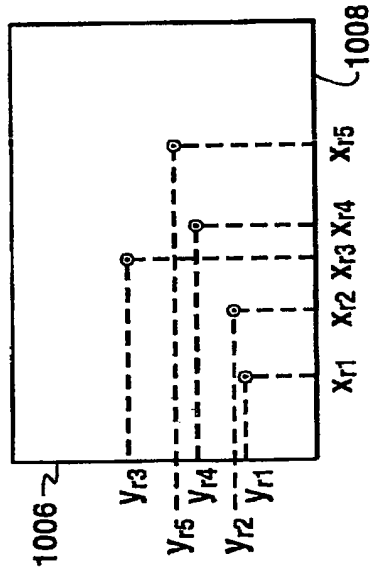


FIG. 10B

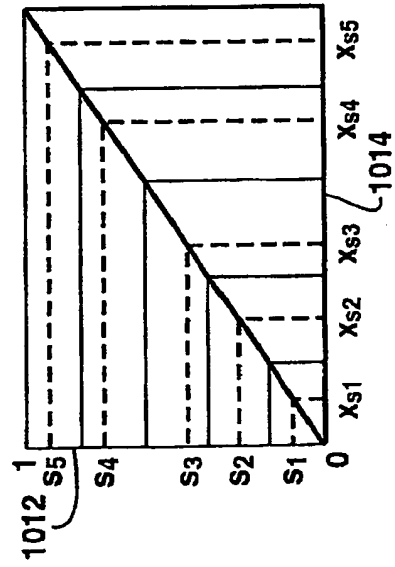


FIG. 10C

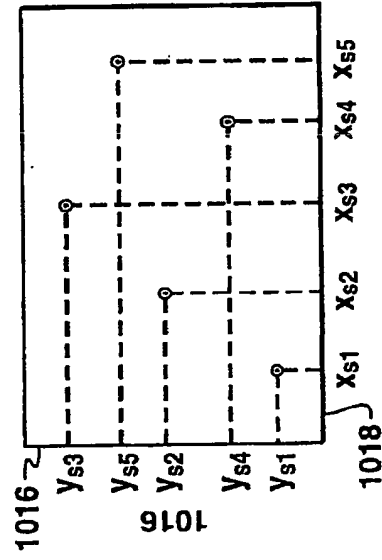
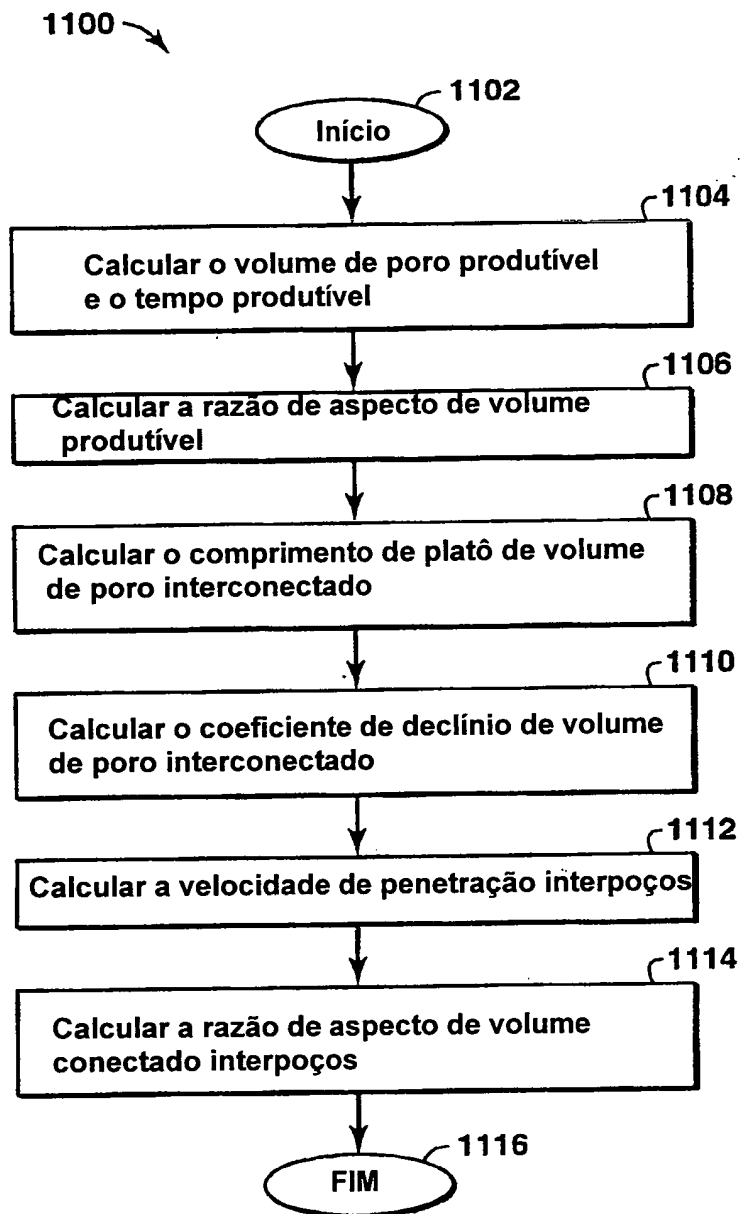


FIG. 10D

**FIG. 11**

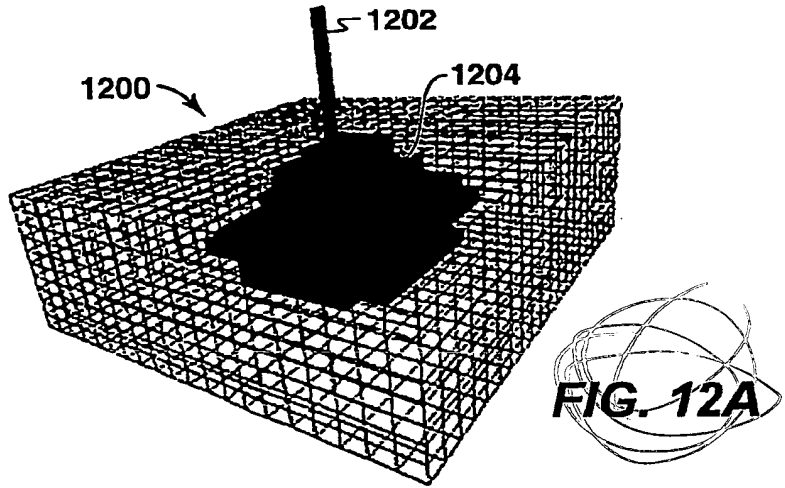


FIG. 12A

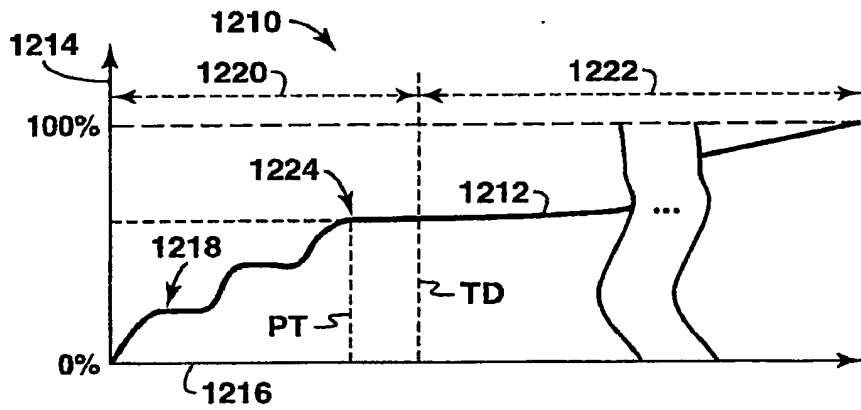


FIG. 12B

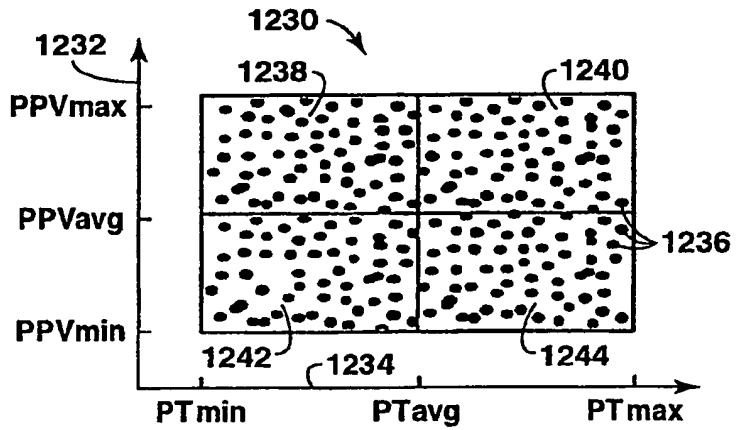


FIG. 12C

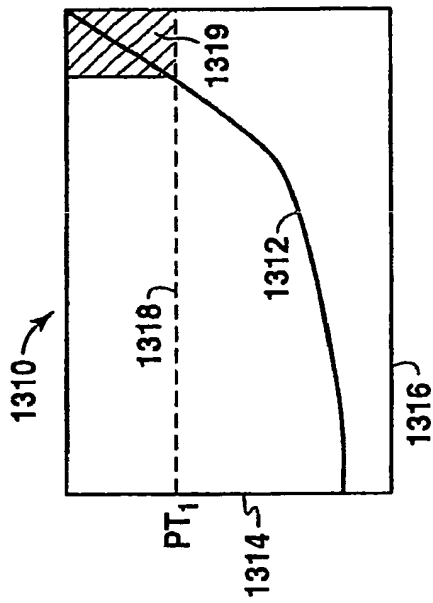


FIG. 13A

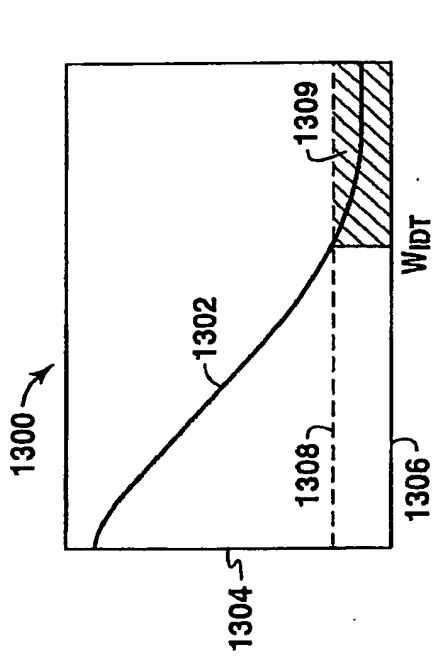


FIG. 13B

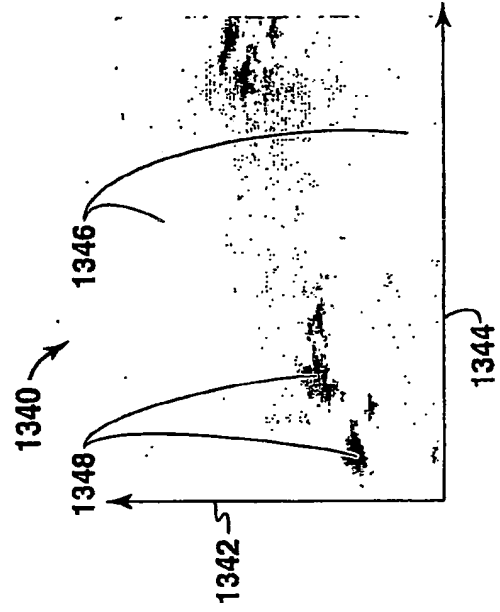


FIG. 13C

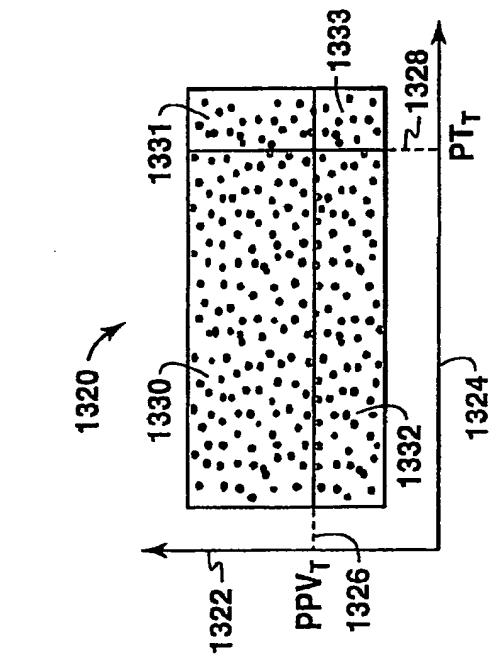


FIG. 13D

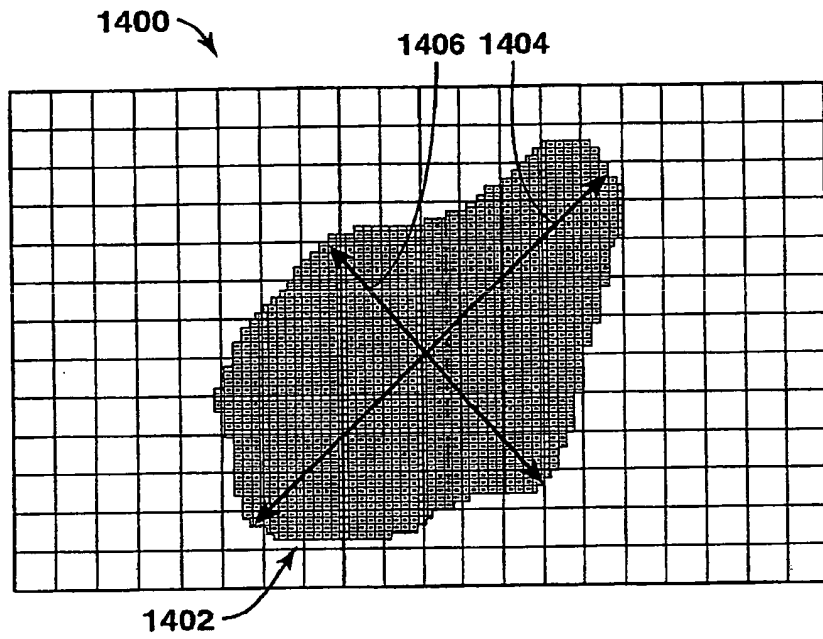


FIG. 14A

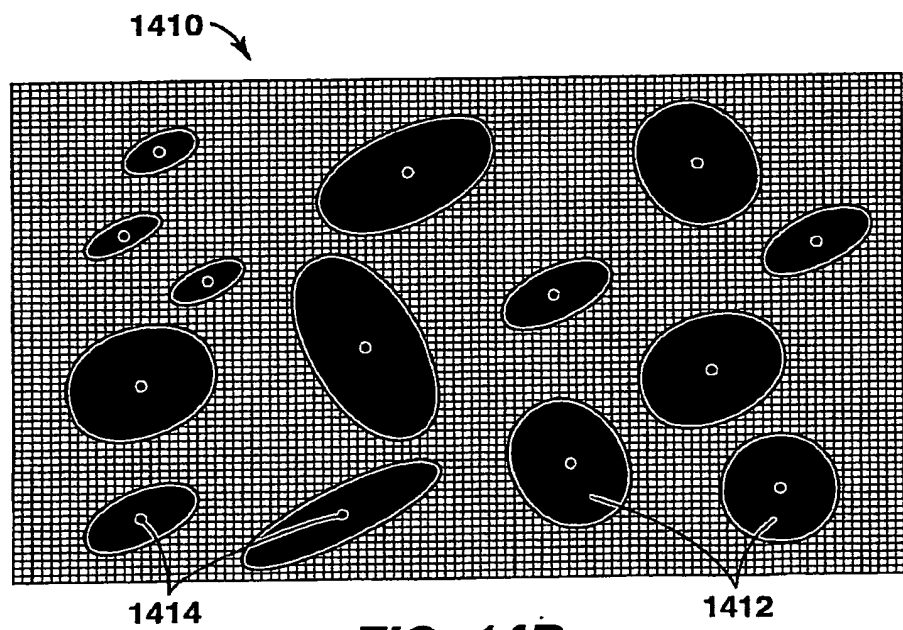


FIG. 14B

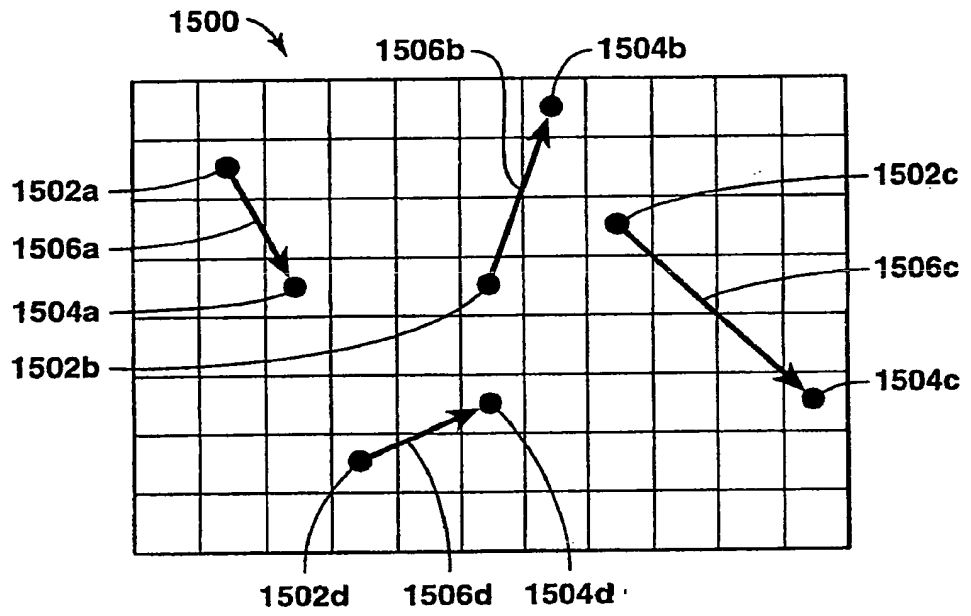


FIG. 15A

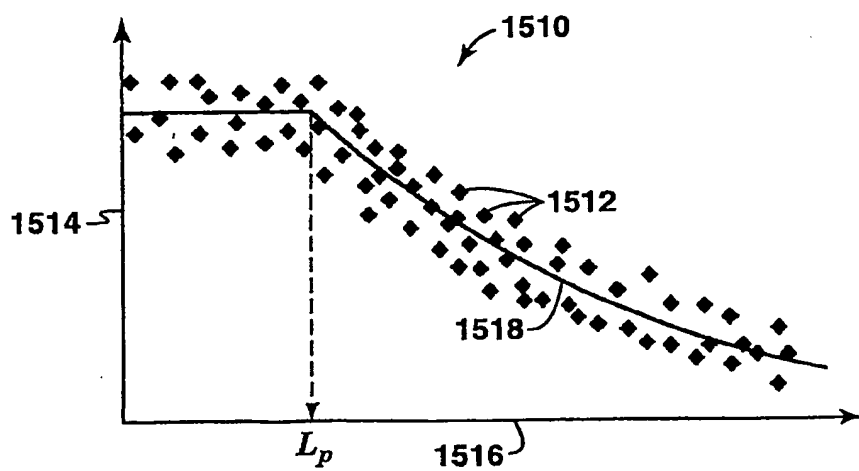


FIG. 15B

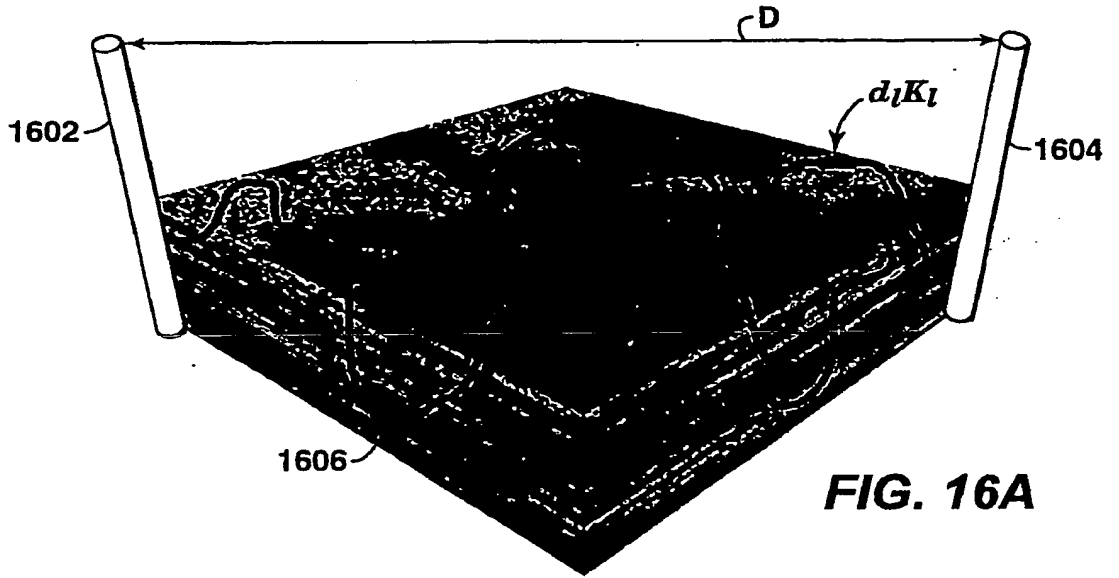


FIG. 16A

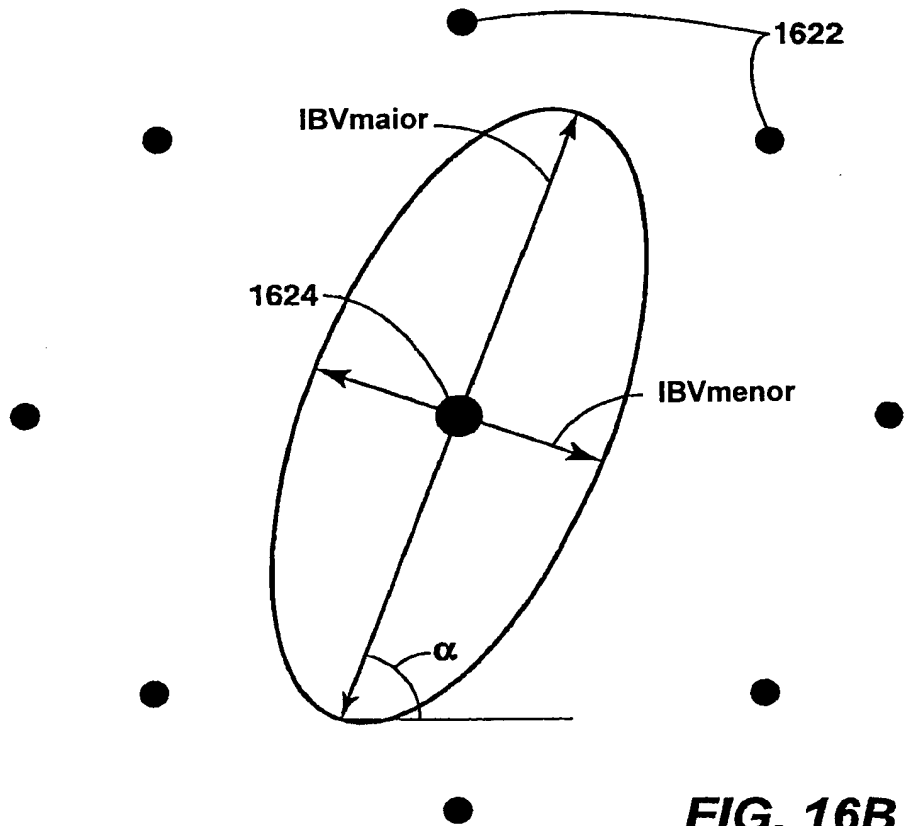


FIG. 16B

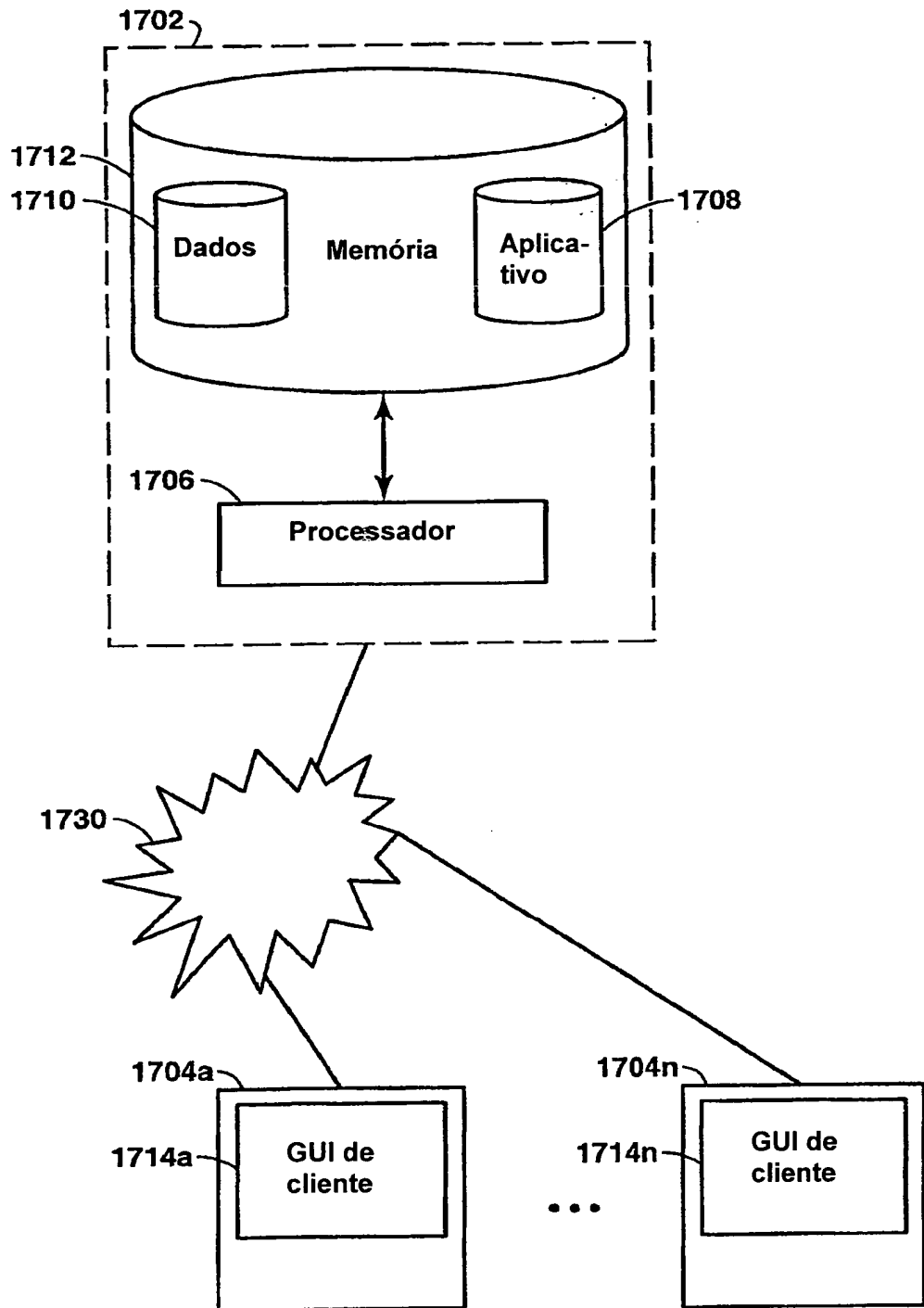


FIG. 17

RESUMO

“MÉTODOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS E PARA
AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO, SISTEMA ASSOCIADO
COM A PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS, E, MÉTODO PARA
5 AVALIAR UM MODELO DE RESERVATÓRIO”

O presente pedido descreve um método e sistema associado à
produção de hidrocarbonetos. No método, modelos de tempo de escoamento
de fluido são elaborados a partir de um modelo de reservatório. Depois,
medidas de conectividade de reservatório são calculadas a partir de modelos
10 de tempo de escoamento de fluido e analisadas para determinar uma
localização para pelo menos um poço. Com base na análise, um ou mais
poços podem ser perfurados e hidrocarbonetos produzidos.