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

(21) **PI0900908-6 A2**

BRPI0900908A2

(22) Data de Depósito: 31/03/2009
(43) Data da Publicação: 14/12/2010
(RPI 2084)

(51) Int.Cl.:
G06F 19/00
E21B 49/00

(54) Título: **MÉTODO DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE TENSÕES E UM SIMULADOR CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS**

(73) Titular(es): Faculdades Católicas Mantenedora da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC RIO

(72) Inventor(es): Nelson Inoue, Sergio Augusto Barreto da Fontoura

(57) Resumo: MÉTODO DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE TENSÕES E UM SIMULADOR CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS. A presente invenção é direcionada a métodos para acoplar parcialmente um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios, através do ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios. A solução é obtida utilizando os métodos da invenção em um esquema de acoplamento parcial iterativo; alcançada a convergência, se aproxima da solução produzida pelo esquema de acoplamento total. A presente invenção é direcionada também a um sistema capaz de realizar invenção, onde o dito sistema está contido em um meio legível digitalmente.

PI0900908-6

Relatório Descritivo de Patente de Invenção

MÉTODO DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE TENSÕES E UM SIMULADOR CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS

Campo da Invenção

A presente invenção é direcionada a métodos para acoplar parcialmente um sistema de análise de tensões (simulador geomecânico) e um simulador convencional de reservatórios. Em especial, os métodos da invenção proporcionam o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios, considerando a variação do estado de tensão da rocha. Portanto, a solução obtida utilizando os métodos da invenção em um esquema de acoplamento parcial iterativo, alcançada a convergência, se aproxima da solução produzida pelo esquema de acoplamento total. A presente invenção é direcionada também a um sistema capaz de realizar o referido método, onde o dito sistema está contido em um meio legível digitalmente.

Antecedentes da Invenção

Recentemente, tem sido grande o interesse no estudo do acoplamento parcial entre sistemas de análises de tensões e simuladores convencionais de reservatórios. O problema de fluxo e tensão pode ser acoplado empregando diferentes esquemas de acoplamento, os três principais esquemas são: acoplamento total, acoplamento parcial iterativo e acoplamento parcial explícito.

No acoplamento total, o conjunto de equações que governam o problema hidromecânico é resolvido simultaneamente por um único simulador, apresentando a formulação de acoplamento mais rigorosa.

No acoplamento parcial iterativo (ou acoplamento em duas vias), as equações de fluxo e tensão são resolvidas separadamente e sequencialmente para cada intervalo de tempo. A figura 1 (a) ilustra este esquema, as informações são trocadas no mesmo intervalo de tempo entre o simulador convencional de reservatório e o sistema de análise de tensões até alcançar a

convergência de uma variável desconhecida, pressão por exemplo.

No acoplamento parcial explícito (ou acoplamento em uma via) apenas o simulador convencional de reservatórios envia informações (variação da pressão de poros) para o sistema de análise de tensões. A figura 1 (b) ilustra este esquema, nenhuma informação é enviada do sistema de análise de tensões para o simulador convencional de reservatórios, portanto o problema de fluxo não é afetado pela modificação do estado de tensão no reservatório e rochas adjacentes

Os quatro principais trabalhos publicados na literatura sobre acoplamento parcial entre sistemas de análises de tensões e simuladores convencionais de reservatórios são descritos abaixo de forma sucinta.

Settari e Mourits[1] apresentaram um dos primeiros trabalhos sobre acoplamento parcial de um simulador convencional de reservatórios (DRS-STEAM) e um sistema de análise de tensões (FEM3D). Os autores apresentaram um algoritmo para o acoplamento parcial iterativo e a porosidade, dependente do campo de pressão de poros e do estado de tensão, foi o único parâmetro de acoplamento adotado.

Mainguy e Longuemare[2] apresentaram três equações para corrigir a equação da porosidade freqüentemente utilizada no simulador convencional de reservatórios, para levar em conta a variação do estado de tensão. Novamente, a porosidade foi o único parâmetro de acoplamento utilizado no acoplamento parcial.

Dean *et al*[3] mostraram resultados de três esquemas de acoplamento hidromecânico: parcial explicito, parcial iterativo e total. No esquema de acoplamento chamado de parcial explicito pelos autores, a porosidade é avaliada de duas formas: 1) considerando a variação do campo de pressão de poros e do estado de tensão. 2) considerando a variação do campo de pressão de poros e o cálculo de uma nova compressibilidade, avaliada através de hipóteses simples de carregamentos, como deformação uniaxial. Apenas a porosidade foi considerada como parâmetro de acoplamento nos dois esquemas de acoplamento parcial. Os três esquemas de acoplamento foram

implementados no programa Acres (ARCOS's Comprehensive Reservoir Simulator).

Samier e Gennaro[4] propuseram um novo esquema de acoplamento parcial iterativo. Neste novo esquema de acoplamento, as iterações não são realizadas nos intervalos de tempo, elas são realizadas entre o tempo total da análise. O efeito da análise de tensões é introduzido na porosidade através de uma funcionalidade do simulador convencional de reservatórios chamada de multiplicador de volume poroso. Novamente, a porosidade foi o único parâmetro de acoplamento considerado.

Da leitura destes quatro trabalhos, pode se concluir que apenas a porosidade é utilizada como parâmetro de acoplamento entre o sistema de análise de tensões e o simulador convencional de reservatórios.

As equações governantes

Na presente invenção, as equações governantes são formuladas usando a mecânica do contínuo, que analisa o comportamento mecânico de materiais modelados como um contínuo (sólidos, líquidos e gases).

As equações governantes para o problema de fluxo

A equação de fluxo é obtida da lei de conservação massa. A lei de conservação massa pode ser representada matematicamente pela equação:

$$-\nabla\cdot\left(\rho_f \mathbf{v}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\rho_f \phi\right) \qquad (1)$$

onde $\mathbf{v}$ vetor velocidade (L/t), ρ_f é a massa específica do fluido (m/L^3) e ϕ é a porosidade;

A lei de Darcy estabelece que a velocidade de percolação é diretamente proporcional ao gradiente pressão:

$$\mathbf{v}=-\frac{k}{\mu}\nabla p \qquad (2)$$

onde k é a permeabilidade absoluta (L^2), μ é a viscosidade (m/Lt) e p a pressão de poros (m/Lt^2);

Em termos geomecânicos, a diferença no desenvolvimento da equação de fluxo utilizada na simulação convencional de reservatórios e no esquema de acoplamento total está no desenvolvimento da formulação adotada para avaliar a porosidade. Na simulação convencional de reservatórios, a variação da porosidade pode ser relacionada com a variação de pressão de poros através da compressibilidade da rocha, utilizando uma relação linear.

$$\phi = \phi^0 \left[1 + c_r \left(p - p^0\right)\right] \qquad (3)$$

onde ϕ^0 é a porosidade inicial, p^0 é a pressão de poros inicial e c_r é a compressibilidade da rocha que pode ser calculada como:

$$c_r = \frac{1}{\phi_0}\frac{\partial \phi}{\partial p} = \frac{1}{V_p^0}\frac{\partial V_p}{\partial p} \qquad (4)$$

onde V_p^0 é o volume poroso na configuração inicial e V_p é o volume poroso na configuração final.

A compressibilidade do fluido é levada em conta na simulação convencional de reservatórios através da equação:

$$\rho_f = \rho_f^0 \left[1 + c_f \left(p - p^0\right)\right] \qquad (5)$$

onde ρ_f^0 é a massa específica inicial do fluido e c_f é compressibilidade do fluido que relaciona a variação da massa específica com a variação de pressão de poros.

$$c_f = \frac{1}{\rho_f^0}\frac{\partial \rho_f}{\partial p} = \frac{1}{K_f} \qquad (6)$$

onde K_f é o modulo de deformação volumétrica do fluido.

Introduzindo a equação (3) e (5) na equação (1), a variação da porosidade e da massa específica do fluido com o tempo (termo de acumulação) pode ser considerada na simulação convencional de reservatórios. A forma final da equação de fluxo pode ser escrita como:

$$\left(c_f\phi^0 + c_r\phi^0\right)\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu}\nabla^2 p = 0 \qquad (7)$$

Para uma análise elástica, linear e isotrópica, a expressão da variação da porosidade utilizada no esquema de acoplamento total é composta de quatro componentes que contribuem para acumulação de fluido (Zienkiewicz et al[5]).

a) A variação da deformação volumétrica: $-d\varepsilon_v$;

b) A variação devido à compressão da matriz solida pela pressão de poros: $(1-n)dp/K_S$;

c) A variação devido à compressão da matriz solida pela tensão efetiva: $-K_D/K_S\left(d\varepsilon_v + dp/K_S\right)$;

d) A variação devido à compressão do fluido pela pressão de poros: $n\,dp/K_f$;

A equação da variação da porosidade é obtida da soma das quatro componentes acima:

$$\phi = \phi^0 + \alpha\left(\varepsilon_v - \varepsilon_v^0\right) + \frac{1}{Q}\left(p - p^0\right) \qquad (8)$$

onde ε_v^0 é a deformação volumétrica inicial (sólidos + poros) e ε_v é a deformação volumétrica final (sólidos + poros). O parâmetro Q de Biot[6] é escrito como:

$$\frac{1}{Q} = \frac{\phi^0}{K_f} + \frac{\alpha - \phi^0}{K_S} = c_f\phi^0 + c_S\left(\alpha - \phi^0\right) \qquad (9)$$

onde c_S é a compressibilidade da matriz sólida ($c_S = 1/K_S$) e K_S é o modulo de deformação volumétrica da matriz sólida.

O parâmetro α de Biot[6] é escrito em termos do modulo de deformação

volumétrica da rocha e dos poros K_D e do modulo de deformação volumétrica da matriz sólida K_S (Zienkiewicz et al[5]).

$$\alpha = 1 - \frac{K_D}{K_S} \tag{10}$$

onde K_D é o modulo de deformação volumétrica associado a matriz constitutiva drenada tangente $\mathbf{C}$.

$$K_D = \frac{\mathbf{m}^T \mathbf{C} \mathbf{m}}{9} = \frac{E}{3(1-2\nu)} \tag{11}$$

onde **m** é a matriz identidade, E é o modulo de Young e ν é o coeficiente de Poisson.

Inserindo as equações (5) e (8) na equação (1), a variação da porosidade que leva em conta a variação do estado de tensão é considerada no termo de acumulação, resultando na equação de fluxo do esquema de acoplamento total.

$$\left[c_f \phi^0 + c_S \left(\alpha - \phi^0\right)\right] \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = -\alpha \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \tag{12}$$

As equações governantes para o problema geomecânico

A equação de equilíbrio é escrita como:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \rho \mathbf{b} = 0 \tag{13}$$

onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor das tensões totais e ρ é a massa específica total da composição, isto é:

$$\rho = \phi \rho_f + (1-\phi) \rho_S \tag{14}$$

onde ρ_S a massa específica matriz sólida.

O tensor das deformações $\boldsymbol{\varepsilon}$ pode ser escrito em termos do vetor deslocamento $\mathbf{u}$ como:

$$\boldsymbol{\varepsilon}=\frac{1}{2}\left[\nabla\mathbf{u}+(\nabla\mathbf{u})^{\mathrm{T}}\right] \qquad (15)$$

O princípio das tensões efetivas de Terzaghi é escrito como:

$$\boldsymbol{\sigma}'=\boldsymbol{\sigma}-\alpha\mathbf{m}p \qquad (16)$$

onde $\boldsymbol{\sigma}'$ é o tensor das tensões efetivas.

O tensor das tensões efetivas é relacionado com o tensor das deformações através da matriz constitutiva drenada tangente $\mathbf{C}$.

$$\boldsymbol{\sigma}'=\mathbf{C}:\boldsymbol{\varepsilon} \qquad (17)$$

Introduzindo as equações (15), (16) e (17) na equação (13), a equação de equilíbrio acoplada em termos de deslocamento e pressão de poros pode ser escrita como:

$$G\nabla^2\mathrm{u}+\frac{G}{1-2\nu}\nabla\nabla\cdot\mathrm{u}=\alpha\nabla p \qquad (18)$$

onde G é o modulo cisalhante.

As equações governantes para o esquema de acoplamento parcial

A figura 2 mostra a montagem das equações governantes do esquema de acoplamento parcial, a equação de fluxo (7) é obtida da simulação convencional de reservatórios e o comportamento mecânico é governado pela equação de equilíbrio (12) escrita em termos de deslocamento e pressão de poros, a mesma utilizada no esquema de acoplamento total. O desafio deste problema acoplado é conseguir da equação de fluxo (7) da simulação

convencional de reservatórios a mesma resposta da equação de fluxo (12) do esquema de acoplamento total. Em geral, os simuladores convencionais de reservatórios são softwares de código fechado (softwares proprietários), trazendo dificuldades no processo de acoplamento parcial, portanto é necessário empregar artifícios externos para reformular a equação de fluxo (7) do simulador convencional de reservatórios.

Comparando as equações de fluxo (7) e (12), pode-se observar que os termos $c_f\phi^0\,\partial p/\partial t$ e $k/\mu\nabla^2 p$ são comuns entre as equações. O termo $c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$ é encontrado somente na equação (7) e os termos $c_S\left(\alpha-\phi^0\right)\partial p/\partial t$ e $\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$ são encontrados apenas na equação (12).

As referências de literatura científica citadas acima não antecipam a invenção ou sequem sugerem seu escopo, sendo listadas abaixo em mais detalhes para simples verificação

[1] A. Settari and F. M. Mourits, "Coupling of Geomechanics and Reservoir Simulation Models", Computer Methods and Advances in Geomechanics, Siriwardane & Zanan (Eds), Balkema , Rotterdam (1994).

[2] P. Samier and S. De Gennaro, "Practical Interactive Coupling of Geomechanics with Reservoir Simulation", paper SPE 106188 (2007).

[3] R. H. Dean, X. Gai, C. M. Stone, and S. Mikoff, "A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics", paper SPE 79709 (2006).

[4] M. Mainguy and P. Longuemare, "Coupling Fluid Flow and Rock Mechanics: Formulations of the Partial Coupling Between Reservoir and Geomechanical Simulators", Oil & Gas Science and Technology, Vol. 57, No.4, 355-367 (2002).

[5] O.C. Zienkiewicz, A. H. C. Chan, M. Pastor, B. A. Schrefler, and T. Shiomi, "Computational Geomechanics with Special Reference to Earthquake Engineering", John Wiley and Sons, (1999).

[6] M. A. Biot, "General Theory of Three-Dimensional Consolidation", J. Appl. Phys., Vol. 12, 155-164, (1940).

O estado da técnica patentário possui diversos documentos relacionados ao tema, sendo os mais relevantes descritos a seguir.

O documento US 7,386,431 descreve um sistema e método para modelar e simular o evento de "fratura" em poços de petróleo, em especial os fenômenos conhecidos como "interfacial slip" ou "debonding" em camadas adjacentes de formações terrestres.

O documento US 7,177,764 descreve um método para melhorar o cálculo da tensão ao redor de falhas enquanto computa a previsão da tensão da rocha/fluxo de fluido através da conservação do momentum. O método leva em conta a presença de um fluxo multi-fásico, onde o número de fases fluidas é de 1 a 3.

O documento WO 2008/070526 descreve um método para cálculo e simulação do fluxo de um fluido de um reservatório contendo fraturas a partir da combinação de uma rede de fraturas e homogeneização de fraturas pequenas.

A presente invenção difere destes documentos por proporcionar alternativas que permitem aproximar a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total, removendo o efeito da compressibilidade da rocha ($c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$) e adicionando o efeito da deformação volumétrica da rocha e dos poros ($\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$).

Portanto, pode-se observar que nenhum dos documentos apontados revela ou sequer sugere os conceitos da presente invenção, de forma que a mesma apresenta os requisitos de patenteabilidade.

Sumário da Invenção

Em um primeiro aspecto, é um dos objetos da invenção proporcionar soluções para aproximar a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total, considerando o efeito da variação do estado de tensão na simulação de

reservatórios. A presente invenção proporciona, portanto, um esquema de acoplamento parcial iterativo entre um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios para obter respostas semelhantes daquelas obtidas de simuladores que usam um esquema de acoplamento total, alcançada a convergência do esquema iterativo.

Em um outro aspecto, a invenção proporciona a característica inovadora de remover o efeito da compressibilidade da rocha ($c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$) e adicionar o efeito da deformação volumétrica da rocha e dos poros ($\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$), de forma a aproximar a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total.

Em ainda outro aspecto a presente invenção proporciona um sistema capaz de realizar o método da invenção, onde o dito sistema está contido em um meio legível digitalmente.

Estes e outros objetos da presente invenção serão melhor compreendidos com base na descrição detalhada a seguir.

Descrição das Figuras

Figura 1: Dois esquemas de acoplamento parcial: (a) Iterativo e (b) Explicito; onde **n** é o número de intervalos de tempo; $\mathbf{n_g}$ é o número de iterações; 1.1 representa o Simulador Convencional de Reservatórios; 1.2 o Simulador Geomecânico; 1.3 os Parâmetros de Acoplamento; e 1.4 a Convergência.

Figura 2: Montagem das equações governantes do esquema de acoplamento parcial, onde 2.1 representa a Simulação Convencional de Reservatórios; 2.2 o Esquema de Acoplamento Total; e 2.3 o Esquema de Acoplamento Parcial.

Figura 3: Condições de contorno naturais e essenciais prescritas no contorno Γ.

Figura 4: **Metodologia A** – Aproximação da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através do acréscimo/retirada de taxa

de fluido e da porosidade, onde 1.1 representa o Simulador Convencional de Reservatórios; 1.2 o Simulador Geomecânico; 1.4 a Convergência; 3.1 as Forças Nodais; 3.2 a Taxa de Fluido Acrescentada/Retirada e porosidade; e ** as Incógnitas

Figura 5: **Metodologia B** – Aproximação da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através da pseudo-compressibilidade da rocha e da porosidade, onde 1.1 representa o Simulador Convencional de Reservatórios; 1.2 o Simulador Geomecânico; 1.4 a Convergência; 3.1 as Forças Nodais; 4.1 a Pseudo-Compressibilidade da Rocha e porosidade; e ** as Incógnitas

Descrição Detalhada da Invenção

Neste item serão apresentados os passos envolvidos no método da invenção, que pode ser materializado através de duas abordagens semelhantes para aproximar a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total.

O método da invenção consiste do acoplamento parcial entre um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios, compreendendo o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através de:

(i) a remoção do efeito da compressibilidade da rocha ($c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$); e

(ii) a adição do efeito da deformação volumétrica da rocha e dos poros ($\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$),

referido método proporcionando uma solução a partir de um esquema de acoplamento parcial iterativo até a obtenção da convergência.

Em uma concretização preferencial, o método da invenção compreende o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios, para que esta seja semelhante à equação de fluxo do esquema de acoplamento total, através da adição ou retirada de taxa de fluxo utilizando poços, (denominado, para fins da presente invenção, como metodologia A).

Metodologia A: A primeira metodologia consiste na utilização de poços produtores e de poços injetores em cada célula do grid de simulação para remover o infinitésimo de taxa de fluxo ($c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$) ou para adicionar o infinitésimo de taxa de fluido ($\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$). Os dados dos poços são escritos no arquivo de entrada do simulador convencional de reservatórios.

Para calcular os valores corretos da taxa de fluxo é necessário utilizar a solução aproximada por diferenças finitas da equação diferencial parcial de fluxo. Para simplificar o desenvolvimento da formulação, a aproximação por diferenças finitas será empregada em um problema monofásico e unidimensional, conforme a equação (19).

$$T^n_{i+\frac{1}{2}}p^{n+1}_{i+1}-\left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0\Delta t}\right)_i+\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B\Delta t}\right)_i+T^n_{i+\frac{1}{2}}+T^n_{i-\frac{1}{2}}\right]p^{n+1}_i+T^n_{i-\frac{1}{2}}p^{n+1}_{i-1}=$$
$$-\left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0\Delta t}\right)_i+\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B\Delta t}\right)_i\right]p^n_i \qquad (19)$$

onde T é a transmissibilidade, V_b é o volume da rocha (sólido + poros) (L^3), B é o fator volume de formação (L^3/ L^3), Δt é o intervalo de tempo (t), n é o intervalo de tempo anterior , $n+1$ é o intervalo de tempo atual e ^{0} é o instante de referência.

O primeiro termo sublinhado na equação (20) representa o incremento de taxa de fluido removido devido ao efeito da compressibilidade da rocha e o segundo termo sublinhado é o incremento de taxa de fluido acrescentado devido ao efeito da deformação volumétrica da rocha (sólido + poros). A matriz da rocha é considerada incompressível no desenvolvimento desta formulação ($c_S=0$).

$$T^n_{i+1/2}p^{n+1}_{i+1} - \left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0 \Delta t}\right)_i + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B \Delta t}\right)_i + T^n_{i+1/2} + T^n_{i-1/2}\right] p^{n+1}_i + T^n_{i-1/2}p^{n+1}_{i-1} =$$

$$-\left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right) + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\right] p^n_i - \underline{\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right)} + \underline{\frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t}} \qquad (20)$$

onde:

$$\text{i) se } \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right) + \frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t} > 0 \qquad (21)$$

poços injetores devem ser usados; e

$$\text{ii) se } \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right) + \frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t} < 0 \qquad (22)$$

poços produtores devem ser usados.

Em uma outra concretização preferencial, o método da invenção compreende o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios, para que esta seja semelhante à equação de fluxo do esquema de acoplamento total, através da introdução de uma pseudo-compressibilidade (denominado, para fins da presente invenção, como metodologia B).

Metodologia B: Na segunda metodologia, a compressibilidade da rocha (c_r) é usada como parâmetro de acoplamento. A compressibilidade da rocha calculada deve assegurar que a resposta da equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios é a mesma ou aproximada da equação de fluxo do esquema de acoplamento total. Esta compressibilidade será chamada de pseudo-compressibilidade da rocha e pode ser avaliada como:

$$c_{r_{pseudo}} = \frac{\varepsilon^{n+1}_{V_i} - \varepsilon^n_{V_i}}{\phi^{n+1}\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right)} \qquad (25)$$

A pseudo-compressibilidade da rocha, a porosidade e a pressão de poros calculadas no final do intervalo de tempo deve ser reescrito no arquivo de entrada do simulador convencional de reservatórios. A porosidade calculada no fim do intervalo de tempo deve ser introduzida como porosidade de referência (ϕ^0). Se a análise é realizada utilizando o esquema de acoplamento parcial iterativo, a pressão de poros de referência (p^0) na equação (3) deve ser a pressão de poros calculada no final do intervalo de tempo. No momento em que a análise convergir $p^{n+1} = p^n$ e $\phi^{n+1} = \phi^n$, é garantido uma solução única e consistente com o esquema de acoplamento total.

O método da presente invenção pode estar materializado em um meio computacional legível contendo meios de código de programação e meios para executar tal método.

A seguir serão descritos dois fluxos de trabalhos onde as duas metodologias de acoplamento parcial, entre um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios, são empregadas dentro de um esquema de acoplamento parcial iterativo, servindo de exemplo de aplicação das metodologias. Os fluxos de trabalho a seguir têm o intuito somente de exemplificar as diversas formas de realização da presente invenção. Devem, portanto, ser encarados de forma ilustrativa, e não restritiva, de forma que realizações aqui não descritas, mas dentro do espírito da invenção estão protegidas pela presente.

EXEMPLO 1 – Aplicação das duas metodologias de acoplamento parcial entre um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios dentro de um intervalo de tempo no esquema de acoplamento parcial iterativo

A figura 4 ilustra o fluxo de trabalho para empregar a **Metodologia A**, dentro de um esquema de acoplamento parcial iterativo, considerando um intervalo de tempo. O esquema de acoplamento parcial foi dividido em quatro etapas, que são descritas a seguir. Na **etapa 1** o simulador convencional de

reservatórios calcula as variáveis primárias da simulação de reservatórios durante o intervalo de tempo considerado: campo de pressão (p), campo de saturação (S) e campo de temperatura (T). Na **etapa 2** a variação do campo de pressão de poros no intervalo de tempo é utilizada para calcular as forças nodais a serem aplicadas nos nós da malha de elementos finitos. Na **etapa 3** o sistema de análise de tensões calcula o campo de deslocamento (u), o estado de deformação (ε) e o estado de tensão (σ) resultantes da aplicação das forças nodais. Na **etapa 4** os parâmetros para aproximar a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total são calculados utilizando as equações (21) e (22). Se a convergência do esquema iterativo não for alcançada, o acréscimo/retirada de taxa de fluxo e o novo campo de porosidade são utilizados em uma nova simulação de reservatórios no mesmo intervalo de tempo.

A figura 5 ilustra o fluxo de trabalho para empregar a **Metodologia B**, dentro de um esquema de acoplamento parcial iterativo, considerando um intervalo de tempo. O esquema de acoplamento parcial foi dividido também em quatro etapas, porém somente a **etapa 4** é diferente do fluxo de trabalho descrito anteriormente. Nesta metodologia é calculada uma pseudo-compressibilidade da rocha através da equação (25), que aproxima a equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios da equação de fluxo do esquema de acoplamento total. Novamente, se a convergência não for alcançada, a pseudo-compressibilidade da rocha e o novo campo de porosidade são utilizadas em uma nova simulação de reservatórios no mesmo intervalo de tempo.

Os versados na arte imediatamente valorizarão os ensinamentos aqui disponibilizados e saberão que pequenas variações na forma de concretizar os exemplos ilustrativos aqui providos devem ser consideradas como dentro do escopo da invenção e das reivindicações anexas.

Reivindicações

MÉTODO DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE TENSÕES E UM SIMULADOR CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS

1. Método de acoplamento parcial entre um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios, caracterizado pelo fato de compreender o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através de:

(i) a remoção do efeito da compressibilidade da rocha ($c_r\phi^0\,\partial p/\partial t$); e

(ii) a adição do efeito da deformação volumétrica da rocha e dos poros ($\alpha\,\partial\varepsilon_v/\partial t$),

referido método proporcionando uma solução a partir de um esquema de acoplamento parcial iterativo até a obtenção da convergência.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a compressibilidade da matriz sólida é nula.

3. Método, conforme reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que o referido ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios, para que esta seja semelhante à equação de fluxo do esquema de acoplamento total, seja conduzido através da adição ou retirada de taxa de fluxo utilizando poços, conforme equações i) ou ii):

i) se $\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p_i^{n-1} - p_i^n\right) + \frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t} > 0$ poços injetores devem ser usados;

ou

ii) se $\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p_i^{n-1} - p_i^n\right) + \frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t} < 0$ poços produtores devem ser usados,

sendo a solução aproximada por diferenças finitas da equação diferencial parcial de fluxo, o termo sublinhado representa a taxa de fluxo adicionada ou retirada, conforme representado pela equação:

$$T^n_{i+1/2}p^{n+1}_{i+1} - \left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0 \Delta t}\right)_i + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B \Delta t}\right)_i + T^n_{i+1/2} + T^n_{i-1/2}\right] p^{n+1}_i + T^n_{i-1/2}p^{n+1}_{i-1} =$$

$$-\left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right) + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\right] p^n_i - \underline{\left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{\alpha_c B^0 \Delta t}\right)\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right) + \frac{V_b \Delta\varepsilon_V}{\alpha_c B^0 \Delta t}}.$$

4. Método, conforme reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que o ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios, para que esta seja semelhante à equação de fluxo do esquema de acoplamento total, é conduzido através da introdução de uma pseudo-compressibilidade, conforme equação abaixo:

$$c_{r_{pseudo}} = \frac{\varepsilon^{n+1}_{V_i} - \varepsilon^n_{V_i}}{\phi^{n+1}\left(p^{n-1}_i - p^n_i\right)}$$

na equação aproximada por diferenças finitas da equação diferencial parcial de fluxo, conforme equação abaixo:

$$T^n_{i+1/2}p^{n+1}_{i+1} - \left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0 \Delta t}\right)_i + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B \Delta t}\right)_i + T^n_{i+1/2} + T^n_{i-1/2}\right] p^{n+1}_i + T^n_{i-1/2}p^{n+1}_{i-1} =$$

$$-\left[\left(\frac{V_b\phi c_f}{a_c B^0 \Delta t}\right)_i + \left(\frac{V_b\phi^0 c_r}{a_c B \Delta t}\right)_i\right] p^n_i .$$

5. Sistema para aproximação da equação de fluxo caracterizado por compreender um meio computacional legível contendo meios de código de programação e meios para executar um método de acordo com a reivindicação 1.

FIGURAS

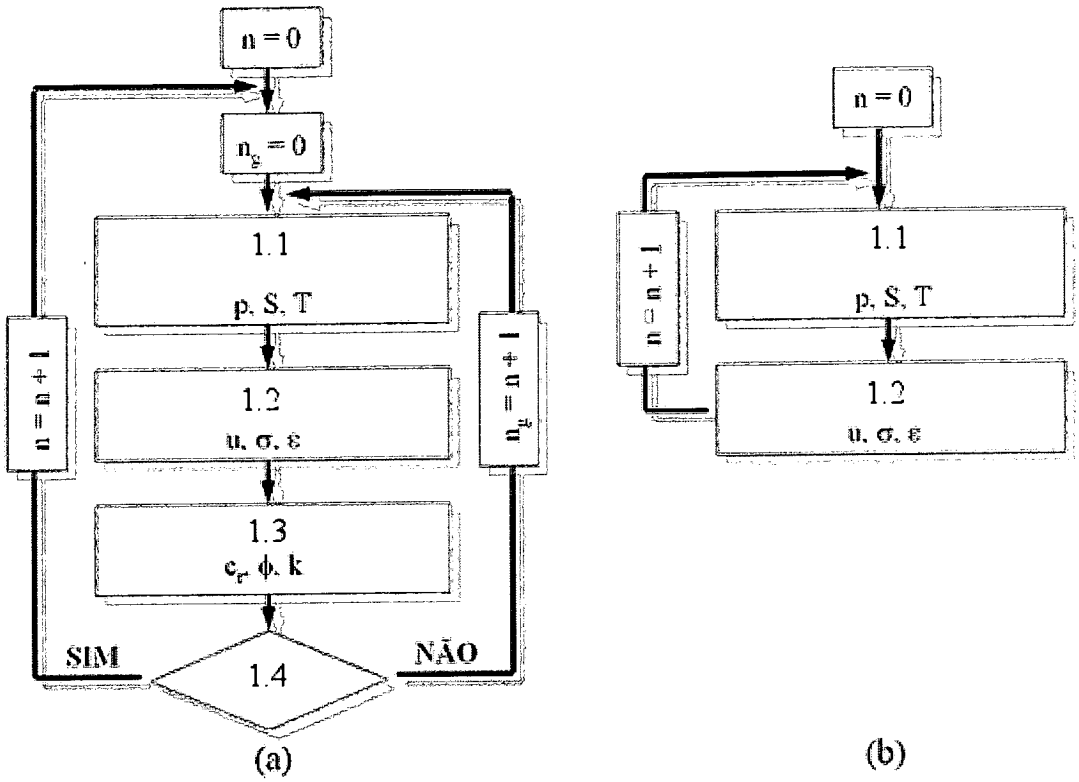

FIGURA 1

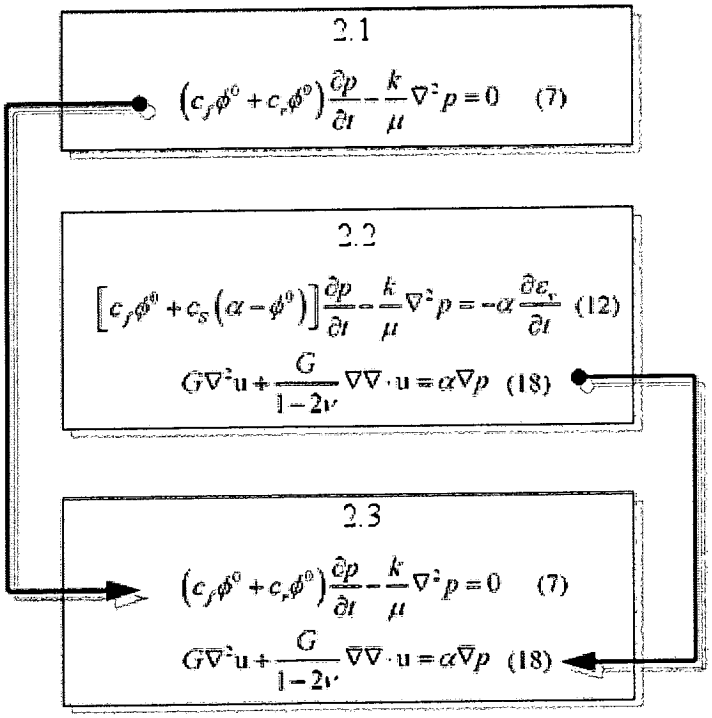

FIGURA 2

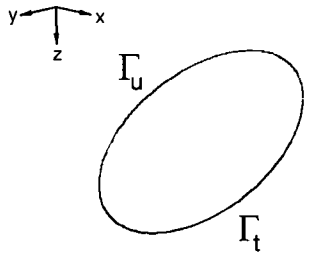

FIGURA 3

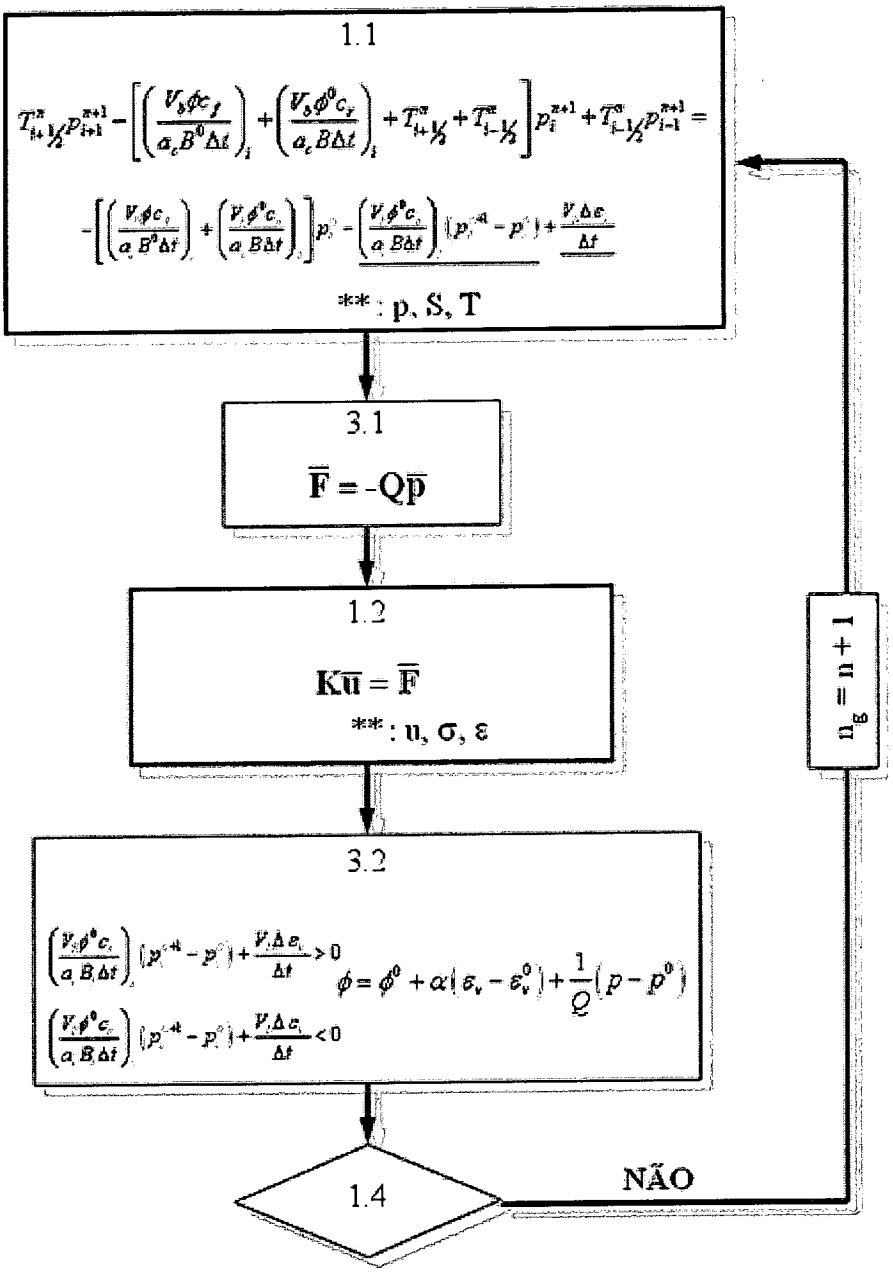

FIGURA 4

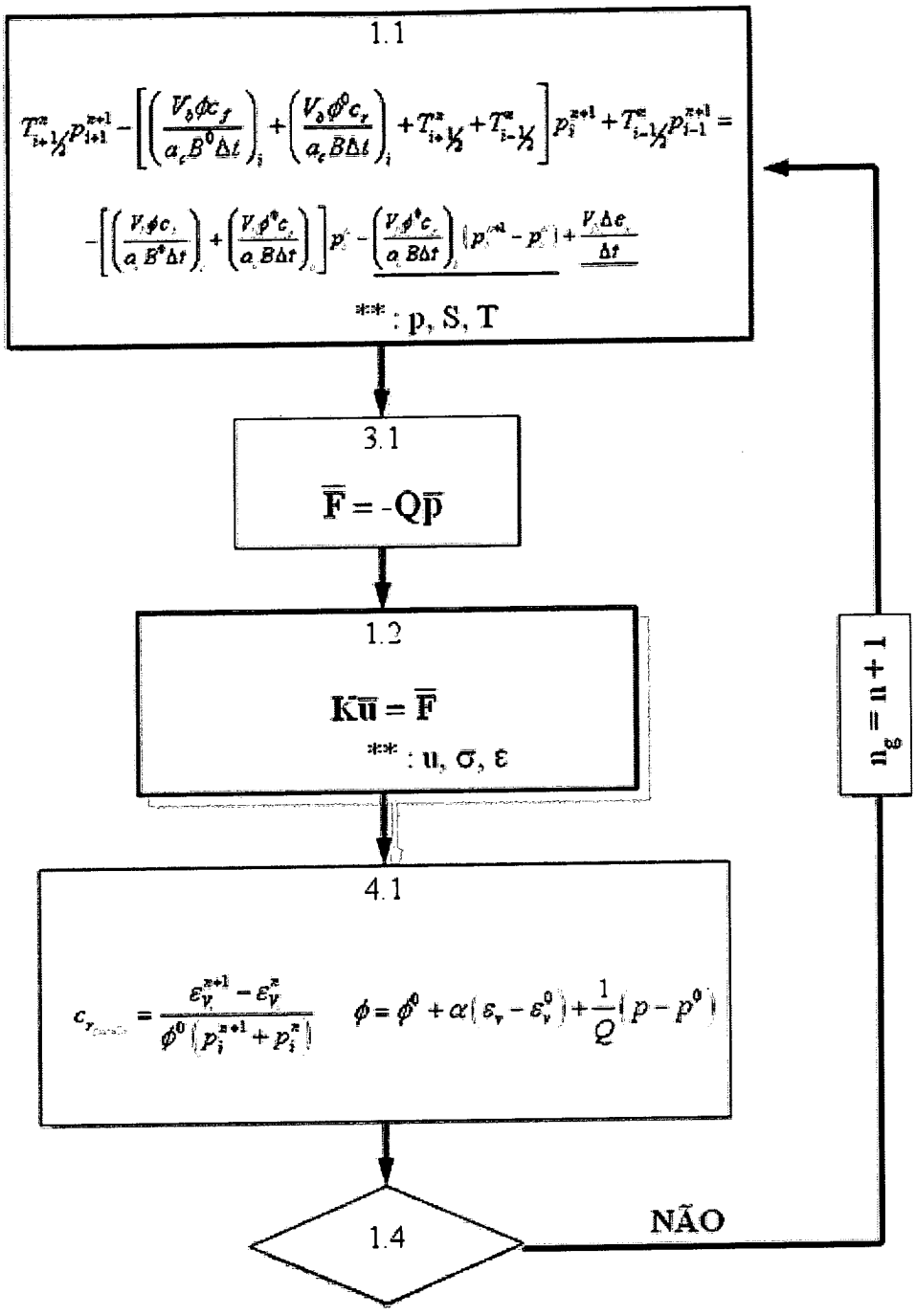
1.1
** : p, S, T
3.1
$\overline{\mathbf{F}} = -\mathbf{Q}\overline{\mathbf{p}}$
1.2
$\mathbf{K}\overline{\mathbf{u}} = \overline{\mathbf{F}}$
** : u, σ, ε
4.1
1.4
NÃO
$n_g = n + 1$

FIGURA 5

PI 0900908-6

Resumo

MÉTODO DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE TENSÕES E UM SIMULADOR CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS

A presente invenção é direcionada a métodos para acoplar parcialmente um sistema de análise de tensões e um simulador convencional de reservatórios, através do ajuste da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios. A solução é obtida utilizando os métodos da invenção em um esquema de acoplamento parcial iterativo; alcançada a convergência, se aproxima da solução produzida pelo esquema de acoplamento total. A presente invenção é direcionada também a um sistema capaz de realizar invenção, onde o dito sistema está contido em um meio legível digitalmente.