



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

(11) PI 0919207-7 B1



(22) Data do Depósito: 17/09/2009

(45) Data de Concessão: 18/08/2020

(54) Título: MÉTODO E SISTEMA IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UM SISTEMA DE RESERVATÓRIO GEOMECÂNICO, E, MÉTODO IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UMA FRATURA

(51) Int.Cl.: G06F 19/00; G06F 17/13.

(30) Prioridade Unionista: 19/09/2008 US 61/098604; 30/03/2009 US 61/164766.

(73) Titular(es): CHEVRON U.S.A. I.N.C.

(72) Inventor(es): RICKY HOWARD DEAN; JOSEPH HENRY SCHMIDT.

(86) Pedido PCT: PCT US2009057331 de 17/09/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/033710 de 25/03/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 18/03/2011

(57) Resumo: MÉTODO E SISTEMA IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UM SISTEMA DE RESERVATÓRIO GEOMECÂNICO, E, MÉTODO IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UMA RUPTURA. Sistemas e métodos implementados em computador são fornecidos para modelar um sistema de reservatório geomecânico para fornecer prognósticos de fratura. Os prognósticos do modelo são gerados resolvendo um sistema de equações diferenciais parciais que modelam o sistema de reservatório geomecânico.

“MÉTODO E SISTEMA IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UM SISTEMA DE RESERVATÓRIO GEOMECÂNICO, E, MÉTODO IMPLEMENTADO POR COMPUTADOR PARA USO NA MODELAGEM DE UMA FRATURA”

1.REFERÊNCIA CRUZADA PARA PEDIDOS RELACIONADOS

[0001] Este pedido reivindica prioridade para o Pedido Provisório dos U.S. de N° 61/098.604, depositado em 19 de setembro de 2008 e Pedido Provisório dos U.S. de N° 61/164.766, depositado em 30 de março de 2009, que são aqui incorporados para referência em sua totalidade.

2.CAMPO TÉCNICO

[0002] Este documento se refere a sistemas e métodos implementados por computador para uso em modelagem de um sistema de reservatório geomecânico.

3.FUNDAMENTOS

[0003] Há vários diferentes de simuladores de fratura que prognosticam a geometria de fratura hidráulica nesses sistemas de reservatórios geomecânicos, ambos elementos finitos (Papanastasiou, P. C, 1997, Int. J. Rock Mech & Min. ScL, 34:3-4, Paper No. 240; Lam et al, SPE 15266, SPE Unconventional Gas Tecnologia Symposium, Louisville, KY, May 18-21, 1986; Lujun et al., 2007, SPE 110845, SPE annual Technical Conference e Exhibition, Anaheim, CA, November 11-14, 2007) e elementos de contorno (Clifton et al., 1979, SPE 7943, SPE/DOE Baixa Permeabilidade Gas Reservatórios Symposium, Denver, Corado, pode 20-22, 1979; Rungamornrat et al., 2005, SPE 96968, SPE Annual Technical Conference e Exhibition, Dallas, TX October 9-12, 2005; Yew et al, 1993, SPE 22875, SPE Produção & Facilities, 8: 171-177). Contudo, há uma necessidade para melhoramentos na modelagem de sistema de reservatório geomecânicos.

4.SUMÁRIO

[0004] Conforme descrito aqui, sistemas e métodos implementados por computador são fornecidos para modelar um sistema de reservatório geomecânico. Por exemplo, um sistema e método podem ser configurados para: receber dados indicativos de propriedades físicas associados com o sistema de reservatório geomecânico e gerar prognósticos de fratura resolvendo um sistema de equações

diferenciais parciais que modela o sistema de reservatório geomecânico.

[0005] Como um outro exemplo, um sistema e método pode ainda incluir o sistema de equações diferenciais parciais compreendendo um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fratura do sistema de reservatório geomecânico; onde o sistema de equações diferenciais parciais está associado através de uma Jacobian totalmente expandida; onde a solução do sistema de equações diferenciais parciais inclui resolver, de forma simultânea, em um único passo de período de tempo, a Jacobian totalmente expandida com base nos dados de propriedades físicas recebidos. O método pode compreender emitir ou exibir os prognósticos de fratura gerados para um usuário, dispositivo de interface de usuário, um meio de armazenamento legível por computador, um monitor, um computador local, ou um computador que é parte de uma rede.

[0006] Como um outro exemplo, um sistema e método podem ser configurados para uso em modelar uma fratura em um sistema de reservatório geomecânico, compreendendo: receber dados indicativos de propriedades físicas associados com o sistema de reservatório geomecânico; definir uma grade tridimensional compreendendo uma pluralidade de células tridimensional, onde cada uma das células tridimensional compreende uma pluralidade de nós; definir uma grade bidimensional compreendendo uma pluralidade de células bidimensionais, onde cada uma das células bidimensionais compreende uma pluralidade de nós, e onde cada uma das células bidimensionais compartilha pelo menos, quatro nós com uma célula tridimensional; gerar prognósticos de fratura resolvendo um sistema de equações diferenciais parciais que modelam o sistema de reservatório geomecânico; onde o sistema de equações diferenciais parciais compreende um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fratura do sistema de reservatório geomecânico; onde o sistema de equações diferenciais parciais está associado através de uma Jacobian totalmente expandida; onde a resolução do sistema de equações diferenciais parciais inclui resolver, de forma simultânea, em uma única passo de período de tempo, a Jacobian totalmente expandida com base nos dados de propriedades físicas recebidos; onde o modelo de reservatório e o

modelo geomecânico são computados na grade tridimensional; e onde o modelo de fratura é computado na grade bidimensional. O método pode compreender emitir ou exibir os prognósticos de fratura gerados para um usuário, dispositivo de interface de usuário, um meio de armazenamento legível por computador, um monitor, um computador local, ou um computador que é parte de uma rede.

[0007] Com relação ao acoplamento, uma variável na Jacobian totalmente expandida que pode ser usado para acoplar fluxo de fluido no reservatório ao modelo geomecânico pode ser: tensão eficaz, porosidade e um ou mais deslocamentos acoplados com o modelo geomecânico. A variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico ao fluxo de fluido pode ser: porosidade, pressão e permeabilidade do fluido acoplado com o modelo de fluxo de reservatório; onde uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico com o modelo de fratura pode ser: largura de fratura associada com o modelo de fratura; e onde a variável na Jacobian totalmente expandida que acopla fluxo de fluido no reservatório ao modelo de fratura pode ser uma taxa de fuga associada com o modelo de fratura.

[0008] O sistema de equações diferenciais parciais ainda pode também compreender uma modelo térmico do sistema de reservatório geomecânico. A variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico ao modelo geomecânico pode ser: condução e convecção associados com o modelo térmico; e uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico ao modelo de fluxo de reservatório pode ser viscosidade do fluido e tensão térmico associados com o modelo térmico.

5.BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0009] Fig. 1 é um diagrama em bloco de um exemplo de aproximação para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico incluindo um modelo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fluxo de fratura.

[0010] Fig. 2 é um diagrama em bloco de um exemplo de aproximação para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico incluindo um modelo de reservatório, um modelo geomecânico, um modelo de fluxo de fratura, e um modelo

térmico.

[0011] Fig. 3 é um diagrama em bloco de um exemplo de aproximação para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico incluindo um modelo de reservatório e um modelo geomecânico.

[0012] Fig. 4 é um diagrama em bloco de um exemplo de aproximação para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico incluindo um modelo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo térmico.

[0013] Fig. 5 é um diagrama em bloco de um exemplo de aproximação para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico incluindo um modelo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fluxo de fratura, onde um modelo de crescimento de propagação de fratura prognostica o perfil da fratura.

[0014] Fig. 6 ilustra um exemplo de uma grade bidimensional usada para computações do modelo de fluxo de fratura e um exemplo de uma grade tridimensional usada para computações de outros modelos.

[0015] Fig. 7 ilustra grades de reservatório e de fratura usada em uma computação, onde distâncias estão nas unidades de pés (1 pé = 30,5 cm).

[0016] Fig. 8 ilustra a localização de um poço relativo às grades de reservatório e de fratura mostrada na Fig. 7.

[0017] Fig. 9 mostra duas fraturas que forma inserida em uma grade do reservatório.

[0018] Fig. 10 ilustra o critério de propagação de fratura de abertura de fratura crítica relativo a uma ponta da fratura.

[0019] Fig. 11 mostra um gráfico da relação entre a tensão normal para o plano de fratura, a separação crítica, e a taxa de liberação de energia.

[0020] Fig. 12 ilustra um trajeto de carga/descarga de um elemento coesivo.

[0021] Fig. 13 ilustra o critério de propagação de fratura de elementos coesivos relativo a um ponto de fratura.

[0022] Fig. 14 mostra um esquemático de elementos de grade parcialmente saturados, onde o fluido está propagando da esquerda para a direita e a largura de fratura está estreitando da esquerda para a direita.

[0023] FIG. 15 ilustra um exemplo de um sistema de computador para implementar os métodos de modelagem aqui descritos.

[0024] Fig. 16 mostra um gráfico da pressão de injeção de um fluido de baixa viscosidade versus o comprimento da fratura.

[0025] Fig. 17 mostra resultados prognosticados para o fator de intensidade de tensão, e os modelos de coesão com diferentes valores da tensão de tração.

[0026] Fig. 18 mostra os comprimentos de fratura prognosticados para os três diferentes tamanhos de grade.

[0027] Fig. 19 mostra as pressões de fluido e meias larguras de fratura na região perto da ponta de uma fratura.

[0028] Fig. 20 mostra as meias larguras da fratura durante uma simulação.

[0029] Fig. 21 mostra as meias larguras de fratura no final de uma simulação.

[0030] Fig. 22 mostra uma comparação de comprimentos de fratura prognosticados para comprimentos de fratura analítica, onde a linha tracejada corresponde aos resultados analíticos.

6.DESCRICÃO DETALHADA

6.1Exemplos de Métodos de Modelagem de Reservatório Geomecânicos

[0031] Fig. 1 representa um exemplo de um sistema implementado por computador para modelar um sistema de reservatório geomecânico. O sistema de modelagem inclui uma pluralidade de modelos que descreve vários aspectos físicos do sistema de reservatório geomecânico, tal como um modelo de fluxo de fluido de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fluxo de fratura. O modelo de fluxo de fluido de reservatório descreve, e.g., fluxo através dos poros, produção e injeção. O modelo geomecânico de reservatório descreve, e.g., tensões, distorções, e deslocamentos que surgem quando fluidos são injetados ou produzidos a partir de um reservatório e quando tensões são aplicadas às fronteiras de um reservatório. O modelo de fluxo de fratura descreve, e.g., fluxo na fratura e fuga a partir da fratura dentro do reservatório. Um sistema de equações diferenciais parciais não lineares inter-relaciona os vários aspectos desses modelos.

[0032] Após receber dados representativos das propriedades físicas associados

com o sistema de reservatório geomecânico que são para ser analisados, um software solucionador gera prognósticos (e.g., prognósticos de fratura) resolvendo o sistema de equações diferenciais parciais. No software solucionador da Fig. 1, o sistema de equações diferenciais parciais é acoplado através de uma Jacobian totalmente expandida. A resolução do sistema de equações diferenciais parciais inclui resolver, de forma simultânea, em um único passo de período de tempo a Jacobian totalmente expandida com base nos dados de propriedades físicas recebidos. Os prognósticos de fratura gerados podem ser emitidos para vários componentes, tal como emitido para um dispositivo de interface de usuário, um meio de armazenamento legível por computador, um monitor, um computador local acessível pelo usuário, ou um computador acessível pelo que é parte de uma rede.

[0033] O sistema de equações diferenciais parciais não lineares compreende equações que correspondem a quais modelos são para serem usados na análise do sistema de reservatório geomecânico. Por exemplo, e como discutido acima, Fig. 1 fornece um exemplo onde o sistema de equações diferenciais parciais não lineares inclui equações correspondendo a um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fratura do sistema de reservatório geomecânico. Como uma outra ilustração, Fig. 2 fornece um exemplo onde o sistema de equações diferenciais parciais não lineares inclui equações correspondendo a um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, um modelo de fratura e um modelo térmico do sistema de reservatório geomecânico. Na Fig. 3, o sistema de equações diferenciais parciais não lineares inclui equações correspondendo a um modelo de fluxo de reservatório e um modelo geomecânico do sistema de reservatório geomecânico. Na Fig. 4, o sistema de equações diferenciais parciais não lineares inclui equações correspondendo a um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico e um modelo térmico do sistema de reservatório geomecânico. Exemplos de equações que correspondem a cada um dos diferentes modelos do sistema de reservatório geomecânico são fornecidos na seção 6.3 Infra.

[0034] Um método para modelar um sistema de reservatório geomecânico pode também combinar crescimento de fratura hidráulica, fluxo através dos poros de

múltiplas fase/múltiplos componentes de Darcy/não Darcy, convecção e condução de calor, deposição de sólidos e deformação poroelástica/poroplástica em uma única aplicativo. Ainda adicionalmente as equações diferenciais para os diferentes mecanismos tais como mudanças da largura de fratura, fluxo de canal laminar na fratura, fluxo através dos poros no reservatório, convecção e condução de calor, e deformações poroelásticas/poroplásticas podem ser combinados para produzir uma implícita formulação totalmente acoplada. O modelo pode incluir poro plasticidade, que leva em conta para geração de fratura em formações fracamente consolidadas, e pode ser capaz de modelar fluxo com injeção de fluido de múltiplas fases de composição com fluxo entre as fraturas e o reservatório. Um método pode ser capaz de modelar crescimento de fraturas em materiais poroelásticos/poroplásticos envolvendo comportamento de fase complexo incluindo EOR e processos térmicos.

[0035] Acoplamento dos vários aspectos dos modelos pode ser implementado tal como através de variáveis em uma Jacobian totalmente expandida. Por exemplo, uma Jacobian totalmente expandida pode atuar para acoplar fluxo de fluido no reservatório para o modelo geomecânico por uma ou mais das seguintes variáveis: tensão eficaz, uma porosidade e um ou mais deslocamentos associados com o modelo geomecânico. A variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico ao fluxo de fluido pode ser porosidade e permeabilidade que são associadas com o modelo de fluxo de reservatório. Uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico ao modelo de fratura pode ser largura de fratura associada com o modelo de fratura. Uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla fluxo de fluido no reservatório ao modelo de fratura pode ser pressão do fluido e uma taxa de fuga associadas com o modelo de fratura. Uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico ao modelo geomecânico pode ser uma tensão térmica associada com o modelo térmico. Uma variável na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico ao modelo de fluxo de reservatório pode ser viscosidade do fluido, condução e convecção no reservatório associadas com o modelo térmico. A Jacobian totalmente expandida pode incluir termos relacionados a uma taxa de mudança (i.e., uma derivada de tempo

parcial ou uma derivada de tempo), uma derivada espacial, ou derivada espacial parcial, de uma variável de acoplamento, onde as derivadas podem ser de qualquer ordem, por exemplo, uma derivada de primeira ordem, uma derivada de segunda ordem, uma derivada de terceira ordem, etc. Derivadas de primeira, segunda, terceira e/o mais alta ordem (se derivadas de tempo ou derivadas espaciais) das variáveis de acoplamento podem ser incluídas nos sistemas de equações totalmente expandidos. Exemplos de variáveis que podem acoplar os diferentes modelos são fornecidos na seção 6.4 Infra.

[0036] Um sistema e método podem fornecer prognóstico de crescimento de fratura aplicando diferentes modelos de propagação de fratura (descrito na seção 6.5 infra) para o sistema de reservatório geomecânico. Por exemplo, o perfil de uma fratura pode ser prognosticado através de entrada de parâmetros no modelo de fratura (Seção 6.5.1). Em um outro exemplo, o perfil de evolução de uma fratura é prognosticada com base em um diferente critério de propagação de fratura. Isto é, computações de crescimento de fratura podem ser modeladas com base nos fatores de intensidade de tensão crítica (Seção 6.5.2), ou com base nos elementos coesivos que exibem comportamento de distorção branda (Seção 6.5.3). Esses dois critérios de propagação de fratura podem ser acoplados (Seção 6.5.4). Outros recursos do prognóstico de crescimento de fratura são discutidos nas seções 6.5.6 e 6.5.7.

[0037] Um sistema e método podem ser configurados para permitir uma zona seca se desenvolver na ponta da fratura como uma parte natural do processo de solução, como discutido na seção 6.5.5. Em particular, o sistema e método podem ser capaz de modelar crescimento de fratura com base nos dois diferentes critérios de propagação de fratura na ponta da fratura e também permite a uma zona seca se desenvolver naturalmente na ponta de uma fratura de propagação. Por exemplo, uma zona seca se desenvolve na ponta de uma fratura de propagação quando há uma grande queda de pressão abaixo da fratura.

[0038] Um sistema de equações não linear da Jacobian totalmente expandida pode ser resolvido através de aproximações numéricas, tal como a aproximação discutida em maior detalha na seção 6.6, onde o sistema de equações não linear é

resolvido, e.g., usando uma expansão de Newton-Raphson completa de todas variáveis de solução, que aprimoram a estabilidade da solução e permitem taxas de convergência de segunda ordem para as iterações não lineares. Exemplos de aparelho e implementações de programa de computador dos diferentes métodos descritos aqui são discutidos na seção 6.7.

[0039] Em um outro aspecto, um método pode incluir as etapas de receber dados indicativos de propriedades físicas associados com o sistema de reservatório geomecânico, definir uma grade tridimensional compreendendo uma pluralidade de células tridimensional, onde cada uma das células tridimensional compreende uma pluralidade de nós, definir uma grade bidimensional compreendendo uma pluralidade de células bidimensionais, onde cada uma das células bidimensionais compreende uma pluralidade de nós, e onde cada uma das células bidimensionais compartilha pelo menos, quatro nós com uma célula tridimensional, e gerar prognósticos de fratura resolvendo um sistema de equações diferenciais parciais que modela o sistema de reservatório geomecânico. O sistema de equações diferenciais parciais pode compreender um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fratura do sistema de reservatório geomecânico. O sistema de equações diferenciais parciais é acoplado através de uma Jacobian totalmente expandida, onde a resolução do sistema de equações diferenciais parciais, tal como usando um computador, inclui resolver, de forma simultânea, em um único passo de período de tempo a Jacobian totalmente expandida com base nos dados de propriedades físicas recebidos. O modelo de reservatório e o modelo geomecânico são computados na grade tridimensional, enquanto o modelo de fratura é computado na grade bidimensional. Os prognósticos de fratura gerados são emitidos para um usuário, um usuário interface dispositivo, um meio de armazenamento legível por computador, um monitor, computador local, ou um computador que é parte de uma rede. Fig. 5 ilustra que modelos de crescimento de propagação de fratura são usadas para prognosticar o perfil de fratura, e também ilustra uma zona seca que é modelada. As grades usadas nos métodos de simulação aqui estão descritas na seção 6.2.

[0040] Grades separadas podem ser usadas para modelar fluxo na fratura (e, e.g.,

no reservatório, etc.). Resolver o sistema de equações não linear implicitamente, e.g., usando uma expansão de Newton-Raphson completa de variáveis de solução, pode melhorar estabilidade numérica (e.g., quando tratando com crescimento de fratura, geração de cavidade, ou com qualquer simulação que envolve blocos de grades muito pequenos). Modelando o fluxo de fratura separado do fluxo de reservatório permite alguém levar em conta uma zona seca na ponta da fratura, e usando uma Jacobian totalmente expandida de um sistema de equações implicitamente acoplado fornece mais estabilidade para o processo de solução.

[0041] Outros exemplos de aproximações são mostrados no Apêndice A de Pedido Provisório dos U.S. de N° 61/098.604, que é preso a ele.

6.2 Método de Simulação

[0042] Grades separadas são usadas para modelar fluxo na fratura e nos outros sistemas, tal como no reservatório. Fig. 6 ilustra um exemplo de uma grade bidimensional (2D) 602 para computações do modelo de fluxo de fratura e uma grade tridimensional (3D) 600 para computações dos outros modelos. Por exemplo, um ou mais modelo de fluxo de múltiplos pontos (tal como para fluxo de reservatório e fluxo através dos poros), o modelo geomecânico (tal como para computar tensão e deslocamento), e o modelo térmico, podem ser computados na grade em 3D. A grade bidimensional (2D) é usada para computar fluxo abaixo da fratura (i.e., simulações de fratura hidráulicas). As grades separadas para computação de fratura e o outro modelo(s) podem usar uma aproximação de processamento em paralelo para acoplar as grades.

[0043] A grade em 3D pode ser grade em polígono hexagonal estruturada ou não estruturada compreendendo elementos em polígono hexagonal. Uma célula da grade em polígono hexagonal tem oito cantos, doze bordas (ou lados), e seis faces. As células da grade em polígono hexagonal podem cada uma incluir pelo menos, oito nós (em cada canto), ou mais e até vinte e sete (27) nós (i.e., um nó no centro de cada face, no centro de cada lado, no centro de cada borda, e no centro da célula). Diferentes células em polígono hexagonal podem incluir diferentes números de nós.

[0044] A grade em 2D pode ser grades quadrilaterais estruturadas ou não

estruturadas compreendendo elementos quadrilaterais. Cada célula de grade quadrilateral tem quatro cantos e quatro bordas. Cada uma das células da grade quadrilateral inclui pelo menos, quatro nós (uma em cada canto) e até cinco nós (i.e., um nó no centro). O nó da grade em 2-D pode ser configurado para coincidir com o nó sobre uma das fronteiras externas da grade em 3D e determinadas computações, tal como larguras de fraturas e deslocamentos em 3D, são acoplados em pontos de nó comuns. Também, as computações na grade em 2D podem ser computações de eixo simétricos bidimensional (2D).

[0045] Fraturas são simuladas usando os vários métodos descritos usando um malha em 2D para representar uma única superfície de fratura em 2-D onde a localização da superfície é especificada usando coordenadas em 3D. A malha de fratura de 2D pode ser uma superfície dados 2D geral e não necessita to lie em um único plano. Os formatos de dados de entrada para grades fratura em 2D pode ser muito similar ao formato para grades em 3D de reservatório. Uma grade pode ser identificada como sendo uma grade da fratura especificando as dimensões ou coordenadas das células da grade. Conectividade entre as grades de fratura em 2D e a grade do reservatório em 3D é determinada comparando os quatro nós que define uma célula de fratura com os quatro nós que define cada superfície de cada célula de reservatório. Fig. 7 ilustra uma vista de reservatório e grades de fratura usadas em uma computação, onde distâncias estão nas unidades de pés.

[0046] Para determinadas computações, os elementos de fratura quadrilateral nas grades de fratura em 2D são alinhados com faces dos elementos em polígono hexagonal na grade em 3D de fluxo através dos poros/geomecânico de modo para parâmetros, tais como fluxo de fluido, deslocamentos, largura de fratura, e trações, serem consistente entre as grades separadas. Como um exemplo de uma estrutura dos algoritmos em um programa (para implementar os métodos descritos aqui) que considera as interações entre a fratura e grades de reservatório, tal uma estrutura pode ser similar à estrutura dos algoritmos que são implementados em aplicativos que foram desenvolvidas para serem executadas em sistemas de processamento paralelo tendo memória distribuída.

[0047] Múltiplas fraturas hidráulicas podem ser introduzidas em uma única simulação, e.g., usando vários grades em 2D. As grades de fratura em 2D podem ser restritos a estarem ao longo dos lados, topo, ou base de uma grade tridimensional.

6.3 Modelos

[0048] Exemplos das equações diferenciais que correspondem a cada um dos diferentes modelos do sistema de reservatório geomecânico são fornecidos abaixo. As equações diferenciais para os modelos incluídos em uma computação são combinadas para produzir uma implícita formulação totalmente acoplada. Um aparelho consistente de unidades é usado para todas variáveis em equações incluídas em uma computação.

6.3.1 Modelo de reservatório

[0049] O sistema de equações para fluxo através dos poros incluir conservação de massa

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) = -\nabla(\rho\vec{U}) + q_w, \dots \quad (1)$$

onde ϕ é porosidade e ρ é densidade de fluido que pode ser uma função de pressão. O modelo permite poços a ser completado em ambos fratura e elementos de reservatório e o q_w na equação acima leva em conta injeção nos elementos de reservatório. Por exemplo, conforme mostrado na Fig. 8, um poço pode ser localizado na borda do reservatório e grades de fratura (mostrado na Fig. 7). Um apropriado fator de conversão é fornecido se as unidades não são consistentes.

[0050] A velocidade $\vec{U}$ é a velocidade de Darcy em relação ao material poroso e pode ser definida por

$$\vec{U} = -\frac{K}{\mu}(\nabla p - \rho g \nabla h), \dots \quad (2)$$

onde K é uma permeabilidade de tensor, μ é a viscosidade que pode ser função da pressão, p é pressão do fluido, e $\rho g \nabla h$ é um termo gravitacional.

[0051] As variáveis geológicas mecânicas incluídas nas equações de fluxo de fluido realçam o acoplamento entre o fluxo e modelos de deformação (as definições de alguns termos geológicos mecânicos são descritas na seção 6.3.2 abaixo).

[0052] Propriedades da água dependente da temperatura podem ser introduzidas

em maneiras diferentes para computações envolvendo mudanças de temperatura. As propriedades de água podem ser introduzidas como funções de pressão (P) e temperatura (T) para as computações totalmente acopladas. Para computações iterativamente acopladas, as propriedades de água podem ser introduzidas como funções da pressão e então fatores de modificação são usados para os efeitos de temperatura. O tratamento para propriedades dependente da temperatura é explicado em mais detalhe na seção 6.3.4.

[0053] O comportamento térmico dos fluidos também pode ser modelado modificando as propriedades de fluido usando fatores de modificação (descritos na seção 6.3.4.3 abaixo).

6.3.1.1 Fluxo através dos poros de Múltiplas fases

[0054] O modelo de reservatório permite vários modelos de comportamento de fase variando a partir de uma única fase para óleo preto para composições baseadas em fugacidade. Fluxo de Darcy pode ser modelado para fases aquosas, fases de líquido não aquoso e fases de vapor não aquoso e nenhum componente. Quaisquer modelos de comportamento de fase podem ser usados com os modelos de fluxo através dos poros aqui descritos. As equações de fluxo de fluido podem ser apresentadas em termos de uma formulação de composição geral. Equações diferenciais parciais representando saldos de massa de componente para fluxo de múltiplas fases são:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_{ic}) = - \sum_{\alpha} \nabla x_{ic}^{\alpha} \rho_{\alpha} \vec{U}_{\alpha} + q_{ic}, \dots (3)$$

onde N_{ic} é a concentração do componente ic por unidade de volume de poros, dado por

$$N_{ic} = \sum_{\alpha} x_{ic}^{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha}, \quad x_{ic}^{\alpha}$$

é a fração molar do componente ic em fase α ($x_{ic}^{\alpha} \rho_{\alpha}$ é a densidade molar da fase, e x_{ic}^{α} é a vazão molar do componente ic por unidade de volume de reservatório. A velocidade de fase α é dado por

$$\vec{U}_{\alpha} = - \frac{K k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \cdot (\nabla P_{\alpha} - \gamma_{\alpha} \nabla D), \dots (4)$$

[0055] Pressões de fase são definidas por

$$P_{\alpha} = P + P_{c\alpha}, \dots (5)$$

onde $P_{c\alpha}$ é a pressão capilar e P é a pressão de referência. A pressão de referência é usada para cálculos de PVT, cálculos de poço, e cálculos geomecânicos. A pressão de referência é a pressão de fase não aquosa para modelos de duas fases, e a pressão de fase de líquido não aquoso para modelos de três fases. A porosidade é definida como

$$\phi = \phi_o [1 + c_r (P - P_o)] \dots (6)$$

para modelos de fluxo através dos poros onde ϕ_o , c_r , e a pressão inicial P_o são funções da localização.

[0056] Para computações que incluem o modelo geomecânico, A porosidade relativa ao volume grande não deformado inicial é dada pela equação 15, onde é visto que c_r pode ser relacionado à constante Biot para porosidade.

6.3.1.2 Fluxo de não Darcy

[0057] Em determinados exemplos, fluxo de não Darcy pode ser modelado usando a equação de Forchheimer para modificar a relação entre o gradiente de pressão e a velocidade do fluido. Em outro exemplo, fluxo de não Darcy é modelado especificando uma relação geral entre velocidade do fluido e gradiente de pressão.

[0058] A equação de Forchheimer para a velocidade de não Darcy (que vai substituir a equação 2 acima), para sistemas que envolvem 3-D, fluxo de múltiplas fases em mídia anisotrópica, é dado por:

$$-\frac{k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \underline{K} \vec{\nabla} p_{\alpha} = \left(1 + \beta_K \rho_{\alpha} \frac{k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \left\| \vec{v}_{\alpha} \right\|_2 \right) \vec{v}_{\alpha}, \dots (7)$$

onde μ_{α} é a viscosidade de fase α , K é o tensor de permeabilidade, $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa de fase α , v_{α} é a velocidade de Darcy da fase α , a expressão $\left\| \dots \right\|_2$ é o L_2 -norm definida por $\left\| \vec{u} \right\|_2 = \sqrt{u_x^2 + u_y^2 + u_z^2}$, e o parâmetro β_K é um coeficiente de não Darcy. Parâmetro β_K pode variar ao longo do reservatório, por conseguinte, um valor para β_K pode ser introduzido para cada bloco da grade. O

coeficiente de não Darcy β_k é relacionado ao inverso da constante de transição, i.e. $\beta_k = 1/T$. Ver Barree et al, "Beyond Beta Factors, A Complete Model for Fluxo de Darcy, Forchheimer, e Trans-Forschheimer in Porous Media", SPE 89325, SPE annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Setembro 26 - 29 de setembro de 2004. O número de Reynolds para fase é dado pela equação

$$N_{re}^\alpha = \beta_k \rho_\alpha \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \left\| \vec{v}_\alpha \right\|_2, \dots (8)$$

[0059] As unidades dos termos na equação 8 devem ser escolhidas tal que o resultado é adimensional. Após combinar as equações 7 e 8, a Forchheimer equação se torna

$$\vec{v}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \left(1 + N_{re}^\alpha\right)^{-1} \underline{K} \vec{\nabla} p_\alpha, \dots (9)$$

onde fluxo de não Darcy é expresso como uma função de modificação de permeabilidade dependente de fase que varia com o número de Reynolds para aquela fase. Isto é diferente da função de modificação de permeabilidade padrão, porque esta formulação de não Darcy tem valores separados para cada fase.

[0060] Em alguns casos, a equação de Forchheimer não fornece uma aproximação adequada para fluxo de não Darcy. Funções de modificação da seguinte forma podem ser usadas para aproximar fluxo de não Darcy:

$$\vec{v}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} f_\alpha \left(N_{re}^\alpha\right) \underline{K} \vec{\nabla} p_\alpha, \dots (9A)$$

[0061] Funções de modificação podem ser construídas que satisfazer as restrições $f_\alpha \left(N_{re}^\alpha\right) \leq 1.0$ e $f_\alpha(0) = 1.0$. Para a equação de Forchheimer padrão, a seguinte função pode ser especificada:

$$f_\alpha \left(N_{re}^\alpha\right) = \left(1 + N_{re}^\alpha\right)^{-1}, \dots (9B)$$

[0062] Para uma equação de Forchheimer estendida, as seguintes funções podem ser especificadas:

$$f_\alpha \left(N_{re}^\alpha\right) = K_{ratio} + \frac{1 - K_{ratio}}{1 + N_{re}^\alpha}, \dots (9C)$$

[0063] Equation 3 iem J.L. Miskimins, et al., "Non-Darcy in Hydraulic Fractures: Does It Really Matter?" SPE paper 96389, SPE annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, 9-12 Outubro, 2005, é uma outra forma de uma formulação de não Darcy que é aplicável aos métodos aqui descritos.

6.3.1.3 Computação no Modelo de Reservatório

[0064] Computação do modelo de reservatório é feita sobre a grade em 3D (que é a grade usada para o modelo geomecânico). A grade em 3D de reservatório pode incluir cálculos de fluxo através dos poros. Os termos de velocidade do fluido são computados para fluxo entre células de reservatório assim como para fluxo entre células de reservatório e células de fratura. Uma variável primária para as equações de fluxo através dos poros pode ser uma pressão do fluido ou a composição do fluido, que pode ser avaliado no centro de cada elemento em polígono hexagonal (baseado em célula). Em determinadas computações, um algoritmo de fluxo de múltiplos pontos é usado para as computações de fluxo de reservatório não estruturado, assim a matriz computacional resultante é 27 pontos para elementos em polígono hexagonal gerais de uma grade em 3D quando oito elementos compartilham um canto comum.

6.3.2 Modelo geomecânico

6.3.2.1 Materiais Poroelástico

[0065] Uma relação linear (pequena distorção) é usada para as relações de deslocamento de tensão. O modelo de fluxo/deslocamento que acopla relacionando tensão, distorção, temperatura, e pressões de poro é baseado em uma teoria de poroelástica de Biot. A equação de equilíbrio é baseada em tensões totais e assume equilíbrio quase estático.

[0066] As equações poroelásticas são formuladas em termos de tensões totais, distorções volumosas, temperaturas, e pressões de poro. A tensão total é definida pelas trações médias que alguém observaria em uma seção planar do reservatório onde a seção planar inclui cargas transportadas pelo sólido e pressões de poro a partir do fluido. As distorções volumosas são as distorções que alguém observaria a partir de uma medida de distorção se ela foi anexada ao material poroso deformando.

[0067] O sistema de equações para os deslocamentos poroelásticos lineares inclui

a equação de distorção - deslocamento

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}), \dots\dots (10)$$

onde as vírgulas implicam diferenciações, u_i é o deslocamento na direção i e ε_{ij} é a distorção volumosa do material poroso, e expansão corresponde às distorções positivas. As tensões totais satisfazem as equações de equilíbrio

$$\sigma_{ij,j} + f_i = 0 \dots\dots (11)$$

onde o tensor de tensão é simétrico, e o termo de gravidade f_i é uma função da densidade sólida, densidade de fluidos, e porosidade. Condições de fronteira de tração ou deslocamento podem ser especificados em todas as três direções em todas as seis fronteiras da grade tridimensional na qual o modelo é computado.

[0068] Quando diferenças em temperatura não são levadas em conta, as equações constitutivas relacionando tensões totais, distorções enormes, e pressão de poro são

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^o + \frac{E}{1+\nu} \left(\varepsilon_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} \varepsilon_{kk} \delta_{ij} \right) - \alpha(p - p_o) \delta_{ij}, \dots\dots (12)$$

onde tensão é positiva, o índice repetido kk implica soma, σ_{ij}^o é a pressão no local inicial, p_o é a pressão inicial, E é o modulo elástico, ν é uma proporção de Poisson, α é constante de Biot nas equações de tensão/distorção, δ_{ij} é 1 quando $i=j$ e 0 quando $i \neq j$. Pode ser assumido que as distorções são zero quando $\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^o$.

[0069] Nos exemplos onde diferenças em temperatura são levadas em conta, as equações constitutivas são:

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^o + \frac{E}{1+\nu} \left(\varepsilon_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} \varepsilon_{kk} \delta_{ij} \right) - \alpha(p - p_o) \delta_{ij} - \alpha_T K (T - T_o) \delta_{ij}, \dots\dots (13)$$

onde α_T é o coeficiente de expansão volumétrica térmica para equações de tensão/distorção, e K é o módulo de elasticidade volumosa. A pressão p_o é a pressão de poro inicial e T_o é a temperatura inicial.

[0070] Se os termos de tensão e pressão são combinados para formar $\sigma_{ij}^e = \sigma_{ij} + \alpha p \delta_{ij}$ então a equação se torna uma equação constitutiva elástica linear térmica padrão onde as tensões forma substituídas pelas tensões eficazes σ_{ij}^e . Se as

tensões no local iniciais e pressão de poro inicial são zero, a equação então toma a forma padrão

$$\sigma_{ij}^e = \frac{E}{1+\nu} \left(\varepsilon_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} \varepsilon_{kk} \delta_{ij} \right) - \alpha_T K (T - T_o) \delta_{ij}, \dots (14)$$

[0071] A relação entre a porosidade (relativa ao volume grande não deformado) e as distorções e pressão do fluido (quando diferenças em temperatura não são levadas em conta) é dada por:

$$\phi = \phi_o + \alpha \varepsilon_{ii} + \frac{1}{M} (p - p_o), \dots (15)$$

onde equação 15 assume que as distorções são zero, ϕ_o é a porosidade inicial, e M^{-1} é constante de Biot para pressão de poro nas equações de porosidade.

[0072] Quando diferenças em temperatura e fração de deposição são levadas em conta, a porosidade relativa ao volume grande não deformado é definido como:

$$\phi = \phi_o + \alpha (\varepsilon_v - \varepsilon_v^o) + \frac{1}{M} (P - P_o) - \alpha_v (T - T_o) - \sigma, \dots (16)$$

onde, α e M^{-1} são constantes de Biot, P é a pressão de fase (para fluxo de múltiplas fases), α_v é o coeficiente de expansão volumétrica térmica para porosidade, e σ é a fração de deposição (a fração de volume de resíduo sólido depositado por volume grande, por exemplo, de um elemento da grade em uma computação). Resíduo sólido pode ser depositado dentro dos poros conforme resíduo se move através do reservatório, e pode haver reduções em porosidade e permeabilidade conforme a deposição de resíduo acomoda-se nos espaços dos poros. A porosidade em um elemento de grade de computação pode ser uma função de pressão do fluido, temperatura, e deformações, enquanto a quantidade de redução de porosidade devido à deposição de sólidos pode ser configurada igual ao σ .

[0073] Para um material isotrópico, os seis parâmetros de material poroelástico: E , ν , α , e M^{-1} , α_T , e α_v , são determinados antes de aplicar as equações geológicas mecânicas para a modelagem de um sistema de reservatório geomecânico.

[0074] Em determinados exemplos, as permeabilidades de reservatório podem ser expressas como uma permeabilidade direcional inicial (K_{abs}) multiplicada por um

multiplicador de permeabilidade f para a permeabilidade em cada ponto e para cada passo de período de tempo:

$$K = K_{abs} \times f$$

onde f é como função de um ou mais outros parâmetros, tal como a pressão do fluido, tensões totais, distorção volumétrica enorme, pressão de poro, pressão inicial de referência, tensões principais, distorção plástica eficaz, porosidade corrente, porosidade inicial, e fração de deposição.

6.3.2.2 Materiais Poroplásticos

[0075] Um material poroplástico exibe comportamento não linear, no qual ele pode sofrer distorções volumétricas permanentes (i.e., plástico), e então, mudanças de porosidade. Grandes pressões de fluido podem forçar o material poroplástico para produção. Como um resultado, computações geológica mecânicas para um material poroplástico podem prognosticar grandes mudanças bruscas na porosidade do fluido. Essas grandes mudanças bruscas em porosidade podem causar significantes problemas de estabilidade e também produzem pressões de fluido negativas. Tas pressões negativas normalmente surgem quando a compressibilidade do fluido é baixa, a permeabilidade é baixa, e a expansão de porosidade é brusca e grande. As equações para um material poroelástico discutido na seção 6.3.2.1 acima são aplicáveis também para materiais poroplásticos. Contudo, a porosidade é modificada para levar em conta as mudanças em porosidade que podem ser prognosticadas para materiais poroplásticos.

[0076] Em determinados exemplos, uma equação é usada para amortecer mudanças de porosidade bruscas de modo a melhorar a estabilidade numérica das computações e para reduzir a frequência de encontrar pressões negativas. Nessas computações, a porosidade no modelo de reservatório é definida como uma porosidade de fluido (ϕ_{fluido}) e é tratado como diferente da porosidade no modelo geomecânico (ϕ_{geomec}). A relação entre porosidades de fluido e porosidade geológica mecânicas seria governada pela seguinte equação de amortecimento durante as computações:

$$\tau \frac{\partial \phi_{fluid}}{\partial t} = \phi_{geomech} - \phi_{fluid} \dots\dots (17)$$

[0077] A porosidade de fluido (ϕ_{fluid}) é computada usando a equação 17 e usada no fluxo de equações de fluido, enquanto a porosidade geológica mecânica ($\phi_{geomech}$) é computada no modelo geomecânico, e τ é uma constante de tempo prognosticada. Após a mudança de etapa na ($\phi_{geomech}$) relativa diferença entre (ϕ_{fluid}) e ($\phi_{geomech}$) é menor do que 1% após um passo de período de tempo de 5τ . O valor de τ pode ser escolhido tal que as computações são estáveis e pode ser escolhido para ser tão curto um intervalo de tempo quanto possível, por exemplo, configurando τ para um valor que é mais curto do que o quadro de tempo de um passo de período de tempo na computação ou o tempo total da computação. Como exemplo, se uma computação é esperada durar por vários dias, então τ pode ser da ordem de minutos; se uma computação é esperada durar uns poucos minutos, então τ pode ser da ordem de milissegundos. O valor de τ pode ser configurado para cerca de um minuto para computações em muitos materiais poroplásticos. Em outros exemplos, o valor de τ pode ser configurado para zero. O valor de τ para uso para uma dada computação será aparente para alguém com qualificação na técnica.

6.3.2.3 Computação no modelo geomecânico

[0078] Computação do modelo geomecânico é feita na grade em 3D grade (que é a grade usada para o modelo de reservatório). Por exemplo, um método de elemento finito padrão pode ser usado para as equações geológica mecânicas onde tensões são integradas nos oito pontos Gaussianos interiores a cada elemento, e pressões de fluido são integrados no centro de cada elemento. Uma divisão em pontos discretos produz uma matriz de 27 pontos para os deslocamentos quando oito elementos compartilham um canto comum, e há três deslocamentos em cada nó. Em determinadas computações, os deslocamentos são as variáveis primárias para as equações geológica mecânicas onde os deslocamentos são avaliados nos cantos (baseado em nó) dos elementos em polígono hexagonal.

6.3.3 Modelo de fratura

[0079] Fluxo de fluido em uma fratura pode ser modelado como fluxo através dos

poros entre placas em paralelo, ou como fluxo laminar entre placas em paralelo. Para única fase, fluxo através dos poros em uma fratura, a vazão volumétrica por unidade de comprimento é

$$q = - \frac{k_f w}{\mu} (\nabla p - \rho g \nabla h), \dots\dots (18)$$

onde w é a total largura de fratura no ponto de interesse. A largura de fratura w é determinada em todas as localizações de nós na grade da fratura. Em computação do modelo de fratura, a taxa volumétrica através de um lado de um elemento de fratura em 2-D é dada pela equação 18 vezes o comprimento do lado do elemento de fratura pontilhado com a unidade normal naquele lado.

[0080] Na computação do modelo de fratura, elementos de fratura são quadrilaterais em 2-D, onde fluxo é calculado através de cada lado das aberturas de fratura e quadrilateral, ou larguras, são calculadas no nó para cada elemento. durante a porção de fluxo de fluido de um cálculo, as duas larguras de fratura em cada borda e um quadrilateral são calculados em média para pegar a vazão através daquela face. Cálculos de largura são também incluídos para os poços para levar em conta melhoramentos de produtividade com aberturas de fratura maiores.

[0081] Para fluxo laminar entre placas em paralelo (fluxo de canal), uma aproximação de lubrificação é assumida para fluxo na fratura onde a vazão volumétrica por unidade de comprimento é

$$\bar{Q} = - \frac{w^3}{12\mu} (\nabla p - \rho g \nabla h), \dots\dots (19)$$

e a computação pode ser restrita ao fluxo Newtoniano. Conservação de massa na fratura é escrita como

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho w) = -\nabla(\rho \bar{Q}) + q_w - q_L, \dots\dots (20)$$

onde q_w considera um poço de injeção nos elementos de fratura. O termo q_L considera a fuga a partir da face de fratura nos elementos do reservatório que foi incluída nos termos de velocidade do fluido para conservação de massa no reservatório. A pressão do fluido na fratura controla a vazão na fratura assim como atua como uma condição de tração normal na grade em 3D grade que inclui os

cálculos geomecânicos. As equações acima aplicam para a completa largura de fratura e um multiplicador de $\frac{1}{2}$ deve ser incluído nos termos apropriados quando somente metade da largura de fratura é modelada.

[0082] Derivadas das larguras de fraturas nas equações (19) e (20) podem ser incluídas na Jacobian totalmente expandida quando usando a aproximação totalmente acoplada. Esses termos geralmente não são incluídos quando usando uma aproximação iterativamente acoplada. Incluindo esses termos para a largura de fratura nas equações (19) e (20) pode aprimorar a estabilidade numérica do processo iterativo.

6.3.3.1 Computação no modelo de fratura

[0083] Várias grades de fratura podem ser usadas para computação de fraturas separadas em uma simulação. Contudo, em determinados exemplos, cada grade da fratura somente se comunica com poços e células de reservatório e não se comunica com outras grades de fratura. O fluxo em uma fratura é modelado usando uma aproximação de fluxo de canal (fluxo laminar aberto entre placas em paralelo), ou usando equações de fluxo através dos poros (Darcy ou não Darcy). Para fluxo através dos poros na fratura, propriedades do reservatório tais como porosidade, permeabilidade, etc. Para as células de fratura podem ser especificadas independente dos valores especificados para as células de reservatório contíguas. Tabelas de Rock e tabelas de PVT também podem ser especificadas para células de fratura que são diferentes das tabelas especificadas para as células de reservatório contíguas.

[0084] Em determinados exemplos, as células de fratura são quadrilaterais onde cada quadrilateral está alinhado com faces das células em polígono hexagonal no modelo de reservatório em 3-D. Cada célula de fratura se comunica com ou zero células em 3-D se a célula de fratura está fora do sólido poroso em 3-D, uma célula em 3-D se a célula de fratura está na fronteira do sólido poroso em 3-D, ou com duas células em 3-D se a célula de fratura é interna para o sólido poroso em 3-D. Comunicação entre duas células em 3-D é desligada (fluxo e condução) na grade em 3-D se duas células em 3-D compartilham uma célula de fratura comum.

[0085] Em determinados exemplos, fraturas são conectadas para poços de

produção ou injeção especificando um trajeto de poço que passa através do nó de fratura. Poços podem ser completados em ambas a fratura e as células em 3-D que contém esse nó.

[0086] Em determinados exemplos, um algoritmo de fluxo de múltiplos pontos é usado para computações de fluxo de fratura, assim a matriz computacional resultante é 9-pontos para elementos quadrilateral geral quando quatro elementos compartilham um canto comum. A largura de fratura é determinada a partir do deslocamento nas equações geológica mecânicas. Os termos de vazão e acúmulo de massa para a fratura são altamente sensíveis às mudanças na largura de fratura w . As variações em w nas Eqs. 19 e 20 estão incluídas na Jacobian para a solução de fratura/fluxo/geomecânico totalmente acoplada ou solução térmica/geológica mecânica/fluxo/fratura, ambas para fluxo através dos poros e fluxo de canal.

[0087] Múltiplas fases podem ser modeladas usando uma função de permeabilidade relativa como um multiplicador nas equações 18, 19 e 20 acima. Uma função de permeabilidade relativa típica para fluxo de canal seria linear na saturação. Permeabilidades dependente de pressão (para fluxo através dos poros) e fluxo de não Darcy também podem ser incluídos nas equações de taxa volumétrica 18 e 19 acima.

6.3.4 Modelo térmico

[0088] O modelo térmico calcula mudanças de temperatura que ocorre quando fluidos quente ou frio são injetados no ou produzido a partir de um reservatório e também calcula condução a partir de um poço de perfuração que pode estar circulando fluidos de quente/frio mas não é eficazmente fluidos de injeção ou produção. Os cálculos de temperatura podem incluir fluxo através dos poros e geomecânicos mas podem ser configurados para não incluir injeção de vapor. Água injetada é assumida estar em uma fase líquida.

[0089] O modelo térmico calcula mudanças de temperatura que surgem devido à condução e convecção no reservatório, injeção/produção de fluido quente ou frio em poços, condução em poços, e interações térmicos e mecânicas entre fluido e sólido. Esses mecanismos são combinados em uma única equação de energia que é resolvida junto com as equações de fluxo através dos poros e equações de

deformação de sólido. A equação de energia é formulada em termos de uma aproximação Lagrangiana para o sólido poroso, e todo movimento de fluido é relativo ao movimento do sólido poroso.

[0090] Com este tipo de formulação, a massa do sólido poroso é constante quando avaliando o equilíbrio de energia para um elemento do reservatório enquanto a massa de fluido muda conforme o fluo de fluidos para dentro e para fora do sólido poroso.

6.3.4.1 Termo de Acúmulo Combinado

[0091] As expressões combinadas para mudança de energia no fluido e sólido (quando o sistema geomecânico é incluído na computação) são dadas por:

$$\dot{u}_T = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} \right) + C_r \dot{T} + \alpha_T K T_o \dot{\epsilon}_{ii} - (\alpha_v T_o + \phi_o) \dot{p} + \sigma_{ij} \dot{\epsilon}_{ij}, \dots (21)$$

onde ϕ é a porosidade com relação ao volume grande não deformado, (X é a fase, ρ_{α} é a densidade de fase, S_{α} é a saturação da fase α , h_{α} é a entalpia específica de fase α , α_T é o coeficiente de expansão volumétrica nas equações de tensão/distorção, K é a permeabilidade, α_v é coeficiente de expansão volumétrica na equação de porosidade, e T_o é a temperatura de fluido. Os termos de condução e convecção podem afetar o termo de acúmulo combinado.

[0092] Na equação 21, a aproximação é feita que as pressões de fase são as mesmas, o termo ϕP , é aproximado por ϕP , e o termo $C_r \equiv C_v + \alpha_v^2 M T_o$. A capacidade de calor C_v é a capacidade de calor para uma medida de sólido poroso em volume de poro constante e volume grande constante. Isto pode ser mostrado que a capacidade de calor C_r como definida acima é a capacidade de calor na pressão do fluido constante e volume grande constante. Equação 21 é a fórmula geral para a taxa total de mudança de energia interna em um elemento e é usada para o termo de acúmulo que não termos incluindo a temperatura de fluido T_o são considerados na computação e a computação inclui ambos os modelos térmicos e geomecânicos.

[0093] Equação 21 considera formas mais simples se a temperatura de fluido T_o é considerada na computação.

[0094] Para computações que incluem modelos térmicos e geológicos mecânicos e termos incluindo a temperatura de fluido T_o e $\phi_o \dot{p}$ não são considerados na

computação, a expressão simplificada é

$$\dot{u}_T = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} \right) + C_r \dot{T} + \sigma_{ij} \dot{\epsilon}_{ij}, \dots (22)$$

[0095] Para computações que incluem o modelo térmico, mas não incluem o modelo geomecânico, o termo de acúmulo é :

$$\dot{u}_T = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} - p \right) \right] + C_r \dot{T}, \dots (23)$$

enquanto para computações que incluem o modelo térmico, mas não incluem o modelo geomecânico, e a energia interna do fluido é aproximado pela entalpia do fluido, a expressão é:

$$\dot{u}_T = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} \right) + C_r \dot{T}, \dots (24)$$

6.3.4.2 Equação de Energia

[0096] A escolha do termo de acúmulo acima determina as equações que estão incluídas na equação de conservação de energia final. A equação de energia é expressa como

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} \right) + C_r \dot{T} = \nabla \cdot (K_T \nabla T) - \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} \vec{v}_{\alpha} \right) + \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} q_{\alpha} \delta(\vec{x}), \dots (25)$$

onde uma condição de fronteira de temperatura constante é aplicada em poços de injeção. Já que a equação 25 não contém quaisquer termos mecânicos, outros do que transporte, as temperaturas nos blocos de grade não devem ser afetados pela expansão ou compressão de uma fase de fluido ou sólido quando as entalpias são somente funções da temperatura. Contudo, a equação 25 ainda vai levar em conta calor de evaporação a partir de um líquido para vapor porque o calor latente pode ser incluído na diferença entre a entalpia de um componente em uma fase líquida e sua correspondente entalpia na fase de vapor.

[0097] Se a simulação inclui cálculos geomecânicos e termos incluindo a temperatura de fluido T_0 são consideradas na computação, então a equação de energia geral é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} h_{\alpha} \right) + C_r \dot{T} + \alpha_T K T_o \dot{\epsilon}_{ii} - (\alpha_v T_o + \varphi_o) \dot{p} = \nabla \cdot (K_T \nabla T) - \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} \vec{v}_{\alpha} \right) + \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} h_{\alpha} q_{\alpha} \delta(\vec{x}) , \dots (26)$$

[0098] O termo é presente em ambos os lados da equação de energia; i.e., no termo de acúmulo e também conforme trabalho feito no sólido volumoso, e conseqüentemente não é incluída na equação 26.

6.3.4.3 Modificações para Densidade de Fluidos e Viscosidade

[0099] Há várias opções para computar densidade e viscosidade dependentes da temperatura para fluidos, e o método disponível para computar densidades e viscosidades varia dependendo do modelo de comportamento de fase e a técnica numérica que está sendo usada. Em determinados exemplos, as propriedades do fluido são computados diretamente como funções de temperatura e pressão. Em determinados outros exemplos, as propriedades de fluido são computadas como a função das pressões da célula corrente e temperaturas da célula inicial (instantâneo isotérmico) e funções de modificação são usadas para corrigir para as diferenças entre as células temperaturas da célula inicial e temperaturas da célula corrente.

[00100] Propriedades de fluido podem ser computadas diretamente como uma função de temperatura e pressão para execuções de programa de fase única implícitas, execuções de programa de duas fases implícitas e execuções de programa de composições implícitas. Essas computações envolvendo o modelo geomecânico pode ser iterativamente acoplado ou totalmente acoplado.

[00101] As viscosidades e densidades que são calculadas nos pacotes de petróleo, valor de k, e composição de PVT podem ser modificadas to levar em conta mudanças nas propriedades de fluido devido as mudanças de temperatura. A temperatura do reservatório inicial e pressão corrente do fluido durante uma computação podem ser usadas para calcular as propriedades de fluido cada um dos pacotes de PVT (instantâneo isotérmico) e então essas propriedades são modificadas multiplicando pelos fatores de modificação fornecidos pelo usuário, $\mu(p, T) = \mu(p, T_o) \bar{\mu}(T)$ onde $\mu(T)$ é introduzido como uma tabela e $\mu(p, T)$ é calculado no pacote de PVT.

[00102] Para muitos estudos geológicos mecânicos térmicos, o interesse é primeiramente focado em como temperatura afeta a viscosidade dos fluidos e tensões

térmicas. Para esses tipos de aplicativos, ou os fatores de modificação ou cálculo direto de propriedades de fluido podem ser usados, e os resultados são muito similares usando ambas as técnicas. Contudo, para aplicativos onde temperatura tem um forte efeito em densidades e/ou separação de fase, então o cálculo direto de propriedades do fluido pode ser usado como funções da temperatura e pressão.

6.4 Inter-relação dos vários Modelos

[00103] Um sistema e um método podem acoplar as interações entre os diferentes modelos de sistema de reservatório geomecânico, e.g., entre fluxo através dos poros, deslocamentos e tensões geológicas mecânicas, e fluxo de fluido e crescimento para a fratura. Por exemplo, a solução geológica mecânica pode influenciar as computações de fluxo através dos poros através de uns termos de porosidade e permeabilidade, e pode influenciar os cálculos de fratura através da largura de fraturas e critério de propagação de fratura. Como um outro exemplo, a solução de fluido no reservatório pode afetar os cálculos geológicos mecânicos através de seu papel nas tensões eficazes e pode influenciar os cálculos de fratura regulando o fluxo de fluido entre a fratura e o reservatório. Em ainda um outro exemplo, a solução de fluido na fratura pode afetar os cálculos geomecânicos através da tração normal que ocorre na face da fratura e pode afetar o fluxo no reservatório através de fuga.

6.5 Modelos de Propagação de Fratura

[00104] Um sistema e método podem fornecer para prognóstico de crescimento de fratura para investigar como uma fratura horizontal ou vertical iria evoluir ao longo do tempo na fronteira de uma grade, como discutido na seção 6.5.1 a seguir. Neste exemplo, o perfil de uma fratura e larguras de fratura são prognosticados através de entrada de parâmetros no modelo de fratura.

[00105] Há uma forte interação entre o fluxo na fratura e larguras de fratura, e larguras de fraturas muito pequenas podem ser prognosticadas perto de uma frente de fratura. Crescimento de fratura é prognosticado usando o modelo geomecânico, onde o modelo geomecânico totalmente acoplado com passo de período de tempo implícito para fluxo de fluido é usado. Nesses exemplos, o perfil de evolução de uma fratura (i.e., propagação de fratura) é prognosticado com base em um fator de

intensidade de tensão ou elementos coesivos, como discutido nas seções 6.5.2 e 6.5.3 abaixo. Propagação de fraturas ao longo de uma borda da grade do reservatório em 3-D pode ser prognosticada. Dois critérios de propagação de fraturas fornecem determinação de quando e onde a fratura cresce. O critério de propagação de fraturas pode servir como uma medida da dureza da fratura da rocha. Ambos os critérios de propagação de fratura usam a pressão do fluido, tensão, e estados de deslocamento perto da frente da fratura para decidir quando a fratura se propaga. Propagação é modelada liberando o nó na ponta da fratura que anteriormente tinha zero restrições de deslocamento. Quando o deslocamento em um nó da fratura aberta anteriormente se torna negativo, é assumido que a fratura fechou naquele ponto e re-aplica a restrição de deslocamento. O nó fechado tem zero força e pode re-abrir em um momento mais tarde se o nó experimenta uma força de tração naquele nó. A seção 6.5.4 descreve o tipo de interação de relacionamento que pode ocorrer entre esses dois critérios.

[00106] Seção 6.5.5 descreve uma zona seca se desenvolvendo em uma ponta da fratura. Outros recursos do prognóstico de crescimento de fratura são discutidos nas seções 6.5.6 e 6.5.7.

6.5.1 Perfis de Fratura Prognosticados

[00107] O perfil de largura para uma para a fratura em uma grade da fratura pode ser prescrito através de entrada de parâmetros no modelo de fratura. Por exemplo, uma fratura em 2 -D fratura pode ser adicionada uma grade do reservatório em 3-D primeiro especificando o esboço e propriedades para a grade da fratura, e então especificando a largura de fratura em cada nó na grade da fratura. Os valores da largura de fraturas na grade da fratura podem ser mudados nos dados de entrada transientes para simular o efeito de uma fratura crescendo.

[00108] Fig. 9 mostra duas fraturas que foram inseridas em uma grade do reservatório. Para esta grade, as larguras de fratura totais são entradas para cada nó em cada grade da fratura. Contudo, meias larguras de fratura devem ser entradas para fraturas que estão localizadas na borda de uma grade. As fraturas na figura estão eficazmente localizadas dentro de uma grade do reservatório, mas foram deslocadas

de uma grade do reservatório para propósitos de gráfico. Fig. 9 mostra uma fratura em um poço de injeção e uma outra fratura no poço de produção. Para este caso, cada célula de fratura se comunica com duas células de reservatório. A comunicação entre células de reservatório que são separadas pela célula de fratura é configurada para zero. Isto envolve configurar capacidade de transmissão para zero para fluxo de fluido assim como configurar condutividades para zero para cálculos térmicos.

[00109] Para perfis de fratura prescritos, a largura de fratura padrão para cada nó na grade da fratura é configurada para o valor especificado pelo usuário. As larguras de fratura podem ser prescritas individualmente para cada nó de fratura em uma grade. Isto é, as larguras de fratura podem ser especificadas nos dados iniciais e em vários pontos durante a computação (e.g., nas seções de dados transientes dos dados de entrada), ou estão contidos somente na seção de dados iniciais, as larguras de fraturas são especificadas como uma função do tempo e localização.

[00110] Um conjunto de cálculos de fluxo é usado para células em uma grade da fratura onde as larguras da fratura são maiores do que um pré-determinado valor limite, e um outro conjunto de cálculo de fluxo são usados para aquelas células na grade da fratura onde as larguras são menores do que o pré-determinado valor limite. Células que têm todo nó de canto com larguras de fratura menores do que o pré-determinado valor limite são consideradas células de fratura fechadas. Para essas células de fratura fechadas, o fluxo de fluido entre as células é modelado como fluxo através dos poros onde as permeabilidades nas células são tomadas a partir das células de reservatório contíguas e as restrições de deslocamento são aplicada ao nó apropriado.

[00111] Para fluxo entre células onde as larguras de fratura são maiores do que o pré-determinado valor limite (i.e., células de fratura abertas), ou um modelo de fluxo de canal ou um modelo de fluxo através dos poros é usado. Para o modelo de fluxo através dos poros, as permeabilidades da fratura entradas são usadas para os cálculos de fluxos, onde ou as permeabilidades da fratura para todas as células de fratura abertas são configuradas para um valor padrão especificado pelo usuário ou um usuário pode especificar valores das permeabilidades da fratura para células

individuais. Em adição, para este modelo de fluxo através dos poros, a porosidade em cada célula de fratura e a compressibilidade de poro são configuradas aos valores especificados. Para o modelo de fluxo de canal, a porosidade é configurada para 100% para todas as células em uma grade da fratura, e para este case, não há termo de compressibilidade de poro.

6.5.2 Fator de intensidade de tensão

[00112] A primeira opção de propagação usa um critério de abertura de fratura crítico com base no fator de intensidade de tensão. O fator de intensidade de tensão crítico é com base no estado de tensão/distorção assintótico na ponta de uma fratura. Em determinados exemplos, este critério de propagação é limitado para aplicativos poroelásticos lineares.

[00113] Para condições de distorção planas, elástica linear na ponta de uma fratura sob condições de carga de modo I, a abertura de fratura perto da ponta pode ser expressa em termos do fator de intensidade de tensão de modo I, K_I , como

$$w(\Delta a) = \frac{4(1-\nu^2)}{E} K_I \sqrt{\frac{2\Delta a}{\pi}}, \dots\dots (27)$$

onde Δa é a distância a partir da ponta da fratura na direção normal para a borda inicial da fratura e w é a largura de fratura total e K_I é uma função das condições de geometria e carga. A opção de propagação de fratura K_{IC} libera o nó na ponta da fratura sempre que a pressão do fluido na ponta da fratura é grande o bastante para manter a nova área de fratura aberta, e a largura da fratura em um nó vizinho excede

$$w_{neighbor} \geq \frac{4(1-\nu^2)}{E} K_{IC} \sqrt{\frac{2\Delta a_{neighbor}}{\pi}}, \dots\dots (28)$$

onde $\Delta a_{vizinho}$ é a distância a partir de um nó vizinho para o nó na ponta da fratura. Fig. 10 ilustra o critério de abertura de fratura crítica para uma ponta da fratura. Neste exemplo, somente nó vizinho que compartilha um lado comum de um quadrilateral com o nó que está na ponta da fratura são verificados nas computações empregando este modelo de propagação de fratura. A computação modela uma fratura com zero de rigidez sempre que K_{IC} é configurado para zero.

6.5.3 Elementos coesivos

[00114] O segundo critério de propagação de fratura usa elementos coesivos quadrilateral para modelara um zona de coesão na ponta da fratura. Um modelo coesivo foi usado por Hillerborg et al. Para simular formação de trincas. Hillerborg et al., 1976, Cement e Concrete Repesquisa 6: 773-782. Crescimento em concreto e elemento finito com base em elementos coesivo foram usados no estudo de fratura elástica-plástica de metais. Ortiz et al., 1999, Int. J. Num. Métodos in Engr., 44:1267-1282. Em particular, elementos coesivos são com base nas taxas de liberação de energia e tensões de tração. Este modelo de propagação de fratura é usado para aplicativos poroelásticas e poroplásticas.

[00115] Em alguns exemplos, é assumido que o fluido da fratura pode fluir para a ponta da zona coesiva e que há forças de tração na zona coesiva tentando manter as faces da fratura juntas. Elementos coesivos podem ser usados para modelar localização de distorção e também podem ser usados para cálculos poroplásticos. Uma outra vantagem de elementos coesivos é que eles podem ser usados para ambas criação e crescimento de fratura, enquanto a aproximação de K_{Ic} requer que haja uma fratura pré-existente ou que alguma outra lógica seja usada para criação de fratura.

[00116] Elementos coesivos incluem uma força de tração e uma taxa de liberação de energia nos cálculos na ponta de uma fratura hidráulica se propagando. Este modelo de propagação de fratura usa uma força de tensão do material e taxa de liberação de energia para determinar quando uma fratura se propaga. É assumido que o material no plano da fratura obedece a uma equação branda da forma

$$\sigma = \sigma_c \left(1 - \frac{w}{\delta_c} \right), \dots\dots (29)$$

onde σ é a tensão normal d plano da fratura, σ_c é a força de tração, w é a total largura de fratura, e δ_c é a separação crítica. A equação acima assume que w está aumentando.

[00117] A relação entre σ_c , δ_c , e a taxa de liberação de energia é mostrada na Fig. 11. A curva de tensão/deslocamento segue um diferente trajeto sempre que w diminui. Em determinados exemplos, a computação retorna a curva de tensão/deslocamento

em direção à origem quando w diminui. Fig. 12 mostra o trajeto de carga/descarga que um elemento coesivo seguiria quando a largura de fratura no nó aumenta de 0 para δ_a (trajeto 1) e diminui de volta para 0 (trajeto 2) e então aumenta de volta para δ_a (trajeto 3), e finalmente cresce para separação total em δ_c (trajeto 4).

[00118] Separação começa no plano da fratura quando a tensão perpendicular ao plano da fratura é igual a força de tração σ_c . O material na interface então começa a enfraquecer conforme o material se separa ainda e a tensão perpendicular ao plano da fratura diminui. A tensão de tração se torna zero uma vez que a separação da fratura excede o valor crítico de δ_c . O valor crítico de δ_c é determinado e é o valor onde a taxa de liberação de energia crítica satisfaz a equação:

$$G_c = \frac{1}{2} \sigma_c \delta_c \dots\dots\dots (30)$$

[00119] Fig. 13 ilustra os critérios de propagação de fratura de elemento coesivos relativos à ponta da fratura.

6.5.4 Interação de relacionamento do Fator de intensidade de tensão e Elemento coesivos

[00120] Para problemas do modo I, distorção plana plano elástica linear, a taxa de liberação de energia é relacionada ao fator de intensidade de tensão por

$$G_c = \frac{1-\nu^2}{E} K_{IC}^2 \dots\dots\dots (31)$$

[00121] Um critério de propagação de tensão crítica pode ser implementado usando a opção coesiva com um valor finito da tensão de tração e um valor bem pequeno da taxa de liberação de energia, mas a solução é observada para ser fortemente dependente da grade ao menos que se permita uma zona seca se desenvolver na ponta da fratura ou ao menos que se use uma grade bem fina que inclua os efeitos da zona coesiva. Em uma implementação rigorosa de um critério de tensão crítica, a tensão seria avaliada em uma distância fixa à frente da fratura de modo a assegurar convergência do algoritmo com refinamento de grade. Pode-se obter uma estimativa aproximada para o tamanho da zona coesiva usando a solução assintótica para a largura da trinca para uma fratura de modo I, distorção plana, onde

$$w(r) = \frac{8(1-\nu^2)K_{IC}}{E} \sqrt{\frac{r}{2\pi}}, \dots\dots\dots(32)$$

e r é a distância a partir da ponta. Se a equação Eq. 32 é combinada com as Eqs. 30 e 31, então o comprimento da zona coesiva pode ser estimado pela equação

$$r_c = \frac{\pi}{8} \left(\frac{K_{IC}}{\sigma_c} \right)^2, \dots\dots\dots(33)$$

que é o mesmo tamanho como uma zona plástica no modelo de Dugdale-Barenblatt (modelo de produção de faixas com tensão de tração constante à frente da fratura). Equação 33 é uma estimativa aproximada do tamanho da zona coesiva porque é com base na solução assintótica para a fratura que não contém a zona coesiva. Em adição, a estimativa pode não se precisa se a solução assintótica não é válida sobre o intervalo de interesse. Os resultados da simulação podem mostrar que o tamanho da zona coesiva deve ser estimada por uma equação diferente. Por exemplo, como demonstrado na seção 6.1.4 em conexão com um exemplo específico, o tamanho da zona coesiva pode ser estimada pela equação, que é um fator de dois maior do que a equação 33.

6.5.5 Zona Seca em uma Ponta da fratura

[00122] A fratura pode se propagar mais rápido do que o fluido da fratura pode preencher novos elementos da fratura que são criados na ponta de uma fratura se propagando. Isto pode causar pressões negativas a se desenvolver na ponta de uma fratura se propagando se o fluido da fratura tem de preencher completamente a ponta. Uma zona seca pode ocorrer na ponta da fratura em um aplicativo física porque a fratura é correndo à frente do fluido viscoso, ou uma zona seca pode também surgir porque da técnica numérica que é usada para propagação de fratura. Uma zona seca se desenvolve com um artefato do método descrito aqui, e.g., quando nós são liberados durante um passo de período de tempo e os períodos de tempo na simulação são bastante pequenos para o fluido preencher as células de fratura recentemente criadas. Uma zona seca na ponta da fratura pode ser necessária para algumas aplicativos dependendo da viscosidade do fluido da fratura e da largura da fratura, ver Yew et al., 1993, SPE 22875, SPE Production & Facilities, 8: 171-177.

[00123] De modo a permitir zonas secas se desenvolverem, um sistema e método pode permitir que elementos na fratura sejam parcialmente saturados com fluido. Um esquemático de elementos parcialmente saturados é mostrado na Fig. 14, onde o fluido está se propagando da esquerda para a direita e a largura da fratura está se estreitando a partir da esquerda para a direita. O fluido da fratura é a região sombreada na Fig. 14 e as linhas tracejadas representam as fronteiras entre cada célula da fratura. Elemento número 3 está totalmente saturado com fluido enquanto elemento 2 está parcialmente saturado e o elemento 1 não tem nenhum fluido. Em um exemplo, o fluido da fratura é permitido fluir a partir da célula 3 para célula 2 na Fig. 14, mas nenhum fluido da fratura é permitido fluir a partir da célula 2 para célula 1 até célula 2 preencher com fluido. Mesmo embora fluido da fratura não seja permitido fluir diretamente da célula 2 para a célula 1 neste exemplo, o fluido do reservatório pode ainda fluir na célula 1 se o reservatório tem uma permeabilidade não zero. Durante a computação neste exemplo específico, o volume de fluido na célula é a variável para células 1 e 2, enquanto a pressão do fluido é a variável para célula 3.

[00124] A pressão do fluido em um elemento parcialmente saturado pé prescrito para ter um valor especificado pelo usuário até a célula preencher completamente com fluido. Valores típicos para as pressões prescritas são a pressão inicial do fluido e pressão zero. Contudo, a pressão na zona seca pode ser escolhida para ser algum valor menor do que a pressão nas células de reservatório em volta. As células parcialmente saturadas são incluídas nas equações de conservação de massa. Como um exemplo, variáveis primárias para essas células são os volumes do fluido nas células mais propriamente do que as pressões de fluido. A célula pode se tornar totalmente saturada tendo fluxo de fluido adicional na célula ou tendo a largura de fratura diminuindo ao ponto que o volume de fratura é igual ao volume de fluido. Durante uma simulação, uma zona seca pode se desenvolver como uma parte natural do processo de solução e a implementação do método não requer quaisquer pré-determinadas especificações para a zona seca outra do que o valor que é usado para a pressão do fluido na zona seca.

6.5.6 Crescimento de Fratura Geológica mecânica e Fluxo através dos poros na fratura

[00125] Computação no modelo geomecânico pode ser usado para determinar o perfil da fratura e larguras de fratura enquanto ainda modelando fluxo através dos poros na fratura. Esta opção é usada para fraturas que estão localizadas na borda da grade, e para todas as larguras de fraturas para a grade da fratura que são entradas durante uma execução do programa são meias larguras de fratura.

[00126] Valores de meias larguras de fratura iniciais podem ser introduzidos na seção de dados inicial do conjunto de dados de entrada, onde valores não zero para as meias larguras da fratura são introduzidos para células perto do poço de modo a configurar uma pequena fratura inicial que então cresce com o tempo. O fator de intensidade de tensão ou taxa de liberação de energia pode ser usado para computar a evolução do perfil da fratura durante uma execução do programa.

[00127] Também, meias larguras da fratura podem ser computadas com base nas computações no modelo geomecânico. Essas meias larguras de fratura geológicas mecânicas são usadas para os cálculos de fluxo de fluido e de volume de poro se elas são maiores do que os valores especificados para as meias larguras de fratura iniciais. Por outro lado, os valores de entrada para as meias larguras de fratura são usadas para os cálculo de fluxo e de volume de poro na células de fratura abertas.

[00128] Neste exemplo, células de fratura fechadas são identificadas como aquelas células onde todas as meias larguras de canto são menores do que um pré-determinado valor limite das larguras de fratura. Para células de fratura fechadas, as equações de fluxo através dos poros são usadas na computação, mas as restrições de deslocamento são aplicadas no nó apropriado quando um volume grande de uma célula e a transmissibilidade entre células são computados. Em adição, as permeabilidades do reservatório nas células de reservatório vizinhas são usadas para as células de fratura fechadas na grade da fratura.

6.5.7 Crescimento de fratura Geológica mecânica e fluxo de canal na fratura

[00129] Computação no modelo geomecânico pode ser efetuada com fluxo de canal para prognosticar o perfil de fratura. Para esta opção, o fluxo de fluido nas células de fratura abertas é modelado como fluxo laminar entre placas em paralelo e a suposição de zero larguras de fratura no fluxo para células de fratura fechadas é

imposta. Nenhuma permeabilidade ou porosidade são usadas na grade da fratura nesse modelo. Esta opção também permite uma semi-zona seca a se desenvolver perto da borda inicial de uma fratura. Esta opção é usada para fraturas que estão localizadas na borda da grade, e todas as larguras de fratura para a grade da fratura que são entradas durante uma execução do programa são meias larguras de fratura.

[00130] Valores de meias larguras de fratura iniciais podem ser introduzidos na seção de dados inicial do conjunto de dados de entrada, onde valores não zero para as meias larguras da fratura são introduzidos para células perto do poço de modo a configurar uma pequena fratura inicial que então cresce com o tempo. O fator de intensidade de tensão ou taxa de liberação de energia pode ser usado para computar a evolução do perfil da fratura durante uma execução do programa.

[00131] Também, meias larguras da fratura podem ser computadas com base nas computações no modelo geomecânico. Essas meias larguras de fratura geológicas mecânicas são usadas para os cálculos de fluxo de fluido e cálculos de volume de poro se elas são maiores do que os valores especificados para as meias larguras de fratura iniciais. Por outro lado, os valores de entrada para as meias larguras de fratura são usadas para os cálculos de fluxo e de volume de poro na células de fratura abertas.

[00132] Neste exemplo, células de fratura fechadas são identificadas como aquelas células onde todas meias larguras de canto são menores do que um pré-determinado valor limite das larguras de fratura.. Nenhum cálculo são efetuados para as células de fratura fechadas. Isto é, assumido que células de fratura fechadas tem zero volume grande e nenhum fluxo.

6.6 Implementação do Método de Prognóstico de Fratura

[00133] A Jacobian para o sistema de equações completo para os modelos descritos incluídos na computação é totalmente expandida e todas as equações são resolvidas, de forma simultânea, no software solucionador linear. Os vários mecanismos são acoplados usando técnicas ou de um sentido, explicitamente, iterativamente ou totalmente acoplada. Problemas mais difíceis (e.g., lixamento, completações de cavidade, e fraturas hidráulicas) usam uma técnica de acoplamento

mais estável, e a técnica de solução totalmente acoplada é usada ao longo do funcionamento de fratura hidráulica aqui descrito.

[00134] As equações discutidas nas seções anteriores podem ser implementadas em um único programa e o programa computa uma solução implícita para todas as equações, i.e., uma técnica de Euler para trás pode ser usada para aproximar as derivadas temporais (i.e., tempo) e todas as variáveis primárias e coeficientes nas equações são avaliadas no final do passo de período de tempo. Exemplos não limitantes de variáveis primárias são as pressões de fluido no reservatório, o deslocamentos no reservatório e na fronteira do reservatório (se não restringidos), as pressões de fluido na fratura (ou volumes de fluido na fratura se parcialmente saturados), e a pressão do poço. O sistema de equações pode ser resolvido usando uma técnica de Newton-Raphson onde a Jacobian totalmente expandida é gerada para o inteiro sistema de equações e correções incrementais são encontradas usando um software solucionador linear que inclui todas as variáveis da solução. Propagação de fratura pode ser simulada computando fluxo através de uma fratura em 2D existente, e computando a fuga para o reservatório em 3D contíguo junto computando as tensões e deslocamentos eficazes que surgem no reservatório em 3D contíguo.

[00135] Critérios de propagação de fratura são então combinados com o estado de tensão e deslocamento na frente da fratura para decidir quando a frente da fratura se propaga. Propagação é modelada liberando nó na ponta da fratura que anteriormente tinha zero restrições de deslocamento. Quando o deslocamento em um nó de fratura anteriormente aberta se torna negativo, o programa assume que a fratura foi fechada naquele ponto e re-aplica a restrição de deslocamento. O nó fechado re-abrir em um tempo mais tarde se o nó experimenta uma força de tração. Prognósticos de propagação de fratura pode ser empreendidos para fraturas que estão na borda de uma grande em 3D.

[00136] Determinados exemplos discutido aqui permitem a uma fratura propagar através de múltiplos blocos de grade durante um único passo de período de tempo. Cada passo de período de tempo começa com a configuração da fratura, estado do fluido, e estado geomecânico a partir do passo de período de tempo anterior. A

computação então itera para uma solução convergida para a conservação de massa e equações de equilíbrio de tensão assumindo que a fratura não se propaga. A computação permite às larguras de fraturas mudarem durante este conjunto de iterações, mas não permitem à frente da fratura se mover. Após a computação ter convergido, o critério de propagação de fraturas é usado para todo os nós na grade da fratura para ver se nó fechado deve abrir ou se nó aberto deve fechar. Se a frente da fratura muda, então a computação repete as iterações nas equações de conservação de massa e nas equações de equilíbrio de tensão até uma nova solução convergida ser obtida. Uma vez uma nova solução convergida é obtida, os critérios de propagação são verificados de novo para ver se há quaisquer mudanças adicionais na frente da fratura. Esta seqüência de iterações pode ser continuada nas equações e verificar critérios de propagação por um número de vezes, ou até nenhuma propagação adicional ser vista para um passo de período de tempo antes de mover para um seguinte passo de período de tempo.

[00137] A fratura pode crescer ou contrair durante um passo de período de tempo. A solução para a Jacobiana totalmente expandida pode ser computada usando um processo de três etapas que leva em conta tais mudanças:

[00138] Etapa 1. A primeira etapa assume que as fronteiras da fratura são fixadas e o sistema de equações é resolvido para a dada configuração da fratura (um fratura pode abria mais ampla ou se tornar mais estreita, mas as bordas da fratura não mudam). O sistema de equações é resolvido usando uma técnica de Newton-Raphson onde a Jacobian é gerada para o inteiro sistema de equações e correções incrementais são encontradas usando um software solucionador linear que inclui todas as variáveis da solução. O programa gera a Jacobian para o sistema completo de modo a aumentar a rigidez e para preservar convergência de segunda ordem para as iterações não lineares.

[00139] Por exemplo, derivadas das larguras de fraturas nas equações (19) e (20) podem ser incluídas nos sistemas de equações totalmente expandido quando usando a aproximação de totalmente acoplada. Esses termos geralmente não estão incluídos nos métodos convencionais que usam uma aproximação de iterativamente acoplado

Incluindo essas derivadas da largura de fratura nas equações (19) e (20) pode melhorar a estabilidade numérica do processo iterativo.

[00140] Etapa 2. Após a solução ter convergido para a dada geometria da fratura, o programa então usa um dos critérios de propagação descritos acima para determinar se as bordas da fratura se movem e verifica a solução de deslocamento para determinar se porções da superfície da fratura fecharam. Se nenhuma mudança são detectadas nas fronteiras, então o programa vai para o seguinte passo de período de tempo; ao contrário, o programa prossegue para a etapa 3 e então inicia na etapa 1 com as novas fronteira da fratura. Este processo continua até nenhuma mudança adicionais ocorram nas fronteiras da fratura.

[00141] Etapa 3. Se os critérios de propagação são excedidos e a fratura cresce então restrições de deslocamento são removidas no nó apropriado na fronteira e à fratura é permitida abrir naqueles pontos e a pressão do fluido na fratura se torna uma condição de tração nas superfícies da fratura recentemente criadas. Se a fratura encolhe (i.e., os deslocamentos de superfície prognosticam uma largura de fratura negativa) então as restrições de deslocamento são re-aplicadas no nó apropriado.

[00142] Fig. 5 ilustra uma implementação desta aproximação, onde modelos de crescimento de propagação de fratura são usados para prognosticar o perfil de fratura, etapa 1, etapa 2 e etapa 3 são usadas na implementação do método de prognóstico de fratura, e a zona seca é modelada.

[00143] A implementação dos métodos pode limitar a quantidade de propagação de trincas que pode ocorrer no final de cada conjunto de iterações não lineares, assim um único passo de período de tempo pode pegar várias iterações não lineares se a fratura se propaga através de um grande número de elementos durante aquele passo de período de tempo. Muito de um tempo de CPU para as computações pode ser gaste em achar a solução para o sistema de equações lineares que é gerado durante cada iteração não linear.

6.7 Exemplos de aparelho e Implementações de Programa em computador

[00144] Os métodos descritos aqui podem ser implementados usando um aparelho,

e.g., um sistema de computador, tal como o sistema de computador descrito nesta seção, de acordo com os seguintes programas e métodos. Tal um sistema de computador pode também armazenar e manipular os dados indicativos de propriedades físicas associados com um sistema de reservatório geomecânico, a Jacobian totalmente expandida para o sistema completo de equações para os modelos incluídos na computação, a solução para a Jacobian totalmente expandida, os prognósticos de fratura gerados, ou medições que podem ser usadas por um sistema de computador implementado com os métodos analíticos aqui descritos. Os sistemas e métodos podem ser implementados em vários tipos de arquiteturas de computador, tal como por exemplo, em um único computador de propósito geral, ou um sistema de computador de processamento em paralelo, ou uma estação de trabalho, ou em um sistema em rede (e.g., uma configuração cliente e servidor tal como mostrado na Fig. 15).

[00145] Conforme mostrado na Fig. 15, o sistema de modelagem de computador para implementar um ou mais métodos e sistemas descritos aqui pode ser ligado a um elo de comunicação de rede que pode ser, e.g., parte de uma rede de área local ("LAN") para outro, sistema de computadores local e/ou parte de uma rede de área ampla ("WAN"), tal como a Internet, que é conectada a outro, sistema de computadores remotos. Os sistemas e métodos podem incluir sinal de dados conduzidos via redes (e.g., rede de área local, rede de área ampla, internet, combinações delas, etc.), meio de fibra óptica, ondas portadoras, redes sem fio, etc. para comunicação com um ou mais dispositivos de processamento de dados. O sinal de dados pode carregar qualquer ou todos os dados descritos aqui que são fornecidos para ou de um dispositivo.

[00146] O sistema de modelagem compreende quaisquer métodos dos aqui descritos. Por exemplo, um componente de software pode incluir programas que forcem um ou mais processadores para implementar etapas de aceitar uma pluralidade de parâmetros indicativos de propriedades físicas associadas com o sistema de reservatório geomecânico, e/ou os prognósticos de fratura gerados e armazenar os parâmetros indicativos de propriedades físicas associadas com o

sistema de reservatório geomecânico, e/ou os prognósticos de fratura gerados na memória. Por exemplo, o sistema pode aceitar comandos para receber parâmetros indicativos de propriedades físicas associadas com o sistema de reservatório geomecânico, e/ou parâmetros de uma prognóstico de fratura gerado, que são de forma manual introduzidos por um usuário (e.g., por meio de uma interface de usuário). Os programas podem forçar o sistema a recuperar parâmetros indicativos de propriedades físicas associadas com o sistema de reservatório geomecânico, e/ou parâmetros de um prognóstico de fratura gerado, a partir de um depósito de dados (e.g., um banco de dados). Tal um depósito de dados pode ser armazenado em um depósito de massa (e.g., um mecanismo de disco rígido) ou outro meio legível por computador e carregado na memória do computador, ou o depósito de dados pode ser acessado pelo sistema de computador por meio da rede.

[00147] Uma modalidade da presente descrição fornece um meio legível por computador armazenando um programa de computador executável por um computador para efetuar as etapas de qualquer dos métodos descritos aqui. Um produto de programa de computador pode ser fornecido para uso em conjunto com um computador tendo um ou mais unidades de memória e um ou mais unidades de processadores, o produto de programa de computador compreendendo um meio de armazenamento legível por computador tendo um mecanismo de programa de computador codificado nele, onde o mecanismo de programa de computador pode ser carregado na uma ou mais unidades de memória do computador e força a uma ou mais unidade de processadores do computador a executar várias etapas dos processos do diagrama em bloco mostrado na figura 5.

7.RESULTADOS NUMÉRICOS

[00148] Nesta seção, exemplos de resultados de processamento sistema são discutidos.

7.1 Resultados de Prognósticos de Fratura

[00149] Esses exemplos demonstram diferentes aspectos do programa e ilustra validação do programa contra soluções analíticas. Em particular, os exemplos demonstram a capacidade profética dos métodos de modelagem do sistema de

reservatório geomecânico aqui descritos. Os exemplos também realçam as diferenças quando aplicando os dois critérios de propagação de fratura, e ilustra quando uma zona seca pode ser esperada se desenvolver na ponta da fratura. Os exemplos também permitem a comparação dos prognósticos de fratura obtidos usando os métodos de modelagem de sistema de reservatório geomecânico com soluções analíticas, que validam os algoritmos de propagação de fratura usados.

[00150] Os sistemas e métodos também podem ser capazes de modelar injeção de fluido de múltiplas fases de composição com fluxo entre as fraturas e o reservatório. Contudo, os resultados numéricos apresentados nesta seção assumem fluxo de fase única ligeiramente compressíveis em uma única fratura com nenhuma fuga no reservatório para facilitar comparações com soluções analíticas e para focar na propagação de fratura e aspectos de zona seca do programa. Os resultados numéricos apresentados nesta seção são restritos a fluidos de fase única isotérmicos ligeiramente compressíveis.

[00151] O fluido que é usado nas seções 7.1.1, 7.1.2, e 7.1.3 abaixo é ligeiramente compressível e a densidade pode ser escrita como $p_o(1+c_w(P-P_r))$ onde a compressibilidade c_w é $3,0E-6 \text{ psi}^{-1}$ ($434782,6 \text{ KPa}^{-1}$) e a pressão de referência P_r é $14,7 \text{ psi}$ ($101,3 \text{ kPa}$). Os resultados na seção 7.1.1 são para uma taxa de injeção constante em uma fratura de distorção plana onde a viscosidade do fluido é bem baixa. Para este problema, crescimento de fratura é controlado pelo fator de intensidade de tensão ou pela taxa de liberação de energia e tensão de tração na ponta da fratura. Ambos modelos de propagação de fratura são aplicados na computação na seção 7.1.1 para demonstrar as diferenças entre os dois modelos de propagação. Os resultados na seção 7.1.2 são para uma computação similar à seção 7.1.1, mas um fluido de alta viscosidade é usada. Seção 7.1.2 mostra que uma zona seca se desenvolve na ponta de uma fratura quando há significativa queda de pressão na fratura. Os resultados na seção 7.1.3 são para um quarto de uma fratura em forma de moeda que demonstra a habilidade do programa para modelar crescimento em ambas direções no plano da fratura. A computação na seção 7.1.3 também usa um fluido de baixa viscosidade assim os resultados podem ser comparados aos resultados

analíticos. Nas seções 7.1.1, 7.1.2, e 7.1.3, valores de α e M^{-1} iguais à 1,0 e 0,0, respectivamente, são usados no modelo geomecânico.

7.1.1 Fratura de distorção plana com Fluido de Baixa Viscosidade

[00152] Este exemplo olha os prognósticos de crescimento de fratura usando o critério de propagação de fratura com base no fator de intensidade de tensão e o critério de fratura com base no modelo coesivo. Este exemplo é configurado com propriedades de reservatório que assegura que os prognósticos de fratura são muito sensíveis ao critério de propagação de fratura. Um poço de injeção está localizado em um canto de um padrão quadrado que é 1000 ft (304,8 m) x 1000 ft (304,8 m) x 20 ft (6,1 m) nas direções x, y, e z, respectivamente. O problema assume condições de distorção plana na direção z e conseqüentemente os deslocamentos na direção z são zero. Também é assumido que a fratura se propaga na direção x e a tensão no local mínima é 4000 psi (27,6 MPa) na direção y. A porosidade no reservatório é zero e todo o fluido injetado permanece na fratura. A grade tem 55 blocos de grade cada um de comprimento 1 ft (0,31 m) na direção da fratura e o espaçamento inicia se tornando maior além de 55 ft (16,8 m). A simulação inclui somente um flanco da fratura e modela somente metade da largura de fratura total. A grade do reservatório perto da fratura é mostrado na Fig. 7 junto com a grade da fratura. A grade da fratura é dividida em 55 blocos de grade de em pé de modo a ser compatível com a grade do reservatório. Um fluido de baixa viscosidade (0,1 cp) é injetado em uma taxa de superfície de 25 bbl/min (taxa do poço total seria 100 bbl/min) para 10 minutos. Fig. 16 mostra um gráfico da pressão de injeção versus o comprimento da fratura.

[00153] O módulo elástico e proporção de Poission para o reservatório são 2,0E6 psi (13.789,51 MPa) e 0.35, respectivamente, e o fator de intensidade de tensão crítico é 1500 psi/in (4050 kPa/cm). Assumindo que a queda de pressão é zero abaixo da fratura e fluido preenche a fratura inteira então o comprimento da fratura pode ser expresso como:

$$L = \left(\frac{QEt}{\sqrt{\pi}(1-\nu^2)K_{IC}\Delta z} \right)^{2/3}, \dots\dots(34)$$

onde Q acima é a taxa do reservatório total para um flanco da fratura (50

bbl/d), e Δz é a altura da fratura (20 ft (6,1 m)). A suposição na equação 34 é que o fator de intensidade de tensão para uma fratura uniformemente pressurizada é dado por $K_I = \sqrt{\pi L \Delta p}$, onde Δp é a pressão de excesso, que a fratura é elíptica e a relação entre o volume injetado e o volume da fratura para um flanco da fratura é dado por fratura é dado por $Q_t = \pi w_0 L \Delta z / 4$, onde W_0 é a largura de fratura total no poço e L é a metade do comprimento, e a largura de fratura no poço é dado por $4(1-\nu^2)L\Delta p/E$. Após 10 minutos de injeção, Eq. 34 prognostica que a fratura deve estar em 43,8 ft (13,3 m), i.e. a fratura deve propagar através de aproximadamente 44 blocos de grade nas grades do reservatório e da fratura. Equações similares analíticas para largura de fratura e pressão do fluido prognosticam que a largura de fratura no poço e a pressão do fluido na fratura devem ser aproximadamente 0,002836 ft (864,4 μ m) e 4037 psi (27,8 MPa), respectivamente, após 10 minutos. Note na equação acima que o comprimento da fratura é não limitado conforme o fator de intensidade de tensão vai a zero.

[00154] O sistema foi simulado usando um fator de intensidade de tensão de 1500 psi/in (4050 kPa/cm), e também usando o modelo coesivo com uma taxa de liberação de energia de 0,987188 psi-in (17,5 kPa.cm). O modelo coesivo também requer um valor de tensão de tração, e quatro execuções do programa foram executadas usando valores de tração de 100, 300, 500, e 1000 psi (690 kPa, 2070 kPa, 3450 kPa e 6900 kPa). Já que a zona coesiva é modelada por elementos coesivos na ponta da fratura, alguém não pode esperar obter prognósticos precisos para propagação da fratura usando um modelo coesivo ao menos que uma grade seja fina o bastante para resolver a zona coesiva na ponta da fratura. Para os valores de tensão de tração usado aqui, os valores prognosticados da zona coesiva usando a aproximação grosseira para r_c dada na Eq. 33 são 7,4, 0,8, 0,3, e 0,07 ft (225,5 cm; 24,4 cm; 9,1 cm; e 2,1 cm), respectivamente. Fig. 17 mostra os resultados prognosticados para o fator de intensidade de tensão, e os modelos de coesão com diferentes valores da tensão de tração.

[00155] Para as execuções de programa coesivas, Fig. 17 assume que a ponta da fratura está na ponta da zona coesiva. Uma queda depressão abaixo da fratura foi

insignificante para as simulações, que é consistente com a suposição na equação analítica; por exemplo, para a execução de programa coesiva usando uma tensão de tração de 300 psi (2068,4 kPa) (2068,4 kPa as pressões foram 4038 psi (27.834,1 kPa) em todas as células exceto para a célula na ponta da fratura onde a pressão do fluido foi 4037 psi (27.841 kPa). Essas pressões comparam o poço com a pressão do fluido analítica de 4037 psi (14.044,6 kPa). Em adição, o caso coesivo com a tensão de tração de 300 psi (2068,4 kPa) prognostica uma largura de fratura total de 0,002870 ft (0.087 cm) que compara favoravelmente com o valor analítico de 0,002836 ft (0.086 cm).

[00156] Os prognósticos numéricos de comprimento da fratura concordam bastante bem com os resultados analíticos para uma simulação usando o fator de intensidade de tensão e para as execuções do programa coesivas usando tensões de tração de 300 e 500 psi (2068,4 kPa e 3447,4 kPa). Contudo, há significantes desvios a partir dos resultados analíticos para os casos coesivos usando as tensões de tração de 100 e 1000 psi (689,5 kPa e 6.894,8). Para o caso de 100 psi (689,5 kPa), o modelo prognostica um comprimento de zona coesiva que é 15 ft (457,2 cm) e um comprimento da fratura de 51 ft (1.554,5 cm). O comprimento da zona coesiva de 15 ft (457,2 cm) é duas vezes tão grande quanto a estimativa aproximada para a zona coesiva obtida anteriormente. Para esta execução do programa, o comprimento da zona coesiva não é pequena comparada com o comprimento da fratura e assim por diante e não esperaria o modelo coesivo com tensão de tração de 100 psi (689,5 kPa) concordar com os resultados analíticos. Isto é porque os resultados analíticos assumem que qualquer zona plástica (ou zona coesiva) é pequena relativa às dimensões de fratura, que não é o caso para o modelo coesivo com tensão de tração de 100 psi (689,5 kPa). Para o modelo coesivo com tensão de tração de 300 psi (2068,4 kPa), uns resultados de simulação prognosticam um comprimento de zona coesiva de aproximadamente 2 ft (61 cm). De novo, isto é cerca de duas vezes aquele tamanho da estimativa aproximada obtida anteriormente. Uma segunda simulação foi efetuada para o modelo coesivo com tensão de tração de 300 psi (2068,4 kPa) usando tamanhos de bloco de grade de 0,25 ft (7,62 cm). Para esta execução de programa

mais refinada, o comprimento prognosticado da fratura foi 44,5 ft (1.356,4 cm) (em vez de 45,0 ft (1.371,6 cm) visto na execução do programa grosseira) e o tamanho da zona coesiva foi 1,75 ft (53,3 cm) (i.e. houve 7 elementos coesivos na ponta). Também, para a execução de programa mais refinada, a largura de fratura prognosticada no poço é 0,002834 ft (0,086 cm) que compara o poço com o valor analítico de 0,002836 ft (0.086 cm).

[00157] Para a execução de programa coesiva usando uma tensão de tração de 1000 psi (6,9 kPa), uma simulação de grade grossas (células de 1ft (30,5 cm) prognostica um comprimento da fratura final de 32 ft (975,4 cm). Isto compara pobremente com a equação analítica que prognostica um comprimento da fratura de 43,8 ft (13,3 m) após 10 minutos de injeção. Se é assumido que a estimativa anterior do tamanho da zona coesiva está fora por um fator de dois, então o tamanho de zona coesiva para estes casos deve ser aproximadamente 0,15 ft (4,6 cm). Uma zona coesiva assim pequena não pode ser resolvida em um espaçamento de grade de 1 ft (30,5 cm). Com um espaçamento de grade de 1 ft (30,5 cm) para esta execução de programa, o modelo coesivo se torna meramente uma opção de propagação de tensão de tração (já que a zona coesiva não é resolvida) e alguém esperaria ver forte grade dependência até uma grade se tornar mais fina do que o tamanho da zona coesiva. Por esta razão, a execução de programa coesiva com tensão de tração de 1000 psi (6,9 kPa) foi repetida com tamanhos de grade de 0,25 ft (7,62 cm) e 0.0625 ft (1,9 cm). Para a grade mais fina, a fratura sem propaga através de mais do que 680 blocos de grade. Fig. 18 mostra os comprimentos de fratura prognosticados para os três diferentes tamanhos de grade. Alguém pode ver que os resultados se aproximam da equação analítica conforme a grade é refinada. Para este caso, alguém esperaria que resultados de grade muito fina devessem ser bem similares aos prognósticos analíticos já que a zona coesiva é muito pequena relativa ao comprimento da fratura. A zona coesiva para a grade mais fina se estende através de dois blocos de grade que correspondem a um comprimento de 0,125 ft (3,81 cm). As simulações de grade fina efetuadas para este exemplo não coincidem exatamente com os resultados analíticos porque a simulação tem uma compressibilidade de fluido e o volume de

fluido no reservatório é aproximadamente 1% menor do que o volume de fluido nas condições de superfície. Para a grade mais fina (células de 0,0625 ft (1,9 cm)) a largura de fratura final, pressão do fluido, e comprimento da fratura foram 0,002886 ft (0.088 cm), 4039 psi (27.847,9 kPa), e 42,6 ft (1298,5 cm), respectivamente, que compara favoravelmente com os resultados analíticos de 0,002836 ft (0.086 cm), 4037 psi (27834,1 kPa), e 43,8 ft (13,3 m), respectivamente.

[00158] A velocidade, estabilidade, e precisão dos dois diferentes critérios são comparados. A aproximação do fator de intensidade de tensão executa o programa mais rápido e mostra menos problemas de estabilidade do que o modelo coesivo, enquanto o modelo coesivo parece ser mais preciso para as divisões em pontos discretos usadas neste estudo. Para as simulações com blocos de grade de 1 ft (30,5 cm), o modelo coesivo com tensão de tração de 300 psi (2068,4 kPa) levou cerca de 40% mais tempo para executar o programado que a aproximação usando o fator de intensidade de tensão e o modelo coesivo foi também mais instável para execuções do programa usando grandes períodos de tempo. O tempo de CPU adicional para a execução de programa coesiva pareceu ser devido a um número aumentado de iterações lineares quando os mesmos tamanhos de passo de período de tempo foram executados para ambas execuções do programa. Mesmo embora a opção coesiva execute o programa mais lentamente do que a opção de fator de intensidade de tensão, as execuções do programa coesivas parecem produzir resultados mais precisos. Por exemplo, as execuções do programa em grades grossas (células de 1 ft (30,5 cm)) prognosticam largura de fraturas de 0,003014 ft (0.092 cm) e 0,002870 ft (0.087 cm) para a execução de programa de fator de intensidade de tensão e a execução de programa coesiva, respectivamente. Repetindo as execuções do programa com uma grade mais fina (células de 0,25 ft (7,62 cm)), os resultados foram 0,003018 ft (0,092 cm) e 0,002824 ft (0,086 cm), respectivamente. A aproximação de fator de intensidade de tensão não apareceu para convergir em direção ao valor analítico de 0,002836 ft (0.086 cm) com grade mais fina enquanto a aproximação coesiva mostrou resultados melhorados na grade mais fina. Isto é provavelmente porque a aproximação de fator de intensidade de tensão tem uma singularidade de

raiz quadrada para os deslocamentos na ponta da fratura e a aproximação linear direta na ponta da fratura não melhora com refinamento da grade. Alguém provavelmente vai ver convergência melhorada para a aproximação de fator de intensidade de tensão se a abertura da fratura foi avaliada em uma distância fixa atrás da ponta mais propriamente do que no nó mais perto da ponta. Este problema de convergência é evitado em alguns programas usando elementos especiais perto da ponta da fratura. Os elementos coesivos provavelmente mostram resultados melhorados em grades mais finas porque eles não experimentam o mesmo comportamento singular na ponta da fratura. Elementos coesivos evitam o comportamento singular limitando as magnitudes das tensões perto da ponta da fratura.

7.1.2 Fratura de distorção plana com Fluido de Alta Viscosidade

[00159] Este exemplo olha os prognósticos de crescimento de fraturas usando um fluido de grande viscosidade. Tendo um fluido de grande viscosidade aumenta as chances que uma zona seca se desenvolve na ponta da fratura. A grade neste exemplo, é a mesma que no exemplo de grade fina anterior (blocos grandes de 1/4 ft (7,62 cm) com um poço de injeção localizado em um canto de um padrão de quadrado que 1000 ft (304,8 m) x 1000 ft (304,8 m) x 20 ft (6,1 m) nas direções x, y, e z, respectivamente. Todos os parâmetros são os mesmos que como no exemplo anterior, mas a rigidez elástica é 15,0E6 psi (103.421,4 MPa) e o fator de intensidade de tensão é 500 psi/in (1350 kPa/cm).

[00160] O parâmetro de entrada da pressão do fluido na zona seca é fornecido para o programa quando efetuando simulações contendo uma zona seca. Dada um pressão do fluido na zona seca, o programa automaticamente determina o tamanho da zona seca durante uma simulação. A tensão no local inicial mínima para este exemplo é 4000 psi (27,6 MPa), assim casos foram executados o programa usando as pressões de zona seca de 3000, 2000, 1000, e 0 psi (20.684,3 kPa; 13.789,5 kPa; 6.894,8 kPa e 0 kPa). Para este caso com uma pressão de zona seca de 3000 psi (20.684,3 kPa), o programa prognostica um comprimento da fratura de 51,25 ft (1562,1 cm) com a zona seca na ponta da fratura que é 1,9 ft (57,9 cm) de tamanho. Para tamanhos de blocos de grade de 0,25 ft (7,62 cm), isto corresponde a ter 7 blocos de

grade que estão completamente secos e ter um bloco de grade na borda inicial do fluido isto é 41% saturada com fluido. Fig. 19 mostra as pressões de fluido e meias larguras de fratura na região perto da ponta da fratura. O programa gera pressões de fluido nos centros de célula, mas os valores na Fig. 19 são interpolados para estarem nas bordas de cada célula tal que as pressões e larguras serão colocadas em gráfico na mesma localização. O fechamento suave na ponta da fratura é devido à presença da zona seca. A pressão do fluido no poço para este caso é 4443 psi (30.633,4 kPa) assim há uma queda de pressão de 1443 psi (9949.135 kPa) ao longo da fratura com a maioria da queda de pressão ocorrendo perto do final da fratura.

[00161] A mesma execução do programa foi repetida mas com um fator de intensidade de tensão de 1500 psi/in (4050 kPa/cm) que forneceu um comprimento da fratura de 50,75 ft (1546,9 cm) e um tamanho da zona seca de 1,45 ft (44.196 cm). Neste problema, o fator de intensidade de tensão não tem uma forte influência nos resultados. Para as execuções do programa com um fator de intensidade de tensão de 500 psi/in (1350 kPa/cm) e pressões de zona seca de 2000, 1000, e 0, os comprimentos da fratura foram todos 49,0 ft (1493,52 cm) e os comprimentos de zona seca foram menores que dois blocos de grade 0.5 ft (15,24 cm) para os casos de 2000 e 1000 psi (13,8 e 6,9 MPa) e menos do que um bloco de grade (0,25 ft (7,62 cm)) para o caso de 0 psi (0 Pa).

[00162] Assim sendo, é demonstrado que uma zona seca pode se desenvolver naturalmente na ponta de uma fratura se propagando quando há uma significativa queda de pressão na fratura. O tamanho da zona seca é dependente das suposições acerca da pressão na zona seca, mas na maioria dos casos o comprimento da zona é muito menor do que o comprimento da fratura. Em adição, este exemplo mostra que os critérios de propagação de fratura podem executar um papel menor para problemas envolvendo grandes quedas de pressão abaixo da fratura.

7.1.3 Fratura em forma de moeda com Fluido de Baixa Viscosidade

[00163] Este exemplo simula o crescimento de uma fratura em forma de moeda. Isto ilustra a capacidade de programa de modelar crescimento de fratura planar geral em um plano. Uma viscosidade de 1 cp é usada para o fluido tal que a pressão do

fluido é quase uniforme ao longo da fratura. O programa é capaz de tratar grades não estruturadas mas blocos de grade quadrados foram usados para esta simulação para demonstrar a habilidade do programa para reproduzir o perfil circular da fratura mesmo quando usando uma divisão em pontos discretos regular. A simulação inclui somente um quarto da fratura e modelos somente metade da largura de fratura total já que a fratura está na fronteira da grade em 3D. A grade em 3D para o reservatório tem 40 blocos da grade em cada uma das três direções onde cada bloco de grade é 5 ft (152,4 cm) x 5 ft (152,4 cm) x 5 ft (152,4 cm). O reservatório é não poroso, gravidade é desligada (i.e., não levado em conta), e um poço é completado no canto da grade. A grade da fratura também tem 40 blocos da grade nas direções x e z e coincide com a face xz da grade do reservatório. O módulo elástico e a proporção de Poisson são 1,0E6 psi (6894757 kPa) e 0,25, respectivamente, a tensão no local mínima é 2000 psi (13,8 MPa), e o fator de intensidade de tensão é 1500 psi/in (4050 kPa/cm).

[00164] Fluido é injetado em uma taxa de superfície de 0,25 bbl/min (taxa do poço total é 2 bbl/min) para 12 minutos. Naquele tempo, a fratura cresce em um raio de 85 ft (2.590,8 cm). Fig. 20 mostra as meias larguras de fratura através da simulação (em 6 minutos). Fig. 21 mostra as meias-larguras de fratura no final da simulação (em 12 minutos). O programa faz um bom trabalho de aproximar a forma circular da fratura mesmo através da grade consiste de elementos quadrados.

[00165] Usando a solução de Sneddon para uma trinca em forma de moeda e o fato que o fator de intensidade de tensão para uma trinca em forma de moeda satisfaz a equação $K_I = 2\sqrt{R/\pi} \Delta p$ onde Δp é a pressão em excesso, o raio para uma fratura em forma de moeda se propagando com pressão uniforme é dado por

$$R = \left(\frac{3QEt}{2\sqrt{\pi}(1-\nu^2)K_{IC}} \right)^{2/5}, \dots\dots(35)$$

onde R é o raio de fratura e Q é a taxa de injeção na superfície para um quarto da fratura (duas vezes a taxa usada na simulação). A suposição na equação 35 é que o fator de intensidade de tensão para uma fratura em forme de moeda uniformemente pressurizada é dado por $K_I = 2\sqrt{R/\pi} \Delta p$ onde Δp é a pressão em excesso, que a fratura é um elipsóide e a relação entre o volume injetado e o volume

da fratura para um quarto da fratura é dado por $Q_t = \pi w_0 R^2 / 6$ onde W_0 é a largura total no poço, e a largura de fratura do poço é dado por $8(1 - \nu^2) R \Delta p / \pi E$. Fig. 22 usa Eq. 35 para comparar comprimentos de fratura prognosticados com comprimentos de fratura analíticos, onde a linha tracejada corresponde aos resultados analíticos. Aos resultados da simulação na Fig. 22 são a localização da ponta da fratura junto ao eixo x. Os pontos na figura representam o comprimento de fratura para cada passo de período de tempo na simulação. A simulação usa blocos de grade de 5 ft (152,4 cm) assim o avanço da fratura ocorre em incrementos de 5 ft (152,4 cm) que é a razão para as etapas de fratura discreta vistas no gráfico. Mesmo embora a grade seja muito grossa para esta aplicativo, há uma boa coincidência entre simulação e resultados analíticos. após 12 minutos, os resultados computacionais mostram uma pressão máxima de 2038,3 psi (14053,6 kPa) no poço e uma pressão mínima de 2037,4 psi (14047,4 kPa) na ponta com nenhuma evidência de uma zona seca. Os resultados numéricos comparam favoravelmente o resultado analítico que prognostica uma pressão do fluido de 2040,6 psi (14069,4 kPa) na fratura em 12 minutos.

[00166] Este exemplo para o crescimento de uma fratura em forma de moeda demonstra a habilidade do programa para modelar crescimento de fratura geral em um plano. O programa produz uma boa representação da fratura circular mesmo quando usando uma grade retangular para a fratura e o crescimento de fratura prognosticado compara poço com resultados analíticos simples.

7.1.4 Análise dos Resultados Numéricos

[00167] O critério de propagação de fratura com base em um fator de intensidade de tensão parece ser a técnica mais estável e mais rápida para prognosticar crescimento de fratura nos resultados numéricos abaixo, mas não parece ser tão preciso quanto a técnica coesiva quando a grade é fina o bastante para resolver a zona coesiva na ponta da fratura. O critério de propagação de fratura com base em uma zona coesiva produz resultados precisos quando a grade é fina o bastante para resolver a zona coesiva eliminando a singularidade de tensão na ponta da fratura. Contudo, grades muitas finas podem ser requeridas para problemas onde a zona coesiva é pequena. Os resultados de simulação mostram que o tamanho da zona

coesiva pode ser estimada pela equação que é um fator de dois maior do que a estimativa aproximada na equação 33. Os dois critérios de propagação de fraturas produzem resultados similares quando a grade é fina o bastante para resolver a zona coesiva e quando a zona coesiva é pequena comparada com o comprimento da fratura.

8.REFERÊNCIAS CITADAS

[00168] Todas as referências citadas aqui são incorporadas aqui para referência em sua íntegra e para todos os propósitos para a mesma medida como se cada publicação individual ou patente ou aplicativo de patente foi especificamente e individualmente indicado para ser incorporado para referência em sua totalidade aqui para todos os propósitos. Discussão ou citação de uma referência aqui não será construída como uma admissão que tal referência seja técnica anterior para uma presente invenção.

9.MODIFICAÇÕES

[00169] Muitas modificações e variações desta invenção podem ser feitas em fugir a partir de seu espírito e escopo, como será aparente para aqueles com qualificação na técnica. Os exemplos específicos aqui descritos são oferecidos à título de exemplo somente, e a invenção é para ser limitado somente pelos termos das reivindicações anexas, junto com o total escopo dos equivalentes para o qual tais reivindicações são associadas.

[00170] Como uma ilustração do largo escopo dos sistemas e métodos aqui descritos, os sistemas e métodos aqui descritos podem ser implementados em muitos diferentes tipos de dispositivos de processamento através do código de programa compreendendo instruções de programa que são executáveis pelo subsistema de processamento de dispositivo. As instruções de programa de software podem incluir código fonte, código objeto, código de máquina, ou qualquer outros dados armazenados que são operáveis para forçar um sistema de processamento a efetuar os métodos e operações aqui descritos. Contudo, outras implementações também podem ser usadas, tal como firmware ou mesmo hardware apropriadamente projetado configurado a realizar os métodos e sistemas aqui descrita.

[00171] Os dados do sistema e métodos (e.g., associações, mapeamentos, entrada de dados, saída de dados, resultados de dados intermediários, resultados de dados finais, etc.) podem ser armazenados e implementados em um ou mais diferentes tipos de depósitos de dados implementados por computador tal como diferentes tipos de dispositivos de armazenamento e construção de programação (e.g., RAM, ROM, Memória flash, arquivos planos, bancos de dados, estruturas de dados de programação, variáveis de programação, construções de declarações SE-ENTÃO (ou tipo similar), etc.) é notado que estruturas de dados descrevem formatos para uso em organizar e armazenar dados em bancos de dados, programas, memória, ou outra mídia legível por computador para uso por um programa de computador. Como uma ilustração, um sistema e método pode ser configurado com uma ou mais estrutura de dados residentes em uma memória para armazenar dados representando uma grade bidimensional e uma grade tridimensional. Instruções de software (executando em um ou mais processadores de dados) podem acessar os dados armazenados na estrutura de dados para gerar os resultados aqui descritos).

[00172] Os sistemas e métodos podem ser fornecidos em muitos diferentes tipos de mídia legível por computador incluindo mecanismo de armazenamento de computador (e.g., CD-ROM, disquete, RAM, memória flash, mecanismo de disco de computador, etc.) que contém instruções (e.g., software) para uso na execução por um processador para efetuar as operações de métodos e implementam os sistemas aqui descritos.

[00173] Os componentes do computador, módulos de software, funções, depósito de dados e estruturas de dados aqui descritos podem ser conectados diretamente ou indiretamente cada um ao outro de modo para permitir o fluxo de dados necessários para suas operações. É também notado que um módulo ou processador inclui mas não é limitado a uma unidade de código que efetua uma operação de software, e pode ser implementado por exemplo como uma unidade de sub-rotina de código, ou como uma unidade de função de software de código, ou como um objeto (como em um paradigma orientado a objeto), ou como um applet, ou em uma linguagem de script de computador, ou como um outro tipo de código de computador. Os componentes

e/ou funcionalidade de software podem estar localizados em um único computador ou distribuído através de múltiplos computadores dependendo da situação à mão.

[00174] Deve ser entendido que como usada na descrição aqui ao longo das reivindicações que seguem, o significado de "um", "uma", "o" e "a" inclui várias referências ao menos que o contexto claramente referencie ao menos que dito de outra maneira. Também, como usado na descrição aqui e ao longo das reivindicações que seguem, o significado de "em" inclui "em" e "no" ao menos que o contexto claramente exponha de outra maneira. Finalmente, como usado na descrição aqui e ao longo das reivindicações que seguem, os significados de "e" e "ou" incluem ambos o conjuntivo e disjuntivo e pode ser usado intercambiável ao menos que o contexto expressamente exponha de outra maneira, o termo "exclusivo ou" pode ser usado para indicar a situação onde somente o significado disjuntivo pode ser aplicado.

REIVINDICAÇÕES

1. Método implementado por computador para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico, compreendendo:

receber, através de um sistema de computador, dados indicativos de propriedades físicas associadas com o sistema de reservatório geomecânico;

caracterizado pelo fato de que o método compreende ainda

gerar, através de um sistema de computador, prognósticos de fratura resolvendo um sistema de equações diferenciais parciais que modela o sistema de reservatório geomecânico;

em que o sistema de equações diferenciais parciais compreende um modelo de fluxo de reservatório, um modelo geomecânico, e um modelo de fratura do sistema de reservatório geomecânico;

em que o sistema de equações diferenciais parciais é acoplado através de uma Jacobian totalmente expandida, que é gerada para o sistema integral de equações diferenciais parciais;

em que a resolução do sistema de equações diferenciais parciais compreende resolver, de forma simultânea, em um único período de tempo um sistema linear de equações correspondentes a Jacobian totalmente expandida com base nos dados de propriedades físicas recebidos; e

em que os prognósticos de fratura modelam o sistema de reservatório geomecânico para o período de tempo; e

emitir ou exibir, através de um sistema de computador, os prognósticos de fratura gerados.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla fluxo de fluido no reservatório ao modelo geomecânico é pelo menos, um de uma tensão eficaz, uma porosidade e um ou mais deslocamentos associados com o modelo geomecânico, onde uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico ao fluxo de fluido no reservatório é pelo menos, uma de uma porosidade e uma permeabilidade associada com o

modelo de fluxo de reservatório, onde uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo geomecânico ao modelo de fratura é uma largura de fratura associada com o modelo de fratura, e onde uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla fluxo de fluido no reservatório ao modelo de fratura é uma pressão do fluido e uma taxa de fuga associada com o modelo de fratura.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que a Jacobian totalmente expandida compreende uma derivada de tempo parcial, uma derivada de tempo, uma derivada espacial ou uma derivada espacial parcial de pelo menos, uma variável de acoplamento.

4. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato de que a Jacobian totalmente expandida compreende uma derivada de tempo parcial, uma derivada de tempo, uma derivada espacial, ou uma derivada espacial parcial da largura de fratura.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o sistema de equações diferenciais parciais ainda compreende um modelo térmico do sistema de reservatório geomecânico.

6. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico para o modelo geomecânico é uma tensão térmica associada com o modelo térmico, e onde uma variável de acoplamento na Jacobian totalmente expandida que acopla o modelo térmico ao modelo de fluxo de reservatório é pelo menos, uma de uma viscosidade do fluido, uma condução e uma convecção no reservatório associadas com o modelo térmico.

7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender:

definir, através de um sistema de computador, uma grade tridimensional (600) compreendendo uma pluralidade de células tridimensionais, onde cada uma das células tridimensionais compreende uma pluralidade de nós;

definir, através de um sistema de computador, uma grade bidimensional

(602) compreendendo uma pluralidade de células bidimensionais, onde cada uma das células bidimensionais compreende uma pluralidade de nós, e onde cada uma das células bidimensionais compartilha pelo menos, quatro nós com uma célula tridimensional;

em que, na etapa de gerar prognósticos de fratura, o modelo de fluxo de reservatório e o modelo geomecânico são computados na grade tridimensional (600); e em que o modelo de fratura é computado na grade bidimensional (602).

8. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 7, caracterizado pelo fato de que cada uma das células tridimensionais compartilha uma interface com uma outra célula tridimensional, e onde cada uma das células bidimensionais se alinha com uma interface de uma célula tridimensional.

9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 8, caracterizado pelo fato de que a resolução do sistema de equações diferenciais parciais compreende aplicar uma técnica de Newton-Raphson.

10. Método de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que uma largura de fratura associada com o modelo de fratura é determinada a partir de um ou mais deslocamentos no modelo geomecânico, o método adicionalmente compreendendo uma etapa de aplicar um critério de propagação de fratura para os prognósticos de fratura gerados antes de emitir ou exibir, através do sistema de computador, os prognósticos de fratura gerados.

11. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente, se o critério de propagação de fratura não é satisfeito:

modificar uma ou mais restrições em um ou mais nós da grade bidimensional em uma fronteira da fratura; e

repetir a etapa de gerar, através do sistema de computador, os prognósticos de fratura.

12. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que o critério de propagação de fratura é com base em um fator de intensidade de tensão ou elementos coesivos.

13. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de

que aplicar o critério de propagação de fratura compreende avaliar a pressão do fluido, tensão, e deslocamentos perto da fratura para determinar se a fratura se propaga.

14. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 13, caracterizado pelo fato de que a resolução compreende:

em uma primeira etapa, assumindo que as fronteiras da fratura são fixadas e resolver as equações para a dada configuração da fratura;

em uma segunda etapa, após a solução ter convergido para a dada configuração da fratura, usar um critério de propagação para determinar se as fronteiras da fratura alteraram; e

se for determinado na segunda etapa que a fratura cresce ou encolhe, em uma terceira etapa, remover ou reaplicar restrições de deslocamento no nó apropriado na fronteira e retornar a primeira etapa com as novas fronteiras da fratura correspondentes.

15. Sistema implementado por computador para uso na modelagem de um sistema de reservatório geomecânico, caracterizado pelo fato de compreender:

um ou mais processadores de dados:

uma ou mais estruturas de dados residentes em uma memória para armazenar dados representando indicativos de propriedades físicas associadas com o sistema de reservatório geomecânico; e

instruções executáveis por computador, quando executadas em um ou mais processadores de dados, para fazer com que o sistema implementado por computador execute o método como definido em qualquer uma das reivindicações 1 a 14.

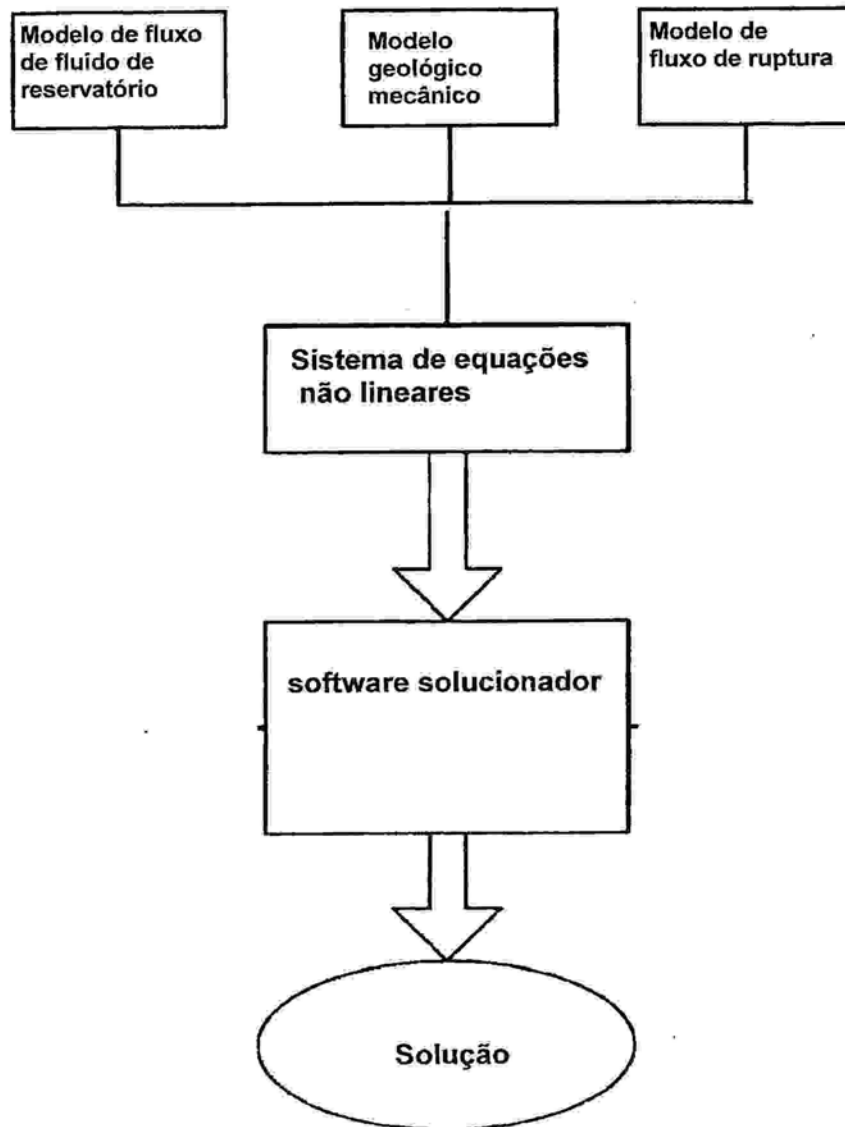


Fig. 1

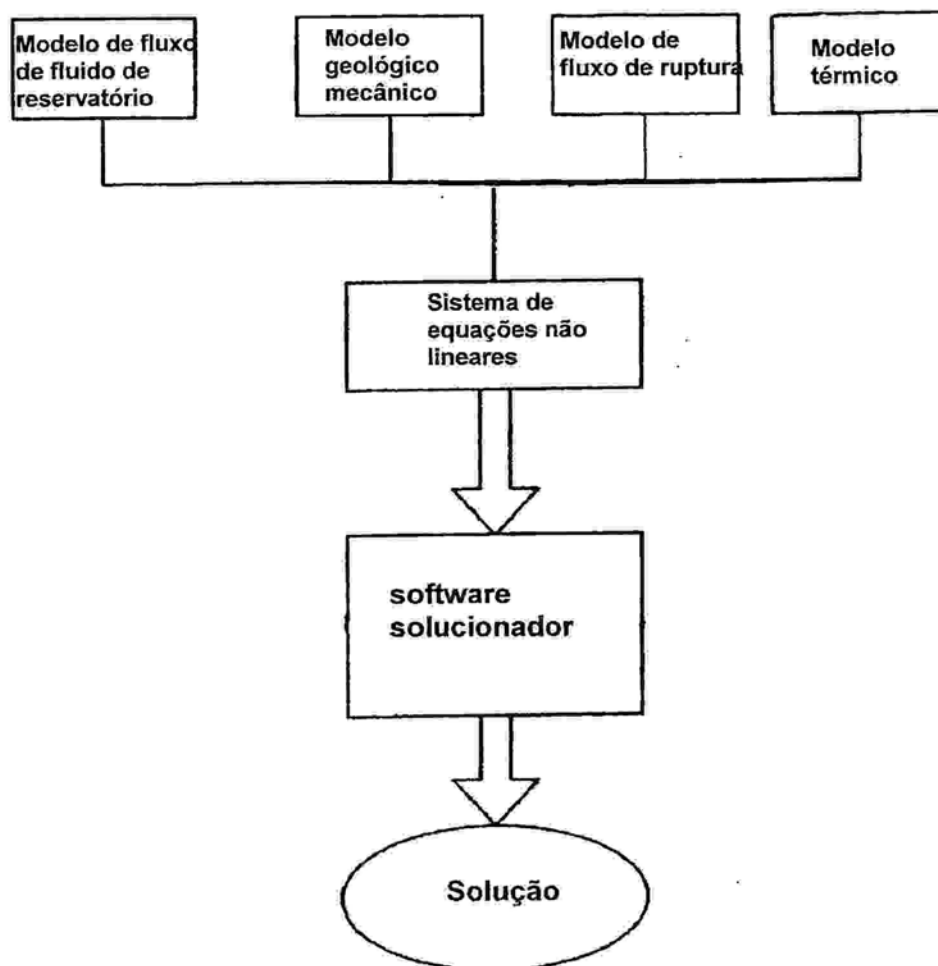


Fig. 2

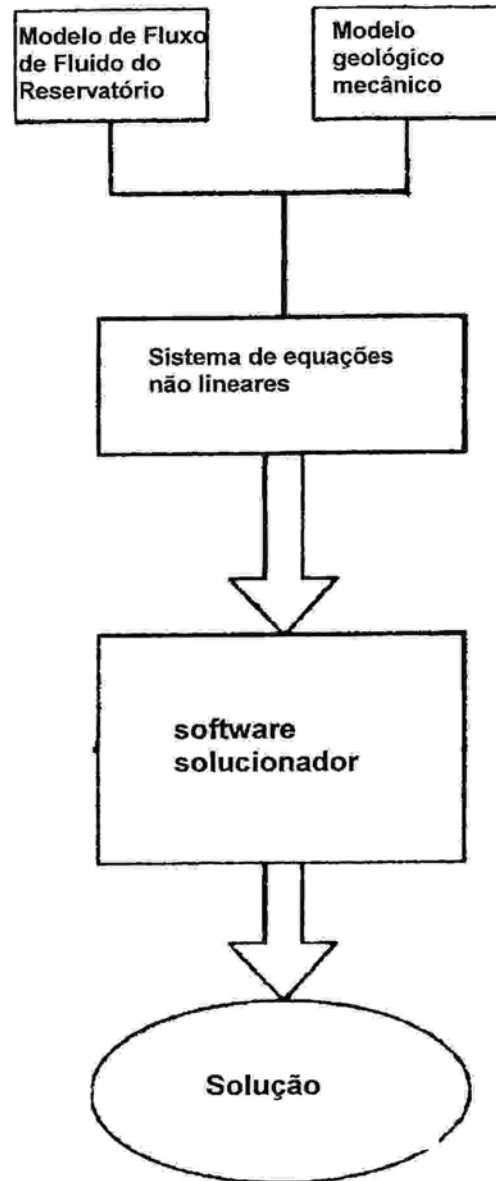


Fig. 3

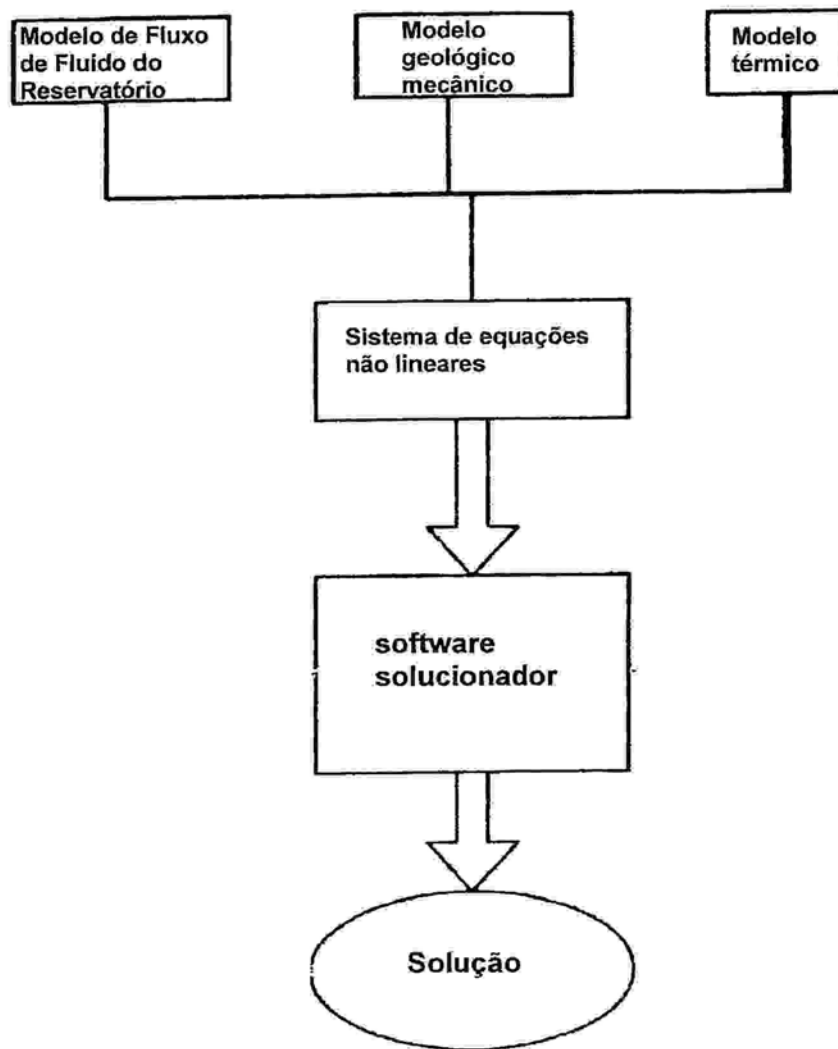


Fig. 4

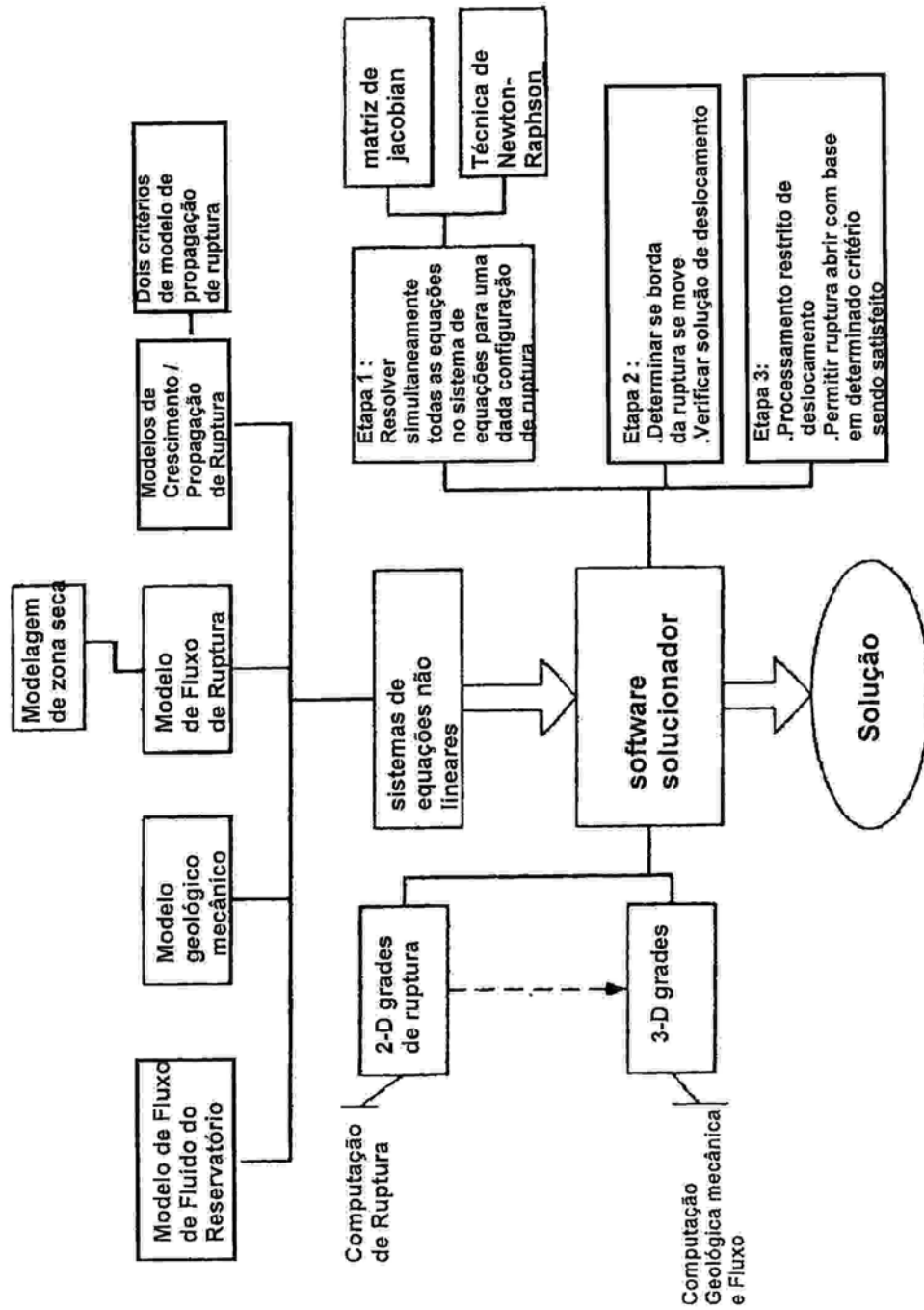


Fig. 5

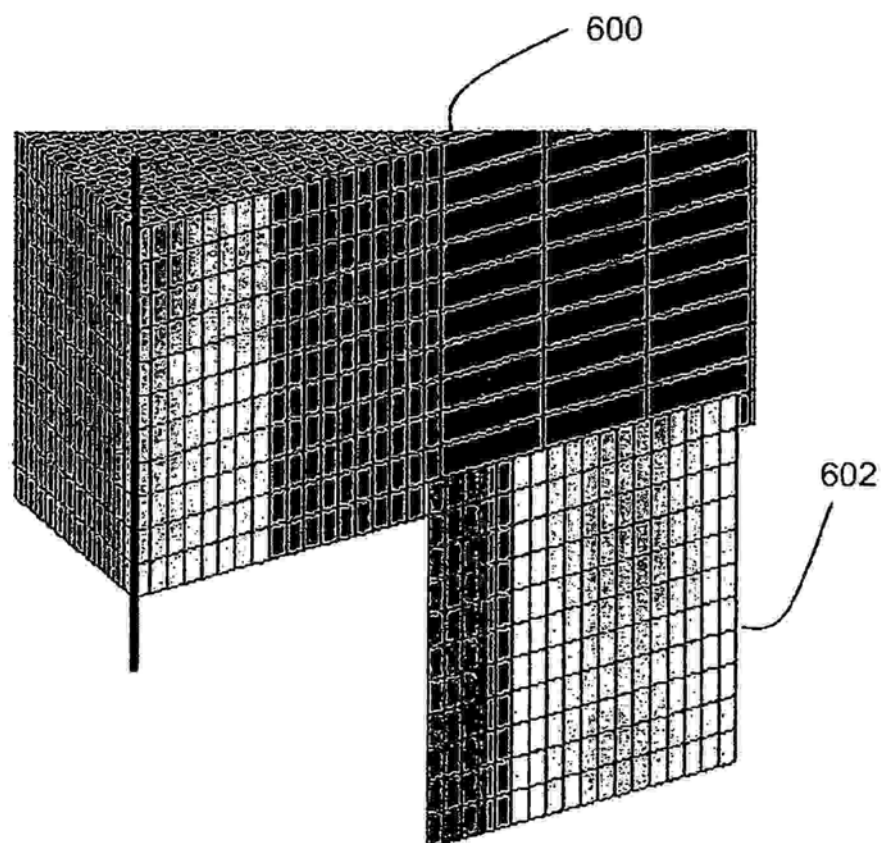


Fig. 6

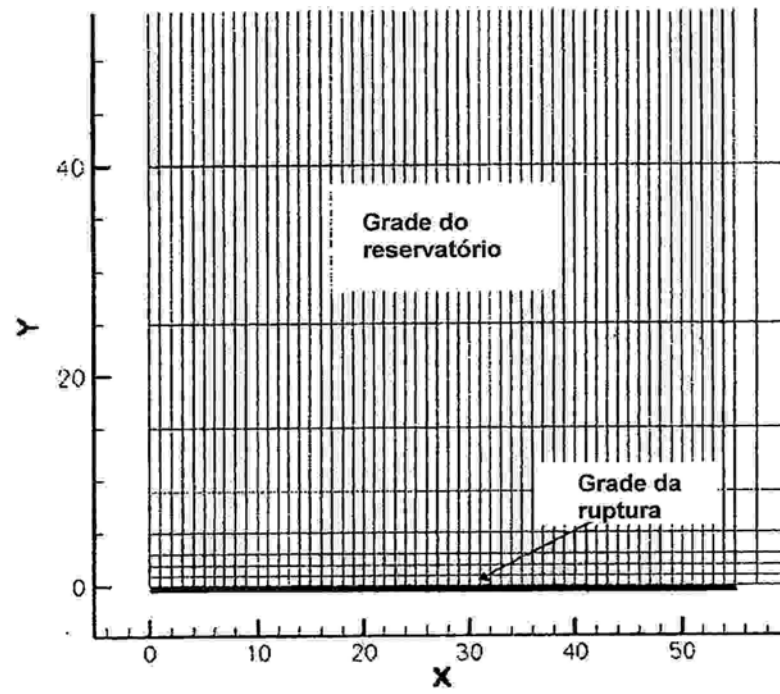


Fig. 7

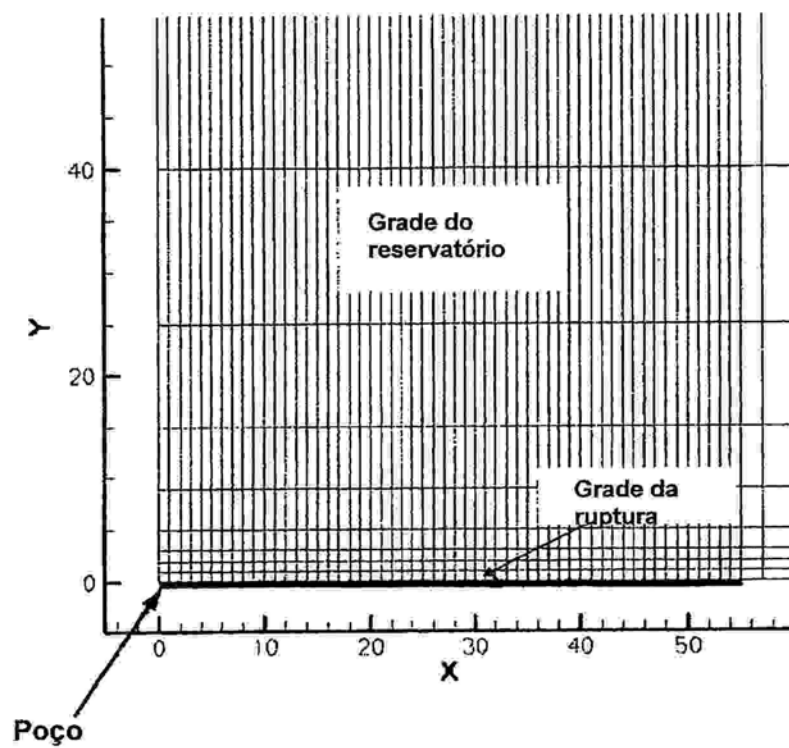


Fig. 8

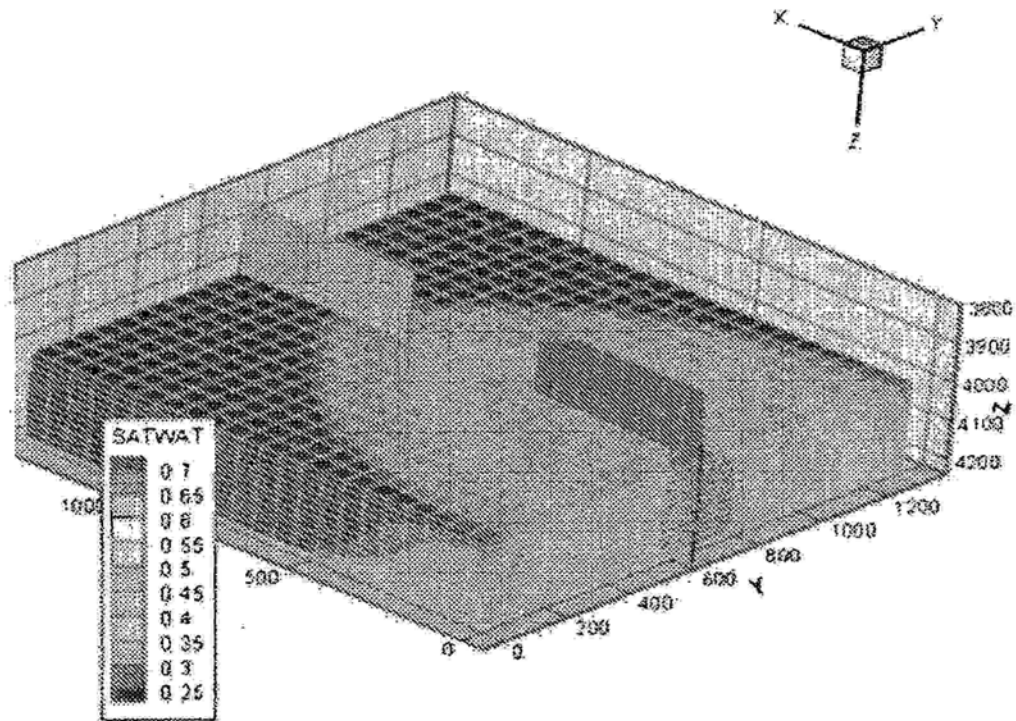


Fig. 9

Fator de intensidade de tensão

$$w_{\text{vizinho}} \geq \frac{4(1-\nu^2)}{E} K_{IC} \sqrt{\frac{2\Delta a_{\text{vizinho}}}{\pi}}$$

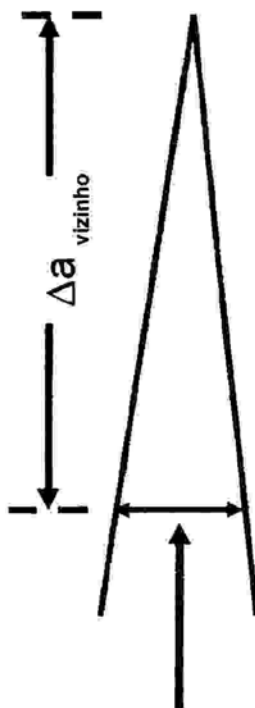


Fig. 10

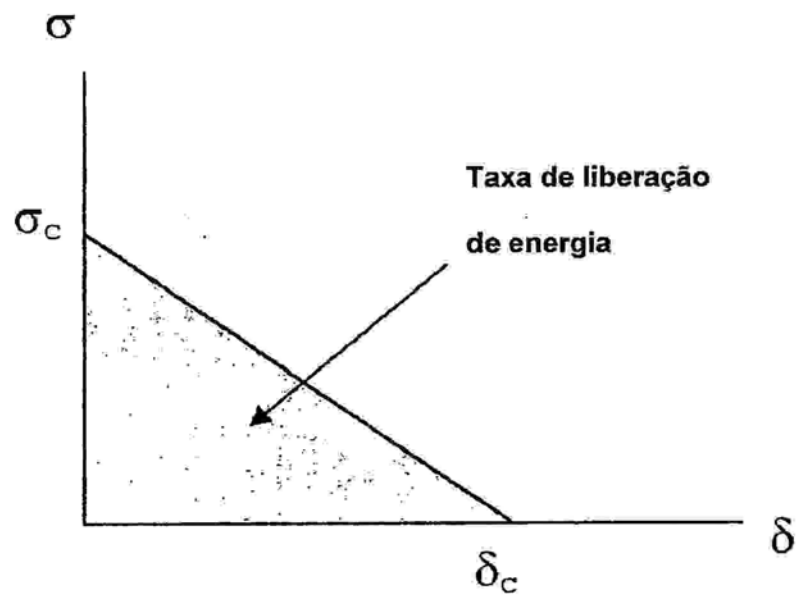


Fig. 11

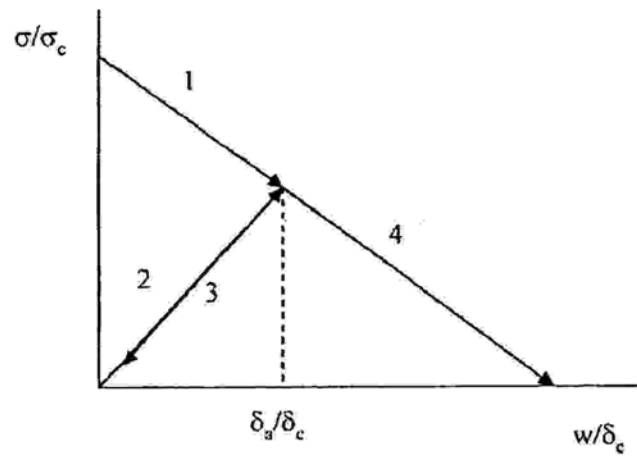


Fig. 12

Taxa de liberação de energia e tensão coesiva

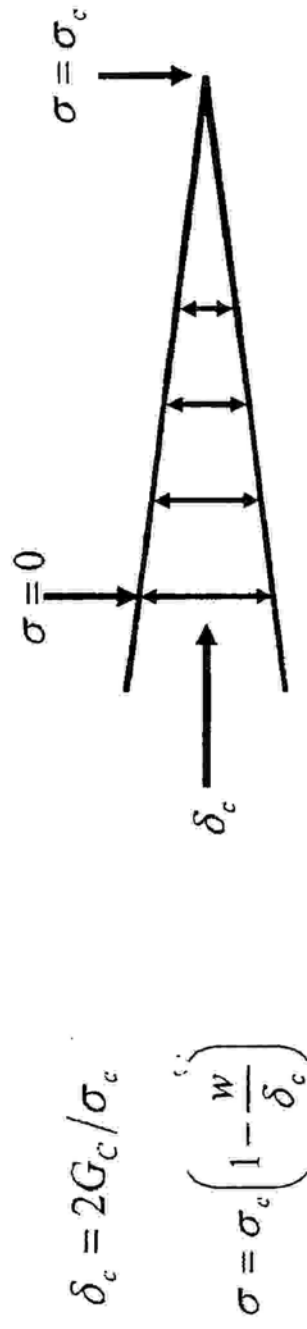


Fig. 13

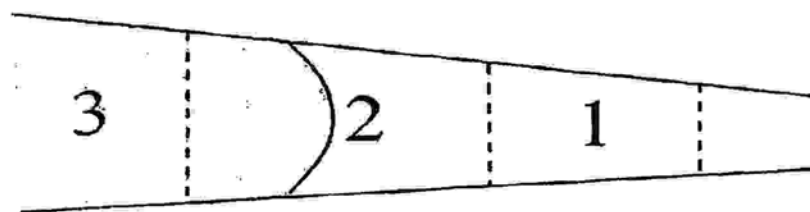


Fig. 14

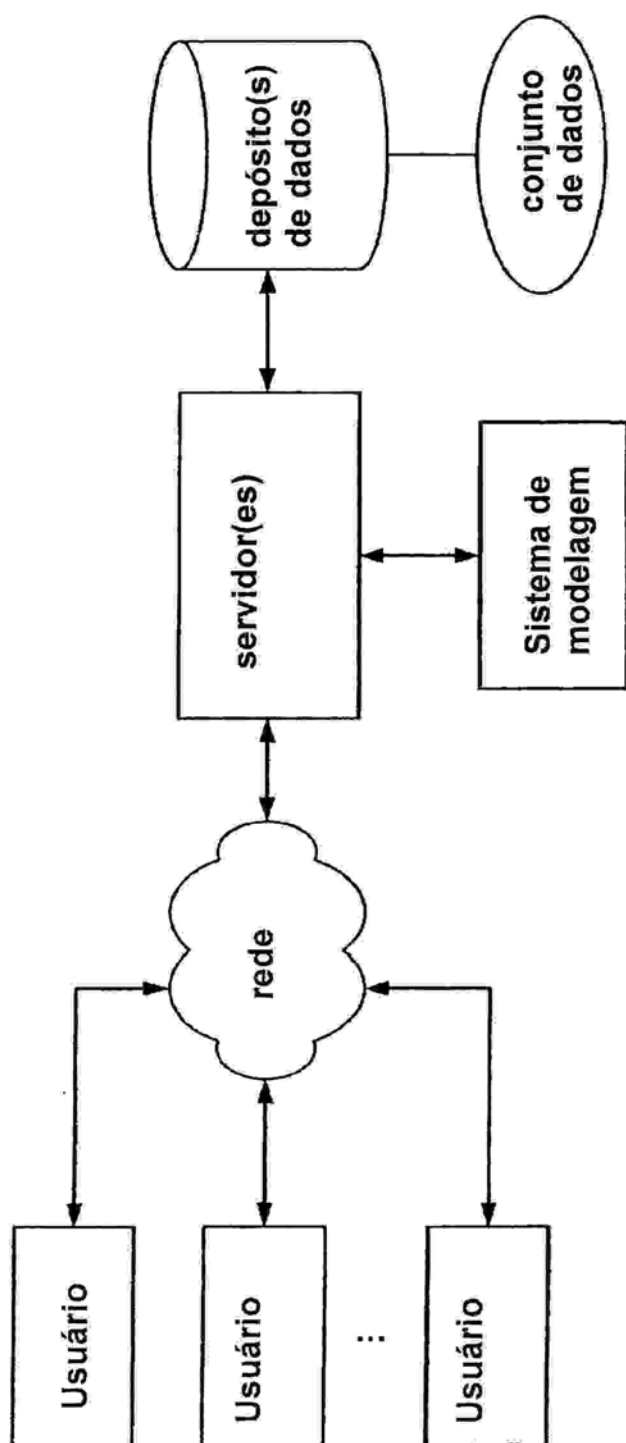


Fig. 15

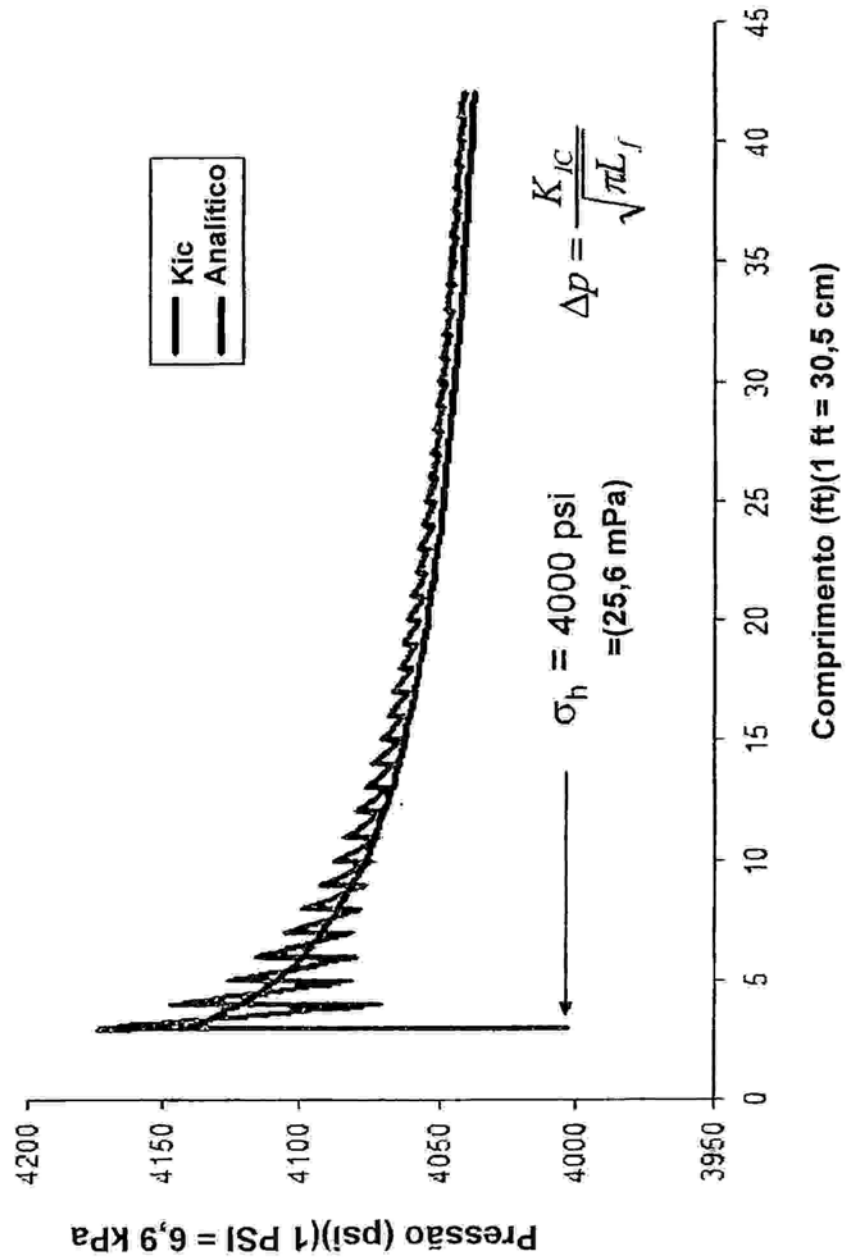


Fig. 16

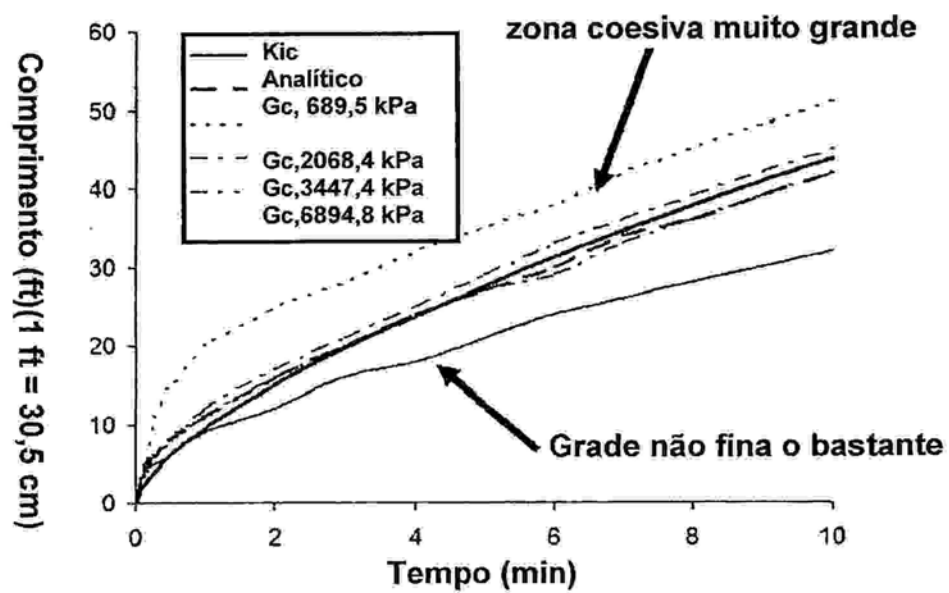


Fig. 17

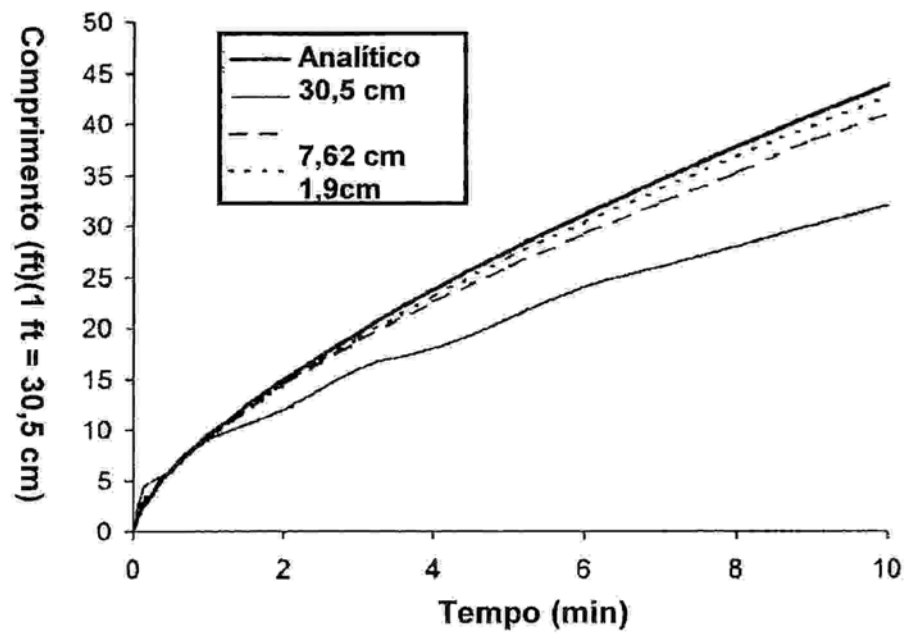


Fig. 18

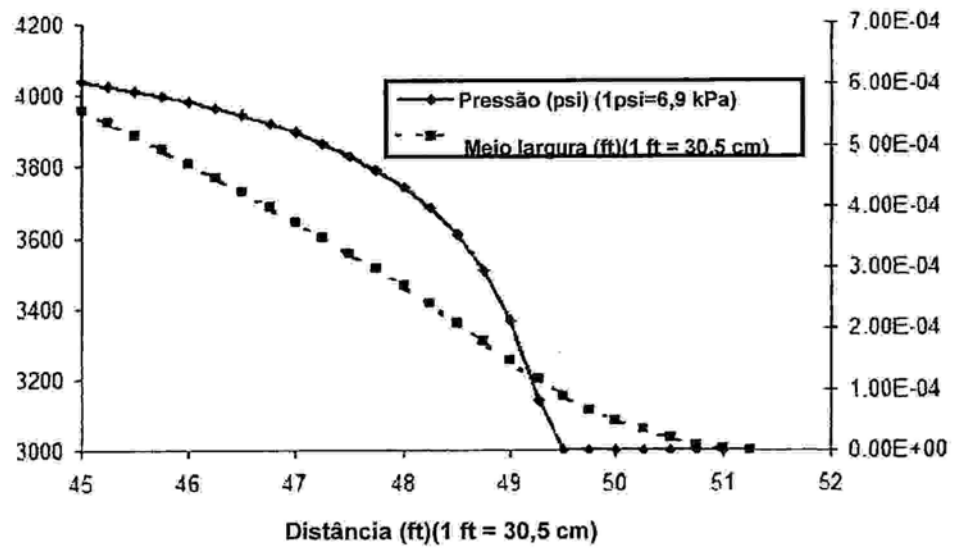


Fig. 19

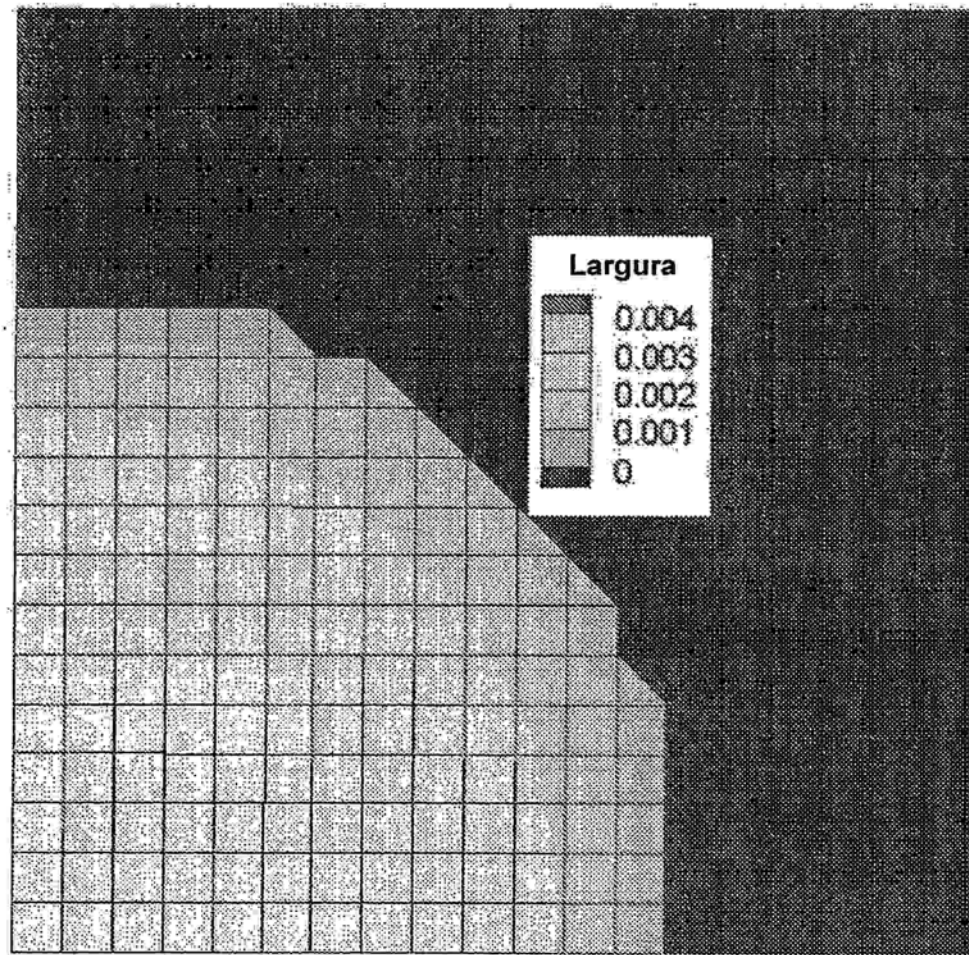


Fig. 20

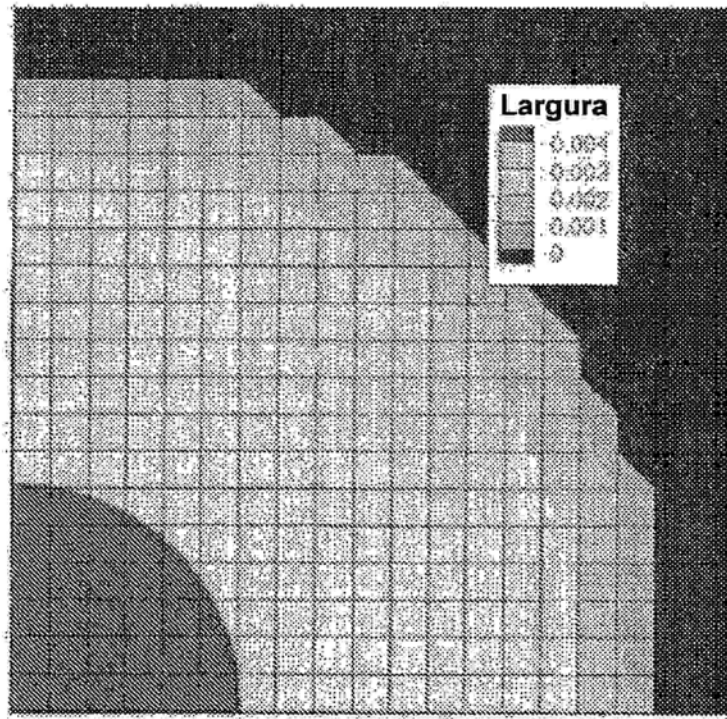


Fig. 21

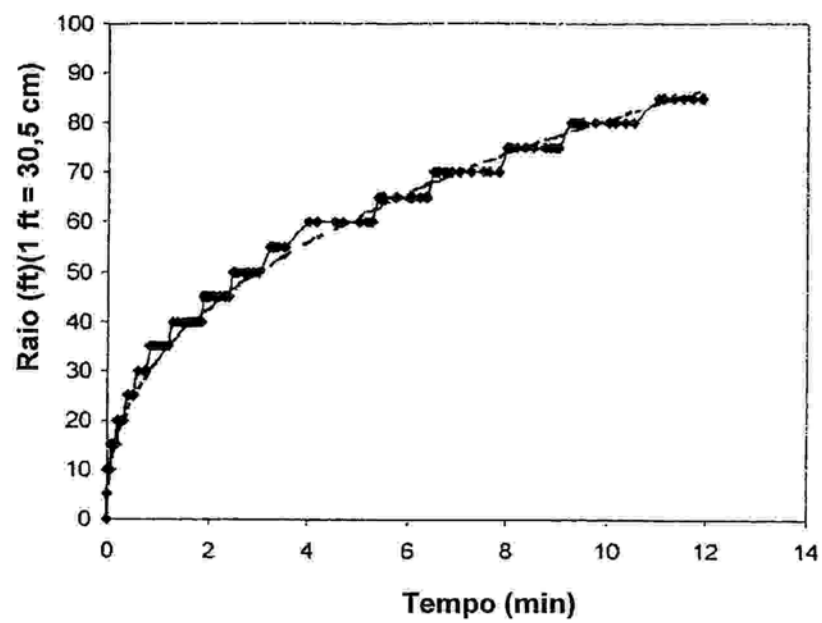


Fig. 22