

## 2 Estudo dos Acoplamentos

Um problema acoplado é aquele em que dois ou mais sistemas físicos interagem entre si e cujo acoplamento pode ocorrer através de diferentes graus de interação (Zienkiewicz & Taylor, 1989). A ideia principal de um sistema modular acoplado é a reformulação da interação tensão-fluxo tal que o código empregado na análise de tensão convencional pode ser usado em conjunto com um simulador de reservatório. Isso é chamado de acoplamento parcial porque as equações de tensão e de fluxo são resolvidas separadamente para cada incremento de tempo (Walters & Settari, 1999).

O acoplamento ocorre através do uso de código de interface desenvolvido para permitir a comunicação entre os simuladores. Um método iterativo deve ser utilizado até obtenção da convergência. A interface é suficientemente flexível para permitir ao usuário escolher vários graus de acoplamento. O grau de acoplamento pode afetar a precisão da solução, bem como a eficiência computacional (Walters & Settari, 1999).

Neste capítulo serão estudados os diferentes tipos de acoplamento existentes. Além disso, os principais aspectos que estes devem satisfazer para serem viáveis e uma revisão bibliográfica de trabalhos que usam algum tipo de acoplamento.

### 2.1. Tipos de Acoplamento

Diferentes métodos de acoplamento vêm sendo estudados por inúmeros pesquisadores, objetivando melhorar a acurácia, convergência e eficiência computacional da solução (Tran, *et al.*, 2005). O acoplamento pode ser feito através de diferentes maneiras: Acoplamento Total, acoplamento iterativo, explícito e pseudo-acoplamento.

### 2.1.1. Acoplamento Total

Neste tipo de acoplamento, variáveis de fluxo, tais como a pressão, temperatura, saturação e respostas geomecânicas, tais como tensões e deslocamentos são calculados simultaneamente através de um sistema a cada intervalo de tempo conforme apresentado na Figura 3.

O método é chamado de totalmente acoplado ou acoplamento implícito, desde que todo o sistema seja discretizado em um único domínio e resolvido simultaneamente (Tran, *et al.*, 2002).

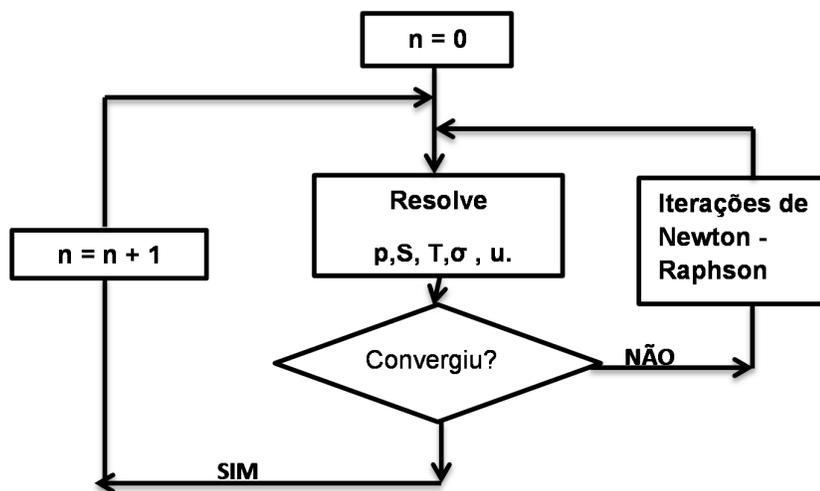


Figura 3 - Esquema de acoplamento implícito modificado (Pereira, 2007).

Onde  $n$  é o intervalo de tempo onde são calculadas às variáveis,  $T$  é a temperatura,  $S$  é a saturação,  $P$  é a pressão,  $\sigma$  é a tensão e  $u$  os deslocamentos.

#### 2.1.1.1. Vantagens do Acoplamento Total

- I. Normalmente oferece soluções confiáveis e precisas, que podem ser usados como *benchmark* para outras técnicas de acoplamento (Tran, *et al.*, 2009);
- II. Somente uma matriz é construída para resolver o sistema de equações, com a mesma discretização, normalmente usando o método dos elementos finitos (Walters & Settari, 1999);

- III. A iteração é implícita pelo qual não são necessárias iterações de acoplamento entre modelo geomecânico e o modelo do reservatório;
- IV. Pode resolver problemas de alto grau de acoplamento.

#### **2.1.1.2. Desvantagens Acoplamento Total**

- I. Ainda requer de melhor desenvolvimento computacional para poder resolver as matrizes geradas em um programa comercial que trabalha com método de elementos finitos ou diferenças finitas (Walters & Settari, 1999);
- II. Alto custo computacional, tempo de CPU muito longo especialmente nos casos de campo de grandes dimensões;
- III. Em geral é mais lento que o acoplamento parcial, devido ao tamanho das matrizes geradas (Dean, *et al.*, 2003).

#### **2.1.2. Acoplamento Explícito (*one way coupling*)**

Este acoplamento fornece a comunicação mais fraca entre o fluxo do reservatório e a análise geomecânica. O acoplamento é conhecido como "*one way coupling*" uma vez que a informação é passada de um simulador de fluxo para um módulo geomecânico. Isto significa que as mudanças no campo de pressão de poros induzirem mudanças no estado de tensão (deformação) no reservatório e rochas adjacentes, mas as mudanças no estado de tensão não afetam as variações de poro-pressões no passo de tempo seguinte. O esquema é apresentado na Figura 4.

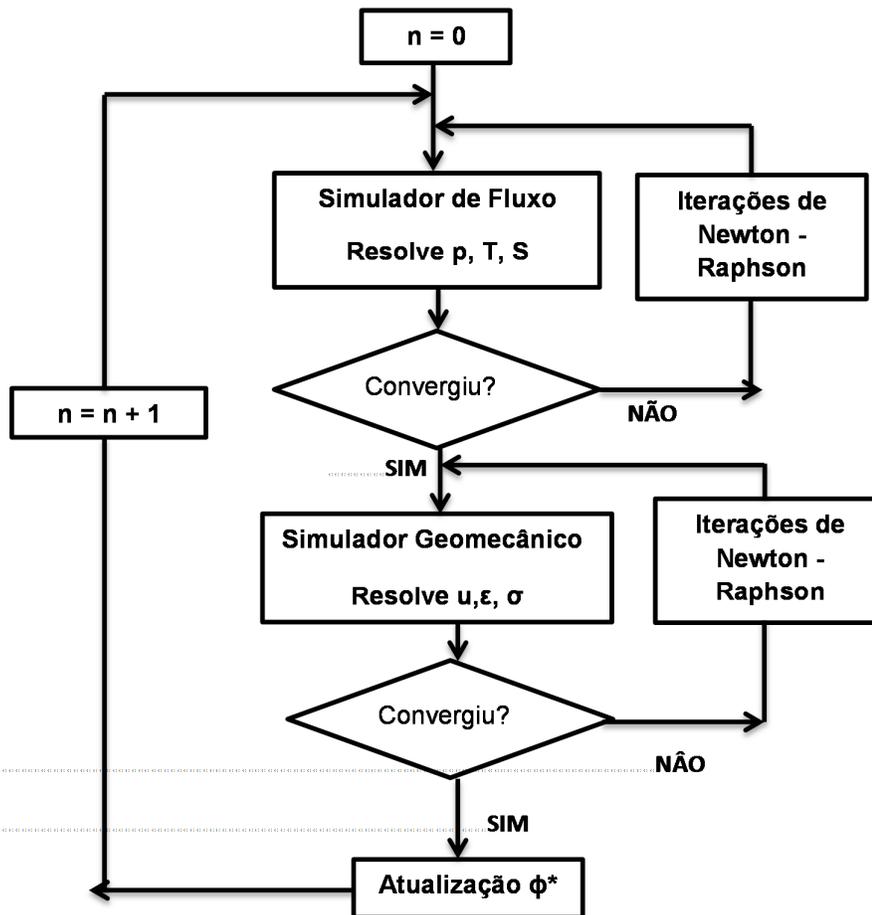


Figura 4 - Esquema de acoplamento explícito modificado (Palma, 2008).

Onde  $n$  é o intervalo de tempo onde são calculadas às variáveis,  $T$  é a temperatura,  $S$  é a saturação,  $P$  é a pressão,  $\sigma$  é a tensão,  $u$  são os deslocamentos,  $\phi'$  é a porosidade efetiva e  $\epsilon$  são as deformações do maciço.

### 2.1.2.1.

#### Vantagens do Acoplamento Explícito

- I. O esquema de acoplamento explícito pode ser empregado em reservatórios de gás, sem grandes problemas, onde a compressibilidade do gás é dominante sobre a compressibilidade da rocha. Sendo o balanço de massa neste tipo de reservatório, controlado principalmente pela pressão do gás ao invés da variação do estado de tensão na rocha (Tran, *et al.*, 2005);

- II. No acoplamento explícito um simulador pode realizar os cálculos para fluxo multifásico em cada passo de tempo e realizar os cálculos geomecânicos para o deslocamento durante passos de tempo selecionados. A frequência de atualizações geomecânicas é determinada pela magnitude das variações de volume de poros durante cada passo de tempo. Se o volume de poros muda lentamente durante os passos de tempo, serão necessários poucos cálculos geomecânicos para alguns passos de tempo selecionados. Este é um recurso muito atraente porque a maior parte do custo computacional para uma corrida poro-fluxo/geomecânica é gasto no cálculo de deslocamento (Dean, *et al.*, 2003);
- III. O método é eficiente, fornece uma aproximação da resposta geomecânica devido à variação de pressões no reservatório;
- IV. Essa técnica para acoplar é muito simples para usar qualquer simulador de fluxo existente com qualquer simulador geomecânico (Dean, *et al.*, 2003).

#### **2.1.2.2.**

#### **Desvantagens do Acoplamento Explícito**

- I. Método de pouca precisão devido a que a informação geomecânica não retorna ao simulador de fluxo num mesmo intervalo de tempo;
- II. Os resultados são considerados pouco confiáveis no caso que o reservatório seja fortemente afetado pelas deformações, como no caso do efeito de compactação;
- III. A natureza explícita de acoplamento impor restrições nas corridas e nos intervalos de tempo por causa de preocupações sobre a estabilidade e precisão (Dean, *et al.*, 2003);
- IV. O mapeamento entre malhas com diferentes métodos de solução analítica dificulta ainda mais a precisão da solução.

#### **2.1.3.**

#### **Acoplamento Parcial Iterativo**

Neste tipo de acoplamento, as variáveis de fluxo e da geomecânica são resolvidas separadamente e sequencialmente, por um simulador de reservatórios e por um simulador geomecânico, onde a troca de informações acontece em ambos os sentidos no final de cada intervalo de tempo. As

iterações são controladas por um critério de convergência que normalmente é baseado na pressão ou variações nas tensões entre as duas últimas iterações da solução (Tran, *et al.*, 2002).

O sucesso desta abordagem depende fortemente da seleção de variáveis para o intercâmbio de informações entre os dois simuladores, bem como o número permitido de iterações para cada intervalo de tempo (Tran, *et al.*, 2009).

Os dois sistemas podem ser solucionados através de diferentes métodos numéricos. O simulador de fluxo de fluidos pode usar sistema de malha de diferenças finitas, enquanto que o simulador geomecânico pode usar uma malha de elementos finitos (Tran, *et al.*, 2005). A Figura 5 ilustra o esquema de acoplamento iterativo.

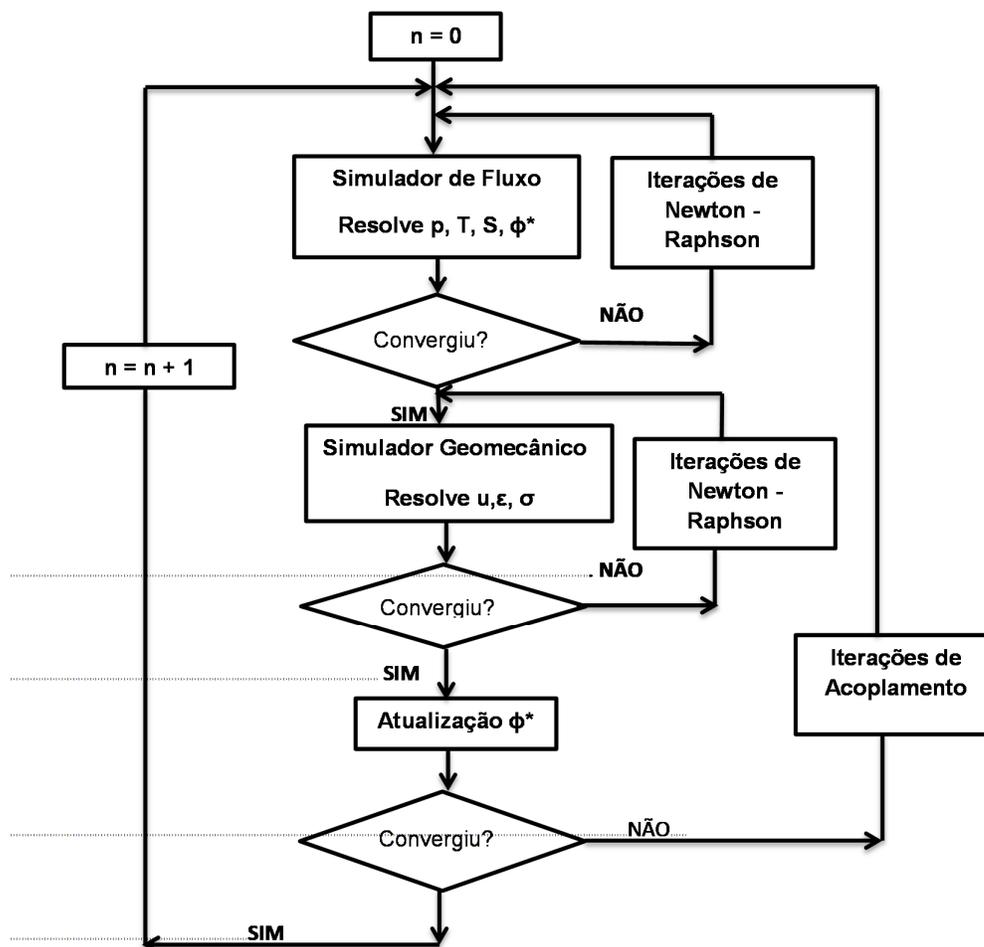


Figura 5 - Esquema acoplamento iterativo modificado (Tran, *et al.*, 2005).

Onde  $n$  é o intervalo de tempo onde são calculadas às variáveis,  $T$  é a temperatura,  $S$  é a saturação,  $P$  é a pressão,  $\sigma$  é a tensão,  $u$  são os deslocamentos,  $\phi'$  é a porosidade efetiva e  $\epsilon$  são as deformações do maciço.

#### **2.1.3.1.**

##### **Vantagens do Acoplamento Iterativo**

- I. O módulo geomecânico pode ser facilmente acoplado com qualquer simulador de reservatórios e vice e versa com pequenas alterações no código (Tran, *et al.*, 2005);
- II. Sendo as variáveis de fluxo e as variáveis geomecânicas resolvidas separadamente, os critérios de convergência podem ser controlados mais facilmente;
- III. A solução dessa forma de acoplamento é capaz de fornecer os mesmos resultados da simulação totalmente acoplada, desde que ambos os simuladores convirjam;
- IV. A matriz construída para cada sistema de discretização é de menor tamanho do que uma com método de acoplamento total, requerendo menos espaço de armazenamento na CPU (Tran, *et al.*, 2005).

#### **2.1.3.2.**

##### **Desvantagens do Acoplamento Iterativo**

- I. Esse método será um desafio para problemas que exigem um grande número de iterações por causa da convergência entre os módulos, gerando um tempo computacional elevado (Dean, *et al.*, 2003);
- II. A exatidão dos resultados depende fortemente da escolha da formulação para estabelecer o acoplamento.

#### **2.1.4.**

##### **Pseudo-Acoplamento**

Neste acoplamento, o próprio simulador de reservatórios calcula algumas respostas geomecânicas, como compactação e variação da tensão horizontal, através de relações simples entre porosidade, permeabilidade e tensão. A porosidade e a permeabilidade absoluta são calculadas a partir de um modelo empírico, sendo dependente apenas do campo de pressão. O modelo empírico é implementado no simulador como tabelas de porosidade e permeabilidade

versus pressão (Samier & De Gennaro, 2007). Este esquema mostrado na Figura 6 pode ser facilmente implementado e apresenta resultados melhores que a simulação convencional de reservatórios.

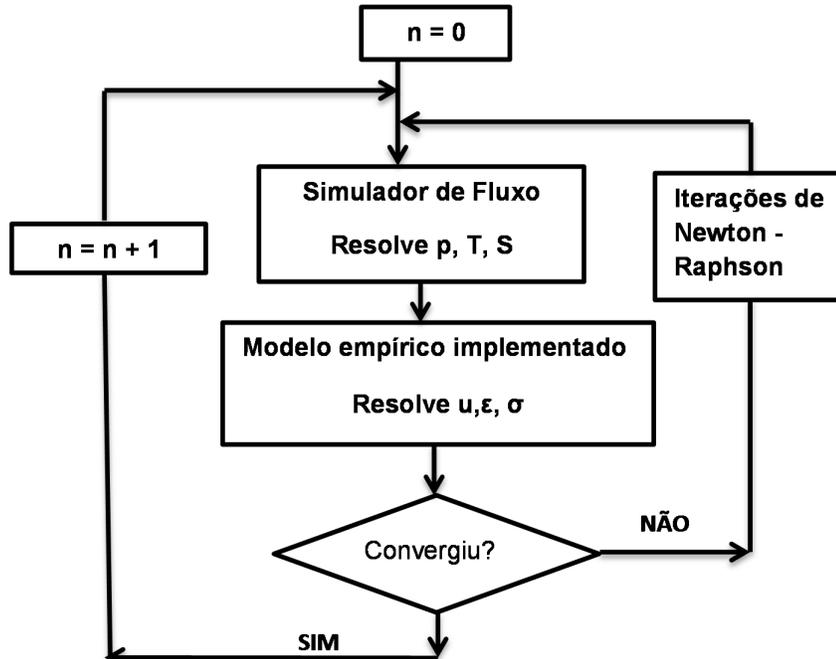


Figura 6 - Esquema de pseudo-acoplamento modificado (Pereira, 2007).

Onde  $n$  é o intervalo de tempo onde são calculadas às variáveis,  $T$  é a temperatura,  $S$  é a saturação,  $P$  é a pressão,  $\sigma$  é a tensão,  $u$  são os deslocamentos,  $\phi'$  é a porosidade efetiva e  $\epsilon$  são as deformações do maciço.

#### 2.1.4.1.

##### Vantagens do Pseudoacoplamento.

- I. Não é necessário um módulo geomecânico. O próprio simulador de reservatórios pode prever alguns comportamentos, como compactação e tensões horizontais.
- II. Fórmulas simples são implementadas em um simulador de reservatório para calcular subsidência durante o processo de recuperação (Tran, *et al.*, 2009);
- III. Os dados obtidos de testes de campo podem ser facilmente ajustados com os parâmetros dos modelos empíricos;

- IV. O método economiza tempo e esforço computacional por não necessitar de um módulo geomecânico.

#### 2.1.4.2.

#### **Desvantagens do Pseudo acoplamento.**

- I. O método não fornece informações das tensões de cisalhamento, as quais afetam fortemente danos em revestimento de poços;
- II. As funções introduzidas no simulador para representar os efeitos geomecânicos não têm relação direta com ensaios de laboratório.

### 2.2.

#### **Viabilidade nos Tipos de Acoplamento**

Cada tipo de acoplamento tem vantagens e desvantagens, e cada um é usado dependendo do tipo de problema e do ponto de vista dos autores. No entanto, qualquer abordagem do acoplamento deve satisfazer três aspectos (Tran, *et al.*, 2009).

A) **Exatidão:** Os esquemas fornecidos devem dar resultados razoáveis e coerentes. Os resultados numéricos utilizando uma malha fina devem se aproximar perto de uma solução analítica. O método de acoplamento deve ser capaz de igualar os resultados aos *benchmarks* estabelecidos;

B) **Adaptabilidade:** Deve se permitir que qualquer bom simulador de fluxo de fluido possa ser associado a qualquer simulador geomecânico sem grandes alterações no código. Adaptabilidade também facilita a posterior manutenção do sistema de código;

C) **Tempo do processamento:** Este fator é importante para simulações práticas do campo que envolve milhões de células. Mesmo que a tecnologia do computador nos últimos anos tenha avançado significativamente, os tempos de longo prazo são uma preocupação para os engenheiros de reservatório cujo trabalho esta dentro de um prazo. Na Figura 7 são mostrados os três aspectos mencionados acima, onde cada círculo representa um tipo de acoplamento conforme a numeração indicada abaixo.



**Figura 7 - Balanço dos aspectos do acoplamento (Tran, *et al.*, 2009).**

1. - O acoplamento total fornece soluções confiáveis e precisas que podem ser utilizadas como referência para acoplamento de outros estudos. No entanto, esta abordagem exige a solução de uma grande matriz que pode resultar em um baixo tempo de processamento. Além disso, a mistura de fluxo de fluidos e equações geomecânica dá baixa adaptabilidade, especialmente quando se lida com materiais elasto plástico. A abordagem de acoplamento completo apareceria na Figura 7 quase no canto da "exatidão";

2. - O acoplamento parcial explícito é muito rápido desde que o simulador geomecânico seja executado inteiramente como uma etapa de pós-processamento. No entanto, a precisão pode sofrer significativamente desde que o fluxo do reservatório não depende da geomecânica. Sua localização no triângulo seria na parte inferior esquerda;

3. - Acoplamento iterativo possui a mesma precisão do acoplamento total, com um menor tempo de processamento, dependendo do grau de não linearidade. Esta abordagem é bastante adaptável uma vez que os dois simuladores convirjam com as variáveis de troca. Na Figura 7, esse método pode estar localizado perto do centro;

4. - Num pseudo acoplamento o tempo de processamento é pequeno, e tem uma adaptabilidade elevada uma vez que a fórmula empírica seja codificada. No entanto, este método não produz informações geomecânicas (por exemplo, campo de tensão) dando resultados com pouca exatidão. Este método de acoplamento localiza-se perto da metade da parte esquerda da Figura 7.

## **2.3. Artigos que discutem o tema de acoplamento**

### **2.3.1. Gutierrez & Lewis (1998)**

Apresenta a formulação e discretização em elementos finitos das equações para o fluxo multifásico em meios porosos deformáveis e comprovaram que a geomecânica e o fluxo de fluidos estão totalmente acoplados, de forma que as mudanças na pressão de poro afetam a resposta mecânica e vice-versa. Ao serem comparadas as equações de fluxo usadas nos seus trabalhos com as correspondentes equações de fluxo multifásico utilizadas num simulador comercial, mostrou-se que este simplifica a importância dos aspectos geomecânicos. Os simuladores usam um único parâmetro mecânico, a compressibilidade do poro não sendo este suficiente na representação do comportamento das rochas, ao não incorporar a influencia da trajetória de tensões e efeitos de dilatância, precisando de uma completa relação constitutiva.

### **2.3.2. Settari & Mourits (1994,1999)**

Neste trabalho é descrito um método de acoplamento modular entre um simulador de reservatório com código de tensão em três dimensões e um modelo de propagação de fraturas.

O objetivo deste desenvolvimento é obter as expressões para representar as mudanças de volume de poro (PV) no modelo do reservatório através da solução dos modelos de tensões e deformações. Conceitos de porosidade verdadeira e de reservatório são usados. A porosidade do reservatório é obtida do volume inicial da rocha, enquanto que a porosidade verdadeira é calculada do volume deformado da rocha.

O trabalho descreve um algoritmo de acoplamento iterativo, mostrando os passos onde a variação da porosidade e os parâmetros são calculados, o exemplo empregado para testar o esquema foi um problema de injeção de vapor durante 32 dias a uma taxa de 250 m<sup>3</sup>/dia com pressão máxima de 8000 kpa.

### **2.3.3. Dean, *et al.*, (2003)**

Este artigo compara três técnicas para acoplamento de fluxo monofásico com geomecânica. Exemplos de simulações são apresentados para mostrar semelhanças e diferenças entre as técnicas.

A primeira técnica utiliza um algoritmo explícito para acoplar fluxo e deslocamentos, onde os cálculos de fluxo são realizados a cada passo de tempo e os cálculos para deslocamentos somente durante alguns passos de tempo selecionados.

A segunda técnica usa um algoritmo de acoplamento iterativo onde os cálculos de fluxo e cálculos de deslocamento são executados sequencialmente para iterações não lineares durante passos de tempo. Neste tipo de acoplamento a variação da porosidade é usada como parâmetro de acoplamento expressada em termos da variação do poro-pressão e a deformação volumétrica.

A terceira técnica utiliza uma abordagem totalmente acoplada onde o programa deve resolver simultaneamente as variáveis de fluxo e as variáveis de deslocamento.

Os deslocamentos influenciam no fluxo de fluido através do cálculo de volume de poros, em quanto que o cálculo do deslocamento é feito através das equações constitutivas poroelásticas. Quatro problemas são apresentados neste trabalho. Os dois primeiros problemas são simples problemas de depleção monofásica que ilustram o papel que fazem os cálculos de fluxo, as tensões e deslocamentos nas condições de contorno. O terceiro problema é um exemplo de depleção monofásica onde um reservatório macio está contido dentro de uma região circundante rígida.

Nesta pesquisa será estudado o problema 3 do *paper que* apresenta efeitos geomecânicos que não podem ser enxergados numa simulação de reservatório que não incluía cálculos geomecânicos.

### **2.3.4. Tran, *et al.*, (2005 a)**

Neste trabalho uma modificação da fórmula da porosidade para o método iterativo é descrito. O aperfeiçoamento inclui o uso de derivados dos parâmetros para dar uma formulação mais implícita da porosidade com relação à pressão e temperatura.

Na fórmula modificada da porosidade, as condições de segundo ordem da compressibilidade são incluídos. Esta alteração faz com que o acoplamento seja implícito e oferece uma solução mais precisa.

Os fatores de compressibilidade sobre esta função da porosidade são atualizados com a informação do módulo geomecânico. O módulo geomecânico obtém pressões e temperaturas a partir do simulador de reservatório e usa essa informação para calcular deformações, tensões e fatores de compressibilidade para a função da porosidade.

Exemplos comparativos (Dean, *et al.*, 2003) usando o simulador STARS com formulação de porosidade não modificada e com a formula desenvolvida são apresentados para um modelo lineal elástico, e para um não linear, comparações dos *times step* e número de iterações também são incluídas.

### **2.3.5.**

#### **Tran, *et al.*, (2005 b)**

Este artigo descreve a interação entre fluidos e sólidos, através das equações básicas e mostra como a geomecânica afeta as soluções. A essência e as vantagens da abordagem do acoplamento iterativo são mostradas. Este acoplamento é realizado através da utilização de uma porosidade especialmente definida em simulação de reservatórios. Os coeficientes dessa função da porosidade são atualizados a partir dos cálculos de deformação quando o módulo geomecânico é chamado.

Três exemplos de teste mostrando a importância da geomecânica na simulação de reservatórios são ilustrados. O exemplo 1 ilustra a diferença entre um modelo linear termo elástico e um modelo constitutivo elastoplástico, no exemplo 2 um modelo *cap* elástico e um modelo *no-cap* são utilizados para ilustrar a diferença nos cálculos da porosidade. Estes dois exemplos demonstram que os deslocamentos, bem como os cálculos de porosidade não depende apenas da resposta à tensão, mas também sobre a lei constitutiva do material.

No exemplo 3, o acoplamento de uma via mostra que o cálculo do deslocamento é comparável ao obtido com o acoplamento de duas vias. Este exemplo ilustra também uma importante aplicação do acoplamento em uma via, onde os cálculos rigorosos geomecânicos da subsidência são realizadas sem a restrição de alimentação de volta da informação para a simulação de reservatórios.

### 2.3.6. Samier & Gennaro (2007)

Neste estudo é mostrado um novo esquema iterativo que difere do tipo convencional já que é usado um multiplicador para modificar o volume poroso. As variações de volume de poros são calculados a partir de as deformações calculadas entre as variações de tempo  $i$  e o tempo  $i-1$  calculados no centro do bloco ( $m$ ).

$$multpv(m) = \frac{1 + \Delta\varepsilon_{xx}(m) + \Delta\varepsilon_{yy}(m) + \Delta\varepsilon_{zz}(m)}{\phi(m)} \quad (2.1)$$

Onde:

$\Delta\varepsilon_{xx}$ ,  $\Delta\varepsilon_{yy}$  e  $\Delta\varepsilon_{zz}$  são as variações de deformação na direção de  $x$ ,  $y$  e  $z$ , respectivamente;

$\phi$  é a porosidade.

O multiplicador no tempo  $i$  é definido de tal forma que o volume de poros no tempo qualquer  $i$  é o produto do volume inicial dos poros vezes o produto dos multiplicadores anteriores ao tempo  $i$  desde tempo 1 até tempo  $i$ .

O primeiro caso é um caso de validação utilizado por outros *papers* da SPE, o problema 3 (Dean, *et al.*, 2003). O segundo caso é um modelo de um reservatório de alta compactação sensível à saturação de água. O terceiro é um modelo de reservatório com falhas. As falhas são modeladas dentro da grid do reservatório e também no grid geomecânico usando elementos coesivos.

Crítérios de diferentes *timesteps* para o exemplo 3 são estudados em função dos tempos computacionais empregados e o número de iterações.

### 2.3.7. Inoue & Fontoura (2008,2009)

Foi desenvolvida uma metodologia para acoplar um simulador de fluxo (ECLIPSE) com um programa de análise de Tensões (Abaqus/CAE).

Nesta metodologia é empregada a pseudo-compressibilidade e a porosidade como parâmetros de acoplamento para os dois tipos de métodos usados a) Esquema de acoplamento iterativo de duas vias, b) Esquema de acoplamento em uma via.

Neste trabalho, analisaram-se os resultados da interação hidromecânica dos tipos de acoplamento através de um exemplo muito usado na literatura (Dean, *et al.*, 2003). O problema escolhido é o problema 3 que analisa um reservatório pouco compactado envolvido por rochas rígidas.

Os esquemas do trabalho (Fontoura & Inoue, 2009) serão os empregados nesta dissertação, além de um novo esquema desenvolvido por os mesmos autores.