



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## **EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS**

**Thatiana Carvalho Saraiva**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Paulo Couto

Lúcia Carvalho Coelho

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL**

**JULHO, 2010**

**EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS  
CARBONÁTICOS**

**Thatiana Carvalho Saraiva**

**PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO  
CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

**Examinada por:**

---

Paulo Couto, Dr.Eng.  
Engenharia de Petróleo – POLI – UFRJ

---

Eng. Lúcia Carvalho Coelho, D.Sc.  
Engenharia Civil – POLI/COPPE – UFRJ

---

Prof. Luiz Landau, D.Sc.  
Engenharia Civil – POLI/COPPE – UFRJ

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL**

**JULHO de 2010**

Saraiva, Thatiana Carvalho

Efeitos Geomecânicos na Simulação de Reservatórios Carbonáticos / Thatiana Carvalho Saraiva – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

XV, 50p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto, Lúcia Carvalho Coelho

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2010.

Referências Bibliográficas: ps. 49-50.

1. Geomecânica. 2. Compactação. 3. Reservatórios Carbonáticos 4. Modelagem Numérica. I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

*À minha avó Erley e à minha falecida avó Celinha.*

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer a Deus por me guiar e sustentar durante todo o curso. Em segundo agradeço aos meus pais, Paulo e Elaine pelo incentivo e investimento em minha educação, além de todo o amor e carinho.

Quero agradecer ao meu irmão Thiago também pelo incentivo e ainda pela ajuda durante o curso. Agradeço ainda a meu irmão Paulinho pela admiração que me fez sempre seguir em frente a fim de não decepcioná-lo. Agradeço a toda a minha família e amigos por todo apoio em tempo integral e por me confortarem e motivarem em todos os momentos difíceis e por acreditarem em mim.

Quero agradecer a Universidade Federal do Rio de Janeiro pelo ensino público e de qualidade. Agradeço a todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo, incluindo meu orientador Paulo Couto, que além de me transformarem profissionalmente também tiveram grande atuação pessoal. Em especial, quero agradecer ao professor Virgílio por acreditar em mim e no meu trabalho, concedendo-me duas bolsas de iniciação científica e por participar também da minha seleção para uma bolsa de estudos no exterior. Quanto a este último, agradeço ainda ao professor Pellon e a Marcília do laboratório LABSAR.

Gostaria de agradecer ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP PRH-02), nas pessoas do coordenador e professor Luiz Landau e dos secretários Sérgio e Mônica do Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (LAMCE), por todo incentivo e apoio institucional. Ainda no LAMCE agradeço a todos bolsistas que se empenharam em me ajudar. Agradeço por toda ajuda e por terem disponibilizados meios para que este trabalho fosse concretizado. Em especial, agradeço a minha co-orientadora Lúcia pelo apoio incondicional.

Agradeço à Flávia Falcão, ao Juan Mateo, ao Ivan Landim e ao Marcelo Marsili pela grande consultoria no STARS.

Agradeço a equipe da ATC Copiadora, em especial ao Seu Fernando e à Dona Solange pelo carinho e por palavras de conforto a cada nova empreitada.

Agradeço aos meus companheiros da Centrilift - Baker Hughes que me ajudaram e ensinaram durante minha primeira experiência profissional e também pela compreensão e apoio nesta etapa final da faculdade.

Agradeço ao atual coordenador do curso, Alexandre Leiras, pela paciência e apoio institucional durante grande parte da faculdade e principalmente na conclusão da mesma.

Por fim, um agradecimento super especial a turma de Engenharia de Petróleo – 2005 por todo o companheirismo e união. Minha formação não seria a mesma sem nossos estudos em grupo. Que nos encontremos muito ao longo da vida!

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

## Efeitos Geomecânicos na Simulação de Reservatórios Carbonáticos

Thatiana Carvalho Saraiva

Julho/2010

Orientador: Paulo Couto

Curso: Engenharia do Petróleo

A modelagem da resposta geomecânica de reservatórios vem ganhando crescente interesse. Os efeitos da deformabilidade do reservatório podem impactar diretamente na sua recuperação final, devido a problemas como subsidência, compactação do reservatório, colapso de poros, estabilidade de poços e produção de areia. Assim, um estudo entre a relação da extração de fluidos e a deformabilidade do reservatório pode trazer uma compreensão mais adequada dos fenômenos físicos que podem ocorrer em reservatórios deformáveis.

No caso dos reservatórios carbonáticos, estes estudos ganham maior relevância, uma vez que a resposta geomecânica de tais materiais é bastante heterogênea, função das diferentes microestruturas que apresentam.

O objetivo deste trabalho é a utilização do STARS da CMG para avaliar os mecanismos de produção do reservatório, em especial a compactação. O acoplamento entre o problema de escoamento e o problema geomecânico é feito em duas vias de forma explícita.

O modelo elasto-plástico baseia-se na superfície de Mohr-Coulomb. Estudos paramétricos foram realizados a fim de avaliar o impacto das propriedades mecânicas da rocha na vida produtiva dos reservatórios.

Palavras-chave: geomecânica, compactação, reservatórios carbonáticos, modelagem numérica.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

## Geomechanics Effects in Simulation of Carbonate Reservoirs

Thatiana Carvalho Saraiva

July/2010

Advisor: Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

Geomechanics response of reservoir modeling is of increasing interest. The effects of deformable reservoirs can directly impact recovery factor due to issues as subsidence, reservoir compaction, pore collapse, well stability and sand production. Therefore, a study of the relationship between fluids extraction and reservoir deformability can bring better comprehension of physical phenomena that may occur in deformable reservoirs. From the standpoint of carbonate reservoirs, these studies are even more relevant since these materials geomechanics response are very heterogeneous, function of their different microstructures.

This project goal is to use STARS by CMG to assess reservoir production mechanisms, specially compaction drive one. Coupling between flow and geomechanics problems is a two-way explicit coupling.

The elastoplastic model is based on Mohr-Coulomb criteria. Parametric studies were performed to assess the impact of rock mechanical properties in reservoirs productive life.

Keywords: geomechanics, compaction, carbonate reservoirs, numerical modeling.

# Sumário

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xii</b>
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	1
1.2. Objetivo .....	2
1.3. Organização do Texto.....	2
<b>2. Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>3</b>
2.1. Trabalhos Relacionados.....	3
2.2. Conceitos .....	4
2.2.1. Convenção de Sinais.....	4
2.2.2. Meios Contínuos e Sólidos Deformáveis .....	4
2.2.3. Deformações Rupteis e Dúcteis.....	4
2.2.4. Deformação Elástica e Plástica .....	5
2.2.5. Simuladores de Reservatório .....	6
2.2.6. Acoplamento Hidro-Geomecânico .....	7
2.2.7. Mecanismos de Produção Natural de Reservatórios .....	8
2.2.8. Rochas Carbonáticas e suas Propriedades Mecânicas.....	9
2.2.8.1. Critério de Escoamento .....	10
<b>3. Formulação Matemática .....</b>	<b>13</b>
3.1. Variáveis.....	13
3.1.1. Deformação .....	13
3.1.2. Pressão de Poros .....	14
3.1.3. Tensão.....	14

3.2.	Fluxo em Meio Poroso .....	15
3.2.1.	Equação da Continuidade .....	15
3.2.2.	Lei de Darcy .....	15
3.2.3.	Equação de Estado.....	17
3.3.	Geomecânica .....	19
3.3.1.	Equações de Equilíbrio de Forças .....	20
3.3.2.	Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi .....	20
3.3.3.	Relação Deformação-Deslocamento .....	21
3.3.4.	Modelo Constitutivo (Relação Tensão-Deformação).....	22
3.4.	Condições Iniciais e de Contorno.....	22
3.5.	Acoplamento.....	23
<b>4.</b>	<b>Simulação Numérica .....</b>	<b>25</b>
4.1.	Modelagem Numérica .....	26
4.1.1.	Método Explícito de Acoplamento.....	28
4.2.	Estudo de Caso .....	29
4.2.1.	Resultados.....	34
<b>5.</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>47</b>
<b>6.</b>	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>49</b>

## Lista de Figuras

Figura 1: Gráfico esforço vs. deformação. ....	5
Figura 2: Círculo de Mohr. ....	11
Figura 3: Critério de Ruptura de Mohr-Coulomb [9]. ....	11
Figura 4: Critério de Escoamento de Mohr-Coulomb e Tresca do espaço de tensões tridimensionais [3]. ....	12
Figura 5: Malha utilizada no modelo 3D estudado. ....	25
Figura 6: Saturação Média de Gás em função do tempo de produção. ....	35
Figura 7: Volume de influxo de água a partir do aquífero em função do tempo de produção. ....	36
Figura 8: Produção acumulada de água em função do tempo de produção. ....	37
Figura 9: Pressão de poros média devida aos hidrocarbonetos em função do tempo de produção. ....	38
Figura 10: Volume poroso em função do tempo de produção. ....	39
Figura 11: Variação do volume de fluido em função do tempo de produção. ....	40
Figura 12: Produção acumulada de óleo em função do tempo. ....	41
Figura 13: Máxima tensão na camada 4 do modelo no final da simulação (dia 01/01/2020) para o caso GEOMECH A. ....	42
Figura 14: Tensões máximas e tensões mínimas na célula (10 9 4) ao longo do tempo de produção para o caso GEOMECH A. ....	43
Figura 15: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH A. ....	44
Figura 16: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH B. ....	45
Figura 17: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH C. ....	45
Figura 18: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH D. ....	46

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1. Permeabilidades das Rochas.....	30
Tabela 2. Propriedades Mecânicas das Rochas .....	30
Tabela 3. Propriedades dos Fluidos .....	31
Tabela 4. Propriedades de Interação Rocha-Fluido 1 .....	32
Tabela 5. Propriedades de Interação Rocha-Fluido 2.....	33

## **1. Introdução**

O desenvolvimento da produção de petróleo é um fator mundialmente estratégico. Devido ao alto custo da commodity, ampliaram-se os investimentos em tecnologia, campos de produção *offshore* se tornaram economicamente viáveis, e a exploração em águas cada vez mais profundas culminou em descobertas de expressivos campos de óleo e gás em rochas carbonáticas.

A fim de se tornar cada vez mais rentável, a indústria visa aperfeiçoar o processo de extração do petróleo. Métodos de recuperação secundária e terciária são cada vez mais empregados. Esses métodos podem incluir injeção de fluidos como forma de deslocar o óleo retido nos poros, bem como manter o nível de pressão no interior do reservatório. A produção / injeção no reservatório modifica a saturação e a pressão de poros que afetam o estado de tensão do reservatório resultando em movimentação das rochas como compactação, subsidência, fraturamento, reativação de falhas naturais, colapso de poros, produção de areia, entre outros. Este processo pode resultar em variações das propriedades do reservatório assim como porosidade e permeabilidade.

A simulação de reservatórios estuda o escoamento dos fluidos no meio poroso, calcula reservas e é de extrema importância na previsão e no gerenciamento da produção possibilitando testar inclusive métodos de recuperação secundária e terciária.

### **1.1. Motivação**

A simulação de reservatórios é essencial vista a necessidade de aumentar a economicidade de campos de petróleo e gás, elaborar planos de desenvolvimento, otimizar a localização e quantidade de poços, avaliar estratégias de recuperação secundária ou terciária etc. O risco associado ao plano de desenvolvimento selecionado deve ser avaliado e minimizado.

O estudo da relação entre a extração de fluidos e a deformabilidade do reservatório pode trazer uma compreensão mais adequada dos fenômenos físicos que podem ocorrer em reservatórios deformáveis. No caso dos reservatórios carbonáticos, estes estudos ganham maior relevância, uma vez que a resposta geomecânica de tais materiais é bastante heterogênea, função das diferentes microestruturas que apresentam. O comportamento geomecânico destes materiais em condições de altas tensões

confinantes ainda é objeto de pesquisa, uma vez que a literatura reporta poucos dados experimentais sobre este tema.

## **1.2. Objetivo**

O objetivo do presente trabalho é a utilização de ferramentas de simulação computacional, associada aos estudos em modelos constitutivos para rochas carbonáticas desenvolvidos no Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (LAMCE) para a modelagem geomecânica de reservatórios carbonáticos.

É utilizado o STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modeling Group*) versão 2008 que possui um módulo geomecânico que acopla a variação das pressões de fluido no reservatório às tensões na rocha. É feita a comparação entre o comportamento de fluxo trifásico no reservatório utilizando e não utilizando este módulo geomecânico com a finalidade de avaliar o impacto de escoamento.

O modelo elasto-plástico baseia-se na superfície de Mohr-Coulomb, o mais utilizado na bibliografia para este tipo de problema. Estudos paramétricos foram realizados a fim de avaliar o impacto das propriedades mecânicas da rocha na vida produtiva dos reservatórios de regime de fluxo trifásico.

## **1.3. Organização do Texto**

Após esta introdução, o capítulo 2 conta com conceitos necessários a compreensão do tema e com a abordagem de trabalhos relacionados. O capítulo 3 mostra a formulação matemática do fluxo em meio poroso, do comportamento geomecânico e também do acoplamento destes. O capítulo 4 trata da simulação numérica deste problema incluindo os resultados encontrados. Por fim, o capítulo 5 mostra as conclusões e possíveis melhorias e propostas de trabalhos futuros.

## **2. Revisão Bibliográfica**

Esta revisão bibliográfica contém conceitos básicos para contextualizar o efeito geomecânico em reservatórios e uma visão geral de trabalhos relacionados.

### **2.1. Trabalhos Relacionados**

Rochas eram consideradas incompressíveis a profundidade de reservatório durante anos em estudos de hidrologia e engenharia de petróleo. Posteriormente foi sugerida a compressibilidade de arenitos e argilas. A teoria da poroelasticidade foi utilizada na engenharia de petróleo inicialmente para estudo de subsidência, estimativa dos volumes de hidrocarbonetos e para prever o estado de tensão ao redor da parede de poços [1].

Pratt e Johnson, ao descrever a subsidência do campo de petróleo Goose Creek na década de 1920, foram os primeiros a realizar conceitualmente o acoplamento entre a extração de grandes volumes de fluidos e a deformação mecânica em larga escala. Estudos de laboratório foram realizados por Hughes e Cooke na década de 50 para medir compressibilidade de poros [1].

Os simuladores de reservatórios inicialmente utilizados na década de 1950 tratavam modelos rústicos capazes de reproduzir apenas escoamento monofásico unidimensional [2].

A produção de fluidos provoca uma redução da pressão de poros inicial do meio poroso de interesse. Considerando o princípio de tensão efetiva de Terzaghi (23) a redução da pressão de poros produz um aumento das tensões efetivas, referentes a matriz da rocha. O aumento das tensões na rocha reduz o volume poroso e, no caso de o fluido ficar retido, haverá um aumento da pressão de poros. Este processo preserva a energia natural do reservatório favorecendo sua vida produtiva. Por outro lado, se o excesso de pressão de poros for dissipado, ocorrerão deformações no sentido de compactação do reservatório.

O peso das camadas sobrejacentes ao reservatório é suportado parcialmente pela matriz rochosa e pelo fluido pressurizado situado nos poros da rocha. Então, a extração de fluidos faz com que parte do carregamento seja transferida para a matriz rochosa. A

compactação em subsuperfície pode vir a produzir subsidência da superfície com deslocamentos significativos tanto na direção vertical quanto horizontal [2].

A redução do volume poroso pode ser positiva ou negativa. Ela pode diminuir a permeabilidade, prejudicando a produção. Pode causar possíveis danos ao poço como no famoso caso de Ekofisk na costa da Noruega encarecendo a produção. No entanto, também pode produzir um aumento da produtividade (mecanismo de produção por compactação), como no campo de Valhall no mar do Norte.

## **2.2. Conceitos**

### **2.2.1. Convenção de Sinais**

A convenção de sinais adotada pelo STARS é: positiva (+) em caso de compressão e negativa (-) em caso de tração [3].

### **2.2.2. Meios Contínuos e Sólidos Deformáveis**

Sólidos, em oposição aos fluidos, são conjuntos conexos de material que possuem forma definida quando não são submetidos à ação de nenhum esforço externo. Na Mecânica dos Meios Contínuos, sólidos são considerados conjuntos contínuos de pontos materiais que podem ser identificados pela posição que ocupam no espaço físico tridimensional. Sólidos são considerados rígidos quando a distância relativa entre quaisquer dois de seus pontos materiais não se altera no tempo. Caso contrário, são chamados deformáveis [4]. Neste trabalho, admite-se que o meio rochoso é um meio contínuo deformável.

### **2.2.3. Deformações Rúpteis e Dúcteis**

As condições físicas reinantes durante a deformação são fundamentais no comportamento do corpo submetido à ação de esforços. Para um material geológico qualquer, as condições físicas são: pressão hidrostática / litostática, temperatura, condições termodinâmicas e esforço aplicado à rocha. Nessas condições, as deformações podem ser **rúpteis**, isto é, podem ocorrer falhas, fendas e fraturas

marcadas por planos de descontinuidades ou **dúcteis**, isto é, apenas deformação plástica, sem perda de continuidade, porém com distorções [5].

As rochas em condições ambientes são conhecidas por possuir um comportamento rúptil. No entanto, a altas profundidades sob elevadas condições de pressão e temperatura, as rochas adquirem um comportamento mais dúctil e menos rúptil.

#### 2.2.4. Deformação Elástica e Plástica

Um corpo ao se deformar pode sofrer distorções, que apresentam comportamentos mecânicos distintos; deformações podem ser recuperáveis, isto é, um corpo pode sofrer contração ou estiramento quando submetido à ação de esforços, porém, quando esses esforços são retirados, o corpo retorna a sua forma e posição originais. Esta deformação é denominada **elástica**. Se considerarmos elasticidade linear, o esforço será proporcional à deformação ( $\sigma = E\varepsilon$ ), onde  $E$  é uma constante denominada módulo de *Young*. Porém, se o esforço é retirado, a deformação é instantaneamente reversível, ou seja, elástica. No gráfico abaixo o comportamento linear elástico é representado pela reta da origem ao ponto 3.

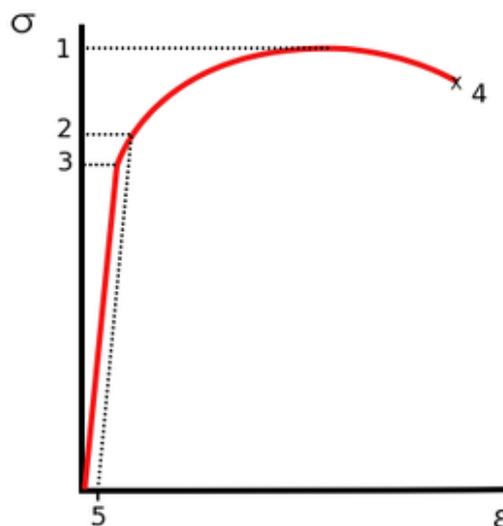


Figura 1: Gráfico esforço vs. deformação.

A partir de um determinado valor de esforço (tensão de proporcionalidade – ponto 3), ocorre uma diminuição da tangente à curva e a aproximação elástica linear não

é mais válida. Neste setor do gráfico, caso o esforço aplicado (por exemplo, o ponto 2) seja retirado, tornando-se nulo, a deformação é restituída apenas parcialmente, permanecendo ainda uma deformação, denominada **deformação plástica**, como observado no ponto 5. Se a carga é reaplicada neste mesmo corpo, verifica-se um novo padrão, onde o limite de elasticidade é maior. Diz-se que houve **endurecimento** do material [5].

O gradiente térmico da Terra é da ordem de  $20^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ , podendo entretanto, em algumas regiões, chegar a  $100^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ . O aumento da temperatura faz com que a rocha se deforme mais facilmente, isto é, um menor esforço é necessário para causar uma deformação, fenômeno este acompanhado pelo abaixamento do limite de plasticidade do material. Com a profundidade, há o aumento da pressão e da temperatura, fazendo com que a rocha se deforme plasticamente, retardando assim a ruptura [5]. Neste trabalho, considera-se que o reservatório trabalha em condições isotérmicas.

É importante salientar que a deformação depende ainda da natureza da rocha, velocidade de deformação, pressão de fluidos, etc.

### 2.2.5. Simuladores de Reservatório

Há diferentes formulações matemáticas para se modelar reservatórios de hidrocarbonetos que são função das características do próprio reservatório, assim como do método de recuperação utilizado [6]. Dentre os métodos mais comuns e também disponíveis nos simuladores comerciais estão: Modelo *Black-Oil*, Modelo Composicional e Modelo Térmico [2] [6] [7].

O tratamento matemático *Black-oil* envolve funções de pressão do reservatório. Admite-se que cada uma das fases (água, óleo e/ou gás) eventualmente presentes no reservatório tenha composição constante ao longo de todo o processo. Considera-se também fases imiscíveis e o gás poder estar dissolvido no óleo. As incógnitas são as pressões e as saturações.

O Modelo Composicional considera não somente a pressão e a temperatura, mas também as composições nas diversas fases eventualmente presentes no meio poroso. Neste caso, a fase óleo e/ou gás não é mais admitida como sendo formada por um único componente, mas sim pelos vários hidrocarbonetos que compõem o óleo e/ou o gás.

O Modelo Térmico é utilizado quando se é necessário considerar os efeitos de variação de temperatura no interior do reservatório, incluindo-se a equação da energia, por exemplo, quando se utiliza um método de recuperação secundária como a injeção de vapor, injeção de água quente ou combustão *in-situ*. O STARS, simulador utilizado neste trabalho, é um modelo térmico-composicional.

### **2.2.6. Acoplamento Hidro-Geomecânico**

O comportamento do reservatório tanto do ponto de vista do escoamento de fluidos quanto da deformação é dependente das propriedades do fluido e do meio poroso.

A simulação do comportamento de um reservatório é feita com base na conservação de massa dos fluidos e espécies contidas nele. No caso de considerar o acoplamento geomecânico, a rocha reservatório passa a ser deformável e a variação de sua porosidade é calculada a partir da equação de conservação de massa da fase sólida.

A nomenclatura dos métodos de acoplamento é definida diferentemente por diversos autores. Porém, as técnicas atuais para acoplamento do comportamento de fluxo de fluidos com os processos geomecânicos podem ser resumidas por três tipos de solução [1] [2] [8].

Na Solução Não Acoplada o modelo geomecânico é calculado separadamente do modelo de fluxo, não há troca de informação ente eles.

No Acoplamento de Mão Única a informação do simulador de reservatório é enviada ao módulo geomecânico, mas não há variação nos parâmetros de fluxo devido à deformação do reservatório. Este é o caso do simulador STARS quando a opção geomecânica não está habilitada. A variação da porosidade não é função da deformação mas sim da compressibilidade da rocha, sendo este o único parâmetro geomecânico considerado.

Na Solução de Mão Dupla a informação do simulador de reservatório é enviada ao módulo geomecânico e há variação nos parâmetros de fluxo devido à deformação do reservatório. Este é o caso do simulador STARS com o módulo geomecânico ativo.

Além dessas técnicas de acoplamento, é necessário saber a que passo de tempo esses problemas são resolvidos. No método implícito é obtida através da solução simultânea do problema das variáveis de fluxo (pressão, saturações, composição e

temperatura) e deformação (deslocamento, tensões e deformações). Embora esta seja a solução mais robusta, ela é computacionalmente intensiva, não sendo prática para utilização em larga escala. Dependendo da escala do problema, este método torna-se inviável devido ao alto custo computacional.

No método explícito a solução geomecânica é calculada a um passo atrás da solução do fluxo. Este acoplamento permite a troca entre o simulador de reservatório e o geomecânico. Este é o método utilizado no simulador STARS e será abordado no capítulo 4. Este método é uma excelente aproximação do método implícito se utilizado um método iterativo com um bom critério de convergência.

### **2.2.7. Mecanismos de Produção Natural de Reservatórios**

Os fluidos contidos em reservatórios devem dispor de uma certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia *natural* ou *primária* que provoca a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais: descompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso) e o deslocamento de um fluido por outro fluido (por exemplo, a invasão da zona de óleo pela água de um aquífero). Ao conjunto de fatores que fazem desencadear esses efeitos dá-se o nome de *mecanismos de produção de reservatórios* [2] [6]. Estes são: (i) gás em solução, em que o gás é liberado de solução, se expande, e desloca o óleo para os poços produtores; (ii) capa de gás, em que a queda de pressão acarretada pela produção leva a expansão do gás da capa deslocando o óleo; (iii) influxo de água, caso da invasão da zona de óleo pela água de um aquífero; (iv) segregação gravitacional, em que o gás, óleo e água tendem a voltar a ocupar uma distribuição baseada em suas densidades; (v) expansão de rocha (também conhecido como *compaction drive*), óleo e água conata com conseqüente redução do volume poroso durante o processo de depleção, resultando no deslocamento do óleo [2]. Podem ocorrer situações em que mais de um mecanismo atua simultaneamente em um mesmo reservatório. Chama-se mecanismo combinado.

A expansão da rocha seria a consideração da parcela geomecânica no processo de produção de fluidos.

## 2.2.8. Rochas Carbonáticas e suas Propriedades Mecânicas

Rochas carbonáticas são os calcários, as dolomitas e aquelas intermediárias entre os dois. A porosidade é provavelmente localizada, tanto lateral como verticalmente, dentro de uma camada. Por outro lado, os poros podem ser muito maiores que os de arenitos, dando à rocha uma grande permeabilidade. Essas rochas apresentam porosidade secundária devido à processos de solução, dolomitização<sup>1</sup> e fraturamento. O mais importante desses processos é a solução (ou dissolução), em que a calcita ou a dolomita é lixiviada<sup>2</sup> pelas águas subterrâneas, resultando cavidades com dimensões variando desde minúsculos poros até gigantescas cavernas [6].

A rigidez da matriz rochosa define o tipo de deformação inelástica que pode ocorrer. Em rochas não consolidadas ou friáveis pode ocorrer escorregamento e combinação dos grãos de rocha, reduzindo o volume poroso ou acarretando a formação de microfissuras em matrizes rochosas cimentadas, resultando em um sistema fragmentado [2].

A deformação da rocha reservatório está relacionada com a variação ou na compressibilidade do grão da rocha, ou do volume poroso ou na compressibilidade total. Seguem as definições das mesmas [2]:

A compressibilidade do grão da rocha ou da matriz rochosa ( $c_r$ ) é uma propriedade elástica definida como a variação volumétrica de um volume unitário de material rochoso sólido, quando submetido à variação da tensão confinante. Um valor padrão para esse parâmetro é de no mínimo 1/20 do valor da compressibilidade da formação, descrita a seguir. Assim, a influência da compressibilidade do grão da rocha no desempenho do reservatório é considerada mínima.

A compressibilidade total ( $c_b$ ) é a variação de um volume unitário total da rocha quando submetida à variação diferencial de pressão. O índice “*b*” deve-se ao termo em inglês “*bulk compressibility*”.

---

<sup>1</sup> Processo geoquímico onde íons Magnésio substituem íons Cálcio de calcitas, originando dolomita. O volume dos cristais de dolomita é 13% menos do que o da calcita, desta forma o processo é acompanhado por um aumento da porosidade das rochas.

<sup>2</sup> Processo de extração de uma substância presente em componentes sólidos através da sua dissolução num líquido.

A compressibilidade da formação ( $c_f$ ) é, na verdade, a compressibilidade do volume poroso. É a variação do volume poroso unitário para uma dada variação da pressão.

A compressibilidade efetiva da formação ( $c_{eff}$ ) leva em consideração os efeitos combinados de expansão volumétrica da água conata e a compressão do volume poroso decorrentes da perda de pressão durante o processo depletivo de um reservatório sobrepressurizado. O resultado desses dois fatores tem como consequência a redução do volume poroso dos hidrocarbonetos. Esta é expressa por:

$$c_{eff} = \frac{S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \quad (1)$$

A compressibilidade tende a diminuir com o aumento da profundidade em rochas não consolidadas e o inverso é verificado em rochas consolidadas [2].

#### **2.2.8.1. Critério de Escoamento**

As superfícies de escoamento prescrevem o estado de tensão abaixo do qual o material comportar-se-á elasticamente. Ao endurecer o material, a superfície de escoamento se expande como uma função das deformações plásticas acumuladas [3].

O critério de Mohr-Coulomb e o de Drucker-Prager são os mais populares para materiais porosos. Neste trabalho o critério de escoamento adotado foi o de Mohr-Coulomb por ser o mais utilizado.

O estado de tensões em um ponto pode ser graficamente representado no plano ( $\sigma$  vs.  $\tau$ ) pelo círculo de Mohr.

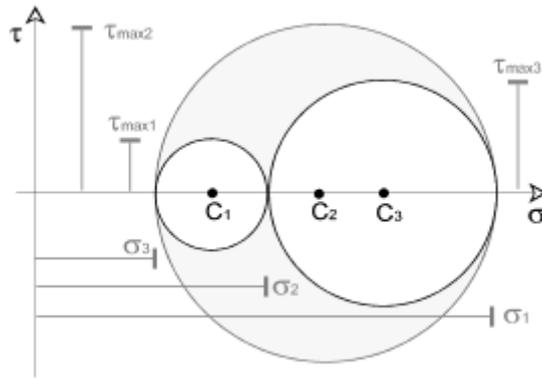


Figura 2: Círculo de Mohr.

Este critério foi proposto por Coulomb que sugeriu que a resistência ao cisalhamento é composta de duas parcelas: coesão e atrito do material [9]. Este critério foi originalmente escrito em termos da tensão de cisalhamento e da tensão normal atuantes no plano representado pelo ponto de tangência de um círculo de Mohr com a envoltória, ou seja:

$$\tau_p = S_i + \sigma \tan \varphi \quad (2)$$

Onde  $\tau_p$  é a resistência ao cisalhamento (tensão cisalhante de pico);  $S_i$  é o intercepto coesivo;  $\sigma$  é a tensão normal ao plano de ruptura; e  $\varphi$  o ângulo de atrito interno do material.

Os parâmetros do material,  $S_i$  e  $\varphi$ , podem ser obtidos a partir de ensaios triaxiais.  $S_i$  pode ser interpretado como uma resistência ao cisalhamento inerente ao material [3] [9], função do grau de cimentação entre os grãos da rocha.

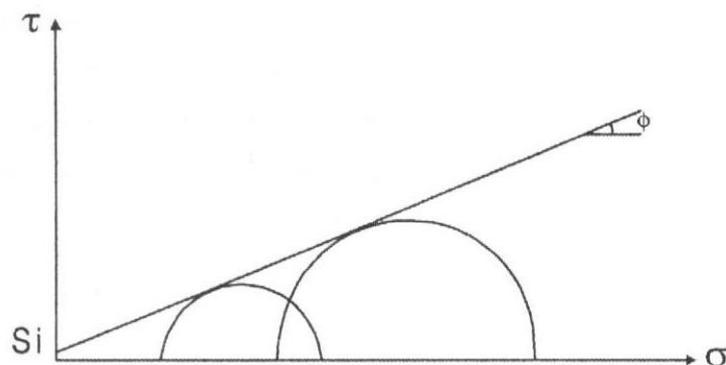


Figura 3: Critério de Ruptura de Mohr-Coulomb [9].

Uma vista tridimensional deste critério de escoamento em um espaço de tensões tridimensionais pode ser visto na Figura 4 abaixo.

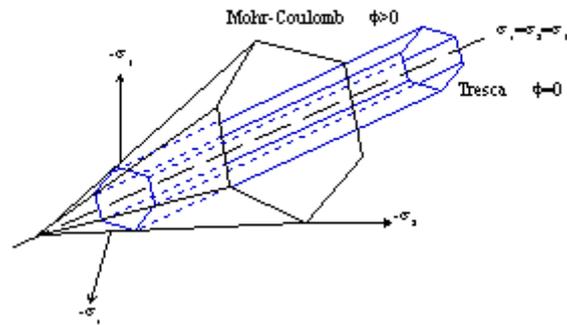


Figura 4: Critério de Escoamento de Mohr-Coulomb e Tresca do espaço de tensões tridimensionais [3].

Há uma deficiência nesse critério onde o material pode suportar compressão hidrostática ilimitada. Essa deficiência pode ser removida adicionando um *cap model* que funciona como uma superfície de escoamento no critério. O *cap model* permite limitar a quantidade de dilatação plástica [3] e/ou representar a ruptura volumétrica por compactação (implosão volumétrica).

### 3. Formulação Matemática

O estudo do fluxo dos fluidos em meios porosos tem como ponto central a equação da difusividade hidráulica. Esta equação é obtida a partir de três equações básicas: equação da continuidade, lei de Darcy e uma equação de estado (equação da compressibilidade para o caso de fluidos).

O problema geomecânico é definido pela solução da equação de equilíbrio de tensões considerando os conceitos do princípio das tensões efetivas, da cinemática e equilíbrio do meio poroso e do modelo constitutivo tensão-deformação.

Antes de analisarmos estes problemas vamos definir algumas variáveis.

#### 3.1. Variáveis

Para a equação da difusividade hidráulica, a variável de fluido é a pressão de poros e a variável mecânica pode ser tanto a tensão quanto a deformação.

##### 3.1.1. Deformação

A deformação é uma variável cinemática e a definição do tensor de deformação para um material poroso preenchido por fluido é a mesma para sólidos elásticos. Suas componentes são calculadas pelas derivadas espaciais dos deslocamentos [10].

$$\epsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x} \tag{3.a}$$

$$\epsilon_{yy} = \frac{\partial v}{\partial y} \tag{3.b}$$

$$\epsilon_{zz} = \frac{\partial w}{\partial z} \tag{3.c}$$

$$\epsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \tag{3.d}$$

$$\epsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \quad (3.e)$$

$$\epsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad (3.f)$$

onde  $u$ ,  $v$  e  $w$  são as componentes de deslocamento em  $x$ ,  $y$  e  $z$  respectivamente. O tensor de deformações é:

$$\epsilon \approx \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} & \epsilon_{xy} & \epsilon_{xz} \\ \epsilon_{yx} & \epsilon_{yy} & \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} & \epsilon_{zy} & \epsilon_{zz} \end{bmatrix} \quad (4)$$

As deformações cisalhantes são responsáveis pela variação de forma, distorção do corpo. Já as deformações normais, estão associadas a variação de volume.

### 3.1.2. Pressão de Poros

A pressão de poros ( $p$ ) é uma variável dinâmica e representa a pressão do fluido ocupando o espaço poroso. Assume-se poro-pressão uniforme em pequenos volumes de poros interconectados. É assumido que mudanças na pressão de poros não induzem deformações cisalhantes [11].

### 3.1.3. Tensão

A tensão é outra variável dinâmica que reflete uma causa da produção de movimentação mecânica do reservatório. Uma componente de força  $F$  aplicada ortogonalmente a uma área  $A$  da face de um volume de controle produz uma tensão axial de magnitude  $F/A$ , onde  $A$  é a área e inclui tanto os grãos de sólidos quanto os poros.

O estado de tensões em um ponto é convenientemente representado através do tensor de tensões de Cauchy:

$$\sigma \approx \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (5)$$

As componentes do tensor de tensões na diagonal principal são as tensões normais, que atuam na direção normal ao plano e as demais tensões são as cisalhantes, que atuam na direção tangencial aos planos ortogonais. Da condição de equilíbrio rotacional:  $\sigma_{xy} = \sigma_{yx}$ ;  $\sigma_{xz} = \sigma_{zx}$ ;  $\sigma_{yz} = \sigma_{zy}$

### 3.2. Fluxo em Meio Poroso

A ocorrência de três fases no reservatório (gás, óleo e água) é a situação mais comum nos reservatórios brasileiros, portanto, este trabalho considerará escoamento trifásico.

#### 3.2.1. Equação da Continuidade

A Equação da Continuidade é uma equação de conservação de massa e se baseia na continuidade espacial e temporal da matéria [1]. A massa acumulada no elemento de um volume de controle é igual à resultante da massa que passa através de sua fronteira somada à quantidade de massa proveniente de fontes (poços de produção ou injeção, por exemplo) [6] [12].

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) - \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) - \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) + \frac{w_s}{V_b} = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (6)$$

onde  $\rho$  é a densidade do fluido,  $u$  é a velocidade aparente nas determinadas direções,  $w_s$  é a vazão mássica,  $V_b$  é o volume de controle ( $V_b = \Delta x \Delta y \Delta z$ ) e  $\phi$  é a porosidade.

#### 3.2.2. Lei de Darcy

A Lei de Darcy é uma expressão empírica que descreve o fluxo de fluidos através de um meio poroso, estabelecendo uma relação entre a velocidade aparente do fluido e o

gradiente do potencial de fluxo [1]. O potencial de fluxo é a energia potencial por unidade de massa de fluido. No caso de fluido incompressível, ou seja, não existe variação do peso específico com a pressão, o potencial de fluxo é definido como [6][12]:

$$\Phi = p - \rho g Z \quad (7)$$

onde  $g$  é a aceleração da gravidade,  $p$  é a pressão e  $Z$  é a distância vertical em relação ao *datum*, com sentido positivo para baixo. A equação generalizada para qualquer tipo de fluido é:

$$\vec{\nabla}\Phi = \vec{\nabla}p - \rho g \vec{\nabla}Z \quad (8)$$

Para escoamento monofásico, em uma única dimensão, a Lei de Darcy pode ser escrita como:(6)

$$\frac{q}{A_x} = u_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial x} \quad (9)$$

onde  $k_x$  é a permeabilidade na direção  $x$ ,  $A_x$  é a área normal a direção  $x$  e  $\mu$  é a viscosidade do fluido. Esta definição pode ser aplicada às outras direções  $y$  e  $z$ . Para o fluxo tridimensional, a Lei de Darcy torna-se:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \vec{\nabla}\Phi \quad (10)$$

Esta expressão é chamada de equação generalizada de Darcy. O sinal negativo deve-se ao fato de o fluido se processar no sentido de potenciais decrescentes, o que faz com que a velocidade aparente e o gradiente de potencial tenham sinais opostos.

Substituindo a Lei de Darcy na equação (6) da continuidade, obtém-se uma nova forma para a equação diferencial do escoamento:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \rho \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \right) + \frac{w_s}{V_b} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (11)$$

### 3.2.3. Equação de Estado

A Equação de Estado é a relação utilizada para representar o comportamento da massa específica de um fluido compressível como função da pressão. Para o caso de fluxo de líquidos a equação geral da compressibilidade isotérmica é [12]:

$$c = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (12)$$

O fator volume-formação ( $B$ ) do fluido não faz consideração sobre o tipo de fluido tratado (compressível, pouco compressível ou incompressível).

$$B = \frac{\rho_{sc}}{\rho} = \frac{V}{V_{sc}} \quad (13)$$

onde  $\rho$  é a massa específica na condição avaliada,  $\rho_{sc}$  é a massa específica nas condições padrão. O mesmo é válido para os volumes ( $V$ ). Os valores do fator volume-formação determinados a partir de ensaios PVT de laboratório ou pode ser estimado por correlações empíricas [12].

A vazão mássica da fonte externa pode ser expressa em termos de vazão e densidade do fluido em condições padrão.

$$w_s = q_{sc} \rho_{sc} \quad (14)$$

Substituindo a equação acima da vazão mássica, incorporando o fator volume-formação do fluido e ajustando, a equação (11) pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{A_x k_x}{B\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{A_y k_y}{B\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{A_z k_z}{B\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \right) \Delta z + q_{sc} = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) \quad (15)$$

A expressão acima é a forma mais geral da equação de fluxo monofásico em um meio poroso homogêneo. Em seu desenvolvimento não há restrições quanto ao tipo de fluido, sendo válida para óleo, água ou gás.

Quando aplicada para um fluxo multifásico, forma-se um sistema de equações com uma equação para cada componente e uma equação para a fase aquosa. Essas equações são acopladas através de relações de pressão capilar e uma equação de restrição para a saturação das fases [12].

O conjunto de equações encontra-se abaixo:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{A_x k_x k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{A_y k_y k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{A_z k_z k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right) \Delta z + q_{osc} \\ = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \end{aligned} \quad (16)$$

onde o índice "o" refere-se ao óleo e  $S_o$  é a saturação de óleo.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{A_x k_x k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{A_y k_y k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{A_z k_z k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right) \Delta z + q_{wsc} \\ = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \end{aligned} \quad (17)$$

onde o índice "w" refere-se à água e  $S_w$  é a saturação de água.

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial x} \left( A_x k_x \frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + A_x k_x \frac{k_{ro} R_s}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) \Delta x \\
& + \frac{\partial}{\partial y} \left( A_y k_y \frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial y} + A_y k_y \frac{k_{ro} R_s}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \right) \Delta y \\
& + \frac{\partial}{\partial z} \left( A_z k_z \frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial z} + A_z k_z \frac{k_{ro} R_s}{B_o \mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right) \Delta z + q_{gsc} \\
& = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s S_o}{B_o} \right)
\end{aligned} \tag{18}$$

onde o índice "g" refere-se ao gás,  $S_g$  é a saturação de gás e  $R_s$  é a razão de solubilidade. O componente gás engloba o gás livre e o gás em solução.

Estas equações contêm seis incógnitas:  $p_o$ ,  $p_w$ ,  $p_g$ ,  $S_o$ ,  $S_w$  e  $S_g$ , onde as pressões encontram-se embutidas nos termos de potencial. São, então, necessárias outras três equações que envolvam essas incógnitas [12].

Uma das equações é a restrição para soma das saturações das fases:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{19}$$

As outras duas são relações de pressão capilar para os contatos óleo/água e gás/óleo:

$$P_{cow} = p_o - p_w = f(S_w) \tag{20}$$

onde  $P_{cow}$  é a pressão capilar óleo/água.

$$P_{cgo} = p_g - p_o = f(S_g) \tag{21}$$

onde  $P_{cgo}$  é a pressão capilar gás/óleo.

### 3.3. Geomecânica

Este problema é elastoestático, que significa assumir que o equilíbrio mecânico é obtido instantaneamente. Na realidade, uma quantidade finita de tempo é requerida para

uma onda dinâmica transmitir mudanças na tensão ao longo do domínio do problema, mas o termo de propagação da onda é ignorado na aproximação quase-estática.

### 3.3.1. Equações de Equilíbrio de Forças

As equações governantes são obtidas através do requerimento de que um volume de controle está em equilíbrio de força estático (translação e rotação) em cada instante de tempo. O equilíbrio rotacional, como dito anteriormente, implica na simetria do tensor de tensões.

A equação de equilíbrio incluindo as forças atuantes sobre o corpo é representada para cada direção pelas três equações abaixo [11]:

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} + F_x = 0 \quad (22.a)$$

$$\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + F_y = 0 \quad (22.b)$$

$$\frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + F_z = 0 \quad (22.c)$$

### 3.3.2. Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi

A tensão efetiva de Terzaghi ( $\sigma'$ ) é definida pela diferença entre as tensões totais que atuam em um volume poroso saturado e uma parcela devido à poro-pressão ( $p$ ). As tensões efetivas agem exclusivamente na fase sólida da rocha. As componentes do tensor de tensões efetivas são definidas como [11]:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} + \alpha p \delta_{ij}$$

onde  $\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = j \\ 0 & \text{se } i \neq j \end{cases}$

(23)

O termo pressão de poros é adicionado apenas nas tensões normais porque as pressões atuam somente na direção normal e  $\alpha$  é o coeficiente de Biot-Willis ( $\alpha = 1 - K/K_s$ ), em que  $K$  é o módulo de compressibilidade da matriz rochosa e  $K_s$  é o módulo de compressibilidade dos grãos. O inverso de  $K_s$  é denominado a compressibilidade dos grãos [2] [13].

### 3.3.3. Relação Deformação-Deslocamento

A relação constitutiva expressa em função das componentes de tensão como variáveis dependentes pode ser expressa por:

$$\sigma_{ij} = 2G\epsilon_{ij} + 2G\frac{\nu}{1-2\nu}\epsilon\delta_{ij} - \alpha p\delta_{ij} \quad (24)$$

onde  $\nu$  é o coeficiente de Poisson,  $G$  é o módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento,  $\epsilon = \epsilon_{xx} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz}$ ,  $\alpha$  é o coeficiente de Biot-Willis já definido e  $\delta_{ij}$  assume as mesmas proposições indicadas na equação (23).

Substituindo as seis equações constitutivas derivadas da equação (24) no conjunto de equações (22), temos [11]:

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial z} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial x} - F_x \quad (25.a)$$

$$G\nabla^2 v + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial y \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y \partial z} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial y} - F_y \quad (25.b)$$

$$G\nabla^2 w + \frac{G}{1-2\nu} \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial z \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial z \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial z} - F_z \quad (25.c)$$

onde  $u, v$  e  $w$  são os deslocamentos nas três direções  $x, y$  e  $z$ .

Aplicando a definição das componentes de deformação em termos das derivadas dos deslocamentos, o conjunto de equações (25) torna-se:

$$G\nabla^2\epsilon_{xx} + \frac{G}{1-2\nu}\frac{\partial^2\epsilon}{\partial x^2} = \alpha\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{\partial F_x}{\partial x} \quad (26.a)$$

$$G\nabla^2\epsilon_{yy} + \frac{G}{1-2\nu}\frac{\partial^2\epsilon}{\partial y^2} = \alpha\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} - \frac{\partial F_y}{\partial y} \quad (26.b)$$

$$G\nabla^2\epsilon_{zz} + \frac{G}{1-2\nu}\frac{\partial^2\epsilon}{\partial z^2} = \alpha\frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \frac{\partial F_z}{\partial z} \quad (26.c)$$

### 3.3.4. Modelo Constitutivo (Relação Tensão-Deformação)

A formulação da tensão consiste de equações governantes chamadas de equações de Beltrami-Michell [11], para as seis componentes de tensão. Estas equações são determinadas tomando as derivadas parciais do conjunto de equações (26). As seis equações de tensão de Beltrami-Michell podem ser resumidas em notação indicial como:

$$\nabla^2\sigma_{ij} + \frac{1}{1+\nu}\frac{\partial^2\sigma_{kk}}{\partial x_i\partial x_i} + 2\eta\left[\frac{1-\nu}{1+\nu}\frac{\partial^2 p}{\partial x_i\partial x_j} + \delta_{ij}\nabla^2 p\right] = -\frac{\nu}{1-\nu}\delta_{ij}\vec{\nabla}\cdot\vec{F} - \frac{\partial F_i}{\partial x_j} - \frac{\partial F_j}{\partial x_i} \quad (27)$$

onde  $\eta$  é uma variável adimensional chamada coeficiente de tensão poroelástica definida por:

$$\eta = \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)}\alpha \quad (28)$$

### 3.4. Condições Iniciais e de Contorno

Em reservatórios, as condições de contorno mais comuns para deslocamentos são contornos com deslocamento zero. Dimensões laterais infinitas são usualmente representadas por deslocamento nulo a longas distâncias [11].

Uma condição de fluxo comum é a de limite sem fluxo para representar limite impermeável ou plano de simetria. Dimensões laterais infinitas são usualmente representadas por fluxo nulo a longas distâncias. Esta condição pode ser implementada especificando-se transmissibilidades nulas nas faces externas das células situadas nos limites do reservatório [11] [12]. No caso de fronteiras internas, como poços, por exemplo, deve-se especificar o gradiente de pressão que é equivalente a especificar uma vazão constante de fluxo [12].

A distribuição de pressão inicial é obtida especificando-se a pressão em um *datum* de referência e usando o gradiente dos fluidos para determinar as pressões em todas as demais profundidades. A distribuição de saturações é então obtida através dos contatos dos fluidos e das relações de pressão capilar [12].

A condição inicial de poro-pressão para problemas poroelásticos é normalmente baseada em uma carga limite súbita, que induz a distribuição inicial de poro-pressão. O fato de o estresse mecânico ser transmitido ao longo do meio instantaneamente (na velocidade do som), que se caracteriza muito mais rápido que o movimento de fluido, faz com que o fluido possa ser assumido como estacionário em cada volume de controle [11].

### 3.5. Acoplamento

O acoplamento ocorre entre as equações porque a pressão de poros aparece na equação de equilíbrio de forças, e porque a tensão média (ou a deformação volumétrica) aparece na equação de fluxo.

No simulador STARS sem opção geomecânica, a variação da porosidade é função da compressibilidade da rocha, sendo este o único parâmetro geomecânico considerado. A porosidade não contém parâmetros que dependam da deformação geomecânica. Este é um acoplamento de mão única (GCOUPLING 0) já que não as pressões de fluido são utilizadas pelo módulo geomecânico para atualizar as deformações e tensões da formação.

O módulo de *Young* é aproximado pela compressibilidade da formação da seguinte forma [3]:

$$E = \frac{(1 - 2\nu)(1 + \nu)}{\phi_0 c_f (1 - \nu)} \tag{29}$$

onde  $\phi_0$  é a porosidade inicial.

No simulador STARS com opção geomecânica, a técnica utilizada para o acoplamento do comportamento de fluxo de fluidos com os processos geomecânicos é o de Mão Dupla utilizando o método de solução Explícito Iterativo. Em outras palavras, é feito o acoplamento fluido-sólido e sólido-fluido.

O STARS contém três formas de acoplamento de mão dupla, ou seja, três diferentes equações de porosidade. Neste trabalho foi utilizado o *default* do módulo geomecânico (GCOUPLING 2). Neste caso, a porosidade é função da pressão, temperatura e da tensão e tem a forma [3]:

$$\phi^{n+1} = \phi^n + (c_0 + c_2 a_1)(p - p^n) + (c_1 + c_2 a_2)(T - T^n) \quad (30)$$

Onde:

$$c_0 = \frac{1}{V_b^0} \left( \frac{dV_p}{dp} + V_p \alpha c_b \frac{d\sigma_m}{dp} - V_p \beta \frac{dT}{dp} \right) \quad (31)$$

$$c_1 = \frac{V_p}{V_b^0} \beta \quad (32)$$

$$c_2 = -\frac{V_b}{V_b^0} \alpha c_b \quad (33)$$

$$a_1 = \text{factor} \left\{ \frac{2}{9} \frac{E}{(1-\nu)} \alpha c_b \right\} \quad (34)$$

$$a_2 = \text{factor} \left\{ \frac{2}{9} \frac{E}{(1-\nu)} \beta \right\} \quad (35)$$

sendo  $c_b$  a compressibilidade total (rocha + poros),  $V_b$  o volume total da formação (rocha + poros),  $V_b^0$  é o volume total da formação inicial,  $V_p$  é o volume poroso,  $\beta$  é o coeficiente de expansão térmica volumétrica da formação,  $a$  número de Biot,  $\sigma_m$  tensão total média [3] [14].

$$c_b = \frac{1}{K} = -\frac{1}{V_b} \left( \frac{\partial V_b}{\partial \sigma_m} \right)_{p,T} \quad (36)$$

## 4. Simulação Numérica

Em simulações de reservatório existem dois níveis de discretização: no espaço e no tempo. Para aproximar derivadas no espaço é necessário definir uma malha de discretização, como a mostrada na Figura 5 com o objetivo de tratar o eixo coordenado contínuo através de pontos isolados. Cada bloco da malha possui um valor médio para cada uma das propriedades (pressão, porosidade, etc) do reservatório.

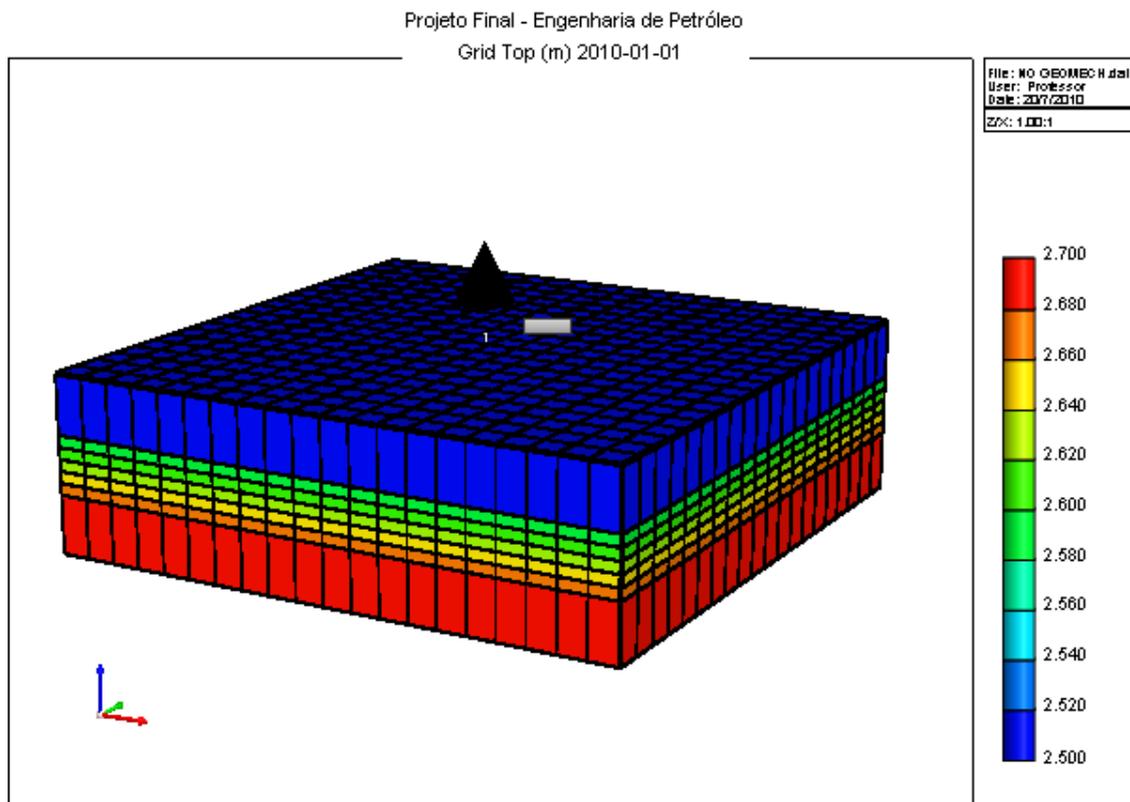


Figura 5: Malha utilizada no modelo 3D estudado.

A discretização do tempo consiste em dividir o domínio do tempo em intervalos onde, em cada passo de tempo, são calculadas as incógnitas do problema de fluxo e a resposta deste passo é introduzida no problema geomecânico no caso de acoplamento explícito ou de mão única, onde não há input do problema geomecânico no problema de fluxo.

As soluções numéricas aproximam soluções exatas apenas em pontos discretos, chamados nós. Existem duas classes comuns de métodos numéricos: Método de Diferenças Finitas (MDF) e Método de Elementos Finitos (MEF). No primeiro,

derivadas das equações são aproximadas reduzindo o problema a sistemas de equações lineares que fornecem a solução para todos os pontos (nós) de discretização da malha. No MEF, a solução das equações diferenciais pode ser resolvida por funções de aproximação que satisfazem condições descritas por equações integrais no domínio do problema [7].

O MEF é vantajoso em relação ao MDF, pois este último emprega malhas estruturadas o que dificulta a descrição de geometrias irregulares. O MEF usualmente emprega uma aproximação polinomial aos valores interiores aos elementos discretizados e pode descrever problemas com geometria 2D usando elementos não estruturados, isto é, com dimensões diferenciadas entre os elementos [7].

No STARS, o módulo geomecânico é desenvolvido em elementos finitos e o simulador de escoamento em diferenças finitas. A análise acoplada é feita em elementos finitos da formação do reservatório através de um conjunto de condições de contorno de deslocamentos e tensões efetivas [2]. Essa diferença dos métodos utilizados para resolver as equações pode causar problemas sérios de compatibilidade de malhas [13].

#### 4.1. Modelagem Numérica

Após a discretização no espaço e no tempo, para a formulação geral de um problema acoplado em elementos finitos, no sistema pode ser escrito na forma matricial como [2]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{L} \\ \mathbf{L}^T & \mathbf{E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta_t \boldsymbol{\delta} \\ \Delta_t \mathbf{P} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{R} \end{bmatrix} \quad (37)$$

onde  $\mathbf{K}$  é a matriz de rigidez,  $\Delta_t \boldsymbol{\delta}$  é o vetor dos incrementos de deslocamento no tempo  $t$ ,  $\mathbf{L}$  é a matriz de acoplamento para as incógnitas do escoamento,  $\mathbf{E}$  é a matriz de escoamento e  $\Delta_t \mathbf{P}$  o vetor dos incrementos das incógnitas do reservatório (isto é, pressões e saturações) no tempo  $t$ . Do lado direito da equação,  $\mathbf{F}$  é o vetor das condições de força atuando no contorno e  $\mathbf{R}$  representa o lado direito das equações de escoamento, ou seja, a parcela de acumulação.  $\Delta_t$  indica a variação ocorrida ao longo de um intervalo de tempo, isto é:



onde o  $i$ -ésimo bloco de  $\mathbf{D}_m$  é uma matriz  $2 \times 2$ .

$$\mathbf{D}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{d}_{11_i} & \mathbf{d}_{12_i} \\ \mathbf{d}_{21_i} & \mathbf{d}_{22_i} \end{bmatrix} \quad (42)$$

O vetor  $\mathbf{R}$  é dado por  $\mathbf{R} = \mathbf{Q} - \mathbf{TP}^n$ , onde  $\mathbf{Q}$  é o vetor das condições de contorno na região próxima ao poço, definindo sua taxa de produção / injeção.

#### 4.1.1. Método Explícito de Acoplamento

O modelo explícito tem como base os termos de acoplamento do passo de tempo anterior. Partindo da solução do modelo de reservatórios e das variações de tensão conhecidas ao final do intervalo de tempo anterior,  $\Delta_t \boldsymbol{\delta}^n$ , resolve-se a equação [2]:

$$[\mathbf{T} - \mathbf{D}] \Delta_t \mathbf{P}^{n+1} = \mathbf{Q} - \mathbf{TP}^n - \mathbf{L}^T \Delta_t \boldsymbol{\delta}^n \quad (43)$$

Utilizando, então a solução para o modelo de escoamento  $\Delta_t \mathbf{P}^{n+1}$ , a solução da tensão é calculada a partir de:

$$\mathbf{K} \Delta_t \boldsymbol{\delta}^{n+1} = \mathbf{F} - \mathbf{L} \Delta_t \mathbf{P}^{n+1} \quad (44)$$

Na equação (43) a discretização dos termos de acumulação pode ser feita na forma de conservação de massa. Os termos dependentes da tensão na matriz  $\mathbf{T}$  podem ser tratados explicitamente em termos da tensão. O acoplamento explícito é um caso especial do implícito sendo feita apenas uma iteração por passo de tempo [2].

Em acoplamentos de mão dupla, as informações que o simulador de reservatório envia ao módulo geomecânico são pressão e temperatura enquanto o módulo geomecânico envia uma função de porosidade. No módulo geomecânico, pressão e temperatura são tratados como cargas externas no cálculo de deslocamentos. Quando os deslocamentos são computados, deformações e tensões são determinadas através da relação deformação-deslocamento e da relação constitutiva tensão-deformação, respectivamente. Após obtida a solução geomecânica, coeficientes atualizados para a

função de porosidade são calculados e então pode-se calcular a pressão e temperatura no simulador de reservatório, que serão novamente enviados ao módulo geomecânico. O processo de acoplamento é repetido até a convergência ser atingida [14].

## 4.2. Estudo de Caso

O reservatório modelado é tridimensional e possui 1000 metros de comprimento e 1000 metros de largura. Cada elemento possui 50 metros de comprimento e 50 metros de largura, totalizando 400 elementos por camada. O reservatório foi dividido em 5 camadas com 20 metros de espessura cada. Além disso, foram modeladas uma camada sobrejacente e outra subjacente de espessura 100 metros cada como mostrado na Figura 5.

O STARS não permite a consideração de camadas adjacentes. Apenas o reservatório é modelado. No entanto, a redistribuição de tensões efetivas ocorre num domínio maior do que somente o reservatório [13]. Portanto, a confiabilidade exige modelar o maior domínio possível. Diante disso, a simulação incluiu duas camadas adjacentes já citadas. Essas camadas foram então modeladas com baixa permeabilidade e transmissibilidade para que estas sejam consideradas rochas capeadoras e não afetem a produção do reservatório propriamente dito (5 camadas de 20 m cada).

O topo da camada imediatamente sobrejacente ao reservatório encontra-se a 2500 metros de profundidade com uma pressão de referência de  $290 \text{ kg/cm}^2$ .

A porosidade das rochas foi considerada em 30%. As permeabilidades nas direções I (comprimento), J (largura) e K (vertical) estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Permeabilidades das Rochas

Permeabilidade	Direção I (md)	Direção J (md)	Direção K (md)
Overburden	$1,9738 \times 10^{-15}$	$1,9738 \times 10^{-15}$	$1,9738 \times 10^{-15}$
Underburden	$1,9738 \times 10^{-15}$	$1,9738 \times 10^{-15}$	$1,9738 \times 10^{-15}$
GEOMECH A	$2,961 \times 10^{-14}$	$2,961 \times 10^{-14}$	$9,869 \times 10^{-15}$
GEOMECH B	$2,961 \times 10^{-14}$	$2,961 \times 10^{-14}$	$9,869 \times 10^{-15}$
GEOMECH C	$2,961 \times 10^{-14}$	$2,961 \times 10^{-14}$	$9,869 \times 10^{-15}$

O material do reservatório e das rochas imediatamente sobre e subjacentes foram considerados como sendo linear elástico isotrópico sendo completamente definidos com duas propriedades (módulo de elasticidade ou módulo de *Young* e coeficiente de Poisson). Estas e as propriedades de resistência que definem o critério de escoamento encontram-se listadas na Tabela 2. Os dados das rochas “*Overburden*”, “*Underburden*” e da rocha reservatório do caso GEOMECH A foram retirados do *paper* da referência [15]. Já os dados da rocha reservatório do caso GEOMECH B são do campo de Congro da Petrobras.

Tabela 2. Propriedades Mecânicas das Rochas

Propriedades da Rocha	Módulo de Elasticidade (MPa)	Coesão (MPa)	Ângulo de Atrito (graus)	Coefficiente de Poisson
Overburden	6780	2.15	26	0.3
Underburden	10800	3.63	29	0.3
GEOMECH A	15860	6.00	31	0.3
GEOMECH B	1200	8.00	35	0.3
GEOMECH C	30000	8.00	30	0.3

A compressibilidade da formação utilizada foi de  $5,86 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$  no caso onde o módulo geomecânico não está ativado.

O fluido utilizado foi o mesmo em todos os casos. As propriedades do fluido Suas propriedades encontram-se na tabela abaixo.

Tabela 3. Propriedades dos Fluidos

Propriedade	Valor
Razão de Solubilidade, $R_s$ ( $\text{m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ )	
Viscosidade do Óleo, $\mu_o$ (cP)	0,6
Viscosidade da Água, $\mu_w$ (cP)	0
Viscosidade do gás, $\mu_g$ (cP)	0,25
Densidade do Óleo ( $\text{kg/m}^3$ )	938
Densidade do Gás ( $\text{kg/m}^3$ )	266
Compressibilidade do Líquido ( $\text{cm}^2/\text{kg}$ )	$6,37 \times 10^{-5}$
Saturação de Óleo Residual no Sistema Água/Óleo	0,18

As propriedades de interação rocha-fluido também foram mantidas para todos os casos de acordo com as tabelas abaixo.

Tabela 4. Propriedades de Interação Rocha-Fluido 1

Propriedade	Sw	Krw	krow
1	0.24	0	1
2	0.26875	8.50681e-006	0.79781
3	0.32625	0.000397824	0.483484
4	0.38375	0.00237773	0.269435
5	0.44125	0.00771987	0.133484
6	0.49875	0.015873	0.055389
7	0.55625	0.0294785	0.0170598
8	0.61375	0.053288	0.00285433
9	0.67125	0.0895692	6.10352e-005
10	0.7	0.113379	0
11	0.725	0.136054	0
12	0.75	0.160998	0
13	1.0	1	0

Tabela 5. Propriedades de Interação Rocha-Fluido 2

Propriedade	Sl	Krg	krgo
1	0.4800	0.600000	0.000000
2	0.5063	0.478686	0.000052
3	0.5588	0.290090	0.002425
4	0.6113	0.161661	0.014497
5	0.6638	0.080090	0.047066
6	0.7163	0.033233	0.113427
7	0.7688	0.010236	0.228951
8	0.8213	0.001713	0.410837
9	0.8738	0.000037	0.677934
10	0.9000	0.000000	0.849744
11	0.9100	0.000000	0.922689
12	0.9200	0.000000	1.00000

O método de solução é isotérmico, ou seja, a equação de energia não é resolvida e a temperatura dos blocos não varia. Seria possível ter uma condição inicial não uniforme. No entanto, considerou-se todo o sistema (reservatório e camadas adjacentes) a temperatura uniforme de 300°C.

O contato água óleo foi considerado como no fim da camada imediatamente subjacente. A permeabilidade vertical desta camada foi considerada muito baixa, como pode ver visto na Tabela 1 de forma a garantir a não influência do aquífero como mecanismo de produção. A opção de aquífero atuante está desativada em todos os casos considerados aqui.

Um único poço produtor foi alocado quase que ao centro do reservatório e encontra-se canhoneado em 3 camadas (10 10 3; 10 10 4; 10 10 5). Este poço opera com uma vazão de óleo máxima de 1000 m<sup>3</sup>/d e com pressão de fundo mínima de 50 kg/cm<sup>2</sup>.

A simulação da produção se inicia no primeiro dia do ano de 2010 e termina no primeiro dia do ano de 2020, completando cerca de 10 anos.

De acordo com a referência [2], os intervalos de tempo são calculados pelo próprio simulador com base em (i) variações máximas permitidas entre os intervalos de tempo sucessivos para alguns parâmetros. Neste caso assumiram-se os valores *default* para pressão ( $\sim 5.1 \text{kg/cm}^2$ ) e saturação (0.2); (ii) *timestep* máximo estipulado (1 dia no caso das simulações apresentadas aqui); (iii) intervalos menores devido à dificuldade de convergência.

O elemento finito utilizado é 2D. A opção de acoplamento utilizada é o *default* do STARS chamado GCOUPLING “2” onde a porosidade é função da pressão, da temperatura e das tensões totais médias, já exposto na seção 3.5. O fator de acoplamento utilizado é também o *default* do STARS, o GCFACOR “0” que restringe o deslocamento do reservatório apenas na base do reservatório. No caso simulado essa restrição funciona na base na cama subjacente ao reservatório [3].

#### **4.2.1. Resultados**

Primeiramente foi simulado um modelo sem poço para confirmar que não há perturbações que venham a influenciar os resultados do modelo. O modelo utilizado neste trabalho não promoveu variações de saturação e pressão demonstrando estar em condições de equilíbrio.

Os resultados mostrados abaixo visam analisar o mecanismo de produção referente à compressibilidade da rocha. A saturação de gás é praticamente nula, chegando ao máximo a 0,05% nos casos simulados, como mostrado na Figura 6 – Saturação Média de Gás em função do tempo de produção. Vide Tabela 2 para verificar as propriedades mecânicas das rochas reservatório em cada caso.

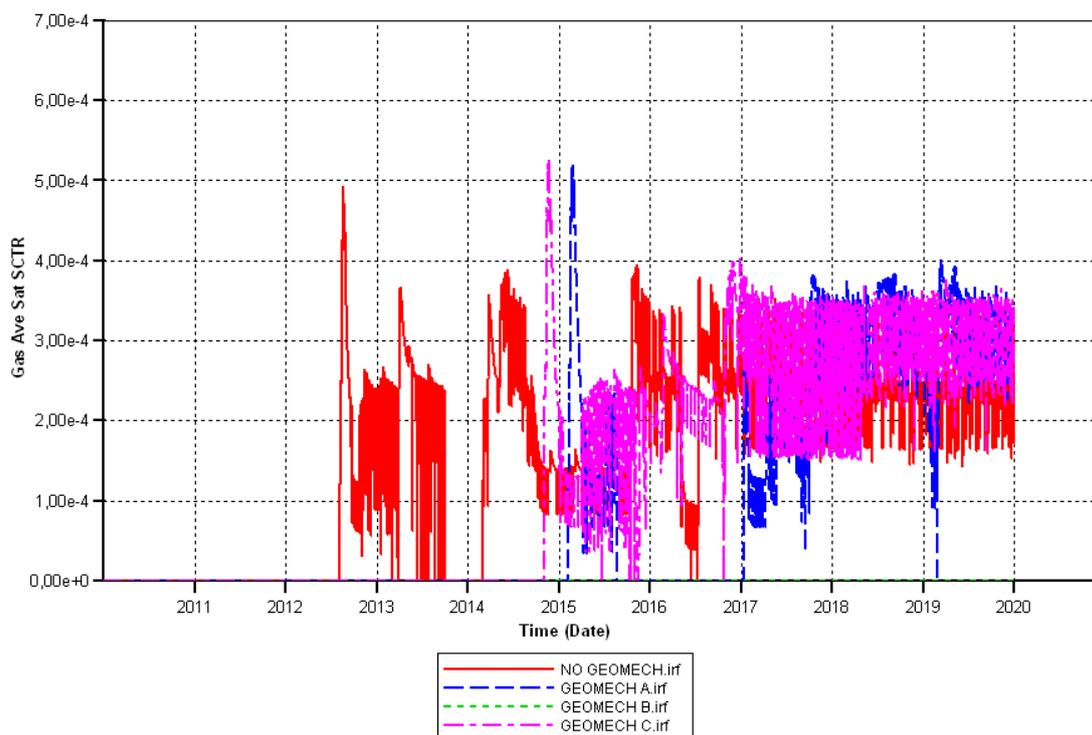


Figura 6: Saturação Média de Gás em função do tempo de produção.

O gráfico da produção acumulada de gás não será explicitado aqui, mas a saturação já comprova a produção de gás praticamente nula. A ausência significativa de gás confirma que os mecanismos de gás em solução e de capa de gás não estão presentes nos modelos simulados.

Além disso, o STARS permite habilitar o mecanismo de influxo de água do reservatório. Como já citado, esse mecanismo de produção encontra-se desabilitado de modo a evidenciar outros mecanismos de produção e facilitar a interpretação. A não ocorrência desse mecanismo pode ser comprovada na Figura 7 – Volume de influxo de água a partir do aquífero em função do tempo de produção.

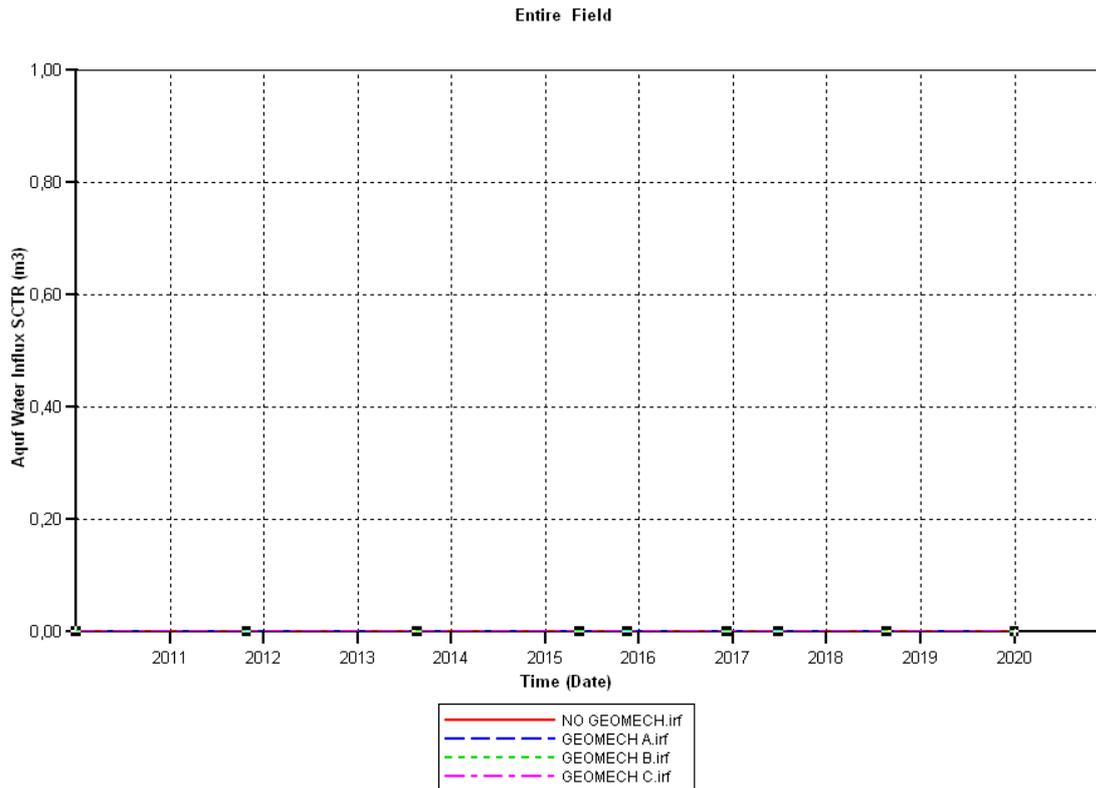


Figura 7: Volume de influxo de água a partir do aquífero em função do tempo de produção.

Como já foi citado anteriormente, a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais: (1) a descompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso) e (2) o deslocamento de um fluido por outro fluido. Como não há influxo de água, nem presença significativa de gás, nem injeção, este último efeito é caracterizado apenas pela água presente no reservatório. A Figura 8 – Produção acumulada de água em função do tempo de produção mostra a possível influência desse efeito.

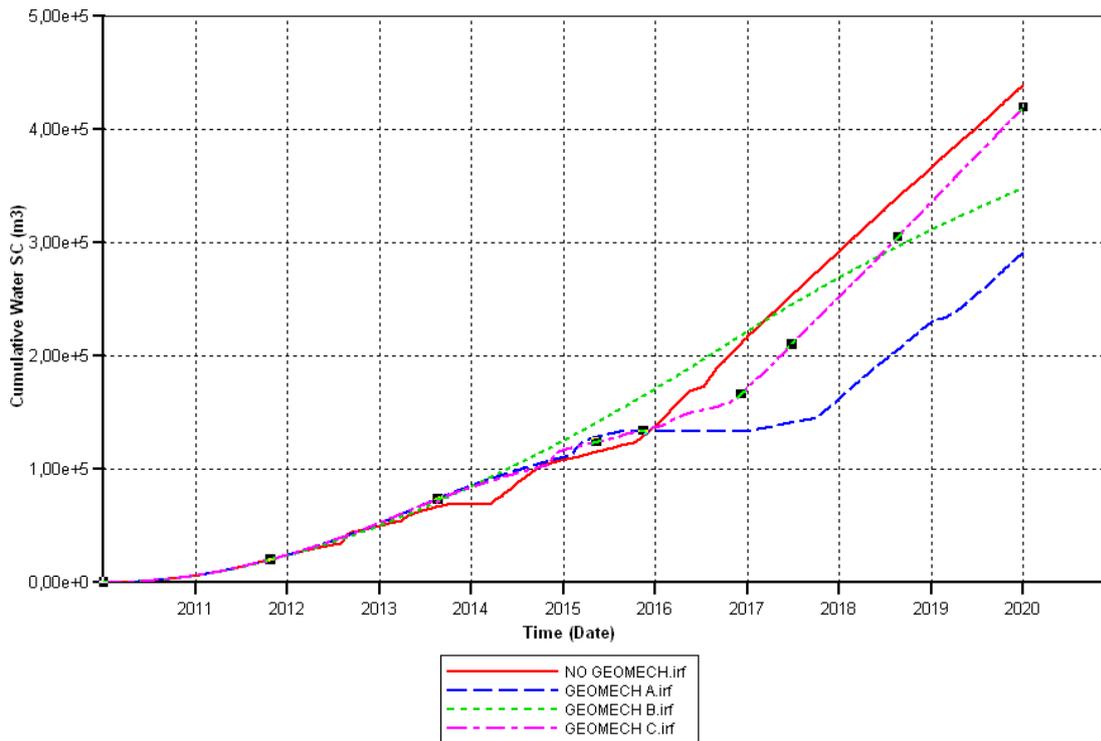


Figura 8: Produção acumulada de água em função do tempo de produção.

No entanto, segundo a referência [6], os mecanismos já citados (gás em solução, capa de gás, influxo de água) são os principais mecanismos de produção de reservatórios. De fato, os mecanismos de capa de gás e de influxo de água são os que melhor realizam a manutenção da pressão no reservatório. No caso da capa de gás, sua grande compressibilidade faz com que ao reduzir a pressão o gás se expanda e, assim, mantenha níveis de pressão elevados durante um tempo maior. A não produção do gás é essencial para a manutenção dos níveis de pressão do reservatório. No caso de um grande aquífero estar intimamente ligado ao reservatório, a expansão da água e a redução do volume poroso do aquífero fazem com que o espaço poroso do aquífero não seja mais suficiente para todo o volume de água e possibilitam a invasão da água no reservatório. Este seria o mecanismo de produção que melhor manteria os níveis de pressão do reservatório podendo atingir fatores de recuperação de 30 a 40% [6]. A presença dos mecanismos acima poderia reduzir o efeito da compactação. Visto que os mecanismos descritos acima não estão presentes na simulação aqui realizada, espera-se uma queda acentuada de pressão.

A pressão de poros devido aos hidrocarbonetos pode ser analisada no gráfico apresentado na Figura 9 – Pressão de poros média devida aos hidrocarbonetos em função do tempo de produção. Podemos perceber que no caso onde a geomecânica é realizada de forma aproximada (NO GEOMECH), a pressão do reservatório sofre uma queda acentuada até meados do terceiro ano de produção. No entanto, em todos os casos onde a geomecânica foi considerada a partir do módulo do STARS a depleção foi menos acentuada, promovendo uma melhor manutenção da pressão.

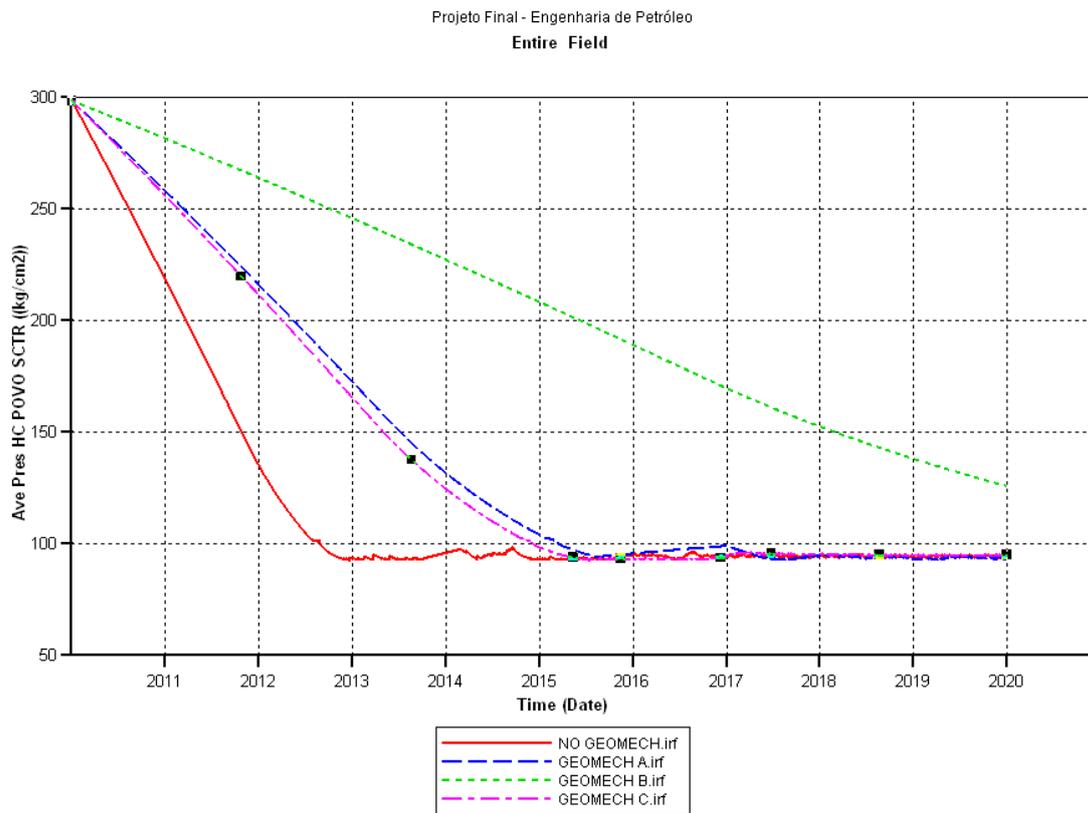


Figura 9: Pressão de poros média devida aos hidrocarbonetos em função do tempo de produção.

A produção de hidrocarbonetos acarreta uma redução da pressão de poros, o que aumenta a tensão efetiva, que acarreta em uma deformação volumétrica de compressão da rocha reservatório. A presença do mecanismo de influxo de água ou capa de gás, por exemplo, reduziria a queda de pressão e, portanto, a princípio, provocaria menores deformações.

O resultado encontrado aqui está de acordo com o esperado e exposto em [8] e [13]. Quanto menor o módulo de elasticidade, maiores são as deformações da rocha.

Desta forma, o caso GEOMECH B, por apresentar módulo de *Young* muito menor que os outros dois casos em que houve consideração do acoplamento hidro-geomecânico, as deformações foram maiores, reduzindo o espaço poroso e então possibilitando maior manutenção da pressão. Não foram adquiridos dados de deformação da rocha, mas esta pode ser avaliada pela variação de volume poroso. Percebe-se, na Figura 10 – Volume poroso em função do tempo de produção, que houve maior redução no volume poroso, o que significa maior expansão (deformação) da rocha no caso GEOMECH B.

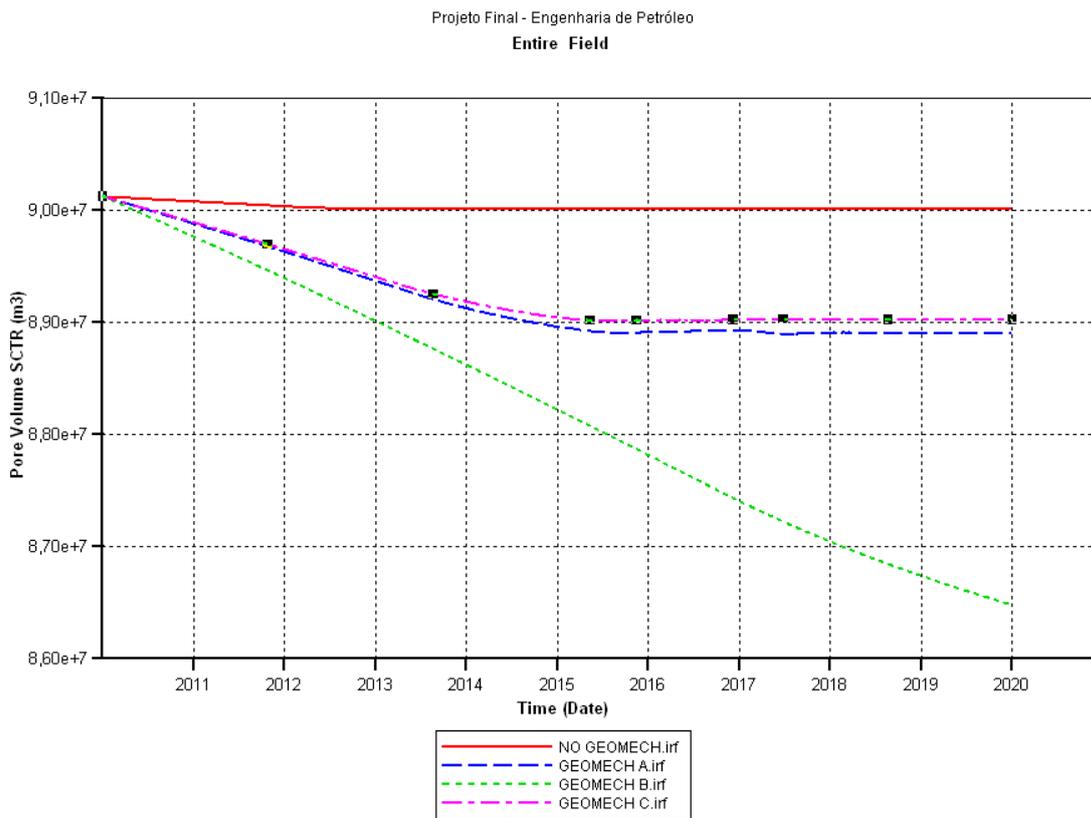


Figura 10: Volume poroso em função do tempo de produção.

O caso GEOMECH B apresentou ainda maior expansão do volume de fluidos como demonstrado abaixo. A maior variação do volume dos fluidos potencializa a manutenção da pressão no reservatório. Vale ressaltar que o fluido não está sendo parametrizado no presente trabalho e foi utilizado o mesmo fluido para todas as simulações. No entanto, a Figura 11 – Variação do volume de fluido em função do tempo de produção mostra a importância da análise geomecânica, pois a deformação das rochas afeta o comportamento dos fluidos. A simulação de reservatórios

aproximando a resposta geomecânica (NO GEOMECH) retrata variação de fluido quase que desprezível se comparada aos outros casos.

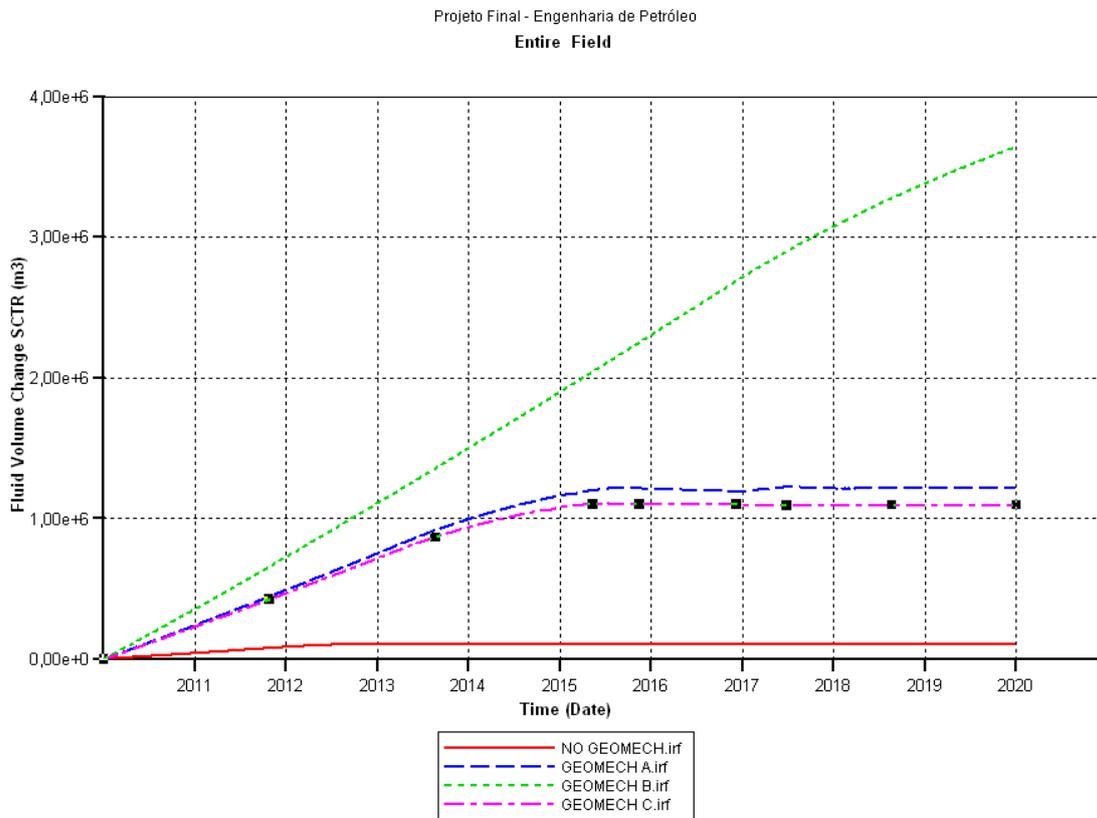


Figura 11: Variação do volume de fluido em função do tempo de produção.

A manutenção na pressão é a responsável pela maior produção acumulada de óleo como apresentado na Figura 12 – Produção acumulada de óleo em função do tempo. É importante ressaltar que a produção acumulada de óleo nos casos em que o módulo geomecânico está ativo são superiores ao caso sem o módulo em mais de 30, 60 e 120%. A partir desses dados, pode-se associá-las à ocorrência do mecanismo de *compaction drive*, em que a compactação do reservatório contribui para a produção de fluidos.

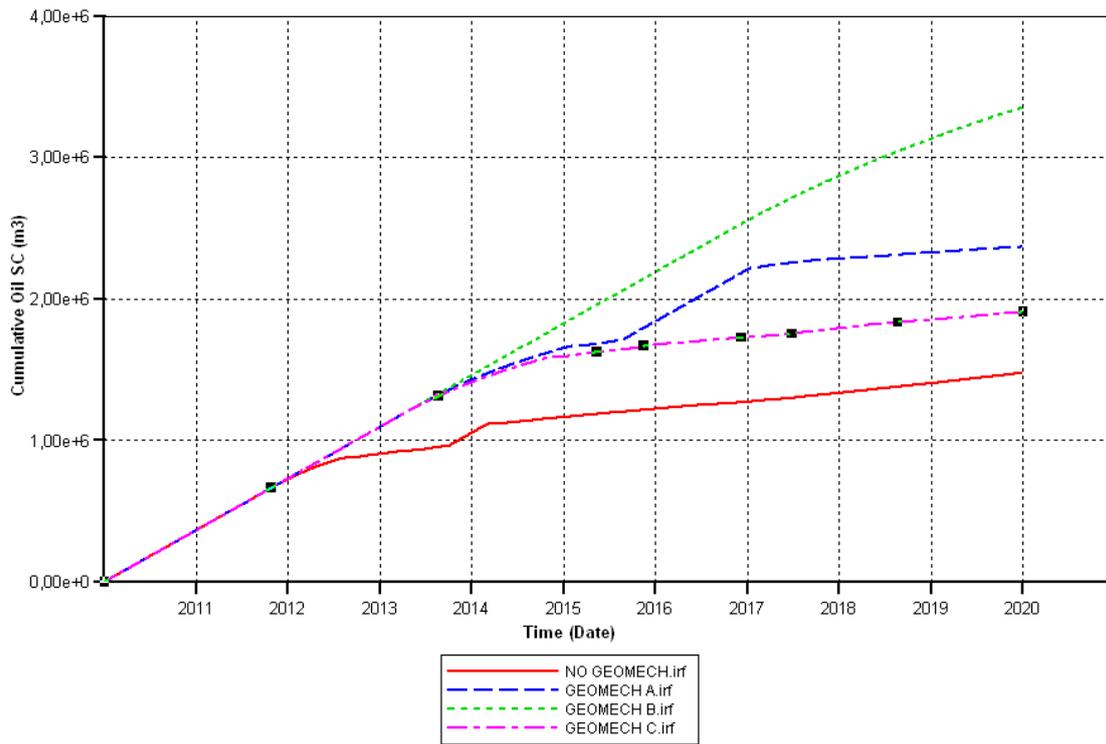


Figura 12: Produção acumulada de óleo em função do tempo.

Ao fim da simulação a máxima tensão do reservatório encontra-se praticamente igual em todas as células como mostrado na Figura 13 – Máxima tensão na camada 4 do modelo no final da simulação (dia 01/01/2020) para o caso GEOMECH A.

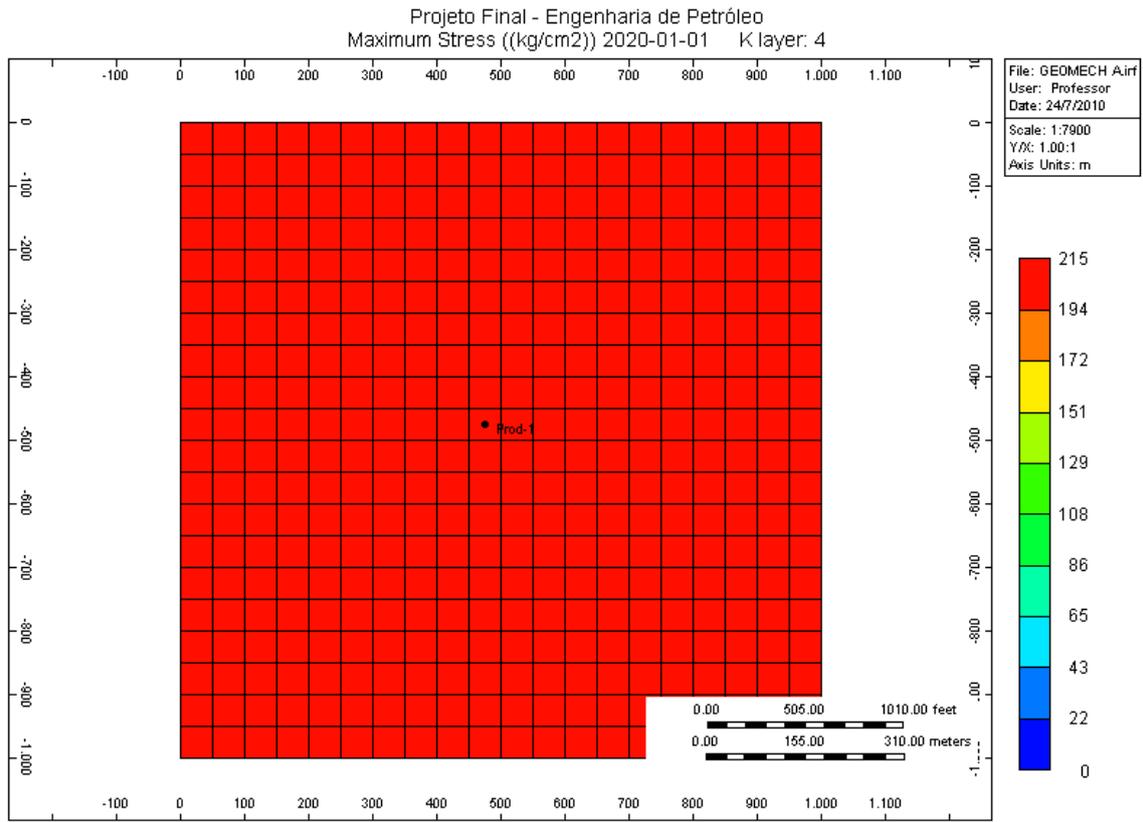


Figura 13: Máxima tensão na camada 4 do modelo no final da simulação (dia 01/01/2020) para o caso GEOMECH A.

No entanto, as máximas tensões no reservatório são previstas primeiramente nas proximidades do poço. Portanto, para analisarmos o comportamento da rocha em relação à envoltória Mohr-Coulomb assumida, a célula (10 9 4) próxima ao poço foi analisada. Para o caso GEOMECH A, a célula citada está sujeita a tensões de acordo com o explicitado na Figura 14 – Tensões máximas e tensões mínimas na célula (10 9 4) ao longo do tempo de produção para o caso GEOMECH A.

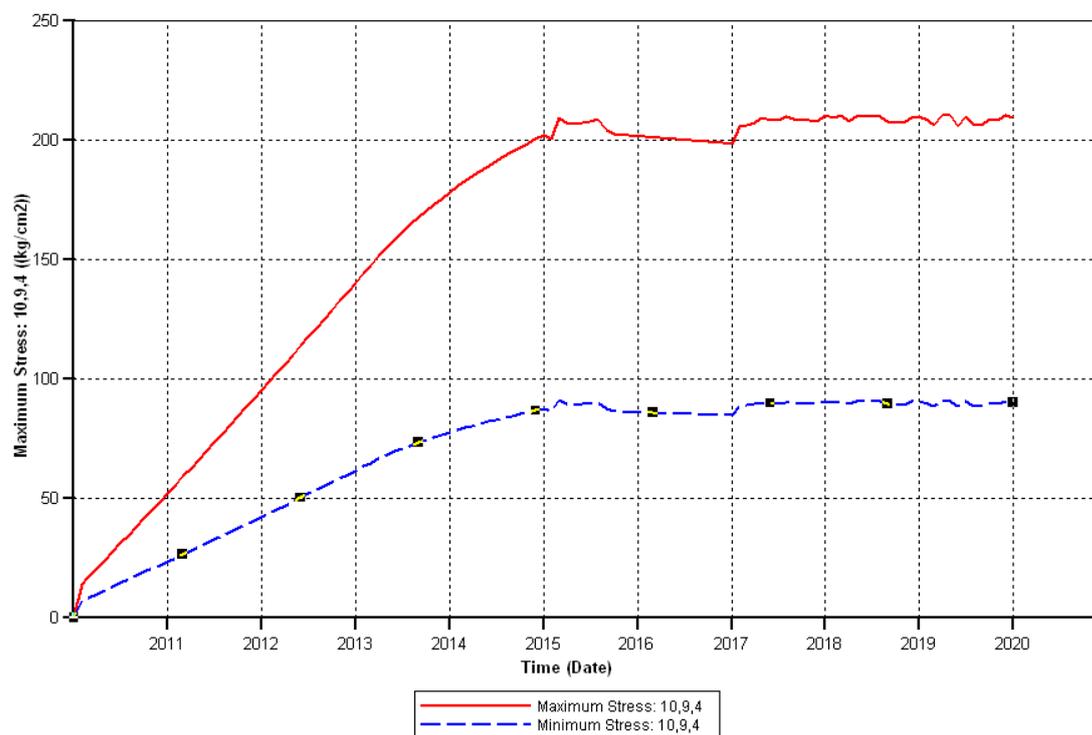


Figura 14: Tensões máximas e tensões mínimas na célula (10 9 4) ao longo do tempo de produção para o caso GEOMECH A.

A partir desses dados é possível plotar o círculo de Mohr e então avaliar o critério de escoamento. Os dados de coesão e ângulo de atrito para todos os casos encontram-se na Tabela 2.

A Figura 15 – Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH A demonstra que os níveis de tensão não ultrapassam o critério estipulado, o que significa que não houve falha da rocha.

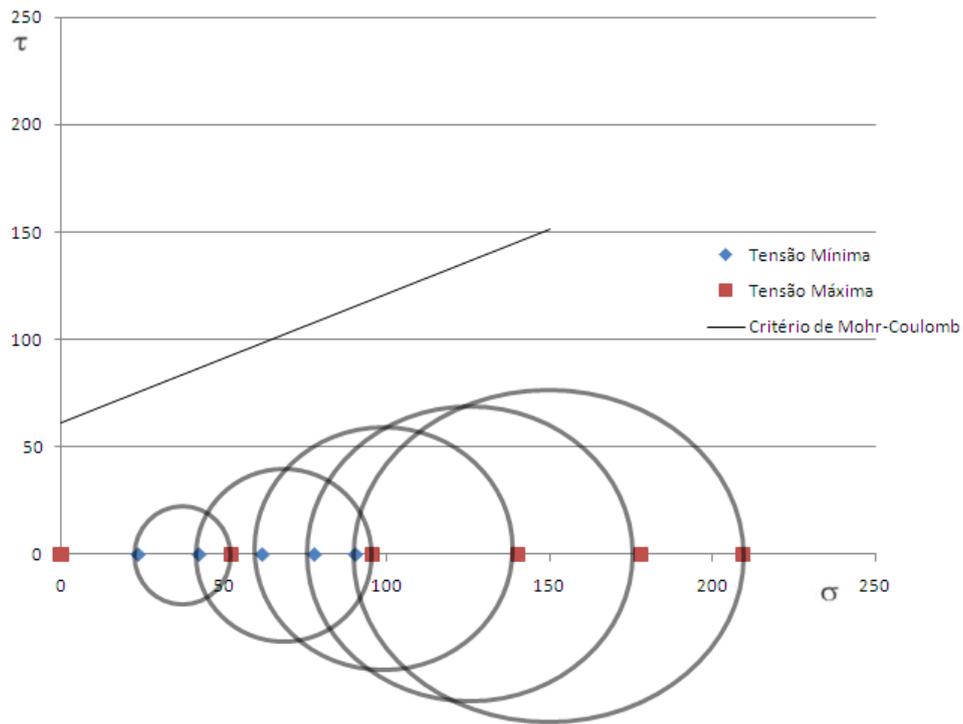


Figura 15: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH A.

O mesmo comportamento é verificado para os casos GEOMECH B e GEOMECH C como mostrado nas figuras abaixo.

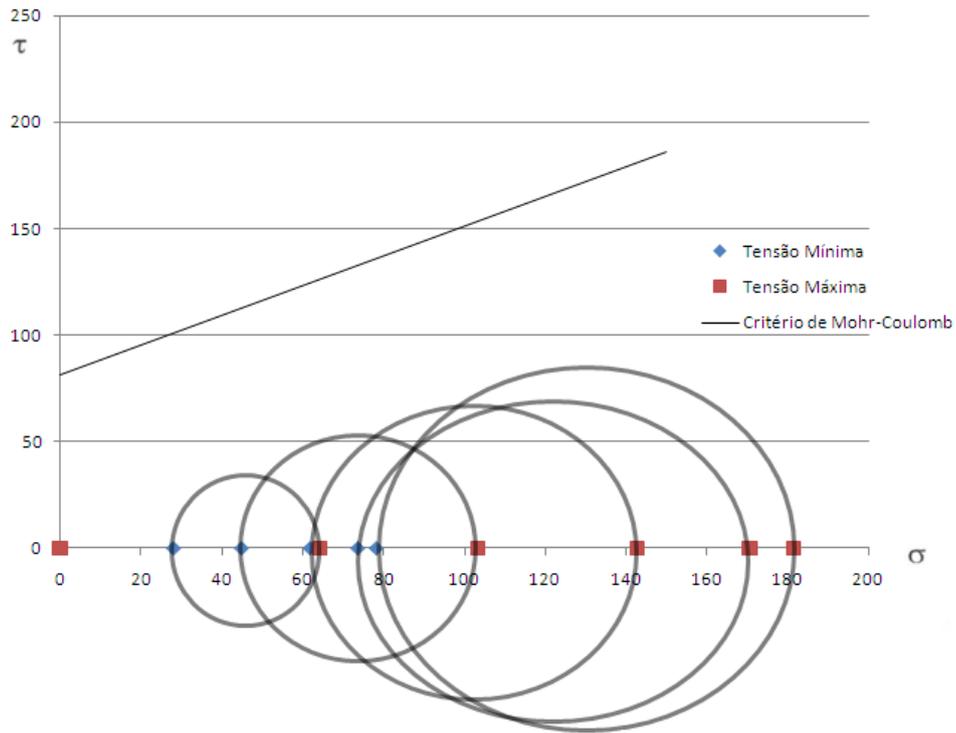


Figura 16: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH B.

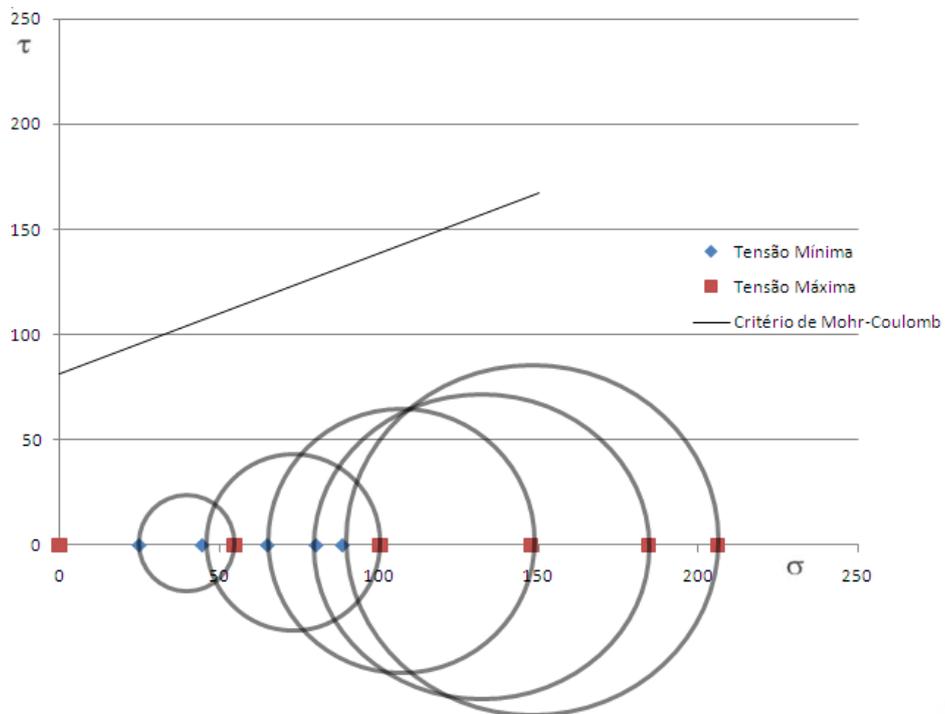


Figura 17: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH C.

Percebe-se então que as propriedades coesão e ângulo de atrito não fizeram efeito sobre os diferentes casos. A propriedade da rocha avaliada aqui é apenas o módulo de elasticidade ou módulo de *Young*.

Realizando-se uma nova simulação (GEOMECH D) baseada no caso GEOMECH C alterando apenas a coesão, de 81 para zero, de acordo com a figura abaixo deveríamos ter comportamento plástico e possível falha do material. No entanto, a simulação não teve nenhuma alteração nos resultados se comparada ao caso GEOMECH C.

Apesar de prever escoamento, acredita-se que não ocorra ruptura do material pelo fato de promover as mesmas respostas. Isso nos remete aos conceitos apresentados no capítulo 2, onde a altas profundidades sob elevadas condições de pressão e temperatura, as rochas adquirem um comportamento mais dúctil e menos rúptil.

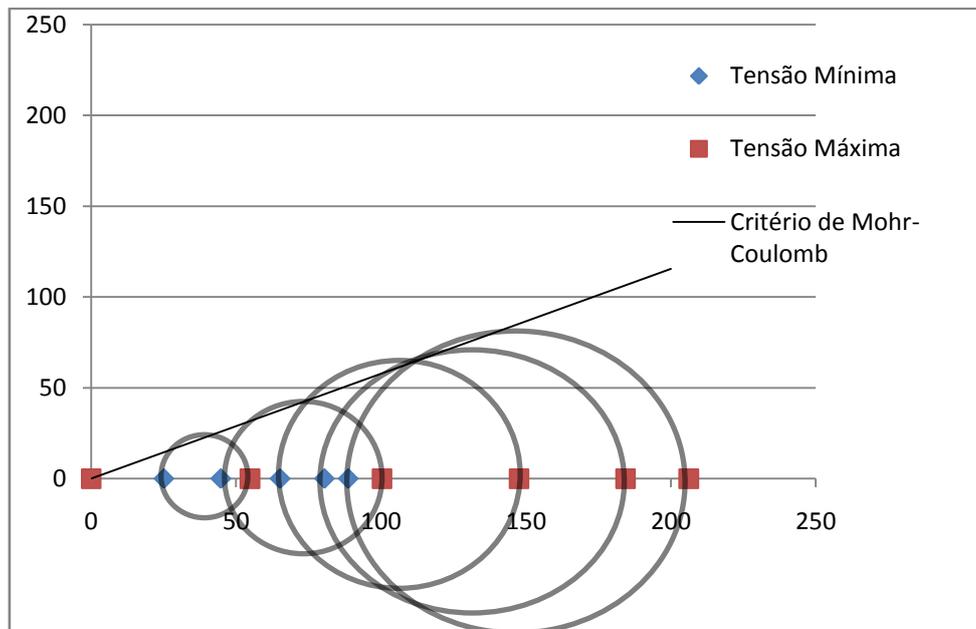


Figura 18: Gráfico da tensão cisalhante em relação à tensão normal demonstrando o círculo de Mohr e a envoltória Mohr-Coulomb para a célula (10 9 4) do caso GEOMECH D.

## 5. Conclusão

O estudo de reservatórios possui um alto grau de incerteza devido à heterogeneidade e anisotropia das propriedades da rocha, complexidade dos mecanismos de recuperação, dificuldade de obtenção de dados a respeito dos meios porosos de interesse, principalmente em campos recém descobertos, etc. Portanto, o estudo do comportamento geomecânico de reservatórios deve estar aliado ao bom conhecimento do reservatório.

No entanto, a modelagem de todo o campo em escala do modelo geológico requer intensivas demandas de tempo computacional e armazenamento de memória e com possíveis dificuldades de convergência.

Comparando as respostas do simulador STARS com e sem a opção geomecânica é constatada a contribuição do mecanismo de produção *compaction drive*. Os modelos com a consideração do módulo geomecânico apresentaram produção maior que o modelo sem o módulo. A produção foi maior quanto menor o módulo de *Young*, pois maior é a deformação da rocha quando submetida aos mesmos níveis de tensão. Além desse mecanismo, a expansão dos fluidos, também foi de grande relevância. Esta acompanhou o comportamento da rocha. Quanto maiores as deformações, maiores foram as variações dos volumes dos fluidos.

Apesar de todas as dificuldades envolvidas na análise geomecânica, esta abordagem não pode ser negligenciada na previsão de produção dos reservatórios pois o estudo da deformabilidade do reservatório pode trazer uma compreensão mais adequada dos fenômenos físicos que podem ocorrer.

Para trabalhos futuros sugere-se:

1. Avaliação da influência do tipo de fluido considerado. Acredita-se que quanto menos compressível o fluido no interior do reservatório falhado, mais favoráveis são as condições para reativação da falha.
2. Consideração de variação de temperatura no reservatório, pois afeta tanto as propriedades dos fluidos quanto das rochas.
3. Testar as outras formas de acoplamento do STARS.
4. Simulações com poços injetores de diferentes fluidos.
5. Comparação das respostas geomecânicas considerando outros critérios de falha.

6. Simulações em reservatórios com modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade.
7. Comparação entre diferentes simuladores.

## 6. Referências Bibliográficas

1. **DE OLIVEIRA, Bruno Cruz.** *Simulação de Reservatórios de Petróleo em Ambientes MPSoC.* s.l., Rio Grande do Norte : Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009.
2. **FALCÃO, Flávia Lima.** *Efeitos Geomecânicos na Simulação de Reservatórios de Petróleo.* Rio de Janeiro, 2002.
3. **CMG, Computer Modeling Group.** *STARS 2008.10 User's Guide.* Calgary, 2008.
4. **PIMENTA, Paulo de Mattos.** *Fundamentos da Mecânica dos Sólidos e das Estruturas.* Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.
5. **TEIXEIRA, Wilson et al.** *Decifrando a Terra.* s.l. : Oficina de Textos, 2000.
6. **ROSA, Adalberto et al.** *Engenharia de Reservatórios de Petróleo.* Rio de Janeiro : Editora Interciência, 2006.
7. **NOTAS DE AULA.** *Simulação e Modelagem de Reservatórios.* Rio de Janeiro : Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
8. **NAVEIRA, Vanessa Palma.** *Incorporação dos Efeitos Geomecânicos de Compactação e Subsidência na Simulação de Reservatórios de Petróleo.* Rio de Janeiro, 2008.
9. **AZEVEDO, Izabel et al.** *Introdução à Mecânica das Rochas.* Viçosa : Editora UFV, 2002.
10. **NOTAS DE AULA.** *Comportamento Estrutural de Sistemas Oceânicos.* Rio de Janeiro : Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

11. **WANG, Herbert F.** *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. s.l. : Princeton University Press, 2000.
12. **MARSILI, Marcelo Danemberg.** *Simulação Numérica da Injeção de Água como Método de Recuperação Suplementar para um Campo com Alto Grau de Exploração*. Rio de Janeiro, 2008.
13. **PEREIRA, Leonardo Cabral.** *Simulação de Fluxo em Reservatórios sob Efeito da Compactação*. Rio de Janeiro, 2007.
14. **TRAN, David, SETTARI, Antonin, NGHIEM, Long.** *New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and Geomechanics Module*. Society of Petroleum Engineers, Texas, 2002.
15. **GUIMARÃES, L.J.N., GOMES, I.F. e FERNANDES, J.P.V.** *Influence of Mechanical Constitutive Model on the Coupled Hydro-Geomechanical Analysis of Fault Reactivation*. Society of Petroleum Engineers, Pernambuco, 2009.