

Laboratório de Métodos
Computacionais em
Geomecânica

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

RAQUEL OLIVEIRA LIMA

**AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE
SIMULADORES GEOMECÂNICO E DE FLUXO**

Recife

2019

RAQUEL OLIVEIRA LIMA

**AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO PARCIAL ENTRE
SIMULADORES GEOMECÂNICO E DE FLUXO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães

Co-orientador: Dr. Leonardo Cabral Pereira

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

L732a Lima, Raquel Oliveira.

Avaliação de técnicas de acoplamento parcial entre simuladores geomecânico e de fluxo / Raquel Oliveira Lima – Recife, 2019.

91f., fig., tabs., simbol.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Coorientador: Dr. Leonardo Cabral Pereira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019.

Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Métodos de acoplamento. 3. Acoplamento parcial *two way*. 4. Acoplamento parcial iterativo. 5. Simulação de fluxo acoplada à geomecânica. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento. (Orientador). II. Pereira, Leonardo Cabral (Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2019 - 289



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

A comissão examinadora da Defesa de Dissertação de Mestrado

**AVALIAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO PARCIAL
ENTRE SIMULADORES GEOMECÂNICO E DE FLUXO**

defendida por

Raquel Oliveira Lima

Considera a candidata APROVADA

Recife, 30 de julho de 2019

Orientador - Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães – UFPE

Coorientador - Dr. Leonardo Cabral Pereira – PETROBRAS

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães - UFPE
(Orientador)

Prof. Dr. Nelson Inoue – PUC RIO
(Examinador externo)

Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes – UFPE
(Examinador interno)

*Dedico este trabalho a minha mãe, que é
a minha maior fonte de amor e força!*

AGRADECIMENTOS

Gratidão é a palavra que expressa melhor a conclusão desse trabalho. Esse texto é só um detalhe diante de todos os encontros, momentos e crescimento durante esse percurso de dois anos. Declaro os meus mais sinceros agradecimentos aqueles que foram indispensáveis nessa caminhada.

Ao TUDO da minha vida, Deus, por ter dado um novo sentido a minha vida e ter me sustentado em tantos momentos em que eu achei que não conseguiria. Por ser meu melhor amigo, confidente, minha força e refúgio. Meu Deus, eu sou nada sem ti!

Ao meu orientador, Leonardo Guimarães, pelo conhecimento compartilhado, pelas diversas oportunidades que me proporcionou e por acreditar no meu potencial.

Ao meu co-orientador, Leonardo Cabral, pelas sugestões e conhecimento compartilhado.

À equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica pelo acolhimento e pelos bons momentos compartilhados. Em especial as minhas meninas: Ana, Nayara, Katinha, Laura, Rayanne e Cindy pela cumplicidade e por fazerem meus dias mais leves. À Jean, Ricardo, Cícero, Augusto, Artur, e aos professores Igor, Lícia e Leila por todo suporte e conhecimento compartilhado.

À minha dupla do mestrado, Luiza Pacheco, pela cumplicidade e momentos de alegria e de sufoco que passamos juntas.

À Petrobras e a Energi Simulation pelo apoio financeiro.

À equipe administrativa, Rose, Priscila, Andrea, Cleide e Claudiana, por todo o suporte e bons momentos.

À minha família por todo apoio, compreensão e por serem a minha fortaleza e porto seguro.

Aos meus irmãos da Comunidade dos Viventes, por caminharem junto comigo e me mostrarem a verdadeira Vida!

Ao Projeto Vincular, por ter me ensinado tanto sobre humanidade.

Aos meus grandes amigos Arthur, José da Paixão, Isabela, Beatriz e Letícia pelo cuidado e suporte de sempre.

As minhas companheiras de apartamento, Sabrynna e Vitória, por terem me acolhido tão bem e por me fazerem se sentir em casa.

Enfim, muito obrigada!

RESUMO

Durante o desenvolvimento dos campos de petróleo observa-se que a variação da pressão dos fluidos resulta em variações nas tensões efetivas nas rochas, o que, por sua vez, provoca mudanças na porosidade e na permeabilidade do reservatório. Nos últimos anos, tem crescido o interesse em avaliar os efeitos geomecânicos nos reservatórios de petróleo por meio de simulações hidromecânicas, uma vez que permitem a previsão da compactação do reservatório e o potencial de reativação de falhas. Isto é particularmente útil para garantir a integridade dos equipamentos de poço e prevenir desastres ambientais, bem como para melhorar as previsões de produção. Os simuladores convencionais de reservatório simplificam aspectos importantes do fluxo de fluidos relacionados à geomecânica que podem afetar as estimativas das curvas de produção e a solução de pressão do reservatório, uma vez que o único parâmetro mecânico envolvido nas simulações de convencionais é a compressibilidade dos poros, que não é um parâmetro intrínseco das rochas por ser função das condições de confinamento, sendo normalmente determinada a partir de testes de laboratório sob condições de carregamento isotrópico ou edométrico. Entre os métodos disponíveis na literatura para introduzir o efeito da deformação do meio poroso causado pelo fluxo de fluidos, o esquema de acoplamento parcial se destaca. Este esquema provou diminuir o custo computacional uma vez que o sistema de equações de fluxo são resolvidos separadamente. Assim, o presente trabalho estuda duas técnicas de acoplamento parcial (*two way* e iterativo) entre o simulador de fluxo comercial Imex[®] e um simulador geomecânico. Isso é feito através do desenvolvimento de um programa de acoplamento que calcula a compressibilidade dos poros de acordo com a deformação volumétrica das rochas e atualiza a compressibilidade para a simulação de fluxo para passos de tempo de acoplamento previamente definidos. A principal diferença entre as técnicas estudadas é a seqüência em que os cálculos de fluxo e mecânicos são executados, e a compressibilidade dos poros é atualizada. A motivação principal em se desenvolver o acoplamento entre os diferentes simuladores é a flexibilidade e a possibilidade de explorar o potencial máximo de cada *software* individualmente para considerar de forma coerente o comportamento mecânico das rochas na simulação de fluxo e obter previsões de comportamento de produção mais próximas da realidade. Para os problemas analisados, os resultados obtidos foram muito próximos da solução totalmente acoplada. Por fim, para o acoplamento parcial iterativo, os cálculos mecânicos e a escrita dos arquivos de acoplamento foram calculados para passos de tempo de acoplamento em paralelo, tornando esse método atrativo para a solução de problemas de interesse prático.

Palavras-chave: Métodos de acoplamento. Acoplamento parcial *two way*. Acoplamento parcial iterativo. Simulação de fluxo acoplada à geomecânica.

ABSTRACT

During the development of the oil fields, it is observed that the variation of the fluid pressure results in variations in the effective stresses of the rocks, what in turn, causes changes in the porosity and the permeability of the reservoir. In recent years, there has been an increasing interest in evaluating geomechanical effects in oil reservoirs through hydromechanical simulations as it allows us to predict reservoir compaction and the potential for faults reactivation. This is particularly useful to ensure the integrity of well equipment and prevent environmental disasters, as well as to improving production forecasts. Standard reservoir simulator simplify important aspects of fluid flow and geomechanics that may affect the estimates of the production curves and pressure solution of the reservoir. This due to the fact that most of the simulator neglect all other parameters but pore compressibility which is not an intrinsic parameter of the rocks as it depends on the confinement conditions, generally determined from laboratory tests under isometric or edometric loading conditions. In addition, the hydromechanical modeling of large-scale multiphase problems is very computational demanding as the number of degrees of freedom of resulting discrete system of equations increases exponentially as more physical properties are calculated together. Among the methods available on literature to model porous medium deformation due to fluid flow, the partial coupling scheme stands out. This scheme has proven to decrease the computational cost once the geomechanical and the multiphase flow system of equations are solved separately. Thus, the present work studies two techniques of partial coupling (explicit two-way and iterative) between the commercial flow simulator Imex[®] and an in-house geomechanical simulator. This is done through the development of a coupling program that calculates pore compressibility according to the volumetric deformation of the rocks and update compressibility for the flow simulation for previously defined coupling time steps. The main difference between these techniques is the sequence in which the flow and mechanical calculations are performed, and pore compressibility is updated. The main motivation of this work is to create a coupling between the different simulators in order to take advantage of the flexibility of each software in order to obtain a more accurate reservoir simulation. For the problems we have analyzed, the results obtained match those of the fully coupled solution. Lastly, for the iterative partial coupling, the mechanical calculations and the writing of the coupling files were computed in parallel coupling time steps which makes this method attractive for solving problems of practical interest.

Keywords: Coupling methods. Two way partial coupling. Iterative partial coupling. Flow simulation coupled to geomechanics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Relação entre a pressão, a tensão efetiva e a tensão total	21
Figura 2 -	Exemplo de uma malha geomecânica.	32
Figura 3 -	Amostra de um calcário contendo poros do tipo separate vuggy	37
Figura 4 -	Mudança na permeabilidade em função da trajetória de tensões.....	38
Figura 5 -	Fluxograma do Acoplamento Total.....	41
Figura 6 -	Fluxograma do Acoplamento Sequencial Iterativo	42
Figura 7 -	Fluxograma do acoplamento parcial a) Two Way, b) One Way.....	45
Figura 8 -	Comportamentos dos multiplicadores de pseudoacoplamento.....	47
Figura 9 -	Programas envolvidos no acoplamento	48
Figura 10 -	Fluxograma do Acoplamento Parcial Two Way	51
Figura 11 -	Fluxograma do Acoplamento Parcial Iterativo	51
Figura 12 -	Definição dos tipos de rocha para um grid contendo 100 blocos.....	54
Figura 13 -	Definição da compressibilidade para 4 tipos de rochas.....	55
Figura 14 -	Informações variáveis no modelo do arquivo de restart para o Imex® ...	56
Figura 15 -	Condições de contorno dos problemas estudados.....	59
Figura 16 -	Resultados do Problema 1	61
Figura 17 -	Resultados do Problema 2.....	62
Figura 18 -	Convergência do método de acoplamento iterativo para o Problema 1	63
Figura 19 -	Compactação do topo do reservatório para o Problema 1 (Acp. 2Way)	63
Figura 20 -	Compactação do topo do reservatório para o Problema 2 (Acp. 2Way)	64
Figura 21 -	Subsidência da superfície para o Problema 3 (Acp. 2Way).....	64
Figura 22 -	Compactação do topo reservatório para o Problema 3 (Acp. 2Way)	64
Figura 23 -	Subsidência da superfície na direção x- Problema 3 (Acp. Iterativo).....	65
Figura 24 -	Resultados do Problema 3.....	66
Figura 25 -	Variação da porosidade no bloco do poço produtor- Problema 3	67
Figura 26 -	Variação da porosidade no reservatório para o Problema 3.....	68
Figura 27 -	Variação da porosidade no reservatório para o Problema 3.....	68

Figura 28 - Variação da porosidade utilizando os modelos linear e total (Acp. 2Way)	69
Figura 29 - Pseudo compressibilidade média - Problema 3.....	70
Figura 30 - Variação da pseudo compressibilidade - Problema 3 (Acp. 2Way)	70
Figura 31 - Variação da pseudo compressibilidade - Problema 3 (Acp. Iterativo)....	71
Figura 32 - Convergência do método de acoplamento iterativo para o Problema 3.....	72
Figura 33 - Resultados para o Problema 4.....	75
Figura 34 - Compactação do reservatório ao longo do tempo para o Problema 4 ...	76
Figura 35 - Malhas geomecânicas analisadas para o Problema 4.....	77
Figura 36 - Resultados do estudo de malha geomecânica para o Problema 4	78
Figura 37 - Distribuição da pressão após 9000 dias de produção	78
Figura 38 - Deslocamento nodal nos poços produtor e injetor.....	79
Figura 39 - Malhas geomecânicas analisadas para o Problema 3.....	79
Figura 40 - Resultados do estudo de malha geomecânica para o Problema 3	80
Figura 41 - Variação da frequência de acoplamento-Problema 3 (Acp. Iterativo)....	82
Figura 42 - Variação da frequência de acoplamento-Problema 3 (Acp. 2Way)	83
Figura 43 - Variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento (Acp. Iterativo)	84
Figura 44 - Variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento (Acp. 2Way)	84
Figura 45 - Variação da compressibilidade dos poros inicial - Problema 3.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Informações gerais dos casos monofásicos analisados	59
Tabela 2 - Distribuição da frequência de acoplamento para os problemas 1,2 e 3.....	60
Tabela 3 - Informações gerais do caso trifásico (Problema 4).....	72
Tabela 4 - Propriedades dos fluidos (Problema 4)	73
Tabela 5 - Permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema água-óleo	73
Tabela 6 - Permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema gás-óleo	74
Tabela 7 - Quantidade e distribuição dos passos de tempo de acoplamento	81

LISTA DE SÍMBOLOS

$\boldsymbol{\sigma}'$	Tensor de tensões efetivas
\mathbf{b}	Vetor de Forças de Corpo
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões totais
\mathbf{I}	Matriz Identidade
p	Pressão de Poros
$\varepsilon_v = \nabla \cdot \mathbf{u}$	Deformação Volumétrica
\mathbf{u}	Vetor de deslocamentos
\mathbf{D}	Tensor Constitutivo
	Tensor de Deformação
$\boldsymbol{\varepsilon}$	
ρ_f	Densidade do fluido
μ_f	Viscosidade do fluido
ρ_s	Densidade dos sólidos
φ	Porosidade efetiva
φ_a	Porosidade absoluta
\mathbf{q}_f	Lei de Darcy
\mathbf{K}	Tensor de permeabilidade intrínseca do meio
\mathbf{g}	Vetor gravidade
$V_p(p_{ref})$	Volume poroso na pressão de referência
V_t	Volume total de rocha
V_p	Volume poroso
V_{pi}	Volume poroso interconectado
V_s	Volume dos sólidos
c_p	Compressibilidade dos poros
S_α	Saturação de cada fase

ρ_{α}	Densidade de cada fase
q_{α}	Termo de fonte/sumidouro
\mathbf{v}_{α}	Velocidade da fase
ρ_{O_o}	Densidade do óleo na fase óleo
p_{α}	Pressão de cada fase
$V_{G_{std}}$	Volume do componente gás em condições padrão
$V_{O_{std}}$	Volume do componente óleo em condições padrão
m_G e m_O	Massas de gás e óleo
$\rho_{O_{std}}$ e $\rho_{G_{std}}$	Densidade dos componentes óleo e gás em condições padrão
B_o	Fator volume de formação de óleo
B_g	Fator volume de formação de gás
B_w	Fator volume de formação de água
R_s	Razão de solubilidade
K_f	Rigidez do fluido
K_s	Rigidez do sólido
E	Módulo de elasticidade
ν	Razão de poisson
K	Matriz de rigidez
F	Vetor de forças
N	Matriz das funções de forma
v_e	Volume do elemento
σ_p^e	Tensor de variação de pressão
M_{por}	Multiplicador de porosidade
M_{Hperm}	Multiplicador de permeabilidade horizontal
M_{Vperm}	Multiplicador de permeabilidade vertical

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO.....	15
1.2	OBJETIVOS.....	18
1.2.1	Objetivo Geral	18
1.2.2	Objetivos Específicos	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	19
2	ACOPLAMENTO HIDROMECAÂNICO	20
2.1	EQUAÇÕES DE EQUILÍBRIO.....	21
2.2	EQUAÇÕES DE CONSERVAÇÃO DE MASSA	22
3	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS	25
3.1	SIMULAÇÃO CONVENCIONAL DE FLUXO	25
3.1.1	Equacionamento para o fluxo em simuladores convencionais.....	27
3.2	SIMULAÇÃO DE FLUXO ACOPLADA À GEOMECAÂNICA	30
3.2.1	Parâmetros de Acoplamento	33
4	MÉTODOS DE ACOPLAMENTO HIDROMECAÂNICO	40
4.1	ACOPLAMENTO TOTAL	40
4.2	ACOPLAMENTO SEQUENCIAL.....	42
4.3	ACOPLAMENTO PARCIAL.....	44
4.4	PSEUDO ACOPLAMENTO.....	46
5	METODOLOGIA DE ACOPLAMENTO MATIMEX	48
5.1	FORMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROGRAMA DE ANÁLISE DE TENSÕES.....	52
5.1.1	Transformação da pressão de poros em carregamento nodal.....	53
5.2	INFORMAÇÕES DE ENTRADA PARA O PROBLEMA DE FLUXO (IMEX®):	54
5.3	INFORMAÇÕES DE ENTRADA PARA O PROBLEMA GEOMECAÂNICO (MATLAB):.....	56
5.4	PROGRAMA GERENCIADOR	57
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	58
6.1	ESTUDOS DE CASO (DEAN ET AL., 2006)	58
6.2	ANÁLISE DA DISCRETIZAÇÃO DAS MALHAS DE FLUXO E GEOMECAÂNICA.....	76
6.3	ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DOS PASSOS DE TEMPO DE ACOPLAMENTO	81
6.4	ANÁLISE DA COMPRESSIBILIDADE DOS POROS INICIAL	85
7	CONCLUSÕES	86
8	SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88

1 INTRODUÇÃO

A recuperação dos hidrocarbonetos dos reservatórios em subsuperfície impõe mudanças físicas e químicas, em relação as condições iniciais, em ambos os sistemas de rocha e fluido. Essas variações dependem de fatores internos e externos ao reservatório, tais como tensões efetivas, tipo de fluido, gravidade e saturações dos fluidos, porosidade, permeabilidade, características do fluido e das pressões de produção e injeção, entre outros (LONARDELLI et al., 2017).

A pressão de poros do reservatório diminui quando o mesmo é posto em produção, resultando no aumento da tensão efetiva atuante nos sólidos e na compactação das rochas. A performance dos reservatórios é afetada pela compactação, uma vez que a porosidade é reduzida e pode contribuir para a manutenção da pressão e para a recuperação dos hidrocarbonetos (SULAK; DANIELSEN, 1988). Por exemplo, a compactação do reservatório tem sido considerada como um importante mecanismo de recuperação para vários campos, tais como as areias betuminosas de Alberta no Canadá, óleo pesados na Venezuela, e os reservatórios carbonáticos do Mar do Norte (SEN; SETTARI, 2005).

Entretanto, as respostas de desempenho do reservatório às mudanças no estado de tensões podem ser positivas (como é o caso do mecanismo de compactação) ou negativas, uma vez que dependendo das propriedades das rochas adjacentes, a compactação do reservatório pode se propagar para a superfície e gerar subsidência, causando danos aos equipamentos de poço e as instalações de superfície (LONGUEMARE et al., 2002). No campo de Belridge, na Califórnia, quase 1.000 poços sofreram danos severos no revestimento durante os últimos 20 anos de produção (FREDRICH et al., 2000). Além disso, para reservatórios fraturados essas mudanças no estado de tensões podem aumentar ou reduzir a condutividade das fraturas, ou ainda criar caminhos de fluxo preferenciais (MAINGUY; LONGUEMARE, 2002).

Alguns campos bem conhecidos sofreram graves problemas de subsidência. O campo de Wilmington, localizado perto da borda sudoeste da bacia sedimentar de Los Angeles, é formado por arenitos inconsolidados e já apresentou uma subsidência de aproximadamente 29 pés (~ 8, 84 m) no centro de uma depressão alongada - coincidindo com a área produtiva do campo. A área de subsidência causou um dano

de milhões de dólares. A injeção de água foi utilizada para manutenção da pressão do reservatório e contenção da subsidência (ALLEN, 1968).

O campo Ekofisk, localizado no Mar do Norte, é formado por calcários (*chalk limestones*) e foi posto em produção em julho de 1971. A depleção desse campo causou significativo aumento das tensões efetivas na rocha reservatório. Os sedimentos superiores ao reservatório não foram capazes de resistir a deformação, provocando a subsidência da superfície. Em novembro de 1984, medições e estudos verificaram que uma bacia de subsidência suave havia se desenvolvido acima dos reservatórios de Ekofisk, sendo de aproximadamente 13,1 pés (~ 4 m) (SULAK; DANIELSEN, 1988).

Nos últimos anos, a geomecânica evoluiu nos estudos de desenvolvimento de reservatórios e já está sendo usado em inúmeros campos de petróleo, destacando a importância da modelagem geomecânica para o gerenciamento e previsão do comportamento do reservatório (LONARDELLI et al., 2017; SAMIER; ONAIS; DE GENNARO, 2008). A subsidência da superfície da terra devido à exploração de águas subterrâneas e hidrocarbonetos tem desencadeado extensivos estudos em simulações de fluxo e geomecânica acopladas. Esse tipo de simulação permite a modelagem física de fenômenos tais como compactação, subsidência, faturamento induzido, reativação de falhas, entre outros aspectos mecânicos (SAMIER; ONAIS; DE GENNARO, 2008). Além disso, também permite a avaliação do estado de tensões durante o desenvolvimento dos reservatórios, que é um assunto de interesse para a avaliação da janela operacional para perfuração de novos poços e para garantir a integridade dos poços existentes, uma vez que ao longo da produção do reservatório, o estado de tensões *in situ* sofre mudanças que só podem ser avaliadas através de análises acopladas de fluxo-tensão (geomecânica de reservatórios).

1.1 MOTIVAÇÃO

A geomecânica desempenha um papel significativo nas decisões relativas a todas as fases de exploração e produção dos reservatórios de petróleo e gás. Um bom entendimento da variação das tensões nas rochas e o efeito dessas na permeabilidade, na porosidade e na compressibilidade das rochas é importante para o gerenciamento dos reservatórios, uma vez que os processos de produção e/ou

injeção de fluidos podem causar mudanças significativas no estado de tensões (DUNG, 2007).

Os simuladores convencionais de reservatório simplificam importantes aspectos geomecânicos que podem impactar na previsão de produção dos reservatórios de petróleo. Isso é atribuído ao fato que o único parâmetro mecânico envolvido nas simulações de reservatórios é a compressibilidade dos poros, o qual pode não ser suficiente para representar os aspectos do comportamento mecânico das rochas (LEWIS; GUTIERREZ, 1998), uma vez que não é um parâmetro intrínseco das rochas e depende do cenário de deformação e das condições de contorno do problema acoplado. Assim, o conceito de compressibilidade da rocha pode ser mal definido, uma vez que o correto valor pode variar amplamente dependendo do grau de confinamento (SETTARI; MOURITS, 1998)

Quando a compressibilidade das rochas varia linearmente com a pressão média do reservatório, a modelagem preditiva pode ser alcançada sem o acoplamento entre a tensão e o fluxo. Entretanto, os efeitos geomecânicos são raramente lineares, por um grande número de razões tais como a variação do carregamento devido a modificação da pressão, temperatura e saturação; mudanças no mecanismo de produção; reativação de falhas e trajetória de tensões não lineares (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Além disso, a compressibilidade do fluido é um fator dominante no controle da pressão do reservatório. Para casos em que a compressibilidade do fluido é baixa, os resultados calculados com a simulação convencional de fluxo desviam daqueles encontrados pela simulação acoplada à geomecânica, uma vez que os efeitos de arqueamento de tensão na sobrecarga e de confinamento lateral se tornam relativamente mais importantes quando comparados aos casos em que o fluido apresenta elevada compressibilidade (CHIN; THOMAS, 1999).

Existem diferenças significativas entre a distribuição da pressão de poros prevista pelos simuladores de fluxo convencionais e pelos simuladores hidromecânicos. Alguns aspectos importantes do comportamento mecânico das rochas não podem ser observados através dos simuladores de fluxo convencionais. O aumento na pressão de poros acima do valor inicial devido a efeitos mecânicos é um desses aspectos (LEWIS; GUTIERREZ, 1998). Este efeito é análogo ao conhecido Efeito de Mandel-Cryer, que consiste em um acréscimo de poropressões maior que o das tensões provocadas por uma variação no estado de tensões totais, observado nas primeiras aplicações da teoria da consolidação tridimensional de Biot (1941).

Os modelos que acoplam fluxo e geomecânica são necessários para investigar o impacto da alteração do estado de tensões nas propriedades dos reservatórios de petróleo, especialmente para reservatórios naturalmente fraturados e sensíveis ao estado de tensões, uma vez que os parâmetros envolvidos são interconectados: a alteração da pressão de poros modifica o estado de tensões, o qual modifica a porosidade e a permeabilidade, que por sua vez também influenciam a pressão de poros (LONARDELLI et al., 2017).

Entretanto, a modelagem numérica de processos hidromecânicos em problemas de grande escala impõe grandes desafios computacionais, uma vez que normalmente apresentam grandes sistemas de matrizes e elevado custo computacional devido à atualização do módulo geomecânico. No passado, a principal restrição para a implementação das simulações acopladas era a limitação dos recursos computacionais. Nos últimos anos, houve um grande progresso no desenvolvimento de *hardwares* e as barreiras para resolver problemas tão complexos estão sendo continuamente reduzidas através da computação de alto desempenho. No entanto, uma formulação integrada desse problema que envolve tanto a modelagem do fluxo, quanto a deformação do meio, continua sendo complicada e precisa de mais estudos para melhorar a precisão, a convergência e a eficiência computacional (SEN; SETTARI, 2005).

Dentre os métodos disponíveis na literatura para modelar a deformação do meio poroso devido a produção ou injeção de fluidos, acoplamentos total, sequencial, parcial e pseudo acoplamento (TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2009), os acoplamentos parciais apresentam tempo computacional reduzido uma vez que os cálculos mecânicos são realizados apenas para alguns passos de tempo de acoplamento. Além disso, os cálculos de fluxo e mecânico podem ser realizados por diferentes *softwares* com o auxílio de um programa gerenciador. A motivação principal em se desenvolver o acoplamento externo entre simuladores de fluxo e mecânico é a flexibilidade e a possibilidade de explorar o potencial máximo de cada *software* individualmente para considerar de forma coerente o comportamento mecânico das rochas na simulação de fluxo e obter previsões de comportamento de produção mais próximas da realidade em tempos computacionais acessíveis.

1.2 OBJETIVOS

Nesta seção serão apresentados os objetivos da presente dissertação.

1.2.1 Objetivo Geral

Esta dissertação tem como objetivo principal desenvolver o acoplamento parcial entre simuladores de tal maneira que um código convencional de análise de tensões possa ser utilizado em conjunto com o simulador de reservatórios comercial Imex[®] da CMG (SIMULATOR, 2014). Esse acoplamento será realizado através de um código de interface desenvolvido para permitir a comunicação entre os simuladores.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ❖ Implementar em Matlab as técnicas de acoplamento parcial *two way* e iterativa;
- ❖ Desenvolver um código capaz de gerenciar os arquivos de entrada e saída, calcular e escrever as variáveis de acoplamento entre o simulador de fluxo comercial Imex[®] e um código de análise de tensões em Matlab;
- ❖ Utilizar casos bases da literatura para validar as técnicas de acoplamento implementadas;
- ❖ Comparar os resultados das técnicas de acoplamento parcial implementadas com os da técnica de acoplamento total;
- ❖ Avaliar a influência da discretização do problema mecânico;
- ❖ Avaliar a definição dos passos de tempo de acoplamento;
- ❖ Avaliar a influência do valor inicial definido para a compressibilidade dos poros;

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A presente dissertação está organizada em nove capítulos, cujo conteúdo é brevemente descrito a seguir.

- ❖ **Capítulo 1 – Introdução:** apresenta o contexto, a motivação do tema abordado e os objetivos que se deseja atingir.
- ❖ **Capítulo 2 – Acoplamento Hidromecânico:** são apresentados os aspectos teóricos dos primeiros estudos sobre o acoplamento fluido-sólido em meio poroso deformável. Além disso, também são discutidas as equações governantes dos problemas mecânico e de fluxo acoplados.
- ❖ **Capítulo 3 – Simulação Numérica de Reservatórios:** define os principais aspectos da simulação numérica de reservatórios acoplada à geomecânica e também como geomecânica é considerada nas simulações convencionais, incluindo discussões sobre a utilização da compressibilidade dos poros.
- ❖ **Capítulo 4 – Métodos de Acoplamento Hidromecânico:** discute as características dos diferentes tipos de acoplamento hidromecânico, incluindo o detalhamento da técnica de acoplamento parcial utilizada nesse trabalho.
- ❖ **Capítulo 5 – Metodologia:** descreve a metodologia de acoplamento adotada, incluindo a formulação numérica de elementos finitos Galerkin do programa de análise de tensões utilizado, além de descrever o programa de gerenciamento desenvolvido nessa dissertação.
- ❖ **Capítulo 6 – Resultados e Discussões:** apresenta os principais resultados do acoplamento MATIMEX para os casos disponíveis em (DEAN et al., 2006) comparando-os com os resultados da solução totalmente acoplada. Além disso, foram também feitas análises da definição dos passos de tempo de acoplamento e do valor inicial da compressibilidade dos poros.
- ❖ **Capítulo 7- Considerações finais:** descreve as conclusões obtidas de acordo com os objetivos estabelecidos.
- ❖ **Capítulo 8 – Sugestões para trabalhos futuros.**

2 ACOPLAMENTO HIDROMECÂNICO

Neste capítulo são apresentados os aspectos teóricos dos primeiros estudos sobre o acoplamento fluido-sólido em meio poroso deformável. Além disso, também são discutidas as equações governantes dos problemas mecânico e de fluxo acoplados.

A engenharia de reservatórios é repleta de exemplos de acoplamento entre os problemas de fluxo e mecânico que podem impactar significativamente a produção e viabilidade econômica dos campos: estabilidade dos poços e das facilidades de superfície, fraturamento hidráulico para produção dos fluidos de reservatórios que apresentam permeabilidade extremamente baixa; compactação do reservatório, subsidência da superfície; produção de areia em reservatórios pouco consolidados, entre outros.

O acoplamento fluido-sólido em meio poroso deformável foi inicialmente analisado por Terzaghi em 1925 pela teoria da consolidação, a qual descreve analiticamente a consolidação unidimensional de uma coluna de solo sob carregamento constante. Em sua teoria, Terzaghi postula que as deformações do solo são principalmente causadas pelo rearranjo do sistema de partículas, e que a compressão dos fluidos e das partículas sólidas pode ser praticamente desconsiderada, além de introduzir o conceito de tensões efetivas. Esses pressupostos frequentemente consistem em uma boa aproximação do comportamento real de solos pouco consolidados, especialmente argilas e areias, uma vez que esses solos são altamente compressíveis, enquanto os constituintes (partículas e fluidos) são rígidos (VERRUIJT,2013; GAI, 2004).

Terzaghi introduziu o conceito de tensões efetivas e relacionou a consolidação mecânica à dissipação da pressão do fluido, onde a tensão total foi decomposta na soma da tensão efetiva e da pressão de poros conforme a Eq. (2.1)

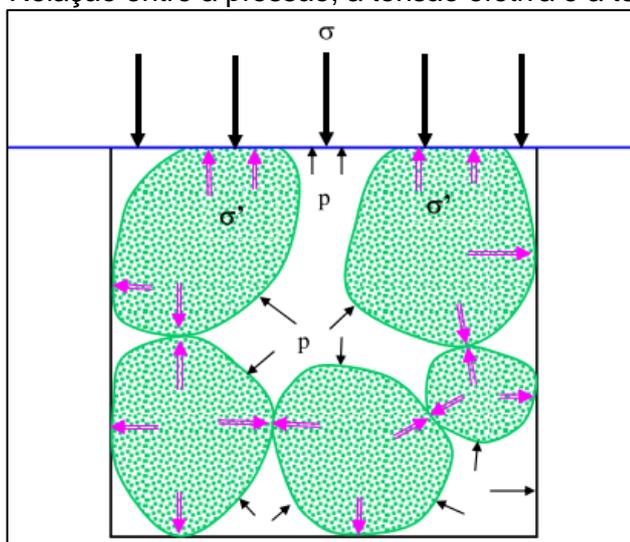
$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' + p.\mathbf{I} \quad (2.1)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}'$ é tensor de tensões efetivas, $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais, \mathbf{I} é a matriz identidade e p é a pressão de poros.

A relação entre as tensões e a pressão no meio poroso é ilustrada na Figura 1. Ao aplicar uma tensão ao material, de acordo com o princípio das tensões efetivas,

parte do esforço é sustentado pelo esqueleto sólido e parte pelos fluidos que saturam o meio.

Figura 1- Relação entre a pressão, a tensão efetiva e a tensão total



Fonte: (TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2005).

Em generalizações para casos tridimensionais da teoria de Terzaghi, tal como a desenvolvida por Biot (1941), a compressão das partículas e fluidos presentes nos poros é levada em consideração, tornando possível o estudo das deformações de materiais mais rígidos, tais como arenitos e outras rochas porosas, as quais são extremamente importantes na engenharia de reservatórios de petróleo. Biot (1941) estabeleceu o arcabouço matemático básico que rege o acoplamento entre o fluxo de fluidos e a deformação do meio, consistindo na conservação do momento linear (equilíbrio) e de massa (continuidade). Ambas as análises de Biot e Terzaghi são lineares, mas podem ser estendidas para problemas não-lineares.

2.1 EQUAÇÕES DE EQUILÍBRIO

O problema mecânico é definido pela solução da equação de equilíbrio (WAN, 2002), conforme a Eq. (2.2)

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (2.2)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais e \mathbf{b} é o vetor de forças de corpo.

Modelos constitutivos são utilizados para relacionar as tensões e as deformações, conforme a Eq. (2.3)

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{D}\boldsymbol{\varepsilon} \quad (2.3)$$

Onde $\boldsymbol{\varepsilon}$ é o tensor de deformação, \mathbf{D} é o tensor constitutivo, $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais.

Os componentes do tensor de deformação e do tensor de tensões totais são descritos nas Equações (2.4) e (2.5)

$$[\boldsymbol{\varepsilon}] = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} & \varepsilon_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$[\boldsymbol{\sigma}] = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

As variações no estado de tensões de um corpo causam o seu deslocamento em relação à configuração inicial. A deformação está relacionada ao deslocamento pela Eq. (2.6)

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \frac{1}{2}(\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T) \quad (2.6)$$

Onde \mathbf{u} é o vetor de deslocamentos.

2.2 EQUAÇÕES DE CONSERVAÇÃO DE MASSA

A conservação de massa de fluido para fluxo monofásico (VERRUIJT, 2013) é descrita pela Eq. (2.7)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_f) + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}_f + \varphi\rho_f \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (2.7)$$

Onde ρ_f é a densidade do fluido, ϕ é a porosidade, $\dot{\mathbf{u}}$ é o vetor de deslocamento da fase sólida, \mathbf{q}_f é a lei de Darcy conforme descrito na Eq. (2.8).

$$\mathbf{q}_f = -\frac{1}{\mu_f} \mathbf{K}(\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \quad (2.8)$$

Onde μ_f é a viscosidade do fluido, \mathbf{K} é o tensor de permeabilidade intrínseca do meio, \mathbf{g} é o vetor gravidade.

O termo $\nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}_f)$ refere-se ao fluxo em relação a fase sólida, enquanto o termo $\nabla \cdot (\phi \rho_f \dot{\mathbf{u}})$ refere-se ao fluxo em relação a configuração de referência.

Aplicando o conceito de derivada material na Eq. (2.7), temos:

$$\rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}_f) + \phi \rho_f \dot{\varepsilon}_v = 0 \quad (2.9)$$

Onde $\dot{\varepsilon}_v = \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}}$ é a deformação volumétrica do meio.

A conservação de massa da fase sólida é descrita pela Eq. (2.10)

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1-\phi)\rho_s] + \nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (2.10)$$

Onde ρ_s é a densidade dos sólidos.

Aplicando o conceito de derivada material na Eq. (2.10), temos:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + (1-\phi) \dot{\varepsilon}_v \quad (2.11)$$

Quando a fase sólida for incompressível ρ_s será constante e $\frac{D\rho_s}{Dt} = 0$. Assim, a variação da porosidade é escrita em função da variação volumétrica do meio, conforme descrito na Eq. (2.12)

$$\frac{D\varphi}{Dt} = (1 - \varphi) \varepsilon_v \dot{\quad} \quad (2.12)$$

Substituindo a Eq. (2.11) na Eq. (2.9), obtemos a equação de conservação de massa para fluxo monofásico em meio poroso deformável Eq. (2.13).

$$\varphi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{(1-\varphi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + \nabla \cdot (\rho_f \mathbf{q}_f) + \rho_f \varepsilon_v \dot{\quad} = 0 \quad (2.13)$$

3 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS

Neste capítulo são definidos os principais aspectos da simulação numérica de reservatórios acoplada à geomecânica e também como geomecânica é considerada nas simulações convencionais, incluindo discussões sobre a utilização da compressibilidade dos poros.

A exploração dos reservatórios de petróleo está associada a altos custos e incertezas. Os simuladores são ferramentas frequentemente utilizadas pelos engenheiros de reservatório para prever a quantidade de hidrocarbonetos presentes nos reservatórios e sua produção ao longo do tempo, otimizar a produção do reservatório e avaliar os riscos associados (NAUROY, 2011).

Devido à complexidade dos reservatórios e das equações diferenciais parciais que governam o fluxo em meios porosos, os modelos matemáticos são convertidos em formulações numéricas. O problema de fluxo normalmente é resolvido pelo Método das Diferenças Finitas, enquanto o problema mecânico pelo dos Elementos Finitos.

3.1 SIMULAÇÃO CONVENCIONAL DE FLUXO

Os simuladores convencionais de reservatório resolvem o problema hidráulico envolvendo o fluxo de óleo, água e gás em meios porosos, considerando que as tensões no meio são constantes e que todas as propriedades do reservatório são função da pressão, e da saturação em casos de fluxo multifásico. Nessas simulações, a variação do volume poroso é determinada somente devido à variação da pressão devido a injeção/produção de fluidos e de um valor predefinido para a compressibilidade dos poros. Entretanto, o que se observa no desenvolvimento dos campos é que a variação da pressão de poros resulta em variações no estado de tensões, ocasionando mudanças na porosidade e na permeabilidade do meio, que por sua vez, interferem no campo de pressões. Esse processo de interação entre os fenômenos é o que caracteriza a natureza dos problemas acoplados na engenharia de reservatórios (LAUTENSCHLAGER et al., 2013).

O mecanismo de compactação do reservatório é contabilizado nas simulações de reservatório convencionais através de mudanças na porosidade. Entretanto, efeitos

geomecânicos muito importantes, tais como o arqueamento do *overburden* e trajetória de tensões não-exclusiva, não podem ser considerados nesse tipo de simulação (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Além disso, normalmente os valores de permeabilidade são assumidos como constantes nessas simulações, podendo resultar em erros consideráveis (DUNG, 2007).

A compressibilidade dos poros é frequentemente utilizada para calcular a variação do volume poroso nas simulações convencionais de reservatório. Essa compressibilidade é normalmente calculada através de testes de laboratório sob uma condição de carregamento definida. Entretanto, segundo Settari & Mourits (1998), a compressibilidade é função das condições de confinamento e depende da trajetória de tensão seguida pelo reservatório durante a produção. Essa trajetória de tensões pode ser bem diferente da trajetória dos carregamentos isotrópico e edométrico tradicionalmente adotada nos testes de laboratório para determinação da compressibilidade dos poros. Em particular, a trajetória pode ser heterogênea e variar durante a depleção (NAUROY, 2011).

A utilização de uma compressibilidade constante para as rochas é uma opção disponível nos simuladores convencionais de reservatório para considerar o efeito geomecânico. O volume poroso é função somente da pressão de poros, e normalmente é ajustado pela Eq. (3.1) (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008).

$$V_p(p) = V_{p(p_{ref})}(1 + X + 0.5X^2) \quad (3.1)$$

Onde $X = C_p(p - p_{ref})$; C_p é a compressibilidade dos poros constante; $V_{p(p_{ref})}$ é o volume poroso na pressão de referência.

A abordagem mais simples é assumir que a compressibilidade dos poros é constante. Normalmente essa compressibilidade é determinada a partir de testes mecânicos nas rochas do reservatório sob condições de deformação uniaxial. Entretanto, uma vez que o comportamento do reservatório é não-linear, uma compressibilidade dependente da pressão é necessária. Além disso, a hipótese de deformação uniaxial só é válida para reservatórios infinitamente horizontais. Entretanto, os reservatórios são limitados lateralmente e não se deformam uniformemente mesmo sob condições de diferenças de pressão uniformes (LEWIS; GUTIERREZ, 1998).

Gutierrez & Lewis (2002) observaram que devido a rigidez e o arqueamento do *overburden*, o reservatório não se deforma uniformemente. Próximo a linha central do reservatório, os vetores de deslocamento são verticais e então, o reservatório segue a condição de deformação uniaxial. Entretanto, próximo as bordas, os deslocamentos são próximos da condição de deformação isotrópica. Em geral, os campos de deslocamento e tensão em um reservatório dependem da geometria, das condições de contorno e da distribuição da pressão de poros, e difere da condição idealizada de deformação uniaxial. A presença de descontinuidades (falhas e fraturas), heterogeneidades e o declínio de pressão não-uniforme também afetam a distribuição das tensões e dos deslocamentos. Além disso, muitos tipos de solos e rochas podem apresentar expansão volumétrica devido a dilatação induzida por cisalhamento mesmo para valores constantes de declínio de pressão.

3.1.1 Equacionamento para o fluxo em simuladores convencionais

O modelo matemático *black oil* é o padrão para a simulação de reservatórios. Baseado na equação de conservação de massa para cada componente e na Lei de Darcy são obtidas as equações para o fluxo multifásico (CHEN; HUAN; MA, 2006).

As hipóteses admitidas pelo modelo matemático *black-oil* são:

- ❖ Três fases (água, óleo e gás) saturam o meio poroso;
- ❖ Assume-se que os fluxos de massa por dispersão e difusão são desprezíveis e que a interface sólido-fluido é uma superfície material de modo que o fluido não atravessa o sólido;
- ❖ Assume-se que o óleo e a água são líquidos imiscíveis e que não há troca de massa ou mudança de fase entre eles;
- ❖ Considera-se que o gás é solúvel no óleo, mas não é solúvel na água;
- ❖ Assume-se apenas 3 componentes (água, óleo e gás, que pode estar na fase de gás ou dissolvido no óleo) e três fases fluidas (água, óleo e gás);

❖ Assume-se fluxo isotérmico e em equilíbrio termodinâmico.

A conservação de massa de cada componente, água, óleo e gás, são descritas pelas Equações (3.2), (3.3) e (3.4), respectivamente. Os índices minúsculos indicam a fase, enquanto os maiúsculos indicam os componentes. Assim, o componente gás pode existir tanto na fase gás quanto na fase óleo (CHEN; HUAN; MA, 2006).

$$\frac{\partial(\phi\rho_w S_w)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_w \mathbf{v}_w) + q_w \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_o S_o)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_o \mathbf{v}_o) + q_o \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi(\rho_{G_o} S_o + \rho_g S_g)] = -\nabla \cdot (\rho_{G_o} \mathbf{v}_o + \rho_g \mathbf{v}_g) + q_G \quad (3.4)$$

Onde S_α é a saturação de cada fase, ρ_α é a densidade de cada fase, q_α é o termo de fonte/sumidouro ($\alpha = w, o, g$), \mathbf{v}_α é a velocidade da fase, ρ_{o_o} é a densidade do óleo na fase óleo, ρ_{G_o} é a densidade do gás na fase óleo.

A Lei de Darcy para cada fase é descrita pela Eq. (3.5),

$$\mathbf{v}_\alpha = -\frac{1}{\mu_\alpha} \mathbf{K}_\alpha (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha \mathbf{g} \nabla z), \quad \alpha = w, o, g \quad (3.5)$$

Onde μ_α é a viscosidade do fluido, \mathbf{K}_α é o tensor de permeabilidade, p_α é a pressão de cada fase, \mathbf{g} é a gravidade e z é a altura.

As três fases fluidas podem preencher o espaço poroso simultaneamente, assim a relação de saturações é dada pela Eq. (3.6),

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (3.6)$$

Além disso, a pressão das fases é relacionada através da pressão capilar pela (Eq. 3.7),

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad \text{e} \quad p_{cgo} = p_g - p_o \quad (3.7)$$

Para o modelo *black-oil* é conveniente trabalhar com as equações de conservação em “volumes padrão” ao invés das equações de conservação de massa. As frações mássicas dos componentes óleo e gás na fase óleo podem ser determinadas pela solubilidade do gás (razão de solubilidade), que representa o volume de gás dissolvido no óleo, medido em condições padrão, conforme a Eq. (3.8),

$$R_s(p, T) = \frac{V_{G_{std}}}{V_{O_{std}}} \quad \text{ou} \quad R_s(p, T) = \frac{m_G \rho_{O_{std}}}{\rho_{G_{std}} m_O} \quad (3.8)$$

Onde $V_{G_{std}}$ é o volume do componente gás em condições padrão, $V_{O_{std}}$ é o volume do componente óleo em condições padrão, m_G e m_O são as massas de gás e óleo, $\rho_{O_{std}}$ e $\rho_{G_{std}}$ são a densidade dos componentes óleo e gás em condições padrão.

Lembrando que o fator volume de formação do óleo é a razão entre o volume da fase óleo em condições quaisquer sobre o volume do componente óleo em condições padrão Eq. (3.9), temos:

$$B_o(p, T) = \frac{V_o(p, T)}{V_{O_{std}}} \quad \text{onde} \quad V_o(p, T) = \frac{m_G + m_O}{\rho_o} \quad (3.9)$$

Lembrando também que o fator volume de formação de gás é a razão entre o volume da fase gás em condições quaisquer sobre o volume do componente gás em condições padrão Eq. (3.10), temos:

$$B_g(p, T) = \frac{V_g(p, T)}{V_{G_{std}}} \quad (3.10)$$

Assim, as equações de conservação em volumes padrão para cada fase são definidas pelas Equações (3.11), (3.13) e (3.13).

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi \rho_w}{B_w} S_w \right) = -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_w}{B_w} \mathbf{v}_w \right) + q_w \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi \rho_o}{B_o} S_o \right) = -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_o}{B_o} \mathbf{v}_o \right) + q_o \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{\rho_G}{B_g} S_g + \frac{R_s \rho_G}{B_o} S_o \right) \right] = -\nabla \cdot \left(\frac{R_s \rho_G}{B_o} \mathbf{v}_o + \frac{\rho_G}{B_g} \mathbf{v}_g \right) + q_G \quad (3.13)$$

Uma vez que tanto a densidade dos fluidos quanto a porosidade do meio são funções da pressão, o termo dependente do tempo nas equações (3.11), (3.12) e (3.13) pode ser reescrito conforme descrito na Eq. (3.14)

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_\alpha \varphi) = \varphi \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \rho_\alpha \frac{\partial \varphi}{\partial t} = \left(\varphi \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial p} + \rho_\alpha \frac{\partial \varphi}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.14)$$

A compressibilidade de cada fase de fluido c_α e a compressibilidade dos poros c_p são definidas pelas Equações (3.15) e (3.16)

$$c_\alpha = \frac{1}{\rho_\alpha} \frac{\partial \rho_\alpha}{\partial p} \quad (3.15)$$

$$c_p = \frac{1}{\varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial p} \quad (3.16)$$

Assim, substituindo as Equações (3.15) e (3.16) na Eq. (3.14), temos que

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_\alpha \varphi) = \varphi \rho_\alpha (c_\alpha + c_p) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.17)$$

3.2 SIMULAÇÃO DE FLUXO ACOPLADA À GEOMECÂNICA

Nos últimos anos tem crescido o interesse em avaliar os efeitos geomecânicos nos reservatórios de petróleo, uma vez que existem muitos casos relatados de impactos ambientais devido à extração de fluidos em subsuperfície. É importante determinar respostas tais como a compactação e a subsidência do meio, avaliar o potencial de reativação de falhas pré-existentes e de fraturamento da formação.

Compreender as tensões nas rochas distantes dos poços é um dos maiores obstáculos na exploração e desenvolvimento dos campos de petróleo. Normalmente, a indústria do petróleo se utiliza dos dados da perfuração para determinar a orientação e estimar a magnitude das tensões principais em profundidade. Entretanto, observações de campo indicam que a orientação das tensões principais é

frequentemente perturbada localmente por descontinuidades, tais como falhas e pelos limites da formação (DUNG, 2007).

Tradicionalmente na engenharia de reservatórios, o comportamento mecânico do reservatório é simplificado e a modelagem é focada no fluxo dos fluidos. Entretanto, várias abordagens vêm sendo desenvolvidas para implementar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios, uma vez que a variação do volume poroso durante a produção de um campo de petróleo depende não só da pressão de poros, mas também da variação das tensões no reservatório e nas rochas adjacentes (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Geralmente, as mudanças de volume de uma solução do tipo tensão/deformação são mais precisas porque são calculadas diretamente através da deformação volumétrica do meio poroso utilizando um modelo constitutivo do material (SETTARI; MOURITS, 1998).

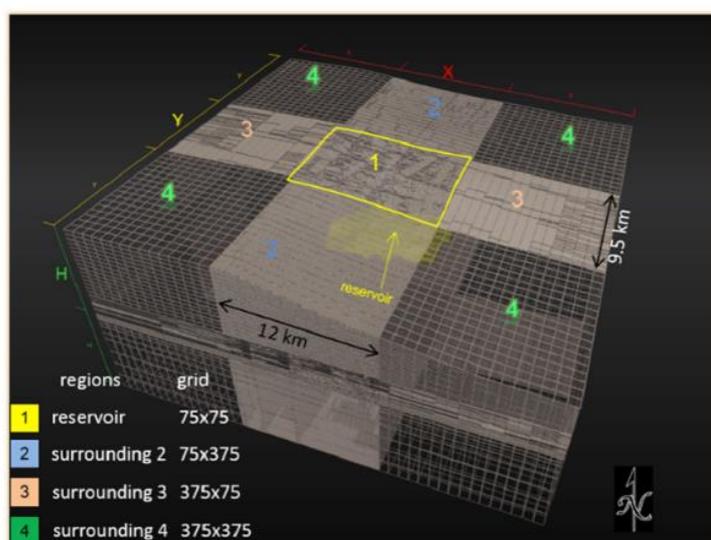
Além disso, também é importante avaliar se a injeção de fluidos pode interferir na estabilidade mecânica do meio, principalmente para meios naturalmente fraturados. (CHIN; THOMAS, 1999) investigaram o impacto da compactação de rochas sensíveis a injeção de água para a recuperação de óleo. Para os casos analisados, foi possível observar que a compactação da rocha contribuiu significativamente para a recuperação adicional de óleo e que o volume de óleo produzido foi inversamente proporcional a resistência mecânica da rocha reservatório. Para as rochas sensíveis a água, a porção do reservatório que foi inundada pela água injetada se tornou mecanicamente fraca e assim, permitiu que mais óleo fosse recuperado pelo mecanismo de compactação.

Diferentemente da simulação de reservatórios, as análises de tensão modelam não só o reservatório, mas também as rochas adjacentes ao mesmo, conforme ilustrado na Figura 2. Assim, além de contextualizar o reservatório dentro de sua estrutura, procura-se também mitigar os efeitos de fronteira. As rochas adjacentes são compostas por:

- ❖ *Overburden*: Formado pelas rochas entre o fundo do mar e/ou superfície e o reservatório. A geometria, espessura e propriedades constitutivas dessas rochas determinam o grau transmissão da compactação do reservatório para a superfície, na forma de subsidência.

- ❖ *Sideburden*: Formada pelas camadas rochosas nas laterais do reservatório. Essas rochas influenciam a trajetória de tensões e a magnitude da compactação no reservatório. No caso de rigidez lateral, uma parte da carga total de sobrecarga é transferida para as laterais (efeito de arqueamento). Conseqüentemente, a tensão vertical de sobrecarga não total e uniformemente aplicada ao reservatório.
- ❖ *Underburden*: Formado pelas rochas abaixo do reservatório, a sua rigidez pode influenciar tanto a compactação como a subsidência.

Figura 2- Exemplo de uma malha geomecânica.



Fonte: (LONARDELLI et al., 2017).

A interação entre o reservatório e as rochas adjacentes é um processo complicado. A deformação das rochas *overburden* depende da distribuição de pressões no reservatório, mas por outro lado, a distribuição de pressão no reservatório também é controlada pela deformação do *overburden* (LEWIS; GUTIERREZ, 1998). Normalmente as rochas do *overburden* são modeladas até a superfície, enquanto assume-se dimensões suficientemente grandes para as rochas *sideburden* e *underburden* de modo que condições de restrição de deslocamento normal possam ser impostas nas fronteiras dessas superfícies (NAUROY, 2011).

As propriedades mecânicas do *overburden* e a interação com o reservatório e as rochas adjacentes influenciam significativamente a magnitude e a distribuição do carregamento no reservatório. À medida que a compactação ocorre, um arco de

tensão média compressiva aumentada é formado na sobrecarga, o que faz com que uma parte da carga de sobrecarga seja deslocada da região central do reservatório para os flancos. Assim, as características das rochas do *overburden* e *sideburden* apresentam um papel muito importante na determinação da compactação no reservatório, e na recuperação adicional de óleo devido ao mecanismo de compactação (CHIN; THOMAS, 1999).

3.2.1 Parâmetros de Acoplamento

Nesta seção serão descritos os parâmetros de acoplamento normalmente utilizados para considerar os efeitos geomecânicos nas simulações convencionais de fluxo.

❖ **Porosidade**

A porosidade é um parâmetro importante das formações geológicas, especialmente para os reservatórios de hidrocarbonetos. O conhecimento da relação existente entre a porosidade e as tensões atuantes é um fator chave nos modelos de acoplamento hidromecânico para previsão do comportamento de produção (MOOSAVI et al., 2012).

Segundo Ahmed (2010), a porosidade de uma rocha refere-se à medida da capacidade de armazenamento de fluidos. A descrição e a quantificação da porosidade são um dos estágios mais importantes do processo de caracterização dos reservatórios e, muitas vezes pode ser uma tarefa difícil, uma vez que o volume poroso de uma rocha reservatório é frequentemente uma cadeia complexa de espaços de diferentes formas, dimensões e origens (COSENTINO, 2001).

Uma classificação geral e simples do sistema poroso pode ser baseada nos processos genéticos responsáveis pela formação da porosidade. A porosidade primária é a porosidade original preservada nos sedimentos após a deposição e compactação inicial, a qual depende das características texturais dos sedimentos (tamanho, forma e ordenação dos grãos) e tende a diminuir com o tempo e profundidade de soterramento. Já a porosidade secundária está relacionada às tensões tectônicas que afetam os sedimentos após a deposição e a dissolução química das rochas, alterando a porosidade original do reservatório. A porosidade

secundária normalmente é mais importante em rochas carbonáticas, devido à fragilidade e alta solubilidade dos minerais que formam essas rochas (COSENTINO, 2001; FANCHI, 2006).

A porosidade ainda pode ser classificada de acordo com os poros que contribuem para o fluxo de fluidos em absoluta e efetiva.

❖ Porosidade absoluta (φ_a)

A porosidade absoluta é definida como razão entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja,

$$\varphi_a = \frac{V_p}{V_t} \quad (3.18)$$

Sendo o volume total da rocha dado por

$$V_t = V_p + V_s \quad (3.19)$$

Onde φ_a é a porosidade absoluta, V_t é o volume total de rocha, V_p é o volume poroso e V_s é o volume dos sólidos.

❖ Porosidade efetiva (φ)

A porosidade efetiva é a percentagem dos poros interligados em relação ao volume total. Os cálculos de engenharia de reservatório normalmente utilizam esse tipo de porosidade, já que se refere aos espaços porosos que contêm fluidos recuperáveis (AHMED, 2010). Essa propriedade é expressa matematicamente pela relação seguinte:

$$\varphi = \frac{V_{pi}}{V_t} \quad (3.20)$$

Onde φ é a porosidade efetiva, V_t é o volume total de rocha, V_{pi} é o volume poroso interconectado.

Em rochas siliciclásticas, a porosidade e a permeabilidade absoluta são controladas principalmente pela textura primária deposicional, enquanto nos carbonatos a textura diagenética é determinante para a distribuição das propriedades petrofísicas, resultando em um sistema poroso com alta variação, devido aos intensos processos de dissolução, recristalização e cimentação (LUCIA, 2007).

Várias funções têm sido publicadas na literatura para atualizar a porosidade durante as simulações de fluxo. A forma mais simples para atualizar a porosidade é o modelo linear desenvolvido diretamente da definição de compressibilidade dos poros, em que a pressão é considerada como a única variável independente, conforme descrito na Eq. (3.21).

$$\varphi = \varphi_0 [1 + c_p (p - p_{ref})] \quad (3.21)$$

Onde φ_0 é a porosidade inicial, c_p é a compressibilidade dos poros, p é a pressão de poros e p_{ref} é a pressão de poros de referência.

De forma mais rigorosa, a porosidade pode ser obtida a partir da contribuição de 4 componentes distintos: deformação volumétrica do sólido, compressão do sólido pelo gradiente de pressão, compressão do sólido pela tensão efetiva e alteração do volume dos fluidos nos poros (ZIENKIEWICZ, 1999 *apud* PEREIRA, 2015). Assim, a atualização da porosidade é dada pela Eq. (3.22)

$$\varphi = \varphi_0 + \alpha \Delta \varepsilon_v + \frac{1}{Q} \Delta p \quad (3.22)$$

$$\alpha = 1 - \frac{E}{3(1-2\nu)K_s} \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{Q} = \frac{\varphi^n}{K_f} + \frac{\alpha - \varphi^n}{K_s} \quad (3.24)$$

Onde K_f é o módulo de deformação volumétrica do fluido, K_s é o módulo de deformação volumétrica do sólido, E é o módulo de elasticidade, ν é a razão de poisson, ε_v é a deformação volumétrica.

❖ **Permeabilidade Absoluta**

Além da porosidade, a permeabilidade absoluta é outro parâmetro importante nos reservatórios de hidrocarbonetos. Portanto, prever sua relação com as tensões efetivas também é de grande importância para a modelagem do reservatório (MOOSAVI et al., 2012). Ahmed (2010) define a permeabilidade absoluta como sendo a medida da capacidade e habilidade de uma formação de transmitir fluido, quando apenas um único fluido satura a rocha reservatório. Essa propriedade controla o movimento direcional e a taxa de fluxo dos fluidos do reservatório, além de ser um dos parâmetros mais difíceis de descrever nos estudos de reservatórios (COSENTINO, 2001).

A permeabilidade absoluta dos reservatórios depende do tamanho dos poros, da cimentação dos grãos e da compactação. Os reservatórios siliciclásticos geralmente têm permeabilidades na faixa de 1 a 10000 *milidarcys*. Os reservatórios carbonáticos são geralmente menos homogêneos que os siliciclásticos e apresentam uma ampla gama de distribuições de tamanho de grãos. A porosidade secundária é responsável por valores significativos de permeabilidade nos carbonatos, já que a permeabilidade da matriz é normalmente muito baixa (FANCHI, 2006).

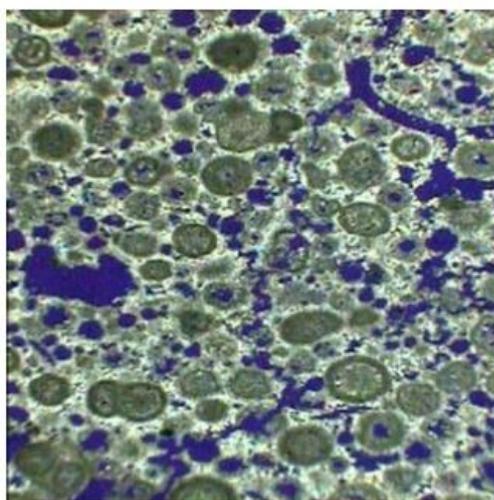
A presença de argila pode reduzir a permeabilidade de uma rocha por várias ordens de magnitude, devido à expansão resultante do contato com água doce, enquanto que, um extenso sistema de fraturas naturais pode fornecer condutas de alta capacidade de vazão para canalizar o fluxo do reservatório para o poço (FANCHI, 2006).

Segundo Dung (2007), na maioria dos casos o aumento das tensões atuantes provoca a redução da permeabilidade. Uma exceção é que, quando sob condições de carregamento triaxial, ocorre uma dilatação levando a uma falha frágil, de modo que as altas tensões de cisalhamento atuam para aumentar a permeabilidade.

A Figura 3 ilustra uma amostra de calcário em lâmina. Os espaços porosos (em azul) são significativamente maiores do que o tamanho das partículas (em verde) e que os poros foram interconectados através de espaços porosos entre as partículas. Essa estrutura porosa é classificada por (LUCIA, 2007) como poros *separate-vuggy*. Neste tipo de rocha, a diminuição da porosidade causa uma redução significativa da permeabilidade. Isso acontece devido ao fechamento dos caminhos conectados pelo aumento das tensões efetivas que resulta na diminuição da permeabilidade, enquanto

uma mudança insignificante é observada na porosidade. Pequenas mudanças na abertura dos caminhos de conexão podem resultar em grandes mudanças nas taxas de fluxo. Além disso, a variação das tensões efetivas pode resultar também na vedação de alguns caminhos hidráulicos. Este fenômeno leva a uma mudança na permeabilidade, enquanto a mudança de porosidade pode não ser notada (MOOSAVI et al., 2012).

Figura 3- Amostra de um calcário contendo poros do tipo *separate vuggy*

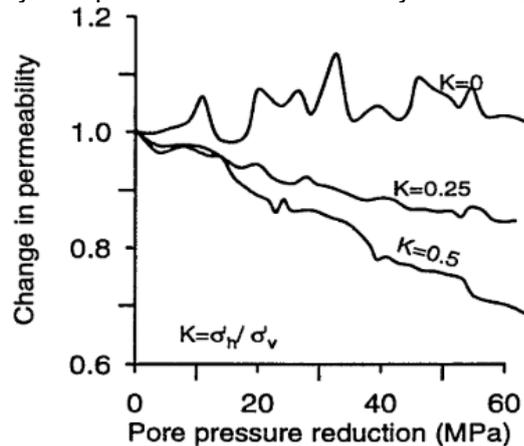


Fonte: (MOOSAVI et al., 2012).

Ao contrário da simulação convencional do mecanismo de compactação, não existe um método linear simples para explicar os efeitos da tensão sobre a permeabilidade, especialmente para sistemas fraturados, em que as mudanças de permeabilidade podem ser direcionais, localizadas e fortemente não lineares (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Uma abordagem simples é assumir que a permeabilidade é dependente da porosidade, como por exemplo, na relação de Carman-Kozeny usualmente utilizada em simulações base. Uma vez que a porosidade é função das tensões efetivas, a permeabilidade também será função dessa variável.

Um aspecto importante relacionado a mudança da permeabilidade é a dependência das condições de carregamento a qual as rochas são submetidas. A Figura 4 ilustra a variação da permeabilidade em um arenito durante um teste triaxial. Em geral, e especialmente para reservatórios que apresentam geometrias complexas, a trajetória de tensões em diferentes pontos do reservatório só pode ser determinada com o uso do simulador geomecânico (LEWIS; GUTIERREZ, 1998).

Figura 4- Mudança na permeabilidade em função da trajetória de tensões.



Fonte: (LEWIS; GUTIERREZ, 1998).

(MOOSAVI et al., 2012) utilizaram as características de compressibilidade do volume poroso das rochas do reservatório em diferentes tensões efetivas para derivar uma relação analítica de porosidade e duas relações de permeabilidade em função da tensão efetiva para descrever o comportamento hidromecânico das rochas do reservatório. Os resultados utilizando a relação porosidade-tensão proposta foram muito próximos das observações experimentais para todas as amostras de rochas analisadas, entretanto as relações de permeabilidade-tensão propostas não foram aplicáveis para as amostras de calcário com espaços porosos *vuggy*. Isto pode ser atribuído à estrutura do espaço poroso deste tipo de rochas. Assim, conclui-se que a estrutura dos poros é um fator chave na relação permeabilidade-tensão efetiva.

❖ **Compressibilidade das rochas**

Segundo Rosa, Carvalho & Xavier (2006), a compressibilidade das rochas pode ser dividida em:

- Compressibilidade da rocha matriz: variação fracional em volume de material sólido da rocha com a variação unitária de pressão, conforme ilustrado na Eq. (3.25).

$$c_r = \frac{1}{V_s} \frac{\partial V_s}{\partial p} \quad (3.25)$$

Onde V_s é o volume de sólidos.

- Compressibilidade total da rocha: variação fracional do volume total da rocha com a variação unitária de pressão, conforme ilustrado na Eq. (3.26).

$$c_t = \frac{1}{V_t} \frac{\partial V_t}{\partial p} \quad (3.26)$$

Onde V_t é o volume de sólidos.

- Compressibilidade dos poros: variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária de pressão, conforme ilustrado na Eq. (3.27)

$$c_p = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (3.27)$$

Onde V_p é o volume poroso.

4 MÉTODOS DE ACOPLAMENTO HIDROMECÂNICO

Neste capítulo são discutidas as características dos diferentes tipos de acoplamento hidromecânico, incluindo o detalhamento da técnica de acoplamento parcial utilizada nesse trabalho.

A modelagem numérica de processos acoplados é extremamente complexa, e historicamente vem sendo realizada em três áreas separadas: modelo mecânico (com o objetivo principal de quantificar o comportamento tensão/deformação); simulação de reservatórios (essencialmente para modelagem do fluxo multifásico de fluidos e transferência de calor no meio poroso) e mecânica das fraturas (propagação de fissuras e geometria) (SETTARI; MOURITS, 1998).

Grandes esforços em pesquisa vêm sendo desenvolvidos para considerar de forma coerente os efeitos geomecânicos nas simulações de fluxo. Existem várias maneiras de alcançar o acoplamento hidromecânico. A viabilidade e a precisão dos simuladores acoplados vêm sendo estudadas por vários autores. Settari & Walters (2001) discutem a teoria dos diferentes graus de acoplamento e suas peculiaridades para a formulação dos modelos numéricos, estabilidade e convergência.

Dentre os diferentes métodos disponíveis na literatura para modelar o acoplamento hidromecânico, quatro esquemas normalmente utilizados são descritos abaixo.

4.1 ACOPLAMENTO TOTAL

Utilizando os conceitos de poroelasticidade, os resultados totalmente acoplados podem ser obtidos através da solução simultânea da equação da continuidade, equação de equilíbrio, princípio das tensões efetivas de Terzaghi, relações tensão-deformação e das condições de contorno. Apesar do acoplamento total ser o esquema mais rigoroso, uma vez que as variáveis de fluxo e o campo de deslocamento são combinados em um único sistema de equações, a sua solução não é uma tarefa trivial para fluxo multifásico e apresenta elevado custo computacional (AN et al., 2017; LAUTENSCHLAGER et al., 2013; LEWIS; GUTIERREZ, 1998). Além disso, são necessários esforços significativos em programação para o desenvolvimento de simuladores multifásicos totalmente acoplados.

Após a discretização no tempo e no espaço, o sistema de equações pode ser escrito na forma matricial (SETTARI; WALTERS, 2001), conforme a Eq. (4.1)

$$\begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{L} \\ \mathbf{L}^T & \mathbf{E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta_t \boldsymbol{\delta} \\ \Delta_t \mathbf{P} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{R} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Onde \mathbf{K} é a matriz de rigidez; $\boldsymbol{\delta}$ é o vetor de deslocamentos; \mathbf{L} é a matriz acoplamento para as incógnitas de fluxo; \mathbf{E} é a matriz de fluxo; \mathbf{P} é o vetor de pressões, saturações e temperaturas; \mathbf{F} é o vetor de condições de contorno de forças; \mathbf{R} é o termo do lado direito da equação de fluxo $\Delta_t \boldsymbol{\delta} = \boldsymbol{\delta}^{n+1} - \boldsymbol{\delta}^n$; $\Delta_t \mathbf{P} = \mathbf{P}^{n+1} - \mathbf{P}^n$.

Na notação convencional de simulação de reservatórios, temos que

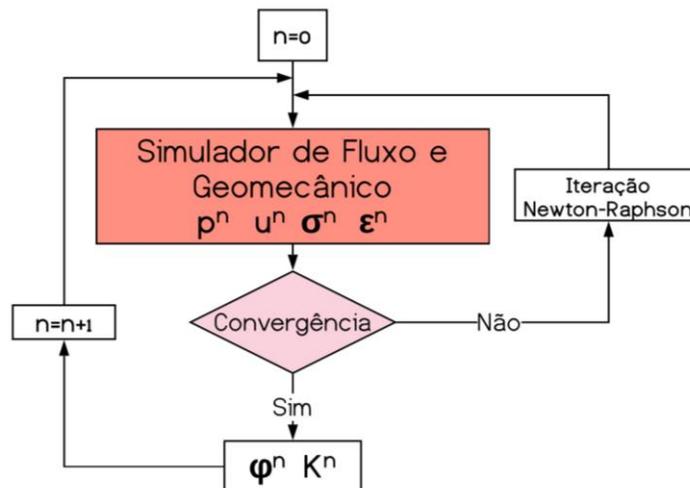
$$\mathbf{E} = \mathbf{T} - \mathbf{D} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{R} = \mathbf{Q} - \mathbf{TP}^n$$

Onde \mathbf{T} é a matriz simétrica de transmissibilidade; \mathbf{D} é a matriz de acumulação; \mathbf{Q} é o termo de poço.

O fluxograma para esse tipo de acoplamento é ilustrado na Figura 5.

Figura 5- Fluxograma do Acoplamento Total



Fonte: A autora.

4.2 ACOPLAMENTO SEQUENCIAL

Nesse tipo de acoplamento as equações de fluxo e mecânica são resolvidas separadamente e sequencialmente. O acoplamento sequencial é dito explícito se apenas uma iteração é realizada para cada passo de tempo e iterativo se a metodologia é repetida até que a convergência entre as variáveis de fluxo e mecânica seja alcançada. Devido ao tempo computacional reduzido, acoplamentos explícitos são normalmente preferíveis a acoplamentos iterativos (LONGUEMARE et al., 2002).

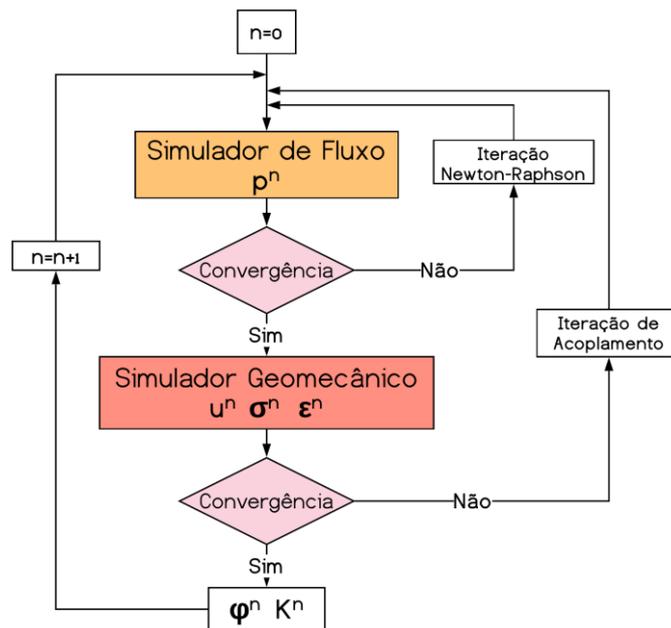
O sistema de equações para esse tipo de acoplamento pode ser escrito na forma matricial (SETTARI; WALTERS, 2001), conforme a Eq. (4.3) e a Eq. (4.4).

$$[\mathbf{T} - \mathbf{D}] \Delta_t \mathbf{P}^{n+1} = \mathbf{Q} - \mathbf{T} \mathbf{P}^n - \mathbf{L}^T \Delta_t \boldsymbol{\delta}^n \quad (4.3)$$

$$\mathbf{K} \Delta_t \boldsymbol{\delta}^{n+1} = \mathbf{F} - \mathbf{L} \Delta_t \mathbf{P}^{n+1} \quad (4.4)$$

O fluxograma para o acoplamento sequencial iterativo é ilustrado na Figura 6.

Figura 6- Fluxograma do Acoplamento Sequencial Iterativo



Fonte: A autora.

Se o método sequencial possuir estabilidade e convergência próximas da abordagem totalmente acoplada, ele pode ser bastante competitivo para a solução de

problemas de interesse prático, devido ao elevado custo computacional do método de solução totalmente acoplado (KIM, 2010).

Para um determinado intervalo de tempo, na convergência, espera-se que as soluções totalmente acopladas e sequenciais sejam as mesmas, se ambas empregarem os mesmos esquemas de discretização espacial dos problemas de fluxo e mecânico. Além disso, os esquemas sequenciais oferecem a possibilidade de utilização de simuladores distintos para a solução dos problemas de fluxo e mecânico, e também possibilitam a utilização de domínios computacionais diferentes, uma vez que as rochas capeadoras não precisam ser modeladas no problema de fluxo (KIM; TCHELEPI; JUANES, 2011).

Esforços significativos para encontrar métodos sequenciais eficientes e estáveis têm sido feitos pela comunidade de mecânica computacional. Um dos métodos sequenciais que se destaca é o *fixed-stress split*. Esse método resolve primeiro o problema de fluxo mantendo os campos de tensão total congelados e permitindo que os campos de deformação variem, e em seguida resolve o problema mecânico para estimar os deslocamentos. Após a solução sequencial dos subproblemas, uma solução mais precisa pode ser obtida através de iterações de acoplamento adicionais ou o tempo pode ser avançado e a solução do novo intervalo de tempo é iniciada (KIM et al., 2012). Os resultados numéricos obtidos por (CASTELLETTO; WHITE; TCHELEPI, 2015) demonstraram que o esquema *fixed stress split* apresenta robustez e baixo custo computacional para o acoplamento entre a deformação e a pressão.

(KIM; TCHELEPI; JUANES, 2011) realizaram análises da estabilidade e convergência de métodos de soluções sequenciais implícitas para o fluxo de fluidos acoplado à geomecânica. Foram analisadas quatro estratégias de acoplamento, em que cada subproblema (fluxo e mecânico) é resolvido implicitamente: dois esquemas resolvem o problema mecânico primeiro – conhecidos como *drained* e *undrained splits*; e dois esquemas que resolvem o problema de fluxo- *fixed-strain* e *fixed-stress splits*. As análises mostraram que os métodos *drained* e *fixed-strain splits*, os quais são normalmente utilizados, são condicionalmente estáveis para análises elásticas e instáveis para análises elastoplásticas. Entretanto, o limite de estabilidade depende somente da força de acoplamento entre os problemas de fluxo e mecânico e independe do tamanho do passo de tempo. Por outro lado, os esquemas *undrained* e *fixed-stress splits* são incondicionalmente estáveis em relação a força de acoplamento

e não sofrem oscilações tanto para análises elásticas quanto elastoplásticas. Entretanto, o método *fixed-stress split* converge muito mais rápido do que o *undrained split*.

4.3 ACOPLAMENTO PARCIAL

Na abordagem parcialmente acoplada, as equações de fluxo e tensão são resolvidas separadamente e sequencialmente assim como na abordagem sequencial. Entretanto, o acoplamento entre os dois problemas é resolvido apenas após certos números de passos de tempo de fluxo. Esse método apresenta um baixo custo computacional quando comparado aos outros métodos, no entanto, estimativas confiáveis de quando o problema mecânico deve ser atualizado são necessárias (KIM; TCHELEPI; JUANES, 2011).

Exemplos de acoplamento parcial podem ser encontrados nos trabalhos de (DEAN et al., 2006; FONTOURA et al., 2013; INOUE et al., 2014; MAINGUY; LONGUEMARE, 2002; PEREIRA, 2015; RUTQVIST; BIRKHOLZER; TSANG, 2008; SEGURA; CAROL, 2008; SETTARI; MOURITS, 1998; SETTARI; WALTERS, 2001).

O acoplamento fraco pode ser classificado em dois tipos: *one way* e *two way*. O acoplamento *one way* é a abordagem parcialmente acoplada mais simples, em que a distribuição de pressão advinda do simulador de fluxo é introduzida no módulo geomecânico como um carregamento e as modificações na porosidade e permeabilidade do reservatório em função da variação de tensões não retorna para o simulador de fluxo. Nesse tipo de acoplamento os efeitos geomecânicos não afetam a resposta da simulação de fluxo, sendo normalmente utilizado para previsões de subsidência, danos em equipamentos e problemas ambientais (SAMIER; ONAIS; DE GENNARO, 2008; LONGUEMARE et al., 2002).

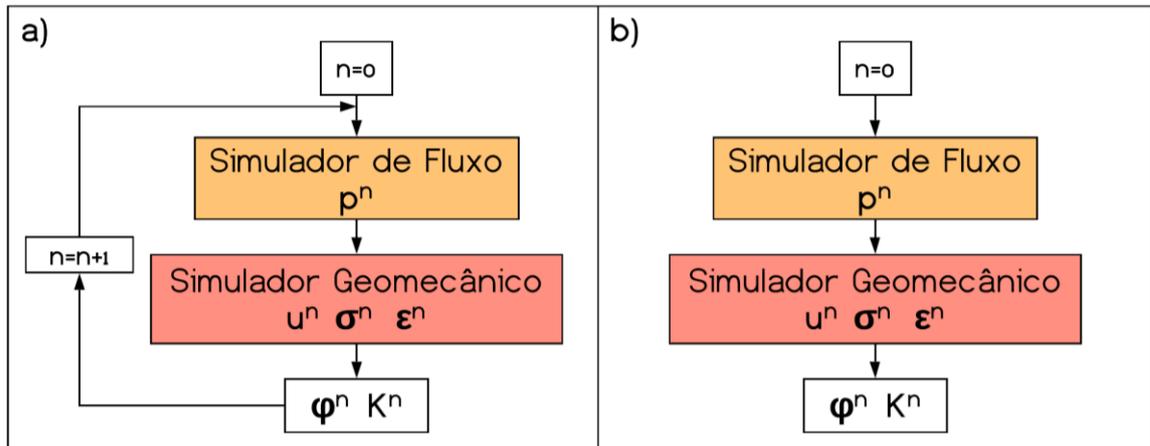
No esquema de acoplamento parcial *two way*, as variáveis de fluxo e mecânica são calculadas separadamente e sequencialmente, por um simulador de reservatórios convencional e um programa de análises de tensão, respectivamente. Os parâmetros de acoplamento são trocados entre os simuladores para cada passo de tempo de acoplamento através de um programa gerenciador (LAUTENSCHLAGER et al., 2013).

Dependendo da frequência de acoplamento e da tolerância de convergência adotada, o acoplamento parcial *two way* pode apresentar precisão muito próxima do

acoplamento total, com maior flexibilidade e menor custo computacional (LONARDELLI et al., 2017).

O fluxograma dos acoplamentos parciais *one way* e *two way* é ilustrado na Figura 7.

Figura 7- Fluxograma do acoplamento parcial a) *Two Way*, b) *One Way*



Fonte: A autora.

Algumas das vantagens desse tipo de acoplamento são a utilização de diferentes malhas e passos de tempo para os cálculos de fluxo e mecânico. Normalmente, as frentes de fluido podem se propagar ou as mudanças nos poços podem ocorrer em intervalos de tempo muito pequenos, enquanto a subsidência pode progredir lentamente ao longo da simulação (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008). Assim, passos de tempo maiores no módulo geomecânico podem reduzir efetivamente o custo computacional (LONGUEMARE et al., 2002).

Os simuladores convencionais de reservatório assumem que as tensões não mudam, logo $\Delta_t \delta = 0$. Assim, o sistema de equações pode ser desacoplado, conforme descrito nas Eq. (4.5) e (4.6) (SETTARI; WALTERS, 2001).

$$[\mathbf{T} - \mathbf{D}] \Delta_t \mathbf{P} = \mathbf{Q} - \mathbf{TP}^n \quad (4.5)$$

$$\mathbf{K} \Delta_t \delta = \mathbf{F} - \mathbf{L} \Delta_t \mathbf{P} \quad (4.6)$$

Se assumirmos que $\Delta_t \mathbf{P} = 0$ na Eq. (4.4), obtemos a equação clássica da elasticidade. Entretanto, em muitos pacotes de análise de tensão, a pressão pode ser

imposta como um carregamento externo, o que corresponde a assumir que $\Delta_t P$ é conhecido.

Assim, para passos de tempo definidos pelo usuário, as pressões de fluido calculadas na Eq. (4.5) são transmitidas para a Eq. (4.6), que é responsável por calcular o vetor de deslocamentos. Através dos deslocamentos calculados, correlações podem ser utilizadas para quantificar a variação da porosidade e/ou permeabilidade do reservatório, as quais podem ou não ser atualizadas no simulador de fluxo dependendo do tipo de acoplamento.

(LONARDELLI et al., 2017) realizaram simulações geomecânicas para avaliar os efeitos relacionados à produção de óleo no campo de Marimbá, um arenito turbidítico localizado na Bacia de Campos, no Sudeste *offshore* do Brasil. A abordagem de acoplamento parcial *one way* foi utilizada para quantificar os efeitos geomecânicos causados pela produção dos reservatórios desse campo. A partir dos resultados obtidos, foram observadas áreas de maior deformação associada à depleção, sugerindo redução da porosidade principalmente próximo aos poços de produção. Com esse conhecimento, é possível otimizar a produção de óleo de reservatório e o gerenciamento de campo.

4.4 PSEUDO ACOPLAMENTO

Segundo Samier; Onaisi; De Gennaro (2008), neste tipo de acoplamento a porosidade e a permeabilidade absoluta podem ser atualizadas utilizando modelos empíricos que são fornecidos para o simulador de fluxo através de tabelas de multiplicadores de porosidade e de permeabilidade vertical e horizontal, conforme descrito nas Eq. (4.7) , Eq.(4.8) e Eq.(4.9)

$$M_{por} = \frac{\varphi}{\varphi_0} \quad (4.7)$$

$$M_{Hperm} = \frac{K_H}{K_{H0}} \quad (4.8)$$

$$M_{Vperm} = \frac{K_V}{K_{V0}} \quad (4.9)$$

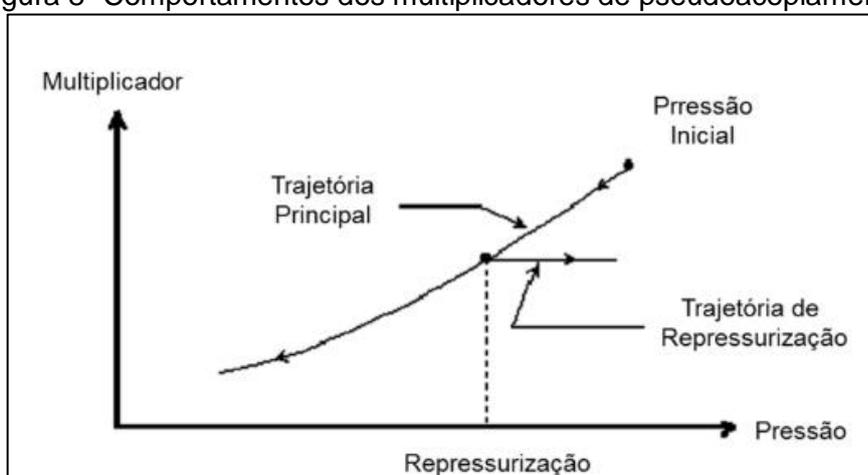
Assim, ao invés da porosidade ser atualizada no simulador de fluxo utilizando a Eq. (3.21), utiliza-se os multiplicadores em função da pressão disponíveis nas tabelas.

A montagem da tabela de multiplicadores é uma importante etapa do pseudoacoplamento. O ideal é que essa tabela seja construída com base em ensaios laboratoriais com a própria rocha reservatório. Entretanto, nem sempre esses dados de ensaios estão disponíveis e uma prática comum é utilizar correlações para a montagem dessas tabelas, o que pode prejudicar a precisão da representação do comportamento mecânico do reservatório (FALCÃO, 2013).

O pseudoacoplamento pode ser aplicado para situações de compactação ou dilatância do reservatório. Enquanto a compactação é indicada para a situação em que a pressão do reservatório é reduzida devido à produção dos fluidos, a dilatância deve ser usada quando se deseja aumentar a pressão inicial do reservatório. Para a compactação, o procedimento é formado por apenas uma tabela para cada tipo de rocha do modelo. Porém, se houver pressurização, os multiplicadores de permeabilidade e porosidade podem seguir pela tabela no sentido inverso, ou serem mantidos constantes, conforme ilustrado na Figura 8.

Exemplos de pseudoacoplamento podem ser encontrados nos trabalhos de (FALCÃO, 2013; TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2005).

Figura 8- Comportamentos dos multiplicadores de pseudoacoplamento.



Fonte: (FALCÃO, 2013).

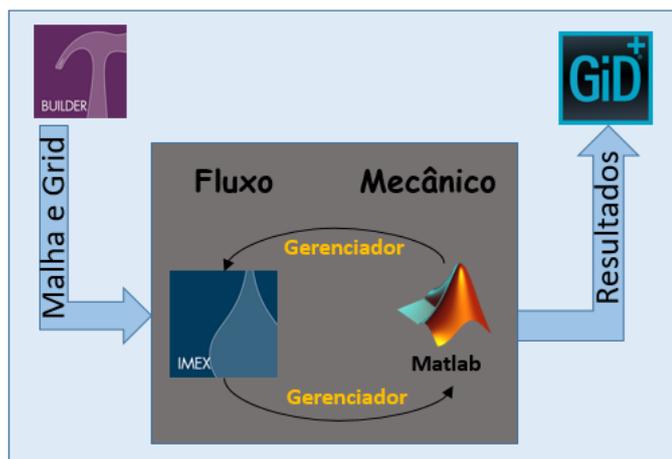
5 METODOLOGIA DE ACOPLAMENTO MATIMEX

Neste capítulo é descrita a metodologia de acoplamento adotada, incluindo a formulação numérica de elementos finitos Galerkin do programa de análise de tensões utilizado, além de descrever o programa de gerenciamento desenvolvido.

A metodologia utilizada consiste em acoplar simuladores de fluxo e geomecânico parcialmente através do desenvolvimento de um programa gerenciador. Os métodos de acoplamento parcial *two way* e iterativo implementados neste trabalho tem como base as metodologias desenvolvidas por Inoue & Fontoura (2009) e Samier, Onaisi & De Gennaro (2008), respectivamente.

A Figura 9 ilustra os programas envolvidos nos esquemas de acoplamento implementados. O pré processador comercial *Builder*® da CMG foi utilizado para gerar as malhas. O problema de fluxo foi resolvido pelo método das diferenças finitas através do simulador de fluxo comercial *Imex*® (versão 2016.1) da CMG® com modelagem do tipo *black-oil*, enquanto o problema mecânico foi resolvido através de um programa de análise de tensões desenvolvido pela equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG) da UFPE em Matlab. Todas as análises realizadas foram lineares elásticas. Os simuladores de reservatórios e geomecânico foram integrados de forma automatizada por um código gerenciador também em Matlab. Ao final das análises, os resultados podem ser visualizados no módulo de pós processamento do GiD.

Figura 9- Programas envolvidos no acoplamento



Fonte: A autora.

De forma geral, o programa gerenciador é responsável por executar o simulador de reservatórios, calcular as forças nodais equivalentes a variação da pressão de poros, executar o simulador geomecânico, calcular e escrever os parâmetros de acoplamento até que o tempo final da análise seja alcançado.

Samier, Onaisi & De Gennaro (2008) desenvolveram o acoplamento parcial iterativo entre os simuladores comerciais Eclipse™ para simulação de fluxo e Abaqus™ para as análises mecânicas. Esses autores utilizaram como parâmetro de acoplamento multiplicadores de volume poroso.

O parâmetro de acoplamento utilizado neste trabalho para ambos os esquemas de acoplamento, *two way* e iterativo, foi a compressibilidade dos poros. Inoue & Fontoura (2009) desenvolveram uma expressão, denominada de pseudo-compressibilidade, para compatibilizar a equação de fluxo que é resolvida para o método totalmente acoplado e a resolvida pelos simuladores convencionais de reservatório convencionais. Assim, a pseudo-compressibilidade, definida pela Eq. (5.1), foi calculada pelo código gerenciador e inserida no simulador de fluxo para substituir a compressibilidade dos poros para os passos de tempo de acoplamento definidos.

$$c_{pseudo} = \frac{\varepsilon_{v_i}^{n+1} - \varepsilon_{v_i}^n}{\varphi_0(p_i^{n+1} - p_i^n)} \quad (5.1)$$

Onde ε_v é a deformação volumétrica, φ_0 é a porosidade inicial, p é a pressão de poros. Além disso, o subscrito i denota os blocos da malha e n é o passo de tempo de acoplamento.

Quando não há variação da pressão em um bloco é utilizado o valor inicial para compressibilidade dos poros.

Além da compressibilidade dos poros, Inoue & Fontoura (2009) também utilizaram como parâmetros de acoplamento a pressão de referência e a porosidade, calculada conforme a Eq. (3.22), em que a porosidade é função da deformação volumétrica do sólido, da compressão do sólido pelo gradiente de pressão, da compressão do sólido pela tensão efetiva e da alteração do volume dos fluidos nos poros (modelo de porosidade total).

Nessa dissertação optou-se por atualizar diretamente apenas a compressibilidade dos poros e o *software* Imex® utiliza a Eq. (5.2) para atualizar a porosidade do meio, uma vez que quanto mais parâmetros de acoplamento forem

utilizados, maior será o tempo computacional gasto pelo simulador de fluxo devido a leitura dos arquivos em cada passo de tempo de acoplamento.

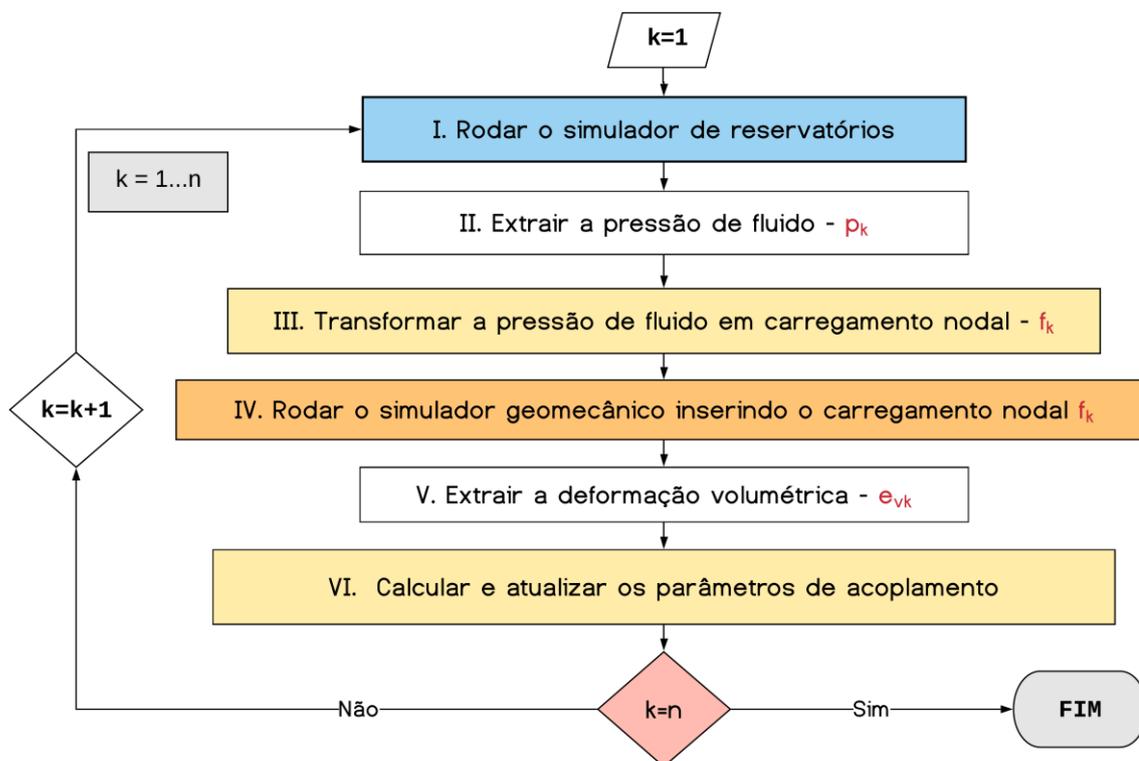
$$\varphi = \varphi_0[1 + cpor(p - prpor)] \quad (5.2)$$

Onde φ_0 é a porosidade inicial, $cpor$ é a compressibilidade dos poros e $prpor$ é a pressão de referência (SIMULATOR, 2014). Neste trabalho, a pressão de referência utilizada foi a pressão inicial do reservatório para cada célula.

Os fluxogramas dos métodos de acoplamento parcial implementados são ilustrados nas Figura 10 e Figura 11. Inicialmente o simulador de reservatórios Imex® foi solicitado para resolver as equações de fluxo, fornecendo como resultado a pressão de poros para determinados tempos da análise (passos de tempo de acoplamento). Admitindo que as mudanças na tensão total são desprezíveis, a variação da pressão de poros induz uma mudança igual, em módulo, na tensão efetiva.

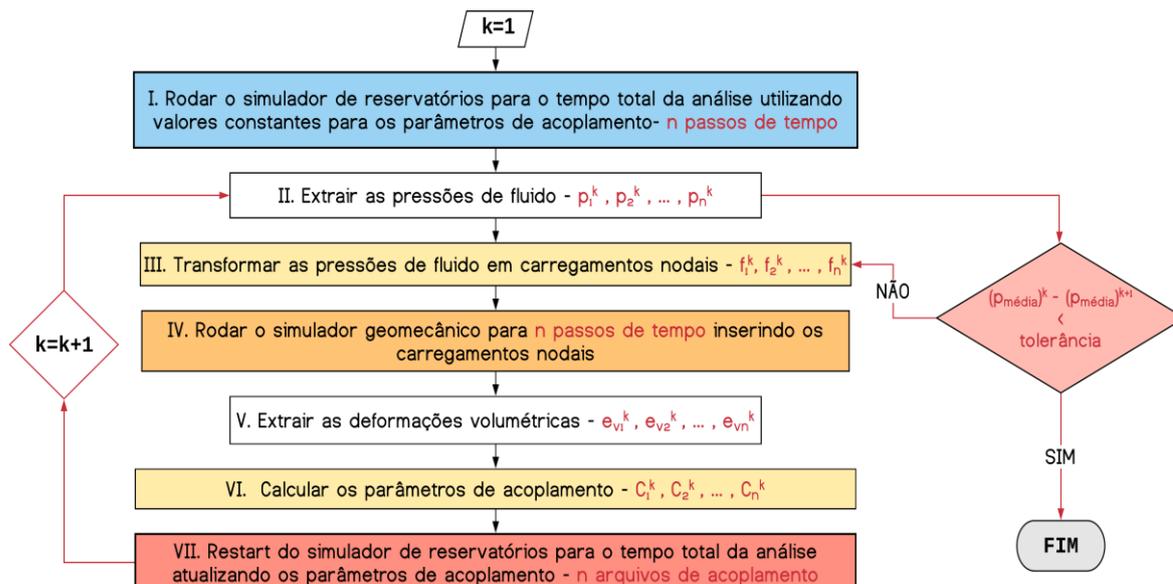
Assim, a variação da pressão de poros em um determinado passo de tempo em relação a pressão inicial foi transformada em carregamento nodal, o qual foi inserido como *input* para o programa de análise de tensões, que foi então solicitado para resolver o problema geomecânico, fornecendo os deslocamentos e a deformação volumétrica do meio em cada passo de tempo de acoplamento. O programa gerenciador foi então solicitado para calcular a pseudo compressibilidade e escrever os arquivos de entrada necessários para o *restart* do simulador de fluxo. Em seguida, o processo é reiniciado atualizando na simulação de fluxo a compressibilidade dos poros para os passos de tempo definidos.

A diferença entre as duas técnicas estudadas consiste na sequência em que os cálculos de fluxo e mecânico são realizados, e consequentemente a compressibilidade dos poros é atualizada. No acoplamento parcial *two way* os cálculos de fluxo e mecânicos são realizados sequencial e alternadamente em cada passo de tempo de acoplamento. Já no acoplamento parcial iterativo, os cálculos de fluxo e mecânico são realizados sequencialmente para o tempo total da análise em cada iteração, ou seja, para todos os passos de tempo de acoplamento de uma só vez. Esse processo é repetido até que a diferença de pressão média entre as iterações para cada passo de tempo de acoplamento obedeça ao limite de convergência adotado.

Figura 10- Fluxograma do Acoplamento Parcial *Two Way*

Fonte: A autora.

Figura 11- Fluxograma do Acoplamento Parcial Iterativo



Fonte: A autora.

Apesar do acoplamento parcial iterativo rodar os simuladores de fluxo e geomecânico para o tempo total da análise em cada iteração, uma das vantagens

oferecidas por esse método é que quando o programa de análise de tensões é solicitado a pressão de poros para todos os passos de tempo de acoplamento já foi calculada. Assim, os cálculos mecânicos e a escrita dos arquivos de acoplamento podem ser calculados para passos de tempo de acoplamento em paralelo, podendo diminuir o custo computacional do processo.

5.1 FORMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROGRAMA DE ANÁLISE DE TENSÕES

Conforme mencionado anteriormente, o programa de análise de tensões utilizado nessa dissertação foi desenvolvido pela equipe do LMCG - UFPE utilizando a formulação de elementos finitos Galerkin em Matlab descrita a seguir.

Os deslocamentos são determinados resolvendo o sistema de equações descrito pela Eq. (5.3).

$$\mathbf{Ku} = \mathbf{F} \quad (5.3)$$

Onde \mathbf{K} é a matriz de rigidez, \mathbf{u} é o vetor de deslocamentos nodais e \mathbf{F} é o vetor de forças .

A matriz de rigidez \mathbf{K} é descrita pela Eq. (5.4).

$$\mathbf{K} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{B} d\Omega \quad (5.4)$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{S} \mathbf{N} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial y} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial x} & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial z} & \frac{\partial}{\partial y} \\ \frac{\partial}{\partial z} & 0 & \frac{\partial}{\partial x} \end{bmatrix} \mathbf{N} \quad (5.5)$$

Onde \mathbf{N} é a matriz das funções de forma associadas aos nós dos elementos.

O vetor de forças \mathbf{F} é descrito pela Eq. (5.6).

$$\mathbf{F} = \int_{\Omega} \mathbf{N}^T \rho \mathbf{b} d\Omega \quad (5.6)$$

Para o acoplamento iterativo, os cálculos mecânicos (solução da Eq.5.3) e a escrita dos arquivos de compressibilidade foram realizados para passos de tempo em paralelo utilizando o comando de paralelização *parfor* do Matlab.

5.1.1 Transformação da pressão de poros em carregamento nodal

Conforme descrito anteriormente, o acoplamento parcial é alcançado através da transformação das pressões advindas do simulador de fluxo em carregamentos nodais, que por sua vez são inseridos no simulador geomecânico.

A pressão de poros proveniente do simulador de fluxo para cada elemento foi transformada em carregamento nodal utilizando as funções de forma de elementos finitos, conforme descrito na Eq. (5.10)

$$\mathbf{F}_p^e = (\mathbf{B}^T \mathbf{DB}) \mathbf{u}^e v^e \quad (5.8)$$

Sabendo que

$$\boldsymbol{\sigma}_p^e = \mathbf{DB} \mathbf{u}^e \quad (5.9)$$

$$\mathbf{F}_p^e = \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}_p^e v^e \quad (5.10)$$

Onde v^e é o volume do elemento, $\boldsymbol{\sigma}_p^e$ é o tensor de variação de pressão, dado pela Eq. (5.11), admitindo que a variação de pressão gera apenas tensões normais,

$$\boldsymbol{\sigma}_p^e = \begin{bmatrix} \mathbf{d}p^e & \mathbf{d}p^e & \mathbf{d}p^e \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Onde $\mathbf{d}p^e$ é o vetor de variação de pressão

Quando as malhas de fluxo e mecânica não são coincidentes, a função interna do Matlab (denominada *scatteredInterpolant*) é utilizada para interpolar/extrapolar as pressões do centroide da malha de fluxo para o centroide da mecânica.

5.2 INFORMAÇÕES DE ENTRADA PARA O PROBLEMA DE FLUXO (IMEX®):

Nesta seção são descritos os arquivos necessários para executar o simulador de fluxo e para acoplar os problemas de fluxo e mecânico.

❖ *ImexInputFile.dat*

Arquivo contendo os dados de entrada: informações do *grid* de simulação, propriedades de rocha e de fluido, condições iniciais e de contorno, definição dos passos de tempo em que a pressão de poros será impressa no arquivo de saída (*.out).

Mais informações sobre a estrutura do arquivo de entrada do Imex® podem ser encontradas em (SIMULATOR, 2014).

❖ *Ctype.txt*

Arquivo que define os diferentes tipos de rocha para definição da compressibilidade dos poros. Um exemplo da estrutura do arquivo é ilustrado na Figura 12. Os tipos de rocha podem ser definidos por regiões (Figura 12 b) ou para cada bloco do *grid* (Figura 12 a). O manual do Imex® não especifica se existe um limite máximo para definição de tipos de rocha. Assim, para os casos analisados foram definidos no máximo 1000 tipos de rocha.

Figura 12- Definição dos tipos de rocha para um *grid* contendo 100 blocos

<p>a)</p> <pre> CTYPE ALL 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100 </pre>	<p>b)</p> <pre> CTYPE IJK 1:5 1:5 1 1 5:10 1:5 2 2 </pre>
---	---

Fonte: A autora.

❖ *Crocktab.inc*

Arquivo que atribui para cada tipo de rocha definido em *ctype.txt* valores de compressibilidade (CCPOR) e pressão de referência (PRPOR). Esse arquivo é

modificado em cada passo de tempo de acoplamento. Um exemplo da estrutura do arquivo é ilustrado na Figura 13.

Figura 13- Definição da compressibilidade para 4 tipos de rochas

```

CROCKTYPE      1
  CCPOR      0.00017673
  CPRPOR      4395.6667

CROCKTYPE      2
  CCPOR      0.00018515
  CPRPOR      4395.6667

CROCKTYPE      3
  CCPOR      0.00014244
  CPRPOR      4395.6667

CROCKTYPE      4
  CCPOR      0.00010786
  CPRPOR      4395.6667

```

Fonte: A autora.

❖ **TemplateRestartFile.tpl:**

Arquivo modelo para geração dos arquivos (*ImexRestartFile.dat*) de *restart* pelo código gerenciador. Para as análises parciais *two way* e iterativa, a compressibilidade dos poros deve ser atualizada na simulação de fluxo para os passos de tempo de acoplamento pré-definidos. Assim, o tempo total da análise foi dividido em n intervalos de tempo e $n-1$ arquivos de entrada foram criados pelo código gerenciador. O arquivo de *restart* (*ImexRestartFile.dat*) apresenta basicamente a mesma estrutura do *ImexInputFile.dat*, sendo que para cada intervalo de tempo é inserido o respectivo arquivo (*croctab.inc*) contendo os valores da compressibilidade dos poros calculada de acordo com a resposta mecânica do meio.

O *restart* no simulador Imex® foi realizado através das palavras-chave **RESTART_SR2 SEPARATE*, **FILENAMES SR3-IN* (definição do arquivo **.rstr.sr3* que contém as informações a partir das quais se deseja retomar a simulação) e **RESTIME* (definição do tempo a partir do qual a simulação será retomada) localizadas na seção *Input/Output Control* do arquivo **.dat*.

O código de acoplamento é responsável por localizar no arquivo *TemplateRestartFile.tpl* as palavras 'rest-file', 'time_start', 'croctab', 'ctype' e 'time_final' e substituir pelos respectivos arquivos e informações para cada passo de tempo de acoplamento, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14- Informações variáveis no modelo do arquivo de restart para o Imex®

```

**-----**
**                PART 1 - INPUT/OUTPUT CONTROL                **
**-----**

*FILENAMES SR3-IN 'REST_FILE' ** Arquivo de entrada para o restart

*RESTART_SR2 SEPARATE

*RESTIME TIME_START

**-----**
**                PART 2 - RESERVOIR DESCRIPTION                **
**-----**

*INCLUDE 'CROCKTAB'

*INCLUDE 'CTYPE'

**-----**
**                PART 7 - WELL AND RECURRENT DATA SECTION    **
**-----**

*TIME TIME_FINAL

*STOP

```

Fonte: A autora.

5.3 INFORMAÇÕES DE ENTRADA PARA O PROBLEMA GEOMECÂNICO (MATLAB):

Neste item são descritos os arquivos necessários para executar o programa de análise de tensões.

❖ **MeshFile.txt:**

Arquivo com as coordenadas e conectividades da malha geomecânica. A malha de elementos finitos utilizada nas análises mecânicas pode possuir os nós coincidentes aos vértices de cada célula do *grid* de diferenças finitas do modelo de fluxo do reservatório para facilitar o mapeamento das propriedades entre o domínio do simulador de fluxo e o domínio do programa de tensões e garantir o intercâmbio das propriedades de acoplamento entre eles. Além disso, também podem ser utilizadas discretizações diferentes para os problemas fluxo e mecânico, e o intercâmbio das propriedades entre os dois domínios é interpolado/extrapolado.

Tanto o *grid* de diferenças finitas quanto a malha de elementos finitos foram montados no pré processador comercial *builder* também da CMG®.

Além da definição da malha do problema, também é necessário informar as condições de contorno, as propriedades mecânicas do meio, tais como, módulo de

elasticidade e razão de Poisson, e o carregamento nodal resultante da variação de pressão.

5.4 PROGRAMA GERENCIADOR

A sequência dos passos realizados pelo programa gerenciador é listada abaixo:

1. Ler os dados de entrada da simulação de fluxo e da análise de tensão;
2. Executar o simulador de fluxo Imex[®];
3. Ler a pressão de poros do arquivo de saída (*.out) do simulador de fluxo;
4. Converter a pressão de poros em forças nodais;
5. Inserir as forças nodais calculadas na análise de tensões;
6. Executar o programa de análise de tensões,
7. Calcular os parâmetros de acoplamento (pseudo compressibilidade);
8. Escrever os parâmetros de acoplamento no arquivo de *restart* do Imex[®];

As principais rotinas desse programa são:

- ❖ ***runImex***: rotina que executa o Imex[®];
- ❖ ***restartImex***: rotina que executa os arquivos de *restart* do Imex[®];
- ❖ ***readPressure_imex***: rotina que lê as pressões dos arquivos de saída do Imex[®] (*.out) para cada passo de tempo de acoplamento;
- ❖ ***presInterpolant***: rotina que interpola a pressão caso as malhas dos problemas de fluxo e mecânico não sejam coincidentes, utilizando a função *scatteredInterpolant* do Matlab;
- ❖ ***readGrid_imex***: rotina que lê as coordenadas e conectividades da malha geomecânica no arquivo *meshFile.txt*;
- ❖ ***cpseudo***: rotina que calcula a pseudo compressibilidade;
- ❖ ***writeCrocktab***: rotina que escreve os arquivos de compressibilidade para cada passo de tempo;
- ❖ ***write_RestartFiles***: rotina que escreve os arquivos de *restart* para o Imex[®];
- ❖ ***CFEA2GID***: rotina que escreve o arquivo de saída dos resultados para o software *GID*.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os principais resultados do acoplamento IMEX-MATLAB para os casos disponíveis em (DEAN et al., 2006) comparando-os com os resultados da solução totalmente acoplada obtida utilizando o software CodeBright. Além disso, foram também feitas análises da definição dos passos de tempo de acoplamento, do valor inicial da compressibilidade dos poros e do refinamento da malha geomecânica.

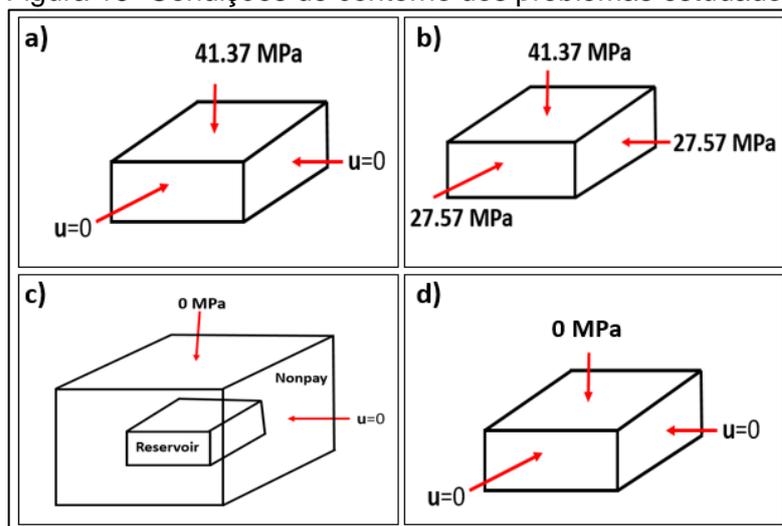
6.1 ESTUDOS DE CASO (DEAN ET AL., 2006)

Os problemas disponíveis em Dean et al. (2006) foram utilizados para validação e comparação dos resultados das técnicas estudadas. Os resultados obtidos foram comparados com a solução totalmente acoplada utilizando o simulador CodeBright (OLIVELLA et al., 1996) para os casos monofásicos. Os problemas 1 e 2 apresentam as mesmas características de rocha e fluido, entretanto foram impostas diferentes condições de contorno, conforme ilustrado na Figura 15 a) e b). Enquanto o problema 1 considera o deslocamento normal das quatro fáceis igual a zero, o problema 2 aplica uma tensão normal de 27,57 MPa nessas mesmas quatro fácies. Tanto para o problema 1 quanto para o problema 2, foi aplicada uma tensão vertical de 41,37 Mpa no topo do reservatório, enquanto a base foi mantida fixa.

Diferentemente dos problemas 1 e 2, que modelam apenas o reservatório, o problema 3 também considera as rochas adjacentes (*overburden*, *sideburden* e *underburden*). Para o problema 3, o deslocamento normal das quatro fáceis laterais e da base do modelo foram iguais a zero, conforme ilustrado na Figura 15 c). Enquanto para o problema 4, o deslocamento normal das quatro fáceis laterais e da base do reservatório foram iguais a zero, conforme ilustrado na Figura 15 d).

Os problemas 1,2 e 3 são monofásicos (fluxo de água) e apresentam um poço produtor no centro do reservatório, enquanto o problema 4 é trifásico e apresenta dois poços, sendo um produtor e o outro injetor de água. Foram impostas condições de contorno de vazão de produção e injeção constantes. Apenas a compressibilidade dos poros e a porosidade são atualizadas. A permeabilidade absoluta se mantém constante. As informações gerais dos casos estudados são ilustradas na Tabela 1.

Figura 15- Condições de contorno dos problemas estudados



Fonte: Modificado de (DEAN ET AL., 2006).

a) Problema 1; b) Problema 2; c) Problema 3; d) Problema 4.

Tabela 1- Informações gerais dos casos monofásicos analisados

		Problemas 1 e 2	Problema 3
Dimensões		670,56 m 670,56 m 60,96 m	18898m 9449 m 3185 m
Discretização		10 x 10 x 10 (Hexaedros)	21x21x12 (Hexaedros)
Permeabilidade	Horizontal	50 mD	Reservatório = 100 mD Rochas = 0 mD
	Vertical	5 mD	Reservatório = 10 mD Rochas = 0 mD
Porosidade		20%	25%
Poison		0,3	0,25
Módulo de Elasticidade		68,95 Mpa	Reservatório=68,95Mpa Rochas=6895Mpa
Pressão de Referência		20,68 Mpa @1828,8 m	30,23 Mpa @3048 m
Vazão de Produção		15 000 bbl/dia	50 000 bbl/dia

Fonte: (DEAN ET AL., 2006).

Para o acoplamento parcial *two way* e iterativo, foram utilizados 30 passos de tempo de acoplamento para os problemas 1 e 2, enquanto para o problema 3 foram utilizados 42 passos de tempo de acoplamento para um tempo de simulação de 500 dias e 4000 dias, respectivamente, conforme descrito na Tabela 2. Os passos de tempo de acoplamento foram pré-definidos e estão relacionados apenas a frequência das análises geomecânicas. Os passos de tempo dentro do simulador de fluxo Imex®

são automáticos de acordo com o esquema numérico utilizado. Ainda nesse capítulo será feita uma análise da definição desses passos de tempo de acoplamento.

Tabela 2- Distribuição da frequência de acoplamento para os problemas 1,2 e 3

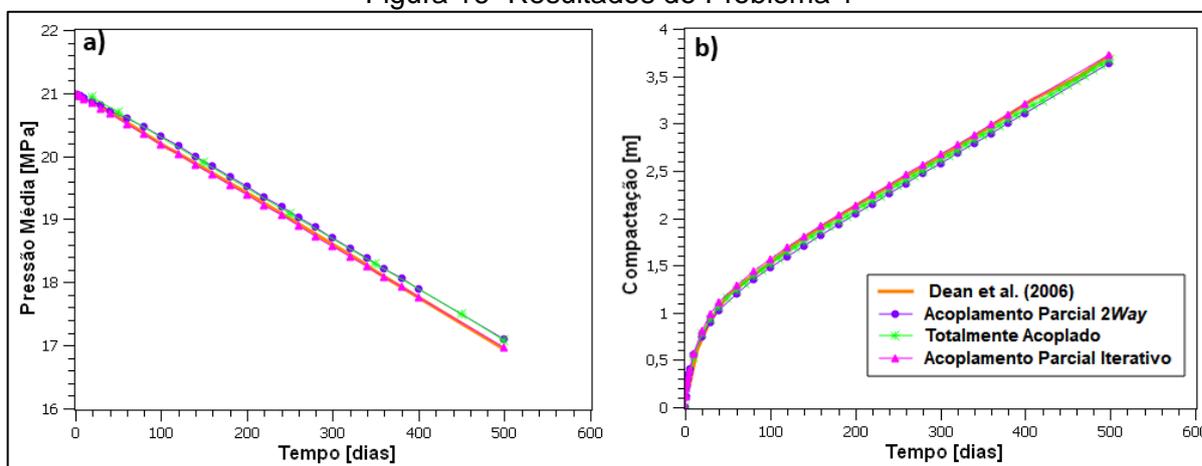
Problema	1 e 2	3
Distribuição dos passos de tempo de acoplamento [dias]	1	2
	2	5
	3	20
	4	40
	5	60
	10	80
	20	100
	30	120
	40	140
	60	160
	80	180
	100	200
	120	220
	140	240
	160	260
	180	280
	200	300
	220	320
	240	340
	260	360
	280	380
	300	400
	320	600
	340	800
	360	1000
	380	1200
	400	1400
500	1600	
	1800	
	1900	
	2000	
	2200	
	2400	
	2600	
	2800	
	3000	
	3200	
	3400	
	3600	
	3800	
	4000	

Fonte: A autora.

As Figura 16 e Figura 17 ilustram a pressão média no reservatório e a compactação para os problemas 1 e 2, respectivamente. Apesar do modo como a compressibilidade dos poros é atualizada ser diferente, os resultados utilizando os esquemas de acoplamento parcial *two way* e iterativo implementados foram bem próximos e se aproximaram bem da solução totalmente acoplada.

Além disso foi possível observar como as condições de contorno influenciaram a resposta de pressão do reservatório. A variação de pressão no problema 2 é menor do que do problema 1 devido ao suporte fornecido pelas tensões que foram aplicadas nas laterais do reservatório, confirmando a importância da modelagem não só do reservatório, mas também das rochas adjacentes ao mesmo.

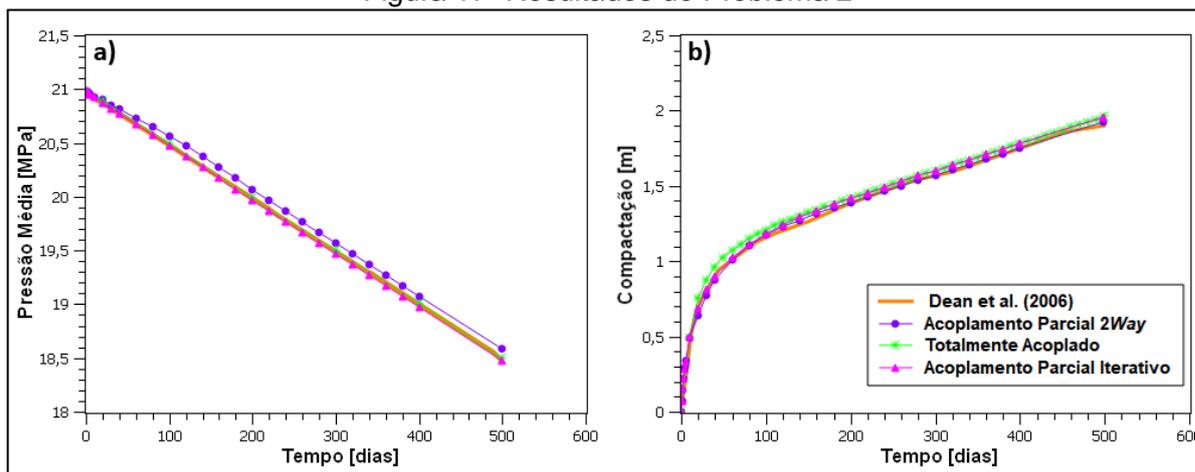
Figura 16- Resultados do Problema 1



Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório.

Figura 17- Resultados do Problema 2



Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório.

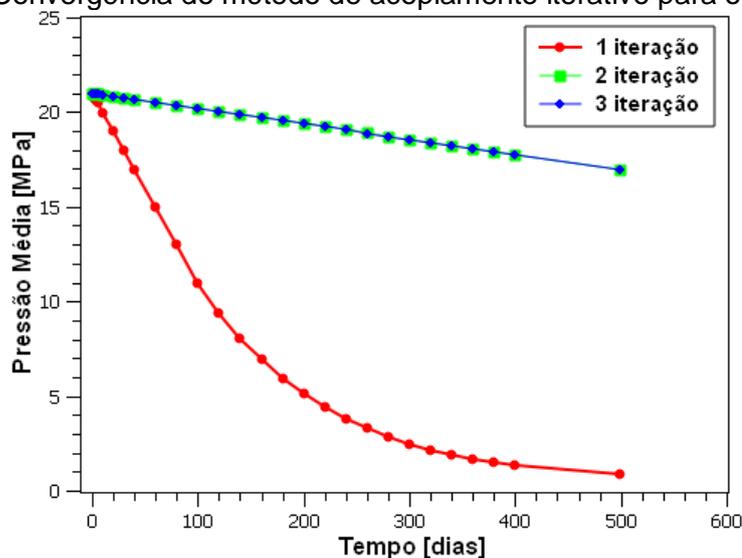
Conforme descrito na metodologia, o método de acoplamento parcial iterativo realiza os cálculos de fluxo e mecânicos separadamente e sequencialmente até que a diferença entre a pressão média das iterações obedeça a tolerância definida.

Cada iteração é formada por três etapas: cálculos de fluxo; cálculos mecânicos e cálculo e escrita da compressibilidade dos poros. Na 1ª iteração os cálculos de fluxos foram realizados para o tempo total da análise utilizando um valor constante para a compressibilidade dos poros ($c_p=3e-05 \text{ psi}^{-1}$ para o problema 1). Em seguida os cálculos mecânicos foram realizados e a compressibilidade dos poros foi calculada para todos os passos de tempo de acoplamento. Na 2ª iteração os cálculos de fluxo foram novamente realizados para o tempo total da análise utilizando os valores de compressibilidade dos poros calculados na 1ª iteração para os passos de tempo de acoplamento pré-definidos. Novamente os cálculos mecânicos foram realizados e a compressibilidade dos poros foi calculada para todos os passos de tempo de acoplamento e a 3ª iteração foi iniciada.

Após o término dos cálculos de fluxo, a diferença de pressão média entre a 2ª e a 3ª iteração foi verificada, e uma vez que atingiu a tolerância definida, o processo de acoplamento foi encerrado. A Figura 18 exemplifica o processo de convergência desse método para o problema 1. Para todos os problemas monofásicos analisados, o método converge em três iterações.

Ainda neste capítulo será ilustrado o estudo de sensibilidade ao valor da compressibilidade de poros definido para a 1ª iteração para a convergência do método de acoplamento parcial.

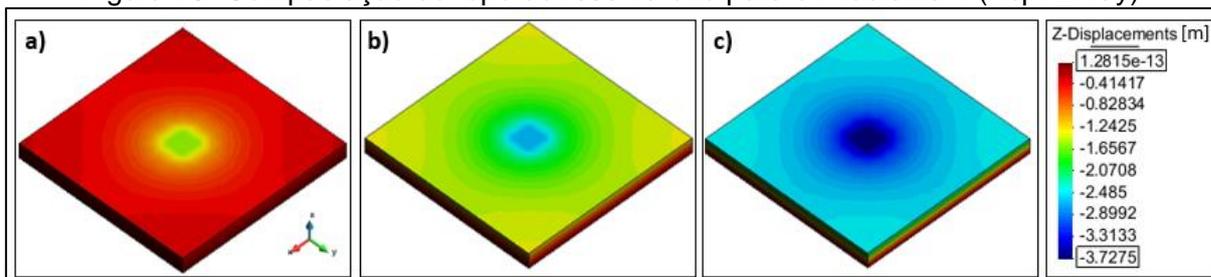
Figura 18- Convergência do método de acoplamento iterativo para o Problema 1



Fonte: A autora.

A pressão de poros do reservatório diminui quando o mesmo é posto em produção, resultando no aumento da tensão efetiva atuante nos sólidos, e gerando deformações, conforme ilustrado nas Figura 19 e Figura 20. A compactação ocorreu de forma mais acentuada justamente nas regiões próximas ao poço produtor, podendo gerar danos ao revestimento e aos equipamentos do poço. Após aproximadamente 1,4 anos de produção, a compactação atingiu valores de 3,71 m e 1,9 m para os problemas 1 e 2, respectivamente.

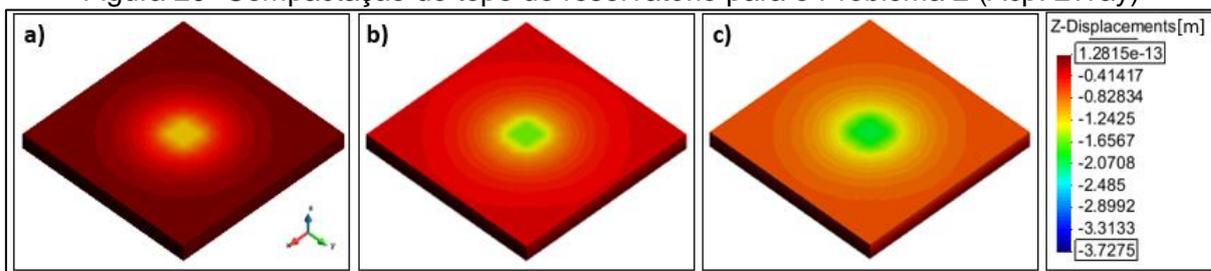
Figura 19- Compactação do topo do reservatório para o Problema 1 (Acp. 2Way)



Fonte: A autora.

a) Após 100 dias, b) Após 300 dias, c) Após 500 dias.

Figura 20- Compactação do topo do reservatório para o Problema 2 (Acp. 2Way)

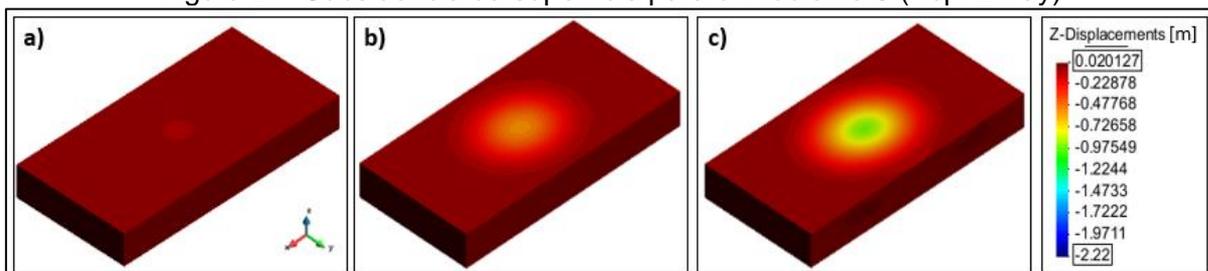


Fonte: A autora.

a) Após 100 dias, b) Após 300 dias, c) Após 500 dias.

Já para o problema 3, em que as rochas adjacentes ao reservatório foram modeladas, a subsidência da superfície e a compactação do reservatório são ilustradas nas Figura 21 e Figura 22, respectivamente. Após aproximadamente 11 anos de produção, a subsidência e a compactação atingiram valores de 1,22 m e 2,22 m, respectivamente. Conforme esperado, a compactação foi maior do que a subsidência, uma vez que as camadas acima do reservatório, locais de maiores deformações resultantes da produção, absorvem parte das deformações.

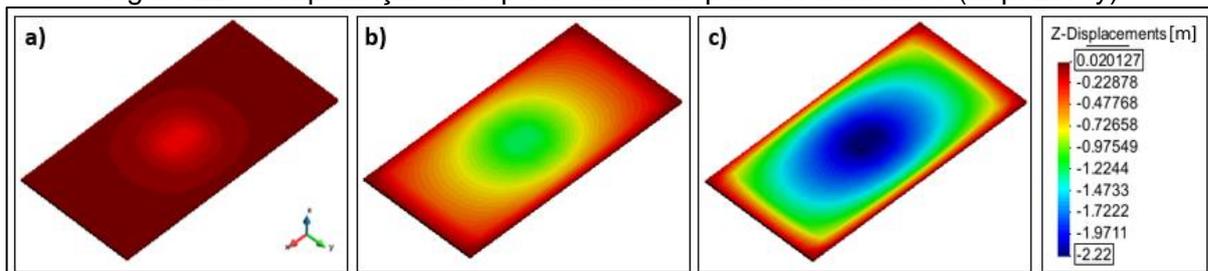
Figura 21- Subsidência da superfície para o Problema 3 (Acp. 2Way)



Fonte: A autora.

a) Após 100 dias, b) Após 2000 dias, c) Após 4000 dias.

Figura 22- Compactação do topo reservatório para o Problema 3 (Acp. 2Way)



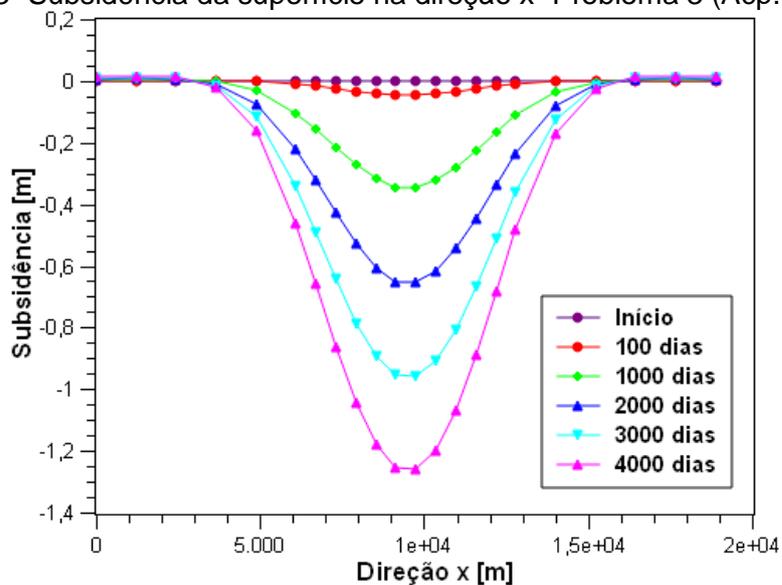
Fonte: A autora.

a) Após 100 dias, b) Após 2000 dias, c) Após 4000 dias.

Além disso, a pressão de poros reduz rapidamente na vizinhança do poço de produção, mas diminui lentamente nas regiões distantes deste. Assim, a pressão se

distribui no reservatório em forma de funil, resultando em distribuições não-uniformes de tensão e deformação no reservatório e nas rochas adjacentes, conforme ilustrado na Figura 23.

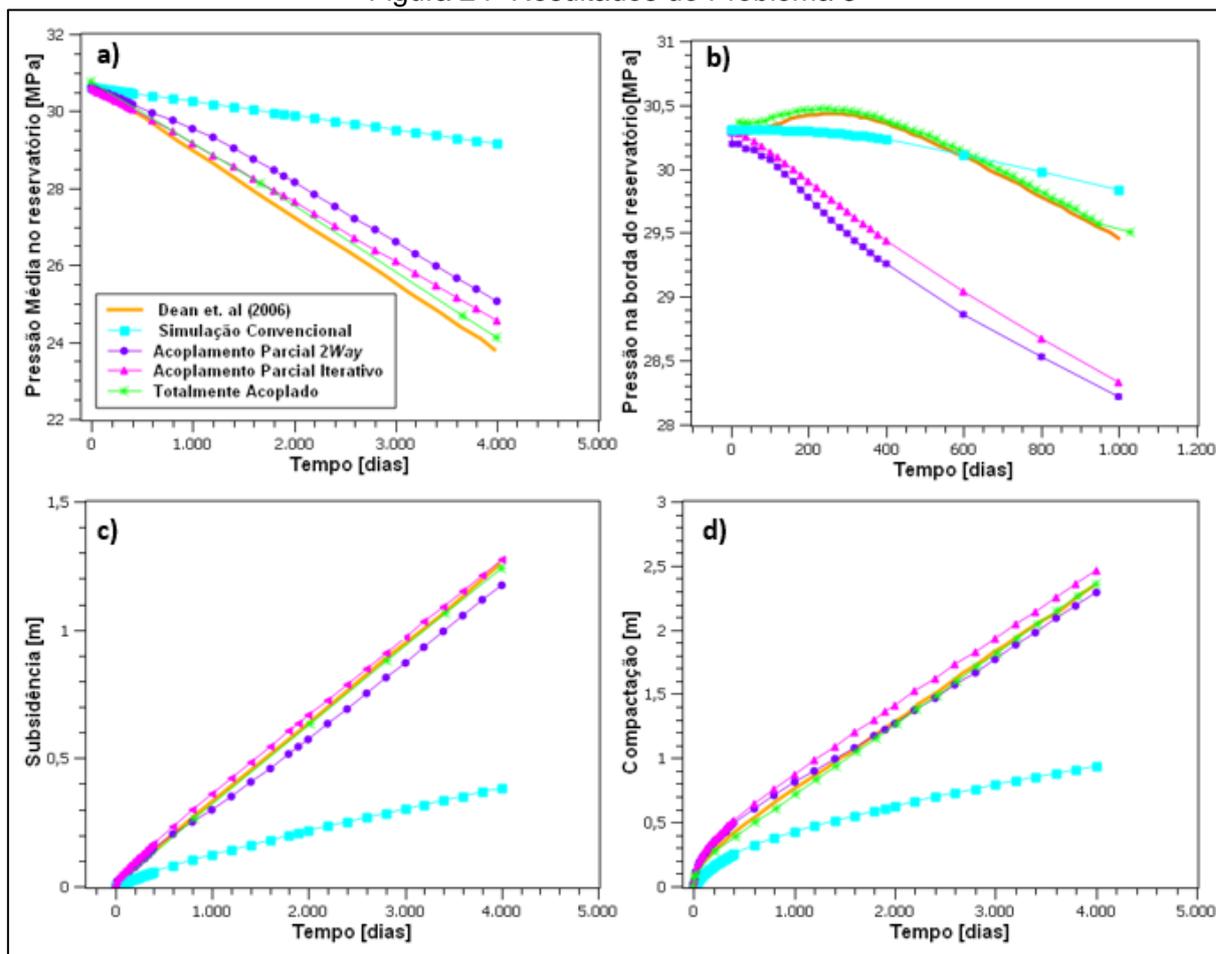
Figura 23- Subsidiência da superfície na direção x- Problema 3 (Acp. Iterativo)



Fonte: A autora.

A pressão no reservatório, a compactação e subsidiência para o problema 3 são ilustradas na Figura 24. Para a simulação convencional foi utilizado o valor de compressibilidade dos poros constante ($3,33e-04 \text{ psi}^{-1}$) disponível em (DEAN et al., 2006). É possível observar que o valor constante de compressibilidade adotado não representa o comportamento mecânico das rochas, uma vez que a pressão média do reservatório se mantém acima dos valores da solução totalmente acoplada disponível em (DEAN et al., 2006). Já os acoplamentos parciais *two way* e iterativo se aproximaram bem da solução acoplada, uma vez que a compressibilidade dos poros foi atualizada durante a simulação de fluxo de acordo com a variação de pressão e a deformação volumétrica do meio, capturando bem o comportamento mecânico do reservatório.

Figura 24- Resultados do Problema 3



Fonte: A autora.

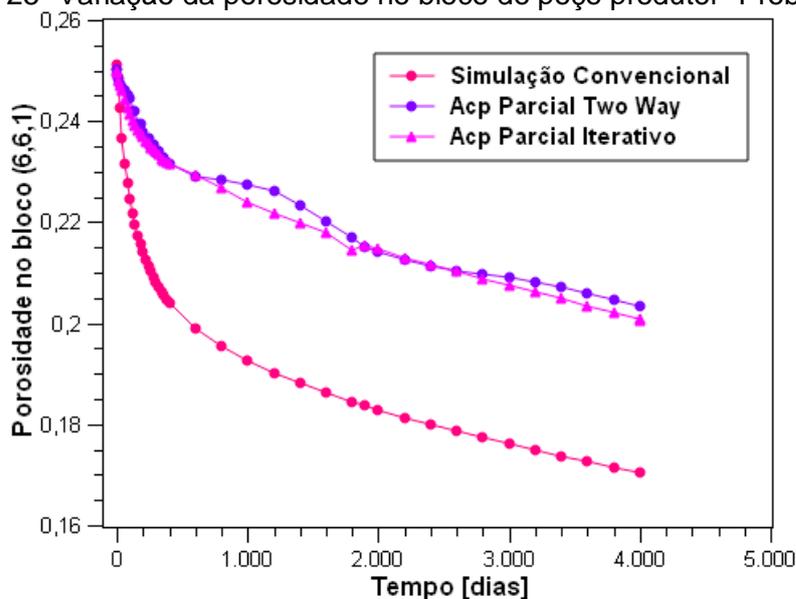
a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Pressão em um elemento na borda do topo do reservatório; c) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; d) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório

Apesar dos métodos de acoplamento parcial se mostrarem como uma boa aproximação para a solução totalmente acoplada, alguns aspectos do comportamento mecânico das rochas não foram observados através desses métodos. O aumento na pressão de poros acima do valor inicial na borda do reservatório foi um desses aspectos, conforme ilustrado na Figura 24 b). A transição de rigidez entre reservatório e as rochas *sideburden* influencia na variação de pressão na borda do reservatório. Esse comportamento só foi capturado pelas simulações totalmente acopladas.

Uma vez que a permeabilidade não está sendo atualizada, a única diferença prática entre o acoplamento parcial *two way* e a simulação convencional é como a porosidade varia com a pressão, de acordo com os valores de compressibilidade dos poros definidos.

A variação da porosidade ao longo do tempo para o problema 3 no bloco do poço produtor é ilustrada na Figura 25. Para as regiões próximas ao poço produtor, a porosidade apresentou uma redução média em torno de 32% e 18,8% para a simulação convencional e acoplamento *two way*, respectivamente, ao longo de 4000 dias de produção. A redução da porosidade foi maior para a simulação convencional, e sendo a variação de porosidade um dos fatores que influenciam o comportamento de produção, foram observadas diferenças significativas no comportamento da pressão do reservatório previsto pelos métodos, conforme ilustrado na Figura 24 a).

Figura 25- Variação da porosidade no bloco do poço produtor- Problema 3



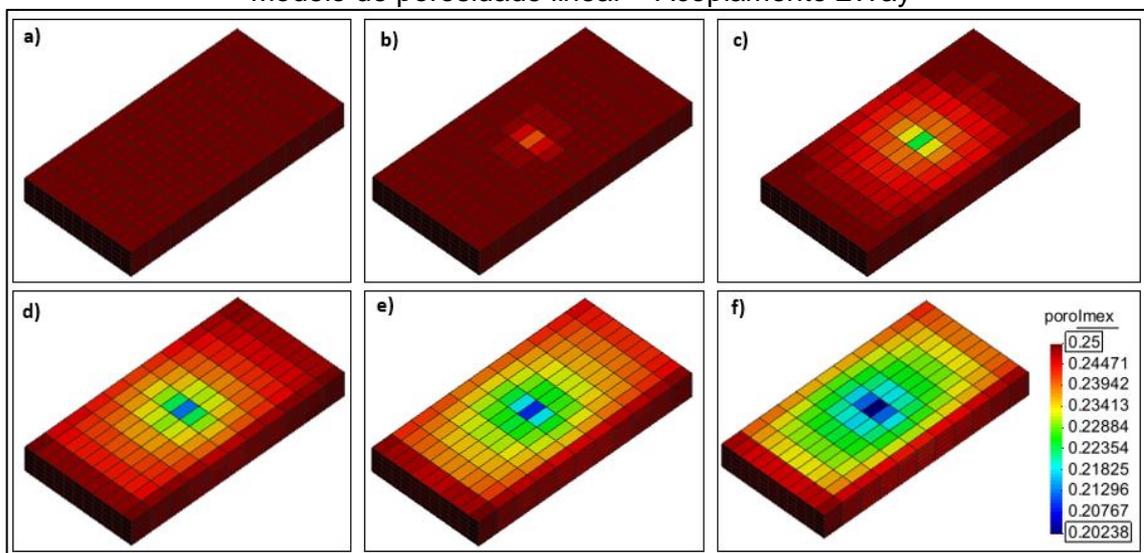
Fonte: A autora.

Além disso, foi observado um aumento no tempo computacional durante a execução do Imex[®] no acoplamento parcial *two way* em relação a simulação convencional, em torno de 7 vezes maior, devido ao processo de leitura dos arquivos de compressibilidade dos poros para cada passo de tempo de acoplamento, uma vez que o Imex[®] precisa ler novamente todos os dados e efetuar o processo de reinicialização.

A variação da porosidade no reservatório calculada utilizando os modelos linear (Eq. 3.21) e total (Eq.3.22) para o problema 3 são ilustradas nas Figura 26, Figura 27 e Figura 28. Conforme observado, esses dois modelos apresentaram valores de porosidade bem próximos. Assim, a atualização da compressibilidade dos

poros no modelo linear de porosidade disponível no simulador de fluxo pode ser uma boa aproximação do modelo de porosidade total.

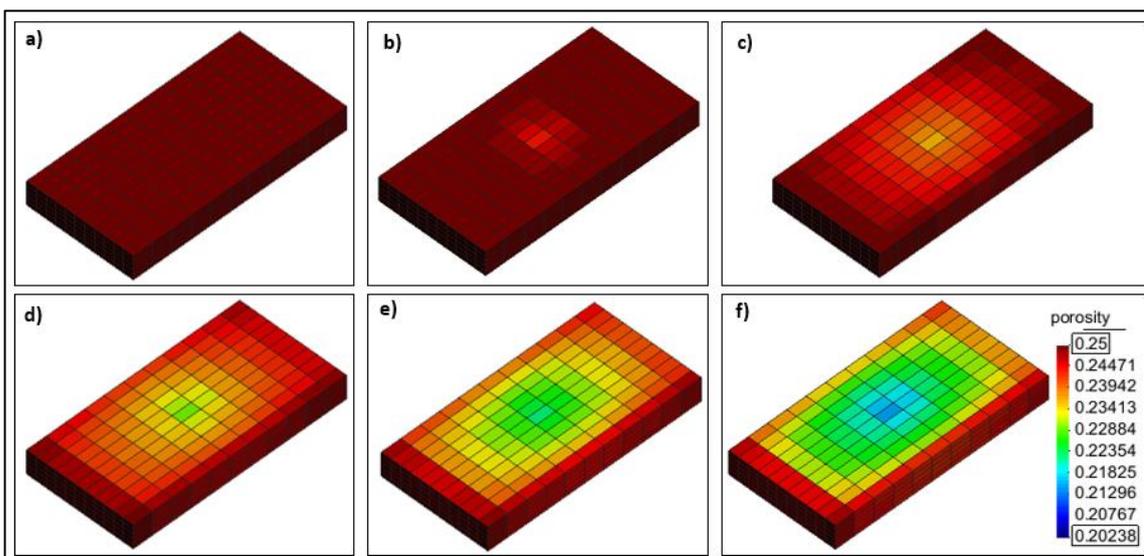
Figura 26- Variação da porosidade no reservatório para o Problema 3
Modelo de porosidade linear – Acoplamento 2Way



Fonte: A autora.

a) Porosidade inicial, b) Após 100 dias, c) Após 1000 dias, d) Após 2000 dias, e) Após 3000 dias, f) Após 4000 dias.

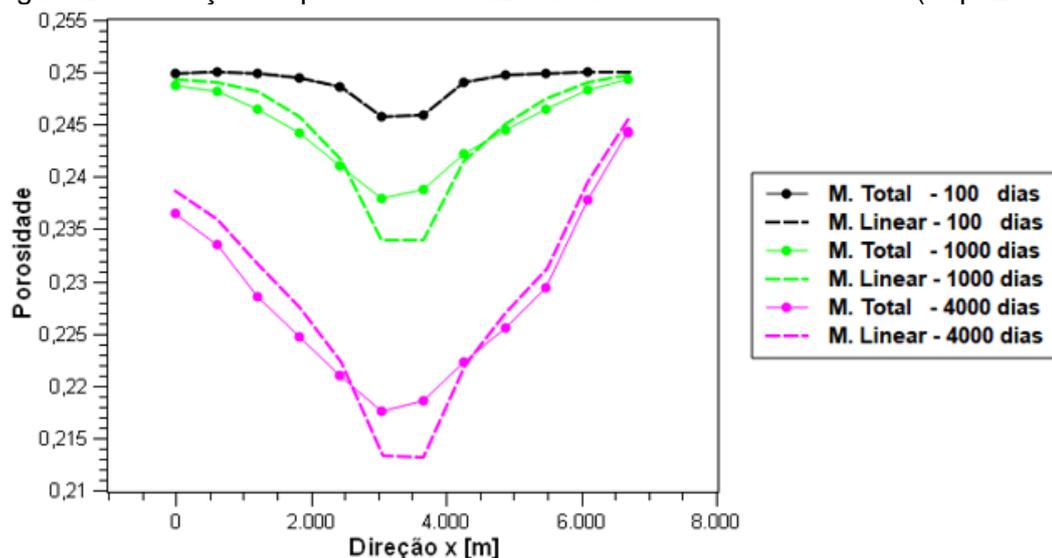
Figura 27- Variação da porosidade no reservatório para o Problema 3
Modelo de porosidade total – Acoplamento 2Way



Fonte: A autora.

a) Porosidade inicial, b) Após 100 dias, c) Após 1000 dias, d) Após 2000 dias, e) Após 3000 dias, f) Após 4000 dias.

Figura 28- Variação da porosidade utilizando os modelos linear e total (Acp. 2Way)

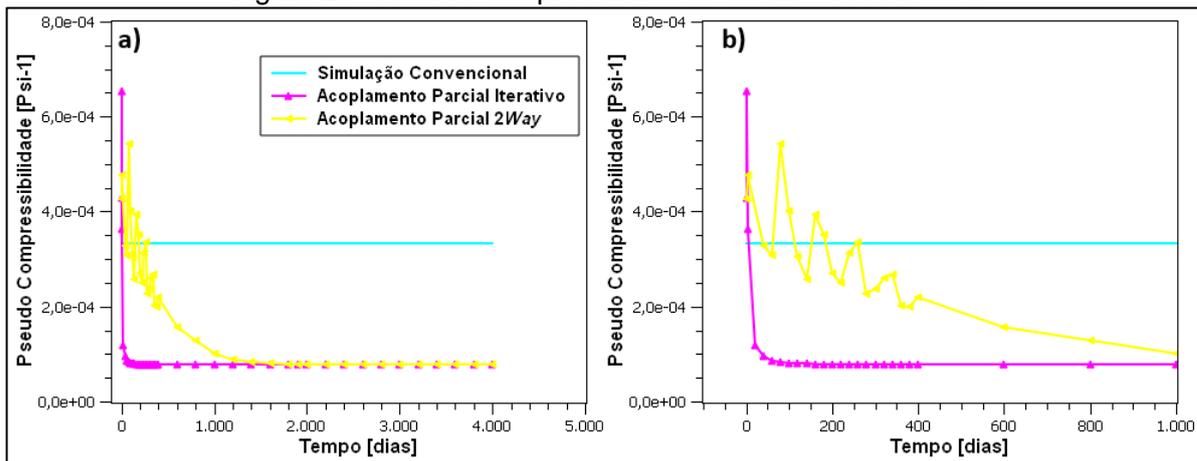


Fonte: A autora.

A pseudo compressibilidade média calculada para os passos de tempo de acoplamento para o problema 3 é ilustrada na Figura 29. É possível observar que o valor adotado para a compressibilidade de poros para a simulação convencional foi maior do que os valores médios de pseudo compressibilidade calculados a partir da variação de pressão e da deformação volumétrica do meio para boa parte do tempo de simulação.

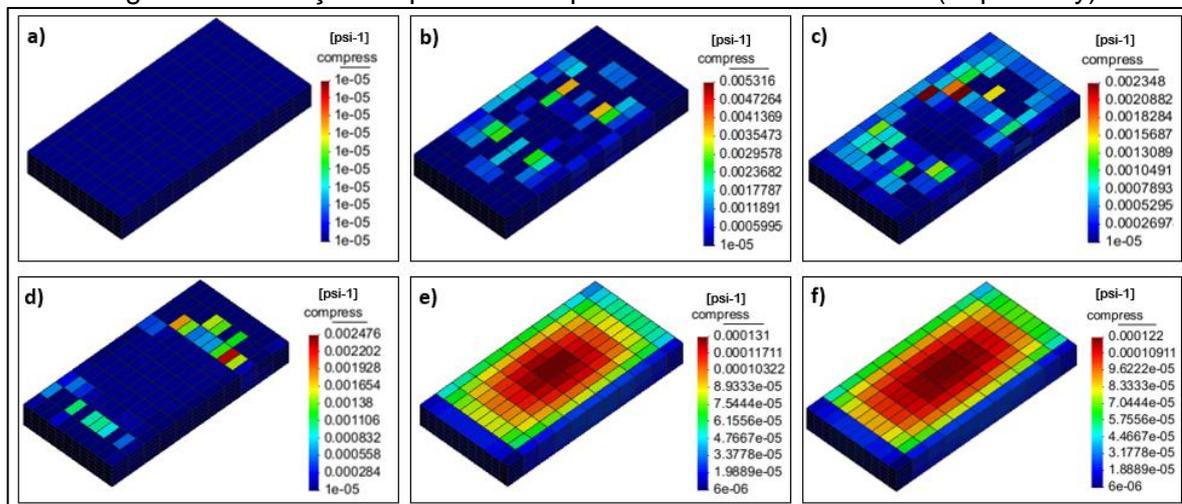
Nas Figura 30 e Figura 31 é possível perceber que a pseudo compressibilidade variava bastante no início da produção e que em torno da metade do tempo de simulação passou a variar pouco. Esse comportamento pode ser útil na definição dos passos de tempo de acoplamento, sugerindo que uma atenção maior ao comportamento mecânico da rocha deve ser dada nos primeiros anos de produção quando a compressibilidade dos poros for o parâmetro de acoplamento.

Figura 29- Pseudo compressibilidade média - Problema 3



Fonte: A autora.

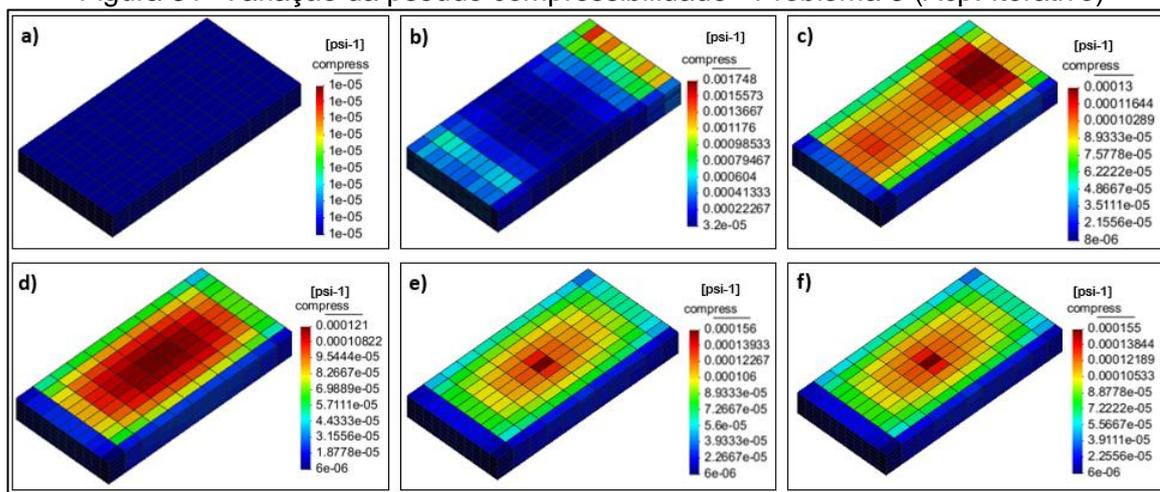
Figura 30- Variação da pseudo compressibilidade - Problema 3 (Acp. 2Way)



Fonte: A autora.

a) Inicial; b) Após 20 dias; c) Após 100 dias; d) Após 300 dias; e) Após 2000 dias; f) Após 4000 dias

Figura 31- Variação da pseudo compressibilidade - Problema 3 (Acp. Iterativo)

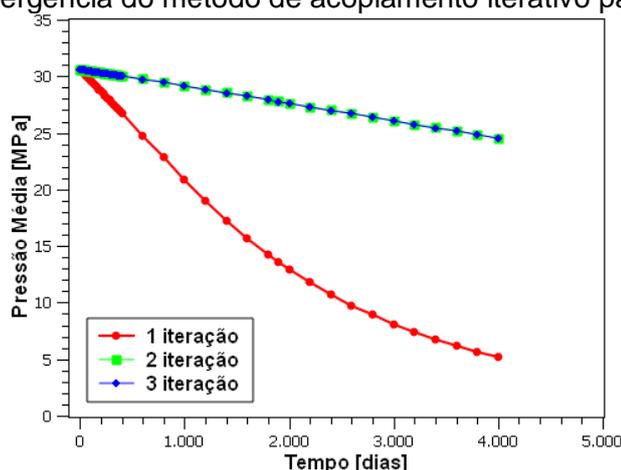


Fonte: A autora.

a) Inicial; b) Após 20 dias; c) Após 100 dias; d) Após 300 dias; e) Após 2000 dias; f) Após 4000 dias.

A convergência do método de acoplamento parcial iterativo para o Problema 3 é ilustrada na Figura 32. Na 1ª iteração os cálculos de fluxos foram realizados utilizando um valor constante para a compressibilidade dos poros ($1e-05$ psi⁻¹) e, conforme detalhado anteriormente, foram definidos 42 passos de tempo de acoplamento. Para esse mesmo problema, utilizando 38 passos de tempo de acoplamento e como parâmetro de acoplamento multiplicadores de volume poroso, Samier, Onaisi & De Gennaro (2008) mostraram que foram necessárias 6 iterações para o método convergir. Esses autores destacaram a importância da utilização de uma compressibilidade dos poros adequada para condicionamento do sistema iterativo para acelerar a convergência e evitar instabilidade. Assim, a expressão para compressibilidade dos poros definida pela (Eq.5.1) foi capaz de acelerar a convergência desse método em 3 iterações para o problema 3.

Figura 32- Convergência do método de acoplamento iterativo para o Problema 3



Fonte: A autora.

Após a validação dos esquemas de acoplamento para os três casos monofásicos descritos acima, foi analisado um caso trifásico composto por um reservatório de óleo subsaturado que possui um poço produtor e um poço injetor de água, numa configuração $\frac{1}{4}$ de *five-spot*. Esse caso é o problema 4 disponível em (DEAN et al., 2006). As informações gerais do caso são ilustradas na Tabela 3, enquanto as propriedades dos fluidos são ilustradas na Tabela 4.

Tabela 3- Informações gerais do caso trifásico (Problema 4)

Dimensões		384 m x 384m x 67 m
Discretização		21 x 21 x 11 (Hexaedros)
Permeabilidade	Horizontal (K_H)	Variável
	Vertical (K_V)	$0,01 \cdot K_H$
Porosidade		30%
Poison		0,35
Módulo de Elasticidade		344,73 Mpa
Saturação de água inicial		20%
Pressão de Referência		20,7 Mpa @ 13156,2 m
Pressão de Bolha		20,68 Mpa
Vazão de Produção		750 bbl/dia
Vazão de Injeção		500 bbl/dia

Fonte: (DEAN ET AL., 2006).

Tabela 4- Propriedades dos fluidos (Problema 4)

Pressão [psi]	Bo [rvb/STB]	Bg [rvb/mcf]	Rs [mcf/STB]	Viscosidade do óleo [cp]	Viscosidade do gás [cp]
300	1,0663	10,258	0,0610	1,5	0,02
600	1,0931	4,9878	0,1161	1,5	0,02
900	1,1173	3,2461	0,1681	1,5	0,02
1200	1,1408	2,3855	0,2197	1,5	0,02
1600	1,1718	1,7522	0,2894	1,5	0,02
2000	1,2030	1,3838	0,3608	1,5	0,02
2400	1,2346	1,1479	0,4342	1,5	0,02
2800	1,2667	0,9876	0,5102	1,5	0,02
3000	1,2843	0,9221	0,5521	1,5	0,02
3200	1,2996	0,8743	0,5889	1,5	0,02
3600	1,3334	0,7921	0,6708	1,5	0,02
4000	1,3683	0,7312	0,7561	1,5	0,02
4500	1,4137	0,6763	0,8685	1,5	0,02

Fonte: (DEAN ET AL., 2006).

As curvas de permeabilidade relativa do gás (K_{rg}), da água (K_{rw}), do sistema água-óleo (K_{row}) e do sistema óleo-gás (K_{rog}) e as pressões capilares são ilustradas nas Tabela 5 e Tabela 6.

Tabela 5- Permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema água-óleo

S_w	K_{rw}	K_{row}	P_{wc}
0,20	0,0000	0,5102	6,4
0,25	0,0039	0,4133	5,6
0,30	0,0156	0,3266	4,9
0,35	0,0352	0,2500	4,2
0,40	0,0625	0,1837	3,6
0,45	0,0977	0,1276	3,0
0,50	0,1406	0,0816	2,5
0,55	0,1914	0,0459	2,0
0,60	0,2500	0,0204	1,6
0,65	0,3164	0,0051	1,2
0,70	0,3906	0,0000	0,9
0,80	0,5625	0,0000	0,4
0,90	0,7656	0,0000	0,1
1,00	1,0000	0,0000	0,0

Fonte: (DEAN ET AL., 2006).

Tabela 6- Permeabilidade relativa e pressão capilar do sistema gás-óleo

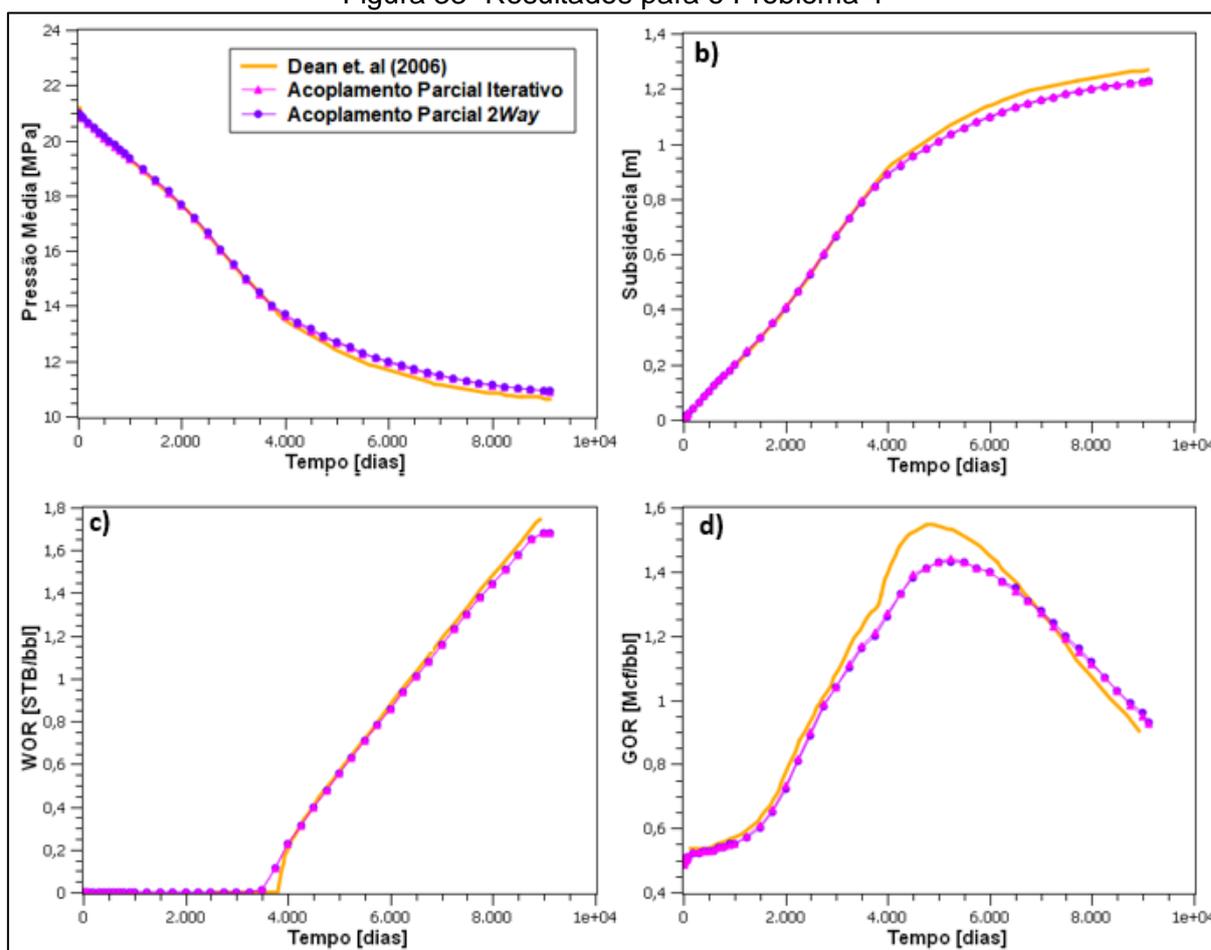
S_w+S_o	K_{rog}	K_{rg}	P_{gc}
0,20	0,0000	0,6303	3,2
0,25	0,0000	0,5511	2,8
0,30	0,0000	0,4772	2,5
0,35	0,0026	0,4086	2,1
0,40	0,0104	0,3454	1,8
0,45	0,0234	0,2874	1,5
0,50	0,0416	0,2348	1,3
0,55	0,0651	0,1875	1,0
0,60	0,0937	0,1455	0,8
0,65	0,1275	0,1089	0,6
0,70	0,1666	0,0775	0,5
0,75	0,2108	0,0514	0,3
0,80	0,2709	0,0307	0,2
0,85	0,3149	0,0153	0,1
0,90	0,3748	0,0052	0,0
0,95	0,4398	0,0004	0,0
0,97	0,4673	0,0000	0,0
1,00	0,5102	0,0000	0,0

Fonte: (DEAN ET AL., 2006).

Para o acoplamento parcial *two way* e iterativo foram utilizados 55 passos de tempo de acoplamento para um tempo total de simulação de 9000 dias. Foi utilizado um valor inicial para a compressibilidade dos poros de $1e-06 \text{ psi}^{-1}$.

As curvas de pressão média, subsidência, razão água-óleo e gás-óleo para o problema 4 são ilustradas na Figura 33. Assim como para os casos anteriores, também houve uma boa aproximação entre o acoplamento total e os esquemas de acoplamento parcial *two way* e iterativo estudados. A maior diferença entre os métodos estudados e a solução total está na curva de razão gás-óleo, conforme a Figura 33 d). Para esse caso, o acoplamento parcial iterativo convergiu em 4 iterações.

Figura 33- Resultados para o Problema 4

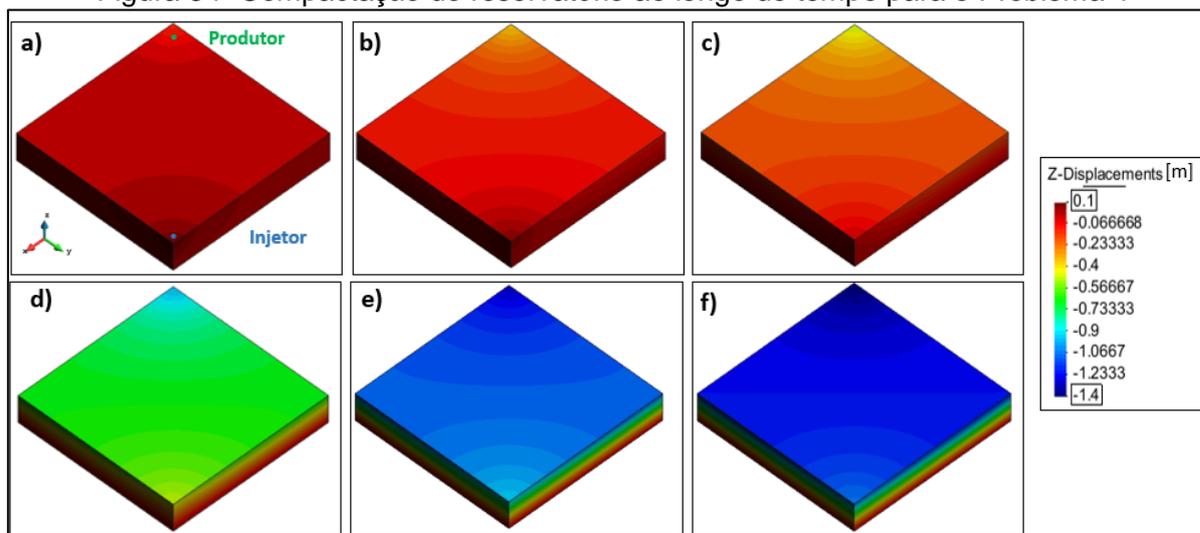


Fonte: A autora.

- a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; c) Razão Água-Óleo no poço produtor; d) Razão Gás-Óleo no poço produtor.

A compactação do reservatório é ilustrada na Figura 34. É possível observar que a compactação é maior próximo ao poço produtor, mostrando que a utilização de métodos de recuperação avançada, tais como a injeção de água, pode ser uma alternativa para minimizar a compactação do reservatório.

Figura 34- Compactação do reservatório ao longo do tempo para o Problema 4



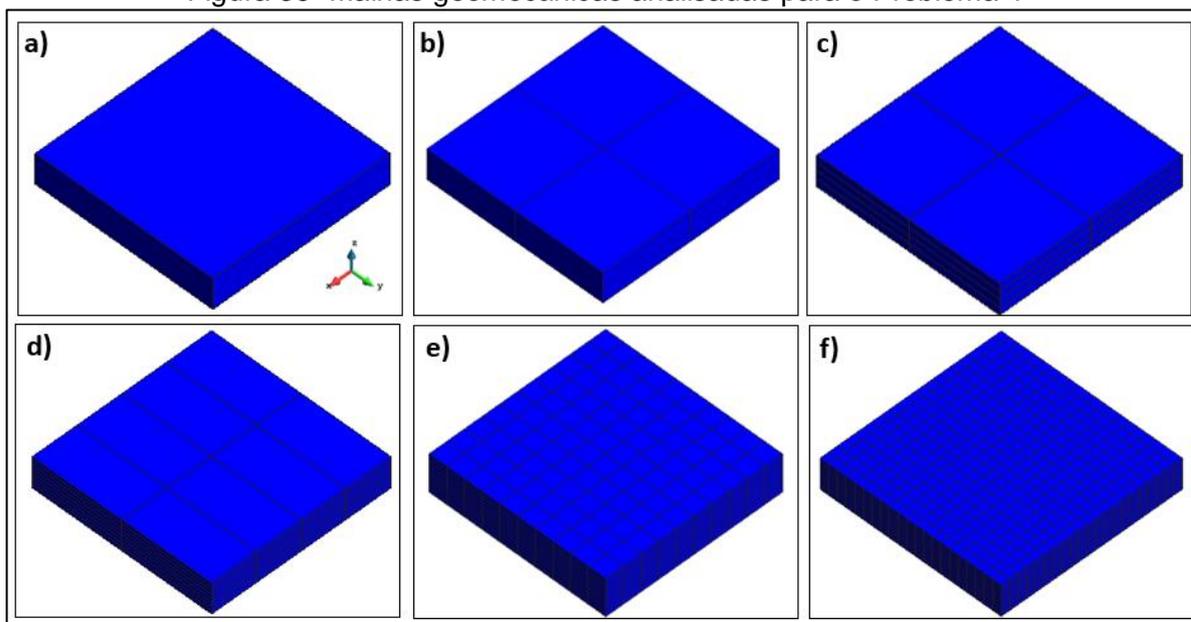
Fonte: A autora.

a) Após 10 dias; b) Após 500 dias; c) Após 1000 dias; d) Após 3000 dias; e) Após 6000 dias; f) Após 9000 dias.

6.2 ANÁLISE DA DISCRETIZAÇÃO DAS MALHAS DE FLUXO E GEOMECÂNICA

Uma vez que as equações de fluxo e mecânica são resolvidas separadamente para o acoplamento parcial, podem ser utilizados domínios independentes para cada um dos subproblemas. Sabendo que boa parte do tempo computacional gasto nas simulações hidromecânicas é devido aos cálculos mecânicos, neste tópico foram feitas análises da discretização da malha geomecânica para o problema 4 detalhado anteriormente. O problema de fluxo exige uma malha mais refinada para capturar as frentes de saturação de fluido, entretanto essa malha refinada talvez possa não ser necessária para o problema mecânico. As malhas geomecânicas utilizadas são ilustradas na Figura 35.

Figura 35- Malhas geomecânicas analisadas para o Problema 4



Fonte: A autora.

a) 1 elemento; b) 4 elementos; c) 16 elementos; d) 64 elementos; e) 1000 elementos; f) 4851 elementos.

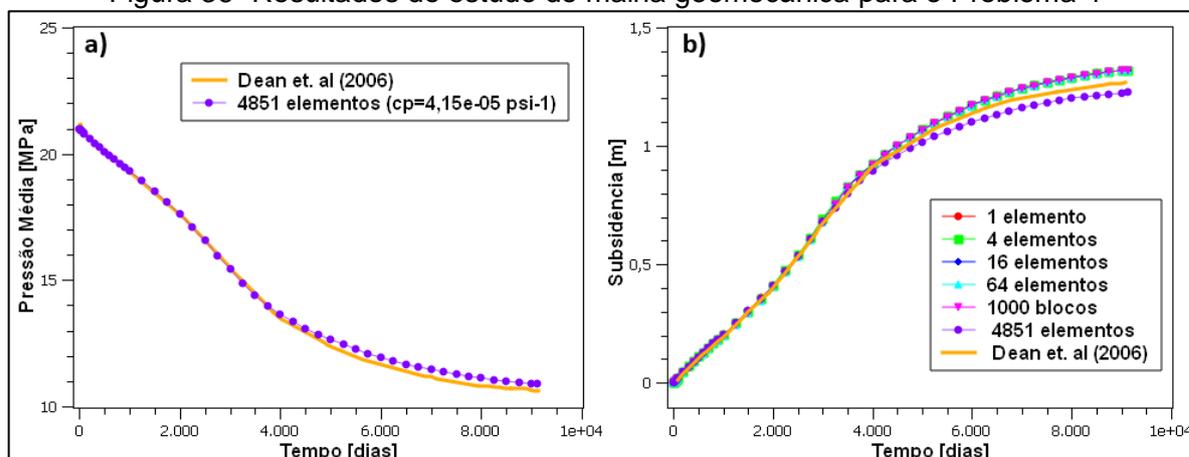
A malha do problema de fluxo se manteve constante (4851 elementos). Assim as pressões de saída do simulador de fluxo foram interpoladas para a malha geomecânica pela função *scatteredInterpolant* do Matlab. Além disso, foi definido o mesmo valor para a compressibilidade dos poros ($4,15e-05 \text{ psi}^{-1}$) para todos os casos, a fim de garantir que o único parâmetro que está sendo alterado é a malha geomecânica, e conseqüentemente o carregamento nodal, uma vez que a pressão advinda do simulador de fluxo é interpolada para a nova discretização.

A Figura 36 ilustra os resultados para o estudo de malhas geomecânicas. É possível observar que a subsidência foi bem próxima para todas as malhas utilizadas, uma vez que a pressão interpolada para as malhas mais grossas apresentou distribuições muito próximas das pressões originais provenientes da malha de fluxo na região central do reservatório, conforme ilustrado na Figura 37.

As malhas de 1, 4, 16 e 64 elementos não permitiram que a queda de pressão nos poços fosse bem representada. Assim, observou-se diferenças significativas entre os deslocamentos no nó do topo do reservatório onde foram inseridos os poços produtor e injetor, conforme ilustrado na Figura 38, uma vez que as maiores variações de pressão ocorrem justamente próximo aos poços. A diferença entre os deslocamentos nodais nos poços entre as malhas de 1 e 4851 elementos foram de 5,98% e 20,23% para os poços produtor e injetor, respectivamente.

Assim, para este caso em que as rochas adjacentes ao reservatório não foram modeladas, os resultados do estudo de malha mostraram que não houve necessidade de utilizar uma malha geomecânica tão refinada quanto a de fluxo.

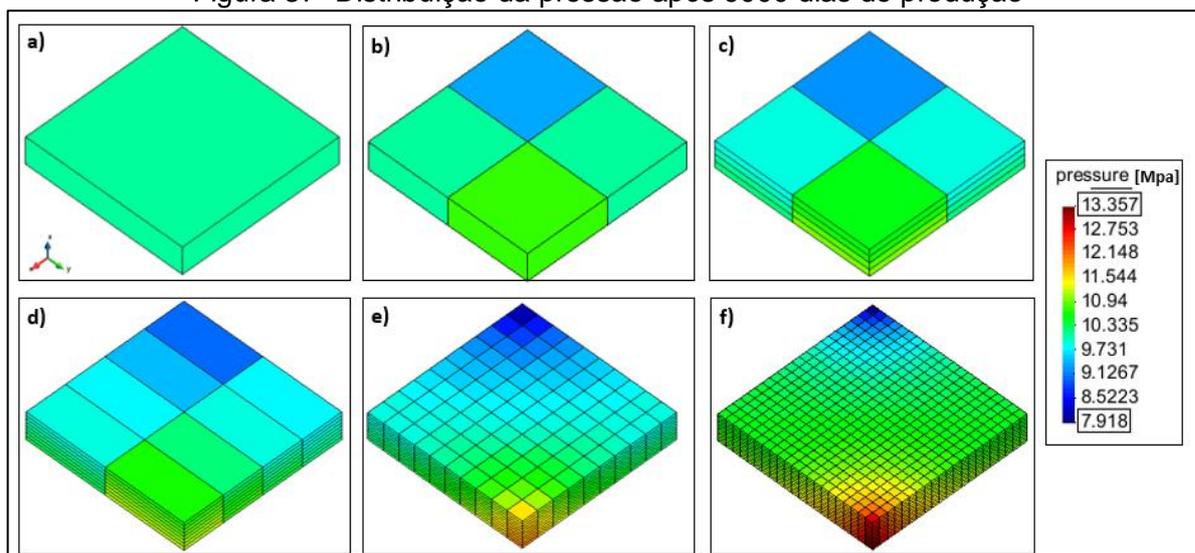
Figura 36- Resultados do estudo de malha geomecânica para o Problema 4



Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório; b) Subsidência no nó central do reservatório.

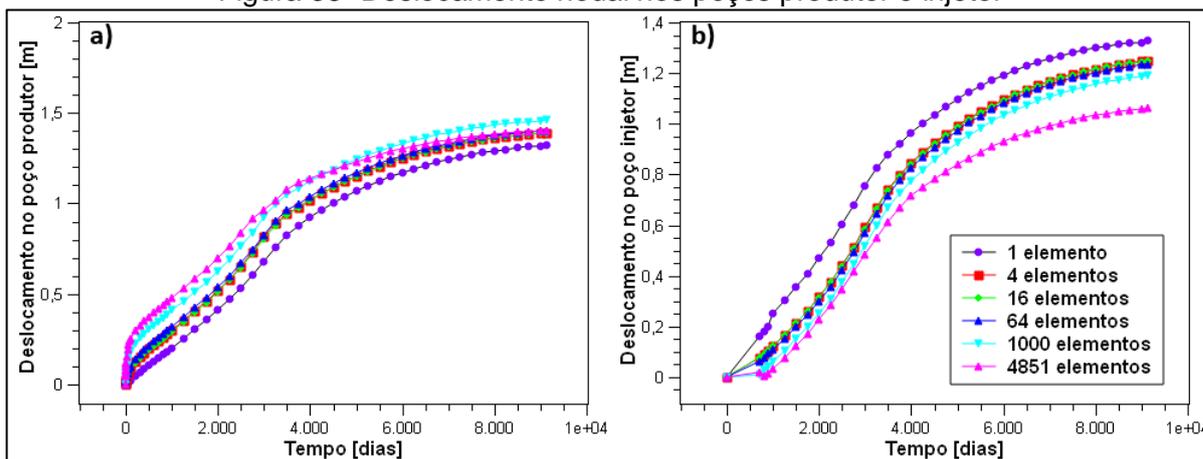
Figura 37- Distribuição da pressão após 9000 dias de produção



Fonte: A autora.

a) 1 elemento; b) 4 elementos; c) 16 elementos; d) 64 elementos; e) 1000 elementos; f) 4851 elementos.

Figura 38- Deslocamento nodal nos poços produtor e injetor

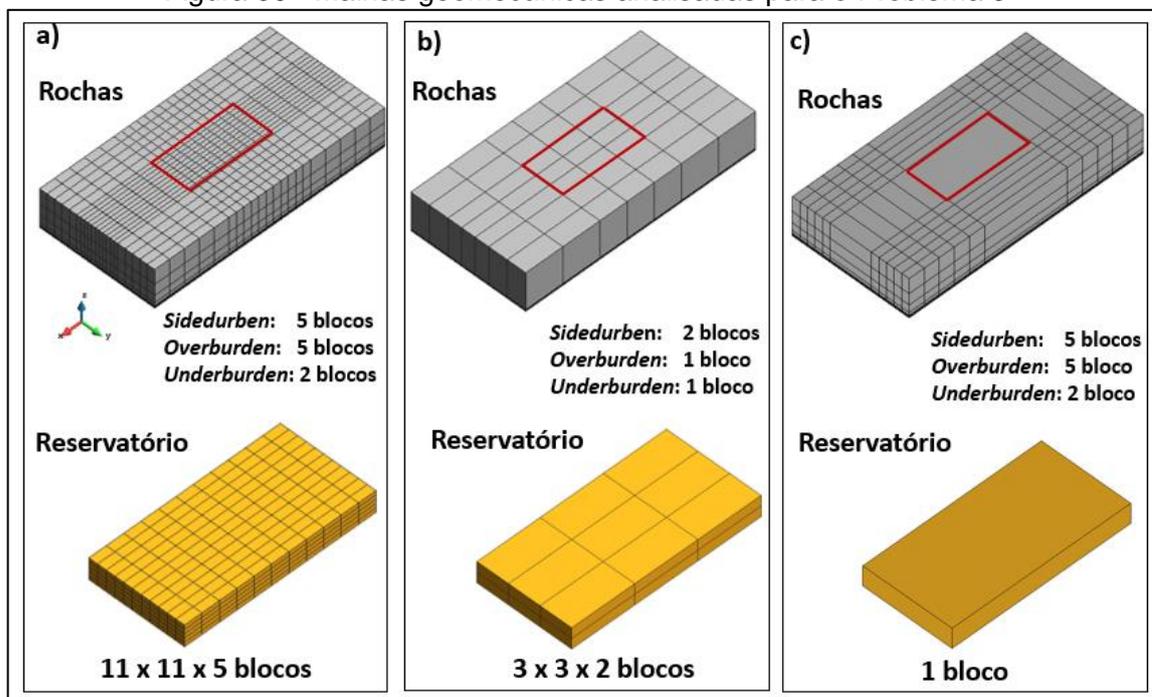


Fonte: A autora.

a) Poço produtor, b) Poço Injetor.

Para o problema 3, foram comparados os resultados utilizando a malha geomecânica original disponível em Dean et al. (2006), Figura 39 a), e duas outras malhas geomecânicas menos refinadas descritas nas Figura 39 b) e Figura 39 c). A malha do problema de fluxo se manteve constante (605 elementos). Também foi definido o mesmo valor para a compressibilidade dos poros ($8,315e-05 \text{ psi}^{-1}$) para todos os casos.

Figura 39- Malhas geomecânicas analisadas para o Problema 3

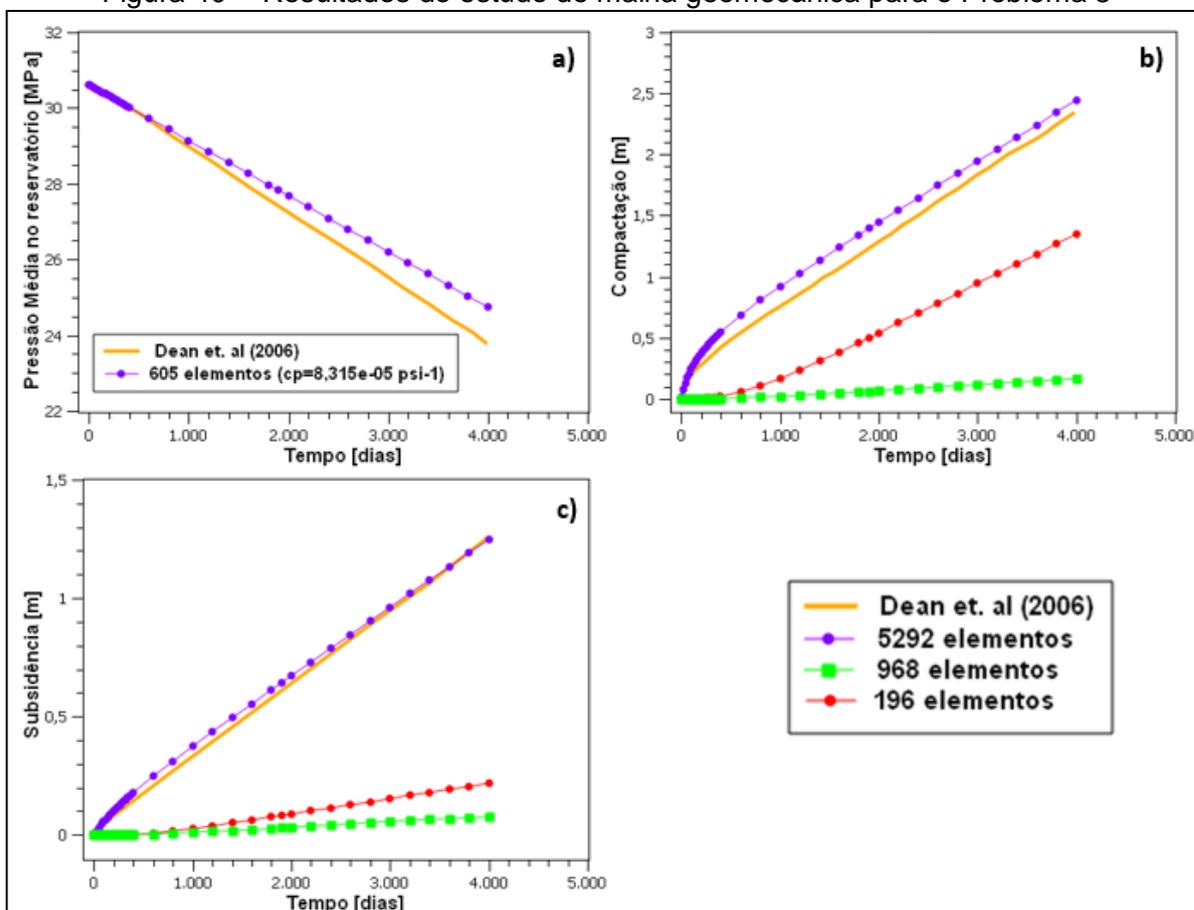


Fonte: A autora.

a) 5292 elementos; b) 196 elementos; c) 968 elementos.

A Figura 39 ilustra os resultados encontrados. A compactação e a subsidência apresentaram valores bem diferentes dos encontrados pela solução totalmente acoplada utilizando a malha original disponível em Dean et al. (2006). Uma vez que o deslocamento do reservatório e das rochas adjacentes estão conectados, não é possível concluir se essa diferença nos deslocamentos é resultado da discretização do reservatório, das rochas, ou de ambos. Quando as rochas capeadoras são modeladas, esse estudo da discretização da malha geomecânica não é uma tarefa trivial, uma vez que conforme descrito no capítulo 3, a interação entre o reservatório e as rochas adjacentes é um processo complicado. Para avaliar a influência da discretização do reservatório, seria necessário manter a discretização das rochas adjacentes, o que levaria a formação de nós não coincidentes entre os dois domínios.

Figura 40- - Resultados do estudo de malha geomecânica para o Problema 3



Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; c) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo do reservatório.

6.3 ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DOS PASSOS DE TEMPO DE ACOPLAMENTO

A definição dos passos de tempo de acoplamento em que os cálculos mecânicos são realizados e a compressibilidade dos poros é atualizada no problema de fluxo é muito importante para a convergência dos métodos de acoplamento parcial. Além disso, durante o *restart* do simulador de fluxo Imex®, o processo de leitura dos arquivos de entrada de compressibilidade para cada passo de tempo de acoplamento onera significativamente o tempo de execução desse simulador. Assim, foram realizados alguns testes utilizando diferentes passos de tempo de acoplamento, para tentar entender a influência da quantidade e da disposição desses passos de tempo durante o tempo total da análise para o problema 3.

A distribuição dos passos de tempo de acoplamento para cada caso é ilustrada na Tabela 7.

Tabela 7- Quantidade e distribuição dos passos de tempo de acoplamento

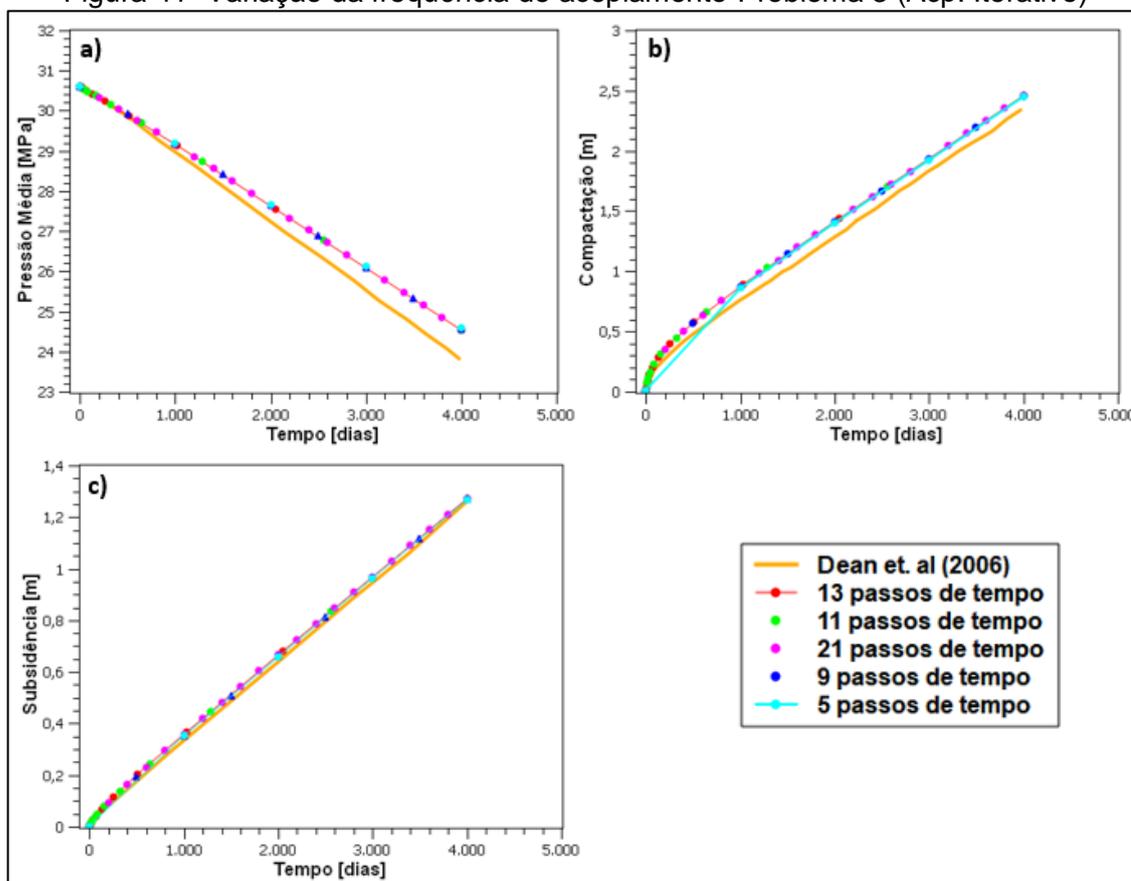
Quantidade de passos de tempo de acoplamento	21	13	11	9	5
	1	1	1	1	1
	200	2	10	500	1.000
	400	4	20	1.000	2.000
	600	8	40	1.500	3.000
	800	16	80	2.000	4000
	1.000	32	160	2.500	
	1.200	64	320	3.000	
	1.400	128	640	3.500	
	1.600	256	1.280	4000	
	1.800	512	2.560		
	2.000	1.024	4000		
	2.200	2.048			
	2.400	4000			
	2.600				
	2.800				
	3.000				
	3.200				
	3.400				
	3.600				
	3.800				
	4000				

Fonte: A autora.

Os resultados encontrados para o esquema de acoplamento parcial iterativo são ilustrados na Figura 41. É possível observar que todos os casos analisados apresentaram resultados muito próximos em termos de pressão média, compactação e subsidência. Para o caso em que foram utilizados apenas 5 passos de tempo de acoplamento, não foi possível capturar bem o comportamento da compactação no início da análise uma vez que os cálculos mecânicos foram realizados somente após 1000 dias de produção.

A variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento utilizando o esquema iterativo é ilustrado na Figura 43. É possível observar que a partir de 320 dias (7º passo de tempo) as distribuições de pseudo compressibilidade são semelhantes. A pseudo compressibilidade converge para uma determinada distribuição nos primeiros anos de produção, por isso que o crescimento do tamanho do passo de tempo não influenciou significativamente nos resultados.

Figura 41- Variação da frequência de acoplamento-Problema 3 (Acp. Iterativo)



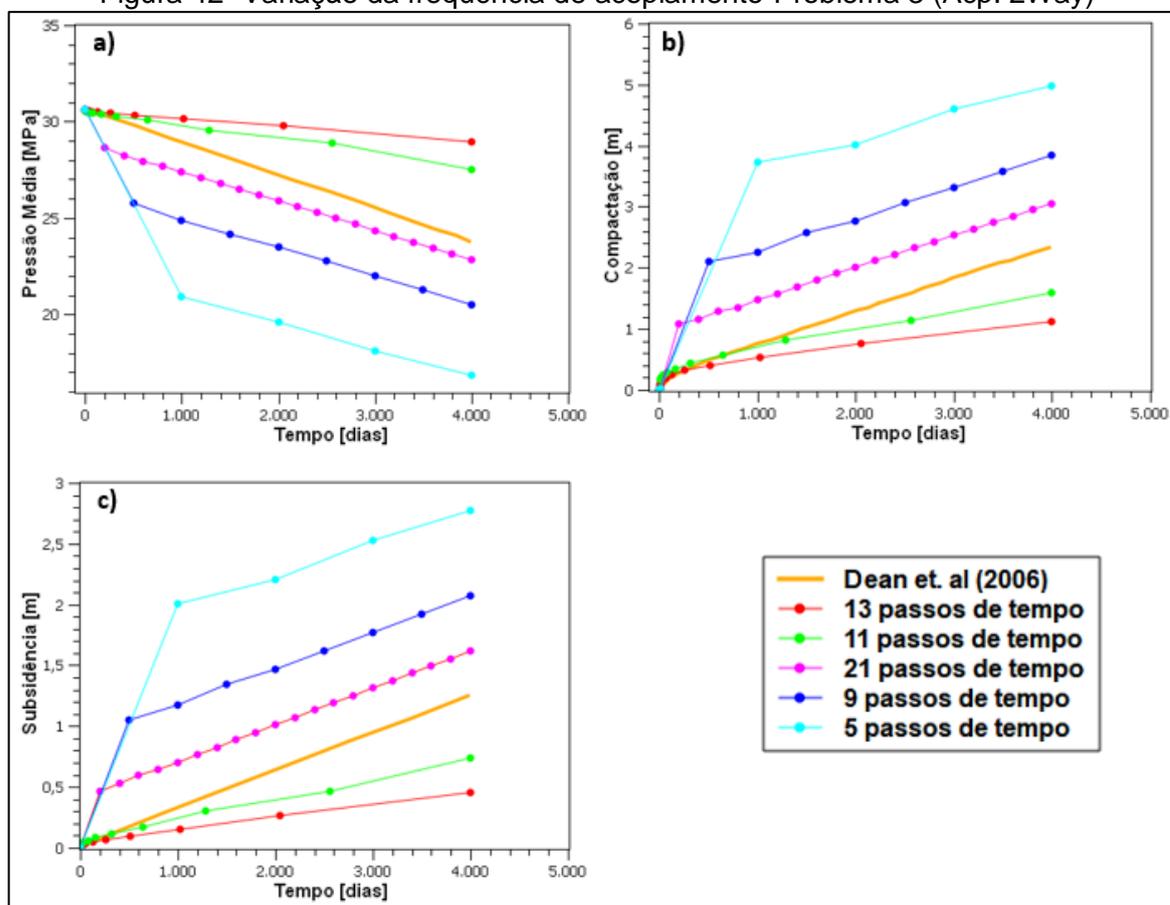
Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; c) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo da superfície.

Os resultados encontrados para o esquema de acoplamento parcial *two way* são ilustrados na Figura 42. É possível observar que todos os casos analisados apresentaram resultados muito diferentes em termos de pressão média, compactação e subsidência. Uma vez que a pseudo compressibilidade calculada em um passo de tempo interfere diretamente na que será calculada no próximo passo de tempo, esse método de acoplamento foi mais sensível a definição dos passos de tempo do que o acoplamento parcial iterativo. Para os 5 casos analisados, nenhum desses apresentou solução próxima da obtida pela solução totalmente acoplada.

A variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento utilizando o esquema *two way* é ilustrado na Figura 44. É possível observar que a distribuição da pseudo compressibilidade variou mais do que para o esquema iterativo.

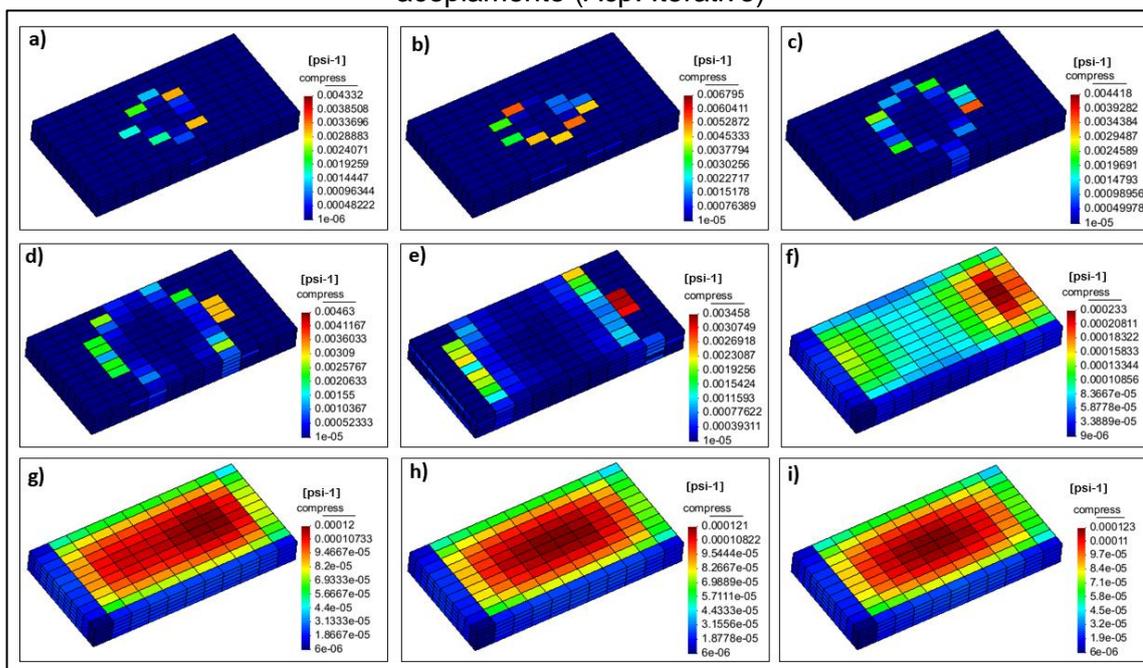
Figura 42- Variação da frequência de acoplamento-Problema 3 (Acp. 2Way)



Fonte: A autora.

a) Pressão média no reservatório ao longo da produção; b) Compactação em um ponto localizado na região central do topo do reservatório; c) Subsidência em um ponto localizado na região central do topo da superfície.

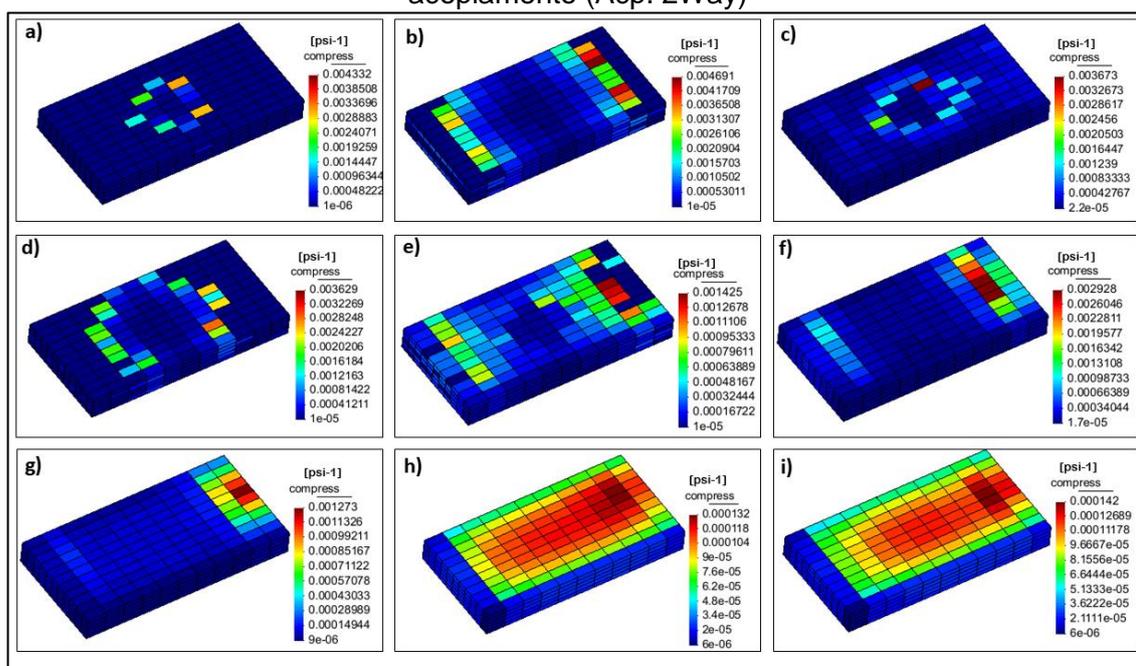
Figura 43- Variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento (Acp. Iterativo)



Fonte: A autora.

a) Após 1 dia; b) Após 10 dias; c) Após 20 dias; d) Após 40 dias; e) Após 80 dias; f) Após 320 dias; g) Após 1280 dias; h) Após 2560 dias; i) Após 4000 dias.

Figura 44- Variação da pseudo compressibilidade para o caso com 11 passos de tempo de acoplamento (Acp. 2Way)



Fonte: A autora.

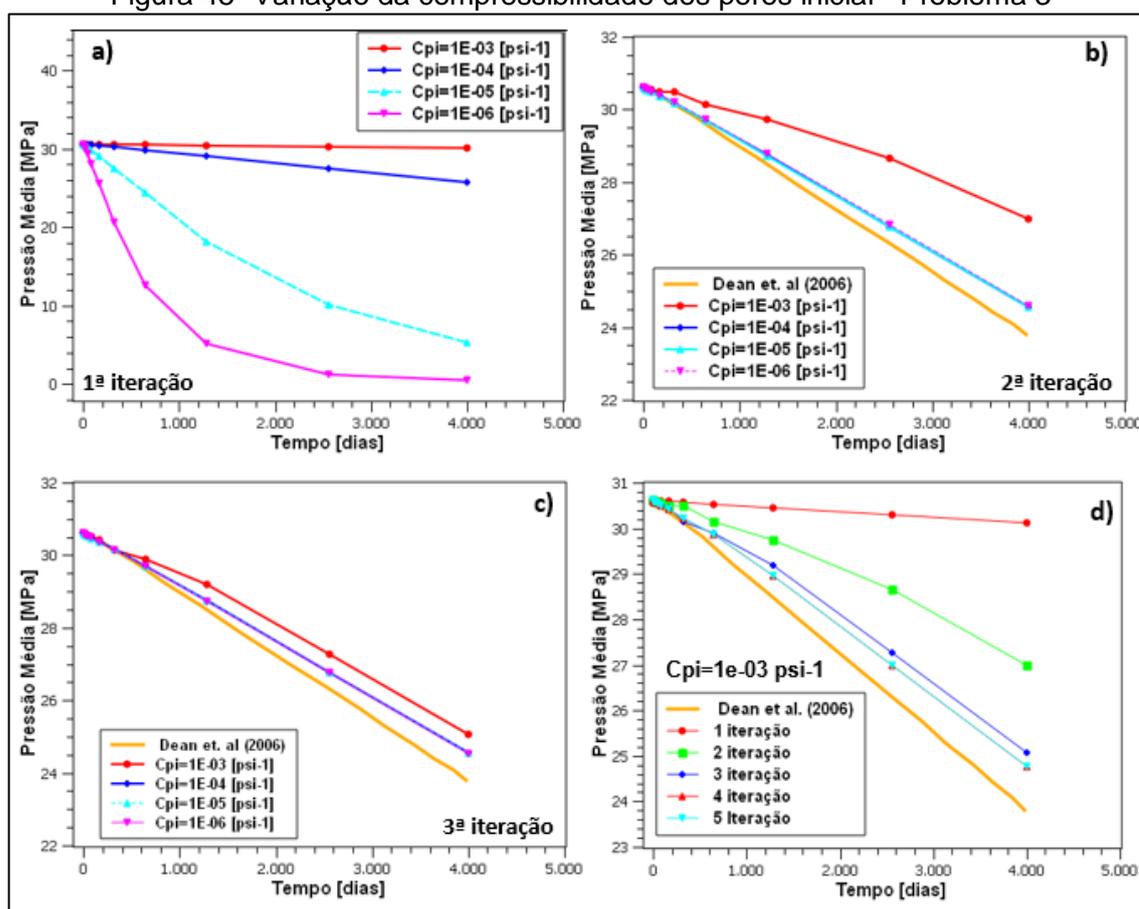
a) Após 1 dia; b) Após 10 dias; c) Após 20 dias; d) Após 40 dias; e) Após 80 dias; f) Após 320 dias; g) Após 1280 dias; h) Após 2560 dias; i) Após 4000 dias.

6.4 ANÁLISE DA COMPRESSIBILIDADE DOS POROS INICIAL

Nos esquemas de acoplamento parcial estudados é necessário definir um valor inicial para compressibilidade dos poros. Nesse tópico será discutida qual a influência desse parâmetro para o método de acoplamento parcial iterativo, uma vez que a variação de pressão na 1ª iteração é utilizada para calcular a compressibilidade dos poros que será utilizada na 2ª iteração.

Foram definidos valores para compressibilidade inicial entre $1e-03 \text{ psi}^{-1}$ e $1e-06 \text{ psi}^{-1}$. Os resultados encontrados são ilustrados na Figura 45. É possível observar que para os valores de compressibilidade inicial entre $1e-04$ e $1e-06 \text{ psi}^{-1}$ o método converge em 3 iterações. Já para o valor de compressibilidade inicial de $1e-03 \text{ psi}^{-1}$ foram necessárias 5 iterações para atingir a convergência, conforme ilustrado na Figura 45 d). Assim, a compressibilidade inicial é um parâmetro importante para acelerar a convergência desse método.

Figura 45- Variação da compressibilidade dos poros inicial - Problema 3



Fonte: A autora.

a) 1ª iteração; b) 2ª iteração; c) 3ª iteração; d) Pressão Média para $c_p=1e-03 \text{ psi}^{-1}$.

7 CONCLUSÕES

O código em Matlab desenvolvido nessa dissertação foi capaz de acoplar parcialmente o simulador de fluxo Imex[®] e um programa de análise de tensões em Matlab, utilizando como parâmetro de acoplamento a compressibilidade dos poros.

O acoplamento parcial iterativo se mostrou como uma boa alternativa para os casos analisados, uma vez que convergiu em no máximo 4 iterações. Para esse método, os cálculos mecânicos e a escrita dos arquivos de acoplamento foram paralelizados, tornando esse esquema de acoplamento atrativo para a solução de problemas de interesse prático. O valor inicial definido para a compressibilidade dos poros é um parâmetro importante para acelerar a convergência desse método. Além disso, a expressão para compressibilidade dos poros utilizada nesse trabalho foi capaz de acelerar a convergência do método desenvolvido por Samier, Onaisi & De Gennaro (2008), uma vez que estes autores utilizaram como parâmetro de acoplamento multiplicadores de volume poroso.

A convergência do método de acoplamento parcial *two way* foi mais sensível a definição dos passos de tempo de acoplamento do que o método iterativo, uma vez que a compressibilidade dos poros variou mais ao longo do tempo de simulação.

Também foi possível observar que para as análises *one way* realizadas, a malha do problema mecânico não necessariamente requer o mesmo grau de refinamento da malha do problema de fluxo, quando as rochas adjacentes ao reservatório não foram modeladas. Quando as rochas capeadoras são modeladas, esse estudo da discretização da malha geomecânica não é uma tarefa trivial, uma vez a deformação das rochas e do reservatório estão interconectadas.

Os resultados encontrados com as técnicas de acoplamento parcial estudadas foram muito próximos da solução totalmente acoplada. Assim, a atualização da compressibilidade dos poros na simulação convencional de fluxo de acordo com a variação da pressão e a deformação volumétrica do meio se mostrou como uma boa alternativa para representar o comportamento mecânico do reservatório. Além disso, os esquemas de acoplamento parcial permitem resolver um modelo de fluxo mais robusto, que empregue esquemas de alta ordem tais como *multipoint flux approximation* (MPFA), de forma explícita à solução do problema mecânico.

8 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS

- ❖ Aplicar essa metodologia para casos reais;
- ❖ Utilizar GPU (Graphics Processing Unit) para resolver as análises de tensões;
- ❖ Realizar análises incluindo plasticidade;
- ❖ Atualizar a permeabilidade absoluta;

REFERÊNCIAS

- AHMED, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**. 4. ed. [s.l.] Oxford: ELSEVIER, 2010.
- ALLEN, D. R. Physical Changes of Reservoir Properties Caused By Subsidence and Repressuring Operations. **Journal of Petroleum Technology**, v. 20, n. 01, p. 23–29, 1968.
- AN, C. et al. Adaptive Time Stepping with the Modified Local Error Method for Coupled. **SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition**, 2017.
- BIOT, M. A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, n. 2, p. 155–164, 1941.
- CASTELLETTO, N.; WHITE, J. A.; TCHELEPI, H. A. Accuracy and convergence properties of the fixed-stress iterative solution of two-way coupled poromechanics. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 39, n. 14, 2015.
- CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media**. [s.l.: s.n.]. v. 134
- CHIN, L. Y.; THOMAS, L. K. Fully Coupled Analysis of Improved Oil Recovery by Reservoir Compaction. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 1999.
- COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris: Editions TECHNIP 27 Rue Ginox, 2001.
- DEAN, R. H. et al. A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. **SPE Journal**, v. 11, n. 01, p. 132–140, 2006.
- DUNG, T. Q. **Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs**. 2007. 219 f. Thesis (Doctor of Philosophy) - Australian School of Petroleum, South Australia, 2007.
- FALCÃO, F. O. L. **Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento**. 2013. 201 f. Tese (Doutorado em

Engenharia Civil) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

FANCHI, J. R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. v. 3. ed. [s.l: s.n.].

FONTOURA, S. A. et al. Applications of Partial Fluid-mechanical Coupling in the Reservoir Geomechanics Scope. **47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**, 2013.

FREDRICH, J. T. et al. Geomechanical Modeling of Reservoir Compaction, Surface Subsidence, and Casing Damage at the Belridge Diatomite Field. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 3, n. 04, p. 348–359, 2000.

GUTIERREZ, M. S.; LEWIS, R. W. Coupling of Fluid Flow and Deformation in Underground Formations. **Journal of Engineering Mechanics**, v. 128, n. July, p. 779–787, 2002.

INOUE, N. et al. Model Building and Computational Processing Applied to Reservoir Geomechanics. **Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure**, 2014.

INOUE, N.; FONTOURA, S. Answers to Some Questions About the Coupling Between Fluid Flow and Rock Deformation in Oil Reservoirs. **SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference**, p. 1–13, 2009.

KIM, J. **Sequential methods for coupled geomechanics and multiphase flow**. 2010. 248 f. Thesis (Doctor of Philosophy) - Stanford University, Stanford, 2010.

KIM, J. et al. Numerical Studies on Two-Way Coupled Fluid Flow and Geomechanics in Hydrate Deposits. **SPE Journal**, v. 17, n. 02, p. 485–501, 2012.

KIM, J.; TCHELEPI, H. A.; JUANES, R. Stability, Accuracy, and Efficiency of Sequential Methods for Coupled Flow and Geomechanics. **SPE Journal**, v. 16, n. 02, p. 249–262, 2011.

LAUTENSCHLAGER, C. E. R. et al. Advances on Partial Coupling in Reservoir Simulation: A New Scheme of Hydromechanical Coupling. **North Africa Technical Conference and Exhibition**, 2013.

LEWIS, R. W.; GUTIERREZ, M. The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. **SPE/ISRM Eurock'98**, p. 10, 1998.

LONARDELLI, J. N. et al. Evaluation of oil production related effects through

- geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 158, n. July, p. 186–201, 2017.
- LONGUEMARE, P. et al. Geomechanics in reservoir simulation: Overview of coupling methods and field case study. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 57, n. 5, p. 471–483, 2002.
- LUCIA, F. J. **Reservoir Engineering Handbook**. 2. ed. New York: Springer-Verlag, 2007.
- MAINGUY, M.; LONGUEMARE, P. Coupling Fluid Flow and Rock Mechanics: Formulations of the Partial Coupling between Reservoir and Geomechanical Simulators. **Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP**, v. 57, n. 4, p. 355–367, 2002.
- MOOSAVI, S. A. et al. Relationship between porosity and permeability with stress using pore volume compressibility characteristic of reservoir rocks. **Arabian Journal of Geosciences**, v. 7, n. 1, p. 231–239, 2012.
- NAUROY, J.-F. **Geomechanics Applied to the Petroleum Industry**. [s.l: s.n.].
- OLIVELLA, S. et al. Numerical formulation for a simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations (Swansea, Wales)**, v. 13, n. 7, p. 87–112, 1996.
- PEREIRA, L. C. **Quantificação de Incertezas Aplicada à Geomecânica de Reservatórios**. 2015. 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Intercência: Petrobras, 2006.
- RUTQVIST, J.; BIRKHOLZER, J. T.; TSANG, C. F. Coupled reservoir-geomechanical analysis of the potential for tensile and shear failure associated with CO₂ injection in multilayered reservoir-caprock systems. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 45, n. 2, p. 132–143, 2008.
- SAMIER, P.; ONAISI, A.; DE GENNARO, S. A Practical Iterative Scheme for Coupling Geomechanics with Reservoir simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, 2008.

SEGURA, J. .; CAROL, I. A closed form analytical solution for two-dimensional plane strain consolidation of unsaturated soil stratum. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, v. 32, n. March 2007, p. 189–213, 2008.

SEN, V.; SETTARI, A. Coupled geomechanical and flow modeling of compacting reservoirs. **The Leading Edge**, v. 24, n. 12, p. 1284–1286, 2005.

SETTARI, A.; MOURITS, F. M. **A Coupled Reservoir and Geomechanical Simulation System** **SPE Journal**, 1998. Disponível em:
<<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/50939-PA>>

SETTARI, A.; WALTERS, D. A. Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling With Applications to Reservoir Compaction. **SPE Journal**, v. 6, n. 03, p. 334–342, 2001.

SIMULATOR, R. IMEX User Guide. 2014.

SULAK, R. M.; DANIELSEN, J. Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence. **Journal of Petroleum Technology**, v. 41, n. 07, p. 709–716, 1988.

TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow. **SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium**, v. 2005, n. 1, p. 8–12, 2005.

TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. Aspects of Coupling Between Petroleum Reservoir Flow And Geomechanics. **43rd US Rock Mechanics Symposium 4th USCanada Rock Mechanics Symposium**, p. 14, 2009.

VERRUIJT, A. **Theory and problems of poroelasticity**. [s.l: s.n.].

WAN, J. **Stabilized Finite Element Methods for Coupled Geomechanics and Multiphase Flow**. 2002. 162 f. Thesis (Doctor of Philosophy) - Stanford University, Stanford, 2002.