



Flávia de Oliveira Lima Falcão

**Simulação Hidromecânica de
Reservatório Carbonático de Petróleo
através de Pseudoacoplamento**

Tese de Doutorado

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Jr.
Co-orientador: Profa. Raquel Quadros Velloso

Rio de Janeiro
Outubro de 2013



Flávia de Oliveira Lima Falcão

**Simulação Hidromecânica de
Reservatório Carbonático de Petróleo
através de Pseudoacoplamento**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Jr.

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Profa. Raquel Quadros Velloso

Co-orientadora

Universidade Federal de Ouro Preto

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Leonardo José do Nascimento Guimarães

Universidade Federal de Pernambuco

Dr. Antonio Luiz Serra de Souza

PETROBRAS/CENPES

Dr. Antonio Claudio Soares

PETROBRAS/CENPES

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do

Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 21 de outubro de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Flávia de Oliveira Lima Falcão

Graduou-se em Engenharia Civil, com ênfase em Estruturas, na PUC-Rio em 1997. Em 2002 concluiu seu Mestrado em Engenharia Civil, geotecnia, na mesma instituição. Pós-graduada em Engenharia Econômica e Administração Industrial, na Escola de Engenharia da UFRJ, em 1999, e Engenharia de Petróleo na CCE/PUC-Rio em 2000. Trabalhou na Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga de 1996 a 2000 como Engenheira Civil. Desde 2003 trabalha como Engenheira de Petróleo na Petrobras.

Ficha Catalográfica

Falcão, Flávia de Oliveira Lima

Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento / Flávia de Oliveira Lima Falcão ; orientador: Eurípedes do Amaral Vargas Jr. ; co-orientadora: Raquel Quadros Velloso. – 2013.

201 f. il. (color.) ; 30 cm

Tese (doutorado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2013.

Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Geomecânica. 3. Simulação de reservatórios. 4. Acoplamento. 5. Rochas carbonáticas. 6. Compactação. I. Vargas Jr., Eurípedes do Amaral. II. Velloso, Raquel Quadros. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

Para Nilton, Caio e Aline.
Para Dr. Jeová, um grande homem.
Para D. Maria, a grande mulher por trás.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Vargas e Raquel, pelos ensinamentos e discussões.

À Petrobras pela oportunidade e pela confiança depositada. Particularmente aos meus chefes, Mauro Becker, Daniel Steagall e Rosalba.

Ao Leivison, Verinha, Heloísa Helena, Irinete e Renata pela ajuda sempre rápida.

À Rita, pela ajuda nas questões administrativas na PUC-Rio.

Ao grupo de Geomecânica de Reservatórios do CENPES, pelo suporte e apoio, e ao Ativo Centro da UO-BC, pelas informações e valiosa ajuda.

Aos meus amigos da Petrobras com quem sempre pude contar, em especial Melissa, Antonio Claudio e Marcelo Monteiro.

Aos meus amigos da PUC, principalmente os da salinha: Alonso, Julia, Luis, Nathália, Silvestre e Eduardo.

Aos meus amigos de sempre, pela compreensão quanto ao desaparecimento.

Aos meus queridos pais e irmãos, sogros, cunhados e sobrinhos por sempre terem acreditado.

Ao Nilton, Caio e Aline, por estarem sempre ao meu lado. E à Rosa.

A Deus e N. Senhora, por tudo. Sempre.

Resumo

Falcão, Flávia de Oliveira Lima; Vargas Jr., Eurípedes do Amaral; Velloso, Raquel Quadros. **Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento**. Rio de Janeiro, 2013. 201 p. Tese de Doutorado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Reservatórios carbonáticos respondem por mais de 50% da produção mundial de hidrocarbonetos. No Brasil, ganharam mais importância com o descobrimento do Pré-Sal, em 2006. A principal ferramenta de previsão e gerenciamento de reservatórios é a simulação numérica que, tradicionalmente, tem na compressibilidade do poro o único parâmetro geomecânico. Normalmente é adotado apenas um valor, mantido constante, deste parâmetro para todo o reservatório. Porém, a rocha-reservatório sofre deformações durante a exploração do campo, as quais induzem redução da porosidade e permeabilidade. Enquanto o primeiro efeito não é bem representado pela compressibilidade, o segundo não sofre qualquer alteração. Além disso, cada fácies tem um comportamento tensão *versus* deformação diferente. Por isso a importância de se fazer modelagens acopladas de fluxo e geomecânica em que cada tipo de rocha é representado individualmente. Visando essas análises integradas, mas sem aumento do custo computacional, utiliza-se o pseudoacoplamento, o que permite que esses modelos sejam usados de forma rotineira pelos engenheiros de reservatórios. Esse tipo de acoplamento atualiza a porosidade e a permeabilidade com base em tabelas que relacionam poropressão com multiplicadores de porosidade e permeabilidade. Visando uma boa representação do comportamento da rocha-reservatório, as tabelas de pseudoacoplamento são elaboradas com base em ensaios mecânicos laboratoriais realizados com amostras do próprio campo, representativas de cada fácies. São realizadas análises comparativas utilizando modelos homogêneos e heterogêneos, variando o tipo de representação da geomecânica, que pode ser através da compressibilidade ou do pseudoacoplamento. Conhecidos os efeitos geomecânicos da compactação, a etapa final desta metodologia consiste no estudo de um modelo que visa atenuá-los.

Palavras-chave:

Geomecânica; simulação de reservatórios; acoplamento; rochas carbonáticas; compactação.

Abstract

Falcão, Flávia de Oliveira Lima; Vargas Jr., Eurípedes do Amaral (Advisor); Velloso, Raquel Quadros (Co-Advisor). **Hydromechanical Simulation of a Carbonate Petroleum Reservoir using Pseudo-Coupling**. Rio de Janeiro, 2013. 201 p. DSc Thesis - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Carbonate reservoirs are responsible for over 50% of world hydrocarbon production. In Brazil, they started to gain more importance after the Pre-Salt discovery, in 2006. The main method to predict and manage reservoirs is numerical simulation in which, traditionally, the only geomechanical parameter is the rock compressibility. Usually it is adopted one single value for the whole model, which is kept constant. During exploitation, though, the reservoir-rock deforms, causing porosity and permeability reduction. While the first effect is not well predicted by rock compressibility, the second is simply kept constant. Besides that, each facies has its own stress-strain behavior. That is why it is so important to model the reservoir flow coupled to geomechanics representing each rock type in a single layer. With the aim of obtaining these integrated analyses, but without additional computational cost, the pseudo-coupling is used, which lets such models to be ran on day-by-day basis by reservoir engineers. This kind of coupling updates both porosity and permeability based on tables that correlate porepressure and porosity and permeability multipliers. In order to have the mechanical behavior of the reservoir-rock well represented, the pseudo-coupling tables are elaborated based on laboratory mechanical tests with samples from the same field to be modeled. In this way, each facies represented on the model has its own table that takes to reservoir simulation the geomechanical effects through porosity and permeability variation. Comparative analyses are done using homogeneous and heterogeneous models, varying the type of geomechanical representation, through rock compressibility or pseudo-coupling. Once known the compaction geomechanical effects, it is simulated a model that tries to attenuate them.

Keywords

Geomechanics; reservoir simulation; coupling; carbonate rock; compaction.

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Motivação	29
1.2	Objetivos	32
1.3	Escopo	33
2	Revisão Bibliográfica	34
2.1	Acoplamento Fluxo-Geomecânica	37
2.2	Modelos Constitutivos	47
2.3	Relação entre Deformação Volumétrica e Permeabilidade	51
2.4	Classificação das Rochas Carbonáticas	56
3	Metodologia	74
3.1	Informações Relevantes sobre o Campo B	78
3.2	Escolha das Amostras	78
3.3	Seção Litológica	82
3.4	Estado de Tensões	86
3.5	Comportamento Mecânico das Rochas de Interesse	89
3.6	Comportamento Mecânico com Medição de Permeabilidade	94
3.7	Modelagem dos Ensaios de Mecânica de Rochas	96
3.8	Modelos Equivalentes	101
3.9	Geração das Tabelas de Pseudoacoplamento	103
3.10	Simulações Utilizando o Software IMEX	104
4	Modelagem dos Ensaios Laboratoriais	108
4.1	Modelagem Numérica dos Ensaios de Laboratório	109
4.2	Ensaios de Fluxo	120
4.3	Ensaios Numéricos para Obtenção da Rocha Equivalente	128
5	Pseudoacoplamento	136

5.1 Geração das Tabelas de Pseudoacoplamento	137
5.2 Verificação do Pseudoacoplamento Utilizando o Software IMEX	147
5.3 Verificação do Acoplamento em Duas Vias Utilizando o Software STARS	157
6 Simulação de Reservatórios com Pseudoacoplamento	160
6.1 Análises Comparativas: Modelos de Compressibilidade versus Pseudoacoplamento	161
6.2 Mitigação dos Efeitos da Geomecânica	178
7 Conclusões e Sugestões	187
7.1 Conclusões	188
7.2 Sugestões	192
8 Referências Bibliográficas	195

Lista de Figuras

Figura 1.1 Dependência da permeabilidade e da porosidade com a tensão média efetiva para rocha carbonática. [8]	27
Figura 1.2 Gráfico normalizado permeabilidade x tensão diferencial e ilustração esquemática de dilatância da rocha. [8]	28
Figura 1.3 Comportamento quanto à deformação axial para amostras secas e saturadas com água. [9]	29
Figura 1.4 Representação esquemática do modelo geomecânico. [15]	30
Figura 2.1 Esquema de interação entre parâmetros de fluxo e geomecânica na exploração de reservatórios de petróleo. (modificado de [17])	35
Figura 2.2 Representação esquemática do volume poroso, composto pelo esqueleto sólido e por poros. [18]	37
Figura 2.3 Variação da porosidade com a tensão efetiva - diferença entre os regimes elástico e plástico. [16]	43
Figura 2.4 Comportamentos reversível e irreversível dos multiplicadores no pseudoacoplamento. [24]	49
Figura 2.5 Seção vertical de reservatório indicando localização de poços horizontais injetor (em cima) e produtor, de acordo com o método de recuperação SAGD. [25]	49
Figura 2.6 Uso do pseudoacoplamento para problema de dilatância. [29]	50
Figura 2.7 Comparação entre valores de compactação obtidas por acoplamento em duas vias (curvas vermelha e magenta) e pseudoacoplamento (curvas azuis). [16]	51
Figura 2.8 Comparação entre produções acumuladas obtidas por diferentes métodos de acoplamento. [28]	52

Figura 2.9 Comparação entre produções acumuladas obtidas por pseudoacoplamento e acoplamento em duas vias. [25]	53
Figura 2.10 Comparação entre pressão e temperatura médias obtidas por pseudoacoplamento e acoplamento em duas vias. [25]	53
Figura 2.11 Comparação entre valores de subsidência obtidos por pseudoacoplamento e acoplamento em duas vias. [25]	54
Figura 2.12 Efeito do confinamento na transição de comportamento dúctil para rúptil, incluindo a forma de ruptura. [22]	55
Figura 2.13 Comparação entre as resistências previstas pelos modelos de Lade Modificado, Mohr-Coulomb e Drucker-Prager. [36]	57
Figura 2.14 Envoltória de Drucker-Prager modificada no espaço σ_m x t. [37]	58
Figura 2.15 Comparação entre superfícies com valores extremos de R. [37]	58
Figura 2.16 Comportamento permeabilidade adimensionalizada <i>versus</i> tensão hidrostática para rocha carbonática. [42]	62
Figura 2.17 Variação da permeabilidade (curvas vermelhas) e da tensão desviadora (curvas pretas) com a deformação axial para quatro diferentes amostras de carbonato dolotimizado. [43]	63
Figura 2.18 Curvas Tensão x Deformação, Permeabilidade x Deformação e Tensão x V_p para amostra CP08W. [32]	64
Figura 2.19 Gráfico Tensão Axial x Porosidade, ressaltando as tensões de colapso (pontos vermelhos). [32]	65
Figura 2.20 Lâminas antes e após ensaio edométrico realizado no CP3, do poço B-05. Fundo azul indica os poros. [32]	66
Figura 2.21 Componentes texturais de rochas carbonáticas: lama carbonática, grãos, poros e cimento. [51]	70
Figura 2.22 Definição de alguns constituintes da rocha carbonatada. [51]	71
Figura 2.23 Classificação de Dunham. [48]	72

Figura 2.24 Classificação de Embry-Klovan, 1971, com correspondência com a de Dunham, 1962.	74
Figura 3.1 Representação esquemática da metodologia proposta para consideração dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios.	76
Figura 3.2 Campo B com localização dos poços B-05 e B-03.	78
Figura 3.3 Relação porosidade <i>versus</i> permeabilidade para os poços testemunhados do Campo B.	79
Figura 3.4 Perfis utilizados na seleção de testemunhos do poço B-05, tendo sido escolhidos aqueles que correspondem a intervalos da rocha-reservatório (alta resistividade), além de maiores valores de porosidade e permeabilidade.	80
Figura 3.5 Foto de algumas caixas do testemunho do poço B-05, onde são indicadas localizações de amostras previamente retiradas: elipses amarelas indicam amostras horizontais, enquanto as brancas, as verticais.	81
Figura 3.6 Seção litológica a partir do poço B-05. [53]	83
Figura 3.7 Composição da seção litológica.	84
Figura 3.8 Resumo da seção litológica final a partir do poço B-05.	86
Figura 3.9 Pressão de poros no campo B: média, nos reservatórios superior, intermediário e inferior.	88
Figura 3.10 Comportamento tensão - deformação das amostras da fácies WCK.	91
Figura 3.11 Comportamento tensão-deformação medido em laboratório do CP10M, ensaio hidrostático.	92
Figura 3.12 Comparação entre envoltórias para amostras com salmoura (curvas azuis) e com n-parafina (curvas marrons) Curvas rosas indicam a envoltória e seu fechamento. [54]	93
Figura 3.13 Comportamento poropressão <i>versus</i> permeabilidades horizontal e vertical, adimensionalizados, medidos em laboratório.	95

Figura 3.14 Algumas informações contidas na descrição de testemunhos do poço B-05.	98
Figura 3.15 (a) Elemento hexaédrico C3D8 [37] e (b) Malha para ABAQUS com 200 elementos.	99
Figura 3.16 Condições de contorno utilizadas no ABAQUS.	100
Figura 3.17 Malha do modelo no ABAQUS para a fácies EQV.	103
Figura 3.18 Representação esquemática da malha de produção de campos de petróleo do tipo <i>five-spot</i> . [17]	105
Figura 3.19 Esquema de análises comparativas feitas no IMEX, considerando a forma de representação da geomecânica.	107
Figura 4.1 Comparação entre modelos de <i>cap</i> (curva azul) e cisalhamento (curva vermelha) com resultado laboratorial (curva preta) para CP08W: comportamento tensão <i>versus</i> deformação.	110
Figura 4.2 Comparação entre modelos de <i>cap</i> (curva azul) e cisalhamento (curva vermelha) com resultado laboratorial (curva preta) para CP08W: comportamento tensão média <i>versus</i> porosidade.	110
Figura 4.3 Curvas tensão <i>versus</i> deformação para a fácies <i>wackestone</i> com o resultado da modelagem numérica para CP08W, referida com ABQ.	111
Figura 4.4 Ajuste do CP10M com modelo de <i>cap</i> no ABAQUS: tensão média <i>versus</i> porosidade.	112
Figura 4.5 Comportamento tensão-deformação para as três amostras da fácies <i>grainstone</i> .	113
Figura 4.6 Comparação entre os ajustes com modelo de <i>cap</i> e de cisalhamento para o CP03G.	114
Figura 4.7 Ensaios triaxiais com amostras da fácies <i>packstone</i> com bioclastos.	115
Figura 4.8 Ensaios hidrostáticos com amostras da fácies <i>packstone</i> com bioclastos.	115

Figura 4.9 Ensaio edométrico com amostras da fácies <i>packstone</i> com bioclastos.	116
Figura 4.10 Ajuste do ensaio hidrostático com CP05B.	117
Figura 4.11 Envoltória da fácies <i>packstone</i> .	117
Figura 4.12 Gráficos resultantes dos ensaios numéricos na fácies <i>packstone</i> .	118
Figura 4.13 Envoltórias com fechamentos para as cinco fácies estudadas, com trajetórias de tensão hidrostática e edométrica.	120
Figura 4.14 Curvas porosidade <i>versus</i> permeabilidade para a fácies <i>wackestone</i> , comparando com relação de Kozeny-Carman.	121
Figura 4.15 Variação da permeabilidade com a porosidade para fácies diferentes da <i>wackestone</i> , além da curva de ajuste.	122
Figura 4.16 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies <i>wackestone</i> (WCK).	123
Figura 4.17 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies <i>packstone</i> peloidal com bioclastos e microoncolitos (PCKM).	124
Figura 4.18 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies <i>packstone</i> peloidal oncolítico com bioclastos (PCKB).	125
Figura 4.19 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies <i>packstone</i> (PCK).	126
Figura 4.20 Variação da porosidade e da velocidade de Darcy da fácies <i>grainstone</i> (GRN).	127
Figura 4.21 Envoltórias e fechamentos para as seis fácies do estudo.	129
Figura 4.22 Curvas dos ensaios numéricos mecânicos na fácies EQV.	130
Figura 4.23 Variação da porosidade e da condutividade hidráulica da fácies EQV.	131
Figura 4.24 Valores de Módulo de Young com a porosidade medidos estaticamente em laboratório (modificado de [56]).	134

Figura 4.25 Valores de Módulo de Young medidos ao longo de amostra de rocha tipo <i>chalk</i> . (modificado de Olsen & Fabricius [58])	135
Figura 4.26 Gráfico de tensão de colapso de poros <i>versus</i> porosidade, com a inclusão das fácies deste trabalho. (modificado de Soares [32])	136
Figura 5.1 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies WCK, trajetória edométrica.	139
Figura 5.2 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies WCK, trajetória hidrostática.	139
Figura 5.3 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies GRN, trajetória edométrica.	140
Figura 5.4 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies GRN, trajetória hidrostática.	140
Figura 5.5 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCKB, trajetória edométrica.	141
Figura 5.6 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCKB, trajetória hidrostática.	141
Figura 5.7 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCKM, trajetória edométrica.	142
Figura 5.8 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCKM, trajetória hidrostática.	142
Figura 5.9 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCK, trajetória edométrica.	143
Figura 5.10 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies PCK, trajetória hidrostática.	143
Figura 5.11 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies EQV, trajetória edométrica.	144
Figura 5.12 Curvas de pseudoacoplamento para a fácies EQV, trajetória hidrostática.	144
Figura 5.13 Modelo radial utilizado no IMEX.	147

Figura 5.14 Verificação da utilização da tabela de pseudoacoplamento em modelo radial do IMEX.	149
Figura 5.15 Comparação entre ABAQUS e IMEX com pseudoacoplamento, com e sem comportamento irreversível, no caso de depleção seguida por repressurização.	150
Figura 5.16 Malha utilizada na comparação entre pseudoacoplamento e totalmente acoplado.	151
Figura 5.17 Comparação entre simulação tradicional, pseudoacoplamento e totalmente acoplado no tempo $t = 11$ mil dias: (a) variação da pressão ao longo da diagonal da camada inferior e (b) variação da porosidade com a pressão no elemento de referência.	152
Figura 5.18 Vazão de produção de água para os modelos do IMEX.	153
Figura 5.19 Malha utilizada para ensaio numérico e curvas de tensão média efetiva e tensão vertical efetiva obtidas de ensaio numérico para a fácies <i>wackestone</i> , segundo trajetória edométrica.	154
Figura 5.20 Comparação entre variações de pressão ao longo da diagonal da camada inferior para o tempo $t = 7000$ dias.	155
Figura 5.21 Comparação da variação, com o tempo, da permeabilidade aproximada ao longo da diagonal na camada inferior do modelo.	156
Figura 5.22 Geometria do modelo utilizado. Escala de cores indica distribuição de poropressão crescente a partir do topo (antes do início da produção).	158
Figura 5.23 Estado de plastificação segundo o STARS.	159
Figura 5.24 Comparação entre ABAQUS e STARS: comportamentos mecânico e de fluxo.	160
Figura 6.1 Simulações no IMEX visando testar o nível de refinamento para melhor representação das regiões no entorno dos	

poços. As ilustrações são referentes à profundidade média do modelo.	162
Figura 6.2 Modelo de simulação do IMEX, cada cor indica uma fácies diferente.	163
Figura 6.3 Pressão média do campo para a trajetória de tensões edométrica.	165
Figura 6.4 Produção acumulada de óleo para trajetória de tensões edométrica.	165
Figura 6.5 Produção de água no poço produtor.	167
Figura 6.6 Seções verticais de distribuição de pressão ao final da simulação para os modelos RTAB HET, CPOR HET, RTAB HOM e CPOR HOM.	167
Figura 6.7 Seções verticais de distribuição de pressão ao final da simulação para os modelos RTAB HET, CPOR ATIVO e CPOR HOM.	168
Figura 6.8 Seções verticais de distribuição de porosidade ao final da simulação.	168
Figura 6.9 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no poço produtor.	170
Figura 6.10 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no centro do modelo.	171
Figura 6.11 Comparação do comportamento da porosidade na célula localizada no poço injetor.	171
Figura 6.12 Pressão média do reservatório para CPOR ATIVO, RTAB HET e RTAB HOM WCK.	172
Figura 6.13 Produção acumulada de óleo para CPOR ATIVO, RTAB HET e RTAB HOM WCK.	173
Figura 6.14 Comparação quanto à distribuição de poropressão ao longo da seção transversal no final da simulação para os modelos RTAB HOM WCK, RTAB HET e CPOR ATIVO.	174

Figura 6.15 Pressão média do reservatório para a trajetória de tensões hidrostática.	175
Figura 6.16 Produção acumulada para a trajetória de tensões hidrostática	175
Figura 6.17 Cortes de água para a trajetória de tensões hidrostática.	176
Figura 6.18 Pressão média para os modelos CPOR ATIVO e RTAB HET, segundo trajetórias edométrica e hidrostática.	177
Figura 6.19 Produção acumulada de óleo para os modelos CPOR ATIVO e RTAB HET, segundo trajetórias edométrica e hidrostática.	177
Figura 6.20 Pressão média para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.	181
Figura 6.21 Produção acumulada para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.	181
Figura 6.22 Cortes de água para os modelos MIT1, MIT2, MIT3 e CPOR ATIVO.	182
Figura 6.23 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT1 e RTAB HET MIT1 (vazão de injeção de 300 m ³ /dia).	184
Figura 6.24 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT2 e RTAB HET MIT2 (vazão de injeção de 200 m ³ /dia).	184
Figura 6.25 Comparação entre variação da porosidade com a pressão para os modelos CPOR ATIVO MIT3 e RTAB HET MIT3 (vazão de injeção de 500 m ³ /dia).	185
Figura 6.26 Seções transversais com distribuição de poropressão para a primeira estratégia de mitigação (vazão de injeção de 300 m ³ /dia).	186
Figura 6.27 Seções transversais com distribuição de poropressão para a segunda estratégia de mitigação (vazão de injeção de 200 m ³ /dia).	187

Figura 6.28 Seções transversais com distribuição de poropressão para a terceira estratégia de mitigação (vazão de injeção de 500 m³/dia).

187

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Valores de tensões axiais de colapso de poros para amostras do campo B medidas em laboratório por Soares. [32].....	66
Tabela 3.1 Descrição litológica dos corpos de prova (CP) feitos para este estudo.....	81
Tabela 3.2 Seção litológica final do campo B a partir do poço B-05.	86
Tabela 3.3 Amostras da fácies <i>wackestone</i> ensaiadas por Soares em 2000 e aqui utilizadas.....	90
Tabela 3.4 Trajetória de tensões utilizada nos ensaios mecânicos com medição de permeabilidade. [54].....	94
Tabela 3.5 Tabela com o cálculo do Parâmetro de Biot para cada fácies.....	98
Tabela 4.1 Parâmetros de resistência para as seis fácies.	129
Tabela 4.2 Parâmetros de ajuste e petrofísica básica para as seis fácies.....	132
Tabela 5.1 Parâmetros de petrofísica básica, em condições de reservatório, obtidos numericamente através das trajetórias edométrica e hidrostática.	146
Tabela 5.2 Comparação dos tempos de simulação para o modelo de verificação.	156
Tabela 6.1 Comparação entre trajetórias hidrostática e edométrica quanto à produção acumulada e tempo de simulação.....	178
Tabela 6.2 Tabela comparativa quanto à produção acumulada e ao tempo de simulação para as três estratégias de mitigação.....	185

Lista de Símbolos

Alfabeto Latino

A	área aberta ao fluxo, $[L^2]$
b	forças de massa, $[F^2]$
B	fator volume formação, <i>adimensional</i>
<i>Biot</i>	coeficiente de Biot, <i>adimensional</i>
c_b	compressibilidade da formação, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
c_r	compressibilidade do grão da rocha, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
<i>Coef</i>	coeficiente empírico para atualização da permeabilidade, <i>adimensional</i>
d	parâmetro equivalente à coesão, segundo o critério de Drucker-Prager, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
e	índice de vazios, <i>adimensional</i>
E	Módulo de Young, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
F_s	superfície de cisalhamento do critério de Drucker-Prager
F_t	superfície de transição do critério de Drucker-Prager
F_c	superfície de fechamento do critério de Drucker-Prager
g	aceleração da gravidade, $\left[\frac{L}{T^2}\right]$
H	espessura do reservatório, $[L]$
\tilde{I}	matriz identidade
I_1	primeiro invariante das tensões, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
J_2	segundo invariante das tensões desviadoras, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
\tilde{k}	tensor da permeabilidade absoluta do meio poroso, $[L^2]$

k	permeabilidade absoluta, $[L^2]$
K_b	módulo volumétrico de deformação da formação, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_r	módulo volumétrico de deformação do grão da rocha, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_{traj}	coeficiente de trajetória de tensões, <i>adimensional</i>
L	distância percorrida pelo fluido, $[L]$
M_{Hperm}	multiplicador de permeabilidade horizontal, <i>adimensional</i>
M_{por}	multiplicador de porosidade, <i>adimensional</i>
M_{Vperm}	multiplicador de permeabilidade vertical, <i>adimensional</i>
N_p	produção acumulada de óleo, $[L^3]$
p	pressão, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
p_b	posição inicial do fechamento da envoltória de Drucker-Prager, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
q	tensão equivalente de Von Mises, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
\tilde{q}	vazão mássica por unidade de volume, $\left[\frac{M}{TL^3}\right]$
Q	vazão de fluido, $\left[\frac{L^3}{T}\right]$
r	terceiro invariante de tensões, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
r_e	raio externo, $[L]$
r_w	raio do poço, $[L]$
t	força de superfície
R	razão entre as tensões de escoamento de extensão e compressão triaxiais para o critério de Drucker-Prager, <i>adimensional</i>
R_p	parâmetro do material que controla a forma do fechamento da envoltória de Drucker-Prager, <i>adimensional</i>
$\tilde{\sigma}$	tensor das tensões desviadoras, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$

T	eixo das abcissas do critério de Drucker-Prager, relacionado à tensão desviadora, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
u	deslocamento, [L]
v	velocidade de Darcy, $\left[\frac{L}{T}\right]$
V _b	volume de rocha total, [L ³]
V _p	volume poroso, [L ³]
x	espessura da camada, [L]
z	profundidade, [L]

Alfabeto Grego

α	parâmetro do material que define a superfície de transição do critério de Drucker-Prager, <i>adimensional</i>
β	parâmetro equivalente ao ângulo de atrito, segundo o critério de Drucker-Prager, [°]
γ	peso específico, $\left[\frac{F}{L^3}\right]$
γ ^{pl}	deformação cisalhante plástica, <i>adimensional</i>
ε _{vol}	deformação volumétrica, <i>adimensional</i>
ε _{vol} ^{el}	deformação volumétrica elástica, <i>adimensional</i>
ε _{vol} ^{pl}	deformação volumétrica plástica, <i>adimensional</i>
η	viscosidade cinemática, $\left[\frac{L^2}{T}\right]$
λ	transmissibilidade, $\left[\frac{L^4}{FT}\right]$
μ	viscosidade dinâmica, $\left[\frac{FT}{L^2}\right]$
ν	coeficiente de Poisson, <i>adimensional</i>
ρ	massa específica, $\left[\frac{M}{L^3}\right]$

σ_m	tensão média total, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
σ_n	tensão normal, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
$\tilde{\sigma}$	tensor das tensões totais, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
$\tilde{\sigma}'$	tensor das tensões totais, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
τ	tensão cisalhante, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
T	contorno do domínio
φ	porosidade, <i>adimensional</i>
φ^*	porosidade do reservatório, <i>adimensional</i>
φ^t	porosidade verdadeira, <i>adimensional</i>
Ω	domínio

Operadores

Δ	variação
∇	gradiente
$\nabla \cdot$	divergente

Índices

0	momento inicial
adm	adimensional
e	externo
h	direção horizontal
i	relativo ao tipo de rocha
rad	direção radial
ref	referência

v	direção vertical
w	poço
~	matriz
—	vetor

Abreviações e Acrônimos

ATIVO	modelo que utiliza parâmetro definido pelo Ativo
CP	corpo de prova
CPOR	modelo de compressibilidade, simulação convencional
EQV	rocha equivalente
GRN	carbonato do tipo grainstone
HET	modelo heterogêneo
HOM	modelo homogêneo
MIT	modelo de mitigação dos efeitos da compactação
PCK	carbonato do tipo <i>packstone</i>
PCKB	carbonato do tipo <i>packstone</i> peloidal oncolítico com bioclastos
PCKM	carbonato do tipo <i>packstone</i> peloidal com bioclastos e microoncolitos
REF	referência
RTAB	modelo com pseudoacoplamento
STD	condições padrão
WCK	carbonato do tipo <i>wackestone</i>