

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Olga Cecilia Carvajal García

**Modelagem sísmica em arenitos:
efeito da dispersão da velocidade
e do tipo de fluido**

TESE DE DOUTORADO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil

Rio de Janeiro
Maio de 2008



Olga Cecilia Carvajal García

**MODELAGEM SÍSMICA EM ARENITOS:
EFEITO DA DISPERSÃO DA VELOCIDADE
E DO TIPO DE FLUIDO**

Tese de Doutorado

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

Orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro

Maio de 2008



Olga Cecilia Carvajal García

**Modelagem Sísmica em Arenitos: Efeito da
Dispersão da Velocidade e do Tipo de Fluido**

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

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Raul Rosas e Silva

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Marco Antonio Cetale Santos

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Carlos Rodríguez Suárez

PETROBRÁS

Dr^a. Cleide Jeane R. Bacelar

Fundação GORCEIX / CENPES / PETROBRÁS

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 7 de Maio de 2008

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

Olga Cecília Carvajal García

Graduou-se em Engenharia Civil na UIS (Universidade Industrial de Santander - Colômbia) em 2000. Defendeu sua dissertação de Mestrado em Engenharia Civil (Geotecnia) na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2003.

Ficha Catalográfica

García, Olga C. Carvajal

Modelagem sísmica em arenitos: efeito da dispersão da velocidade e do tipo de fluido / Olga C. Carvajal Garcia; orientador: Sérgio Augusto B. da Fontoura. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2008.

167 f.: il. ; 29,7 cm

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

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Modelagem sísmica. 3. Simulação de reservatórios. 4. Substituição de fluidos. 5. Fluxo local. 6. *Upscaling*. 7. Física de rochas. I. Fontoura, Sérgio Augusto B. da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

CDD : 624

Agradecimentos

À ANP e à PUC-Rio pelo apoio financeiro concedido durante o meu doutorado.

Agradeço imensamente ao professor Sérgio A. B. da Fontoura pela oportunidade de desenvolvimento, pela sua amizade, confiança e respeito profissional depositados na minha pessoa. Obrigada pela estrutura oferecida através do GTEP, cujo apoio foi essencial.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Civil pelos ensinamentos transmitidos.

Aos colegas e amigos do GTEP. Agradeço especialmente à Nelly e ao Julio pela sua amizade e companheirismo.

Agradeço ao Vladimir e ao Fredy Artola pelas discussões sobre física de rochas e pela motivação para a execução deste trabalho. Agradeço especialmente ao Carlos Claudino, pela sua amizade, otimismo e importante contribuição neste trabalho.

Agradeço ao Julio pelos momentos compartilhados. Agradeço aos amigos Carolina e Fredy Angarita pelo apoio no começo deste caminho. Agradeço àqueles que de uma ou outra forma estiveram comigo, de perto ou de longe, nestes anos todos no Brasil.

Agradeço aos meus pais, Rafael e Cecilia, por tudo o que eles investiram na minha vida. Agradeço especialmente à minha mãe, e às minhas irmãs, Claudia e Sandra, por todo amor e confiança que a distância tornou ainda mais fortes.

Agradeço muito a Deus por todos os momentos que constituíram a minha experiência de vida aqui, e por me brindar a força para conseguir este propósito.

Resumo

García, Olga C. Carvajal; Fontoura, S. A. B. **Modelagem sísmica em arenitos: efeito da dispersão da velocidade e do tipo de fluido**. Rio de Janeiro, 2008. 167p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O conhecimento do que acontece no reservatório em produção a partir de variações temporais dos atributos sísmicos devido aos processos dinâmicos vem atingindo um valor crescente na indústria do petróleo, especialmente em arenitos. Este processo possui vários desafios, focados em grande parte a desvendar a superposição dos diferentes efeitos provocados pelas mudanças do reservatório nos dados sísmicos. As propriedades sísmicas são afetadas de maneira complexa por vários fatores, sendo a saturação um dos mais importantes, principalmente em rochas porosas como o arenito. Esta propriedade influencia no módulo elástico da rocha e sua resposta sísmica e, ao mesmo tempo, introduz dispersão da velocidade (variação da velocidade com a frequência). A transição de fluido efetivo (distribuição homogênea e menores velocidades) para fluido com distribuição heterogênea (e maiores velocidades) estabelece um mecanismo de dispersão presente para frequências sísmicas *in situ*, especialmente no arenito. O método mais utilizado para aplicar a técnica de substituição de fluidos se baseia na teoria de Gassmann (1951), que considera o meio poroso estático (estado de *isostress*), onde o fluido não é afetado pela perturbação da onda. No entanto, pesquisas mostram que as velocidades acústicas em rochas saturadas de fluido dependem da frequência, do tipo de fluido e sua distribuição no meio poroso, viscosidade e outras propriedades que tornam as ondas dispersivas. Neste trabalho são realizadas simulações de fluxo de reservatórios, transformações de física de rochas, *upscaling* e modelagem sísmica em cenários de injeção de gás com o objetivo de esclarecer a importância de levar em conta a dispersão da velocidade na análise time-lapse. Para isso, são analisados para cada modelo mapas de saturação, velocidade, impedância e sismogramas sintéticos (seções de contraste) calculados com as teorias de substituição Gassmann (1951) e Mavko & Jizba (1991). Os resultados mostram que a resposta sísmica pode ter um incremento de até 15% quando a dispersão devida ao fluxo local é considerada. Porosidade e tortuosidade são parâmetros essenciais que influenciam de maneira diferente na resposta sísmica.

Palavras-chave

Modelagem sísmica; simulação de reservatórios; substituição de fluidos; fluxo local; *upscaling*; física de rochas.

Abstract

García, Olga C. Carvajal; Fontoura, S. A. B. **Sandstone seismic modeling: effects of velocity dispersion and fluid type**. Rio de Janeiro, 2008, 167p. D.Sc. Thesis. Civil Engineering Department, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The evaluation of reservoir dynamics during production through time-lapse interpretation has reached a substantial importance in the petroleum industry, mainly in sandstones. This evaluation presents many challenges, mainly concerned to unmask the overlapping of different effects in seismic data due to reservoir changes. Several factors affect seismic properties and saturation is one of the most important. This property influences the rock bulk modulus and seismic response and also causes a velocity dependence on the frequency. This phenomenon is known as velocity dispersion. Furthermore, the transition from effective homogeneous fluid to heterogeneous saturation represents a dispersion mechanism that appears for seismic frequencies in situ in sandstones. The most commonly method used to perform the fluid substitution technique is based in Gassmann theory (1951). This approach considers a static porous media (isostress condition), where fluid is not affected by wave propagation. However, it is well known that acoustic velocities in fluid saturated rocks depends on frequency, according to fluid type and distribution on porous media, viscosity, and others properties that become waves dispersive. In this work reservoir flow-simulation, rock physics transformations, upscaling and seismic modeling were performed in gas injection scenarios. Synthetic seismograms and some contrast sections were generated using Gassmann (1951) and Mavko & Jizba (1991) substitution theories. The goal is to clarify the relevance of considering velocity dispersion on time-lapse seismic analyzing possible differences in the seismic parameters. Results show that seismic response could increase in 15% when squirt flow dispersion is considered. Porosity and tortuosity are essential parameters to analyze seismic response.

Keywords

Seismic modeling; reservoir simulation; fluid substitution; squirt flow; *upscaling*; rock physics.

Sumário

1	Introdução	24
1.1.	Descrição do Problema	24
1.2.	Motivação	25
1.3.	Objetivo	26
1.4.	Descrição	27
2	Fundamentos Teóricos	29
2.1.	Sísmica <i>Time-Lapse</i>	29
2.2.	Efeitos da Saturação na Velocidade	33
2.2.1.	Efeito do Fluido	33
2.2.2.	Efeito da Frequência	38
2.3.	Distribuição de Fluido e Resposta Sísmica	47
2.3.1.	Modelo de Saturação Uniforme	50
2.3.2.	Modelo de Saturação Heterogênea (<i>Patchy</i>)	52
2.4.	Simulação de Fluxo e Modelagem Sísmica: Problema de Escala	54
3	Influência da Distribuição do Fluido na Variação da Velocidade Compressional (V_p)	59
3.1.	Introdução	59
3.2.	A Escala como Fator de Dispersão da Velocidade	60
3.3.	Efeito da Temperatura	61
3.4.	Efeito da Pressão	66
3.5.	Porosidade e Dispersão da Velocidade	68
3.6.	Conclusão	71
4	Simulação de Fluxo em Reservatório Sintético	72
4.1.	Modelo de Reservatório	73
4.1.1.	Propriedades da Rocha	75
4.1.2.	Propriedades dos Fluidos	75
4.1.3.	Esquema de Injeção	78

4.2. Resultados	79
4.2.1. Seções de Saturação	79
4.2.2. Seções de Pressão	82
5 Modelagem Sísmica no Tempo	85
5.1. Campos de Velocidade e Impedância Acústica	85
5.1.1. Modelos de Física de Rochas	86
5.1.2. Características do Modelo	88
5.1.3. Cálculo da Velocidade Compressional e Impedância Acústica	91
5.2. Seções Sísmicas	107
6 Conclusões e Sugestões	120
6.1. Conclusões	120
6.2. Sugestões	121
7 Referências Bibliográficas	123
APÊNDICE A Programas Utilizados	128
A.1 UTCHEM	128
A.2 TESSERAL	129
A.3 HYDRO_GEN	130
APÊNDICE B Rotinas MATLAB: Modelos de Saturação Homogêneo e Heterogêneo	131
B.1 Arenito Beaver – Efeito da Escala	131
B.2 Chert Monterrey – Efeito da Temperatura	133
B.2.1 Óleo Leve	133
B.2.2 Óleo Pesado	136
B.2.3 Óleo Leve versus Pesado	140
B.3 Areia Limpa - Efeito da Pressão	147
B.4 Areia Limpa e Areia Argilosa - Efeito da Porosidade	150
B.5 Arenito Fontainebleu	154

APÊNDICE C Código MATLAB: <i>Upscaling</i> da Saturação Limite Homogêneo e <i>Patchy</i> Cálculo de V_p e Impedância Acústica	159
C.1. Método de Gassmann: V_p para escala fina e grossa	159
C.2. Método de Mavko & Jizba: V_p para escala fina e grossa	163

Lista de figuras

Figura 2.1 – Princípio físico do monitoramento sísmico (Calvert, 2005a).	29
Figura 2.2 – Exemplo de levantamento base, monitor e a diferença (Calvert, 2005b).	31
Figura 2.3 – Variação da impedância com porosidade (Lumley & Behrens, 1998).	32
Figura 2.4 – Valores de K_0 obtidos com as equações de Voigt, Reuss e Hill (Smith, 2003).	37
Figura 2.5 – Esquema do fluxo de Biot decorrente da propagação da onda através do meio poroso (modificado de Akbar, 1993).	39
Figura 2.6 – Dispersão da velocidade compressional de Biot em 122 amostras de arenito (Wang & Nur, 1992).	42
Figura 2.7 – Esquema do fluxo local (<i>squirt-flow</i>) decorrente da propagação da onda através do meio poroso (modificado de Akbar, 1993).	43
Figura 2.8 – Atenuação sísmica como função da frequência x viscosidade para diferentes pressões efetivas e saturações (Jones, 1986).	44
Figura 2.9 – Frequência característica no modelo de fluxo local (Wang, 2000).	45
Figura 2.10 – Variação do módulo <i>bulk</i> da rocha saturada (ΔK_{rel}) segundo as fissuras presentes no meio e a razão de achatamento, α (Endres & Knight, 1997).	47
Figura 2.11 – Variação de V_p em função da saturação para uma rocha submetida a ensaio de embebição e drenagem (Cadoret, 1993).	48
Figura 2.12 – Dependência da escala de difusão crítica da frequência e da permeabilidade para uma rocha saturada de óleo com $\eta = 5$ cp.	49
Figura 2.13 – Esquema mostrando a saturação atrás da frente de injeção segundo o modelo de distribuição de fluido uniforme (Packwood, 1997).	51

Figura 2.14 – Esquerda: Esquema representando a rocha com saturação heterogênea ou <i>patchy</i> . Direita: detalhe de cada heterogeneidade (Akbar <i>et al</i> , 2001).	53
Figura 2.15 – Esquema mostrando a saturação atrás da frente de injeção segundo o modelo de distribuição de fluido heterogênea (Packwood, 1997).	53
Figura 2.16 – Esquema da metodologia proposta por Sengupta (2000).	55
Figura 2.17 – Injeção de água: velocidade vs. saturação de água para diferentes saturações de óleo irreduzível; a) $S_{or} = 20\%$, b) $S_{or} = 30\%$, c) $S_{or} = 0$ (Sengupta, 2000).	56
Figura 3.1 – Variação de V_p em função de S_g para os modelos homogêneo e <i>patchy</i> em arenito Beaver saturado com água e gás para 20 °C.	60
Figura 3.2 – Rocha Monterey saturada com óleo 50 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e <i>patchy</i> , (b) Diferença em porcentagem.	62
Figura 3.3 – Rocha Monterey saturada com óleo 50 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e <i>patchy</i> , (b) Diferença em porcentagem.	63
Figura 3.4 – Rocha Monterey saturada com óleo de 10 °API e gás para 25 °C e 125 °C. (a) Comparação entre os modelos homogêneo e <i>patchy</i> , (b) Diferença em porcentagem.	64
Figura 3.5 – Comparação entre os modelos na rocha Monterey (125 °C) saturada com diferentes tipos de óleo e gás para 125 °C.	65
Figura 3.6 – Influência do tipo de fluido e da temperatura na heterogeneidade da saturação.	66
Figura 3.7 – Saturação de mistura água-gás em areia limpa para $P_p = 10$ MPa e $P_p = 30$ MPa, e $\sigma' = 10$ MPa. (a) Modelo homogêneo versus <i>patchy</i> , (b) diferença em porcentagem.	67
Figura 3.8 – Comparação entre os modelos aplicados em areia limpa ($\phi = 36\%$) e areia argilosa ($\phi = 024\%$). (a) Modelo homogêneo versus <i>patchy</i> , (b) diferença em porcentagem.	69

Figura 3.9 – Modelo homogêneo versus <i>patchy</i> em arenito Fontainebleu saturado com óleo e gás para 5 MPa de tensão efetiva.	70
Figura 4.1 – Modelo de simulação de fluxo 2D.	74
Figura 4.2 – Modelo de permeabilidade log-normal com $DP=0,63$, $L_x = 4$, $L_y = 0,5$.	75
Figura 4.3 – Módulo <i>bulk</i> do gás em função da temperatura e da pressão (Batzle & Wang, 1992).	76
Figura 4.4 – Módulo <i>bulk</i> do óleo em função da temperatura e da pressão (Batzle & Wang, 1992).	77
Figura 4.5 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	80
Figura 4.6 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	81
Figura 4.7 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	81
Figura 4.8 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	82
Figura 4.9 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	83
Figura 4.10 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	83
Figura 4.11 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	84
Figura 4.12 – Seções de pressão do reservatório para caso de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	84

Figura 5.1 – Escala sísmica versus escala de simulação de fluxo.	88
Figura 5.2 – Mapas de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	89
Figura 5.3 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	90
Figura 5.4 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	90
Figura 5.5 – Seções de saturação de gás para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API. De cima para baixo: 100, 500 e 1000 dias.	91
Figura 5.6 – Variação de $V_p^{homog\acute{e}neo}$, V_p^{patchy} e V_p^{upsc} (Gassmann) com a saturação de gás para 500 dias, para o cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API para (a) $\phi = 21\%$, e (b) $\phi = 30\%$.	93
Figura 5.7 – Variação de $V_p^{homog\acute{e}neo}$, V_p^{patchy} e V_p^{upsc} (Gassmann) com a saturação de gás para 500 dias, para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API para (a) $\phi = 21\%$, e (b) $\phi = 30\%$.	94
Figura 5.8 – V_p^{upsc} obtida através do modelo de M&J para 500 dias, no cenário de injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API.	95
Figura 5.9 – Comparação entre V_p^{upsc} de Gassmann e V_p^{upsc} de M&J para $\phi = 30\%$, para o cenário de injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API.	96
Figura 5.10 – Exemplo de meio poroso (a) com baixa tortuosidade, (b) alta tortuosidade.	97
Figura 5.11 – Campos de velocidade compressional, V_p , obtidos usando Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi = 30\%$.	98

Figura 5.12 – Campos de V_p obtidos com o modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	98
Figura 5.13 – Campos de V_p obtidos com o modelo de Gassmann para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$.	99
Figura 5.14 – Campos de V_p obtidos com o modelo de M&J para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	99
Figura 5.15 – Campos de V_p obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$.	100
Figura 5.16 – Campos de V_p obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	100
Figura 5.17 – Campos de V_p obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$.	101
Figura 5.18 – Campos de V_p obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	101
Figura 5.19 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$.	102
Figura 5.20 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	103
Figura 5.21 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann. Injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$.	104
Figura 5.22 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J, injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	105

Figura 5.23 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo 20 °API, $\phi=30\%$.	105
Figura 5.24 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J para injeção de gás leve em reservatório saturado com óleo 20 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	106
Figura 5.25 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de Gassmann. Injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$.	106
Figura 5.26 – Mapas de mudança de impedância acústica obtidos através do modelo de M&J, injeção de gás pesado em reservatório saturado com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$, $a=3$.	107
Figura 5.27 – Esquema da modelagem e cálculo da diferença.	108
Figura 5.28 – Geometria de aquisição utilizada na modelagem sísmica.	108
Figura 5.29 – Exemplo de sismograma para a) $t = 0$ e b) $t = 500$ dias.	109
Figura 5.30 – Exemplo da seção sísmica da diferença mostrando a frente de injeção no reservatório.	110
Figura 5.31 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3.	111
Figura 5.32 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, $\phi=21\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3..	112
Figura 5.33 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás pesado em cenário com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3..	113
Figura 5.34 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás pesado em cenário com óleo de 25 °API, $\phi=21\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3..	114
Figura 5.35 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás leve em cenário com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3.	115
Figura 5.36 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás leve em cenário com óleo de 20 °API, $\phi=21\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3.	116
Figura 5.37 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás pesado em cenário com óleo de 20 °API, $\phi=30\%$ e tortuosidade (a) igual a 2, 2,5 e 3.	117

Figura 5.38 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás pesado em cenário com óleo de 20 °API, $\phi=21\%$ e tortuosidade (α) igual a 2, 2,5 e 3.	118
Figura 5.39 – Efeito <i>time-lapse</i> : injeção de gás leve em cenário com óleo de 25 °API, $\phi=30\%$ e tortuosidade (α) igual a 2, 2,5 e 3 para $t = 1000$ dias.	119
Figura A.1 – Interface UTCHEM.	129

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Propriedades das rochas utilizadas	59
Tabela 3.2 – Variação dos parâmetros $K_{\text{óleo}}$, K_{satO} , ρ_{BsatO} e seu efeito em V_p .	71
Tabela 4.1 – Propriedades dos gases injetados no reservatório.	77
Tabela 4.2 – Propriedades do óleo no reservatório.	78
Tabela 4.3 – Cenários de injeção de gás simulados.	79

Lista de símbolos

a	Tortuosidade (adimensional)
c	Volume de argila (%)
DP	Coefficiente de Dykstra-Parsons (adimensional)
D	Difusividade hidráulica (m^2/s)
D_p	Fator de pressão (adimensional)
f_c	Frequência crítica (Hz)
f_n	Fração volumétrica do constituinte mineral
I	Impedância acústica (ohm)
k	Permeabilidade absoluta da rocha (mD)
K_d	Módulo <i>bulk</i> da rocha seca (MPa)
K_{dnr}	Módulo <i>bulk</i> da matriz não relaxada (MPa)
K_{fl}	Módulo <i>bulk</i> do fluido (MPa)
K_g	Módulo <i>bulk</i> do gás (MPa)
K_{het}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada com fluido distribuído de forma heterogênea (MPa)
K_n	Módulo <i>bulk</i> do constituinte mineral
K_{nsat}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada com a mistura de fluido, modificado pela S_{or} (MPa)
K_o	Módulo <i>bulk</i> do mineral (MPa)
K_{oleo}	Módulo <i>bulk</i> do óleo (MPa)
K_{or}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada, modificado pela S_{or} (MPa)
K_{sat}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada com o novo fluido (MPa)
K_{sat0}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada com o fluido inicial (MPa)
K_{satO}	Módulo <i>bulk</i> da rocha saturada com óleo (MPa)

K_w	Módulo <i>bulk</i> da água (MPa)
L_c	Escala de difusão crítica (m)
L_x	Correlação espacial na direção x (adimensional)
L_y	Correlação espacial na direção y (adimensional)
M	Razão de mobilidade (adimensional)
P_p	Pressão de poros (MPa)
S_n^{upsc}	Saturação das diferentes fases na escala sísmica (%)
S_{or}	Saturação de óleo residual (%)
S_w	Saturação de água (%)
V_p	Velocidade compressional (m/s)
$V_p^{homog\tilde{e}neo}$	Velocidade compressional calculada com o modelo de saturação homogênea (m/s)
V_p^{patchy}	Velocidade compressional calculada com o modelo de saturação heterogênea (m/s)
V_p^{upsc}	Velocidade compressional na escala sísmica (m/s)
V_{p0}	Velocidade compressional da rocha saturada com fluido inicial (m/s)
V_s	Velocidade cisalhante (m/s)
V_{s0}	Velocidade cisalhante da rocha saturada com fluido inicial (m/s)
α	Razão de achatamento dos poros (adimensional)
ΔI	Varição da impedância acústica (%)
ΔK_{rel}	Varição do módulo <i>bulk</i> da rocha saturada segundo as fissuras presentes no meio (MPa)
ϕ	Porosidade (%)
ϕ_{equivK}	Porosidade compressível ou “compliant” associada à variação do módulo <i>bulk</i> com a pressão (%)

$\phi_{equiv\mu}$	Porosidade compressível ou “compliant” associada à variação do módulo cisalhante com a pressão (%)
ϕ_{soft}	Porosidade compressível ou “compliant” (%)
ρ_o	Densidade do grão da matriz rochosa (g/cm ³)
ρ_B	Densidade da rocha saturada com o novo fluido (g/cm ³)
ρ_{Bo}	Densidade da rocha saturada com o fluido inicial (g/cm ³)
ρ_{fl}	Densidade do fluido (g/cm ³)
ρ_{fl}^{upsc}	Densidade do fluido na escala sísmica (g/cm ³)
η	Viscosidade do fluido (Pa.s)
μ	Módulo cisalhante (MPa)
μ_{nr}	Módulo cisalhante da matriz não relaxada (MPa)

“...Y uno aprende a construir todos sus caminos en el hoy, porque el terreno de mañana es demasiado inseguro para planes... y los futuros tienen una forma de caerse en la mitad.

Y después de un tiempo uno aprende que si es demasiado, hasta el calor del sol quema. Así que uno planta su propio jardín y decora su propia alma, en lugar de esperar a que alguien le traiga flores.

Y uno aprende que realmente puede aguantar, que uno realmente es fuerte, que uno realmente vale, y uno aprende y aprende... y con cada día uno aprende...”

Jorge Luis Borges