



Diogo Reato Marçon

**Modelagem numérica da injeção de CO₂
em aquíferos salinos: investigação dos
parâmetros relevantes para otimizar o
armazenamento em projetos de CCS –
carbon capture and storage**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Marcos Sebastião de Paula Gomes

Rio de Janeiro
Abril de 2009



Diogo Reato Marçon

**Modelagem numérica da injeção de CO₂
em aquíferos salinos: investigação dos
parâmetros relevantes para otimizar o
armazenamento em projetos de CCS –
carbon capture and storage**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela comissão examinadora abaixo assinada.

Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes

Orientador

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Prof. Sergio Augusto Barreto Pereira da Fontoura

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Dr. Adalberto José Rosa

PETROBRAS

Dr. Antonio Cláudio de França Corrêa

PETROBRAS

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de abril de 2009

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

Diogo Reato Marçon

Graduou-se em Engenharia Química na Faculdade de Engenharia Industrial (São Paulo, Brasil) em 2001. Especializou-se em Engenharia de Reservatórios de Petróleo na Unicamp (São Paulo, Brasil) em 2002. Ingressou na PETROBRAS em 2002. Realizou curso de formação em Engenharia de Petróleo na PETROBRAS em 2006.

Ficha Catalográfica

Marçon, Diogo Reato

Modelagem numérica da injeção de CO₂ em aquíferos salinos: investigação dos parâmetros relevantes para otimizar o armazenamento em projetos de CCS – carbon capture and storage / Diogo Reato Marçon; orientador: Marcos Sebastião de Paula Gomes. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Mecânica, 2009.

v., 174 f.: il.(color.); 30 cm

1. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica.

Inclui referências bibliográficas

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Armazenamento de carbono. 3. Mudanças climáticas. 4. Aquecimento global. 5. CCS. 6. Mitigação. I. Gomes, Marcos Sebastião de Paula. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Para meus pais, meus irmãos e minha companheira Flavia.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Marcos Sebastião de Paula Gomes, pela orientação, incentivo e ajuda no desenvolvimento do trabalho.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio pela cordialidade e apoio administrativo.

À PETROBRAS em especial ao geólogo Mauro Roberto Becker e ao engenheiro de petróleo Antonio Carlos Capeleiro Pinto pelo apoio contínuo para a realização deste trabalho.

À Computer Modeling Group em nome de Juan Mateo por fornecer o apoio ao uso do aplicativo empregado para os cálculos.

A todos os amigos e familiares que de uma forma ou de outra me incentivaram e ajudaram.

Resumo

Marçon, Diogo Reato; Gomes, Marcos Sebastião de Paula. **Modelagem numérica da injeção de CO₂ em aquíferos salinos: investigação dos parâmetros relevantes para otimizar o armazenamento em projetos de CCS – carbon capture and storage.** Rio de Janeiro, 2009. 174p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Este trabalho apresenta uma análise da técnica de injeção de dióxido de carbono em aquíferos salinos para fins de descarte e armazenamento. O objetivo foi obter as características do aquífero a ser selecionado e do processo de injeção, visando uma maior quantidade de CO₂ estocada num menor tempo. Para tanto se realizou uma revisão da literatura sobre os dados de laboratório disponíveis para o CO₂ e água salgada. Também se pesquisou sobre campos de CO₂ que podem servir como análogos ao método de armazenamento geológico deste gás, bem como, se levantou condições consideradas adequadas para a técnica em questão e sobre estudos de simulação numérica. A partir das informações obtidas na revisão bibliográfica e após validação do modelo de fluidos aos dados de laboratório, se definiu as variáveis do processo a serem analisadas e elaborou-se uma metodologia para o estudo. O procedimento consistiu em estabelecer as premissas para a simulação numérica do cenário-base e gerar os casos derivados. Assim foi necessário alterar individualmente cada um dos seguintes parâmetros: salinidade, profundidade, permeabilidade horizontal, relação entre as permeabilidades vertical e horizontal, vazão de injeção, porosidade e saturação de água residual. Por fim, se aplicaram os critérios, definidos na metodologia proposta, para comparar os resultados das simulações e concluiu-se que as características mais importantes e que possibilitaram, segundo as premissas adotadas, o armazenamento de uma maior quantidade de CO₂ em um menor intervalo de tempo são, em ordem decrescente de importância: maior vazão de injeção, maior permeabilidade horizontal e menor profundidade de injeção.

Palavras-chave

Armazenamento de carbono, mudanças climáticas, aquecimento global, CCS, mitigação.

Abstract

Marçon, Diogo Reato; Gomes, Marcos Sebastião de Paula (Advisor). **Numerical modeling of the CO₂ injection in saline aquifers: investigation of the relevant parameters for optimizing the storage in CCS – carbon capture and storage projects.** Rio de Janeiro, 2009. 174 p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This work shows an analysis of the technique of carbon dioxide injection into saline aquifers with the purpose of discharge and storage. The final goal was to obtain the features of the aquifer, and of the injection process, to be selected in order to make the amount of stored CO₂ higher and the injection time smaller. Considering such objective it was initially done a bibliography revision about the available lab data of the CO₂ and water properties. It was also surveyed information about the natural CO₂ fields that can be applied as analogous into the geological storage of such gas, and it was surveyed important information about the conditions considered suitable to the technique highlighted here and about numerical simulation studies. Then, with all the information surveyed on the previous works and, after validation of the fluid model to the lab data, it was set the process variables to be analyzed and a methodology was built for the study. The procedure consisted in establishing the assumptions to be applied on the numerical simulation of the base case and in generating the derived scenarios. By that way, it was required a change in each of the following properties, individually: salinity, depth, horizontal permeability, relation between vertical and horizontal permeabilities, injection rate, porosity and residual water saturation. Finally, it was applied the criterion set with the proposed methodology in order to compare the simulation results and it was concluded that, following the adopted assumptions, the most important features which allowed the storage of a higher amount of CO₂ and a lower injection time, were in a decreasing order: higher injection rate, higher horizontal permeability and lower depth for the injection.

Keywords

Carbon storage, climatic changes, global warming, CCS, mitigation.

Sumário

1	Introdução	24
1.1	Objetivo e organização do trabalho	29
2	Revisão bibliográfica	31
2.1	Princípios do armazenamento de CO ₂ em aquíferos salinos	31
2.2	Propriedades do CO ₂	33
2.3	Propriedades da água	44
2.4	Análogos naturais de CO ₂	52
2.5	Características favoráveis para o armazenamento	55
2.6	Simulação do armazenamento de CO ₂ em aquíferos salinos	58
2.7	Experiências práticas adquiridas na injeção de CO ₂ em aquíferos salinos (caso Sleipner)	65
3	Metodologia do estudo	75
3.1	Premissas	75
3.2	Critérios para análise dos resultados	76
3.2.1	Primeiro critério – tempo curto	77
3.2.2	Segundo critério – tempo longo	78
4	Principais conceitos envolvidos na simulação da injeção de CO ₂ em aquíferos salinos	80
4.1	Modelo de Fluidos	83
4.1.1	Equação de Estado	83
4.1.2	Viscosidade do CO ₂	85
4.1.3	Massa específica da água salgada	85
4.1.4	Viscosidade da água salgada	86
4.1.5	Solubilidade do CO ₂ na água	86
4.1.6	Massa específica da mistura CO ₂ -H ₂ O	99
4.1.7	Viscosidade da mistura CO ₂ -H ₂ O	101
4.2	Modelo de Rocha	103

4.2.1	Porosidade	103
4.2.2	Permeabilidade	103
4.2.3	Curvas de Permeabilidade Relativa – Fluxo de Duas Fases	105
5	Resultados e discussões	107
5.1	Caso Base	109
5.2	Variação da profundidade de soterramento	122
5.2.1	Cálculo da temperatura	129
5.2.2	Cálculo da pressão de poros	129
5.2.3	Cálculo da pressão de fratura	129
5.2.4	Cálculo das constantes da lei de Henry	130
5.2.5	Resultados das simulações variando a profundidade	131
5.3	Variação da porosidade	135
5.4	Variação da permeabilidade absoluta horizontal	138
5.5	Variação da razão de anisotropia	141
5.6	Variação da vazão máxima de injeção	144
5.7	Variação da salinidade	147
5.8	Variação da saturação de salmoura residual	150
5.9	Resultados finais	153
6	Conclusões e sugestões de trabalhos futuros	155
7	Referências bibliográficas	157
	Apêndices	160
	Apêndice A – Equações de simulação de reservatórios	160
	Técnicas de discretização e erros	164
	Tratamento do poço no simulador	165
	Apêndice B - Reações Químicas	168
	Apêndice C – Compressibilidade	171

Lista de Símbolos

p	Pressão [KPa]
T	Temperatura [°C]
v	Volume molar [m ³ /kmol]
R	Constante universal dos gases [m ³ KPa/Kmol kg °C]
a	Parâmetro da equação de PR [(m ³ /kmol) ² KPa]
b	Parâmetro da equação de PR [m ³ /Kmol]
T_c	Temperatura crítica [°C]
T_r	Temperatura reduzida [adimensional]
w	Fator acêntrico [adimensional]
Z	Fator de compressibilidade do gás [adimensional]
$f_{CO_2}^g$	Fugacidade do CO ₂ na fase gás
$\phi_{CO_2}^g$	Coefficiente de fugacidade do CO ₂ na fase gás
$f_{CO_2}^w$	Fugacidade do CO ₂ na fase água
$\phi_{CO_2}^w$	Coefficiente de fugacidade do CO ₂ na fase água
$H_{CO_2}^*$	Constante de referência da lei de Henry em p^* [KPa]
$y_{CO_2}^w$	Fração molar do CO ₂ na fase água
$v_{CO_2}^\infty$	Volume molar na diluição infinita [l/mol]
p^*	Pressão de referência [KPa]
C	Densidade de energia coesiva da água
P_w^s	Pressão de saturação da água em T
v_w^s	Volume molar da água na pressão de saturação e T
$(h_w^s - h_w^0)$	Entalpia de partida da água líquida na pressão de saturação e T
$K_{eq,\alpha}$	Constante de equilíbrio químico para a reação aquosa α (valores tabelados em função da T)
$\nu_{k,\alpha}$	Coefficientes estequiométricos
Q_α	Produtório da atividade
a_k	Atividade do componente k
m_i	molalidade (mols por Kg de H ₂ O)
γ_i	coeficiente de atividade, para solução ideal $\gamma_i = 1$, e a atividade é igual a molalidade
S_{gr}	Máxima saturação de gás residual, fração

K	Permeabilidade absoluta, mD
k_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás, fração
k_{rw}	Permeabilidade relativa a água
α	Parâmetro da equação de PR [adimensional]
T_g	Transmissibilidade molar do componente i na fase gás
T_w	Transmissibilidade molar do componente i na fase água
y_{ig}	Fração molar do componente i na fase gás
y_{iw}	Fração molar do componente i na fase água
ρ_g	Massa específica do gás (kg/m^3)
ρ_w	Massa específica do água (kg/m^3)
d	Profundidade (m)
D_{ij}	Dispersão do componente i na fase j
V	Volume total da célula (m^3)
$\sigma_{i,r}$	Taxa total de reação do componente i pelo volume total (mol/m^3)
q_i	Vazão molar de injeção do componente i (mol/dia)
N_i	Numero de moles do componente i por volume total da célula (mol/m^3)
Φ	Porosidade (fração)
N_j	Número total de mols na fase j
ρ_j	Massa específica molar da fase j (mol/m^3)
N_{is}	Número de moles do componente i na fase sólida

Lista de figuras

- Figura 1 – Mudanças observadas: (a) nas temperaturas médias globais da superfície terrestre; (b) nos níveis médios globais do oceano; (c) nas espessuras médias globais das camadas de neve do hemisfério norte. ³⁰ 24
- Figura 2 – (a) Emissões mundiais anuais de gases do efeito estufa de origem antropogênica de 1970 a 2004; (b) parcelas dos diferentes gases do efeito estufa nas emissões totais em 2004 em termos de emissões de CO₂-equivalentes* e (c) parcela dos diferentes setores no total de emissões de gases do efeito estufa em 2004 em termos de emissões de CO₂-equivalente*. ³⁰ 25
- Figura 3 – Concentrações atmosféricas de CO₂ ao longo dos últimos 10 mil anos (a partir de amostras de gelo e amostras atmosféricas). ³⁰ 26
- Figura 4 – Força radiativa média (RF) do ano de 1750 até 2005. ³⁰ 27
- Figura 5 - Curvas de permeabilidade relativa genéricas para o CO₂ (embebição e drenagem) e para a água salgada. ²⁶ 33
- Figura 6 – Diagrama de equilíbrio de fases do CO₂, e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção. ²⁴ 35
- Figura 7 – Massa específica do CO₂ em função da temperatura e pressão. Modificado de Bachu (2000). ²⁴ 36
- Figura 8 – Massa específica do CO₂ em função da pressão a várias temperaturas (valores experimentais, interpolados e extrapolados), e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção (região em amarelo). ¹⁹ 37
- Figura 9 – Viscosidade do CO₂ em função da temperatura e da pressão, e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção (região em amarelo). ¹⁵ 38

Figura 10 – Viscosidade do CO ₂ em função da pressão a três temperaturas (valores experimentais, interpolados e extrapolados). ¹⁹	39
Figura 11 – Solubilidade do CO ₂ na água pura em função da temperatura e da pressão. Modificado de Bachu & Adams (2003), e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção (região em amarelo). ²⁵	40
Figura 12 – Efeito da temperatura e da pressão na solubilidade do CO ₂ na água pura. ¹⁶	41
Figura 13 – Solubilidade do CO ₂ na água salgada em função da salinidade, da temperatura e da pressão. Modificado de Bachu & Adams (2003), e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção (região em amarelo). ²⁵	42
Figura 14 – Efeito da salinidade na solubilidade do CO ₂ na água. ¹⁷	43
Figura 15 – Fator de compressibilidade do CO ₂ . ¹³	44
Figura 16 – Diagrama de equilíbrio de fases da água pura, e intervalo de variação de temperaturas e pressões iniciais que estabelecemos como possíveis para os aquíferos candidatos ao processo de injeção (região em amarelo). ³	45
Figura 17 – Variação da massa específica da salmoura em função da temperatura, salinidade e pressão (correlação empírica). ¹¹	48
Figura 18 – Variação da massa específica da salmoura a 100 000 ppm NaCl em função da pressão, a três temperaturas (correlação empírica). ¹¹	49
Figura 19 – Viscosidade da água pura em função da temperatura para várias pressões, mostrando a extrapolação gerada no escopo do trabalho de referência 11. ¹¹	50
Figura 20 – Viscosidade da água salgada, salinidade de 250 000 ppm de NaCl, em função da temperatura a várias pressões, mostrando a extrapolação gerada no escopo do trabalho de referência 11. ¹¹	50
Figura 21 – Áreas com fontes naturais de CO ₂ e a rede de	

carbodutos nos EUA. ¹⁹	53
Figura 22 – Representação esquemática de fluxo natural de fluido governado por rebatimento erosional [erosional rebound] (limite de sequência erosional) (tempo geológico). ²⁴	56
Figura 23 – Vista lateral dos resultados da simulação (em t = 50 anos) da injeção de CO ₂ em aquífero salino. O poço injetor vertical está na extremidade esquerda. ²	59
Figura 24 - Vista lateral dos resultados da simulação (em t = 400 anos) da injeção de CO ₂ em aquífero salino. ²	60
Figura 25 – Efeito da saturação de gás residual na distribuição de CO ₂ entre os mecanismos de aprisionamento no tempo 1000 anos. ⁷	61
Figura 26 – Distribuição de permeabilidade em modelo 2D, média = 10 mD. ⁶	62
Figura 27 – (a) Modelo de curvas de permeabilidade relativa de drenagem para o sistema CO ₂ – água; (b) Respectiva análise de fluxo fracionário. ⁶	63
Figura 28 – Distribuição de saturações de CO ₂ no tempo 3 meses (as setas indicam os pontos onde o CO ₂ avançou mais). ⁶	64
Figura 29 – A mesma simulação, mas mostrando a magnitude das velocidades (a) da fase CO ₂ ascendente e (b) da fase água descendente. ⁶	64
Figura 30 – Localização dos campos de Sleipner Oeste e Sleipner Leste.	65
Figura 31 – Plataforma Sleipner T (primeiro plano a direita) e plataforma Sleipner A.	66
Figura 32 – Volume injetado acumulado de CO ₂ em função do tempo.	67
Figura 33 – Pressão de injeção medida na plataforma em função do tempo.	67
Figura 34 – (a) Seção sísmica típica passando pelo reservatório Utsira; (b) Mapa regional de profundidade do topo do reservatório Utsira (baseado em levantamentos sísmicos 2D e incorporando o dado 3D nas proximidades do ponto de injeção); (c) Mapa detalhado	

de profundidade do topo nas proximidades do ponto de injeção (IP – injection point).	68
Figura 35 - Inline 3838 através da área de injeção para levantamentos em 1994, 1999 e 2001, incluindo também as diferenças entre os dados de 1999-1994 e 2001-1994.	71
Figura 36 - Imagem 3D simulada (esquerda) após 5 anos de injeção comparada com a interpretação sísmica.	72
Figura 37 - Perfis de concentração (10 x 13,6 m) imediatamente abaixo do contato CO ₂ -água. A partir de uma frente de difusão meta estável (esquerda superior) a pluma de convecção se desenvolve gradualmente. Esta convecção gera uma contribuição significativa a dissolução.	73
Figura 38 - Esquema do reator em batelada utilizado para avaliar as reações químicas.	74
Figura 39 - Comportamento da concentração de Ca ²⁺ nos ensaios em batelada da reação da rocha com CO ₂ e água, na temperatura e pressão do reservatório.	74
Figura 40 – Fluxos de entrada (somente CO ₂) e saída considerados nas simulações.	76
Figura 41 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – caso base.	77
Figura 42 – Variação do volume de CO ₂ no aquífero (res. m ³) em função do tempo– caso base.	78
Figura 43 – Derivada da variação do volume de CO ₂ no aquífero em relação ao tempo.	79
Figura 44 - Variação da pressão de saturação da água pura com a pressão. ³	89
Figura 45 - Variação da constante da lei de Henry com a temperatura para várias substâncias.	90
Figura 46 – Composições da fase vapor do sistema CO ₂ -água pura. 18	92
Figura 47 – Composições da fase aquosa do sistema CO ₂ -água pura. ¹⁸	93

Figura 48 – Comparação entre os valores medidos e calculados de solubilidade do CO ₂ em solução aquosa de NaCl. ¹⁸	98
Figura 49 – Valores calculados de massa específica (kg/m ³) da fase aquosa da mistura CO ₂ -água pura – aplicativo Winprop™ (alimentação molar 50% CO ₂ , 50% água pura).	99
Figura 50 – Valores calculados de massa específica (kg/m ³) da fase vapor da mistura CO ₂ -água pura – aplicativo Winprop™ (alimentação molar 50% CO ₂ , 50% água pura).	100
Figura 51 – Valores calculados de viscosidade (cP) da fase aquosa da mistura CO ₂ -água pura – aplicativo Winprop™ (alimentação molar 50% CO ₂ , 50% água pura).	101
Figura 52 – Valores calculados de viscosidade (cP) da fase vapor da mistura CO ₂ -água pura – aplicativo Winprop™ (alimentação molar 50% CO ₂ , 50% água pura).	102
Figura 53 – Representação esquemática de uma amostra de arenito.	103
Figura 54 – Distribuição de fluidos em um sistema molhado preferencialmente pela água. ²¹ adaptado	105
Figura 55 – Curvas de permeabilidade relativa, sistema CO ₂ -água salgada.	106
Figura 56 – Geometria do modelo de aquífero (profundidade do centro da célula em metros, exemplo caso base, vista em planta).	107
Figura 57 - Geometria do modelo de aquífero (profundidade do centro da célula em metros, exemplo caso base, vista perspectiva em corte).	108
Figura 58 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO ₂ em condições de superfície ao longo do tempo.	110
Figura 59 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO ₂ , e de saída de água salgada, em condições de pressão e temperatura do aquífero ao longo do tempo.	111
Figura 60 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de CO ₂ ao longo do tempo e de saída de água salgada.	111
Figura 61 – Relações mássicas e volumétricas esquemáticas para o início do processo de injeção simulado.	112

Figura 62 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de água em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo.	113
Figura 63 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de água ao longo do tempo.	114
Figura 64 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO ₂ em condições de reservatório ao longo do tempo.	114
Figura 65 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de CO ₂ ao longo do tempo.	115
Figura 66 – Variação das quantidades de CO ₂ nas formas livre e dissolvido na água salgada ao longo do processo de injeção.	116
Figura 67 – Variação das vazões de entrada e saída de CO ₂ em condições de superfície ao longo do tempo.	117
Figura 68 – Variação da pressão média do aquífero ao longo do tempo.	117
Figura 69 – Variação da pressão do aquífero ao longo do tempo em quatro pontos.	118
Figura 70 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – caso base.	119
Figura 71 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório em função do número de volumes porosos injetados – caso base.	119
Figura 72 – Variação do volume de CO ₂ dividido pelo volume poroso do aquífero, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em função do número de volumes porosos injetados – caso base.	120
Figura 73 – Comparação entre valores experimentais de massas específicas da salmoura a 100 000 ppm NaCl e do CO ₂ . ^{11, 19}	124
Figura 74 – Comparação entre as massas específicas da salmoura (experimental), do CO ₂ (experimental) e das misturas salmoura-CO ₂ (simulação termodinâmica). ^{11, 19}	126
Figura 75 – Comparação entre as viscosidades da salmoura (experimental), do CO ₂ (experimental) e das misturas salmoura-CO ₂	

(simulação termodinâmica). ^{19,20}	128
Figura 76 – Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da profundidade.	131
Figura 77 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da profundidade.	132
Figura 78 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da profundidade.	133
Figura 79 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da porosidade.	135
Figura 80 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da porosidade.	136
Figura 81 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da porosidade.	136
Figura 82 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da permeabilidade.	138
Figura 83 - Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da permeabilidade.	139
Figura 84 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da permeabilidade.	139
Figura 85 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da razão de anisotropia.	141
Figura 86 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da razão de anisotropia.	142
Figura 87 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da razão de anisotropia.	142

Figura 88 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da vazão de injeção.	144
Figura 89 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da vazão de injeção.	145
Figura 90 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da vazão de injeção.	145
Figura 91 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da salinidade.	147
Figura 92 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da salinidade.	148
Figura 93 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da salinidade.	148
Figura 94 - Produção acumulada de CO ₂ e (volume de CO ₂ no aquífero / tempo de injeção) – influência da saturação de água residual.	150
Figura 95 – Variação do volume de CO ₂ em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da saturação de água residual.	151
Figura 96 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da saturação de água residual.	151
Figura 97 - Desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) – tempo curto.	153
Figura 98 – Desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) – tempo longo.	154
Figura 99 – Representação esquemática do tratamento do poço no simulador.	166

Figura 100 – Compressibilidade efetiva da formação, cf (Hall, 1953). 21	173
Figura 101 – Compressibilidade efetiva da formação a uma pressão litostática de 75% para arenitos consolidados. ²²	173
Figura 102 – Compressibilidade efetiva da formação a uma pressão litostática de 75% para arenitos friáveis. ²²	174
Figura 103 – Compressibilidade efetiva da formação a uma pressão litostática de 75% para arenitos inconsolidados. ²²	174

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação entre as capacidades de armazenamento para opções de seqüestro geológico. ¹	28
Tabela 2 – Banco de dados empregado na geração de correlação para massa específica da água salgada. ¹¹	46
Tabela 3 – Propriedades do CO ₂ e da água salgada em duas condições de pressão e temperatura.	51
Tabela 4 – Fontes naturais de CO ₂ nos EUA. ¹⁹	54
Tabela 5 – Propriedades generalizadas da rocha-reservatório de Utsira, a partir de plugues de testemunhos, amostras laterais e amostras de calha.	69
Tabela 6 – Propriedades generalizadas das rochas capeadoras, baseadas nas análises de amostras de calha.	69
Tabela 7 – Constantes de referência da lei de Henry e coeficientes de interação com a água.	91
Tabela 8 – Parâmetros para o cálculo da solubilidade de gases na água salgada (SPT).	96
Tabela 9 – Dados de entrada do simulador para o caso base.	109
Tabela 10 – Resumo dos parâmetros considerados nas simulações.	121
Tabela 11 – Valores de temperatura, pressão de poros e constantes da lei de Henry, considerados nas três profundidades de soterramento analisadas.	122
Tabela 12 – Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da profundidade.	132
Tabela 13 – Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da profundidade.	134
Tabela 14 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da porosidade.	135
Tabela 15 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições	

de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da porosidade.	137
Tabela 16 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da permeabilidade.	138
Tabela 17 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da permeabilidade.	140
Tabela 18 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da razão de anisotropia.	141
Tabela 19 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da razão de anisotropia.	143
Tabela 20 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da vazão de injeção.	144
Tabela 21 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da vazão de injeção.	146
Tabela 22 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da salinidade.	147
Tabela 23 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da salinidade.	149
Tabela 24 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO ₂ de 10000 _{res.} m ³ – influência da saturação de água residual.	150
Tabela 25 - Derivada da variação do volume de CO ₂ , em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da saturação de água residual.	152
Tabela 26 – Valores de entrada do simulador.	169

Na natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma.

Antoine-Laurent de Lavoisier, químico francês, 1743-1794