

## 5

### Resultados e discussões

Conforme descrito no capítulo 3 inicialmente foi eleito um caso base e foram simulados casos derivados alterando individualmente cada uma das propriedades selecionadas.

O aquífero simulado tem área de cerca de 7 Km<sup>2</sup> e espessura de 50 metros. A diferença de cota entre o topo e a base da estrutura é de 200 metros. A inclinação da estrutura é de cerca de 4 graus. Podemos observar a geometria do aquífero, posição do poço injetor e cotas consideradas no caso base nas figuras 56 e 57.

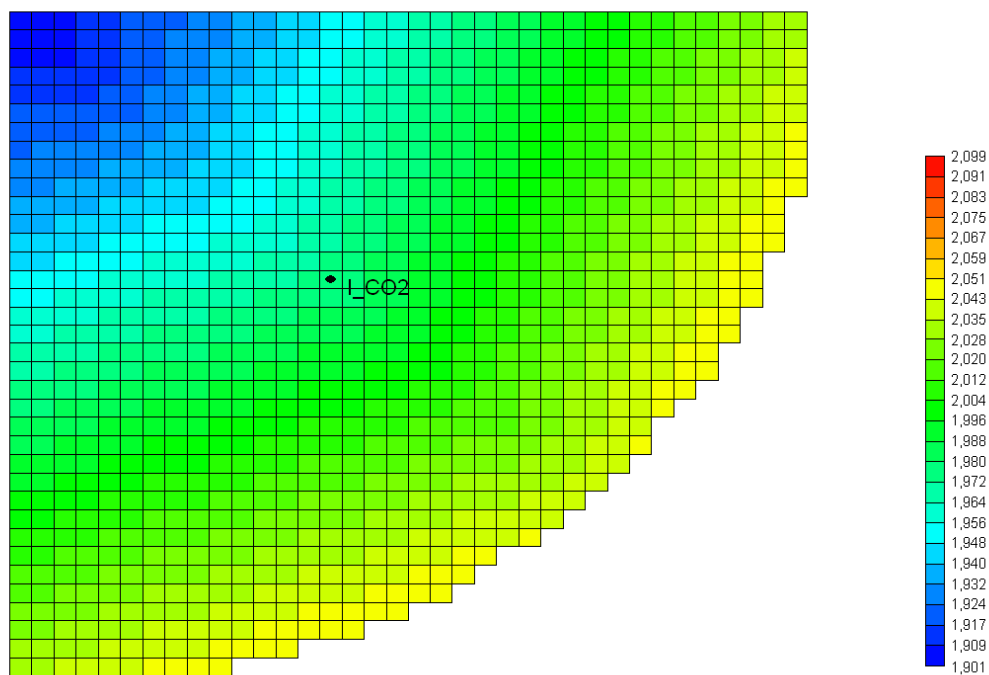


Figura 56 – Geometria do modelo de aquífero (profundidade do centro da célula em metros, exemplo caso base, vista em planta).

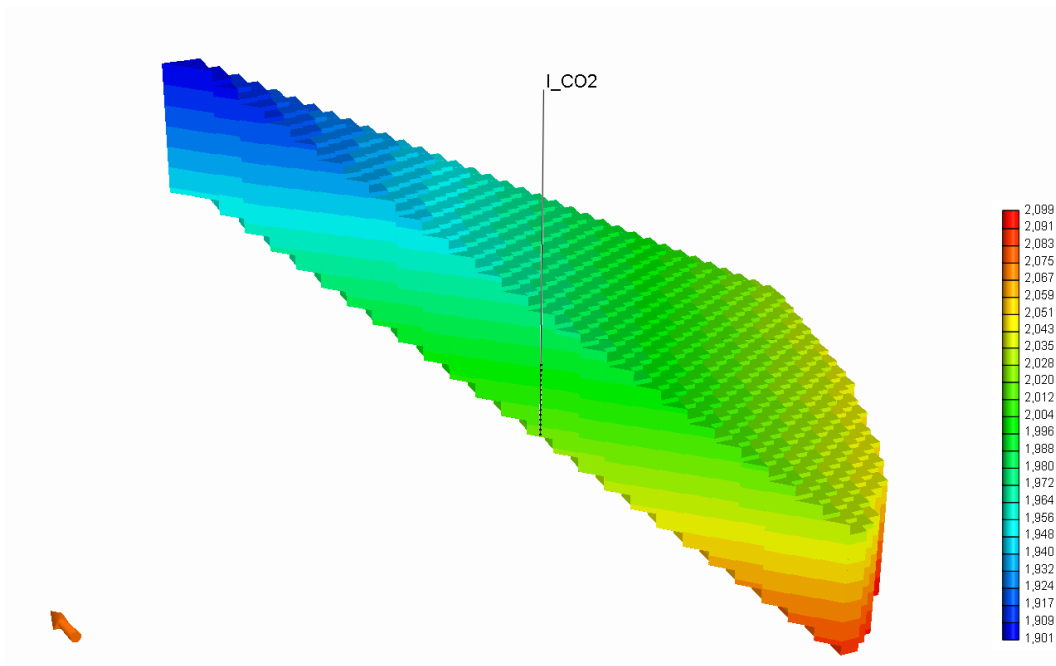


Figura 57 - Geometria do modelo de aquífero (profundidade do centro da célula em metros, exemplo caso base, vista perspectiva em corte).

O poço está conectado ao aquífero somente na metade inferior de sua intersecção com o modelo (figura 57).

## 5.1

**Caso Base**

Os parâmetros de entrada do caso base estão resumidos na tabela 9.

Tabela 9 – Dados de entrada do simulador para o caso base.

<i>Propriedades do aquífero e do poço</i>			
Espessura	50		m
Lâmina d'água	1000		m
Profundidade média de soterramento	1000		m
Temperatura (profundidade média)	43,4		°C
Pressão inicial (profundidade média)	20,7		MPa
Ângulo de mergulho	4		graus
Salinidade	100000		mg/l NaCl
Permeabilidade absoluta horizontal	500		mD
Razão de anisotropia ( $K_v/K_h$ )	0,1		fração
Porosidade ( $\Phi$ )	0,25		fração
Saturação de água residual	0,25		fração
Ponto terminal de gás de permeabilidade relativa	1		fração
Ponto terminal de água de permeabilidade relativa	0,35		fração
Malha	71x71x25		células
Pressão máxima de injeção	267		kgf/cm <sup>2</sup>
Vazão máxima de injeção	1,5		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d
<i>Descrição dos componentes</i>		CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O <sub>subst. pura</sub>
Pressão crítica	72,8	217,6	atm
Temperatura crítica	304,2	647,3	K
Temperatura de ebulição normal	-78,48	100	°C
Volume crítico	0,094	0,056	m <sup>3</sup> /kmol
Peso molecular	44,01	18,01	kg/kmol
Fator acêntrico	0,225	0,344	adimensional
Paracoro	78	52	adimensional

A seguir serão apresentados os resultados obtidos da simulação do caso base.

A figura 58 mostra as vazões volumétricas de injeção de CO<sub>2</sub> e de saída de CO<sub>2</sub> em condições de superfície (15,6 °C e 1 atm).

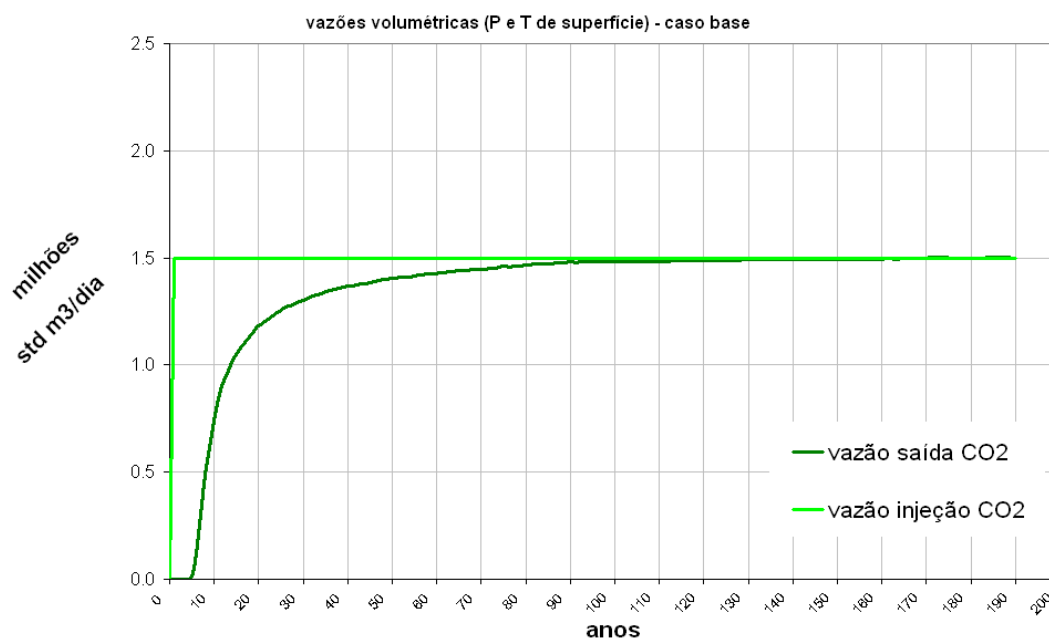


Figura 58 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO<sub>2</sub> em condições de superfície ao longo do tempo.

Podemos observar que a vazão de saída de CO<sub>2</sub> no início é zero. Neste período somente salmoura sai do aquífero modelado (volume de controle). Após poucos anos de injeção a vazão de saída de CO<sub>2</sub> começa a aumentar até que se iguala a vazão de injeção de CO<sub>2</sub>. A partir deste instante o aumento da capacidade de armazenagem dentro do aquífero modelado (volume de controle) passa a ser zero, pois temos o mesmo volume de CO<sub>2</sub> entrando e saindo.

A figura 59 mostra também as vazões volumétricas de injeção de CO<sub>2</sub> e de saída de CO<sub>2</sub>, porém nas condições de pressão e temperatura do aquífero. Na mesma figura também aparece a vazão volumétrica de saída de salmoura nas condições de pressão e temperatura do aquífero.

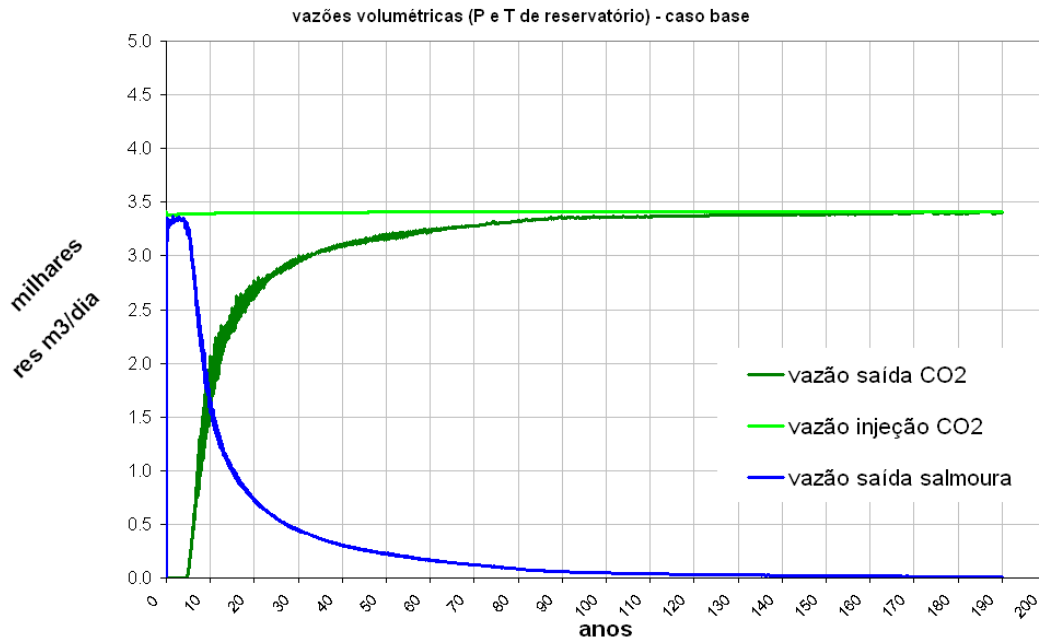


Figura 59 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO<sub>2</sub>, e de saída de água salgada, em condições de pressão e temperatura do aquífero ao longo do tempo.

Podemos concluir pelos gráficos acima que, em condições de pressão e temperatura do aquífero, a vazão volumétrica de injeção de CO<sub>2</sub> é igual à soma das vazões volumétricas de saída da salmoura e do CO<sub>2</sub>.

Na figura seguinte são apresentadas as vazões mássicas de injeção de CO<sub>2</sub> e de saída de água salgada e CO<sub>2</sub>.

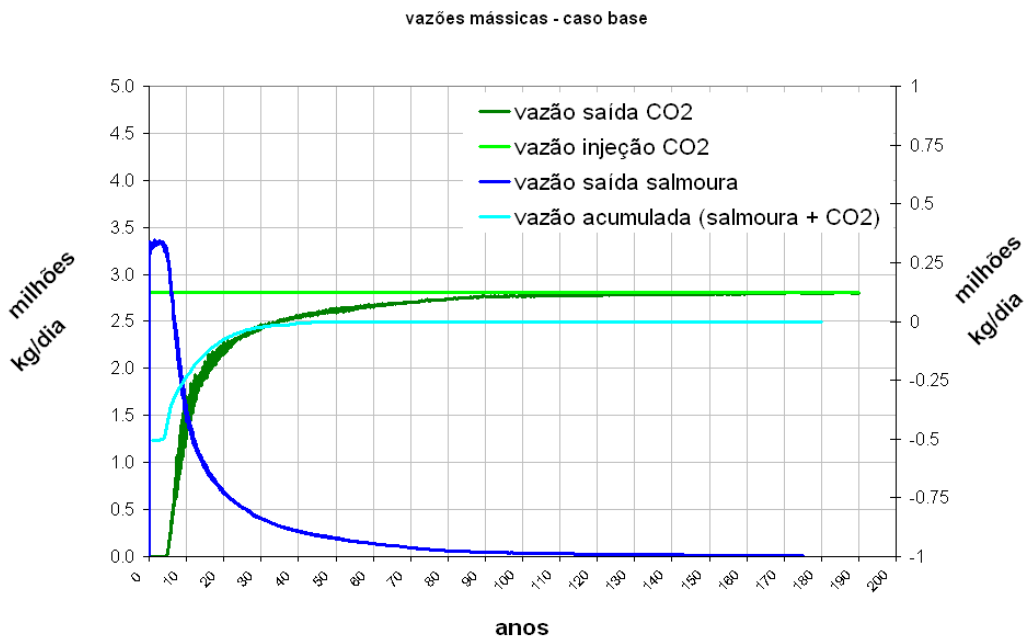


Figura 60 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de CO<sub>2</sub> ao longo do tempo e de saída de água salgada.

Podemos observar na figura 60 que no início da simulação a vazão mássica de saída é maior do que a de entrada. Isto ocorre porque no início estamos injetando CO<sub>2</sub> e somente água salgada sai do volume de controle e nas condições de pressão e temperatura do aquífero a água salgada tem massa específica menor do que a salmoura.

A figura 61 explica de forma esquemática o que ocorre.

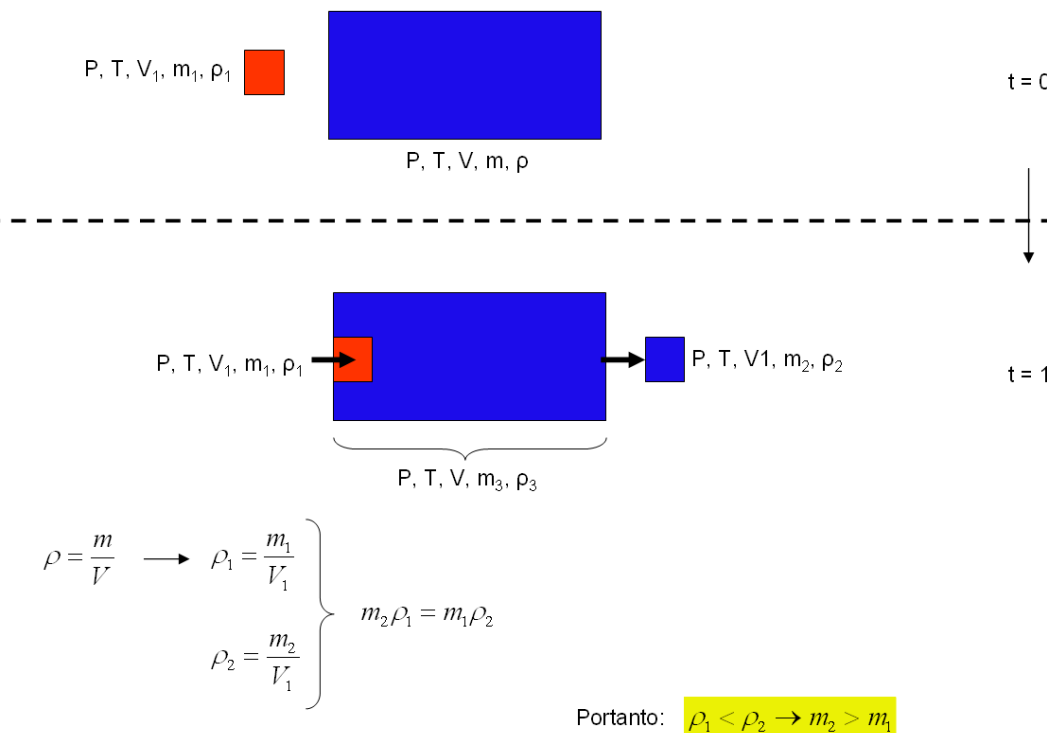


Figura 61 – Relações mássicas e volumétricas esquemáticas para o início do processo de injeção simulado.

Se assumirmos o volume de controle como indeformável (no processo simulado é uma hipótese razoável já que a pressão é praticamente constante) e os fluidos incompressíveis (o CO<sub>2</sub> está no estado supercrítico no cenário base) podemos inferir que ao injetarmos um volume  $V_1$  de CO<sub>2</sub>, o mesmo volume  $V_1$  de salmoura será produzido (início da simulação). Como a massa específica do CO<sub>2</sub> é menor do que a da salmoura nas condições de pressão e temperatura do aquífero então a massa  $m_2$  de salmoura que sai é maior do que a massa  $m_1$  de CO<sub>2</sub> injetada.

Para validar a explicação através da simulação numérica foram elaboradas duas simulações monofásicas.

O objetivo é mostrar que quando não existe variação de massa específica (nas mesmas condições de pressão e temperatura do reservatório) o processo de injeção torna-se regime permanente. No primeiro caso um aquífero é submetido à injeção de água durante 200 anos.

As figuras 62 e 63 mostram respectivamente as variações volumétricas e mássicas das vazões de injeção e saída de água em condições de pressão e temperatura do reservatório ao longo do tempo.

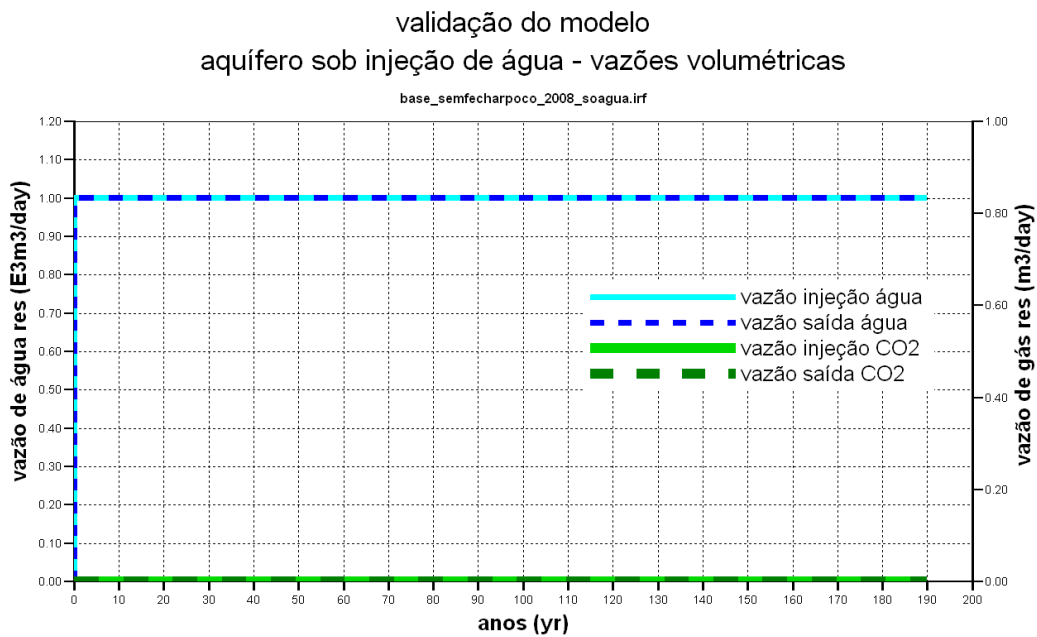


Figura 62 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de água em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo.

validação do modelo  
aquífero sob injeção de água - vazões mássicas

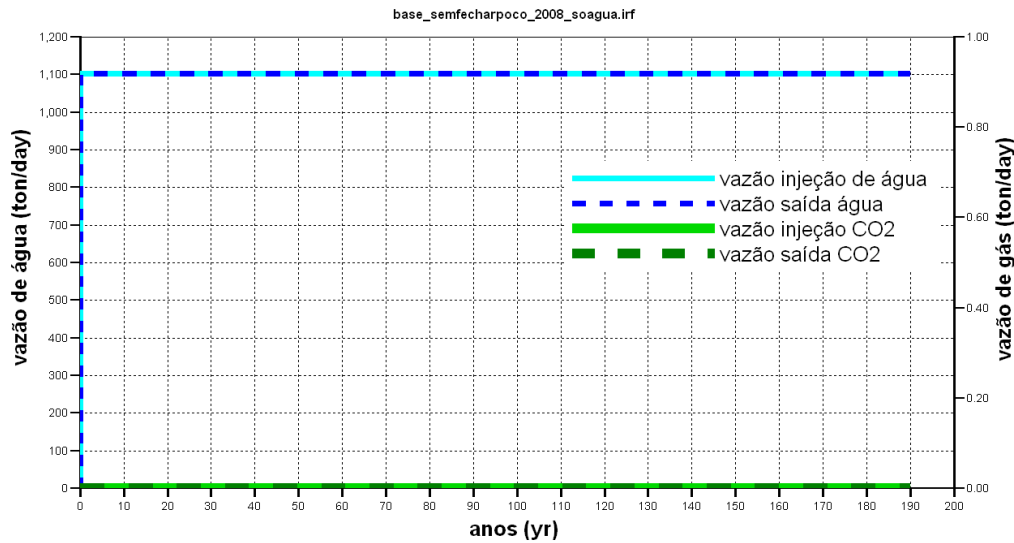


Figura 63 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de água ao longo do tempo.

Podemos observar que em todos os instantes tanto as vazões de injeção de água e de saída da água volumétricas e mássicas se matem inalteradas.

No segundo caso um reservatório de CO<sub>2</sub> é submetido a injeção de CO<sub>2</sub> durante 200 anos. As figuras 64 e 65 mostram respectivamente as variações volumétricas e mássicas das vazões de CO<sub>2</sub> e saída de CO<sub>2</sub> em condições de Pressão e temperatura do reservatório ao longo do tempo.

validação do modelo  
reservatório de CO<sub>2</sub> sob injeção de CO<sub>2</sub> - vazões volumétricas

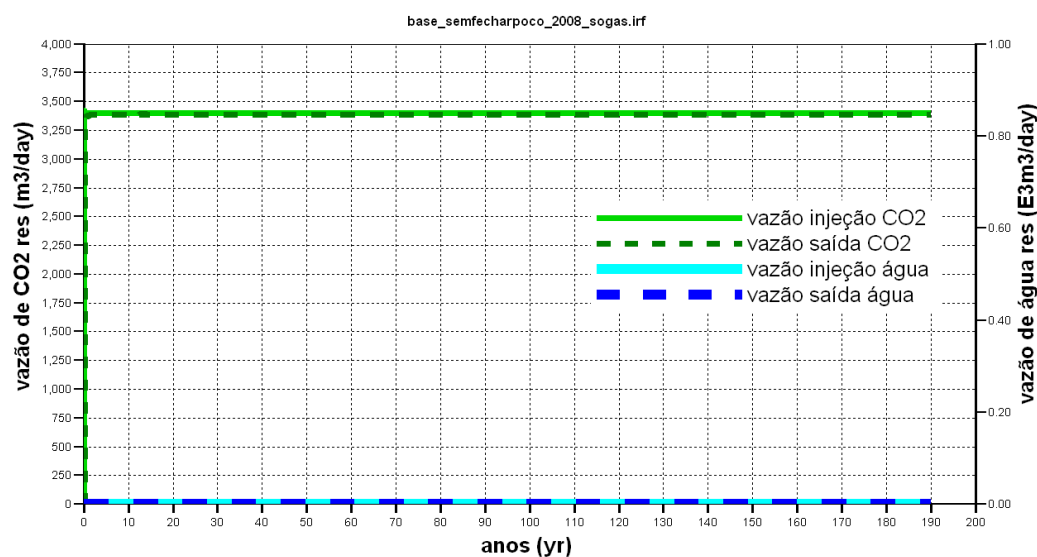


Figura 64 – Variação das vazões volumétricas de entrada e saída de CO<sub>2</sub> em condições de reservatório ao longo do tempo.



validação do modelo  
reservatório de CO<sub>2</sub> sob injeção de CO<sub>2</sub> - vazões mássicas

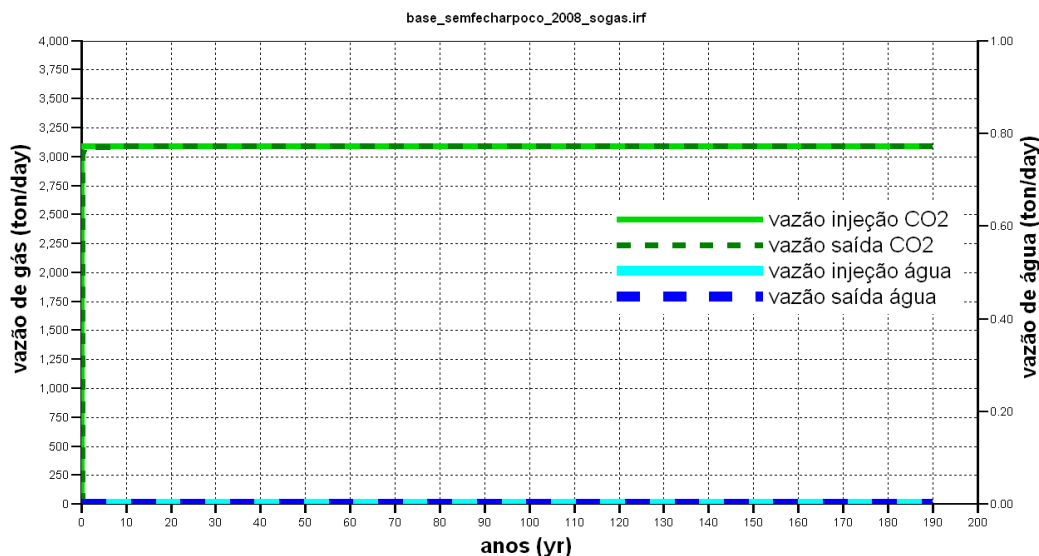


Figura 65 – Variação das vazões mássicas de entrada e saída de CO<sub>2</sub> ao longo do tempo.

Podemos também observar que em todos os instantes tanto as vazões de injeção de CO<sub>2</sub> e de saída da CO<sub>2</sub> volumétricas e mássicas se matem constantes.

Voltando aos resultados obtidos para o caso base, ao entrar no aquífero que se encontra a uma pressão média de 20,7 MPa e a uma temperatura de 43,4 °C o CO<sub>2</sub> (no caso sob a forma de substância pura) encontra-se no estado super-crítico.

O modelo numérico utilizado é então capaz de considerar a dissolução do CO<sub>2</sub> na salmoura inicialmente presente no aquífero. O número de mols de CO<sub>2</sub> máximo que pode se forma dissolver numa certa quantidade salmoura em cada célula e em cada passo de tempo é função da pressão, temperatura e salinidade (no caso base 100 000 ppm de NaCl). Após esta certa quantidade de matéria atingir a concentração de saturação o CO<sub>2</sub> adicional estará na forma livre e no estado supercrítico.

Outro aspecto a considerar é o deslocamento tri-dimensional da salmoura pelo CO<sub>2</sub>, no caso base foi fixada a saturação de água residual de 25% do volume poroso. Portanto 25% da salmoura em cada célula de simulação é assumida como não-móvel e é aonde o CO<sub>2</sub> irá predominantemente se dissolver uma vez que o restante (75%) irá ser deslocado para fora do volume de controle.

A figura 66 mostra o perfil da quantidade de CO<sub>2</sub> no aquífero ao longo do tempo nas formas livre e dissolvido.

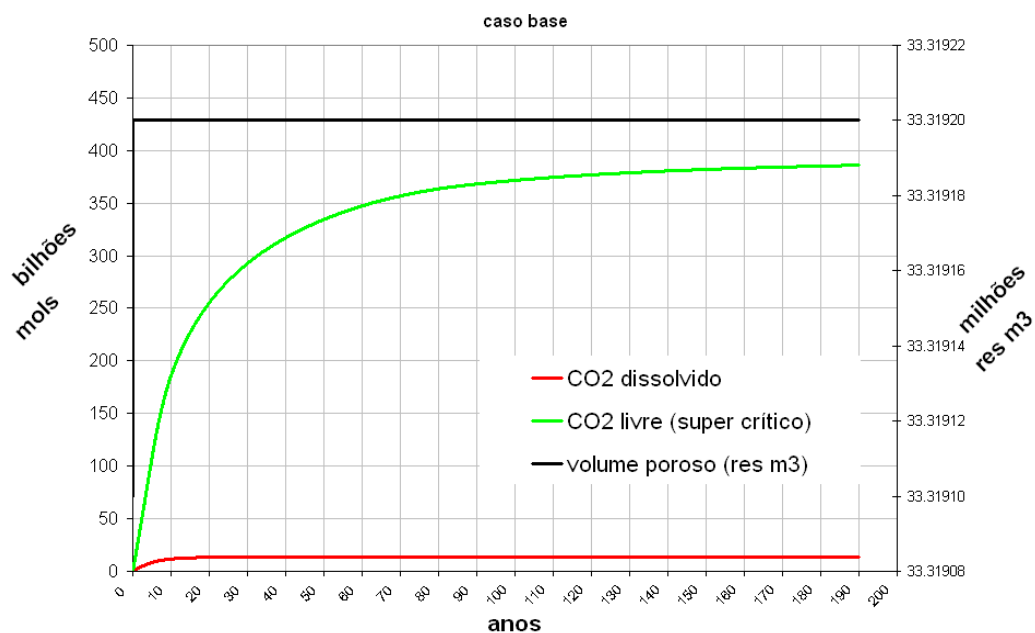


Figura 66 – Variação das quantidades de CO<sub>2</sub> nas formas livre e dissolvido na água salgada ao longo do processo de injeção.

Podemos observar pela figura acima que a maior parte do CO<sub>2</sub> encontra-se sob a forma livre e no estado super-crítico ao longo de toda simulação.

A parte do CO<sub>2</sub> sob a forma dissolvida está predominantemente presente na água residual (“presa” ao redor dos grãos devido a efeitos capilares).

Podemos também observar na figura acima que o volume poroso (eixo da direita) é praticamente constante ao longo da simulação. Isto ocorre, pois não existe variação significativa da pressão ao longo do tempo uma vez que se trata de um aquífero aberto.

O volume poroso variaria com a pressão como uma função da compressibilidade de poros (uma queda de pressão causaria diminuição do volume poroso e vice-versa).

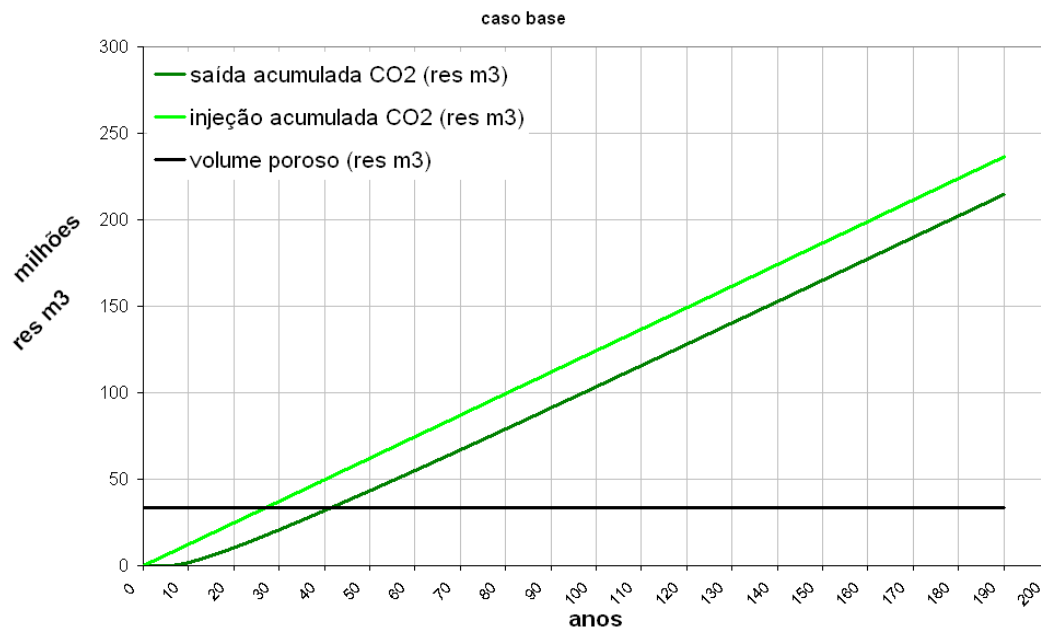


Figura 67 – Variação das vazões de entrada e saída de CO<sub>2</sub> em condições de superfície ao longo do tempo.

A figura 68 mostra a variação temporal da média da pressão de todas as células do modelo do aquífero referenciadas à profundidade de 2000 m.

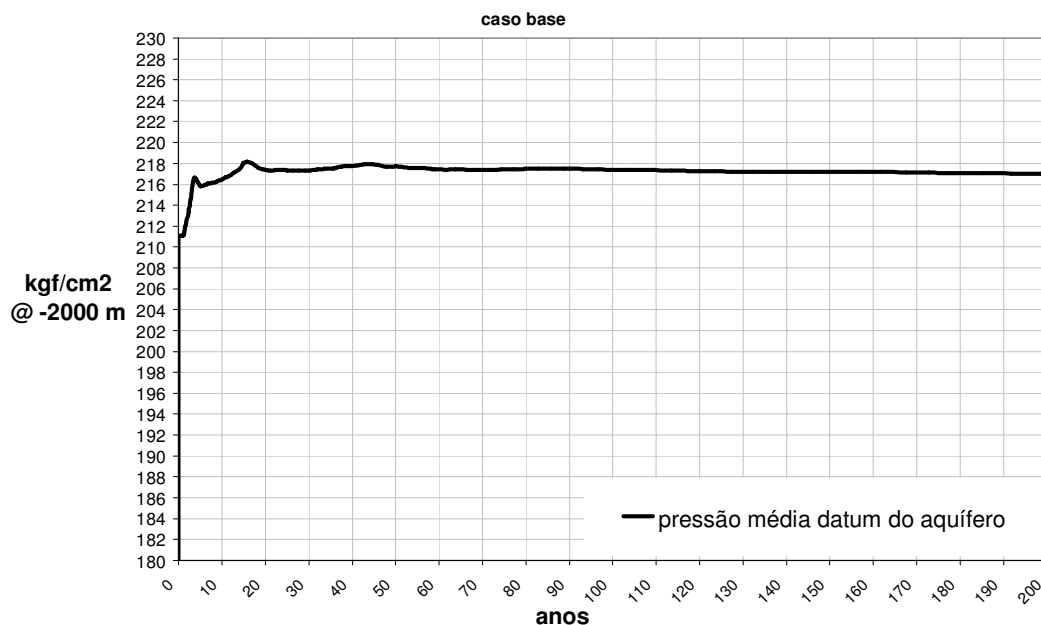


Figura 68 – Variação da pressão média do aquífero ao longo do tempo.

Ao levarmos as pressões de todas as células num dado instante para uma mesma profundidade estamos desconsiderando a variação hidrostática da pressão e estamos dando ênfase à variação da pressão devido ao deslocamento.

Podemos então observar na figura 68 que ocorre um aumento inicial da pressão, provavelmente associado ao período em que o regime de fluxo é transiente (ver figura 60), quando é atingido o regime permanente a pressão permanece aproximadamente constante.

Para melhor analisarmos o escoamento dentro do aquífero inserimos na figura anterior a variação da pressão em 4 pontos distintos do aquífero (sempre referenciada a profundidade de 2000 m para desconsiderar o efeito gravitacional).

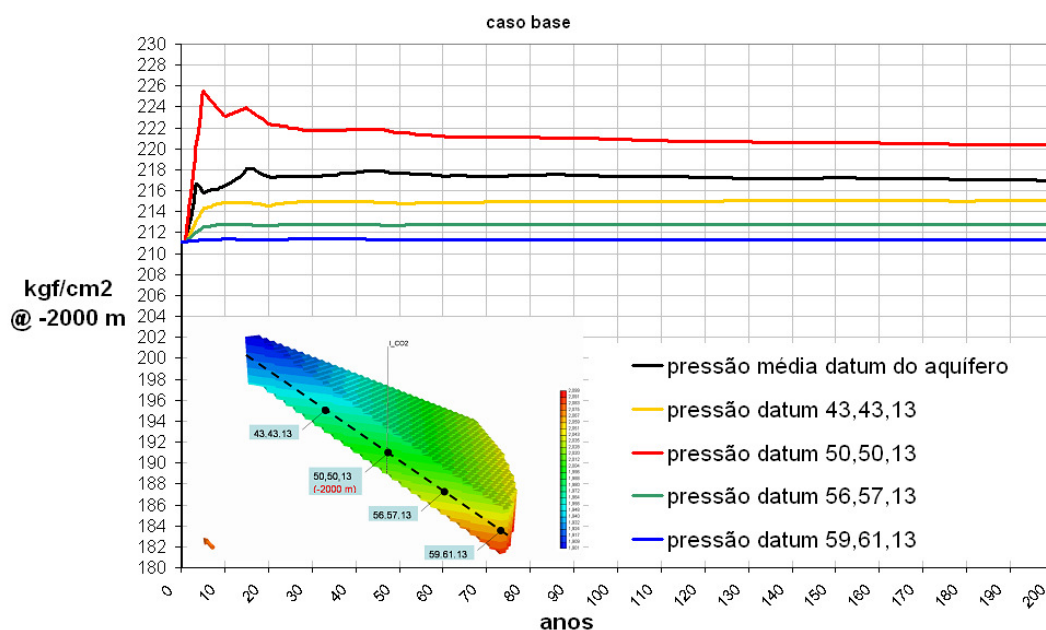


Figura 69 – Variação da pressão do aquífero ao longo do tempo em quatro pontos.

Analisando os resultados comprovamos que o fluxo se dá do poço para o topo da estrutura e, em seguida para o fundo do aquífero onde temos a saída.

O gráfico a seguir mostra a variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo.

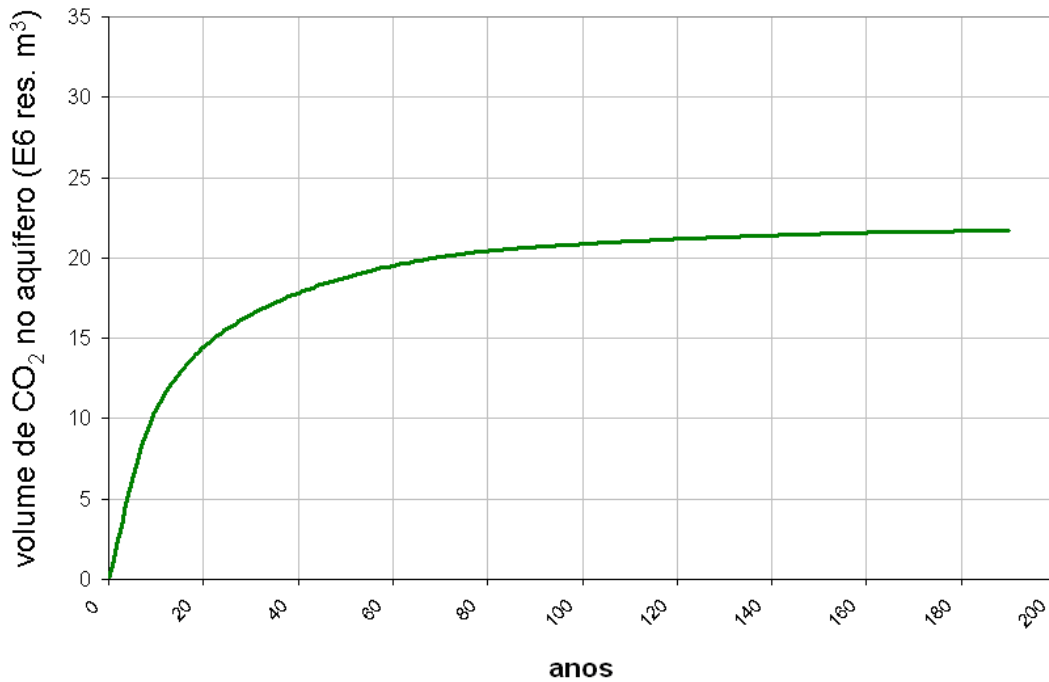


Figura 70 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – caso base.

A variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório em função do número de volumes porosos injetados aparece na figura 71.

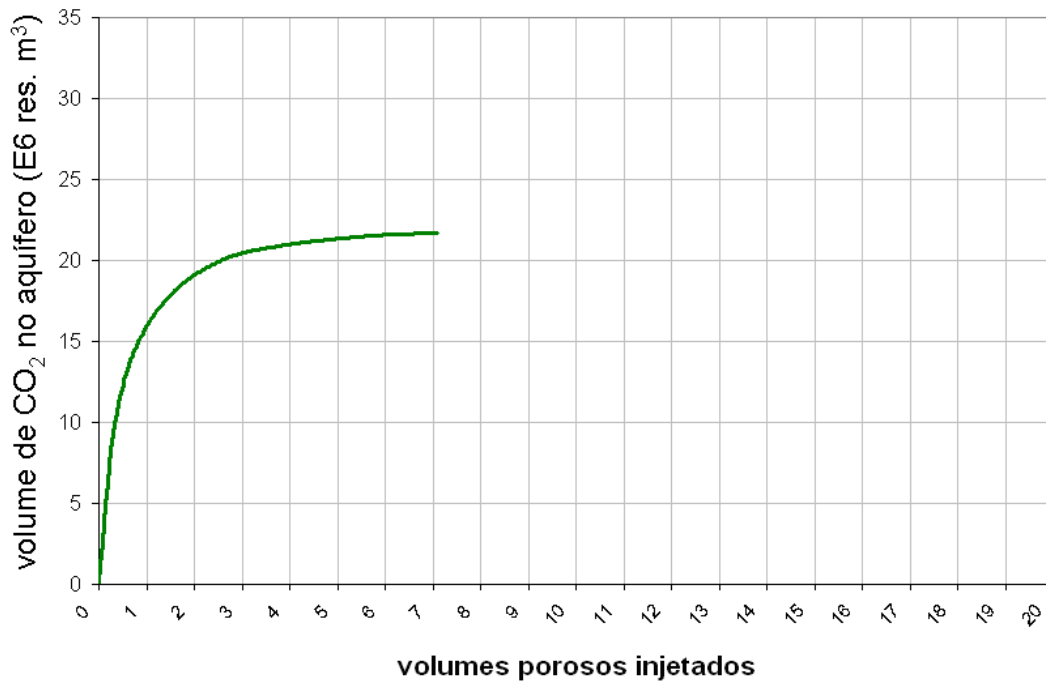


Figura 71 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório em função do número de volumes porosos injetados – caso base.

Na figura 72 podemos ver a variação do volume de CO<sub>2</sub> dividido pelo volume poroso do aquífero, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em função do número de volumes porosos injetados.

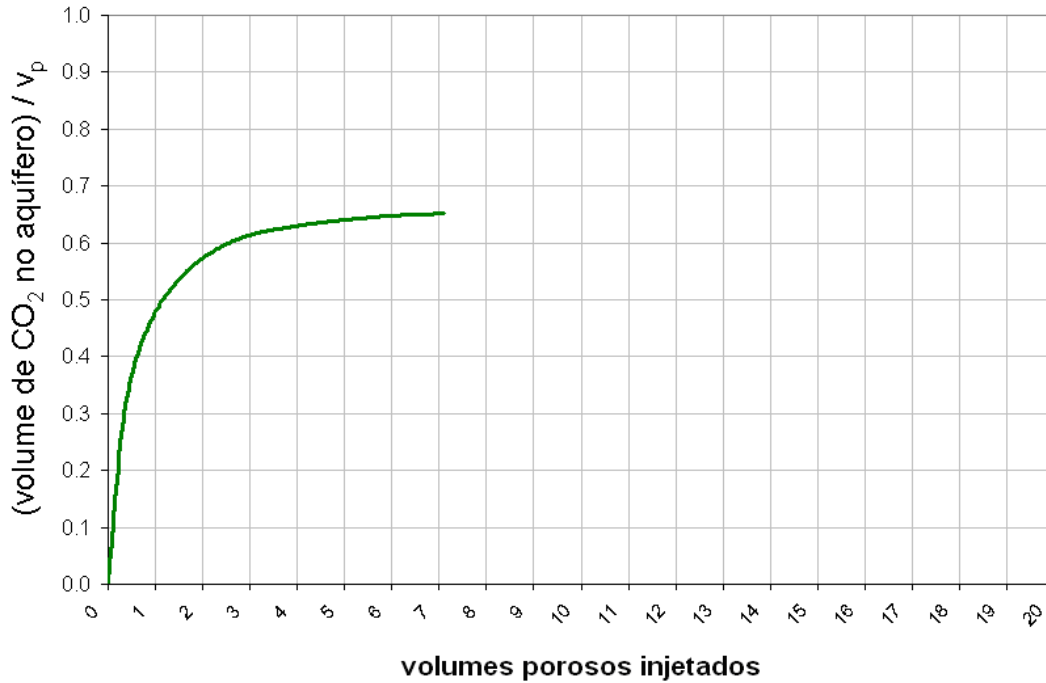


Figura 72 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> dividido pelo volume poroso do aquífero, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em função do número de volumes porosos injetados – caso base.

Os capítulos seguintes tratam dos resultados obtidos, e valores utilizados, para cada um dos parâmetros considerados nas simulações dos casos variantes.

A tabela 10 mostra um resumo dos parâmetros de entrada das rodadas.

Tabela 10 – Resumo dos parâmetros considerados nas simulações.

<i>Parâmetro variado</i>
Profundidade (topo) = 1500 m
Profundidade (topo) = 2000 m (caso base)
Profundidade (topo) = 3000 m
Porosidade ( $\Phi$ ) = 0,10
Porosidade ( $\Phi$ ) = 0,25 (caso base)
Porosidade ( $\Phi$ ) = 0,40
Permeabilidade Absoluta Horizontal = 250 mD
Permeabilidade Absoluta Horizontal = 500 mD (caso base)
Permeabilidade Absoluta Horizontal = 1000 mD
Razão de anisotropia ( $K_v/K_h$ ) = 0,05
Razão de anisotropia ( $K_v/K_h$ ) = 0,1
Razão de anisotropia ( $K_v/K_h$ ) = 0,5
Vazão máxima de injeção = $0,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
Vazão máxima de injeção = $1,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
Vazão máxima de injeção = $2,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
Salinidade = 35500 mg/l NaCl
Salinidade = 100000 mg/l NaCl (caso base)
Salinidade = 240000 mg/l NaCl
Saturação residual de água = 0,10
Saturação residual de água = 0,25 (caso base)
Saturação residual de água = 0,40

## 5.2

**Variação da profundidade de soterramento**

A análise do efeito da profundidade do aquífero foi feita variando a profundidade de soterramento e mantendo constante em 1000 metros o valor da lâmina d'água.

Para cada uma das profundidades de soterramento foi calculada a temperatura, pressão de poros, pressão de fratura e constantes da lei de Henry (desta forma a solubilidade do CO<sub>2</sub> na salmoura varia com a profundidade de soterramento). Os valores calculados aparecem na tabela 11.

Tabela 11 – Valores de temperatura, pressão de poros e constantes da lei de Henry, considerados nas três profundidades de soterramento analisadas.

Profundidade total (metros)	Lâmina d'água (metros)	Soterramento (metros)	Pressão de Poros (kgf/cm <sup>2</sup> abs)	Temperatura (°C)	Salinidade (M ppm NaCl)	Pressão de Fratura (kgf/cm <sup>2</sup> abs)	Constante de referência da lei de Henry para salinidade 100000 ppm NaCl (E5 KPa)	Pressão de referência da lei de Henry para salinidade 100000 ppm NaCl (E4 KPa)	Volume molar na diluição infinita para salinidade 100000 ppm NaCl (E-2 l/mol)
<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>500</b>	<b>159</b>	<b>23,7</b>	<b>100</b>	<b>197</b>	<b>1,98</b>	<b>1,50</b>	<b>3,62</b>
<b>2000</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>	<b>211</b>	<b>43,4</b>	<b>100</b>	<b>267</b>	<b>3,73</b>	<b>2,00</b>	<b>3,63</b>
<b>3000</b>	<b>1000</b>	<b>2000</b>	<b>315</b>	<b>82,8</b>	<b>100</b>	<b>405</b>	<b>7,84</b>	<b>3,00</b>	<b>3,66</b>

A pressão de fratura foi utilizada nas simulações como um limite máximo para a pressão de injeção no fundo do poço (na cota do reservatório), ou seja, por questões de segurança não é desejável injetar CO<sub>2</sub> no aquífero numa pressão de fundo acima da pressão de fraturamento uma vez que se isto ocorrer aumenta a chance de escape do CO<sub>2</sub> para o fundo oceânico.

Foi feita também uma análise, baseada em valores experimentais, do comportamento da massa específica do CO<sub>2</sub> puro, e da salmoura a 100000 ppm de



NaCl, nas três temperaturas (referentes as 3 profundidades estudadas) e nos respectivos intervalos de pressões de interesse (abrangendo cada pressão de poros e pressão de fratura). O resultado pode ser observado na figura 73.

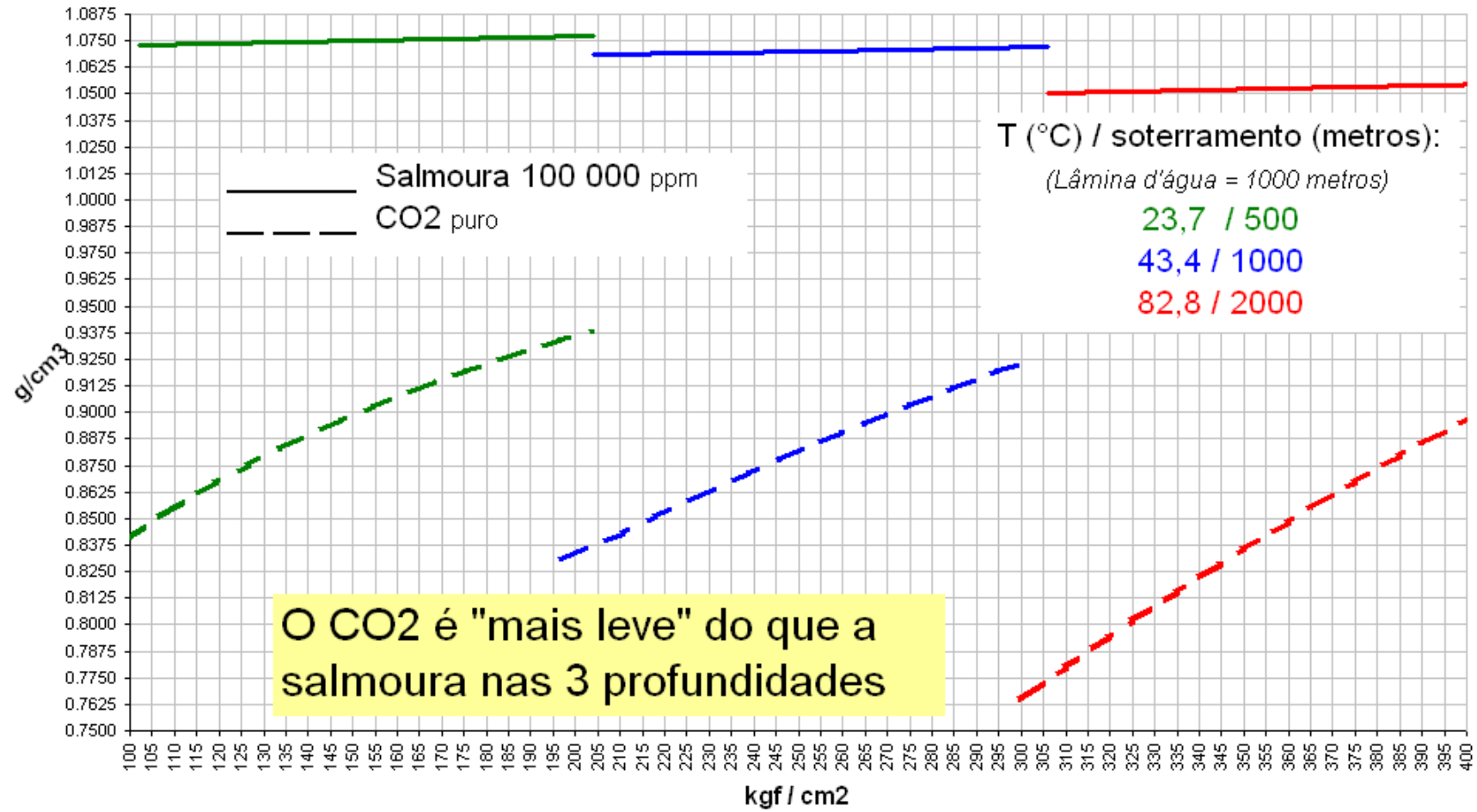


Figura 73 – Comparação entre valores experimentais de massas específicas da salmoura a 100 000 ppm NaCl e do CO<sub>2</sub>.<sup>11, 19</sup>

Os dados experimentais mostram que a massa específica do CO<sub>2</sub> puro é sempre menor do que a massa específica da salmoura a 100000 ppm de NaCl nas condições de pressão e temperatura consideradas neste estudo (de 100 até 400 kgf/cm<sup>2</sup> e de 24 até 83 °C). Portanto devemos esperar um fluxo gravitacional ascendente do CO<sub>2</sub> na salmoura a 100000 ppm de NaCl.

Os detalhes da obtenção dos valores de massa específica para o CO<sub>2</sub> e para a salmoura aparecem no capítulo 3.1.

Foi apresentado também no capítulo 3 que, no intervalo de pressões de interesse neste trabalho (de 100 até 400 kgf/cm<sup>2</sup>), o CO<sub>2</sub> encontra-se no estado líquido para a temperatura de 23,7 °C e está no estado supercrítico para as temperaturas de 43,4 e 82,8 °C.

Outra conclusão importante, mostrada no capítulo 3.1, é que no intervalo de pressão e temperatura analisado, e salinidade, a massa específica da salmoura aumenta com o aumento da pressão e diminui com o aumento da temperatura. O mesmo comportamento pode ser observado para o CO<sub>2</sub>.

Foi feita também uma avaliação com comportamento da massa específica do CO<sub>2</sub> na presença água, assim como salmoura a 100000 ppm de NaCl na presença do CO<sub>2</sub> dissolvido, nas três temperaturas (referentes as 3 profundidades estudadas) e nos respectivos intervalos de pressões de interesse (abrangendo cada pressão de poros e pressão de fratura).

No capítulo 3.2 foram descritos diversos aspectos da solubilidade do CO<sub>2</sub> na água doce e também na salmoura. A concentração esperada de saturação de CO<sub>2</sub> na salmoura, assim como a concentração de água no CO<sub>2</sub>, nas condições de P, T e salinidade do presente estudo é pequena, menor do 10% em base molar.

Não foram encontrados dados experimentais, para os intervalos de Pressão e temperatura de interesse no presente estudo (de 100 até 400 kgf/cm<sup>2</sup> e de 24 até 83 °C), de massa específica do CO<sub>2</sub> na presença de salmoura, nem da água na presença de CO<sub>2</sub>. Portanto a avaliação foi feita através de simulação termodinâmica utilizando-se o aplicativo Winprop<sup>TM</sup> 2008.1 da empresa *Computer Modeling Group* foi utilizado neste estudo.<sup>1</sup>

As massas específicas, do CO<sub>2</sub> com água e da salmoura com CO<sub>2</sub>, obtidas por simulação termodinâmica foram comparadas com as massas específicas das substâncias puras, como podemos observar na figura 74.

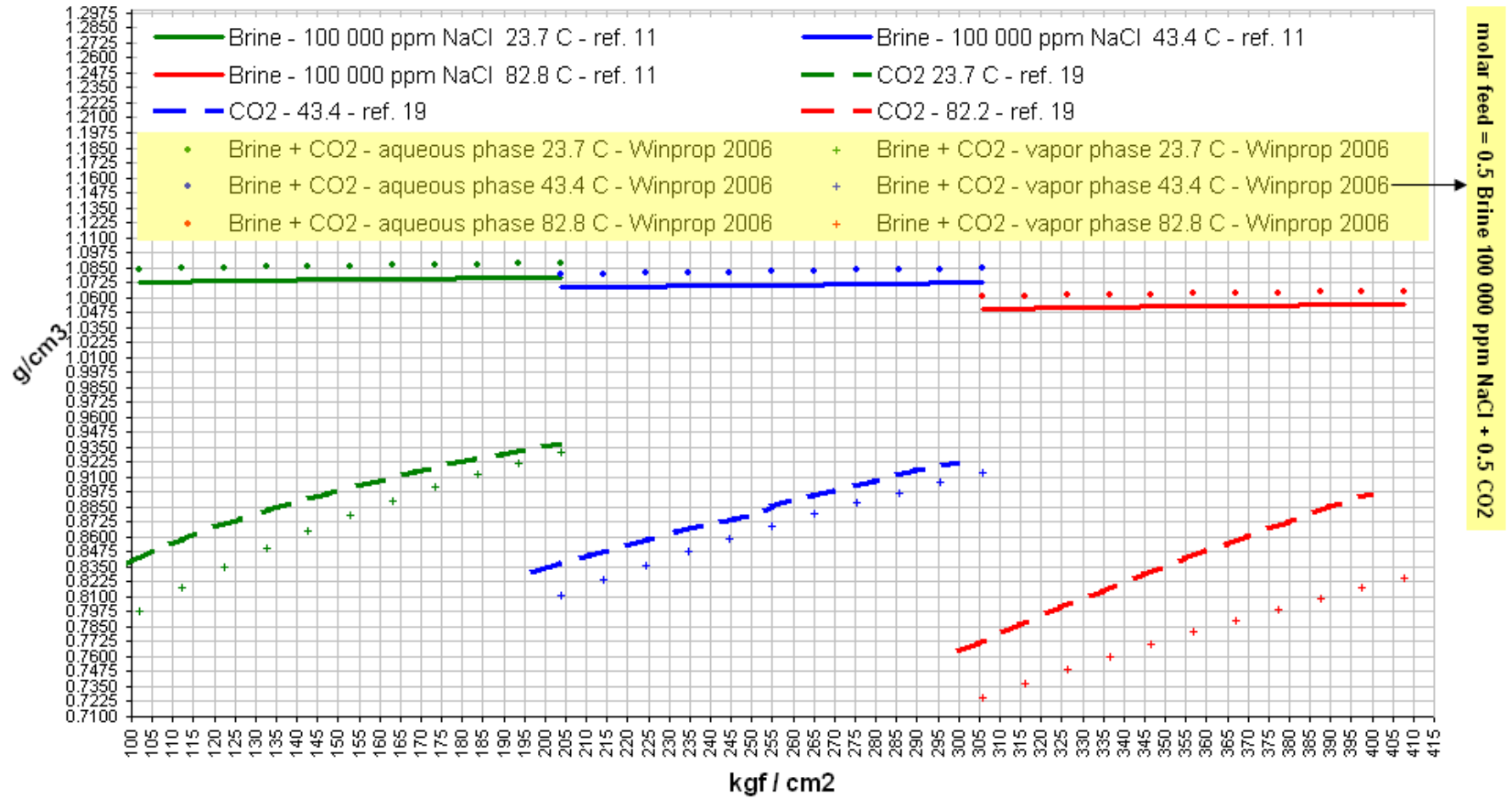


Figura 74 – Comparação entre as massas específicas da salmoura (experimental), do CO<sub>2</sub> (experimental) e das misturas salmoura-CO<sub>2</sub> (simulação termodinâmica).<sup>11, 19</sup>

As comparações mostram que, nas condições de Pressão e temperatura consideradas neste estudo (de 100 até 400 kgf/cm<sup>2</sup> e de 24 até 83 °C), a massa específica do CO<sub>2</sub> puro é sempre maior do que a massa específica do CO<sub>2</sub> na presença de água. Podemos também perceber que a massa específica da salmoura a 100000 ppm de NaCl aumenta com a dissolução do CO<sub>2</sub>, portanto a salmoura com CO<sub>2</sub> em solução afundará com relação a outras fases fluido presentes no aquífero. A viscosidade da salmoura também depende da concentração de CO<sub>2</sub>.

Foi feita adicionalmente uma avaliação com comportamento da viscosidade do CO<sub>2</sub> na presença água, assim como da salmoura a 100000 ppm de NaCl na presença do CO<sub>2</sub> dissolvido, nas três temperaturas (referentes as 3 profundidades estudadas) e nos respectivos intervalos de pressões de interesse (abrangendo cada pressão de poros e pressão de fratura).

As viscosidades, do CO<sub>2</sub> com água e da salmoura com CO<sub>2</sub>, obtidas por simulação termodinâmica foram comparadas com as viscosidades das substâncias puras, como podemos observar na figura 75.

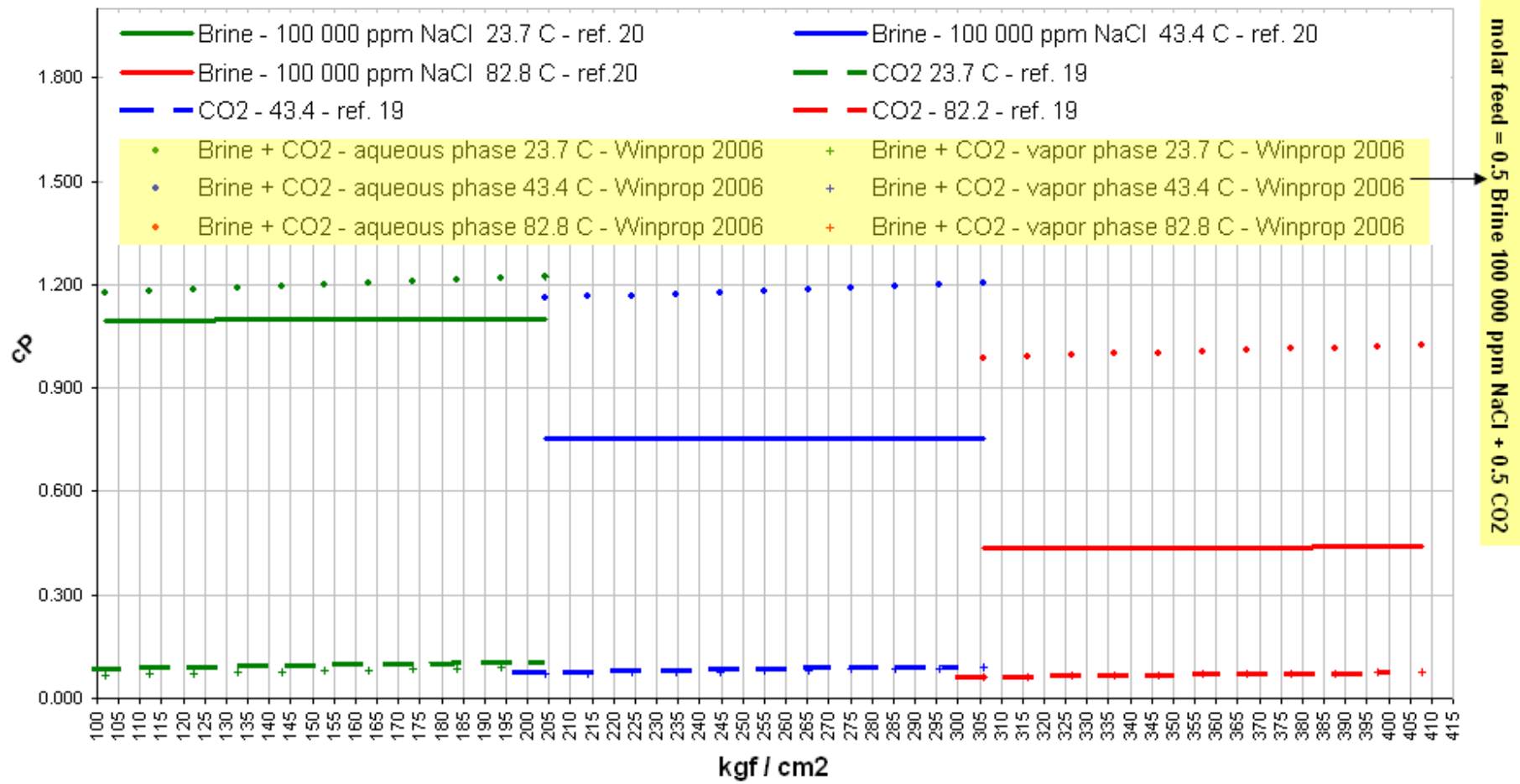


Figura 75 – Comparação entre as viscosidades da salmoura (experimental), do CO<sub>2</sub> (experimental) e das misturas salmoura-CO<sub>2</sub> (simulação termodinâmica).<sup>19,20</sup>

As comparações mostram que, nas condições de pressão e temperatura consideradas neste estudo (de 100 até 400 kgf/cm<sup>2</sup> e de 24 até 83 °C), a viscosidade do CO<sub>2</sub> puro é semelhante a viscosidade do CO<sub>2</sub> na presença de água. Podemos também perceber que a viscosidade da salmoura a 100000 ppm de NaCl aumenta com a dissolução do CO<sub>2</sub>.

Os tópicos a seguir descrevem os cálculos feitos para a obtenção das temperaturas, pressões de poros, pressões de fraturas e constantes da lei de Henry, que aparecem na tabela 11.

### 5.2.1

#### Cálculo da temperatura

$T = (\text{temperatura no fundo do mar}) + ((9,4\text{E-}6 \times \text{lâmina d'água}) + 0,03) \times$   
(soterramento)

$T = (4 \text{ °C}) + ((9,4\text{E-}6 \times \text{lâmina d'água}) + 0,03) \times (\text{soterramento})$

### 5.2.2

#### Cálculo da pressão de poros

$P_p = (\text{lâmina d'água}) \times (\text{gradiente da água do mar}) + (\text{soterramento}) \times$   
(gradiente de pressão de poros)

$P_p = (\text{lâmina d'água}) \times (0,107 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}) + (\text{soterramento}) \times (0,104 \text{ kgf/cm}^2/\text{m})$

### 5.2.3

#### Cálculo da pressão de fratura

$P_f = (\text{lâmina d'água}) \times (\text{gradiente da água do mar}) + (\text{soterramento}) \times$   
(gradiente de fratura)

$P_f = (\text{lâmina d'água}) \times (0,107 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}) + (\text{soterramento}) \times (0,138 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}) + (21 \text{ kgf/cm}^2)$

Obs: 1 psi/pé = 0,23 kfg/cm<sup>2</sup>/m

#### 5.2.4

##### Cálculo das constantes da lei de Henry

Foi utilizado o aplicativo comercial Winprop<sup>TM</sup> 2008.1 da empresa *Computer Modeling Group*.

Para cada temperatura (referentes a cada uma das três profundidades de soterramento) o primeiro passo é estimar a solubilidade do CO<sub>2</sub> na salmoura a 100000 ppm de NaCl a várias pressões. O intervalo de pressões escolhido foi tal que englobasse a pressão de poros e a pressão de fratura de cada profundidade de soterramento. Para a estimativa das solubilidades o aplicativo utiliza um modelo interno para o cálculo das constantes da lei de Henry para o CO<sub>2</sub> na salmoura. As características deste modelo foram apresentadas no capítulo 4.1.5 do presente relatório.

O segundo passo, para cada temperatura e range de pressão referente a profundidade de soterramento, é ajustar via regressão os parâmetros do modelo de solubilidade, utilizado no simulador de fluxo GEM-GHG<sup>TM</sup> para prever a solubilidade do CO<sub>2</sub>, aos valores obtidos no modelo do Winprop<sup>TM</sup> 2008.1 (primeiro passo).

Finalmente o terceiro passo é gerar as constantes da lei de Henry, conforme equação do capítulo 4.1.5:

$$\ln H_{CO_2} = \ln H_{CO_2}^* + \frac{v_{CO_2}^\infty (p - p^*)}{RT}$$

Ou seja, a constante de referência da lei de Henry, o volume molar na diluição infinita e a pressão de referência.

Vale ressaltar que o primeiro passo poderia ter sido omitido se tivesse sido feita a opção por utilizar dados experimentais.



### 5.2.5 Resultados das simulações variando a profundidade

O primeiro gráfico a ser apresentado refere-se a análise de curto tempo, ou seja, os resultados das simulações são avaliados quando o CO<sub>2</sub> começa a sair do aquífero modelado (volume de controle). A figura 76 mostra a produção de CO<sub>2</sub> e o (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção), em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo, para os três cenários de profundidade.

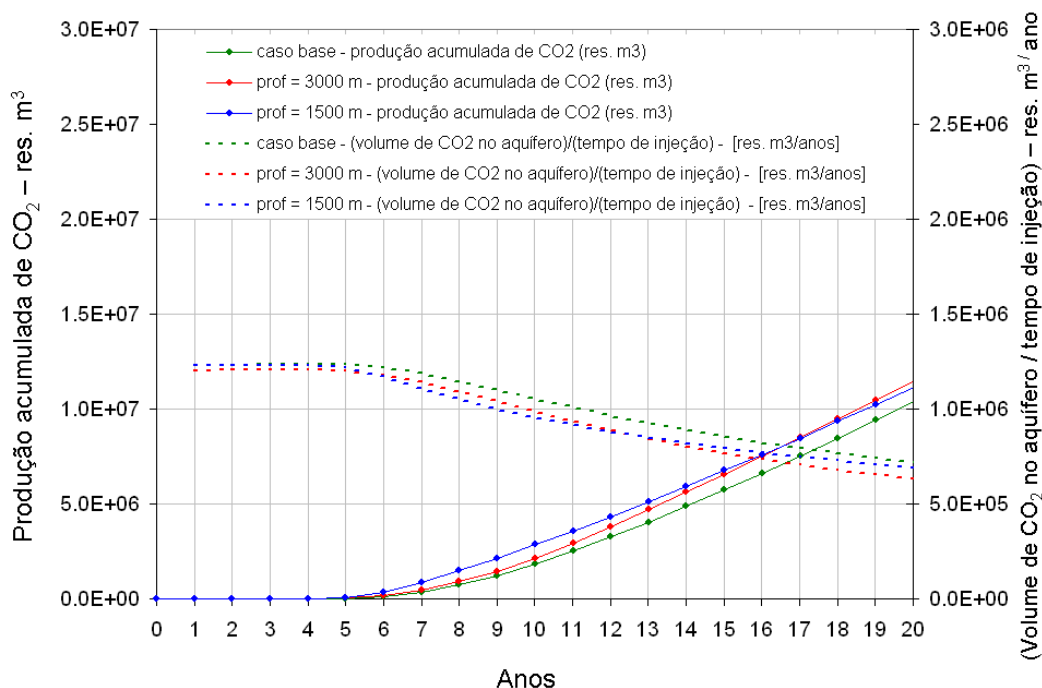


Figura 76 – Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da profundidade.

A tabela 12 apresenta o tempo de injeção, (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) e (massa de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup>, ou seja, quando o CO<sub>2</sub> começa a sair do aquífero modelado (volume de controle). Um maior valor de (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) indica uma maior capacidade de armazenagem e num menor tempo.

Tabela 12 – Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da profundidade.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
Profundidade = 1500 m	4,5	1,224	1,000
Profundidade = 2000 (caso base)	5,1	1,233	1,007
Profundidade = 3000 m	4,6	1,206	0,985

O próximo resultado gráfico a ser mostrado refere-se ao passo inicial para aplicar a análise no longo tempo, ou seja, quando a quantidade de CO<sub>2</sub> injetada é aproximadamente igual a quantidade de CO<sub>2</sub> que sai do aquífero modelado (volume de controle).

A figura 77 mostra a variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo, para os três cenários de profundidade.

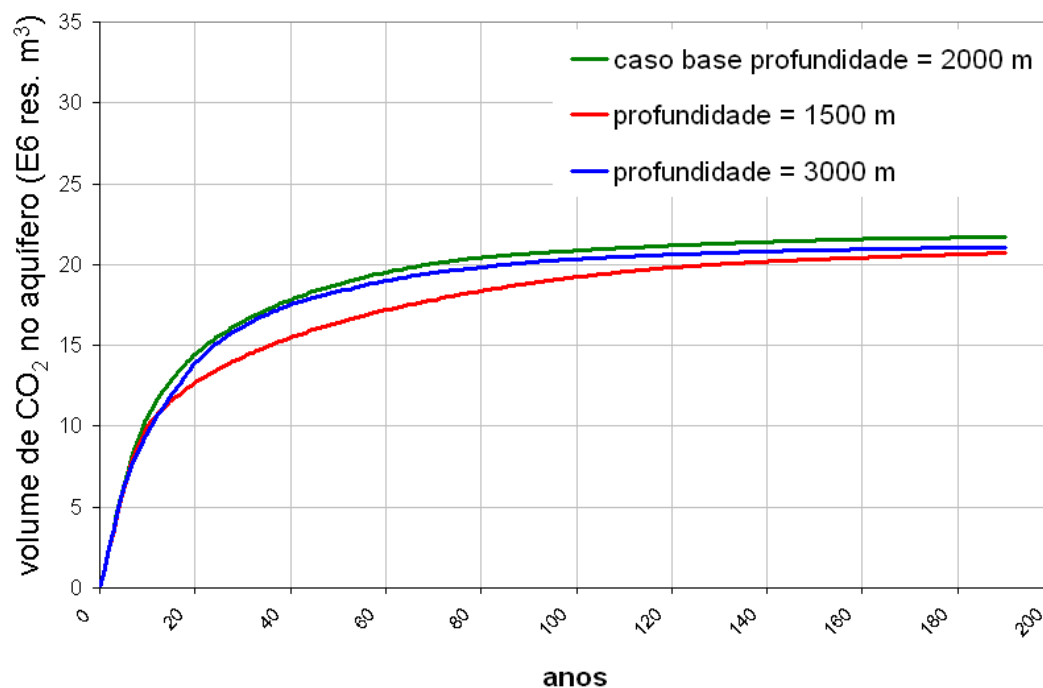


Figura 77 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da profundidade.

A passo seguinte, da análise de longo tempo, consiste em se obter o volume total de CO<sub>2</sub> injetado (em condições de pressão e temperatura de sub-superfície) dividido pelo respectivo tempo no ponto aonde a derivada da figura 78 é igual a 6.2 E4. Um maior valor de volume total de CO<sub>2</sub> injetado dividido pelo respectivo tempo de injeção indica uma maior capacidade de armazenagem e num menor tempo.

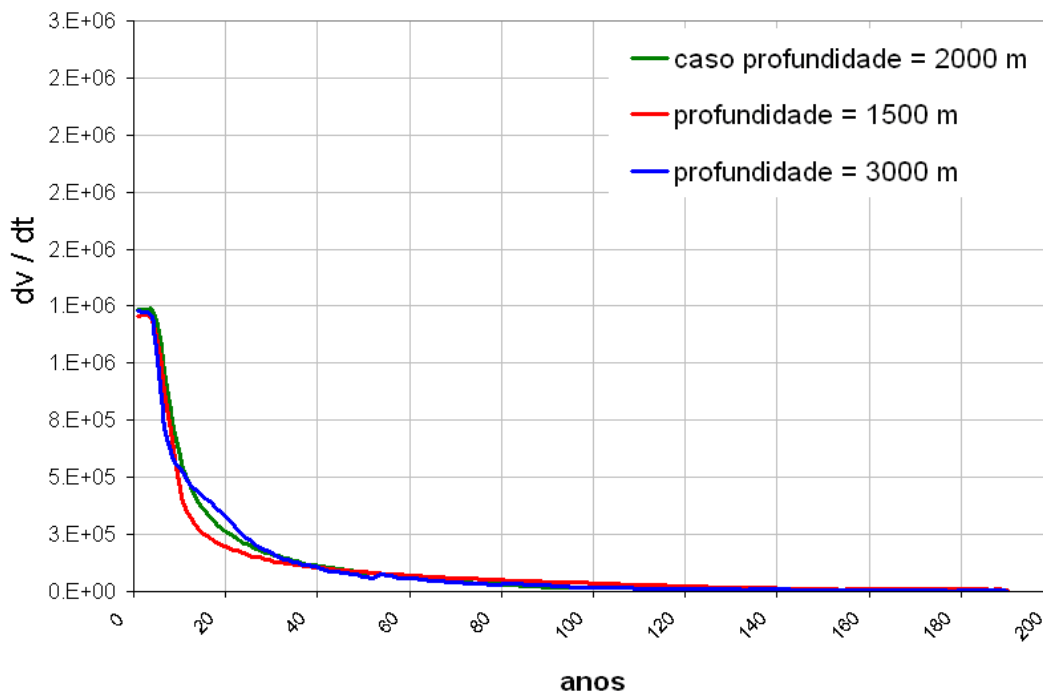


Figura 78 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da profundidade.

A tabela 13 apresenta os valores obtidos para a variação da profundidade.

Tabela 13 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da profundidade.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
Profundidade = 1500 m	17,6	15,6	66,7	0,26	0,23
Profundidade = 2000 (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
Profundidade = 3000 m	18,6	13,6	55,2	0,34	0,25

As análises para os tempos curto e longo, descritas nos capítulos 3 e aqui exemplificadas, foram aplicadas sistematicamente aos demais resultados das simulações. Nos próximos capítulos são mostrados somente os gráficos e tabelas.

## 5.3

## Variação da porosidade

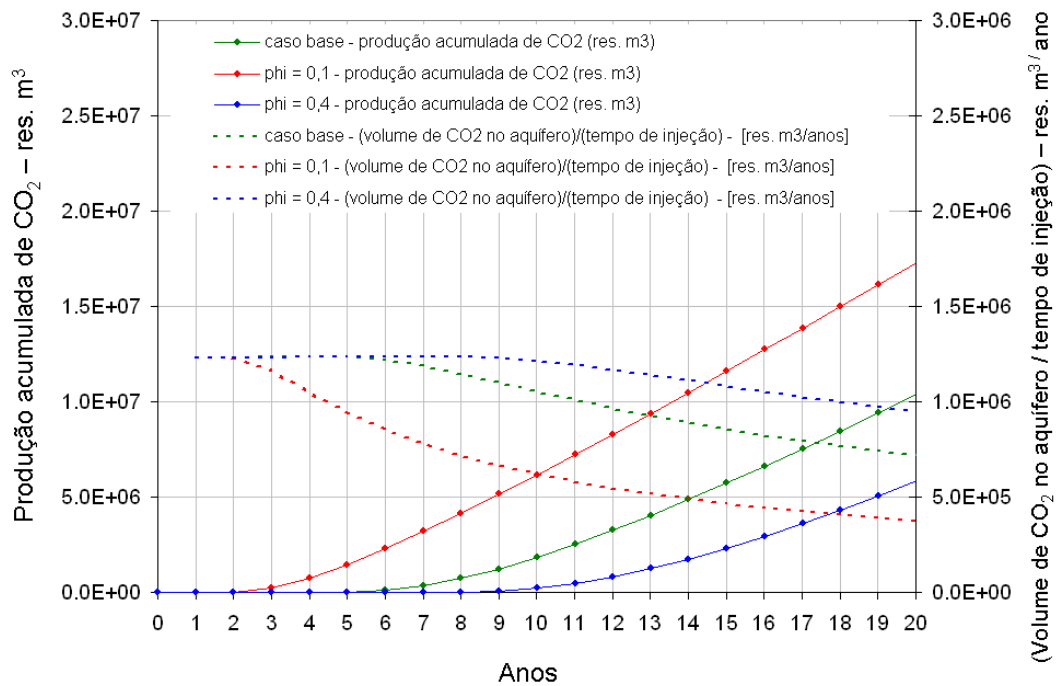


Figura 79 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da porosidade.

Tabela 14 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da porosidade.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
Phi = 0,1	2,2	1,234	1,008
Phi = 0,25 (caso base)	5,1	1,233	1,007
Phi = 0,4	7,9	1,234	1,008

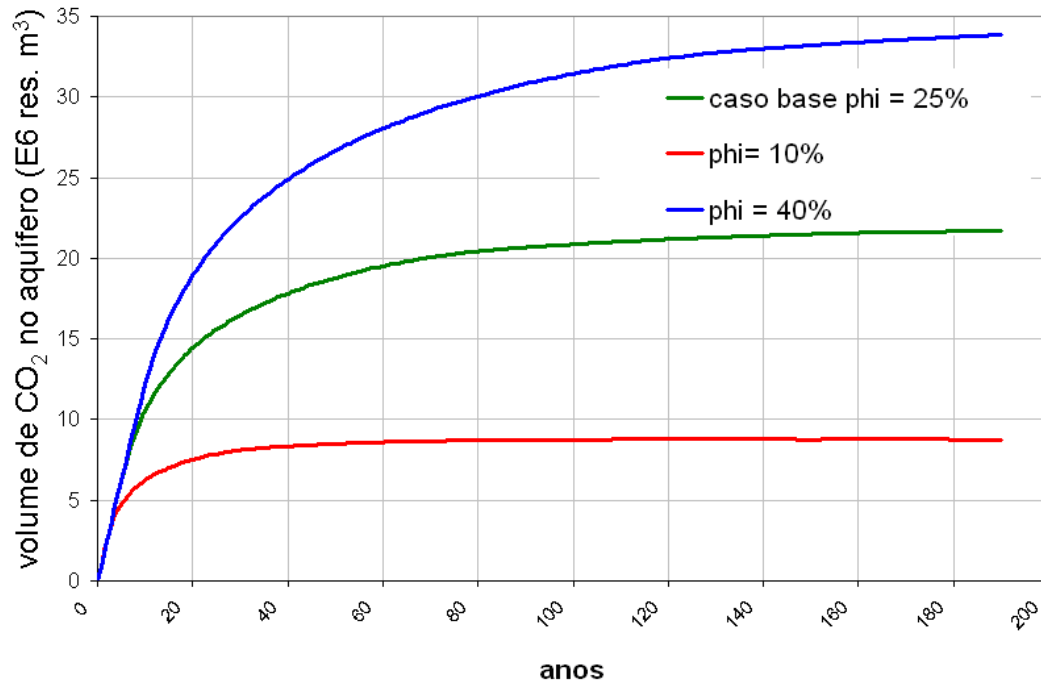


Figura 80 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da porosidade.

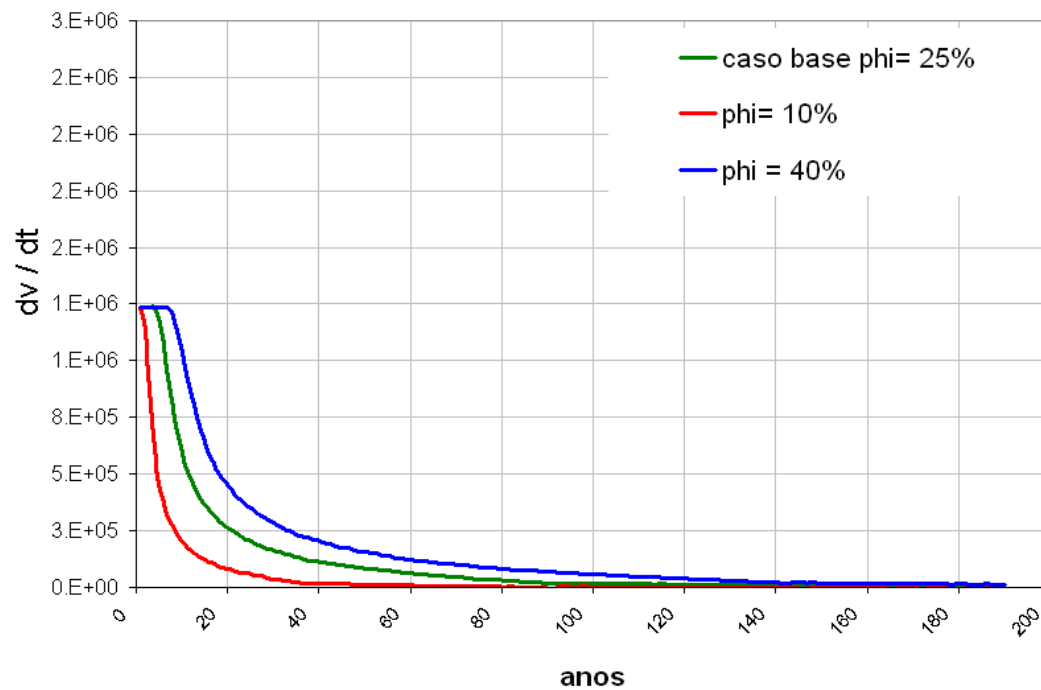


Figura 81 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da porosidade.

Tabela 15 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da porosidade.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
Phi = 0,10	8,1	66,1	24,4	0,33	0,27
Phi = 0,25 (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
Phi = 0,40	31,2	25,5	95,5	0,33	0,27

## 5.4

## Variação da permeabilidade absoluta horizontal

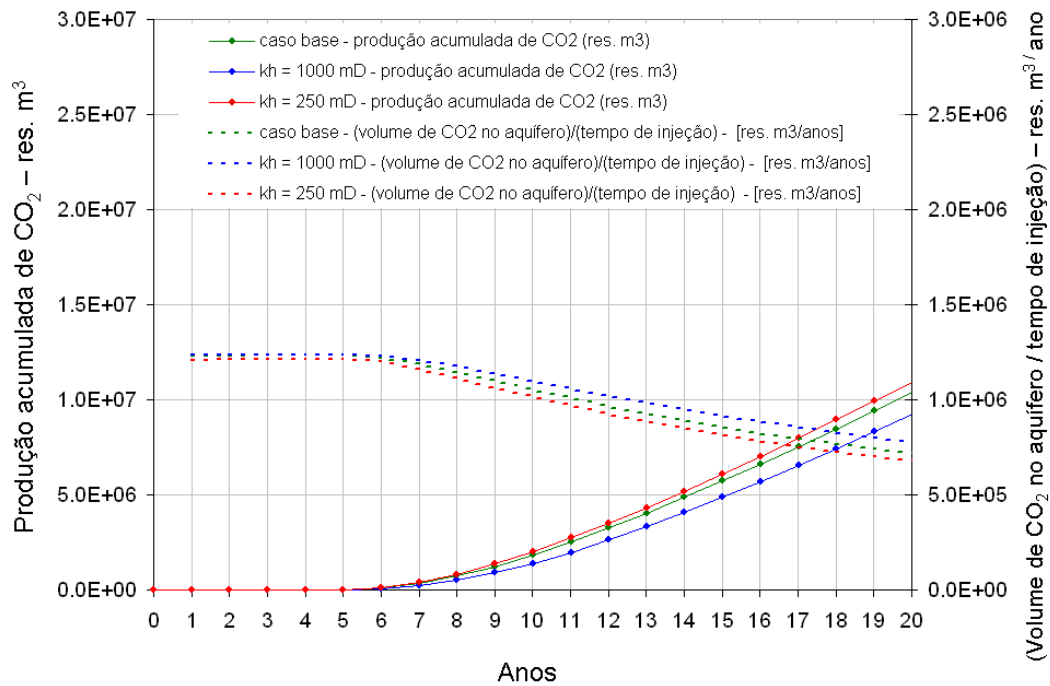


Figura 82 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da permeabilidade.

Tabela 16 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da permeabilidade.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
K <sub>h</sub> = 250 mD	5,1	1,214	0,992
K <sub>h</sub> = 500 mD (caso base)	5,1	1,233	1,007
K <sub>h</sub> = 1000 mD	5,0	1,236	1,010



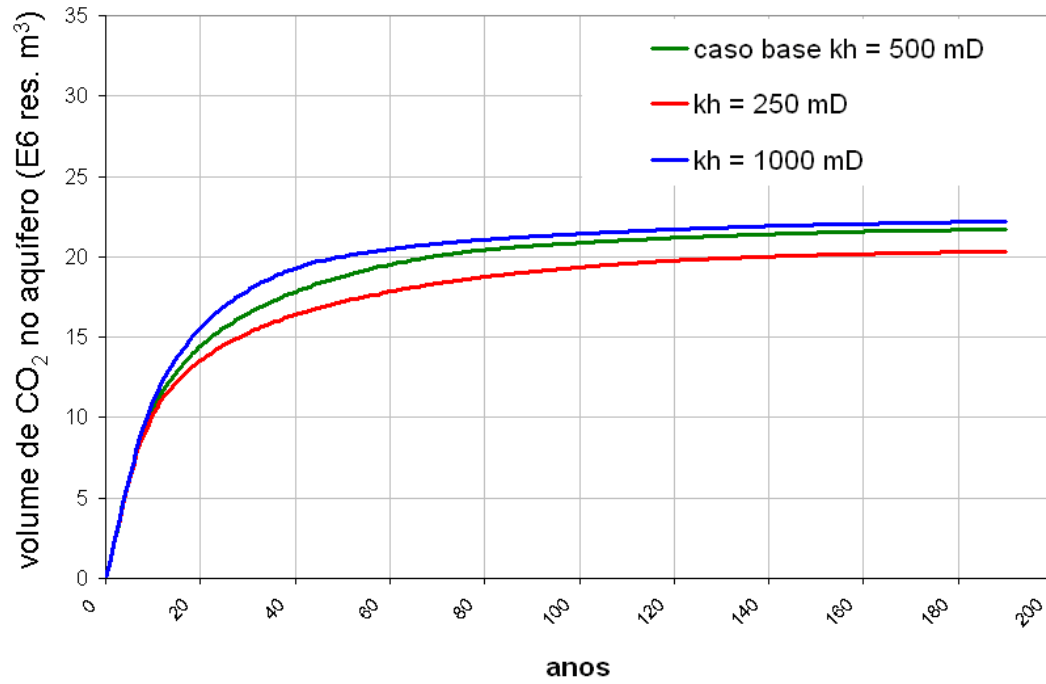


Figura 83 - Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da permeabilidade.

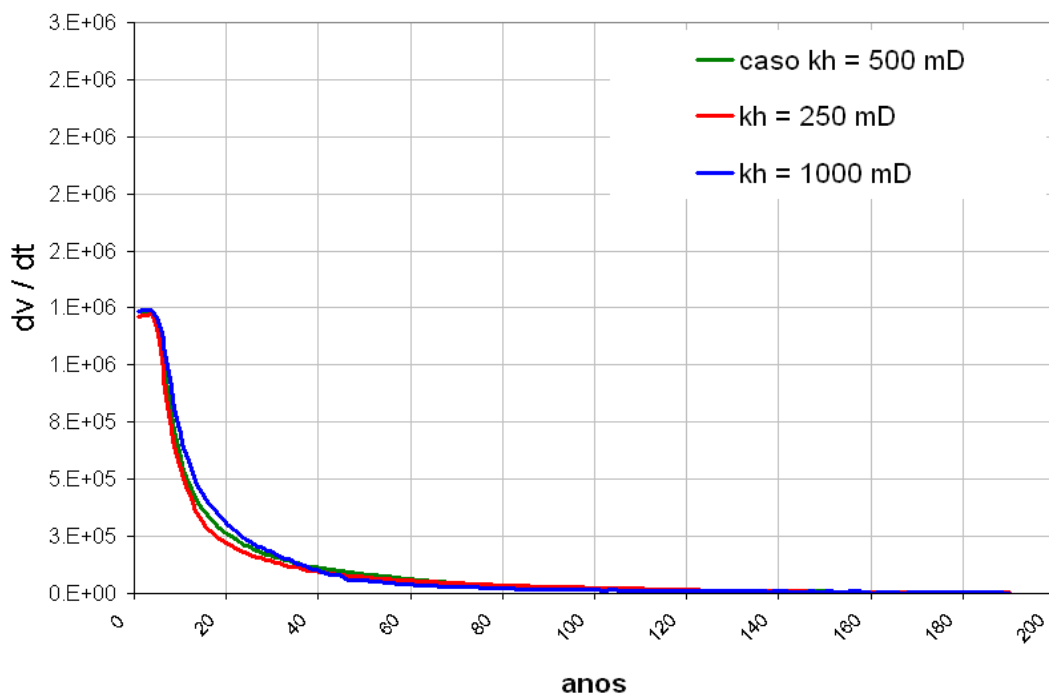


Figura 84 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da permeabilidade.

Tabela 17 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da permeabilidade.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
K <sub>h</sub> = 250 mD	17,5	14,3	55,3	0,32	0,26
K <sub>h</sub> = 500 mD (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
K <sub>h</sub> = 1000 mD	19,9	16,2	47,6	0,42	0,34

## 5.5

## Variação da razão de anisotropia

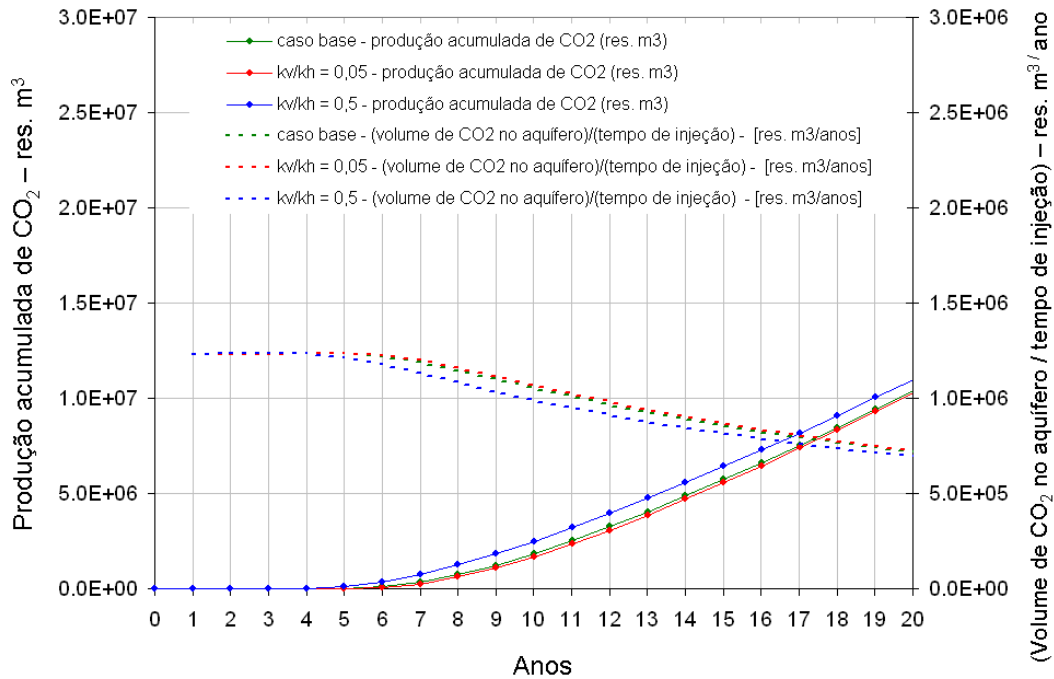


Figura 85 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da razão de anisotropia.

Tabela 18 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da razão de anisotropia.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
$k_v/k_h = 0,05$	5,4	1,233	1,007
$k_v/k_h = 0,1$	5,1	1,233	1,007
$k_v/k_h = 0,5$	4,0	1,234	1,008

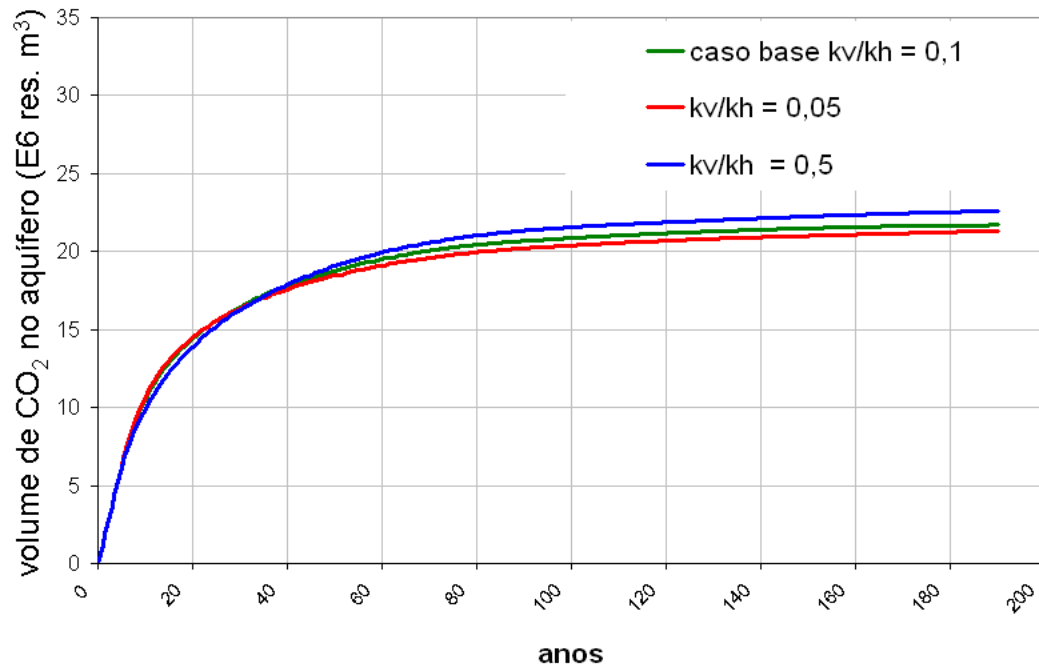


Figura 86 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da razão de anisotropia.

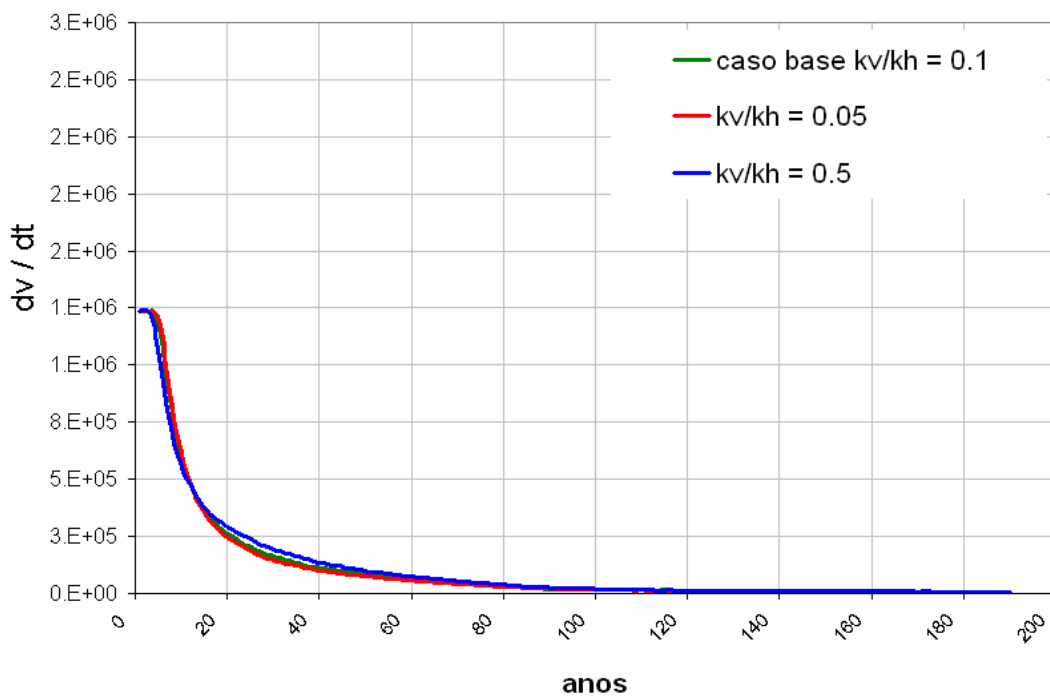


Figura 87 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da razão de anisotropia.

Tabela 19 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da razão de anisotropia.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
$k_v/k_h = 0,05$	18,8	15,3	55,6	0,34	0,28
$k_v/k_h = 0,1$ (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
$k_v/k_h = 0,5$	20,2	16,5	64,8	0,31	0,26

## 5.6

## Variação da vazão máxima de injeção

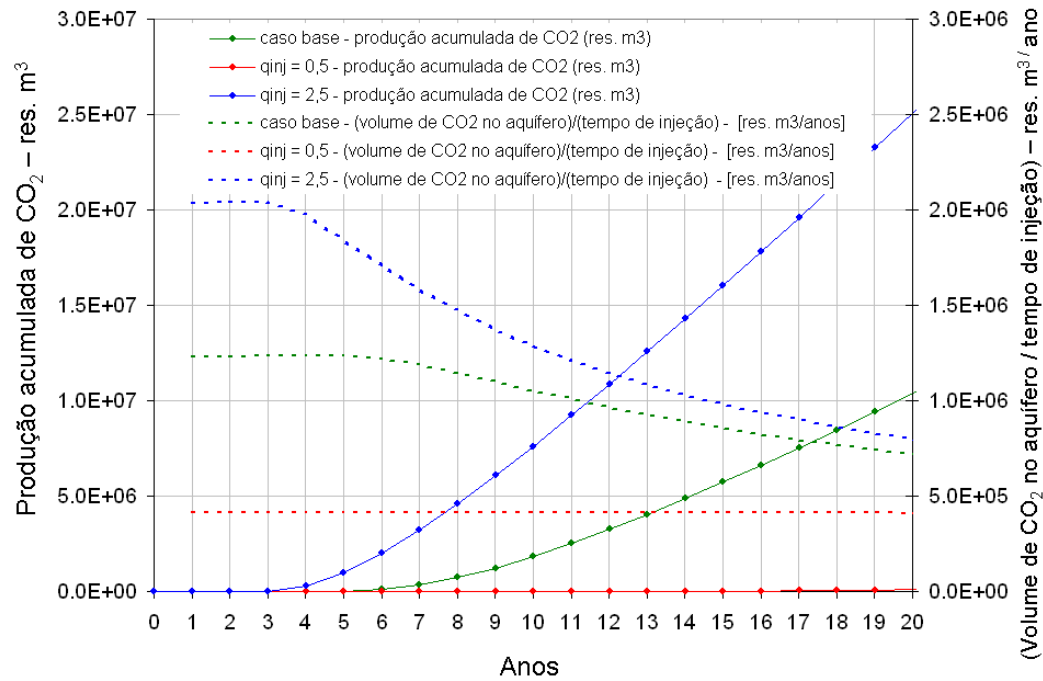


Figura 88 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da vazão de injeção.

Tabela 20 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da vazão de injeção.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
q <sub>inj</sub> = 0,5	14,6	0,415	0,339
q <sub>inj</sub> = 1,5 (caso base)	5,1	1,233	1,007
q <sub>inj</sub> = 2,5	3,0	2,039	1,665

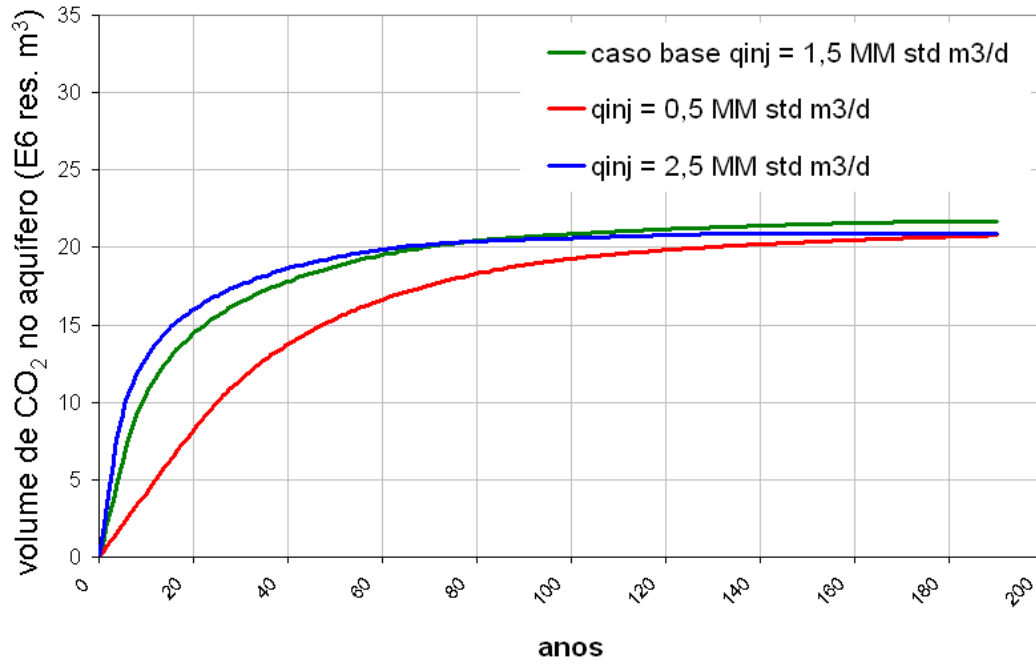


Figura 89 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da vazão de injeção.

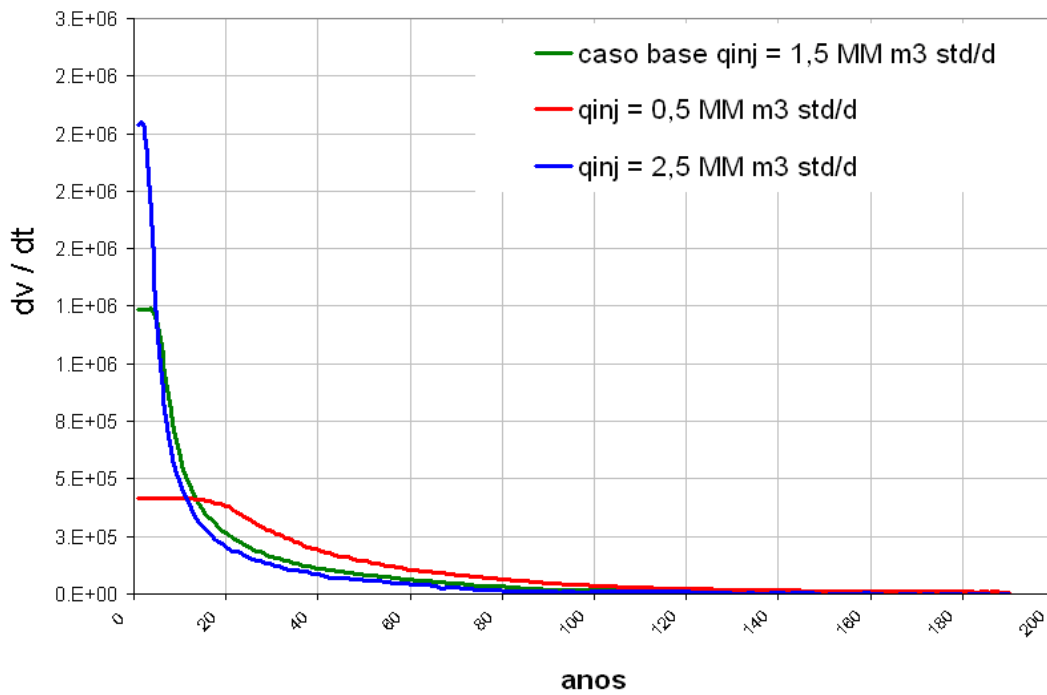


Figura 90 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da vazão de injeção.

Tabela 21 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da vazão de injeção.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
$q_{inj} = 0,5$	18,2	14,9	80,0	0,23	0,19
$q_{inj} = 1,5$ (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
$q_{inj} = 2,5$	19,0	15,5	47,7	0,40	0,33



## 5.7

## Variação da salinidade

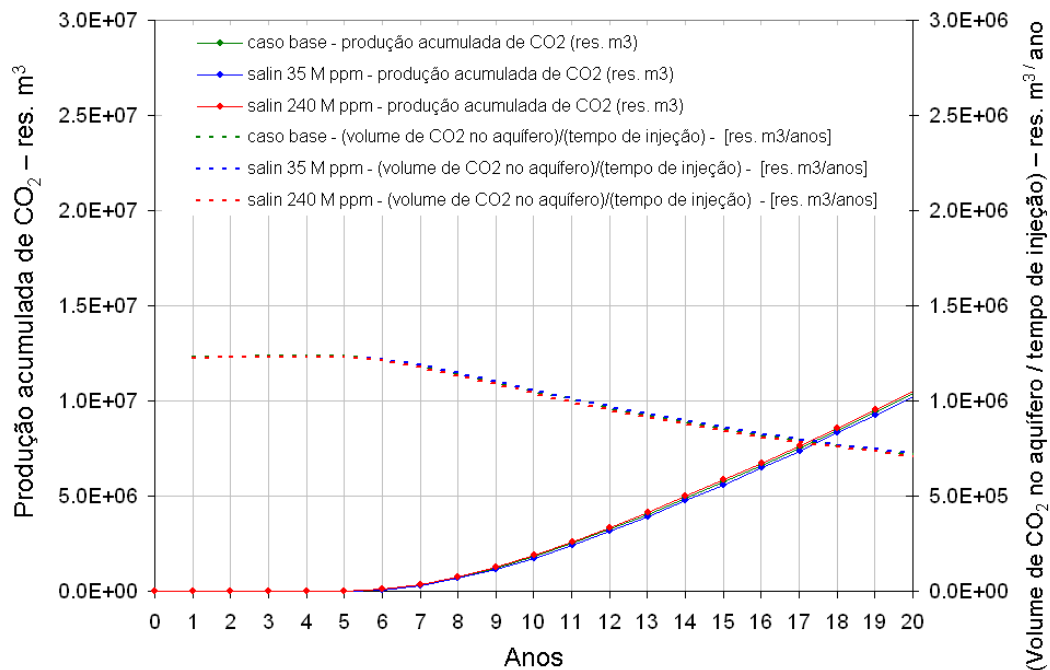


Figura 91 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da salinidade.

Tabela 22 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da salinidade.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
salinidade = 240 000 ppm	5,0	1,228	1,003
salinidade = 100 000 ppm (caso base)	5,1	1,233	1,007
salinidade = 35 500 ppm	5,2	1,229	1,004

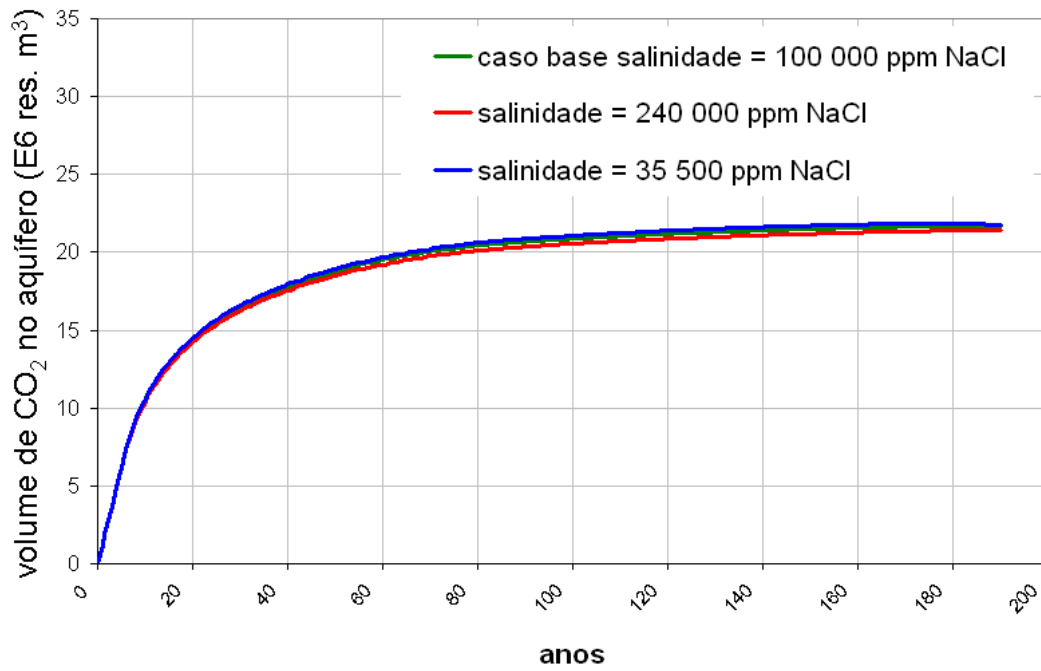


Figura 92 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da salinidade.

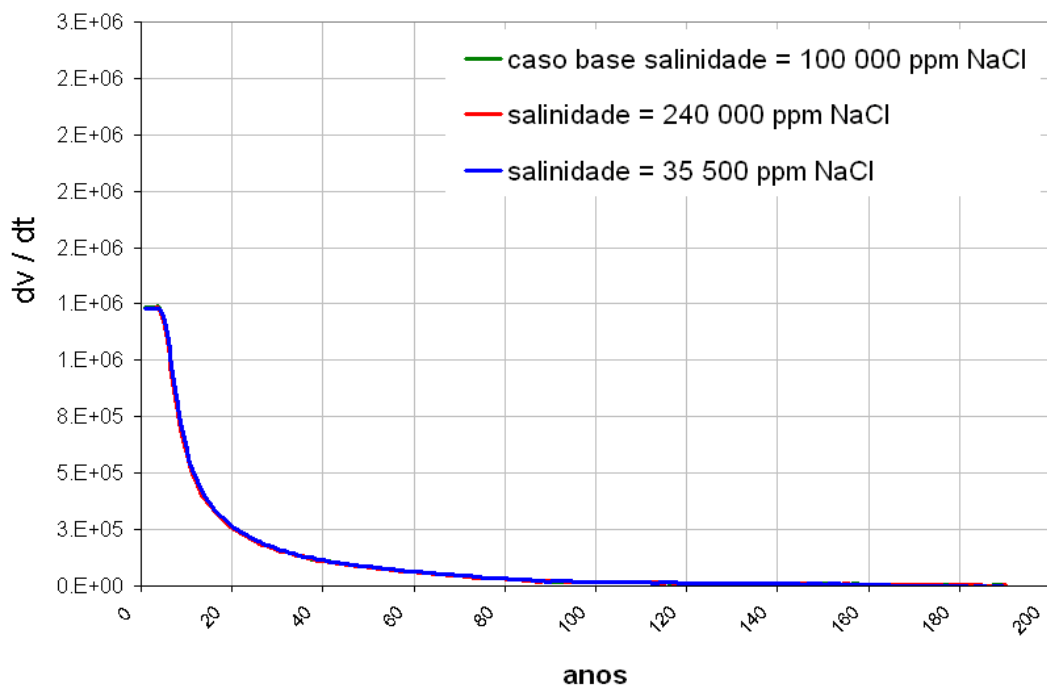


Figura 93 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da salinidade.

Tabela 23 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da salinidade.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
salinidade = 240 000 ppm	19,0	15,6	58,3	0,33	0,27
salinidade = 100 000 ppm (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
salinidade = 35 500 ppm	19,6	16,0	59,6	0,33	0,27

## 5.8

## Variação da saturação de salmoura residual

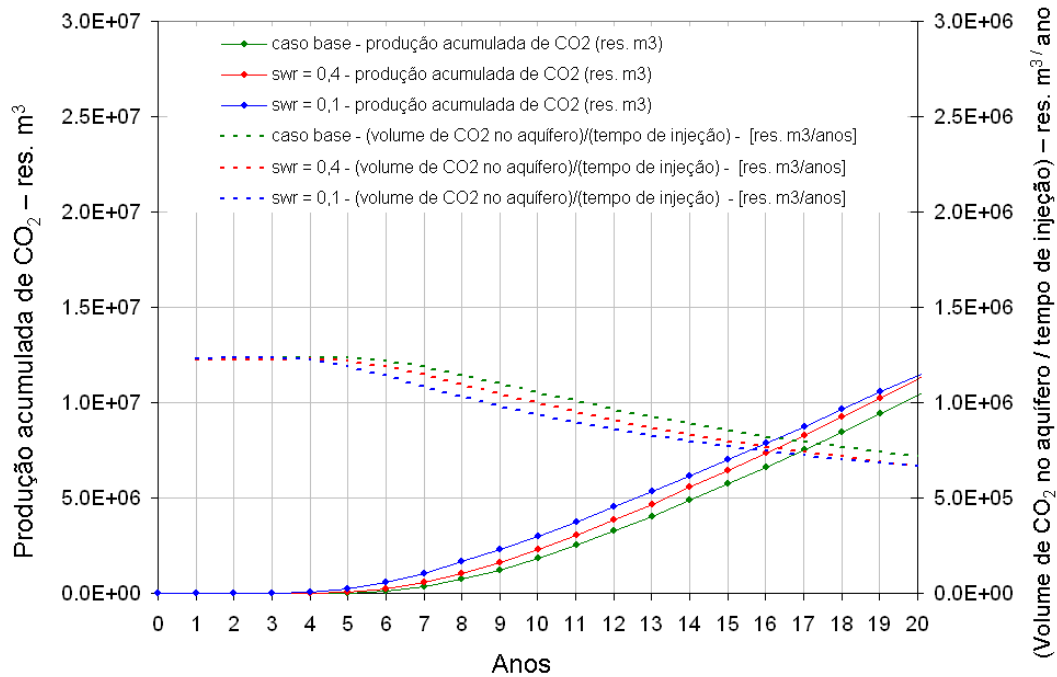


Figura 94 - Produção acumulada de CO<sub>2</sub> e (volume de CO<sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção) – influência da saturação de água residual.

Tabela 24 - Resultados das simulações para uma produção acumulada de CO<sub>2</sub> de 10000 res. m<sup>3</sup> – influência da saturação de água residual.

	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção	Massa de CO <sub>2</sub> no aquífero / tempo de injeção
	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
S <sub>wr</sub> = 0,1	3,5	1,232	1,007
S <sub>wr</sub> = 0,25 (caso base)	5,1	1,233	1,007
S <sub>wr</sub> = 0,4	4,6	1,224	1,000

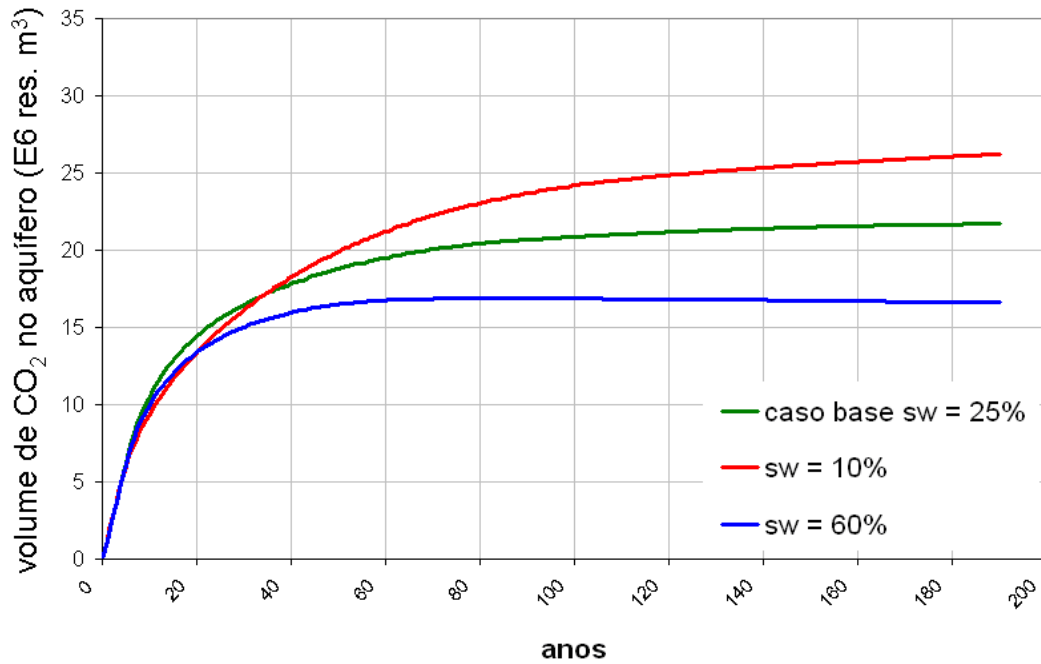


Figura 95 – Variação do volume de CO<sub>2</sub> em condições de pressão e temperatura de reservatório ao longo do tempo – influência da saturação de água residual.

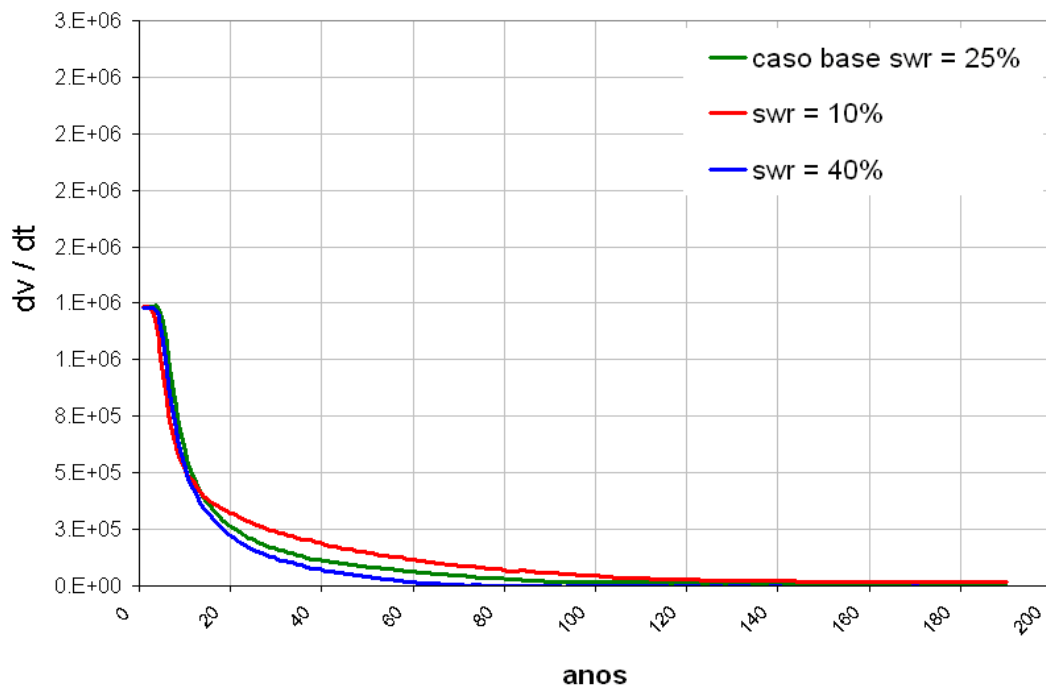


Figura 96 – Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo – influência da saturação de água residual.

Tabela 25 - Derivada da variação do volume de CO<sub>2</sub>, em condições de pressão e temperatura de reservatório, em relação ao tempo ao longo do tempo = 6,2E4 – influência da saturação de água residual.

	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada	Tempo de injeção	Volume de CO <sub>2</sub> injetado acumulado / tempo	Massa de CO <sub>2</sub> injetada acumulada / tempo
	E6 res. m <sup>3</sup>	E6 toneladas	anos	E6 res. m <sup>3</sup> / ano	E6 toneladas/ ano
S <sub>wr</sub> = 0,10	23,5	19,2	85,9	0,27	0,22
S <sub>wr</sub> = 0,25 (caso base)	19,4	15,8	59,1	0,33	0,27
S <sub>wr</sub> = 0,40	16,1	13,2	42,3	0,38	0,31

## 5.9

### Resultados finais

Neste capítulo são mostrados os resultados das simulações em forma de diagramas que indicam, para os tempos curto e longo, o desvio percentual de cada simulação, com relação ao caso base, do parâmetro: (volume de CO<sub>2</sub> injetado)/(tempo para injeção).

Além disso, os diagramas mostram de forma decrescente de cima para baixo quais foram as variáveis que mais impactaram os resultados.

Na figura 97 podemos observar os desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) que teremos se considerarmos um tempo curto.

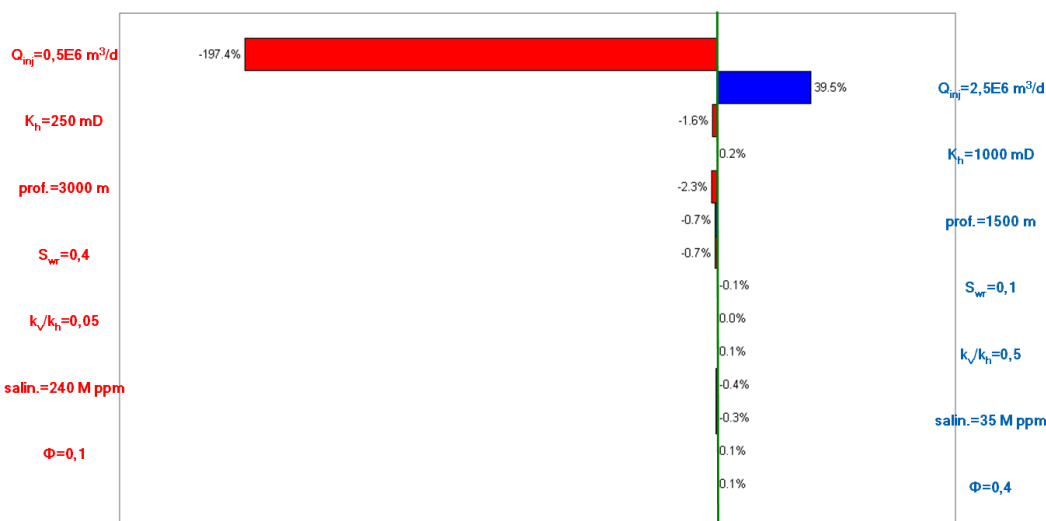


Figura 97 - Desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) – tempo curto.

Podemos concluir pela figura 97 que, para o tempo curto, os resultados positivos com relação ao caso base foram obtidos com: menor profundidade, maior permeabilidade, maior razão de anisotropia, maior vazão de injeção, menor salinidade e menor saturação residual de salmoura.

A sequência de variáveis de maior influência para a de menor é: vazão de injeção, permeabilidade, profundidade, saturação residual de salmoura, razão de anisotropia, salinidade e porosidade.

Na figura 98 observa-se os desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) que teremos se considerarmos um tempo longo.

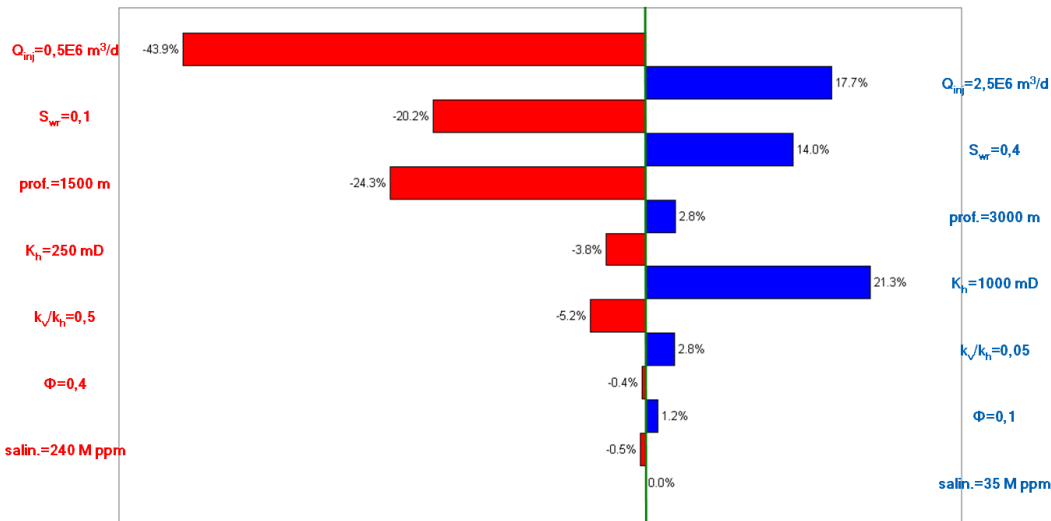


Figura 98 – Desvios percentuais com relação ao caso base (de forma decrescente da variável de maior impacto para a de menor) – tempo longo.

Podemos concluir pela figura 98 que, para o tempo longo, os resultados positivos com relação ao caso base foram obtidos com: maior profundidade, menor porosidade, maior permeabilidade, menor razão de anisotropia, maior vazão de injeção, menor salinidade e maior saturação residual de salmoura.

A sequência de variáveis de maior influência para a de menor é: vazão de injeção, saturação residual de salmoura, profundidade, permeabilidade, razão de anisotropia, porosidade e salinidade.

Finalmente, comparando os 2 gráficos acima pode-se concluir que a vazão de injeção foi sempre a variável mais influente no parâmetro: (volume de  $\text{CO}_2$  injetado)/ (tempo para injeção). Além disso, pode-se também concluir que a sequência de variáveis de influência é diferente nos tempos curto e longo, assim como os resultados positivos com relação ao caso base para as variáveis: profundidade, razão de anisotropia e saturação residual de salmoura.