

## Estudo sobre a influência da permeabilidade no meio poroso em projetos de injeção e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>

Pedro Junior Zucatelli<sup>1\*</sup>, Lucas Salvalaio<sup>2</sup>, Ana Paula Meneguelo<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

<sup>2</sup>Aluno de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

<sup>3</sup>Professora da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

\*Autor para correspondência, E-mail: [pedrojrzucatelli@gmail.com](mailto:pedrojrzucatelli@gmail.com)

### Article history

Received: 1 March 2016

Accepted: 10 May 2016

Available online: 19 September 2016

**Resumo:** Um dos objetivos da simulação numérica em reservatórios de petróleo e aquíferos salinos está voltado à previsão do comportamento dos mesmos ao longo de sua vida. Uma das mais importantes propriedades petrofísicas para qualificação desses meios porosos é a permeabilidade. A permeabilidade representa a capacidade de transmitir fluidos e no caso proposto, está relacionado com o potencial possível que o aquífero salino pode deixar de se atravessar pelo gás durante o processo de injeção. O presente artigo aborda um estudo envolvendo simulações de injeção e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em um aquífero salino a fim de analisar o comportamento do reservatório com a variação da permeabilidade. O modelo físico que foi estudado tratou-se de um reservatório fictício em formato de paralelepípedo cubóide possuindo um poço injetor localizado no seu centro. Considerou-se o escoamento tridimensional, moderadamente compressível e multifásico com fluxo transiente. Para tal estudo, foi utilizado o *software* Eclipse da Schlumberger para realizar simulações de três estudos de caso, em que a permeabilidade é aumentada e reduzida. O primeiro caso trata-se de um modelo simulado que se torna o padrão para comparar e caracterizar com o segundo e o terceiro caso. Os resultados foram comparados e interpretados baseando-se na variação da pressão e da saturação de gás no aquífero salino. Conclui-se nesse artigo que ambos os parâmetros analisados são mais sensíveis a redução da permeabilidade.

Palavras chave: Permeabilidade, Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Armazenamento Geológico, CCS, Aquífero Salino.

## 1. Introdução

A modelagem matemática e a simulação numérica de reservatórios são os métodos mais utilizados na indústria do petróleo para o estudo, análise e previsão do comportamento do meio poroso. Sendo assim, são também excelentes ferramentas para o estudo das técnicas que envolvem a tecnologia conhecida mundialmente como *Carbon Capture and Storage* – CCS ou Captura e Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>.

A técnica CCS envolve a separação de CO<sub>2</sub>, emitido por fontes estacionárias relacionadas com a produção de energia e também de plantas industriais, o transporte e seu armazenamento, a longo prazo, em reservatórios geológicos, isolando o CO<sub>2</sub> da atmosfera. (CÂMERA, *et al.*, 2011).

Atualmente, o principal obstáculo para a implantação do sequestro de CO<sub>2</sub> é o alto custo. Eles podem ser minimizados combinando-se sequestro de CO<sub>2</sub> com a Recuperação Avançada de Óleo (EOR: *Enhanced Oil Recovery*), devido às receitas da recuperação de óleo extra, que podem ajudar a compensar os custos do processo de sequestro de CO<sub>2</sub> (RAVAGNANI, 2007). Dessa forma, além de contribuir para um desenvolvimento sustentável, a injeção de CO<sub>2</sub> promove um deslocamento miscível eficiente à baixa pressão para a maioria dos reservatórios. A eficiência de deslocamento é alta, sendo a saturação de óleo reduzida para cerca de 5% do volume poroso da região contatada. (LAKE, 1989). Na Fig. 1 é ilustrado os tipos de armazenamento de CO<sub>2</sub>.

Ketzer *et al.* (2007), apresentaram informações sobre o estudo do potencial de armazenamento geológico no Brasil que foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono - CEPAC na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS. Neste trabalho, os autores apresentaram dados sobre regiões potenciais para aplicação das tecnologias de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>. Segundo os pesquisadores, na Bacia de Campos

a capacidade estimada é de 1.700 Mt CO<sub>2</sub> nas reservas de petróleo e gás e capacidade de 4.800 Mt CO<sub>2</sub> nos aquíferos salinos. Na Bacia de Santos a capacidade estimada nas reservas de petróleo e gás é de 167 Mt CO<sub>2</sub> e nos aquíferos salinos é de 148.000 Mt CO<sub>2</sub>. Os autores concluíram que a Bacia de Campos, por ser a maior produtora de petróleo e gás no Brasil, possui também a maior capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> dos Campos Brasileiros de Exploração de Petróleo e Gás. Segundo o estudo do CARBMAP BRASIL o potencial de armazenamento da Bacia de Campos é de aproximadamente 1,7 Gt de CO<sub>2</sub>.



Figura 1. Opções para o armazenamento geológico do CO<sub>2</sub>. Fonte: adaptado de IEA (2013).

Para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, é de extrema importância que os aquíferos salinos estejam em regiões estáveis geologicamente, isto é, regiões sem a presença, por exemplo, de atividades tectônicas que possam favorecer o escape de CO<sub>2</sub> para fora do reservatório. (BACHU, 2000 apud SCHÜTZ, 2010).

Logo, para que o reservatório tenha potencialidade para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, algumas propriedades devem ser levadas em consideração, tais como: capacidade e porosidade, permeabilidade e profundidade. (BENTHAM e KIRBY, 2005 apud SCHÜTZ, 2010).

Em relação a permeabilidade de um meio poroso, esta é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Por analogia com condutores elétricos, a permeabilidade representa o inverso da resistência que o material oferece ao fluxo de fluidos. (ROSA *et al.*, 2005). Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”, cujo símbolo é  $k$ ; porém, uma rocha reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso. No caso da existência de mais de um fluido a facilidade com que cada um se move é chamada “permeabilidade efetiva” ao fluido considerado. Assim, as permeabilidades efetivas ao óleo, ao gás e à água têm por símbolos  $k_o$ ,  $k_g$  e  $k_w$ , respectivamente e dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. (THOMAS, 2004).

Se a permeabilidade da rocha for baixa ou se existirem barreiras para o fluxo do fluido, a injeção de CO<sub>2</sub> no reservatório causará um aumento na pressão no ponto de injeção. Isto limitará a taxa com que o CO<sub>2</sub> poderá ser injetado e consequentemente a quantidade de CO<sub>2</sub> armazenado. (BENTHAM e KIRBY, 2005 apud SCHÜTZ, 2010). Além disso, a presença de fluidos distintos no reservatório pode diminuir a permeabilidade tornando a migração do CO<sub>2</sub> lenta. (IPCC, 2005 apud SCHÜTZ, 2010).

Quando o CO<sub>2</sub> é injetado em um reservatório de gás, predominantemente se formará uma única fase (fluidos miscíveis). Quando é injetado em uma formação salina profunda, na fase supercrítica, o mesmo passa a ser imiscível (pluma de CO<sub>2</sub>) na água salina. No caso de reservatórios de óleo, o CO<sub>2</sub> pode ser tanto miscível como imiscível, dependendo da composição do óleo e da temperatura e pressão do sistema. (IPCC, 2005 apud SCHÜTZ, 2010).

A magnitude das forças que provocam uma migração vertical do CO<sub>2</sub> depende do tipo de fluido presente no reservatório. Em formações salinas, devido à grande diferença de densidade (30 - 50%) entre o CO<sub>2</sub> e a água salina, cria-se uma grande força que fará o CO<sub>2</sub> migrar em direção ao topo do reservatório (IPCC, 2005).

Neste artigo, apresenta-se um estudo envolvendo uma simulação da injeção e armazenamento de CO<sub>2</sub> em aquífero salino e, posteriormente, faz-se a análise do comportamento do reservatório com a variação da permeabilidade. Para tal estudo, foi utilizado o *software* Eclipse da Schlumberger para realizar simulações de três estudos de caso, em que permeabilidade é aumentada e reduzida no problema proposto.

## 2. Metodologia

Neste artigo, simulou-se a injeção e o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em um aquífero salino utilizando o algoritmo CO2STORE do *software* Eclipse da Schlumberger. Todos os dados da simulação são reunidos neste arquivo exemplo do *software*. O teste de malha foi realizado para oito casos diferentes, observando a variação da pressão no aquífero salino em função do tempo. Pela Fig. 2, é possível observar que a maioria das malhas se apresentam semelhantes, dificultando a escolha. Já na Tabela 1, é possível notar que a malha 40x40x10 (x, y, z) apresenta uma leve variação na pressão média do aquífero salino, sendo assim, a escolhida para simular os estudos de caso. Além disso, a partir da malha 70x70x10, o comportamento médio da pressão é diferente do esperado, o que também justifica a escolha da malha 40x40x10.

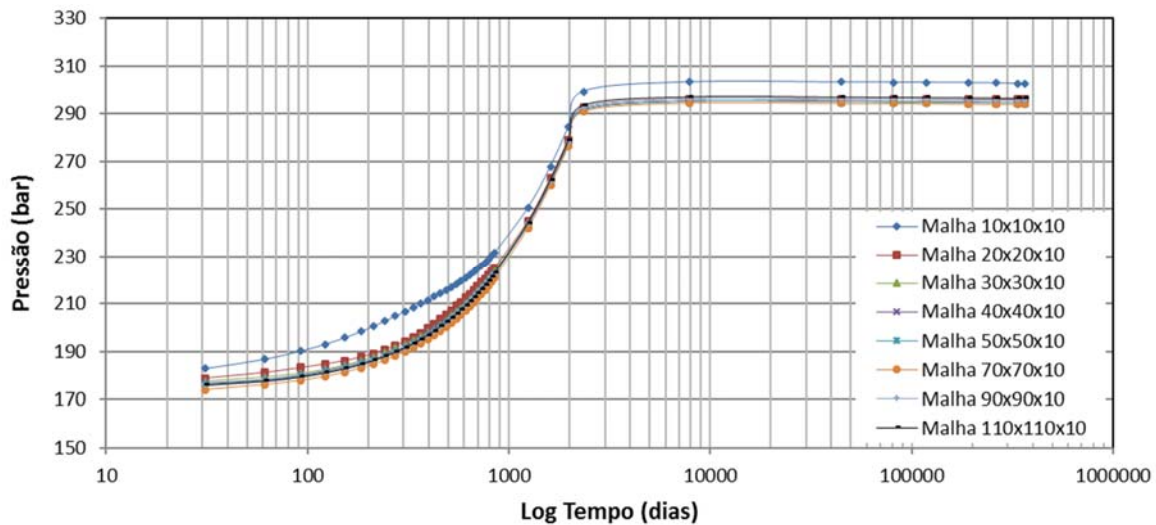


Figura 2. Teste de malha: relação da pressão média do reservatório com o tempo em escala logarítmica para diferentes malhas.

Tabela 1. Teste de malha: valor médio da pressão no reservatório para malhas diferentes.

Número de elementos nas direções x, y e z	Pressão média, bar
0x10x10	236,2372
20x20x10	227,9433
30x30x10	226,1910
40x40x10	225,7262
50x50x10	225,4238
70x70x10	223,9488
90x90x10	225,7389
110x110x10	225,9748

A situação em estudo é dinâmica, com um reservatório em três dimensões possuindo 8.400 metros na direção x, 8.400 metros na direção y e 1.945 metros na direção z. O poço está localizado no centro da malha, em termos de coordenadas (x,y,z), o mesmo se localiza em (7,7,6). O poço injetor está aberto para injetar com uma vazão de gás variável, com uma profundidade de referência para a pressão de fundo do poço de 1.431,7 m. A pressão de fundo do poço é de 400 bar. (Fig. 3).

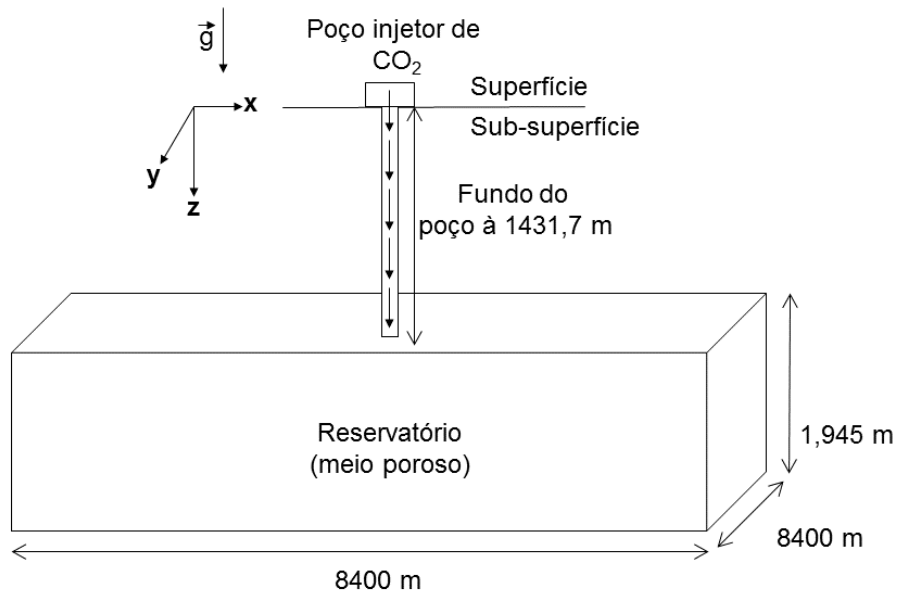


Figura 3. Representação esquemática do reservatório 3D.

A temperatura do reservatório é de 32,2 °C e os componentes presentes são H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, NaCl, CaCl<sub>2</sub>. Na Tabela 2 é especificada a composição total, em fração molar, de cada componente.

Tabela 2: Composição total em fração molar dos componentes presentes no reservatório.

Profundidade, m	H <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	NaCl	CaCl <sub>2</sub>
1.411,4	0,9109	0,0	0,0741	0,015

Neste estudo, a injeção de CO<sub>2</sub> inicia-se em 01 de agosto de 2013 e o poço é fechado em 01 de janeiro de 2020. Durante a injeção e após fechado o poço, é possível observar o comportamento do CO<sub>2</sub> ao passar dos anos. O último ano em análise é em 3013, totalizando 1000 anos após o início da injeção.

Foram elaborados três estudos de casos para esta análise. O estudo de Caso 1 é a simulação do modelo que será comparado com os outros. No estudo de Caso 2, a permeabilidade é variada com um aumento de 10% e uma redução de 10% em relação aos valores do Caso 1. Já no estudo de Caso 3, a permeabilidade é variada com um aumento de 50% e uma redução de 50%. Os resultados foram observados através do comportamento de dois parâmetros: pressão no reservatório e saturação do gás no reservatório.

Os valores iniciais para a permeabilidade foram os já considerados pelo arquivo exemplo do *software*. A variação da permeabilidade para o modelo de comparação (Caso 1) pode ser observada pela Tabela 3. Vale ressaltar que a permeabilidade no eixo X é a mesma para o eixo Y.

Tabela 3: Dados da permeabilidade para o estudo de Caso 1 (modelos de comparação).

Camada	Permeabilidade, mD		
	Eixo x	Eixo y	Eixo z
1	97,9	97,9	46,4
2	8,9	8,9	6,28
3	15,1	15,1	12,1
4	37,9	37,9	32,2
5	2,7	2,7	0,94
6	26,8	26,8	18,0
7	110	110	97,1
8	45,4	45,4	41,3
9	58,1	58,1	0,73
10	6,0	6,0	0,65

Para a modelagem matemática de um aquífero salino podem ser consideradas as seguintes hipóteses simplificadoras:

- i. Escoamento tridimensional;
- ii. Escoamento moderadamente compressível;
- iii. Regime transiente;
- iv. Fluidos viscosos;
- v. Reservatório horizontal;
- vi. Escoamento multifásico.

A modelagem matemática do presente estudo é apresentada detalhadamente por Zucatelli (2013).

As condições iniciais são necessárias para inicializar a simulação. A partir das condições especificadas para um tempo considerado inicial, os cálculos de pressão para as células da malha de simulação são feitos através da marcha em passos de tempo, ou *timesteps*. Para os problemas de simulação de reservatórios, as condições iniciais necessárias são a pressão inicial do reservatório e a distribuição de saturações. (MARSILI, 2008).

As condições de contorno usadas em simulação de reservatórios podem ser bastante complexas, visto que as equações diferenciais resolvidas pelo simulador necessitam que todas as fronteiras sejam especificadas. Isto inclui as fronteiras externas (limites do reservatório) e as fronteiras internas (poços de produção e injeção). Para as fronteiras externas é assumido geralmente que não há fluxo para algum ponto distante do reservatório. (MARSILI, 2008).

A forma de solução utilizada neste trabalho foi uma especificidade do *software* ECLIPSE 2010.2, conhecida como *AIM* (*Adaptive Implicit Method*). Nesta forma de solução, as iterações são realizadas utilizando o modo “Totalmente Implícito” para as células localizadas em regiões “difíceis” e IMPES em regiões “fáceis”.

Em relação ao IMPES, a abordagem de pressão implícita e de saturação explícita é visto como um método IMEX (implícito – explícito), que emprega uma abordagem de divisão com base na física. O IMPES resolve a equação de pressão implicitamente e atualiza a saturação explicitamente.

No IMPES, como exemplo para um fluxo bifásico, substituímos a limitação de saturação e a lei de Darcy para a soma das duas leis de conservação da massa para se obter a equação de pressão, e explicitamente tratar todas as outras variáveis na equação da pressão para eliminar a sua não linearidade. Depois que a pressão é obtida, é calculado, explicitamente, a velocidade de Darcy e as saturações das duas fases. (KOU, 2004).

Já no modo “Totalmente Implícito”, tanto as pressões como saturações são calculadas implicitamente. As saturações do *timestep* anterior são utilizadas para estimar uma saturação média para a primeira iteração, que ocorre da mesma forma que o IMPES. No entanto, no final do *timestep*, atualiza-se o valor das saturações médias com os valores de saturação obtidos no final do *timestep*.

O *timestep* é então recalculado com o novo valor das saturações médias e permeabilidades relativas médias e compara-se sua solução com a solução anterior obtida para o mesmo *timestep*: se a diferença for menor que uma tolerância, utiliza-se a última solução para o tempo  $t_{n+1}$ , caso contrário, recalcula-se o *timestep* até que haja a convergência. (CARLSON, 2006 apud COTIA, 2012).

### 3. Resultados e discussões

#### 3.1 Análise da pressão no aquífero salino

Com o aumento de 10% da permeabilidade, a pressão ao longo do tempo apresentou-se semelhante à do Caso 1. Percebeu-se um aumento de 2,83% na pressão média do reservatório em relação ao Caso 1 ao final da injeção, em 31/12/2019. O princípio foi inverso para a redução de 10%, acarretando numa redução de 3,07%. Através do aumento de 50%, observa-se um acréscimo mais acentuado na pressão à medida que o CO<sub>2</sub> é injetado no meio poroso, cerca de 12,43% a mais do que no Caso 1 ao final da injeção. Com a redução de 50%, ocorre uma queda de 17,67% ao final da injeção (Fig. 4).

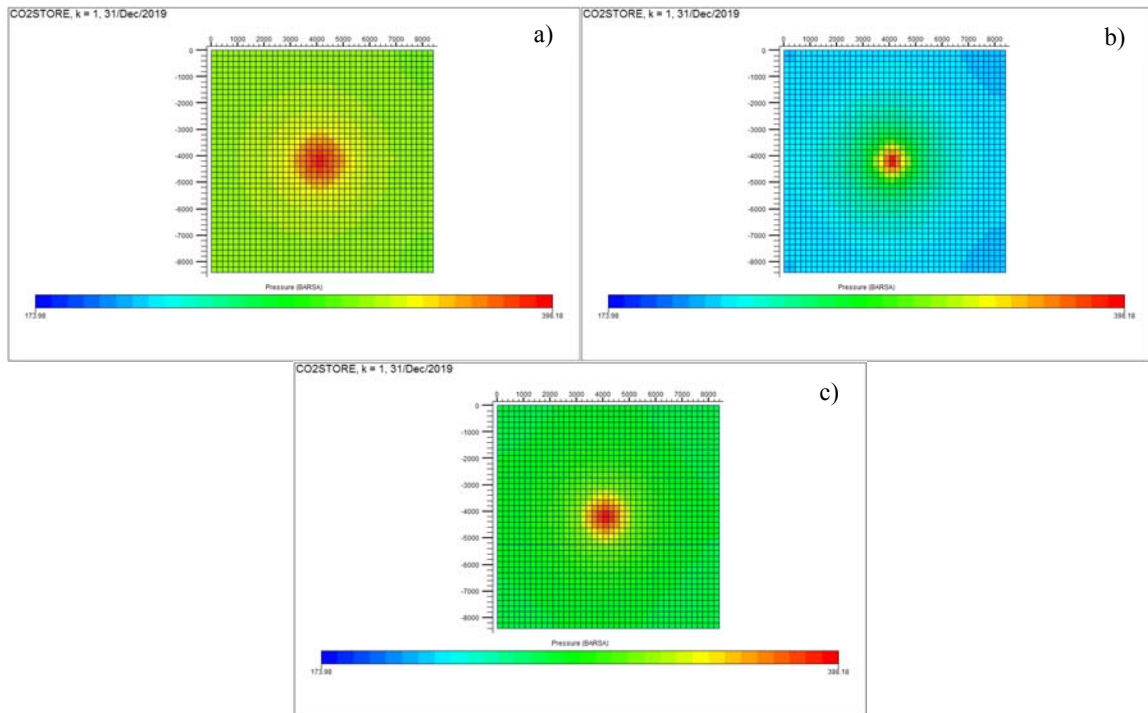


Figura 4. a) Comportamento da pressão ao final da injeção de CO<sub>2</sub> para o Caso 1; b) Comportamento da pressão ao final da injeção de CO<sub>2</sub> com o aumento de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1. c) Comportamento da pressão ao final da injeção de CO<sub>2</sub> com redução de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1.

Verifica-se que 15 anos após o término da injeção, a pressão se torna constante em todos os casos, sendo mais elevada para o aumento da permeabilidade e o inverso para a redução, quando comparado com o Caso 1. O comportamento da pressão média do reservatório pode ser observado na Fig. 5 para todos os casos de variação da permeabilidade.

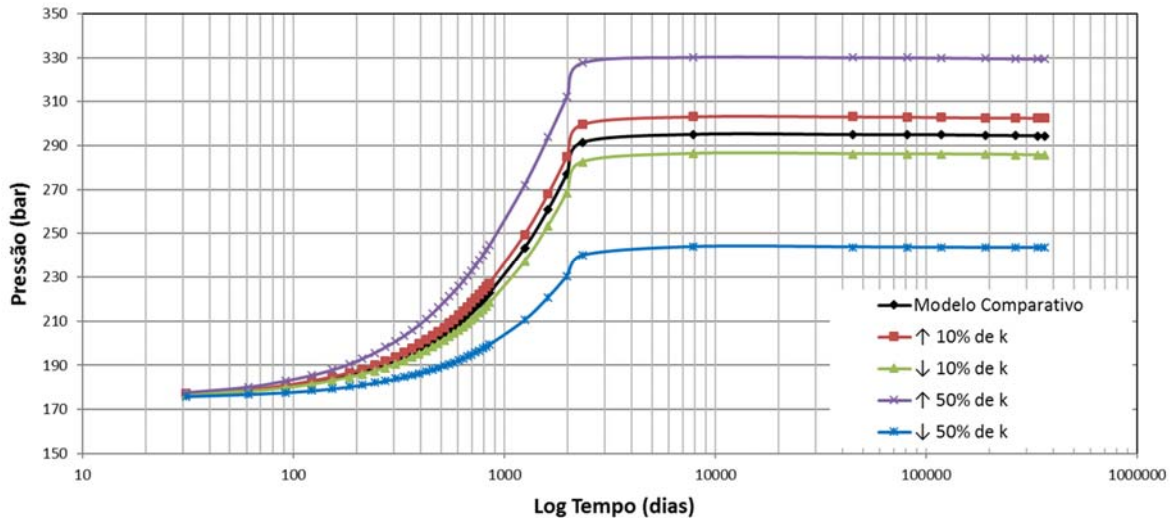


Figura 5. Relação da pressão média do reservatório com o tempo em escala logarítmica para cenários com variação da permeabilidade.

### 3.2 Análise da saturação do Dióxido de carbono injetado no aquífero salino

Em relação à saturação do CO<sub>2</sub> no aquífero, percebe-se que o aumento de 10% na permeabilidade acarreta em um aumento da percolação dos gases pela formação, aumentando a saturação de gás no reservatório. Quando se tem uma redução da permeabilidade nesta proporção, nota-se um sentido inverso, ou seja, uma redução da percolação dos gases no sentido radial do reservatório. Já em relação ao aumento de 50% da permeabilidade, a saturação do gás é 28,68% superior do que o Caso 1, isto em relação ao ano



de 3013. Nota-se que o parâmetro analisado tem uma elevada sensibilidade à redução da permeabilidade. Com a redução de 50%, percebe-se uma queda significativa de 42,02% na saturação do fluido em relação ao Caso 1, isto para o ano de 3013 (Fig. 6).

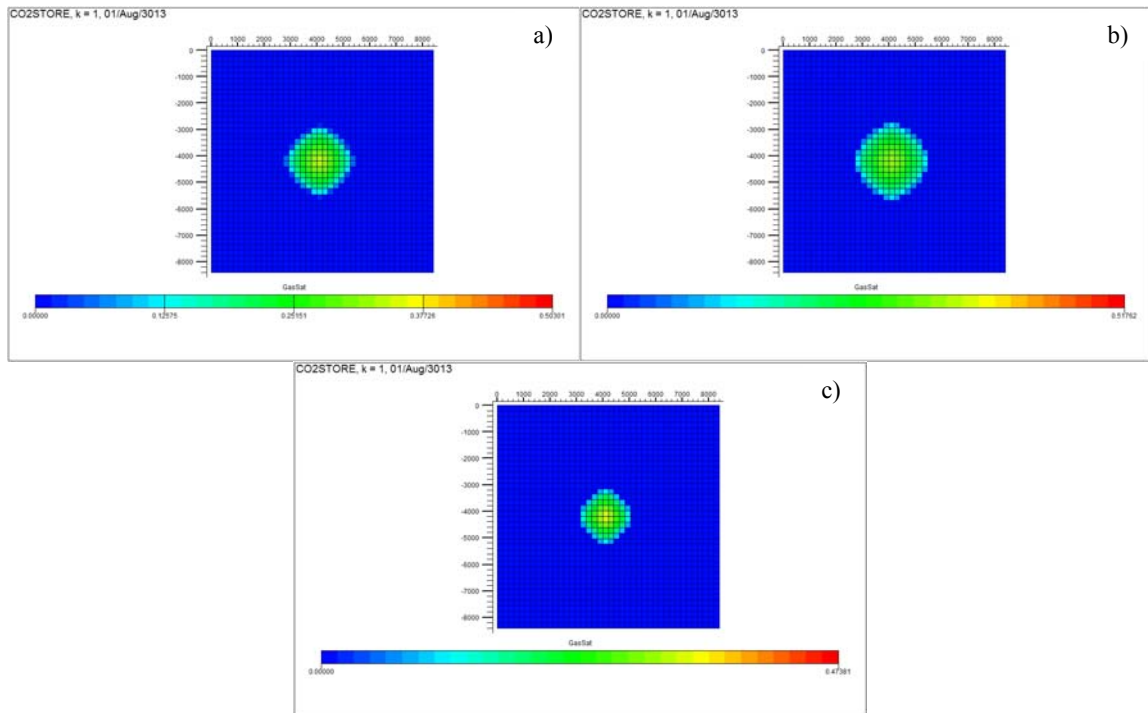


Figura 6. a) Saturação do gás no reservatório em 3013 para o Caso 1; b) Saturação do gás no reservatório em 3013 com um aumento de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1; c) Saturação do gás no reservatório em 3013 com redução de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1.

Com a redução da permeabilidade, percebe-se que a dispersão do gás injetado com o passar do tempo é baixíssima, sendo que o fluido fica próximo ao poço injetor. O comportamento da saturação do gás pode ser observado na Fig. 7.

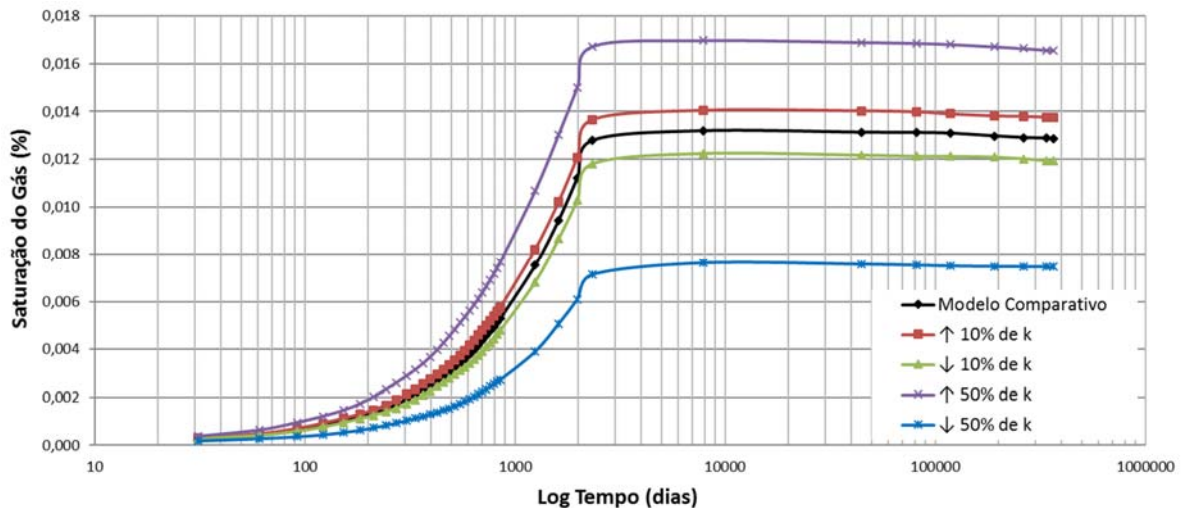


Figura 7. Relação do valor médio da saturação de CO<sub>2</sub> no reservatório com o tempo em escala logarítmica para cenários com variação da permeabilidade.

#### 4. Considerações finais

Conclui-se que a pressão não varia significativamente sob uma leve alteração na permeabilidade (aumento e redução de 10% da permeabilidade). Para variações mais relevantes (50%), é extremamente sensível. É

notável que a pressão é mais vulnerável para a redução, tendo uma queda mais acentuada em relação ao modelo comparativo. Já para a saturação do gás, com o aumento da permeabilidade, tende-se a aumentar a dispersão do fluido injetado e, com o decorrer do tempo, o fluido tende a se espalhar mais na formação geológica. Este parâmetro também se apresenta mais sensível à redução da permeabilidade. A saturação do gás é muito menor comparada ao Caso 1 e sua distribuição fica extremamente confinada ao redor do poço injetor.

## Agradecimentos

Os autores agradecem a Schlumberger pela disponibilidade da licença acadêmica do *software* Eclipse ao Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, durante o ano de 2013.

## Referências bibliográficas

Câmara, G.; Andrade, J. C.; Rocha, P. Tecnologia de Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono: Panorama Mundial e Situação Brasileira. *In: Revista Eletrônica Sistemas & Gestão*, vol.6. 2011, pp 238-253.

Cotia, D. M. R. Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO<sub>2</sub> Alternado com Água sob Incerteza Geológica. Danielle Marques Raposo Cotia. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2012.

IEA, International Energy Agency. *Technology Roadmap: Carbon capture and storage*. Paris, França, 2013. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change.. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Working Group III. 2005.

Ketzer, J. M. *et al. The CARBMAP Project: CO<sub>2</sub> Source-Sink Matching and Opportunities for Carbon Sequestration in Brazil*. *In: Carbon Sequestration Leadership Forum Annual Meeting*. Paris, França, 2007.

Kou, J.; Sun, S. *On Iterative IMPES Formulation for Two-Phase Flow with Capillarity in Heterogeneous Porous Media*. *International Journal of Numerical Analysis and Modeling, Series B*. Institute for Scientific Computing and Information; Volume 1, Nº 1, Pgs 20–40; 2004.

Lake, L. W. *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs, N.J., Ed. Prentice Hall. 1989.

Marsili, M. D. Simulação Numérica da Injeção de Água como Método de Recuperação Suplementar para um Campo com Alto Grau de Exploração. Marcelo Danenberg Marsili. Projeto de Graduação. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio De Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

Ravagnani, A. T. F. S. G. Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO<sub>2</sub> Considerando Injeção em Campos Maduros. Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar Ravagnani. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. São Paulo, 2007.

Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

Schütz, M. K. Estudo da Interação CO<sub>2</sub>-Rocha-Fluido no Processo de Carbonatação de Aquíferos Salinos. Marta Kerber Schütz. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre, 2010.

Thomas, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência. PETROBRAS, 2004.

Zucatelli, P. J. Simulação do Sequestro Geológico do Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>). Pedro Junior Zucatelli. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Centro Universitário Norte do Espírito Santo (CEUNES). São Mateus, 2013.