

INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE EM PROJETOS DE INJEÇÃO E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂

Lucas Salvalaio¹, Pedro Junior Zucatelli², Ana Paula Meneguelo³

¹ Universidade Federal do Espírito Santo, Campus São Mateus - lucassalvalaio@hotmail.com

² Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Pós Graduação - pedrojrzucatelli@gmail.com

³ Universidade Federal do Espírito Santo, Campus São Mateus - anapmeneguelo@gmail.com

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 de um meio poroso é a medida de sua capacidade de deixar atravessar por fluidos. O presente artigo aborda um estudo envolvendo simulações de injeção e armazenamento geológico de CO₂ em um aquífero salino a fim de analisar o comportamento do reservatório com a variação da permeabilidade. O modelo físico estudado foi um reservatório fictício em formato de paralelepípedo cuboide 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 empresa 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 (CO₂), 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 CO₂.

A técnica CCS envolve a separação de CO₂, 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 CO₂ da atmosfera [CÂMERA *et al.*, 2011].

Atualmente, o principal obstáculo para a implantação do sequestro de CO₂ é o alto custo. Estes podem ser minimizados combinando-se sequestro de CO₂ 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 CO₂ [RAVAGNANI, 2007]. Dessa forma, além de contribuir para um desenvolvimento sustentável, a injeção de CO₂ 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 Figura 1 é ilustrado os tipos de armazenamento de CO₂.



Figura 1: Opções para o armazenamento geológico do CO₂. FONTE: adaptado da IEA, 2013.

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 CO₂.

Segundo os pesquisadores, na Bacia de Campos a capacidade estimada é de 1.700 Mt CO₂ nas reservas de petróleo e gás e capacidade de 4.800 Mt CO₂ nos aquíferos salinos. Na Bacia de Santos a capacidade estimada nas reservas de petróleo e gás é de 167 Mt CO₂ e nos aquíferos salinos é de 148.000 Mt CO₂. 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 CO₂



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

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 CO₂.

Logo, para que o reservatório tenha potencialidade para o armazenamento de CO₂, algumas propriedades devem ser levadas em consideração, tais como: capacidade de armazenamento, porosidade, permeabilidade e profundidade [BENTHAM E KIRBY, 2005].

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 [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 CO₂ no reservatório causará um aumento na pressão no ponto de injeção. Isto limitará a taxa com que o CO₂ poderá ser injetado e conseqüentemente a quantidade de CO₂ armazenado [BENTHAM E KIRBY, 2005]. Além disso, a presença de fluidos distintos no reservatório pode diminuir a permeabilidade tornando a migração do CO₂ lenta [IPCC, 2005].

Neste artigo, apresenta-se um estudo envolvendo simulações de injeção e armazenamento de CO₂ em aquífero salino e, posteriormente, faz-se a análise do comportamento do reservatório com a variação da permeabilidade. Os resultados foram comparados e interpretados baseando-se na variação da pressão e da saturação de gás no aquífero salino. Para tal estudo, foi utilizado o *Software* Eclipse da Schlumberger para realizar simulações de três estudos de caso variando-se os valores de permeabilidade.

2. METODOLOGIA

Neste artigo, simulou-se a injeção e o armazenamento geológico de CO₂ em um aquífero salino utilizando o algoritmo

[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

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 cinco casos diferentes, observando a variação da pressão no aquífero salino em função do tempo. Pela Figura 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.

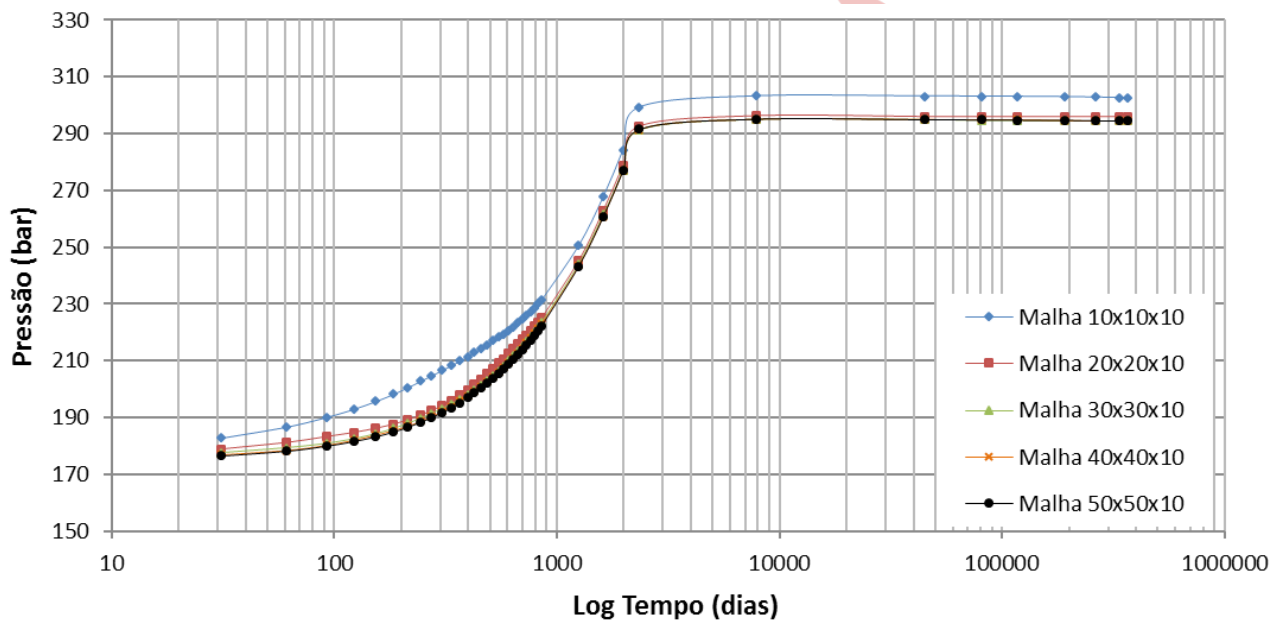


Figura 2: Teste de malha: relação da pressão média do reservatório com o tempo em escala logarítmica para diferentes malhas.

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

Malha (x, y, z)	Pressão Média (bar)
10x10x10	236,2372
20x20x10	227,9433
30x30x10	226,1910
40x40x10	225,7262
50x50x10	225,4238

8400 metros na direção x, 8400 metros na direção y e 1,945 metros na direção z. O mesmo está a uma profundidade de 1431,7 m. O modelo contempla um poço injetor localizado no centro da malha que está aberto para injetar com uma vazão de gás variável (Figura 3). A pressão inicial de fundo do poço é 400 bar.

A situação em estudo é dinâmica, com um reservatório em três dimensões possuindo

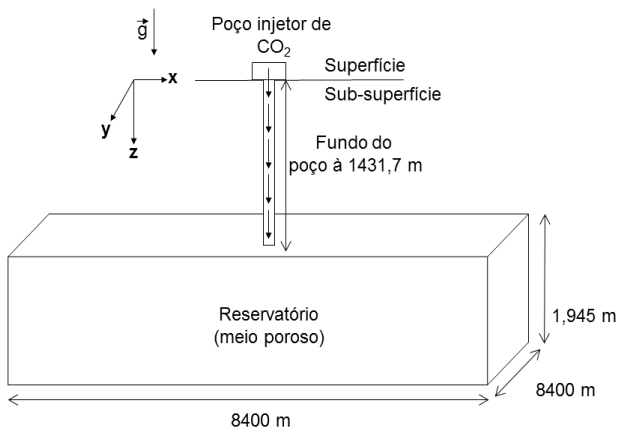


Figura 3: Representação esquemática do reservatório 3D.

A temperatura do reservatório é de 32,2 °C e os componentes presentes são H₂O, CO₂, NaCl, CaCl₂. 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 ₂ O	CO ₂	NaCl	CaCl ₂
1.411,4	0,9109	0,0	0,0741	0,015

Neste estudo, a injeção de CO₂ iniciou-se em 01 de agosto de 2013 e o poço será fechado em 01 de janeiro de 2020. Durante a injeção e após fechado o poço, é possível observar o comportamento da pressão no reservatório e da saturação de CO₂ 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.

A variação da permeabilidade para o modelo de comparação (Caso 1) pode ser observada na 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).

FONTE: *Software Eclipse 2010*

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 do aquífero salino foram consideradas as seguintes hipóteses simplificadoras:

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

O estudo do fluxo dos fluidos em meios porosos tem como objetivo uma equação, chamada equação da difusividade hidráulica, que é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade, que é uma equação de conservação de massa, a lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa, e uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases como a equação da compressibilidade para o caso de líquidos.

No processo de injeção de CO₂ em aquíferos, equações de equilíbrio termodinâmico governam a divisão do CO₂ entre as fases “gás” (na verdade pode ser líquido ou supercrítico) e água. O equilíbrio termodinâmico é estabelecido através da igualdade das fugacidades do CO₂ na fase “gás” e do CO₂ na fase água. A fugacidade do CO₂ na fase “gás” é calculada através de uma equação de estado e a fugacidade do CO₂ na

fase água é calculada através da lei de Henry [MARÇON, 2009].

Para o estudo em questão, assume-se que não há fluxo das fronteiras externas para algum ponto distante do reservatório. Essa condição é conhecida como condição de contorno do tipo Neumann que implica que a variação da pressão nas fronteiras do reservatório é nula. Também se considera, para todos os estudos de caso analisados, que a fase de Dióxido de Carbono supercrítica não atinge as fronteiras do reservatório.

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”.

Para o problema abordado, assume-se passos de tempo variáveis. Para os primeiros 2 anos e 5 meses de injeção, os passos de tempo são de 30 dias. Depois, até o final da injeção, os passos de tempo são de 365 dias. Após o final da injeção, o próximo é de 15 anos e depois varia-se entre 100 e 200 anos até o final da simulação, no ano de 2013.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste projeto, a vazão de injeção de Dióxido de Carbono foi variável durante o período de injeção, cerca de 6 anos e 5 meses (2343 dias). Porém, com a variação da permeabilidade no meio poroso, a vazão de injeção do CO₂ também se altera. Quanto maior a permeabilidade, maior o potencial possível que o aquífero salino pode deixar de se atravessar pelo gás durante o processo de

injeção e, nesse caso, maior será a vazão diária de injeção. Para valores menores de permeabilidade, ocorre o inverso. O comportamento da vazão diária de CO₂ pode ser visualizada na Figura 4 para todos os estudos de Caso. Vale ressaltar que a pressão de injeção na cabeça do poço é mantida constante, igual a 400 bar.

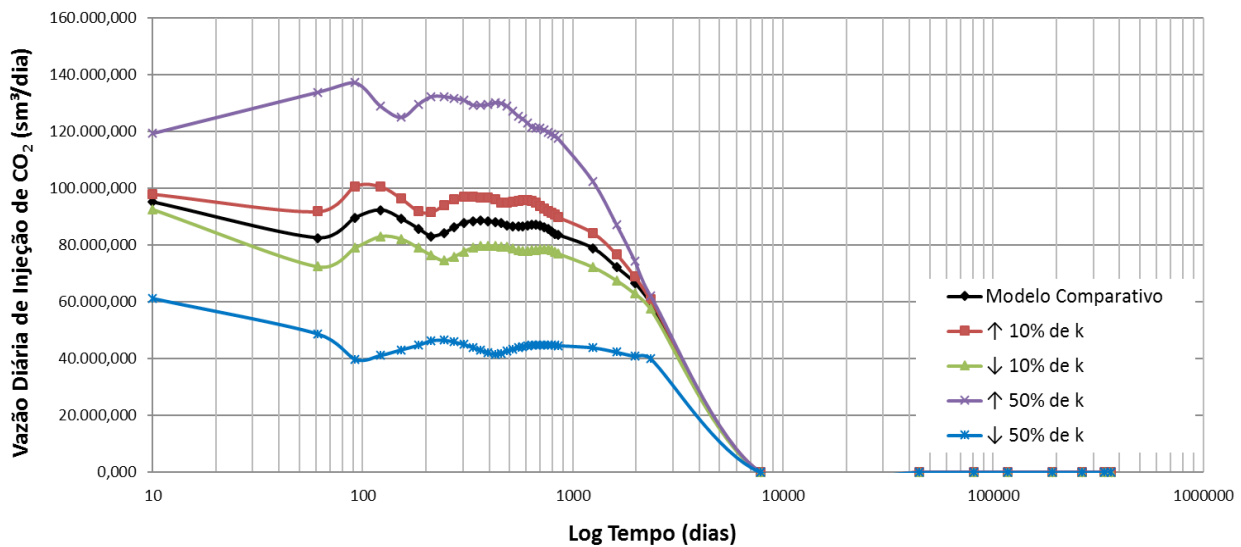


Figura 4: Relação da vazão diária de injeção de CO₂ com o tempo em escala logarítmica para cenários com variação da permeabilidade (k).

Ocasionalmente, como a vazão de injeção diária para os estudos de casos é diferente, o volume injetado de Dióxido de Carbono também será variado. Para casos de maiores vazões de injeção, haverá um maior volume de CO₂ armazenado no aquífero salino e ocorrerá o inverso para menores vazões de injeção. Neste estudo, percebe-se pela Tabela 4 que o volume total injetado não varia significativamente para o aumento e

redução de 10% da permeabilidade. Contudo, para aumento de 50% da permeabilidade, percebe-se um aumento de aproximadamente 32% do volume total injetado em comparação com o Caso 1. Com a redução de 50%, ocorre uma queda de cerca de 44,66% do volume total injetado.

Tabela 4: Análise do volume total injetado de CO₂ (*standard cubic metre*) com a variação da permeabilidade (k).

Caso	Volume Total Injetado (sm ³ /dia)
Caso 1: Modelo Comparativo	1,73x10 ⁸
Caso 2: Aumento de 10% de k	1,86x10 ⁸
Caso 2: Redução de 10% de k	1,60x10 ⁸
Caso 3: Aumento de 50% de k	2,29x10 ⁸
Caso 3: Redução de 50% de k	9,62x10 ⁷

3.1. Análise da Pressão no Aquífero Salino

A pressão no aquífero salino tem um aumento significativo e crescente à medida que é injetado o CO₂. Quando o poço for fechado, a pressão irá se compensar e se tornará constante após o período de injeção. Em todos os Estudos de Caso, a pressão do aquífero salino aumenta significativamente durante os primeiros 7 anos de simulação (2555 dias) e, depois, permanecerá constante até o ano de 3013.

A Figura 5 mostra o comportamento da pressão ao final da injeção de CO₂ para o Caso 1 e 3 (visualização em planta).

Com o aumento de 10% da permeabilidade, a pressão ao longo do tempo apresenta-se semelhante à do Caso 1.

Percebe-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 é inverso para a redução de 10%, acarretando numa diminuição de 3,07%. Através do aumento de 50%, observa-se um acréscimo mais acentuado na pressão à medida que o CO₂ é injetado no meio poroso, cerca de 12,43% a mais do que no Caso 1, comparado a data do final da injeção. Com a redução de 50%, ocorre uma queda de 17,67% ao final da injeção.

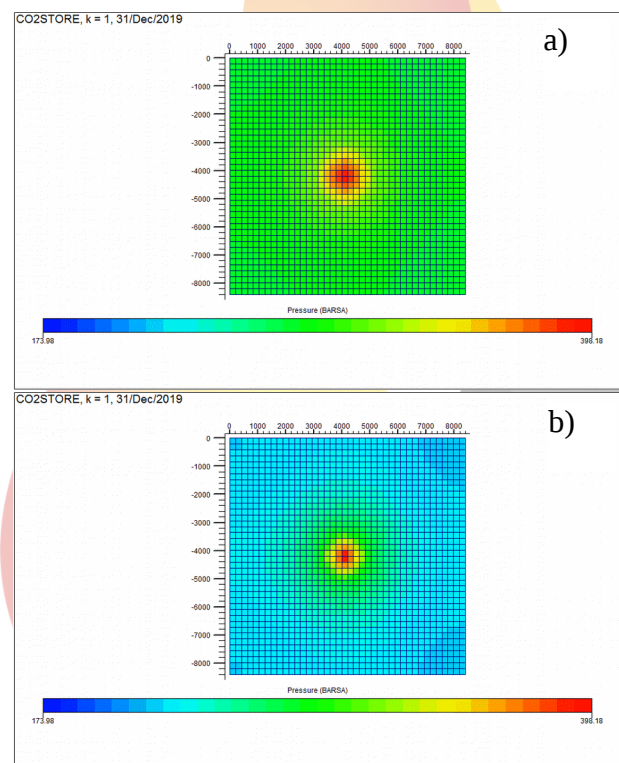


Figura 5: a) Comportamento da pressão ao final da injeção de CO₂ para o Caso 1. b) Comportamento da pressão ao final da injeção de CO₂ com redução de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1.

Verifica-se que 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 Figura 6 para todos os casos de variação da permeabilidade.

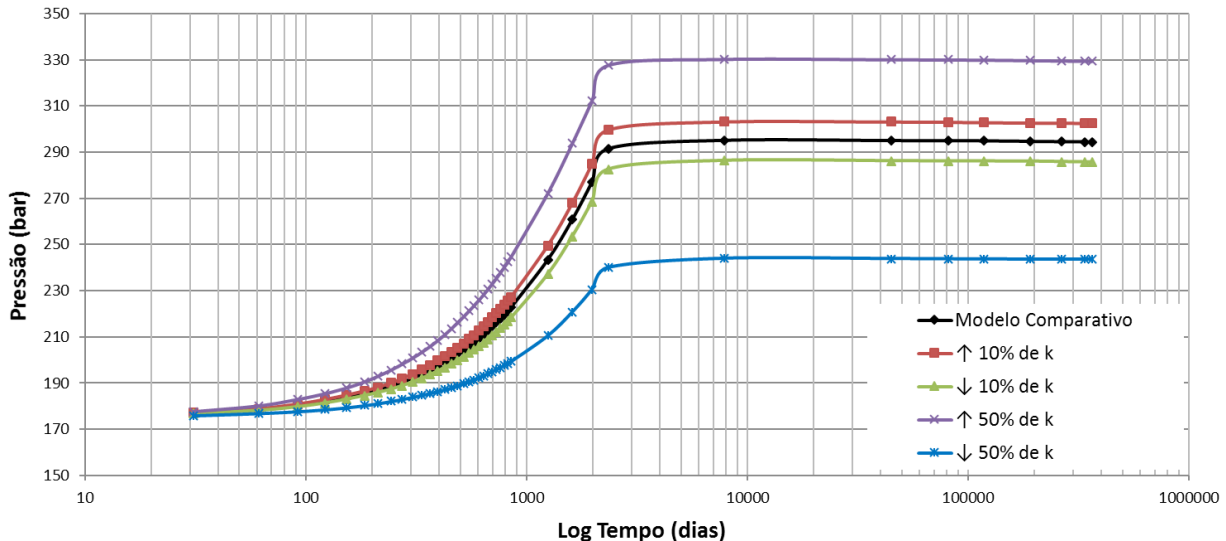


Figura 6: Relação da pressão média do reservatório com o tempo em escala logarítmica para cenários com variação da permeabilidade (k).

3.2. Análise da Saturação do Dióxido de Carbono (CO₂) injetado no Aquífero Salino

A saturação do CO₂ no aquífero salino permanecerá constante após o final da injeção. Porém, a distribuição do gás ao redor do reservatório irá se alterar com o passar do tempo. A Figura 7 mostra a saturação do CO₂ no aquífero salino em 3013 (1000 anos após o final da injeção) para o Caso 1 e 3.

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 será 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.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

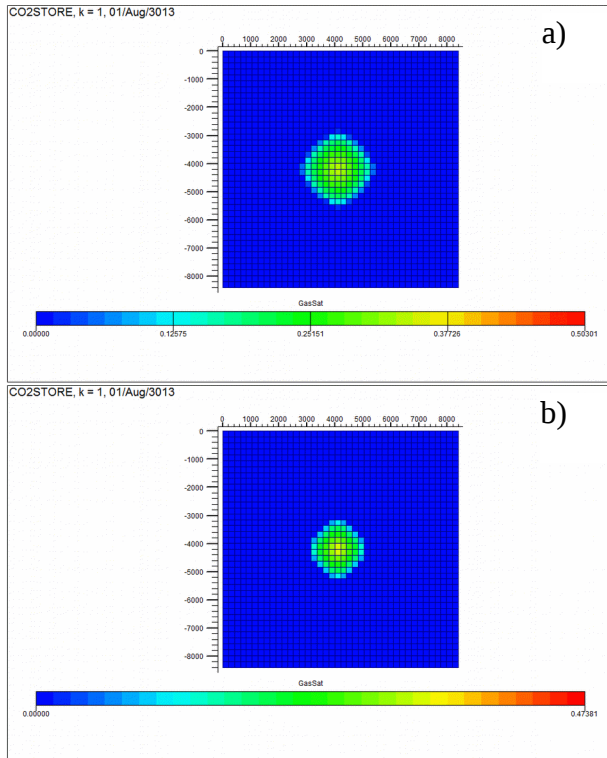


Figura 7: a) Saturação do gás no reservatório em 3013 para o Caso 1; b) Saturação do gás no reservatório em 3013 com redução de 50% da permeabilidade em relação ao Caso 1.

Vale lembrar que, nesse estudo, não há perigo de escape de CO_2 por poços abandonados, falhas e/ou fraturas, pois foi considerado que a fase supercrítica do CO_2 não atinge as fronteiras do aquífero.

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 com o tempo pode ser observado na Figura 8.

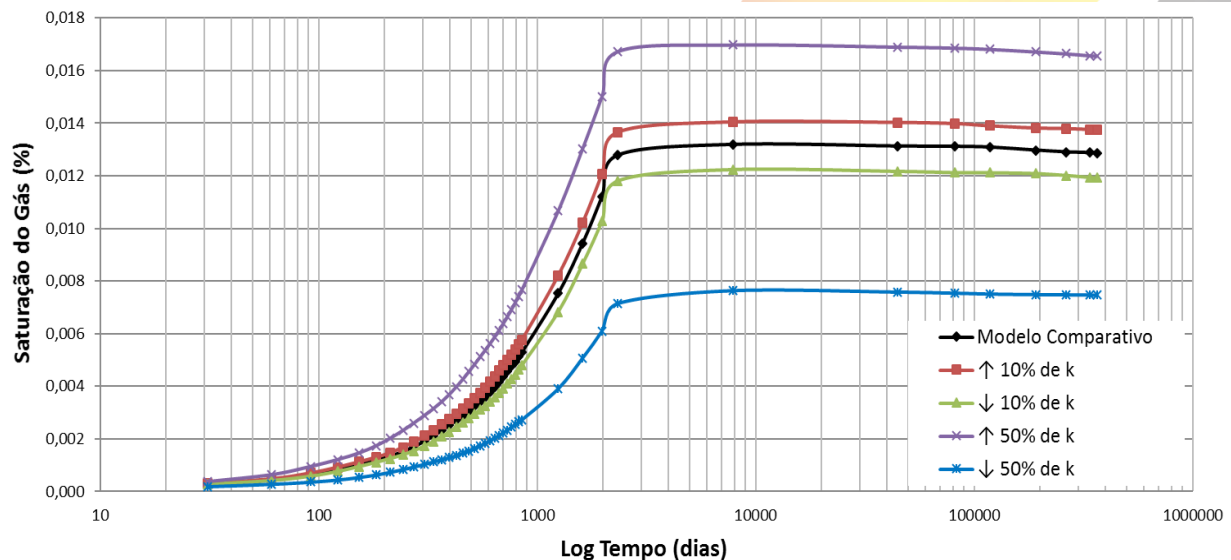


Figura 8: Relação do valor médio da saturação de CO_2 no reservatório com o tempo em escala logarítmica para cenários com variação da permeabilidade (k).

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

4. CONCLUSÕES

Conclui-se que a pressão média do aquífero salino não varia significativamente sob uma leve alteração da permeabilidade, que nesse estudo foram consideradas para o aumento e redução de 10%. Para variações mais relevantes, no caso do aumento e redução de 50%, percebeu-se que é extremamente sensível. Em ambos os casos, foi notável que a pressão foi mais vulnerável para a redução, tendo uma queda mais acentuada em relação ao modelo comparativo.

Em relação a saturação do CO₂ no aquífero salino, percebeu-se que o aumento da permeabilidade tende 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 apresentou mais sensível à redução da permeabilidade. A saturação do gás foi muito menor comparada ao Caso 1 e sua distribuição ficou extremamente confinada ao redor do poço injetor.

Vale ressaltar que a área saturada do CO₂ atinge cerca de 16,5% da área total do aquífero para o maior aumento da permeabilidade. Isso demonstra que, em todos os estudos de caso analisados, o aquífero ainda possui capacidade muito maior para o armazenamento, ou seja, é possível continuar injetando CO₂ neste reservatório. Contudo, a

medida que a saturação de CO₂ aumenta no reservatório, pode ser que este atinja as fronteiras e, nesse caso, é necessário um estudo mais detalhado das condições de contorno, de modo a assegurar que não haja escape do gás através das rochas capeadoras, falhas, fraturas, poços abandonados e entre outras causas.

O sequestro e armazenamento geológico de CO₂ é uma alternativa na redução das emissões e estabilização da concentração atmosférica dos gases de efeito estufa em uma perspectiva de desenvolvimento sustentável. A dificuldade desta técnica está em saber como o reservatório e os fluidos presentes irão se comportar com o armazenamento, qual será o destino do CO₂ após a sua injeção e qual será o risco geológico de vazamento. Portanto, é necessário um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem e simulação para analisar o comportamento do CO₂ durante e após injeção do mesmo em reservatórios geológicos.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Schlumberger pela disponibilidade da licença acadêmica do *Software Eclipse* ao Campus São Mateus, da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, durante o ano de 2013.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENTHAM, M.; KIRBY, G. *CO₂ Storage in Saline Aquifers*. Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, v. 60, nº. 3, p. 559-567, 2005.

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, v.6, p. 238-253, 2011.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Technology Roadmap: Carbon capture and storage*. Paris, França, 2013.

IPCC, INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Working Group III, 2005.

KETZER, J. M. M.; VILLWOCK, J. A.; CAPORALE, G.; ROCHA, L. H. S.; ROCKETT, G.; BRAUN, H.; GIRAFFA, L. *The CARBMAP Project: CO₂ Source-Sink Matching and Opportunities for Carbon Sequestration in Brazil*. In: Carbon Sequestration Leadership Forum Annual Meeting. Paris, França, 2007.

LAKE, L. W. *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall, 1989.

MARÇON, D. R. *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*. 2009, 174p. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. Rio de Janeiro-RJ.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. *Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO₂ Considerando Injeção em Campos Maduros*. 2007, 201p. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. São Paulo-SP.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Interciência, 2005.