

SIMULAÇÃO DO SEQUESTRO GEOLÓGICO DO DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

P. J. ZUCATELLI¹, A. P. MENEGUELO², C. A. M. SILVA³, J. L. GIURIATTO⁴

¹ Universidade Federal do Espírito Santo, Aluno do Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* - Mestrado em Energia.

² Universidade Federal do Espírito Santo, Professora do Departamento de Engenharias e Tecnologias e do Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* - Mestrado em Energia.

³ Universidade Federal do Espírito Santo, Professor do Departamento de Ciências Naturais.

⁴ Engenheiro de Petróleo da Empresa Schlumberger.

E-mail para contato: pedrojrzucatelli@gmail.com

RESUMO – Um dos desafios da humanidade para o século XXI é a busca de soluções seguras para enfrentarmos o aquecimento global e as consequentes mudanças climáticas causadas pelo aumento substancial das emissões de gases de efeito estufa, em especial o dióxido de carbono (CO₂). O sequestro de carbono através da captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ é uma importante alternativa na redução das emissões e estabilização da concentração atmosférica dos gases de efeito estufa em uma perspectiva de desenvolvimento sustentável, e está baseado no princípio de “devolver o carbono ao subsolo”. A dificuldade está, por exemplo, 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. Um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem, simulação e análise do modelo envolvido, é necessário após a aplicação da injeção de CO₂ nesses reservatórios. Isso porque a modelagem numérica é, provavelmente, a única ferramenta disponível para avaliar e prever o destino de CO₂ injetado em reservatórios geológicos profundos, e particularmente, em aquíferos salinos. Neste trabalho foi utilizado o modelo CO2STORE, implementado no *software* ECLIPSE 2010.2, plataforma ECLIPSE 300, visando analisar o comportamento do CO₂ durante o período de 227,5 anos (83 063 dias), sendo 6 anos e 5 meses de injeção com, aproximadamente, 5,07x10⁸ m³ de CO₂ armazenado em um aquífero salino.

1. INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial (século XVIII), os combustíveis fósseis são utilizados como fonte de energia, contribuindo para o aumento da concentração de CO₂ (dióxido de carbono) na atmosfera. Devido a este crescente aumento das emissões, teve início, no século XX, o conceito sistêmico que articula desenvolvimento global incorporando o desenvolvimento ambiental: Desenvolvimento Sustentável.

De acordo com COSTA (2009), ações antrópicas como a queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), utilização de aerossóis, combustão de biomassa, além de outras atividades básicas e intensas como o cultivo de arroz e criação de gado, liberam para atmosfera um conjunto de gases chamados “Gases do Efeito Estufa” (GEE). Os principais gases responsáveis pelo efeito estufa são: óxido nitroso (N_2O), metano (CH_4) e o dióxido de carbono (CO_2) por serem os mais abundantes.

O CO_2 , em especial, tem efeitos danosos para o meio ambiente, principalmente devido à velocidade crescente com que vem sendo produzido para atender às necessidades do modelo consumista da vida atual. A emissão de GEE, principalmente o CO_2 , provoca o aquecimento global e, conseqüentemente, as mudanças climáticas (IPCC, 2005 apud COSTA, 2009).

Tendo como base o conceito de sustentabilidade e a visão de que os combustíveis fósseis são um dos grandes responsáveis pelo aumento das emissões de CO_2 , a indústria de exploração e produção de petróleo possui as ferramentas necessárias para auxiliar na contenção do crescimento das emissões através da tecnologia emergente conhecida como “Sequestro ou Armazenamento Geológico de CO_2 ”, conforme observa-se na Figura 1. A dificuldade está, por exemplo, em saber como o reservatório e os fluidos presentes irão se comportar com o armazenamento, qual será o destino do CO_2 após a sua injeção e qual será o risco geológico de vazamento.

Um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem, simulação e análise do modelo envolvido, é necessário após a aplicação da injeção de CO_2 nesses reservatórios. Isso porque a modelagem numérica é, provavelmente, a única ferramenta disponível para avaliar e prever o destino de CO_2 injetado em reservatórios geológicos profundos e, particularmente, em aquíferos salinos (lençóis de água subterrânea com água salobra não aproveitável).

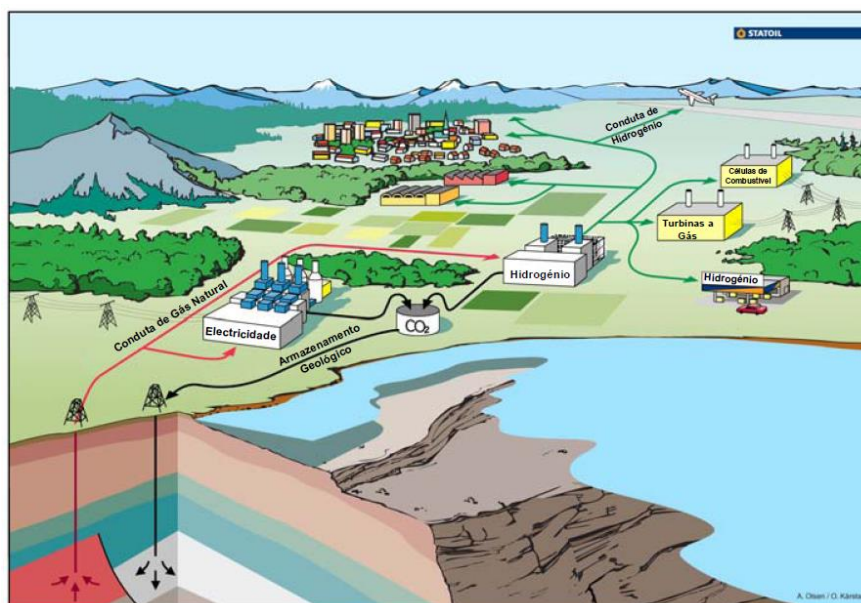


Figura 1 – Situação futura possível: combustíveis fósseis gerando eletricidade e hidrogênio, e ao mesmo tempo captura, transporte e armazenamento geológico de CO_2 .

Fonte: STATOIL, 2011.

2. METODOLOGIA

Neste trabalho foi utilizado o modelo CO2STORE, implementado no software ECLIPSE 2010.2, plataforma ECLIPSE 300, visando analisar o comportamento do CO₂ durante o período de 227,5 anos (83 063 dias), sendo 6 anos e 5 meses de injeção com, aproximadamente, $5,07 \times 10^8$ m³ de CO₂ armazenado em um aquífero salino. O simulador ECLIPSE 2010.2 é uma poderosa ferramenta computacional para a análise de reservatórios de petróleo. Permite a modelagem dos fluidos do reservatório sob diferentes condições, o que torna os resultados mais reais. Através deste software, é possível também a simulação de sistemas com mais de quatro componentes, onde este quarto componente pode vir da injeção de fluidos que sejam miscíveis aos hidrocarbonetos do reservatório.

3. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS

Os fluidos envolvidos neste estudo são gás (CO₂) que é injetado, e os sais e água do reservatório propriamente. O modelo do problema contempla um poço injetor. O poço injetor está aberto para injetar com uma vazão de gás variável. A dimensão do reservatório é de 7000 m de comprimento e de largura e 1,827 m de altura (Figura 2); o mesmo está a uma profundidade de 1411,4 m.

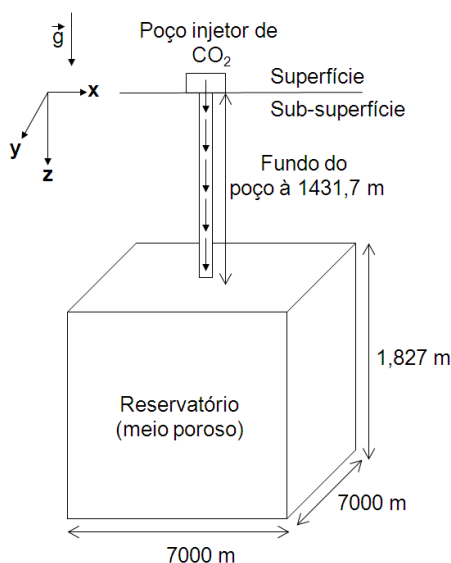


Figura 2 – Ilustração do modelo físico.

A temperatura do reservatório é de 32,2 °C e os componentes presentes são H₂O, CO₂, NaCl, CaCl₂, com respectivas frações molares, 0,9109; 0,0; 0,0741; 0,015. O componente NaCl (densidade de 2170,0 kg/m³) pode estar presente no reservatório de forma sólida cuja saturação pode variar entre 0,0 a 0,8. Entretanto, vale lembrar que componentes sólidos podem ser convertidos em componentes fluidos através de reações químicas, podem ser adsorvidos pela formação rochosa (reduzindo o volume poroso), e, além disso, sólidos suspensos podem ser transportados pelo fluxo de fluidos.

A pressão de referência da rocha é de 137,2 bar e a compressibilidade da rocha é de $7,25 \times 10^{-5}$ 1/bar. O reservatório é tridimensional, dividido em 70 blocos na direção x, 70 blocos na direção y e 10 blocos na direção z. O poço injetor de gás (CO_2) está implementado na célula $i=35$ e $j=35$, com uma profundidade de referência para a pressão de fundo do poço de 1431,7 m. A pressão de fundo do poço é de 400 bar.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na simulação deste projeto, a injeção de CO_2 no reservatório se inicia em 01 de agosto de 2004 e se encerra em 01 de janeiro de 2011, totalizando, dessa forma, 6 anos e 5 meses de injeção com, aproximadamente, $5,07 \times 10^8 \text{ m}^3$ de CO_2 armazenado. O monitoramento do comportamento do CO_2 no reservatório se inicia no dia 01 de agosto de 2004 e se encerra no dia 31 de dezembro de 2231, totalizando 227,5 anos (83 063 dias).

Na Figura 3 observamos a variação da pressão no reservatório durante os 83 063 dias. Percebemos um aumento significativo da pressão durante os primeiros 7 anos (2555 dias), passando dos 174,274 bar para 327 bar, permanecendo constante após isso. Vale ressaltar que este período de variação da pressão corresponde, aproximadamente, ao período de injeção.

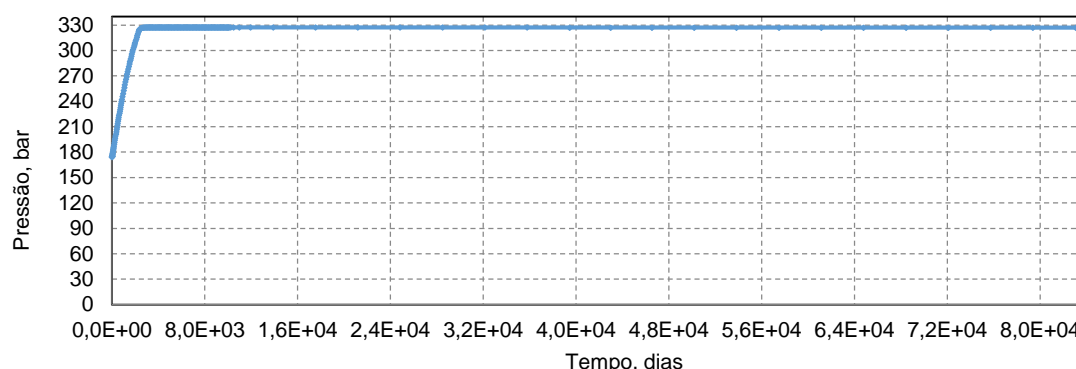


Figura 3 – Variação da pressão no reservatório.

Observamos, na Figura 4, a variação do volume de gás no reservatório (fase líquida). Durante os primeiros 2,6 anos (949 dias), o volume de gás no reservatório (fase líquida) foi igual a $0,0 \text{ m}^3$. Durante os 3,5 anos seguintes, o volume de gás na fase líquida, no reservatório, saltou de $0,0 \text{ m}^3$ para $2\,882\,873 \text{ m}^3$. A curva se mantém crescente até o final do período analisado, indicando que uma maior quantidade de CO_2 passaria para a fase líquida. O volume de gás na fase líquida, no reservatório, registrado no final dos 227,5 anos (83 063 dias) foi de $4\,731\,262 \text{ m}^3$.

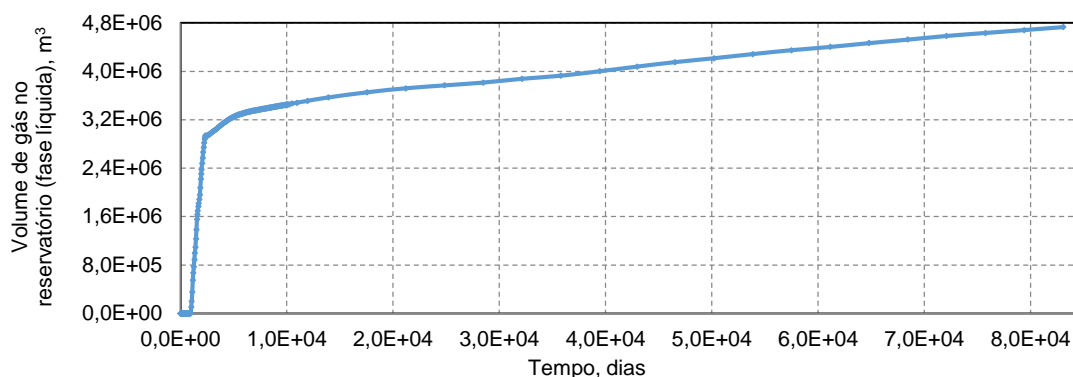


Figura 4 – Variação do volume de gás no reservatório (fase líquida).

Já na Figura 5, onde é apresentada a curva da variação do volume de gás no reservatório (fase gasosa), podemos observar que durante os primeiros 6,2 anos (2278 dias) o volume citado salta dos 0,0 m³ para 144 071 920 m³. Após esse período, esse volume teve pequenas variações, permanecendo a curva quase constante. Este período de variação do volume de gás no reservatório (fase gasosa) é, aproximadamente, igual ao período de injeção. O volume de gás na fase gasosa, no reservatório, registrado no final dos 227,5 anos (83 063 dias) foi de 144 938 464 m³.

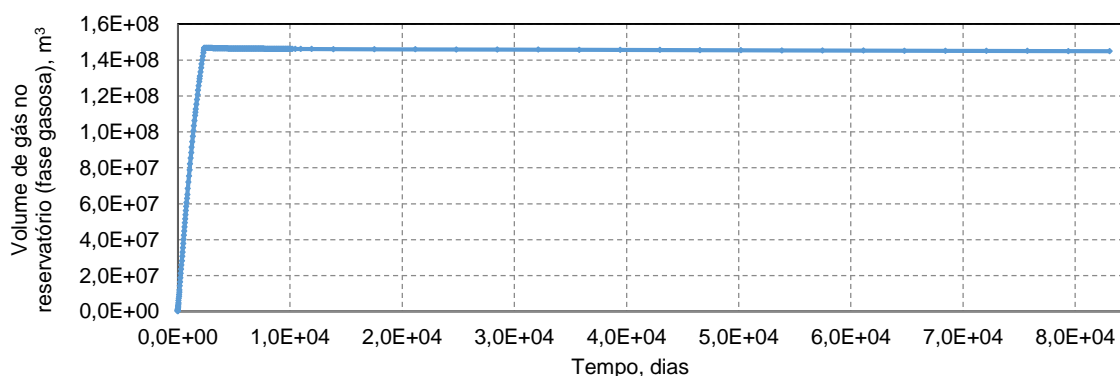


Figura 5 – Variação do volume de gás no reservatório (fase gasosa).

As Figuras 6 a 12, em duas dimensões, foram obtidas através do *software* ECLIPSE 2010.2. A visualização está em planta e a malha é 70x70, com 7000 metros em x e em y. Nas Figuras 6 a 8 observamos a variação da pressão no reservatório.

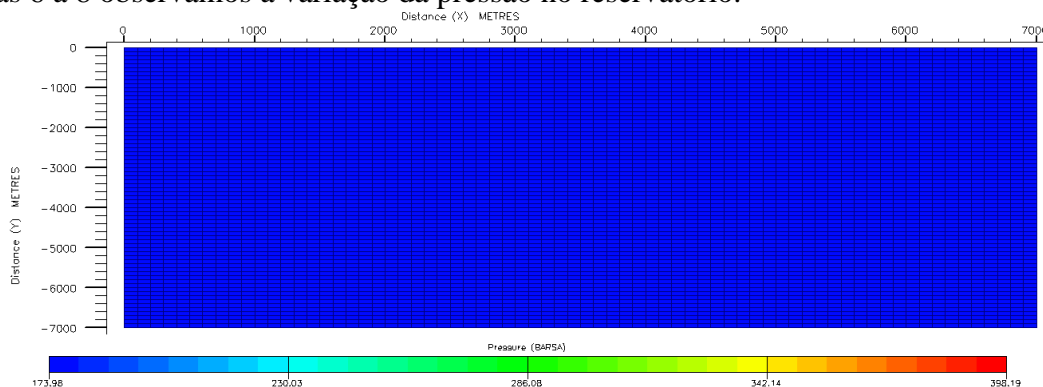


Figura 6 – Pressão no reservatório em 01 de agosto de 2004.

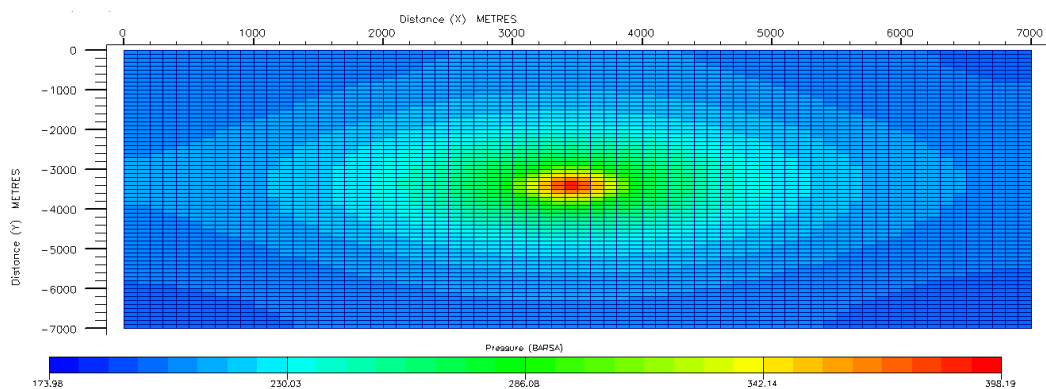


Figura 7 – Pressão no reservatório em 01 de fevereiro de 2006.

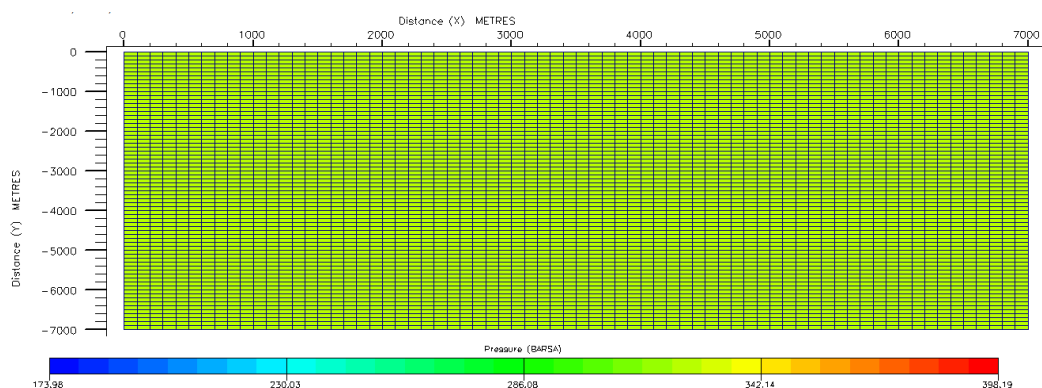


Figura 8 – Pressão no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

A variação do pH no reservatório, durante os 227,5 anos (83 063 dias), pode ser observada através das Figuras 9 e 10. Segundo SCHÜTZ (2010), a adição de CO_2 em água conduz, inicialmente, a um aumento na quantidade de CO_2 dissolvido. O CO_2 dissolvido, por sua vez, reage com a água formando ácido carbônico (H_2CO_3). Quando forma-se o ácido carbônico, o mesmo se dissocia para formar íons bicarbonatos (HCO_3^-). Estes íons serão, posteriormente, dissociados para formar íons carbonatos (CO_3^{2-}). Ao final das reações teremos o aumento de íons de hidrogênio (H^+) em solução, reduzindo o pH da água de formação do reservatório. (IPCC, 2005; DRUCKENMILLER E MAROTO-VALER, 2005 apud SCHÜTZ, 2010).

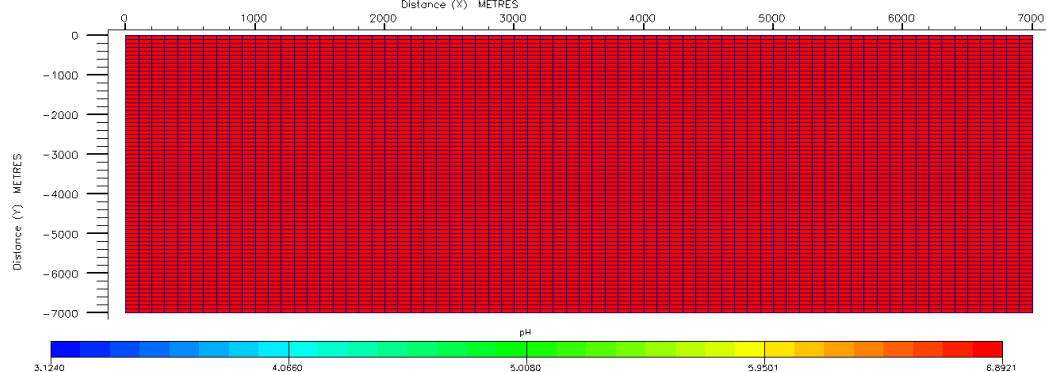


Figura 9 – pH no reservatório em 01 de agosto de 2004.

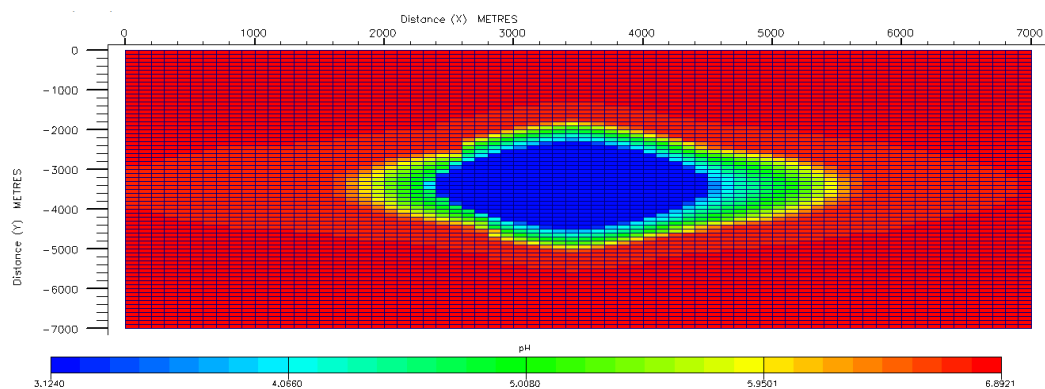


Figura 10 – pH no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

Já a saturação de gás no reservatório pode ser observada nas Figuras 11 e 12.

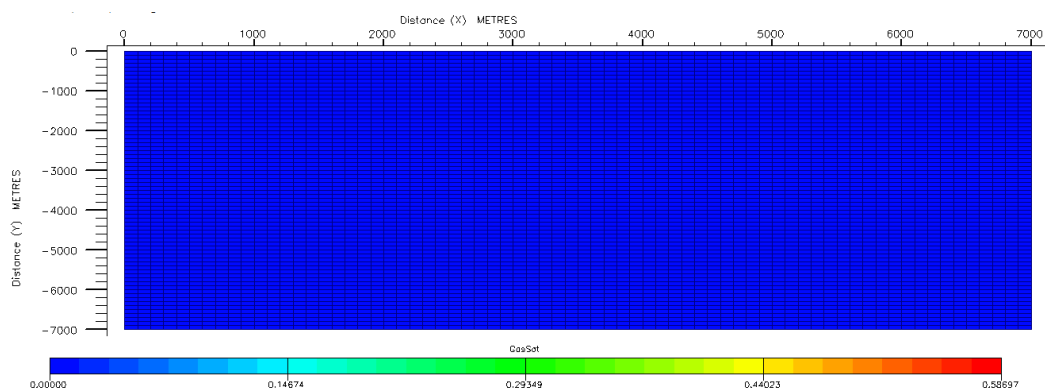


Figura 11 – Saturação de gás no reservatório em 01 de agosto de 2004.

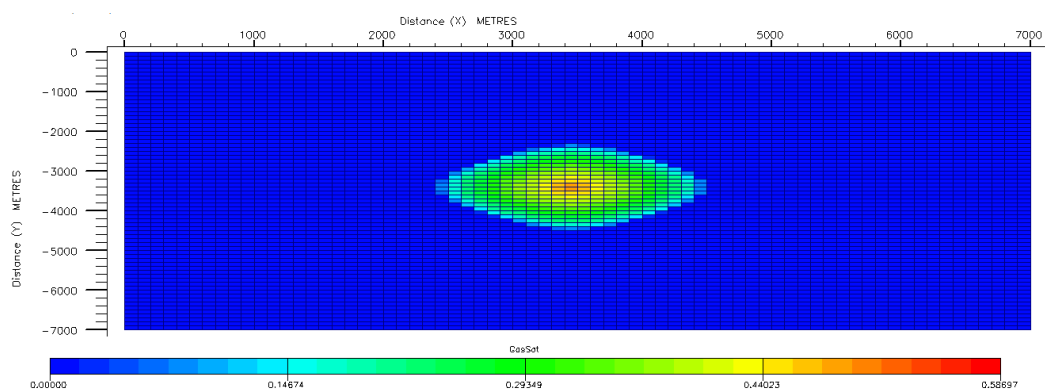


Figura 12 – Saturação de gás no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

O resultado demonstra que o reservatório tem uma capacidade muito maior de armazenamento, ou seja, seria possível continuar injetando CO_2 nesse reservatório. Uma observação importante, neste caso, é sobre a necessidade da validação de que não há perigo de escape de CO_2 por poços abandonados, falhas e/ou fraturas, pois isto não foi realizado neste estudo. A área saturada de gás no reservatório é de, aproximadamente, $4,41 \times 10^6 \text{ m}^2$.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação do risco de injeção de CO₂ em reservatórios geológicos profundos, como reservatórios de campos maduros de hidrocarbonetos e aquíferos salinos, implica em uma plena compreensão das interações físicas e químicas entre CO₂, água de formação, reservatório e rochas capeadoras. Além disso, essa avaliação contribui para o estudo dos cenários de escape de CO₂ que incluem: fuga através das rochas capeadoras, falhas, fraturas e poços abandonados, difusão em água, dissolução de CO₂ na água e subsequente transporte de CO₂ pela água dos aquíferos.

Devido a uma série de fatores, como a complexidade envolvida na modelagem de reservatórios de campos maduros de hidrocarbonetos, disponibilidade pública de dados geológicos, tempo para execução deste projeto e por ser um assunto relativamente novo, optou-se por estudar e simular o modelo sintético CO2STORE, do software ECLIPSE 2010.2, que implementa a injeção de CO₂ em um aquífero salino.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO₂ 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. Campinas – SP, 2007.

GAUSS CONSULTORES ASSOCIADOS LTDA. O Conceito de Sustentabilidade. Revista Banas Qualidade. Pág. 2. Outubro de 2008.

COSTA, I. V. L. da; Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil. Isabella Vaz Leal da Costa. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, 2009.

STATOIL, 2011. Tecnologia de CCS (Carbon, Capture and Storage). Disponível em: <<http://www.co2net.com>>. Acesso em: 20 de outubro de 2013.

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 CO₂-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.