

# SIMULAÇÃO DO SEQUESTRO GEOLÓGICO DO DIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)

P. J. ZUCATELLI<sup>1</sup>, A. P. MENEGUELO<sup>2</sup>, C. A. M. SILVA<sup>3</sup>, J. L. GIURIATTO<sup>4</sup>

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

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

<sup>3</sup> Universidade Federal do Espírito Santo, Professor do Departamento de Ciências Naturais.

<sup>4</sup> Engenheiro de Petróleo da Empresa Schlumberger.

E-mail para contato: pedrojzucatelli@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 (CO<sub>2</sub>). O sequestro de carbono através da captura, transporte e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> nesses reservatórios. Isso porque a modelagem numérica é, provavelmente, a única ferramenta disponível para avaliar e prever o destino de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> durante o período de 227,5 anos (83 063 dias), sendo 6 anos e 5 meses de injeção com, aproximadamente, 5,07x10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> (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).

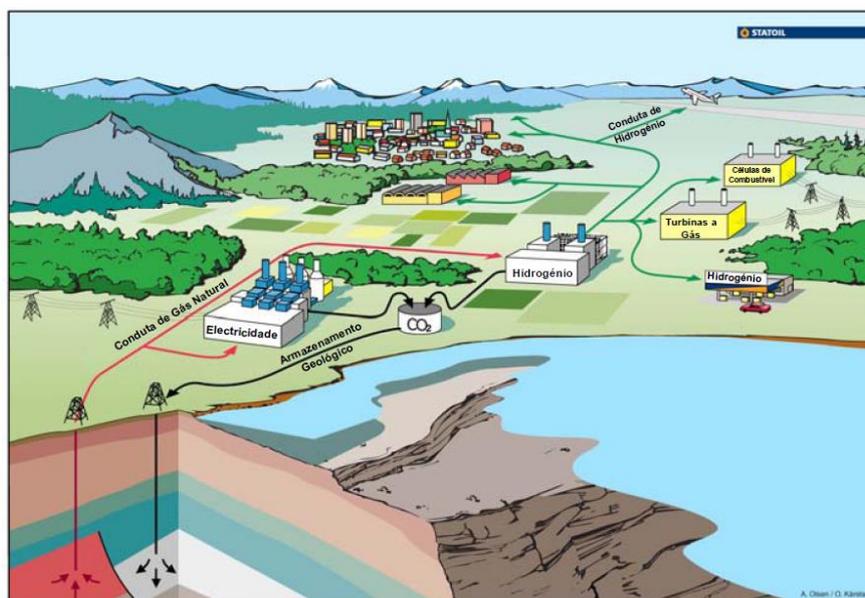


Figura 1 – Situação futura possível: combustíveis fósseis gerando eletricidade e hidrogênio, e ao mesmo tempo captura, transporte e armazenamento geológico de  $CO_2$ .

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 CO<sub>2</sub> durante o período de 227,5 anos (83 063 dias), sendo 6 anos e 5 meses de injeção com, aproximadamente,  $5,07 \times 10^8$  m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> 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 (CO<sub>2</sub>) 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.

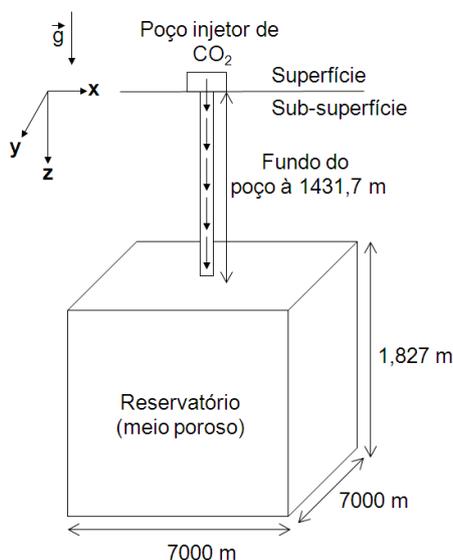


Figura 2 – Ilustração do modelo físico.

A temperatura do reservatório é de 32,2 °C e os componentes presentes são H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, com respectivas frações molares, 0,9109; 0,0; 0,0741; 0,015. O componente NaCl (densidade de 2170,0 kg/m<sup>3</sup>) 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 ( $\text{CO}_2$ ) 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  $\text{CO}_2$  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,  $5,07 \times 10^8$  m<sup>3</sup> de  $\text{CO}_2$  armazenado. O monitoramento do comportamento do  $\text{CO}_2$  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.

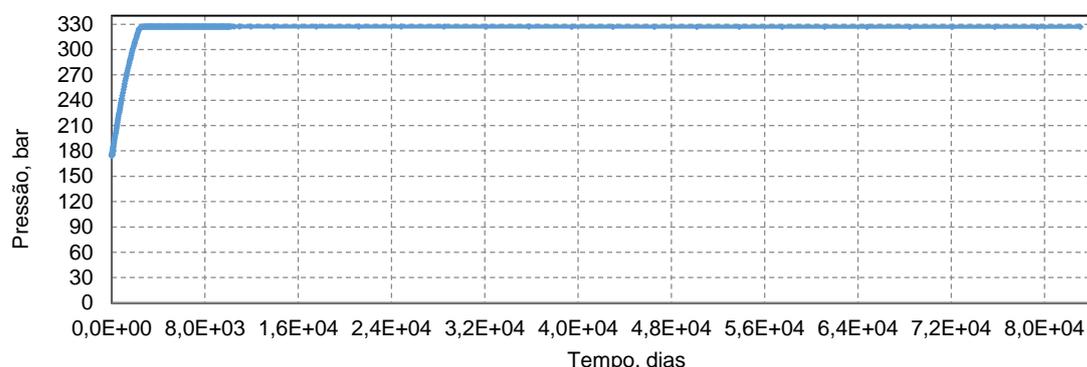


Figura 3 – Variação da pressão no reservatório.

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 m<sup>3</sup>. Durante os 3,5 anos seguintes, o volume de gás na fase líquida, no reservatório, saltou de 0,0 m<sup>3</sup> para 2 882 873 m<sup>3</sup>. A curva se mantém crescente até o final do período analisado, indicando que uma maior quantidade de  $\text{CO}_2$  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 m<sup>3</sup>.

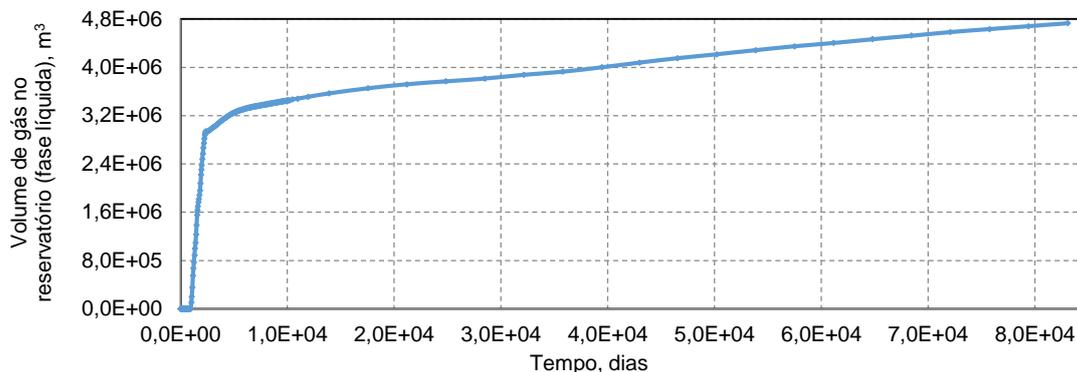


Figura 4 – Variação do volume de gás no reservatório (fase líquida).

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 m<sup>3</sup> para 144 071 920 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>3</sup>.

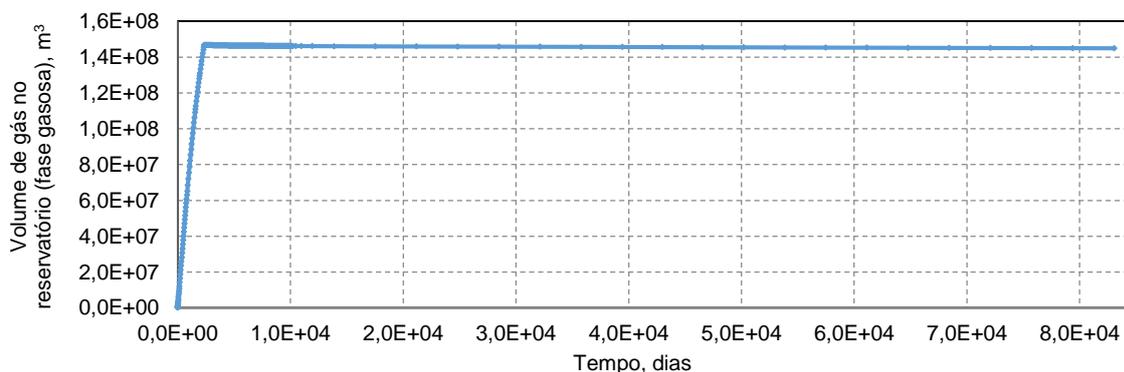


Figura 5 – Variação do volume de gás no reservatório (fase gasosa).

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.

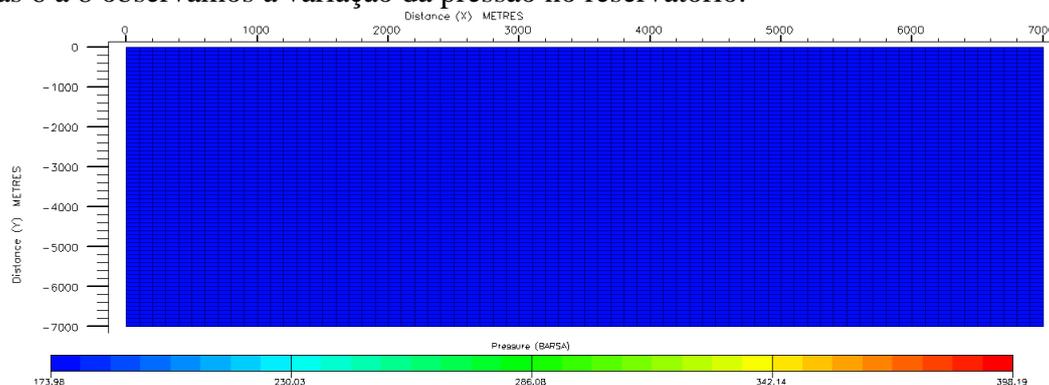


Figura 6 – Pressão no reservatório em 01 de agosto de 2004.

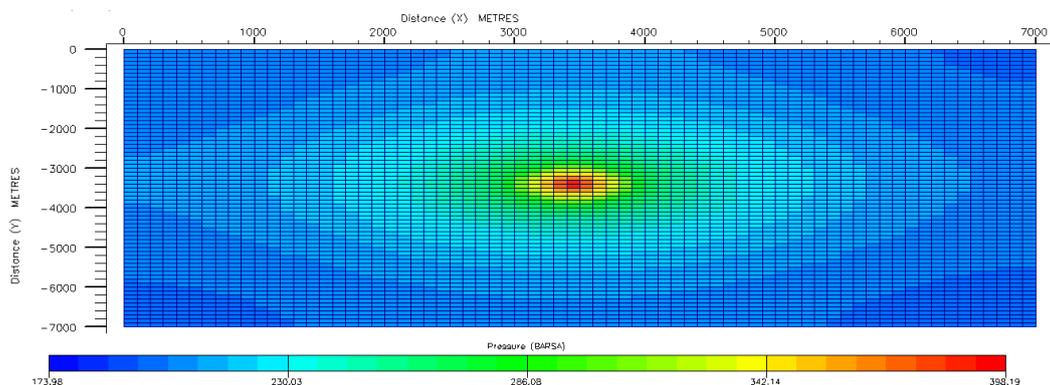


Figura 7 – Pressão no reservatório em 01 de fevereiro de 2006.

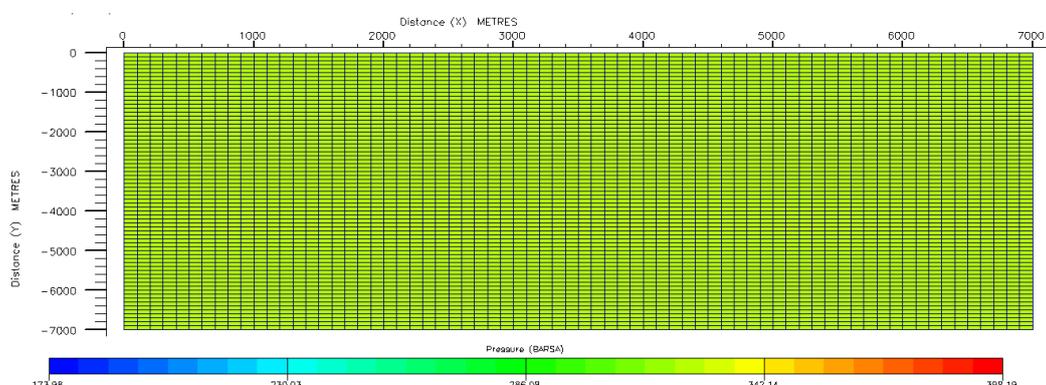


Figura 8 – Pressão no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

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  $\text{CO}_2$  em água conduz, inicialmente, a um aumento na quantidade de  $\text{CO}_2$  dissolvido. O  $\text{CO}_2$  dissolvido, por sua vez, reage com a água formando ácido carbônico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ). Quando forma-se o ácido carbônico, o mesmo se dissocia para formar íons bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ). Estes íons serão, posteriormente, dissociados para formar íons carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). Ao final das reações teremos o aumento de íons de hidrogênio ( $\text{H}^+$ ) em solução, reduzindo o pH da água de formação do reservatório. (IPCC, 2005; DRUCKENMILLER E MAROTO-VALER, 2005 apud SCHÜTZ, 2010).

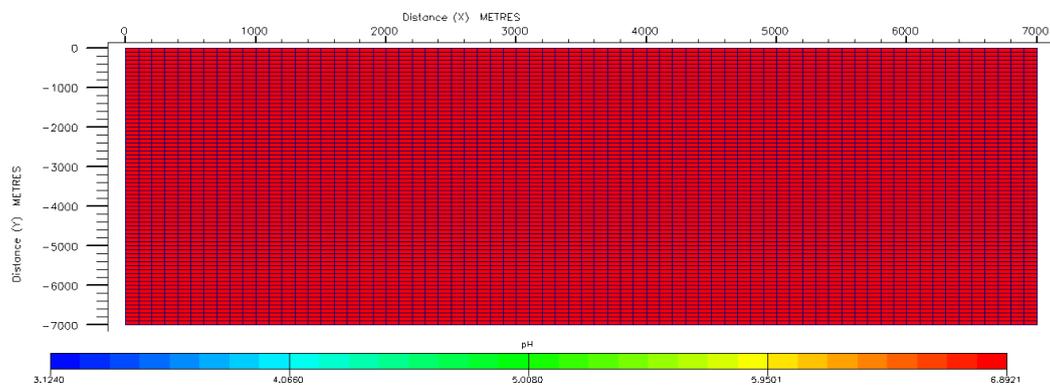


Figura 9 – pH no reservatório em 01 de agosto de 2004.

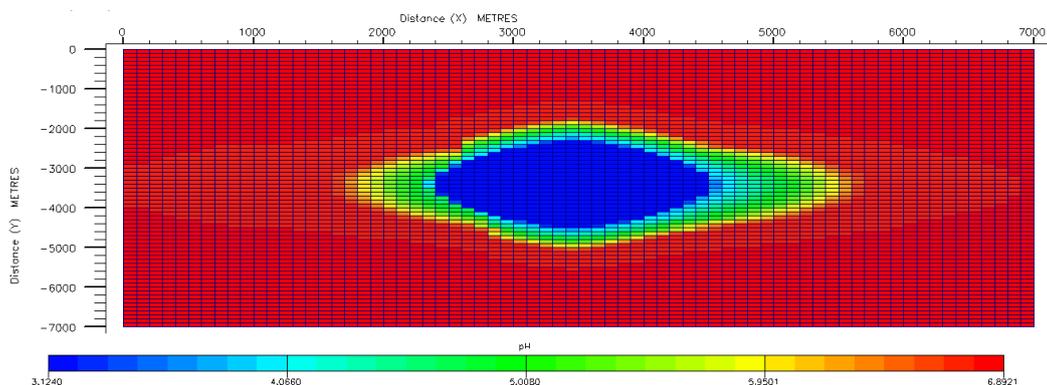


Figura 10 – pH no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

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

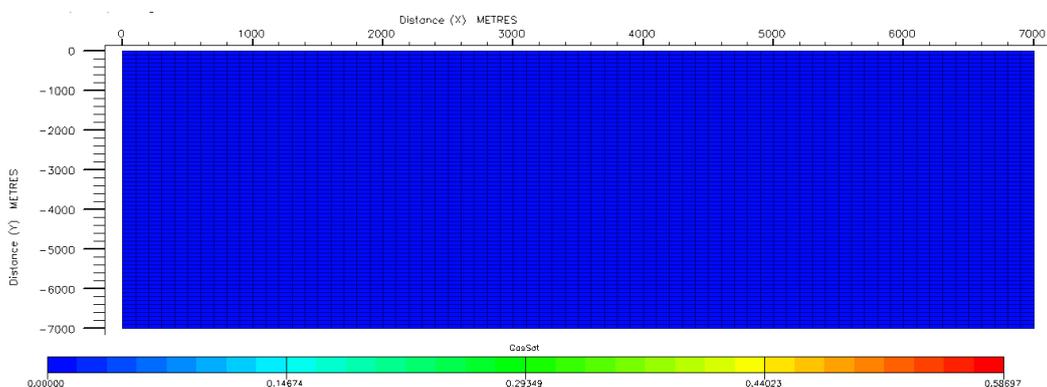


Figura 11 – Saturação de gás no reservatório em 01 de agosto de 2004.

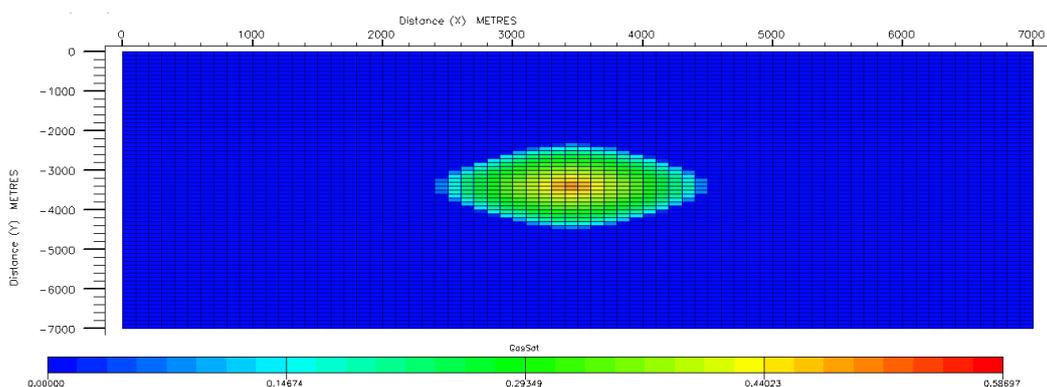


Figura 12 – Saturação de gás no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

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

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação do risco de injeção de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, água de formação, reservatório e rochas capeadoras. Além disso, essa avaliação contribui para o estudo dos cenários de escape de CO<sub>2</sub> que incluem: fuga através das rochas capeadoras, falhas, fraturas e poços abandonados, difusão em água, dissolução de CO<sub>2</sub> na água e subsequente transporte de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> em um aquífero salino.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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. 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 CO<sub>2</sub> 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 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.