



Estudo sobre o sequestro geológico de CO₂ em aquíferos salinos utilizando simulador com informações de caracterização de reservatórios

Pedro Junior Zucatelli¹, Ana Paula Meneguelo¹, Carlos André Maximiano Silva¹, Jean Luis Giuriatto².

¹Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, Departamento de Engenharias e Tecnologias – DETEC. ²Schlumberger Limited.

Copyright 2013, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The carbon dioxide (CO₂) concentration in the atmosphere may be managed effectively by employing a portfolio of technologies. Energy efficiency should be the largest single contributor. However, CO₂ capture and storage (CCS) in power generation, industry and fuel transformation could account for 20% of CO₂ savings (6.5 Gt of CO₂ captured and stored annually in 2050). CCS needs to be widely deployed from 2015 onwards if its potential is to be achieved. The need to win public acceptance of CCS as a safe and predictable mitigation option is now urgent.

CO₂ has been used for several decades by the oil and gas industry for enhanced oil recovery purposes. CO₂ can be stored underground in geological formations (onshore and under the sea bed) such as deep saline aquifers, depleted oil and gas reservoirs, or unmineable coal seams. Initial findings show that geological sites are widespread and, taken together, they represent a large but, at the same time, geologically diverse potential storage capacity. More research is needed to identify suitable formations. The prospects for ocean storage (i.e. within the water column) are hampered by environmental risks.

Numerical modelling is likely the only available tool to evaluate and predict the fate of CO₂ injected in deep geological reservoirs, and particularly in depleted hydrocarbon fields. We can use Reservoir Engineering Software how methodology which aims at evaluating the geological leaking risk of an underground storage using a depleted oil field or deep saline aquifers as the host reservoir.

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 (Figura 1). Devido a este crescente aumento das emissões, teve início o conceito sistêmico que articula desenvolvimento global

incorporando o desenvolvimento ambiental: Desenvolvimento Sustentável.

Entretanto, sua história foi iniciada apenas em 1983 quando foi criada, pela Assembleia Geral da Organização das Nações Unidas (ONU), a Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento (CMMAD), presidida por Gro Harlem Brundtland, na época primeira-ministra da Noruega. Essa comissão deveria propor novas normas de cooperação internacional que pudessem orientar políticas e ações internacionais de modo a promover as mudanças que se faziam necessárias.

O relatório "Nosso Futuro Comum", lançado em 1987 (também conhecido como "Relatório Brundtland"), veio atentar para a necessidade de um novo tipo de desenvolvimento capaz de manter o progresso em todo o planeta e, no longo prazo, ser alcançado pelos países em desenvolvimento e também pelos desenvolvidos. (GAUSS CONSULTORES ASSOCIADOS LTDA. O Conceito de Sustentabilidade. Revista Banas Qualidade. Outubro de 2008; pág. 2).

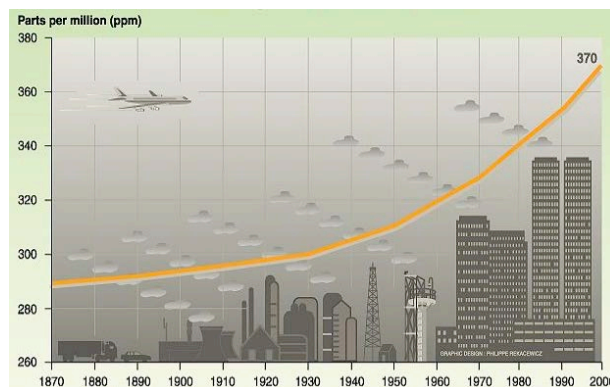


Figura 1: Concentração global de dióxido de carbono na atmosfera, 1870-2000. Fonte: UNEP/GRID-Arendal, 2003 apud RAVAGNANI, 2007.

Tornou-se notável, dessa forma, o conceito de desenvolvimento sustentável, ou seja, "o atendimento das necessidades do presente sem comprometer a possibilidade das gerações futuras atenderem as suas próprias necessidades".

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 nítrico

(N₂O), metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂) por serem os mais abundantes. O dióxido de carbono, 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 CO₂, provoca o aquecimento global e, conseqüentemente, as mudanças climáticas. (IPCC, 2005 apud LEAL DA 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 CO₂, a indústria petrolífera possui as ferramentas necessárias para auxiliar na contenção do crescimento das emissões através da tecnologia emergente conhecida como sequestro ou armazenamento geológico (Figura 2).

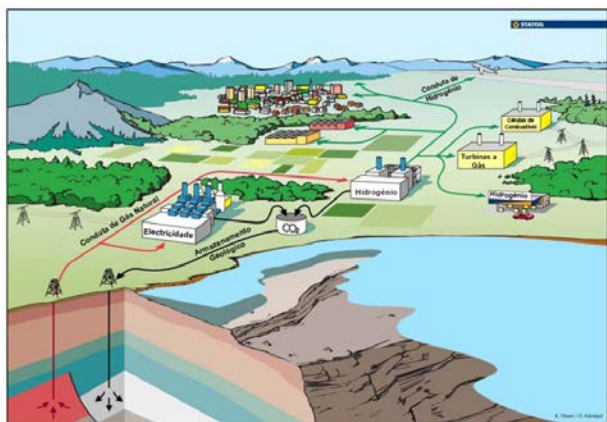


Figura 2: Situação futura possível: combustíveis fósseis gerando eletricidade e hidrogênio, e ao mesmo tempo captura e armazenagem de CO₂. Fonte: www.co2net.com, cortesia da Statoil.

Atualmente, o principal obstáculo para a implantação do sequestro de CO₂ é o alto custo. No entanto, o crescimento do nível de conhecimento e a experiência, assim como as contribuições de novas tecnologias no campo do sequestro de CO₂, irão, provavelmente, reduzir estes custos. Os altos custos podem ser minimizados combinando-se sequestro de CO₂ com 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). A técnica de EOR é basicamente representada pela injeção do CO₂ em reservatórios pré-selecionados.

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, sendo, portanto, um Método Especial de Recuperação Secundária. A eficiência de deslocamento é alta, sendo a saturação de óleo reduzida para cerca de 5% do volume poroso da região contatada. (ROSA et al., 2005).

Portanto, após a aplicação do CO₂ como Método Especial de Recuperação Secundária, os reservatórios considerados "esgotados" são utilizados como amazém

de CO₂. 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 (lençóis de água subterrânea com água salobra não aproveitável).

Metodologia

Para a simulação do processo de injeção e conseqüente armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos foi utilizado o software comercial ECLIPSE 2010.2, seguindo uma metodologia de trabalho com as seguintes etapas:

- Separação do material necessário para utilização no software ECLIPSE 2010.2;
- Treinamento com o software ECLIPSE 2010.2;
- Determinação do modelo físico, matemático e numérico;
- Determinação do modelo a ser implementado no software ECLIPSE 2010.2, plataforma ECLIPSE 300;
- Determinação do arranjo de injeção (quantidade de poço injetor);
- Determinação das características do aquífero salino;
- Análise dos dados sobre o aquífero salino;
- Determinação das características do fluido injetado;
- Realização da simulação de injeção e armazenamento geológico de CO₂, no aquífero salino, através do software ECLIPSE 2010.2;
- Interpretação dos resultados da simulação.

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.

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. Na Figura 3 observamos a tela principal do software.

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.

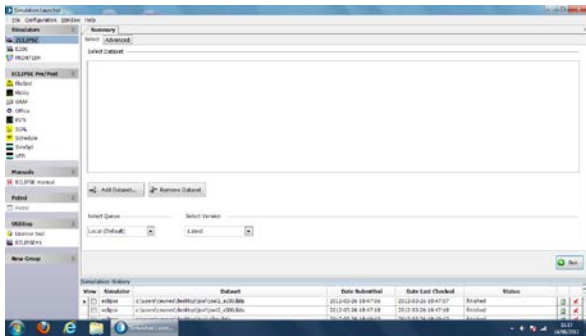


Figura 3: Tela principal do simulador ECLIPSE 2010.2.

Simulação Numérica de Reservatórios

Os fluidos envolvidos neste estudo são gás (CO_2) 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 4); o mesmo está a uma profundidade de 1411,4 m.

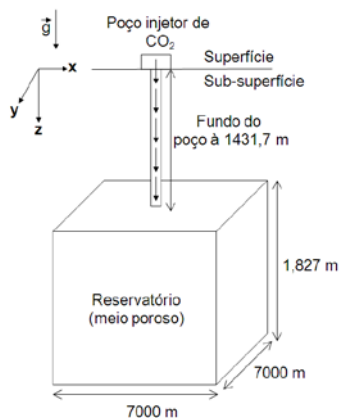


Figura 4: Ilustração do modelo físico.

A temperatura do reservatório é de $32,2\text{ }^\circ\text{C}$ e os componentes presentes são H_2O , CO_2 , NaCl , CaCl_2 , com respectivas frações molares, 0,9109; 0,0; 0,0741; 0,015.

O componente NaCl (densidade de $2170,0\text{ kg/m}^3$) 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 $7,25 \times 10^{-5}\text{ 1/bar}$.

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.

Resultados

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 5 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.

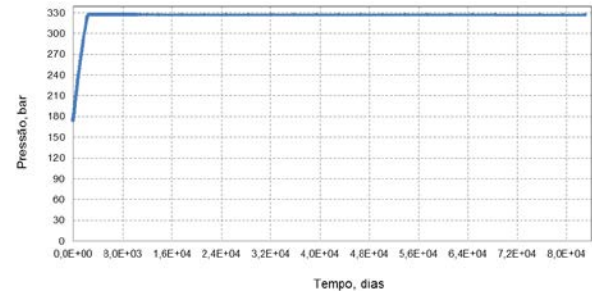


Figura 5: Variação da pressão no reservatório.

Observamos, na Figura 6, 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 $4\ 731\ 262\text{ m}^3$.

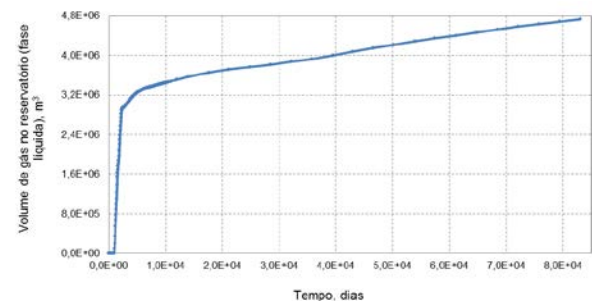


Figura 6: Variação do volume de gás no reservatório (fase líquida).

Já na Figura 7, 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.

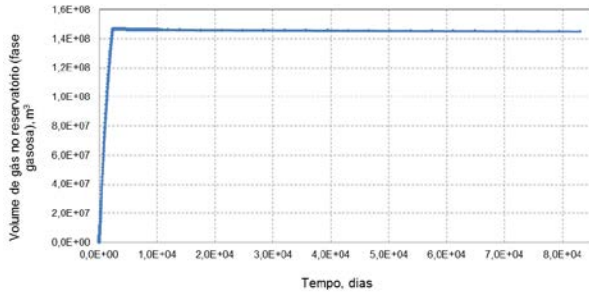


Figura 7: Variação do volume de gás no reservatório (fase gasosa).

Com a Figura 8 podemos observar a taxa de injeção de CO₂ no reservatório.

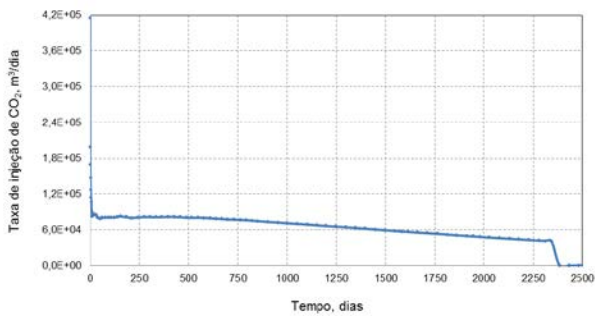


Figura 8: Taxa de injeção de CO₂ no reservatório.

As Figuras 9 a 17, 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 9 a 11 observamos a variação da pressão no reservatório.

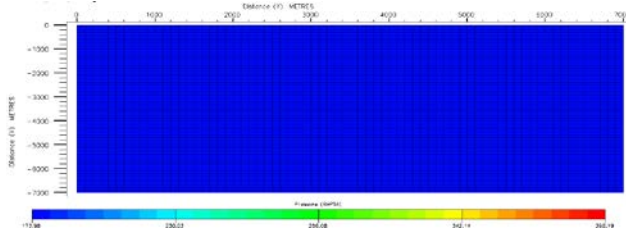


Figura 9: Pressão no reservatório em 01 de agosto de 2004.

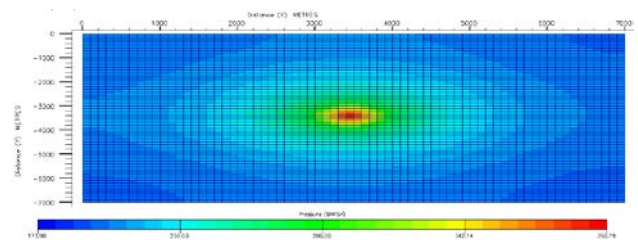


Figura 10: Pressão no reservatório em 01 de fevereiro de 2006.

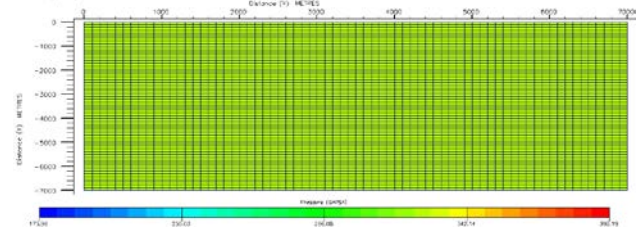


Figura 11: Pressão no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

A variação do pH no reservatório, durante os 227,5 anos (83 063 dias), pode ser observada através das Figuras 12 e 13.

A adição de CO₂ em água conduz, inicialmente, a um aumento na quantidade de CO₂ dissolvido. O CO₂ dissolvido, por sua vez, reage com a água formando ácido carbônico (H₂CO₃). Quando forma-se o ácido carbônico, o mesmo se dissocia para formar íons bicarbonatos (HCO₃⁻).

Estes íons serão posteriormente dissociados para formar íons carbonatos (CO₃⁻²). 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).

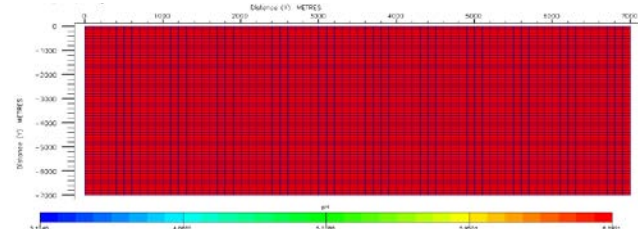


Figura 12: pH no reservatório em 01 de agosto de 2004.

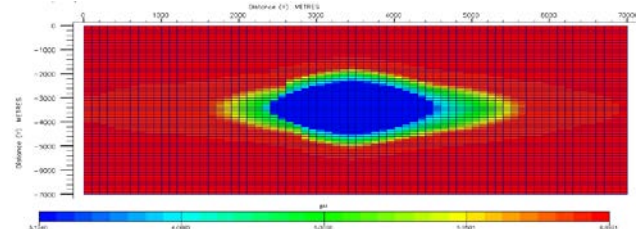


Figura 13: pH no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

Observamos, através das Figuras 14 e 15, o aumento da densidade após a injeção de CO₂ no reservatório.

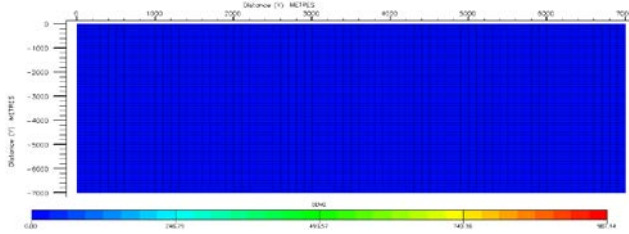


Figura 14: Densidade no reservatório em 01 de agosto de 2004.

Em uma pequena área, a densidade alcançou, aproximadamente, o valor de $987,14 \text{ kg/m}^3$.

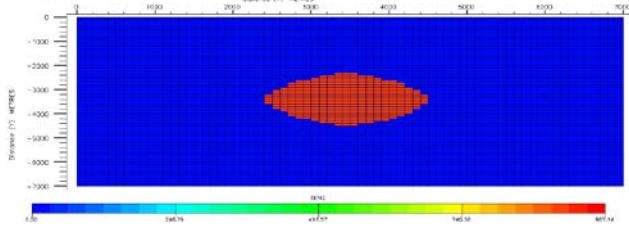


Figura 15: Densidade no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

Já a saturação de gás no reservatório pode ser observada nas Figuras 16 e 17.

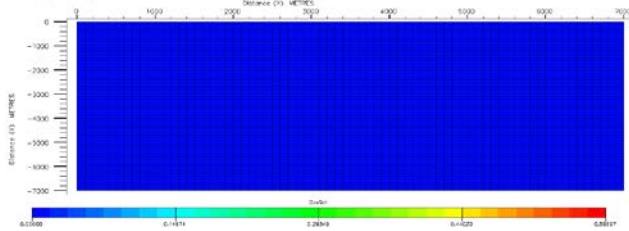


Figura 16: Saturação de gás no reservatório em 01 de agosto de 2004.

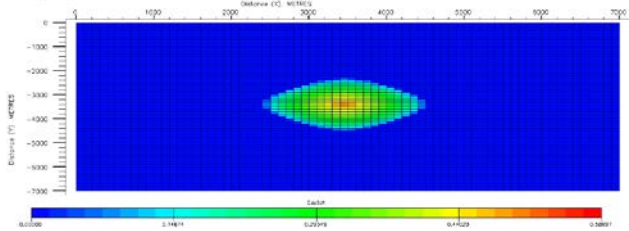


Figura 17: Saturação de gás no reservatório em 31 de dezembro de 2231.

O resultado demonstra que o reservatório tem uma capacidade muito maior de armazenamento, ou seja, será 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, $4,41 \times 10^6 \text{ m}^2$.

Conclusão

O sequestro de carbono através da captura, transporte e armazenamento geológico de CO_2 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_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 durante e após a aplicação da injeção de CO_2 nesses reservatórios.

A avaliação do risco de injeção de CO_2 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_2 , água de formação, reservatório e rochas capeadoras. Além disso, essa avaliação contribui para o estudo dos cenários de escape de CO_2 que incluem: fuga através das rochas capeadoras, falhas, fraturas e poços abandonados, difusão em água, dissolução de CO_2 na água e subsequente transporte de CO_2 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 CO_2STORE , do software ECLIPSE 2010.2, que implementa a injeção de CO_2 em um aquífero salino, cujo os resultados foram aqui registrados.

Agradecimentos

A Schlumberger, pela disponibilização dos Softwares ECLIPSE 2010.2 e PETREL 2011.2 à Universidade Federal do Espírito Santo – UFES para a execução de diversos trabalhos relacionados a Modelagem e Simulação Numérica de Reservatórios.

Aos Engenheiros da Schlumberger, Isabella Rios, Daniel Dias e Jean Luís Giuriatto pelo apoio durante a execução deste Projeto.

A Universidade Federal do Espírito Santo – UFES e ao Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES.

Aos Professores Ana Paula Meneguelo e Carlos André Maximiano Silva.

Referências

COTIA, D. M. R.; Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO_2 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.

FENGHOUR, A., WAKEHAM, W. A., VESOVIC, V.; The Viscosity of Carbon Dioxide. *J. Phys. Chem. Ref. Data*, Vol. 27, N^o.1, 1998.

GAUSS CONSULTORES ASSOCIADOS LTDA. O Conceito de Sustentabilidade. *Revista Banas Qualidade*. Outubro de 2008; pág. 2.

<http://www.co2net.com>, acesso em 20 de outubro de 2011.

KETZER, J. M. M.; CARPENTIER, B.; LE GALLO, Y.; LE THIEZ, P.; Geological Sequestration of CO₂ in Mature Hydrocarbon Fields. *Basin and Reservoir Numerical Modelling of the Forties Field, North Sea*. Institut Français du Pétrole. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 60 (2005), No. 2, p. 259-273.

KETZER, J. M. et al.; The CARBMAP Project: CO₂ Source-Sink Matching and Opportunities for Carbon Sequestration in Brazil. Presented in Carbon Sequestration Leadership Forum Annual Meeting. Paris, France, 2007.

LEAL DA COSTA, I. V.; 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.

RAMÍREZ, A.; HAGEDOORN, S.; KRAMERS, L.; WILDENBORG, T.; HENDRIKS, C.; Screening CO₂ Storage Options in The Netherlands. *International Journal of Green house Gas Control*, p. 367-380, 2010.

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. 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 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.

SPYCHER, N.; PRUESS, K.; A Phase-Partitioning Model for CO₂-Brine Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures: Application to CO₂-Enhanced Geothermal Systems. Nicolas Spycher and Karsten Pruess. *Transp. Porous Med.* Springer, 2 July 2009.