



**II CONEPETRO**

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

## ESTUDO DA DEFORMAÇÃO NA SUPERFÍCIE OCACIONADA PELA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> EM UM DEPÓSITO DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO

Ligia Tornisiello<sup>1</sup>; Francisco Bruno Xavier Teles<sup>2</sup>; Pedro Felipe Gadelha Silvino<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia - [ligiatornisiello@gmail.com](mailto:ligiatornisiello@gmail.com)

<sup>2</sup> Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia - [brunoxavierteles@gmail.com](mailto:brunoxavierteles@gmail.com)

<sup>3</sup> Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Química - [pedro.silvino@ufc.br](mailto:pedro.silvino@ufc.br)

### RESUMO

As tecnologias relacionadas à captura e sequestro de carbono podem contribuir significativamente para redução da emissão de gases de efeito estufa pela indústria de geração de energia e produção de óleo e gás. Após a captura do dióxido de carbono presente nos gases emitidos por fontes pontuais, o mesmo deve ser transportado e armazenado em depósitos geológicos. Na etapa de armazenamento, a ocorrência de deformação na superfície e a formação ou reativação de fraturas, pelas quais o gás pode migrar, estão entre os principais riscos decorrentes da injeção de CO<sub>2</sub>. Com o objetivo de avaliar a deformação causada na superfície em um depósito de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, foi elaborado um modelo em um software de simulação de reservatório, no qual também foi executada a análise geomecânica. Os resultados mostraram que, para os casos estudados, o deslocamento vertical na superfície foi da ordem de milímetros.

**Palavras-chave:** armazenamento geológico, simulação computacional, análise geomecânica.

### 1. INTRODUÇÃO

De acordo com U.S Energy Information Administration (EIA), o consumo mundial de energia deve atingir 184 trilhões de kWh em 2020, majoritariamente supridos por combustíveis fósseis. Além disso, estima-se que a emissão de dióxido de carbono deve aumentar para 36 bilhões de toneladas em 2020. Nesse cenário, as tecnologias relacionadas à captura e sequestro de carbono (CSC) figuram como alternativa para redução da emissão de gases de efeito estufa pela indústria de geração de energia e produção de óleo e gás, representando uma ferramenta

complementar para mitigação das alterações climáticas.

Os projetos de CSC envolvem as etapas de captura do dióxido de carbono presente nos gases de efeito estufa emitidos por fontes pontuais, transporte desse gás e posterior armazenamento em depósitos geológicos profundos. O armazenamento deve ser seguro, permanente, ambientalmente sustentável e economicamente efetivo. Depósitos geológicos viáveis podem ser encontrados tanto onshore quanto offshore, sendo reservatórios depletados de óleo e gás, formações salinas e depósitos de carvão não-mináveis alguns dos tipos de depósitos para

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

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)



**II CONEPETRO**

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

armazenamento estudados pelo U.S. Department of Energy (DOE). É importante que a armadilha geológica que garante o trapeamento do gás injetado esteja a uma profundidade que resulte em temperatura superior a 31.1 °C e pressão superior a 7.38 MPa, condições na qual o CO<sub>2</sub> está na fase supercrítica e um volume maior pode ser armazenado no espaço poroso.

Atualmente, existem projetos de CSC operando em todo o mundo. Entre os mais significativos, estão os projetos de Sleipner (Noruega), Snøhvit (Noruega), Weyburn-Midale (USA/Canada) e In Salah (Algeria) [BECKWITH 2011]. No projeto de Sleipner, instituído pela Statoil em 1996, são injetados anualmente 1 Mton de CO<sub>2</sub>, o qual é separado do gás natural produzido no campo de Sneiper e então armazenado a mais de 1000 m abaixo do solo marinho, na formação salina Utsira. No projeto de Snøhvit, o gás natural proveniente do campo offshore Snøhvit, produzido pela Statoil, é enviado para uma planta de processamento onshore, na qual o CO<sub>2</sub> é separado e posteriormente injetado na formação arenítica Tubåsen, a 2600 m abaixo do solo marinho. Já no projeto de Weyburn-Midale, o CO<sub>2</sub> capturado na planta de gaseificação de carvão de Great Plains, na Dakota do Norte, EUA, é transportado em gasoduto por cerca de 320 km e então injetado nos campos de Midale e Weyburn para

aumentar a recuperação de óleo. No projeto de In Salah, primeiro projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub> em escala industrial no mundo, cerca de 4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> foram injetados e armazenados em uma formação carbonífera, com cerca de 20 m de espessura e permeabilidade relativamente baixa, no campo de Krechba.

As alterações geomecânicas que ocorrem no reservatório, induzidas pela injeção de CO<sub>2</sub>, são questões importantes na consideração da viabilidade e segurança de projetos de CSC. A injeção de CO<sub>2</sub> resulta em aumento da pressão de poro, podendo promover a elevação (uplift) da formação. Além disso, as alterações de temperatura e pressão do reservatório tem influência sobre o estado de tensões. Dependendo das condições, pode ocorrer geração de novas fraturas e reativação de fraturas pré-existentes, com formação de caminhos preferenciais ao longo dos quais o CO<sub>2</sub> dissolvido pode migrar, podendo chegar à atmosfera ou aquíferos a profundidades mais rasas, causando desastres ambientais. Assim, o estudo da mecânica das rochas, incluindo a avaliação da capacidade selante da rocha acima do reservatório, das deformações na superfície e do potencial de reativação de falhas e de sismicidade induzida, torna-se fundamental para avaliação do desempenho de depósitos de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>.

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

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)

Com o intuito de avaliar os riscos geomecânicos associados a injeção de CO<sub>2</sub> em um depósito geológico no estado de Missouri, EUA, Amirlatifi et. al [2011] desenvolveram um módulo de acoplamento que transfere resultados, como pressão do reservatório e saturação dos fluidos, obtidos na simulação de reservatório para um modelo de elementos finitos, através do qual se obtém a deformação causada pela injeção de CO<sub>2</sub>. Lee et. al [2012] elaboraram um modelo teórico e conduziram um estudo que permitiu descrever quantitativamente o potencial de vazamentos do CO<sub>2</sub> por fraturas induzidas no reservatório e *uplift* da superfície. Rinaldi et. al [2014] modelaram a deformação da superfície ao redor de um dos poços injetores no projeto de In Salah, através da comparação das pressões simuladas e medidas e da evolução espacial e temporal da elevação simulada com medidas obtidas através da interferometria por radar de abertura sintética (InSAR).

Nesse contexto, o trabalho desenvolvido compreendeu a elaboração de um modelo teórico simplificado de um reservatório, a partir dos dados que se dispunha da formação de Krechba, do projeto de In Salah [NWACHUKWU, 2015]. Para simulação, foi utilizado um software de simulação de escoamento de fluidos, com o objetivo de obter a deformação na superfície causada pela injeção de CO<sub>2</sub>.

## 2. METODOLOGIA

Para o propósito deste estudo, um modelo de simulação simplificado foi elaborado no CMG. O reservatório tem comprimento (eixo x), largura (eixo y) e espessura (eixo z) iguais a 6000 m, 8000 m e 20 m, respectivamente, e está localizado a profundidade de 1300 m. No grid cartesiano adotado, todos os blocos possuem as mesmas dimensões (60 m no eixo x, 80 m no eixo y e 20 m no eixo z).

A porosidade foi considerada constante em todo o reservatório e assumiu o valor de 8%. Dispunha-se de valores estimados de permeabilidade em nove pontos distintos do reservatório. Com auxílio do SGEMS, um software para modelagem geoestatística usado para resolver problemas relacionados a variáveis espacialmente relacionadas, esses dados foram utilizados juntamente com a

função para simulação estocástica *sgsim* (sequential Gaussian simulation) presente no software, para gerar mapas equiprováveis de permeabilidade em diferentes orientações, representados na Figura 1 (orientação 0°) e Figura 2 (orientação 135°). Na legenda presente nas figuras, podem ser lidos os valores de permeabilidade em unidades de miliDarcy (mD). Tais mapas quantificam a variabilidade da propriedade amostrada e as incertezas relacionadas. Os valores gerados foram adicionados ao modelo no CMG. Para permeabilidade vertical foi adotado valor dez vezes menor do que a permeabilidade horizontal. A compressibilidade da rocha é  $1.45 \times 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$ .

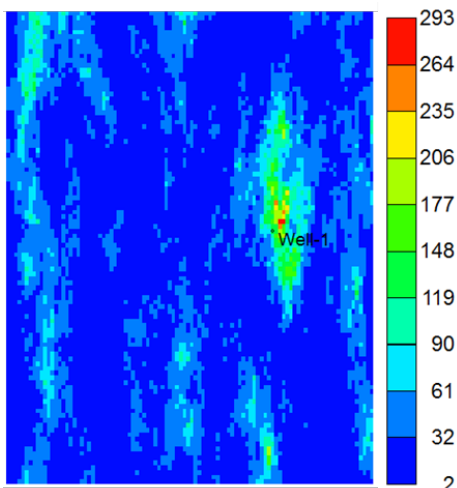


Figura 1: Mapa de permeabilidade (em miliDarcy) - Caso I

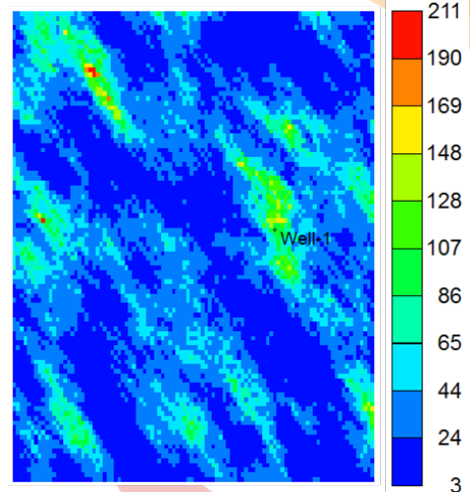


Figura 2: Mapa de permeabilidade (em miliDarcy) - Caso II

Na seção do modelo que inclui as informações sobre os componentes, foi escolhida a equação de estado de Peng-Robinson para descrever o comportamento dos componentes. Os dados de saturação utilizados são mostrados nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Saturação da água

Sw (%)	Krw	Pc (Pa)
0.00	0.0000	1.00
0.05	0.0008	8.00E-01
0.09	0.0033	6.50E-01
0.14	0.0074	4.50E-01
0.19	0.0131	2.50E-01
0.23	0.0205	1.50E-01
0.28	0.0295	5.00E-02
0.33	0.0402	1.00E-02
0.38	0.0525	8.00E-03
0.42	0.0664	5.00E-03
0.47	0.0820	1.00E-03
0.52	0.0993	5.00E-04
0.56	0.1181	1.00E-04



0.61	0.1386	9.00E-05
0.66	0.1608	5.00E-05
0.70	0.1846	1.00E-05
0.75	0.2100	5.00E-06
0.80	0.2200	2.50E-06
0.85	0.2500	1.50E-06
0.90	0.2800	5.00E-07
0.95	0.3100	2.60E-07
1.00	0.3300	2.20E-07

Tabela 2: Saturação do gás

Sg (%)	Krg	Pc (Pa)
0.00	1.0000	0
0.56	0.3319	0
0.58	0.2863	0
0.60	0.2451	0
0.62	0.2079	0
0.65	0.1747	0
0.67	0.1451	0
0.69	0.1191	0
0.71	0.0964	0
0.74	0.0767	0
0.76	0.0599	0
0.78	0.0457	0
0.80	0.0339	0
0.82	0.0244	0
0.85	0.0168	0
0.87	0.0110	0
0.89	0.0067	0
0.91	0.0037	0
0.93	0.0018	0
0.96	0.0007	0
1.00	0.0000	0

Em relação às propriedades definidas na seção geomecânica do modelo, foi adotado o critério de falha de Mohr-Coulomb e dois tipos de rocha foram criados. O primeiro representando as camadas acima do reservatório, com propriedades constantes e iguais a 30 MPa, 0.15, 0.6667 para módulo de Young, coeficiente de Poisson e coeficiente de Biot, respectivamente. Para rocha reservatório, os valores para módulo de Young, coeficiente de Poisson e coeficiente de Biot são 20 MPa, 0.15, 0.6667, respectivamente.

Para considerações deste estudo, em cada caso, foi perfurado apenas um poço injetor vertical. A localização do poço é diferente para os casos considerados, mas esses estão sempre posicionados em uma região de alta permeabilidade dentro do reservatório, como pode ser visto na Fig. 1 e 2. A taxa de injeção é de  $10^6$  m<sup>3</sup>/dia. A simulação é executada utilizando simulador composicional GEM, no CMG.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para um período de injeção de 1100 dias, os resultados abaixo foram obtidos no módulo de resultados 3D do CMG. O aumento na pressão (em kPa) do reservatório devido a injeção de CO<sub>2</sub>, para os casos I e II, pode ser visto na Fig. 3 e 6, respectivamente.



## II CONEPETRO

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

Com auxílio dessas figuras, pode-se observar que o aumento de pressão no reservatório assume valores próximos para os dois casos. A saturação de CO<sub>2</sub> para cada caso pode ser vista na Fig. 4 e 7. Essas figuras, quando

sobrepostas aos respectivos mapas de permeabilidade, permitem visualizar a migração da pluma de CO<sub>2</sub>.

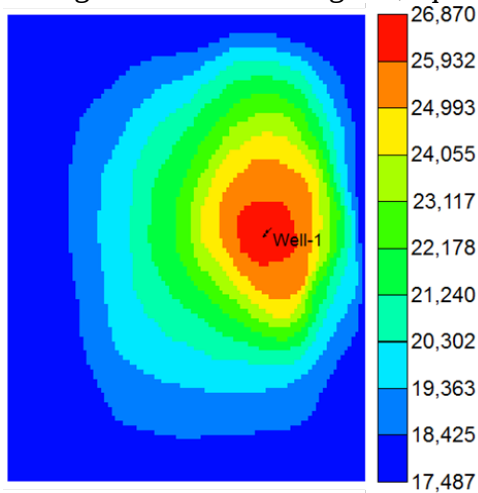


Figura 3: Pressão no reservatório (em kPa)  
- Caso I

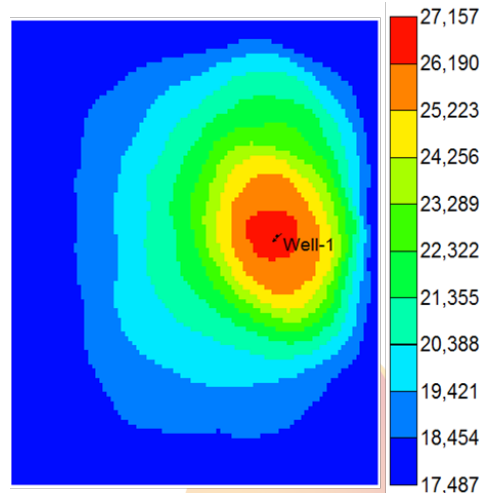


Figura 6: Pressão no reservatório (em kPa)  
- Caso II

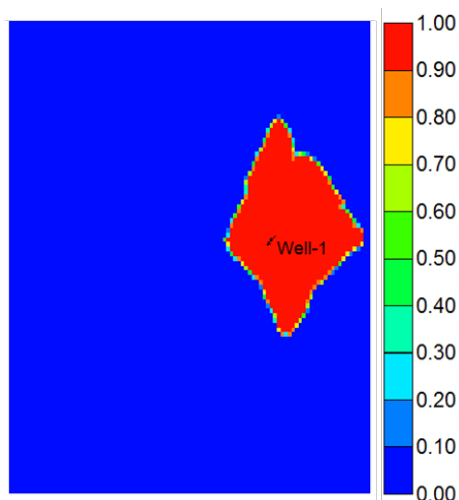


Figura 4: Saturação de CO<sub>2</sub> - Caso I

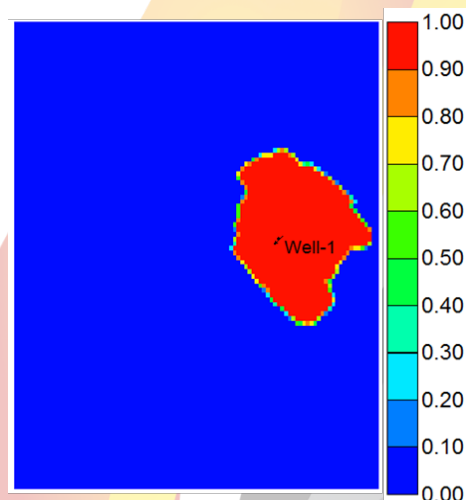


Figura 7: Saturação de CO<sub>2</sub> - Caso II



## II CONEPETRO

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

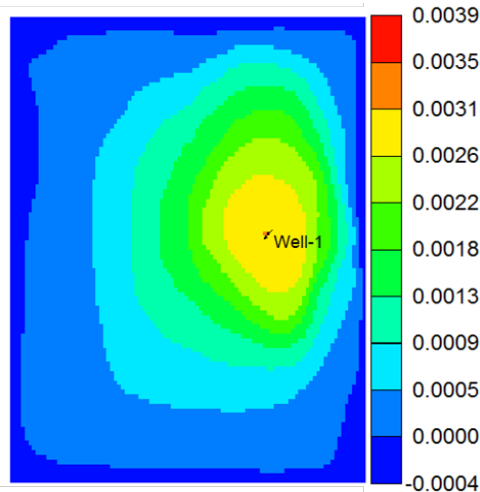


Figura 5: Deslocamento vertical (em metros)  
- Caso I

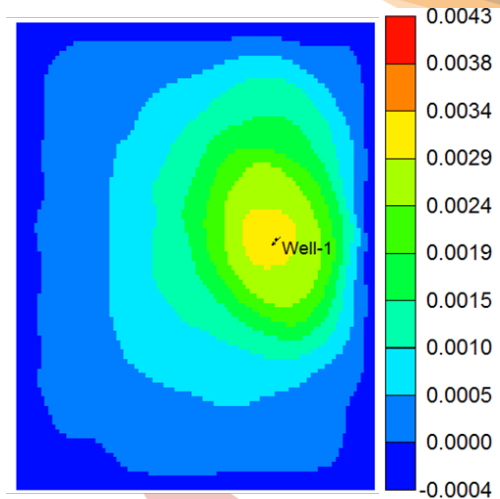


Figura 8: Deslocamento vertical (em metros)-  
Caso II

O deslocamento vertical devido à injeção de CO<sub>2</sub>, obtido com a análise geomecânica, pode ser visto na Fig. 5 e 8. A legenda presente na figura mostra a deformação em metros. É possível ver que a deformação na superfície é da ordem de milímetros para ambos os casos, sendo que o maior valor de deslocamento vertical ocorre próximo ao poço injetor. Além disso, pode-se observar que área deformada no caso I é maior do que no caso II.

#### 4. CONCLUSÕES

Nesse trabalho foi possível elaborar um modelo simplificado para simulação computacional capaz de representar o caso em estudo. Além disso, demonstrou-se a aplicabilidade do CMG para predição dos deslocamentos verticais na superfície.

Nos casos estudados, houve um aumento de pressão considerável na região próxima ao poço e a deformação na superfície, decorrente da injeção de CO<sub>2</sub>, foi da ordem de milímetros para ambos os casos. Tais resultados comprovam a necessidade da predição do movimento do CO<sub>2</sub> dissolvido, do campo de pressões no reservatório e da deformação causada na superfície para avaliação do desempenho e riscos associados à um projeto de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>.

Uma sugestão futura para esse trabalho seria validar os resultados obtidos usando um software de elementos finitos para análise geomecânica.

#### 5. AGRADECIMENTOS

A Universidade do Texas em Austin, Texas, EUA, e a todos os patrocinadores e

responsáveis pelo Summer Undergraduate Research Internship (SURI). Ao Dr. Sanjay Srinivasan por fornecer os dados necessários para elaboração do modelo e pelo suporte. A CAPES pelo patrocínio da bolsa de estudos pelo programa Ciência sem Fronteiras. A ANP/UFC PRH-31.

## 6. NOMENCLATURA

Krg – permeabilidade relativa do gás  
Krw – permeabilidade relativa da água  
Pc – pressão capilar (Pa)  
Sg – saturação de gás (%)  
Sw – saturação de água (%)

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMIRLATIFI, A.; ECKERT, A.; NYGAARD, R.; BAI, B. *Estimation of Reservoir Uplift, Seismicity and Failure Likelihood during CO<sub>2</sub> Injection through Coupled Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers, 2011.

BECKWITH, R. *Carbon Capture and Storage: A Mixed Review*. Journal of Petroleum Technology. May, 2011.

CARLSON, M. R. *Practical Reservoir Simulation - Using, Assessing, and Developing Results*. PennWell Books, 2003.

LEE, J.; MIN, K. B.; RUTQVIST, J. *Evaluation of Leakage Potential Considering Fractures in the Caprock for Sequestration of CO<sub>2</sub> in Geological Media*. American Rock Mechanics Association, 2012.

NWACHUKWU, A. *Model Selection for CO<sub>2</sub> Sequestration Using Surface Deflection and Injection Data*. 2015, 118p. Dissertação de mestrado, The University of Texas at Austin, Center for Petroleum and Geosystems Engineering.

PYRCZ, M. J.; DEUTSCH, C. V. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press, 2014.

REMY, N.; BOUCHER, A.; WU, J. *Applied Geostatistics with SGeMS - A User's Guide*. Cambridge University Press, 2011.

RINALDI, A. P.; RUTQVIST, J.; FINSTERLE, S.; LIU, H. H. *Forward and Inverse Modeling of Ground Surface Uplift at In Salah, Algeria*. American Rock Mechanics Association, 2014.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Carbon Storage Atlas*. 2015.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook Report*. 2014.





# II CONEPETRO

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



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

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)