

Modelagem Multiescala do Acoplamento Hidro–Geoquímico Aplicado ao Sequestro Geológico de Dióxido de Carbono

Sidarta Araújo de Lima

Programa de Pós-Graduação em Matemática Aplicada e Estatística, UFRN
59078-970, Natal, RN
E-mail: sidarta@ccet.ufrn.br

Eduardo Rangel Gomes July Herbert S. Mariano

Programa de Pós-Graduação em Matemática Aplicada e Estatística, UFRN
59078-970, Natal, RN
E-mail: eduardoufpa@gmail.com, julyherbert.jhsm@gmail.com

RESUMO

Os aquíferos e reservatórios de petróleo são formações bastante complexas resultantes de processos de natureza geológica que ocorrem numa escala de tempo de milhares de anos. Uma característica peculiar destes meios porosos é que os fenômenos envolvidos ocorrem em diferentes escalas temporais e espaciais. Além disso, o forte acoplamento e a não linearidade dos fenômenos envolvidos incorpora uma complexidade adicional. Portanto, a modelagem matemática e computacional do escoamento de fluidos, fenômenos geomecânicos, bem como processos geoquímicos nestas formações geológicas é um grande desafio atual nos domínios da computação científica, engenharias e indústria do petróleo.

Com a recente descoberta de petróleo na camada do pré-sal, é necessário o desenvolvimento de novas técnicas para a redução das emissões de dióxido de carbono na atmosfera, pois a exploração do pré-sal produzirá uma liberação anual de milhares de toneladas equivalentes de carbono. Para se ter uma idéia da potencial degradação ambiental, estudos iniciais demonstram que a exploração da camada pré-sal emitirá uma concentração de CO_2 entre 3 e 4 vezes superior aos campos do pós-sal explorados atualmente. Uma alternativa bastante promissora para a diminuição dos impactos ambientais na exploração de hidrocarbonetos é o armazenamento do dióxido de carbono em formações geológicas. O armazenamento ou sequestro de carbono consiste na captura e imobilização desse gás através da injeção mecânica em locais que não interfiram drasticamente no ecossistema local e não possibilite riscos de vazamento. Para que o armazenamento de CO_2 seja uma tecnologia viável, a estocagem deve ser assegurada por centenas ou milhares de anos. Além disso, é necessário ter pouco impacto ambiental, baixo custo operacional e estar de acordo com as leis ambientais nacionais e internacionais (MORO, 2006). Em geral, o armazenamento pode ser realizado em uma grande variedade de ambientes geológicos, tais como reservatórios de petróleo, jazidas de gás natural, minas de carvão e aquíferos salinos profundos, etc. Em particular, os campos de petróleo do pré-sal demonstram-se como potenciais locais de armazenamento de CO_2 por serem formados por rochas de baixa porosidade e permeabilidade situadas na subsuperfície (cap rock).

Naturalmente, o estudo de viabilidade da estocagem de CO_2 em aquíferos e reservatórios de petróleo demanda o desenvolvimento de modelos matemáticos e computacionais capazes de simular com acurácia as diferentes escalas temporais e espaciais do problema, bem como os diversos fenômenos acoplados e não lineares envolvidos. Um fator fundamental no estudo dos processos envolvidos na injeção do dióxido de carbono em formações geológicas é a correta compreensão das propriedades físico-químicas do gás. Por exemplo, em reservatórios de petróleo espera-se que a injeção de CO_2 produza o deslocamento do fluido residente nos poros. A eficiência deste processo esta fortemente associada as características físico-químicas do CO_2 , bem como as condições de temperatura e pressão no interior do meio poroso. Neste trabalho propomos a modelagem computacional do acoplamento hidro-geoquímico em meios porosos. Postulamos as equações da hidrodinâmica e do transporte reativo do soluto considerando o meio poroso rígido. Para a descrição do acoplamento entre as fases consideramos a teoria termodinâmica e derivamos o algoritmo flash. O modelo matemático é discretizado utilizando o método de volumes finitos de alta ordem. Os resultados computacionais permitiram simular numericamente o fenômeno do sequestro geológico do dióxido de carbono em aquíferos e reservatórios de petróleo.

Palavras-chave: *Sequestro de CO_2 , Método de Volumes Finitos, Transporte Reativo*

Referências

- [1] M. A. Mendes, Modelagem Computacional de escoamento Bifásico em Meios Porosos Heterogêneos com Acoplamento Geomecânico, tese de doutorado, LNCC, 2007.
- [2] A. Kurganov and E. Tadmor. New high-resolution central schemes for nonlinear conservation laws and convection-diffusion equations. *J. Comput. Phys*, 160:241? 282, 2000.
- [3] Obi, E. I. and Blunt, M. J., Streamline-based simulation of carbon dioxide storage in a North Sea aquifer, *Water Resour. Res.*, vol. 42, 2006.
- [4] Z. Chen, G. Huan, Y. Ma, *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*, Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.
- [5] Prausnitz, J. M., Lichtenthaler, R. N., Azevedo, E. G., *Molecular Thermodynamics of Fluid Phase Equilibria*, Printice Hall, 2.ed., 1985.