

# MODELAGEM EXPERIMENTAL DE INTERAÇÕES CO<sub>2</sub>-ÁGUA-ROCHA EM CARBONATOS SIMILARES AOS RESERVATÓRIOS DO INTERVALO DO PRÉ-SAL

*Siqueira, T.A.<sup>1</sup>; Cescani, V. K.<sup>1,2</sup>; Iglesias, R. S.<sup>1,2</sup>; Ketzer, J. M.M.<sup>1</sup>.*

*<sup>1</sup>Instituto do Petróleo e dos Recursos Naturais IPR PUCRS; <sup>2</sup>Faculdade de Engenharia PUCRS;*

**RESUMO:** As maiores descobertas de petróleo no Brasil foram feitas recentemente pela Petrobras no intervalo Pré-Sal, no oceano Atlântico, próximo à costa dos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Uma concentração significativa (> 3 vol%) de CO<sub>2</sub> está associada aos hidrocarbonetos produzidos nestes campos. O armazenamento geológico é possivelmente a solução mais viável para evitar as emissões deste CO<sub>2</sub> para a atmosfera. A injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios, além de evitar emissões, pode aumentar a taxa de recuperação de petróleo, através da técnica conhecida como EOR (Enhanced Oil Recovery). A interação geoquímica entre os fluidos do reservatório e novos fluidos durante o processo de produção, juntamente com os minerais presentes no reservatório pode, no entanto, causar alterações nas propriedades do mesmo (porosidade e permeabilidade, por exemplo). A reatividade geoquímica de dolomita característica de reservatórios do pré-sal foi estudada assim como minerais puros de calcita e magnesita em uma série de experimentos com os minerais pulverizados, 1) solução salina e com 2) água milli-Q, em diferentes temperaturas: 50, 90 e 150°C. Os experimentos foram realizados em batelada com 250 bar de pressão parcial de CO<sub>2</sub> durante 24 h para avaliar o efeito de temperatura e salinidade em pressão constante de CO<sub>2</sub>. A caracterização do sólido foi feita por Difractometria de Raios-X e as soluções aquosas foram analisadas por ICP-OES. A acidificação das soluções devido à dissolução do CO<sub>2</sub> em água é a principal fonte de reatividade do sistema. A concentração de prótons aumenta e causa dissolução parcial da dolomita, Magnesita e Calcita inicial liberando cátions Ca<sup>2+</sup> e Mg<sup>2+</sup> em solução. A concentração de ânions HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> também aumenta devido à dissolução do CO<sub>2</sub> na água e à dissolução dos minerais carbonáticos. Determinadas temperaturas aumentam a cinética da reação e a dissolução dos minerais e liberam cátions em solução. Uma nova fase cristalina precipita como solução sólida dos polos puros da calcita e dolomita. Em temperatura mais elevada pode-se observar uma tendência a dissolução e precipitação da calcita em função de sua alta reatividade. Baseado nos resultados obtidos é possível vislumbrar um comportamento dos minerais carbonáticos e suas interações geoquímicas durante os processos de injeção e aprisionamento de CO<sub>2</sub> em meio geológico nas condições do reservatório. É necessário realizar mais estudos e aprimorar as metodologias para tais estudos, visto que a simulação das condições de reservatório são de difícil execução.

**PALAVRAS-CHAVE:** CO<sub>2</sub>, ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO, CARBONATO, REATIVIDADE.