

# SIMULAÇÃO DA RESPOSTA DE RMN EM LÂMINAS PETROGRÁFICAS

*Carneiro, G.F.<sup>1</sup>; Benavides, F.M.<sup>1</sup>; Lima, M.C.O.<sup>1</sup>; Leiderman, R.<sup>1</sup>; Azeredo, R.B.V<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Universidade Federal Fluminense

**RESUMO:** A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é uma ferramenta comumente usada como uma ferramenta de perfilagem na avaliação de rochas-reservatório. Como a RMN é sensível ao  $^1\text{H}$  presente nos fluidos saturando o meio poroso, ela é capaz de fornecer informação de porosidade das rochas independente da litologia das mesmas. Além disso, o resultado obtido da análise de RMN de rochas saturadas – a distribuição de tempos de relaxação transversal ( $T_2$ ) – é uma função dos tamanhos dos seus tamanhos de poros e da relaxatividade superficial ( $\rho$ ). O conhecimento dos tamanhos dos poros de rochas-reservatório é fundamental para a exploração dos reservatórios, pois auxilia na estimativa da permeabilidade e no entendimento do fluxo dos fluidos. O parâmetro  $\rho$  é o fator de escala entre os tempos de relaxação medidos e o tamanho dos poros e ele varia para as diferentes rochas. Apesar de existirem referências na literatura sugerindo métodos para a estimativa do  $\rho$ , hoje não há nenhuma análise padrão para esse tipo de avaliação. Uma abordagem possível para estimar  $\rho$  é a comparação entre dados experimentais de RMN e simulados com o uso de caminhantes aleatórios, já que com a simulação é possível variar o parâmetro  $\rho$  usado para uma mesma amostra. Outro fenômeno interessante que pode ser observado em medidas de RMN de rochas é o acoplamento difusivo, que faz com que a distribuição de  $T_2$  tenha um formato diferente da distribuição de tamanho de poros daquela amostra. Tal fenômeno ocorre devido à difusão rápida dos  $^1\text{H}$  do fluido saturante por poros de tamanhos diferentes. O conhecimento mais profundo deste fenômeno é de grande valia na avaliação da conectividade dos poros e permeabilidade das rochas em estudo. Mais uma vez, as simulações com caminhantes aleatórios aparecem como uma boa opção para avaliar o efeito do fenômeno nas distribuições de  $T_2$  obtidas. Neste trabalho, mostramos as distribuições de  $T_2$  obtidas através da simulação de caminhantes aleatórios em imagens petrográficas binarizadas de arenitos e carbonatos. O simulador usado foi desenvolvido no Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica (UFFLAR) da Universidade Federal Fluminense (UFF). Em alguns casos, é possível ver uma subrepresentação dos microporos (tempos de relaxação mais curtos) – o que é esperado, já que, para esses casos, a porosidade calculada pela imagem é menor que a porosidade medida por injeção de gás, um indício de que a imagem petrográfica não captura as informações da microporosidade. Porém, ainda assim é possível estimar valores de  $\rho$  para essas amostras, que resultam no melhor ajuste entre os dados experimentais e simulados. Além de visualizar o possível efeito do acoplamento difusivo em algumas amostras. ANP – Compromisso com Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento

**PALAVRAS-CHAVE:** RMN, PETROFÍSICA, SIMULAÇÃO