

# ESTIMATIVA DE POROSIDADE UTILIZANDO DIFERENTES TÉCNICAS LABORATORIAIS EM ROCHAS RESERVATÓRIOS PETROLÍFERAS: UM ESTUDO PRELIMINAR.

*Lima, M.C.O.<sup>1</sup>; Bagueira, R.V.A.<sup>1</sup>; Rabe, C.<sup>1</sup>; Texeira, J.<sup>1</sup>; Semiramis, C.<sup>1</sup>; Nobre, J.<sup>2</sup>.*

<sup>1</sup>Universidade Federal Fluminense; <sup>2</sup>Universidade Federal do Rio de Janeiro

**RESUMO:** Há décadas a avaliação do espaço poroso tem sido exaustivamente estudado, e com o surgimento de novas técnicas cada vez mais sofisticadas e de alta resolução, o entendimento da porosidade tornou-se mais acurada, rápida e acessível. Deste modo, caracterizar os reservatórios carbonáticos e areníticos através de um estudo combinado entre propriedades petrofísicas de rotina e especial faz-se compreender com mais clareza as suas características de armazenagem de fluidos. Determinar a porosidade total é uma parte fundamental no estudo de gestão de reservatórios petrolíferos, pois ele funciona não só como espaço de armazenamento, como também uma via para estimar a condutividade hidráulica e com isto, prever a estimativa de reservas e potencial de fluxo de óleo e gás. Sabe-se que as rochas carbonáticas são relativamente simples na sua composição mineralógica, sendo desenvolvidas principalmente através de atividade biológica ou por precipitação química, porém são afetadas fortemente pela diagênese, o que dificulta sua caracterização petrofísica. Já as rochas areníticas possuem uma variedade mineralógica maior, são mais fortemente caracterizadas por sua textura original e muito resistentes aos efeitos da diagênese, fato que facilita a análise petrofísica. Devido a essa variação de características petrográficas e conseqüentemente, petrofísicas, o estudo através de várias técnicas potencializa os resultados, além de favorecer a interpretação deles. Para a determinação da porosidade, são utilizados diferentes métodos, podendo ser divididos em métodos laboratoriais, como porosimetria a gás, que apresentam resultados mais precisos, injeção de mercúrio por pressão capilar e ressonância magnética nuclear, esse também chamado de petrofísica especial, e, os métodos visuais, como análise de lâmina petrográfica e estudo de imagens microtomográficas. Por ser uma propriedade petrofísica complexo entendimento, esse trabalho tem como objetivo mostrar como essas técnicas ajudam na quantificação dos volumes porosos, apresentando suas limitações, além de propor um fluxo de trabalho onde essas técnicas podem ser interligadas para melhorar a estimativa da porosidade. Como resultado, a técnica de ressonância magnética nuclear apresentou os melhores resultados para ambas as rochas quando comparados com os resultados da porosimetria a gás. Por outro lado, as maiores diferenças foram encontradas na binarização das imagens microtomografadas: as amostras areníticas apresentaram pequenas diferenças, já as amostras carbonáticas, em sua maioria, apresentaram diferenças médias de 50% quando comparadas com a porosimetria a gás. Foram correlacionadas as análises das lâminas petrográficas com as respostas das distribuições dos tempos  $T_2$  do RMN e das gargantas de poros do MICP possibilitando interpretar seus gráficos definindo suas distribuições de famílias de poros. Como nenhuma técnica de análise de poros é totalmente satisfatória, para melhorar a compreensão, o aconselhável é integrar resultados fornecidos pelos diversos métodos para se ter um entendimento mais preciso dessa propriedade petrofísica. Agradecimentos a ANP – Compromisso com Investimento em Pesquisas e Desenvolvimento pelos dados cedidos para a realização deste trabalho.

**PALAVRAS-CHAVE:** POROSIDADE; CARBONATOS; ARENITOS.