

PETROLOGIA E PETROFÍSICA DE LITOFÁCIES ANÁLOGAS AOS RESERVATÓRIOS “MICROBIAIS” DA SEÇÃO PRÉ-SAL

Brelaz, L.C.¹; Ribeiro, M.G.S.²; Borghi, L.², Mohriak, W.¹

¹Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ); ²Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

RESUMO: O Pré-sal brasileiro está no ranking das 10 maiores descobertas da indústria petrolífera na última década (Berry, 2014). As rochas carbonáticas que compõem os reservatórios do Pré sal, especialmente os “microbialitos”, são de natureza complexa e heterogênea, fato que demanda um estudo minucioso dos constituintes deposicionais, diagenéticos e de porosidade (Petrobras, 2014). Neste aspecto, a utilização de rochas análogas é prática comum para predição de características geológicas e propriedades petrofísicas de rochas-reservatório (Howell et al., 2014). No presente estudo selecionaram-se cinco rochas análogas às fácies “microbiais” do Pré-sal: estromatólitos de Lagoa Salgada, Rio de Janeiro; estromatólitos da Formação Yacoraite, Bacia de Salta, Argentina; calcários laminados da Formação Santana, Bacia do Araripe, Ceará; travertinos de Tívoli, Itália, e tufas calcárias de Bonito, Mato Grosso do Sul. Todas as rochas citadas pertencem a depósitos carbonáticos formados “*in situ*”, de ambiente lacustre a lagunar (Srivastava 2002; Oliveira 2009; Pentecost 2005; Ronchi e Cruciani, 2015) semelhante às condições deposicionais e faciológicas dos carbonatos microbiais do Pré-sal (Corbett 2015). Os estromatólitos de Lagoa Salgada apresentam estruturas dômicas, arborescentes a arbustiformes; laminações crenuladas, onduladas e irregulares. Poros fenestrais, vugulares, e microporos são os principais tipos de poros, com menor ocorrência de poros intrapartícula e móldicos. A petrofísica básica define porosidade de 31% e permeabilidade de 150 mD. Injeção de mercúrio aponta porosidade de 14%, permeabilidade de 10 mD, e raio médio de garganta de poros de 0,47µm de diâmetro. Os estromatólitos da Formação Yacoraite exibem estrutura laminada e dômica, formada por laminações e crostas de calcita fibro-radial. Poros fenestrais, canais, microfraturas e microporos constituem os principais tipos de poros. Petrofísica de rotina indica porosidade de 8,5% e permeabilidade de 0,386mD. Dados de injeção de mercúrio apontam porosidade de 10%, permeabilidade de 18 mD, e raio médio de garganta de poros de 0,38 µm de diâmetro. Os calcários laminados são constituídos por laminações crenuladas e onduladas de composição micrítica sem porosidade macroscópica visível. Os microporos observados por microscopia eletrônica (MEV) apresentam 0.5 µm a 6µm de diâmetro. Petrofísica de rotina indica porosidade de 11% e permeabilidade de 0,005mD. Injeção de mercúrio define porosidade de 11%, permeabilidade de 0,11mD e raio médio de garganta de poro com 1,26 µm de diâmetro. Os travertinos são formados por mosaico de cristais grossos de calcita, com porosidade vugular, intercrystalina, intracrystalina, e microporos moderadamente conectados. A petrofísica de rotina mostra porosidade de 14% e permeabilidade de 467 mD. Injeção de mercúrio fornece porosidade de 2,8%, permeabilidade de 0,06mD e raio médio de garganta de poro de 0,55 µm de diâmetro. As tufas calcárias apresentam laminações crenuladas, crostas de calcita fibrosa, camadas de “*shrubs peloidais*” e poros primários do tipo “*growth framework*” pouco conectados. Injeção de mercúrio definiu porosidade de 12,5%, permeabilidade de 1,53 mD e raio médio de garganta de poro com 0,56 µm de diâmetro. Valores divergentes de porosidade e permeabilidade para uma mesma amostra comprovam a complexidade e heterogeneidade dos calcários microbiais, nos quais os microporos exercem papel fundamental na conectividade da rede de poros destas rochas.

PALAVRAS-CHAVE: PETROGRAFIA; PETROFÍSICA; POROSIDADE