

PETROFÁCIES DEPOSICIONAIS DOS ARENITOS DA FORMAÇÃO IBOREPI, BACIA DE LAVRAS DA MANGABEIRA

ZENILDA VIEIRA BATISTA¹; LARISSA FARIAS QUEIROZ²; SONIA MARIA O. AGOSTINHO DA SILVA³

¹Dr^a. em Geociências, Prof^a. Adj. CTEC, UFAL, Maceió-AL, zenilda.batista@ctec.ufal.br;

²Graduanda em Engenharia de Petróleo, UFAL, Maceió-AL, larissafariascnn@gmail.com;

³Dr^a. em Geociências, CTEG, UFPE, Recife-PE, sonia@ufpe.br

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC'2018
21 a 24 de agosto de 2018 – Maceió-AL, Brasil

RESUMO: Estudos de *petrofácies* de reservatório constituem uma ferramenta importante para análise de um reservatório, visto que auxilia na caracterização do mesmo. A partir dos dados de porosidade e permeabilidade define-se as *petrofácies* de reservatório, cada uma com características permoporosas distintas. Assim, o objetivo deste trabalho é fazer uma caracterização das *petrofácies* sedimentares da Formação Iborepi, bem como identificar as *petrofácies* com potencial para ser reservatório. A partir da análise petrográfica, foram identificadas três *petrofácies* na Formação Iborepi, denominadas *Petrofácies A* (com 12 % de porosidade), *Petrofácies B* (com 7% de porosidade) e *Petrofácies C* (com 16% de porosidade). Estas *petrofácies* apresentam semelhanças composicionais e diferenças diagenéticas. Os processos diagenéticos que mais atuaram nos arenitos estudados, comprometendo sua porosidade original foram: infiltração de argila, compactação mecânica e alteração de argilominerais (caulinização parcial e total de moscovitas). De modo geral, a presença dos constituintes diagenéticos quase não impactou a qualidade da rocha como reservatório, nas *Petrofácies A* e *C*, preservando a porosidade original e a conexão entre os grãos. Por outro lado, a *Petrofácies B* sofreu maior impacto dos processos diagenéticos, com redução de porosidade. Desta forma, os arenitos Iborepi podem ser considerados como sendo reservatórios de média e baixa qualidade.

PALAVRAS-CHAVE: *Petrofácies*; arenitos; diagênese; porosidade; qualidade de reservatório.

PETROFACIES DEPOSITIONAL OF THE IBOREPI FORMATION SANDSTONE, LAVRAS BASIN OF THE MANGABEIRA

ABSTRACT: Studies of reservoir *petrofacies* constitute an important tool for the analysis of a reservoir, since it assists in its characterization. From the porosity and permeability data the reservoir *petrofacies* are defined, each with distinct permoporous characteristics. Thus, the objective of this work is to characterize the sedimentary *petrofacies* of the Iborepi Formation, as well as to identify *petrofacies* with potential to be reservoir. From the petrographic analysis, three *petrofacies* were identified in the Iborepi Formation, called *Petrofacies A* (with 12% porosity), *Petrofacies B* (with 7% porosity) and *Petrofacies C* (with 16% porosity) were identified from the petrographic analysis. These *petrofacies* present compositional similarities and diagenetic differences. The diagenetic processes that acted the most in the studied sandstones, compromising their original porosity were: clay infiltration, mechanical compaction and alteration of clay minerals (partial and total kaolinization of Muscovites). In general, the presence of the diagenetic constituents almost did not affect the quality of the rock as reservoir, in *Petrofacies A* and *C*, preserving the original porosity and the connection between the grains. On the other hand, *Petrofacies B* suffered a greater impact of the diagenetic processes, with reduction of porosity. In this way, the Iborepi sandstones can be considered as medium and low quality reservoirs.

KEYWORDS: *Petrofacies*; sandstones; diagenesis; porosity; reservoir quality.

INTRODUÇÃO

A caracterização petrofísica de rochas armazenadoras constitui uma das ferramentas de maior importância para predição da qualidade de um reservatório de petróleo. Segundo Melo & Batista (2018), o estudo das propriedades das rochas, como também das interações com fluidos, é classificado como petrofísica. Entre as propriedades petrofísicas, têm-se a porosidade e permeabilidade, essenciais para analisar a qualidade de um reservatório de petróleo e minimizar custos de exploração.

A partir de dados de porosidade e permeabilidade define-se *petrofácies* de reservatório, cada uma com características permoporosas distintas. A definição e caracterização de *petrofácies* é importante para o entendimento dos processos que definem a qualidade dos reservatórios, ajudando na avaliação do seu potencial para armazenamento de petróleo (MELO & BATISTA, 2018).

Segundo De Ros & Goldberg (2007), as *petrofácies* de reservatório constituem uma ferramenta essencial para o estudo de um reservatório, que pode auxiliar na caracterização deste, além de permitir a realização de um diagnóstico prévio acerca da qualidade do reservatório em estudo. Para análise de *petrofácies*, utiliza-se atributos petrográficos que influenciam diretamente no comportamento petrofísico e geofísico do reservatório (DE ROS & GOLDBERG, 2007). Para estes autores, o estudo de *petrofácies* baseia-se nas características das estruturas sedimentares, texturas, composição primária e processos diagenéticos que atuam sobre a rocha, onde as combinações desses fatores podem ter influência direta, condicionando e impactando o sistema permoporoso da rocha, e, portanto, a qualidade dela como reservatório.

A Formação Iborepi, objeto de estudo, representa a unidade basal da Bacia Sedimentar de Lavras da Mangabeira, localizada no Estado do Ceará. Segundo Batista (2015), essa formação é constituída por arenitos grossos a médios, arenitos conglomeráticos e, esporadicamente, siltitos, moderadamente a mal selecionados, associados a sistemas de leques aluviais e fluvial entrelaçado.

Do ponto de vista sedimentológico, a Formação Iborepi já vem sendo estudada desde da década de 90, com foco nos estudos hidrogeológicos, a fim de identificar águas subterrâneas. No entanto, trabalhos que focam essa unidade sedimentar sob a ótica da identificação de *petrofácies* de reservatório, ainda não existe. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é fazer uma caracterização das *petrofácies* sedimentares da Formação Iborepi, bem como identificar as *petrofácies* com potencial para ser reservatório.

MATERIAL E MÉTODOS

Neste trabalho, o material utilizado é proveniente de amostras de rochas sedimentares coletas em afloramentos da Formação Iborepi, localizados na parte sul da Bacia de Lavras da Mangabeira. Foram coletadas 15 amostras de rochas, destas, nove foram selecionadas para confecção de lâminas petrográficas e análise no microscópio petrográfico, para posterior identificação e caracterização das *petrofácies*. As lâminas petrográficas foram previamente impregnadas com resina *epoxy* azul, para melhor visualizar a porosidade. Também foram analisadas três amostras no Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV), acoplado ao EDS, e três no Difrátômetro de Raios-X, visando caracterizar melhor os constituintes diagenéticos.

As análises de MEV foram realizadas em microscópio da marca SHIMADZU SSX-550 (voltagem: 20kV), acoplado a um EDS, no Laboratório do Centro de Tecnologia do Gás e Engenharias Renováveis (Natal/RN). Para este tipo de análise, as amostras foram previamente metalizadas com ouro e carbono. A difração de Raios-X foi feita no Laboratório de Raios-X do Instituto de Tecnologia de Pernambuco (ITEP); as amostras foram previamente pulverizadas com pistilo em um grau de ágata e depois peneiradas, usando uma peneira de ABNT 200 mesh (abertura de 0.75 mm). Utilizou-se um aparelho de difração de Raios-X de marca Rigaku, modelo Ultima, operando com corrente de 20 mA e tensão de 40 kV, utilizando radiação K-alfa do cobre, com velocidade do goniômetro de 2° por minuto. Foram realizadas varreduras entre $2\theta = 2^\circ$ e $2\theta = 100^\circ$ para as análises em amostras *in natura*.

A caracterização petrográfica foi feita pelo método de quantificação de 300 pontos em cada lâmina petrográfica. Para a quantificação dos constituintes primários, diagenéticos e porosidade, assim como para critérios de classificação de grãos, utilizou-se o método de Gazzi-Dickinson (ZUFFA, 1985; ZUFFA, 1987). Os aspectos texturais analisados foram granulometria, arredondamento e seleção dos grãos, segundo, a terminologia e tabela de comparação de Wentworth (1922) e Teixeira et

al. (2003), para determinar o tamanho médio do grão; a tabela de Powers (1953), para arredondamento e esfericidade; e tabelas de estimativa visual baseadas em Longiaru (1987), para a seleção. O índice de empacotamento foi determinado segundo Kahn (1956). Por último, procedeu-se com a classificação petrográfica de Folk (1968), para análise da composição mineral de cada amostra, com base no conteúdo total de quartzo, feldspato e fragmentos líticos.

A determinação das *petrofácies* foi feita com base na combinação das características das estruturas sedimentares, texturas, composição primária e processos diagenéticos dominantes, conforme De Ros & Goldberg (2007). Segundo estes autores, o agrupamento das amostras na mesma *petrofácies* assume que elas exibem um comportamento petrofísico semelhante.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os arenitos da Formação Iborepi são grossos a médios, arenitos conglomeráticos, com ocorrências esporádicas de arenitos finos a médios e siltitos. Esses arenitos são mais homogêneos com relação a textura, arredondamento, seleção, contatos e composição. No entanto, são heterogêneos quanto à qualidade de reservatório, devido à diagênese.

Foram identificadas três *petrofácies*, baseadas nas características das estruturas sedimentares, texturas, composição, processos diagenéticos dominantes e porosidade. Estas *petrofácies* foram denominadas nesse trabalho como **Petrofácies A**, **Petrofácies B** e **Petrofácies C**.

Petrofácies A: composta por arenitos grossos a médio, maciços, sem orientação dos grãos, cuja granulometria varia de areia fina grossa, predominando esta última. O arredondamento dos grãos varia de anguloso a subanguloso, sendo moderadamente a mal selecionados, com as areias médias relativamente mais bem selecionadas. O arcabouço é constituído predominantemente por quartzo (méd. de 55%), com poucos feldspatos (méd. de 2,5%) e fragmentos líticos (méd. 1,5%), além de alguns minerais acessórios (méd. 1,0%); os argilominerais presentes são representados pela esmectita de illita. A porosidade predominante é primária, do tipo intergranular (méd. 12%, Fig. 1A), seguida da secundária, por faturamento, dissolução de grãos e contração de argila (méd. de 3%). Os principais processos diagenéticos identificados foram: infiltração mecânica de argila (pouca, <1%), na forma de cutículas envolvendo os grãos; pouca cimentação de óxido/hidróxido de ferro, como finas películas circulando os grãos (<1%); dissolução de grãos de feldspatos, no centro do grão, gerando porosidade secundária; e alteração de muscovitas para caulinita (caulinização parcial). Os contatos dos grãos são predominantemente flutuantes e pontuais. A presença desses constituintes diagenéticos quase não impactou a qualidade da rocha como reservatório, preservando a porosidade, diminuindo pouco os poros intergranulares e conexão entre eles.

Petrofácies B: inclui os arenitos conglomeráticos, com estratificações cruzadas planares de médio e pequeno porte, com grãos variando de seixos a areia média, sendo subangulosos a subarredondados e mal selecionados. O quartzo constitui o mineral predominante, com méd. de 53%; o feldspato ocorre de forma subordinada, com méd. de 4,5%, seguido de fragmentos líticos (méd. de 2,5%); os minerais acessórios perfazem uma média de 2,0%. Os argilominerais presentes são esmectita, illita, interestratificado de illita/esmectita, caulinita e traços de clorita. Predomina porosidade intergranular (méd. 7%), seguida da secundária, por fraturamento, dissolução de grãos e contração de argila (méd. de 5,5%). Os processos diagenéticos identificados foram: infiltração mecânica de argila (> 6%), na forma de cutículas envolvendo os grãos e de agregados preenchendo a porosidade intergranular (Fig. 1B); compactação mecânica (bastante atuante), evidenciada pelos grãos rígidos (quartzo e feldspatos) com fraturas internas, pelos grãos dúcteis esmagados (formando pseudomatriz) e pelas muscovitas dobradas e abertas entre grãos (Fig. 1C); compactação química, representada por contatos côncavo-convexos. Ocorre cimentação de óxido/hidróxido de ferro, na forma de películas circulando os grãos, cimentação por caulinita diagenética (com hábito lamelar) e sílica (crescimento secundário de quartzo); dissolução de grãos de feldspatos, gerando porosidade secundária; muscovitas alteradas para caulinita (caulinização total). Nesta *petrofácies*, a porosidade intergranular foi obliterada pelos processos diagenéticos supracitados, impactando a sua qualidade como reservatório.

Petrofácies C: engloba os arenitos finos a médios e siltitos, com estratificações plano-paralelas de médio e pequeno porte, com grãos subangulosos a subarredondados, moderadamente selecionados. Esta *petrofácies* é composta predominantemente por quartzo (63%), com raros feldspatos (méd. de 1,5%) e alguns fragmentos líticos (Méd. 1,0%). Os minerais acessórios perfazem uma média de 1,5%, com bastante muscovita; os argilominerais encontrados são esmectita, ilita e caulinita. Predomina porosidade intergranular (méd. 16%), seguida da secundária, por fraturamento e dissolução de grãos (méd. de 4,0%). Os processos diagenéticos ocorridos foram: infiltração de argila (<1%), na forma de cutículas envolvendo os grãos; compactação mecânica (bastante atuante), evidenciada pelos grãos rígidos (quartzo e feldspatos) com fraturas internas, pelas muscovitas dobradas e abertas entre grãos; compactação química, representada por contatos côncavo-convexos; cimentação de sílica, na forma de crescimento secundário de quartzo (> 5%, Fig. 1D); dissolução de grãos de feldspatos, gerando porosidade secundária (pouca); os contatos dos grãos são retos e flutuantes, seguidos dos pontuais. A presença dos constituintes diagenéticos quase não impactou a qualidade da rocha como reservatório, preservando a porosidade, diminuindo pouco os poros intergranulares e conexão entre eles.

Vale ressaltar ainda que as três *petrofácies* acima descritas são classificadas como quartzarenitos, segundo Folk (1968), e que os depósitos sedimentares da *petrofácies C* ocorrem de forma mais esporádica, enquanto que, os das *petrofácies A* e *B*, são mais comuns na Formação Iborepi.

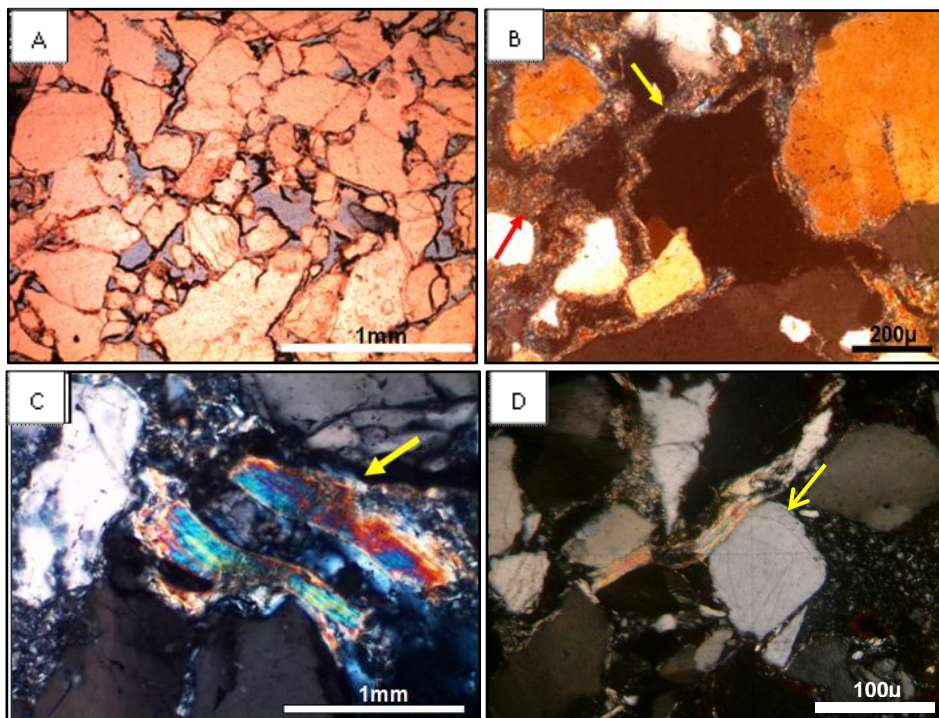


Figura 1. Fotomicrografias mostrando porosidade e processos diagenéticos identificados nos arenitos da Formação Iborepi: A) porosidade primária intergranular (cor azul) (P//). B) Cutícula de argila (ilita/esmectita) recobrimdo grão (seta amarela) e como agregado (seta vermelha) (PX). C) Muscovita compactada e encurvada (seta) (PX). D) Crescimento secundário de quartzo de forma descontínua (seta) (PX).

CONCLUSÃO

A análise petrográfica realizada nos arenitos da Formação Iborepi indicou que as *Petrofácies A*, *B* e *C* apresentam sutil diferença composicional. Contudo, a atuação dos processos diagenéticos foi distinta nas três *petrofácies*, principalmente na *Petrofácies B*, que revelou redução da porosidade primária intergranular devido aos processos diagenéticos que foi submetida. Já a *petrofácies C*, mostra-se pouco impactada pelos processos diagenéticos que foi submetida. Essa semelhança

composicional e diferença nos processos diagenéticos podem ser oriundas de diversos fatores, tais como: história de soterramento da bacia, ambiente tectônico, composição dos fluidos que circulam na bacia, entre outros.

Esse estudo em microescala mostrou que, de modo geral, esses arenitos estudados podem ser considerados como sendo reservatórios de média e baixa qualidade.

REFERÊNCIAS

BATISTA, Z.V.. **Caracterização faciológica, petrográfica e diagenética das sequências basais das bacias do Parnaíba, Araripe, São José do Belmonte e Lavras da Mangabeira: contribuição às possíveis correlações dos arenitos basais e suas implicações geotectônicas.** 2015. 236p. Tese (Doutorado em Geologia). Instituto de Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

DE ROS, L. F; GOLDBERG, K. *Reservoir Petrofacies: a Tool for Quality Characterization and Prediction.* In: AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, CA, 2007.

FOLK, R. L. **Petrology of sedimentary rocks.** Austin, Texas, Hemphill's, Pub., 1968. 107p.

KAHN, J. S. **The analysis and distribution of the properties of packing in sand size sediments.** Journal Geology, 64 (4). 1956. p.385-395.

LONGIARU, S. **Visual Comparators for Estimating the Degree of Sorting from Plane and Thin Section.** Journal of Sedimentary Petrology, 57. 1987. p.7

MELO, J.M.F. & BATISTA, Z.V. **Caracterização de petrofácies e sua aplicação para avaliar potencial reservatórios de petróleo.** XI congresso de engenharia, ciência e tecnologia - CONECTE/2018.

POWERS, M. C. **A new roundness scale for Sedimentary Particles.** Journal of Sedimentary Petrology, 23. 1953. p.117-119.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M.C.M. DE; FAIRCHILD, T.R.; TAILOLO, F (Orgs.). **Decifrando a Terra.** Oficina de textos. São Paulo. 2003. 558p.

WENTWORTH, C. K. **A scale of grade and class terms for clastic sediments.** Journal Sedimentary Petrology, 30. 1922. p.377-392.

ZUFFA G. G. **Optical analysis of arenites: influence of methodology on compositional results.** In: Zuffa G.G. (ed.) Provenance of Arenites. Dordrecht, Germany, D. Reidel Pub. Co. 1985. p.165-189

ZUFFA G. G. **Unravelling hinterland and offshore palaeogeography from deep-water arenites.** In: Leggett J.K. & Zuffa G.G. (eds.) Marine Clastic Sedimentology - Concepts and Case Studies. Graham and Trotman Ltd, London. 1987. p.39-61.