

INFLUÊNCIA DEPOSICIONAL E PÓS-DEPOSICIONAL NA PERMEABILIDADE DE DEPÓSITOS EÓLICOS DA FORMAÇÃO SERGI, BACIA DO RECÔNCAVO

DEPOSITIONAL AND POST-DEPOSITIONAL INFLUENCE ON THE PERMEABILITY OF WIND DEPOSITS OF THE SERGI FORMATION, RECÔNCAVO BASIN

LUÍS FELIPE BARRETO OLIVEIRA

Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, luisfelipe.b.oliveira@gmail.com

EMILIO VELLOSO BARROSO

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, emilio@geologia.ufrj.br

JOÃO PAULO PORTO BARROS

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, jp@geologia.ufrj.br

THAYSSA PEREIRA DE ANDRADE

*Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, thayssapereira94@gmail.com
DF+ Engenharia, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

RESUMO ABSTRACT

Maciços rochosos constituídos por arenitos eólicos muitas vezes são considerados depósitos homogêneos com relação às suas propriedades hidráulicas em função das suas características texturais. Além disso, a anisotropia de permeabilidade é considerada apenas com relação ao acamamento sedimentar. No entanto, tais hipóteses simplificadoras são refutadas por uma série de acidentes em barragens, os quais têm origem em processos de *piping* que resultam de fluxos concentrados em direções preferenciais de elevada velocidade.

Entender como as características estruturais e texturais dos arenitos eólicos podem controlar a heterogeneidade e a anisotropia da permeabilidade nessas rochas é um importante passo para a mitigação de problemas críticos em barragens e para a modelagem do fluxo de fluidos em reservatórios de água e óleo e gás.

Neste artigo apresentamos uma análise das principais características sedimentares que controlam a permeabilidade no arenito flúvio-eólico da Formação Sergi. Em um afloramento no Estado da Bahia, nós construímos um perfil estratigráfico na escala de 1:40 que permitiu individualizar as fácies sedimentares presentes

Rock masses composed of eolian sandstones are often considered homogeneous deposits regarding their hydraulic properties due to their textural characteristics. Additionally, permeability anisotropy is typically considered only concerning sedimentary layering. However, several dam failures caused by piping processes resulting from concentrated flows in preferential high-velocity directions refute these simplifying hypotheses.

Understanding how eolian sandstone's structural and textural characteristics can control the heterogeneity and anisotropy of permeability in these rocks is a significant step toward mitigating critical problems in dams and modeling fluid flow in water and oil and gas reservoirs.

In this article, we analyze the main sedimentary characteristics that control permeability in the fluvial-eolian sandstone of the Sergi Formation. At an outcrop in Bahia, we constructed a stratigraphic profile at a scale of 1:40, allowing us to individualize the sedimentary facies at the site. We performed at least ten air permeability measurements at the outcrop in each identified facies. These measurements guided

no local. No afloramento, em cada fácies identificada, realizamos um mínimo de dez medidas de permeabilidade ao ar. A análise das medidas de permeabilidade orientou a amostragem de blocos do arenito, com cerca de 40 cm de aresta, na fácies frente de dunas. Sobre as seis faces destes blocos, uma malha regular com 2 cm de espaçamento orientou novas medidas de permeabilidade ao ar no laboratório. Com as medidas aplicou-se a análise geoestatística para a avaliação da distribuição da permeabilidade na escala de laboratório. Os resultados da pesquisa apontam para controles sin deposicionais, como a orientação das paleocorrentes e da distribuição das fácies, como pós deposicionais, como a diagênese e a bioturbação.

Palavras-chave: Permeabilidade; Anisotropia; Heterogeneidade; Barragens; Reservatórios de água e petróleo.

1. INTRODUÇÃO

Cerca de 60% da superfície do território brasileiro é formada por bacias sedimentares, com a presença de rochas brandas quanto à resistência, sobretudo folhelhos, siltitos e arenitos. Dadas suas características geotécnicas, estas rochas foram evitadas em grandes projetos de engenharia, seja por realocação do empreendimento ou por escavação completa destas rochas no local da obra (Dobereiner 1990). Além de outros projetos executivos, no Brasil mais de 80 barragens foram construídas em arenitos. As características geotécnicas dos arenitos podem ser extremamente variáveis, o que têm motivado, em todo o mundo, diversas investigações sobre propriedades geomecânicas destas rochas (Zhao et al. 2022, Oliveira et al. 2018, Alikarami et al. 2013) e o seu comportamento em obra (Wang & Hao 2023, Nieble et al. 2021, Pastore et al. 2015).

A permeabilidade dos arenitos também é um aspecto bastante relevante para a geotecnia. Os resultados de ensaios de campo e de laboratório muitas vezes apresentam elevada dispersão (Wunder 2016), provavelmente em razão da anisotropia intrínseca da matriz (Jiang et al. 2021, Bass et al. 2007), heterogeneidade composicional e textural das amostras (Germanou et al. 2018) ou ainda do controle estrutural no maciço rochoso em ensaios *in situ*. Essas características são

the sampling of sandstone blocks, about 40 cm in edge length, from the dune front facies. On the six faces of these blocks, a regular grid with 2 cm spacing directed new air permeability measurements in the laboratory. Using these measurements, we applied geostatistical analysis to evaluate the permeability distribution at the laboratory scale. The research results indicate syn-depositional controls, such as the orientation of paleocurrents and facies distribution, and post-depositional controls, such as diagenesis and bioturbation.

Keywords: Permeability; Anisotropy; Heterogeneity; Dams; Water and petroleum reservoirs.

controladas por processos sin e pós-deposicionais (Milhomem et al. 2003, Azevedo 2005, Garcia et al. 2005, Clavaud et al. 2008, Qiao et al. 2020, Zoback 2010).

Dentre os diversos ambientes associados aos arenitos, os depósitos eólicos apresentam excelente permeabilidade e se constituem em reservatórios de hidrocarbonetos ou sistemas aquíferos no Brasil, podendo-se citar o exemplo do Sistema Aquífero Guarani (Rosa Filho et al. 2003), do qual participam os arenitos flúvio-eólico da Formação Pirambóia e os arenitos eólicos da Formação Botucatu. Do ponto de vista geotécnico, as elevadas condutividades hidráulicas podem trazer questões relacionadas à erosão por *piping*, estagnação dos reservatórios de água e para o tratamento de fundações de estruturas hidráulicas.

No Brasil, a Formação Sergi (Jurássico Superior) é o principal reservatório de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo-BA, região onde estão presentes diversas obras de infraestrutura, como estradas, barragens e um pólo petroquímico. Depositada na fase Pré-Rifte da bacia (Lanzarini & Terra 1989, Magnavita et al. 2005, Scherer et al. 2005, Nogueira 2007), essa formação é essencialmente composta por arenitos quartzosos e conglomerados, estando associada ao desenvolvimento de um sistema flúvio-eólico com efêmera sedimentação lacustre. Os sistemas eólicos prevalecem nas porções inferior e superior da unidade e

são compostos por estratos de dunas, interdunas secas ou lençóis de areia, com estratificação horizontal e cruzada, além de interdunas com intensa bioturbação (Torres Ribeiro 2002, Magnavita et al. 2005, Scherer et al. 2006, Scherer & De Ros 2009, Ballén et al. 2013).

Embora, litologicamente homogêneos, existem variações nos parâmetros texturais, diagenéticos e no desenvolvimento de estruturas sedimentares, que podem influenciar na porosidade e permeabilidade das camadas que compõem os arenitos eólicos da Formação Sergi. A complexidade da arquitetura deposicional pode resultar em barreiras ao fluxo de fluidos, afetando suas velocidades e gerando poropressões elevadas no interior do maciço rochoso.

O objetivo do trabalho é compreender a influência de parâmetros texturais, mineralógicos, estruturas sedimentares e feições diagenéticas na permeabilidade absoluta de arenitos

eólicos, tomando-se como laboratório os arenitos da Formação Sergi. Para este fim, foram realizadas análises que integram dados obtidos em trabalhos em campo e laboratório.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Recôncavo localiza-se no Leste do Estado da Bahia, Região Nordeste do Brasil, perfazendo uma área de aproximadamente 11.500 km² (Silva et al. 2007), conforme ilustra a Figura 1.

Essa província geológica é considerada um ramo abortado, parte do sistema de riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá, RTJ (Neto & Oliveira, 1985), que registra a quebra do Supercontinente Gondwana e associada à abertura da margem Atlântica, ocorrida durante o início do Eocretáceo (Salem et al. 2000, Magnavita et al. 2005, Rabelo & Nogueira 2015, Almeida da Costa et al. 2021).

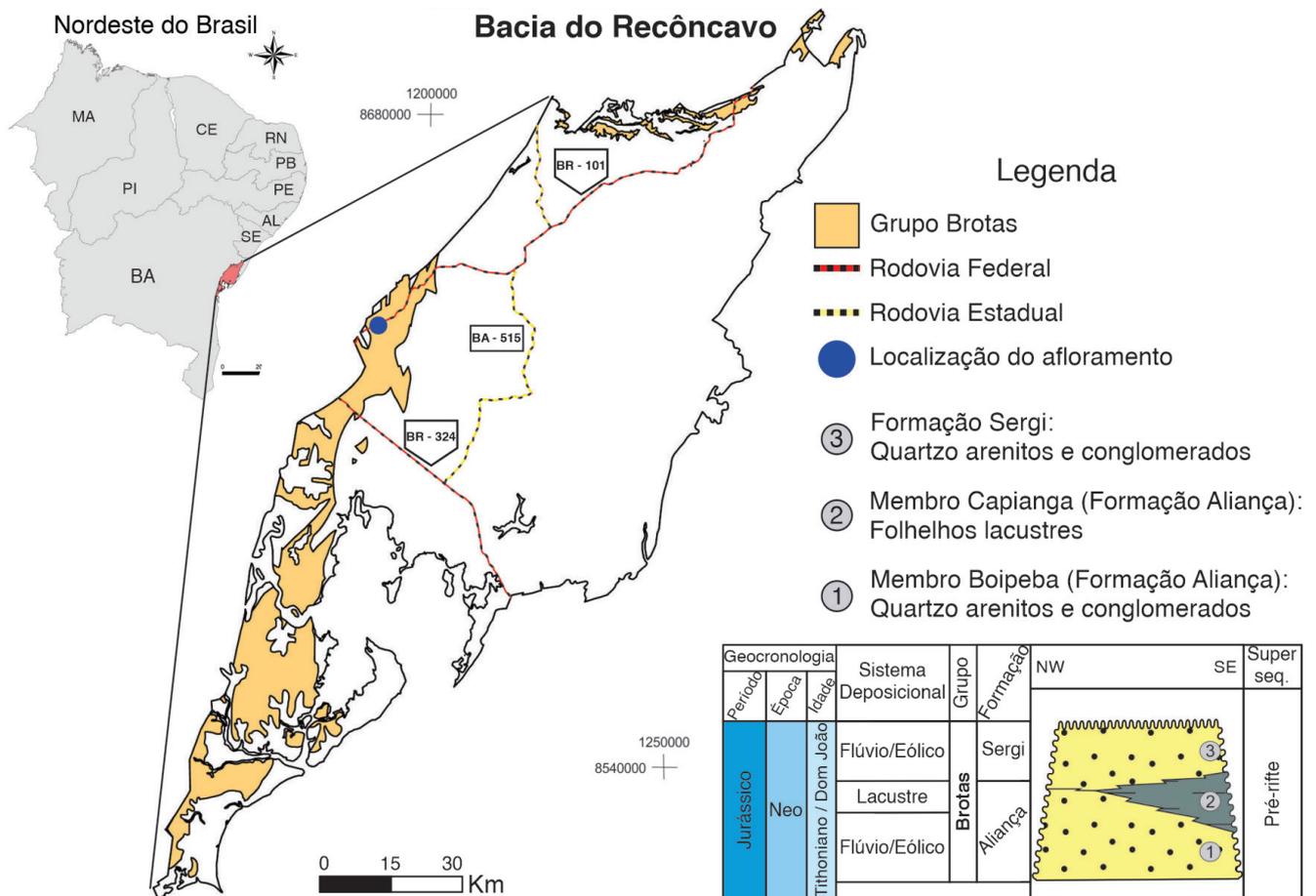


Figura 1. Localização da Bacia do Recôncavo. A Formação Sergi aflora na borda oeste da bacia. O afloramento estudado (círculo azul escuro) é acessado pela BR-101.

Fonte: Diagrama estratigráfico com base em Silva et al. 2007)

O preenchimento sedimentar durante o estágio Pré-Rifte (Dom João - Rio da Serra) é caracterizado por ambientes deposicionais em ciclos flúvio-eólicos e lacustres (Silva et al. 2007). Durante esse estágio ocorreu a deposição das rochas reservatório das formações Aliança (Membro Boipeba) e Sergi, sendo os arenitos Formação Sergi o principal reservatório dessa província sedimentar, em razão da sua grande extensão, homogeneidade litológica e excelentes propriedades petrofísicas e hidráulicas, como a porosidade e a permeabilidade (Lanzarini & Terra, 1989, Magnavita et al. 2005, Scherer et al. 2005, Scherer & De Ros 2009, Almeida da Costa et al. 2021).

A Formação Sergi (Neojurássico) possui espessura máxima de 450 m, com estratos inclinados para leste (Scherer & De Ros 2009), sendo composta por quartzarenitos com granulometria variada, conglomerados finos e lamitos, depositados durante variações de umidade bem definidas, em períodos de seca e chuva (Neto & Oliveira 1985, Garcia et al. 2005, Scherer et al. 2005, Scherer & De Ros 2009). Os ambientes e subambientes observados nessa formação são responsáveis por criar diversos depósitos com características sedimentológicas e petrofísicas próprias.

De acordo Lanzarini & Terra (1989) na maior parte da Formação Sergi predominam as condições fluviais. Dessa forma, nas poções inferiores, as fácies fluviais são majoritárias, enquanto as fácies eólicas têm origem no retrabalhamento de barras de canais temporariamente expostas ou do sistema de canais abandonados. No topo, como aumento da aridez, o sistema fluvial é progressivamente abandonado e o retrabalhamento pelo vento dos sedimentos expostos leva à formação de grandes campos de dunas. Esses campos de dunas

constituem interessantes reservatórios, uma vez que apresentam uma distribuição relativamente mais homogênea de propriedades petrográficas e petrofísicas, sendo materiais interessantes para o estudo da relação entre essas características (Nichols 2009).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo teve início com a seleção de um afloramento da Formação Sergi, localizado na rodovia BR-101, entre o Km 140 e Km 150 (Figura 2). A identificação das principais litofácies do afloramento foi feita com base nas propriedades litológicas (granulometria, textura, cor, estruturas sedimentares e relação das camadas). A descrição e interpretação das fácies seguiu o método de Walker (2006). Durante a descrição foi elaborado um perfil estratigráfico em escala 1:40.

Para as medições de permeabilidade, tanto em campo como em laboratório, foi utilizado o permeâmetro portátil a gás modelo TinyPerm3. Quando o pistão deste permeâmetro se enche de ar, este é pressionado contra a superfície da rocha, no afloramento ou no laboratório. Na etapa seguinte ocorre a injeção do ar na rocha, etapa em que o equipamento monitora o fluxo transiente e a variação do volume de ar. As medidas são registradas e armazenadas automaticamente em um telefone celular conectado ao equipamento por bluetooth. Os valores de permeabilidade são calculados a partir do decaimento da pressão de injeção de ar em regime de fluxo transiente (Hurst & Rosvoll 1991, Huysmans et al. 2008, Brown & Smith 2013).

A permeabilidade nas camadas do afloramento foi determinada com base em dez medidas,



Figura 2. O afloramento estudado está localizado na BR-101. A seção geológica é composta por depósitos eólicos de campo de dunas e depósito lacustre no topo. Notar a indicação da localização do perfil estratigráfico (ver resultados).

tomadas de forma distribuída ao longo da face frontal da rocha exposta no afloramento. Dentre as camadas de permeabilidade aferidas no campo, a que apresentou um dos maiores valores e distribuição mais homogênea foi amostrada na forma blocos orientados com arestas variando entre 40 e 50 cm. A finalidade das medidas de permeabilidade nos blocos levados ao laboratório foi avaliar a distribuição das permeabilidades em três dimensões nesta e escala de observação.

Em laboratório, as medidas de permeabilidade dos cinco blocos coletados foram realizadas em malha de células de 2cm X 2cm, de modo a padronizar as medidas realizadas em todas as superfícies dos blocos (Figura 3). As dimensões das células da malha foram escolhidas baseadas nas dimensões da ponta de medida do permeâmetro TinyPerm3. Foram tomados cuidados para que não houvesse irregularidades na superfície da rocha de forma a se evitar o escape do gás durante a medida.

A partir dos blocos amostrados foram confeccionadas lâminas petrográficas impregnadas com corante azul, para realce do espaço poroso existente. A descrição em escala microscópica foi realizada considerando diferentes atributos: presença de laminação, tamanho/granulometria dos grãos do arcabouço, moda, seleção, arredondamento, circularidade, trama, matriz, compactação, cimentação e porosidade (Tucker 2001). Posteriormente à descrição, foram obtidas fotomicrografias de cada lâmina para a elaboração de mosaicos fotomicrográficos.

O mosaico fotomicrográfico de cada lâmina petrográfica, foi obtido a partir da sobreposição

de microfotografias por toda a lâmina, utilizando o microscópio de luz transmitida, com nicóis paralelos, aumento de 2,5X e resolução de 1388 X 1040 pixels. As fotomicrografias foram remontadas para formar uma imagem única da lâmina. Com essa imagem foi possível realizar uma quantificação de porosidade, por análise digital de imagem (ADI).

O ADI foi realizado com o software IMAGEJ com a extensão JPOR. O software quantifica a porosidade pelo percentual de pixels que representam o espaço poroso (diferentes tonalidades de azul) em relação ao total de pixels da lâmina (nas demais cores).

4. RESULTADOS

4.1 Avaliação de campo

O afloramento possui aproximadamente 15 m de altura e exibe, predominantemente, depósitos eólicos compostos por dunas, interdunas úmidos e interdunas secos ou lençóis de areia. Essas camadas apresentam cimentação fraca e são subdivididas, quanto às suas estruturas, e repetem-se até a implementação do depósito lacustre no topo da sequência.

Nessa sucessão sedimentar, descrita no afloramento da Figura 2, ocorrem duas principais famílias de fraturas: F1, com mergulho para SW (209/70) e F2, com direção de mergulho para SE (125/80). A partir da descrição do afloramento e da elaboração do perfil estratigráfico (Figura 4), foi possível identificar cinco litofácies (Tabela 1).

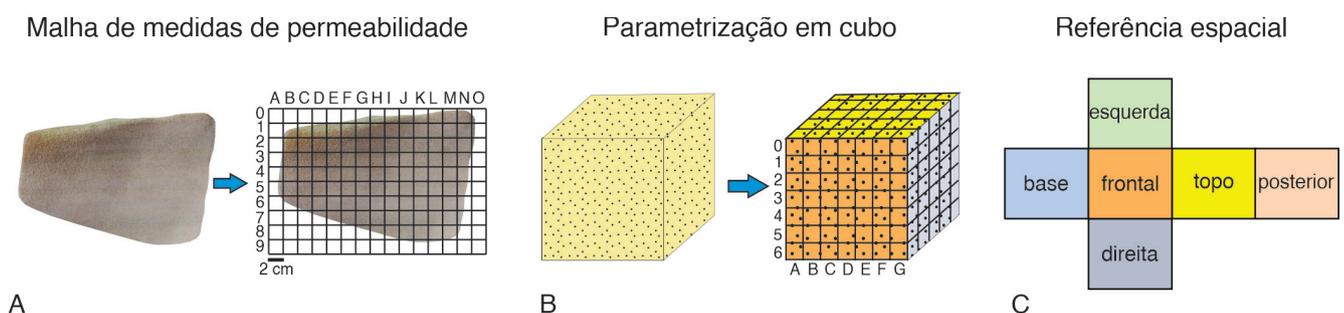


Figura 3. Método para obtenção da permeabilidade dos blocos, em laboratório. As medições são realizadas conforme o posicionamento da malha em cada face da amostra, os resultados em cada superfície são parametrizados e referenciados conforme a orientação dos blocos.

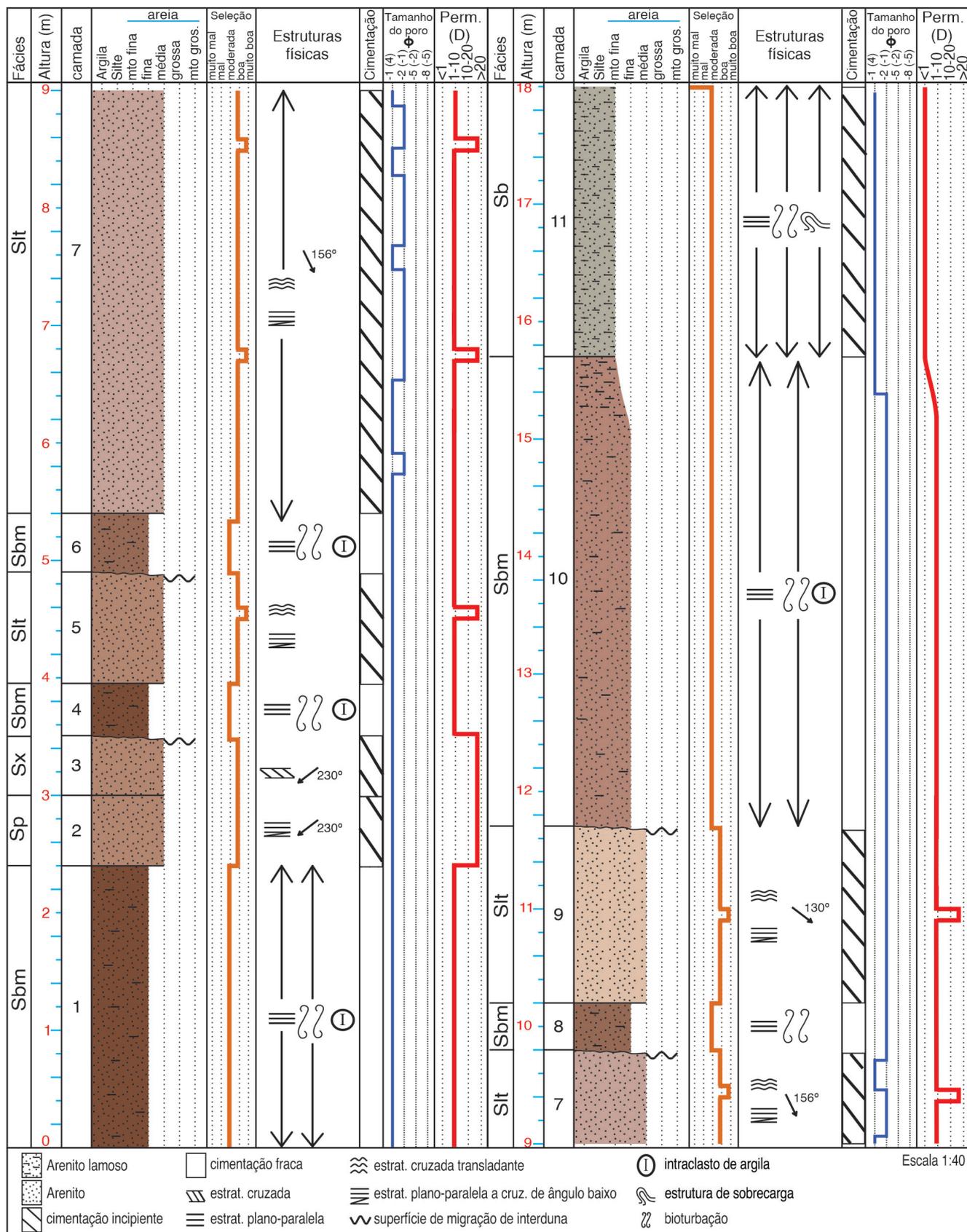


Figura 4. Perfil estratigráfico elaborado na atividade de campo.

Tabela 1. Litofácies do afloramento estudado, com os valores de permeabilidade medidos

Código / Fácies	Descrição	Processo	Interpretação
Sb Arenito bioturbado	Arenito lamoso composto por quartzo argilominerais de caulinita >15%, muscovita <5%. A granulometria é areia muito fina, moderadamente a bem selecionado, subarredondados a subangulosos e esfericidade alta. Cimentação fraca e bioturbação intensa, que oblitera as estruturas físicas. Possui laminação plano-paralela, deformações por sobrecarga e fraturas. Cor: cinza claro / cinza (5Y 7/ 5/1). Poros de 0,5mm a 0,062mm (mesoporo pequeno). Permeabilidade absoluta máxima 0,6 D	Alternâncias entre em regime de fluxo superior e episódios de decantação de partículas em condições subaquosas. Ocorrem momentos de exposição subaérea e intensa atividade biogênica.	Lagos efêmeros (lc) gerados em períodos e inundação ou planícies de inundação de rios efêmeros, em áreas de interduna (Figura 5a).
Sinonímia: Sd (Mescolotti et al. 2019), As (Rabelo & Nogueira 2015), Sm(ae) (Bongiolo & Scherer 2010).			
Slt Arenito com laminação plano-paralela e cruzada transladante	Arenito composto essencialmente por quartzo, granulometria areia, bem selecionado, subarredondado a arredondado, esfericidade baixa. Possui cimentação fraca, lâminas (<1cm) de argila, e camadas (5cm) de areia grossa. Ocorre laminação plano-paralela à cruzada de ângulo baixo (<5°) e cruzada transladante e paleocorrente para SE. Cor vermelho pálido (10 R 7/3). Poros de 4mm a 0,062mm (mesoporo pequeno a mesoporo grande). Permeabilidade absoluta máxima 3,4 D.	Variações em regime de fluxo subcrítico com preservação de feições onduladas produzidas pelo vento (<i>ripples</i> eólicas). Condições de transporte gerando superfícies de deflação.	Interduna seco (ids). ou lençóis de areia (Figura 5b).
Sinonímia: Sr (Mescolotti et al. 2019), Ap (Rabelo & Nogueira 2015), As(ae)/Sr (Bongiolo & Scherer 2010).			
Sx Arenito fino com estratificação cruzada	Arenito composto por por quartzo e muscovita (< 5%), areia média, grãos bem selecionados, subarredondados, esfericidade baixa. Cimentação fraca, lâminas (<1cm) de argila e camadas (pouco mais de 1cm) subordinadas de areia grossa. Possui estratificação cruzada e paleocorrente orientada para SW. Cor bruno-avermelhado-claro (2.5 YR 6/4). Ocorrem duas famílias de fraturas principais, denominadas F1 (SW) e F2 (SE). Poros de 4mm a 0,062mm (mesoporo pequeno a mesoporo grande). Permeabilidade absoluta máxima 66,2 D.	Regime de fluxo superior subaéreo, preservando estruturas sedimentares. Migração de formas de leito por transporte eólico.	Duna (d), região de barlavento de (Figura 5c).
Sinonímia: Sp (Mescolotti et al. 2019), Apc (Rabelo & Nogueira 2015), Sl (Bongiolo & Scherer 2010).			
Sp Arenito fino com estratificação plano-paralela	Arenito composto predominantemente por quartzo e muscovita (< 5%), granulometria areia média, bem selecionado, sub anguloso a anguloso, esfericidade baixa. Cimentação fraca, mas com nmais desenvolvidas no topo, lâminas (<1cm) de argila e camadas de areia grossa (pouco maior do que 1cm de espesura). Cor bruno-avermelhado-claro (2.5 YR 6/4). Possui estratificação plano-paralela, estratificação cruzada de baixo ângulo e paleocorrente orientada para SW. Ocorrem duas famílias de fraturas principais, denominadas F1 (SW) e F2 (SE). Poros de 4mm a 0,062mm (mesoporo pequeno a mesoporo grande). Permeabilidade absoluta máxima 49,8 D.	Deposição regida pela alternância entre processos de chuva de grãos (<i>rainfall</i>) e avalanche ou deslizamento de grãos (<i>rainflow</i>) gerando gradação inversa.	Duna ou frente de duna (d), região de sotavento (Figura 4c).
Sinonímia: Sl (Mescolotti et al. 2019), Act (Rabelo & Nogueira 2015).			
Sbm Arenito bioturbado e mosqueado	Arenito composto, predominantemente, por quartzo, biotita < 5% e muscovita. Granulometria areia média a muito fina (moda areia média), moderadamente a bem selecionados, subangulosos e esfericidade alta. A cimentação incipiente, causada por percolação de ferro, gera mosqueamento dos horizontes. Possui intraclastos de argila, laminação plano-paralela, intensa bioturbação (oblitera estruturas). Ocorre porosidade secundária, causada por falhas e fraturas. Poros de 0,5mm a 0,062mm (mesoporo pequeno). Permeabilidade absoluta máxima 4,8 D.	Deposição em regime de fluxo inferior em condições subaéreas com períodos de alagamento, retendo partículas de silte e argila. Ocorre variação do nível freático e ação biogênica.	Interduna úmido (idh). (Figura 5d)
Sinonímia: St1 (Mescolotti et al. 2019), Aep (Rabelo & Nogueira 2015), Sp/Sh (Bongiolo & Scherer 2010)			

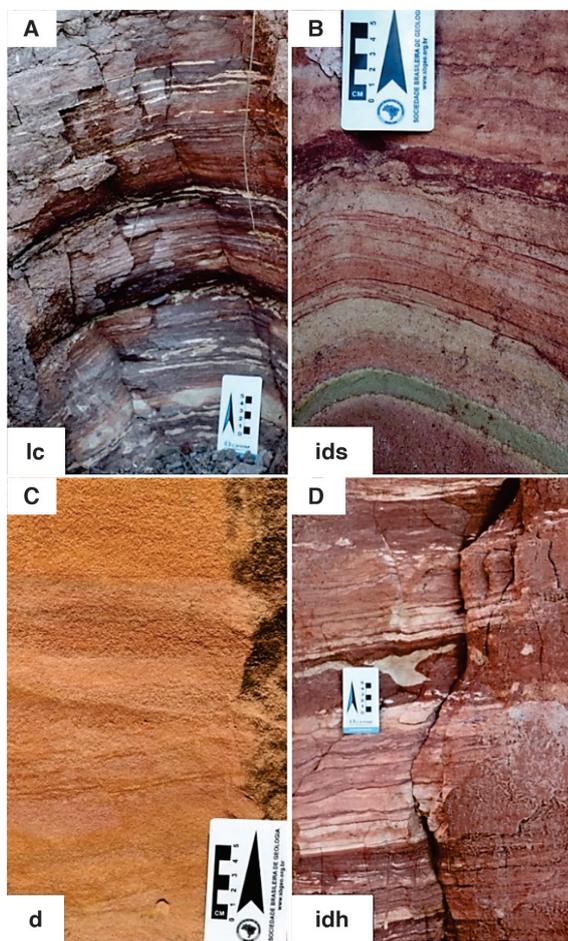


Figura 5. Os depósitos do campo de dunas foram subdivididos em: lagos efêmeros (a) que se sobrepõem ao interduna seco (b), dunas (c) e interduna úmido (d).

No campo, a permeabilidade absoluta foi medida nas 11 camadas identificadas, totalizando 110 medidas. Os dados de permeabilidade absoluta para cada camada podem ser observados na décima trilha da Figura 4. A camada menos permeável é a dos depósitos lacustres, com valores variando de 0,02 a 0,6 D. Nos depósitos de origem

eólica, as menores permeabilidades foram encontradas nas interdunas úmidas, com valores de 0,1 a 6,6 D, seguida das camadas de interduna seca ou lençóis de areia, com resultados de 0,4 a 10 D. As maiores permeabilidades foram medidas nas camadas de duna, nas ripples da região barlavento e frente de duna, e na região de sotavento, com permeabilidades variando de 10,9 a 66,2 D.

Com os dados das 11 camadas foram elaborados *boxplots* (Figura 6), enfatizando os maiores valores de permeabilidade absoluta encontrados nas camadas referentes às fácies de ripples (Sx) e frente de duna (Sp), respectivamente, as camadas C2 e C3 (numeração das camadas na Figura 4). A maior parte das distribuições de permeabilidade apresenta assimetria negativa, exceção da camada C4 (assimetria positiva), como se pode observar pela posição da mediana no intervalo interquartil.

Apesar das maiores permeabilidades absolutas terem sido medidas na camada C3, a camada escolhida para a coleta dos blocos orientados e demais etapas do trabalho foi a C2 (Figura 7). A camada C2 apresentou uma distribuição mais simétrica de permeabilidade, comparada à C3, fato relevante para a etapa seguinte do estudo. Interpretadas como frentes de dunas, foram amostrados os blocos P5_2F'', P5_2G, P5_2H, P5_2I e P5_2J, para análises detalhadas da permeabilidade em laboratório.

4.2. Petrografia

Os parâmetros texturais dos blocos foram analisados a partir de um total de 90 medidas dos tamanhos dos grãos, que variam de areia grossa

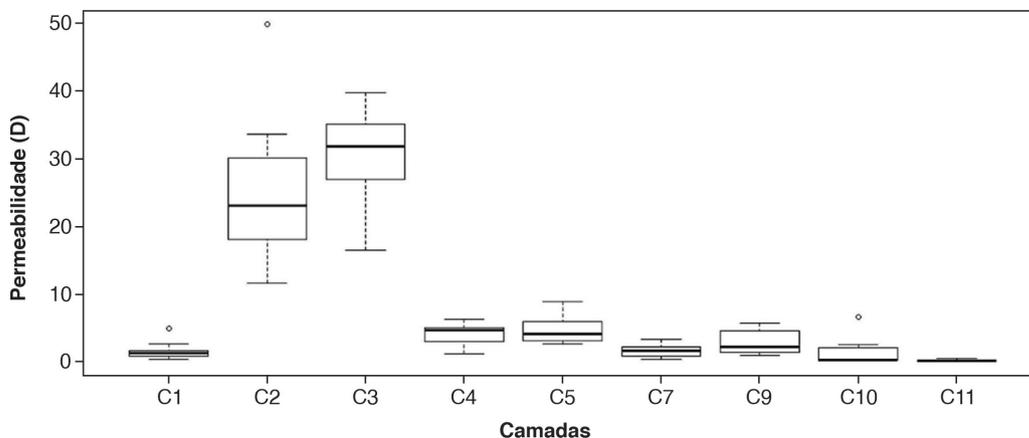


Figura 6. *Boxplot* das permeabilidades absolutas medidas nas camadas do afloramento (C1 a C11).

até areia muito fina, ocorrendo em um padrão bimodal (principal areia média a fina e secundária areia muito fina a grossa), característico de arenitos eólicos. Os grãos maiores estão arredondados a subarredondados e com esfericidade baixa, enquanto os grãos menores são subarredondados a subangulosos e de esfericidade alta. Esses arenitos apresentam estratificações horizontal e cruzada de baixo ângulo ($<5^\circ$).

O espaço poroso foi caracterizado macroscopicamente com realização de 65 medidas de tamanho de poros, que são classificados como tamanho mesoporo pequeno (Figura 8) A rocha apresenta porosidade primária, do tipo intergranular e porosidade secundária dos tipos por fratura e, em raros casos, móldica por dissolução de grãos de feldspato. Foram observados diferentes graus de cimentação, mais desenvolvidos, sobretudo, no topo e na base de alguns blocos, essa cimentação oblitera a porosidade.



Figura 7. Camada C2 com elevados valores de permeabilidade absoluta e distribuição mais uniforme no afloramento (A). Detalhe para a superfície da camada (B), com a capa de alteração e superfície regularizada para melhorar o acoplamento do permeâmetro ao afloramento durante os ensaios in situ.

As lâminas petrográficas dos arenitos estudados são (P5_2F'' L (face lateral), P5_2F'' T (face topo) e P5_2G). O quartzo é o mineral predominante, P5_2F'' T e P5_2G possuem maior proporção de minerais secundários, especificamente muscovita e sericita, esta última em variados estágios de desenvolvimento a partir da alteração dos microclínios e plagioclásios, se concentrando principalmente nas clivagens destes minerais.

Os grãos variam de tamanho areia grossa até areia muito fina, sendo a moda principal constituída por areia média a fina e a moda secundária composta de areia muito fina e areia grossa. Em relação a orientação de grãos, ocorre uma orientação sutil em P5_2F''L, destacada pelos grãos maiores.

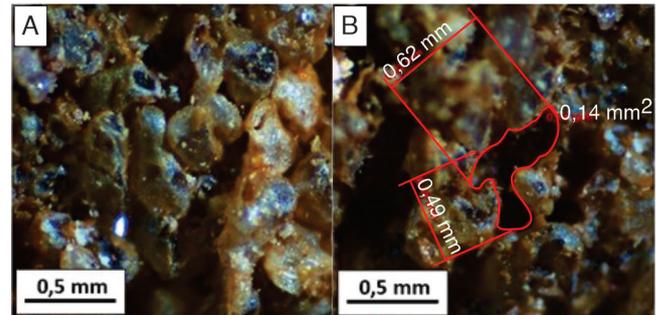


Figura 8. Grãos e poros observados em estereomicroscópio (A) medidas de poros e área realizadas pelo software ZEN blue 3.0 (B).

O empacotamento observado nas lâminas é do tipo aberto, com pequenas variações em relação a proporção de contatos. A P5_2F''L possui contato entre grãos principalmente do tipo flutuante e, em menor proporção, contatos pontuais e longos. Em P5_2F''T, assim como em P5_2G, contatos flutuantes, pontuais e longos são mais presentes. A trama é sustentada pelos grãos que, em função do tipo de arranjo, demonstram um baixo grau de compactação. (Figura 9).

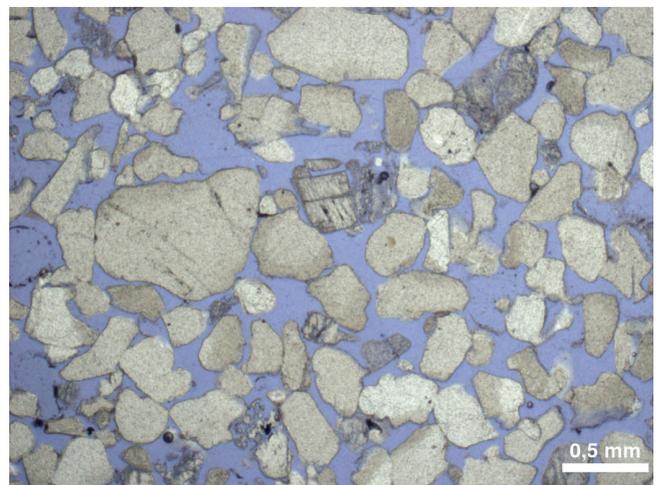


Figura 9. Empacotamento aberto e contatos pontuais da lâmina P5_2F''L.

Não ocorre matriz nas rochas, exceto epimatriz por infiltração de argila em decorrência da

alteração dos grãos do arcabouço. A cimentação é pouco desenvolvida em P5_2F''L, sendo principalmente do tipo epitaxial, por óxido de ferro e, em menor proporção, por argila, e mais raramente também ocorre cimentação do tipo sintaxial.

Além da classificação dos tipos de poros, a proporção de vazios nas lâminas foi quantificada por ADI, de mosaicos fotomicrográficos das lâminas, com os seguintes resultados 19,3% P5_2F''T (face topo); 36,2% P5_2F''L (face lateral) e 11,6% P5_2G.

4.3. Permeabilidade absoluta dos blocos (em laboratório)

Um total de 3156 medidas de permeabilidade absoluta foi realizada nos blocos orientados e amostrados no campo, que apresentaram variações de 10,9 a 126 D, com os seguintes intervalos e médias, por face de todos os cinco blocos: 6,9 até 61,2 D (média de 29 D) no topo, 12,1 até 46,7 D (média de 20,9 D) na base, 17,3 até 61,8 D (média de 33.1 D) na face frontal, 18,7 até 60,7 D (média de 33.6 D)

na face posterior, 20 até 62,4 D (média de 34.5 D) no lado esquerdo e 18,9 até 58,7 D (média de 33.2 D) no lado direito. Os valores de permeabilidade encontrados foram, inicialmente, tradados e analisados quanto à estatística descritiva (Tabela 2).

As maiores médias e menores coeficientes de variação foram encontrados, principalmente, nas faces laterais dos blocos (frontal, posterior, esquerdo e direito), que correspondem às direções de fluxo paralelas à estratificação sedimentar. Nestas direções a distribuição tende a ser mais simétrica (Figura 10) e menores as diferenças percentuais entre a média e a mediana (Tabela 2). Via de regra, a permeabilidade absoluta horizontal, paralela à estratificação sedimentar, é maior do que a permeabilidade vertical. Os dados de anisotropia mostram faixas de valores variando de próximos da unidade (anisotropia mínima ou quase isotrópico) até valores muito superiores a 1,3. Os valores de permeabilidade para o bloco P5 2G apresentaram anisotropias máxima e mínima extremamente elevadas, podendo-se classificá-las como anômalas.

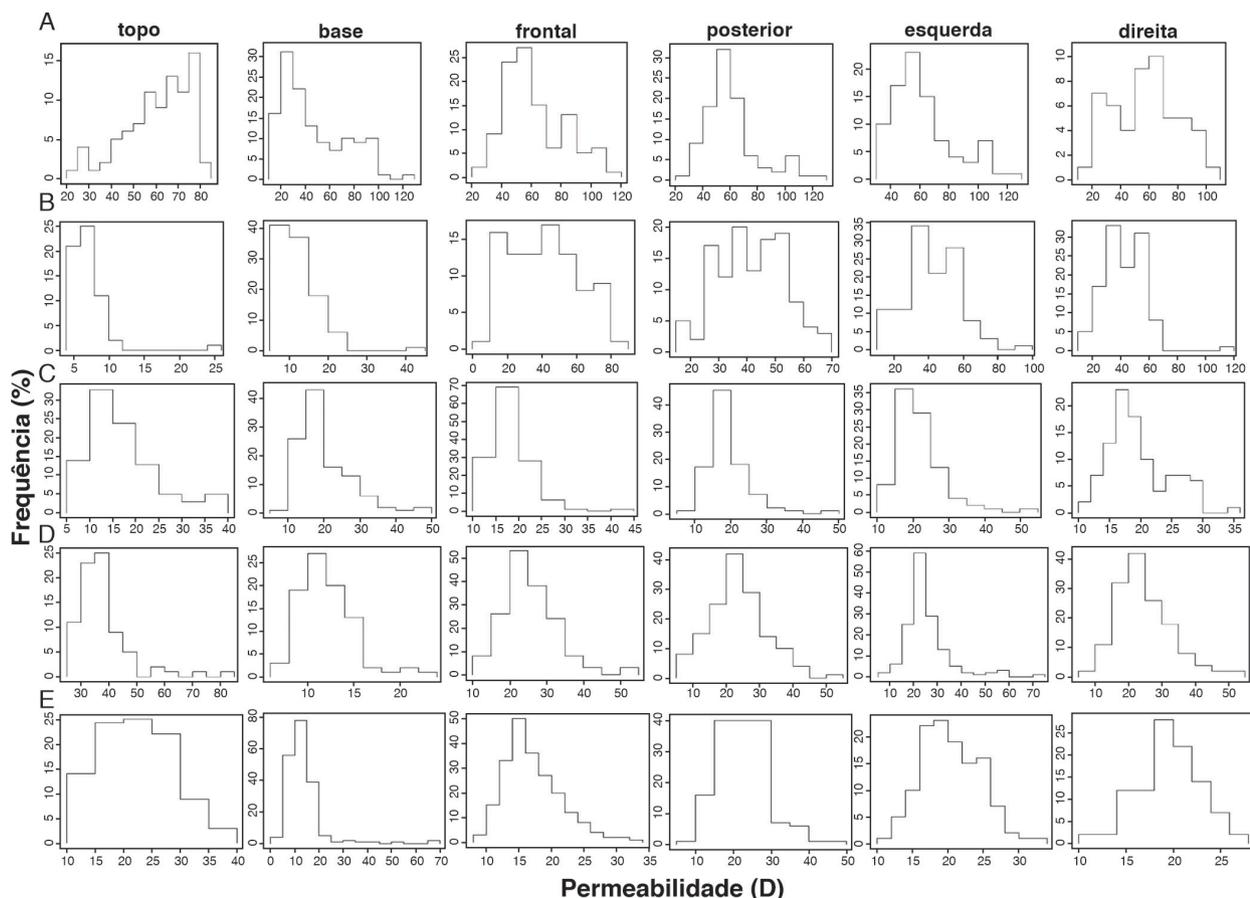


Figura 10. Distribuições das permeabilidades nos blocos. P5_2F (a); P5_2G (b); P5_2H (c); 5_2I (d); P5 (e)

Tabela 2. Estatística descritiva e anisotropia dos dados das permeabilidades absolutas obtidas nos blocos. A diferença percentual foi calculada tomando-se a mediana como referência. A penúltima e a última colunas mostram a anisotropia máxima e mínima da permeabilidade absoluta, respectivamente, tomando-se a mediana como referência. A permeabilidade vertical refere-se às faces de topo e base, enquanto as demais faces estão relacionadas com a permeabilidade absoluta horizontal.

Bloco/ medidas	Face	Mediana (D)	Média (D)	Diferença (%)	Desv. Padrão (D)	Coef. de Variação (%)	$\frac{KH_{max}}{Kv_{min}}$	$\frac{Kh_{min}}{KV_{max}}$
P5_2F'' (564)	topo	63,9	61,2	4,2	14,4	23,6	1,6	0,9
	base	36,8	46,7	-26,9	26,1	55,8		
	frontal	57,1	61,8	-8,2	20,4	20,4		
	posterior	56,3	60,8	-8,0	19,9	32,8		
	esquerda	56,3	62,4	-10,8	21,3	34,0		
	direita	59,0	58,7	0,5	23,2	39,6		
P5_2G (493)	topo	6,4	6,9	-7,8	3,0	42,6	6,6	3,4
	base	11,8	12,4	-5,1	5,0	40,6		
	frontal	40,6	41,1	-1,2	19,4	45,3		
	posterior	42,4	41,9	1,2	11,9	28,3		
	esquerda	41,0	42,8	-4,4	17,1	40,5		
	direita	42,1	42,6	-1,2	16,0	37,0		
P5_2H (626)	topo	15,8	17,2	-8,9	7,3	42,2	1,3	1,0
	base	17,8	20,2	-13,5	7,3	36,3		
	frontal	17,7	18,3	-3,4	4,5	24,6		
	posterior	17,2	18,7	-8,7	5,9	31,4		
	esquerda	20,4	21,7	-6,4	6,4	29,4		
	direita	18,4	19,6	-6,5	4,9	25,1		
P5_2I (620)	topo	36,0	37,4	-3,9	9,6	25,8	2,1	0,6
	base	11,8	12,1	-2,5	2,9	24,1		
	frontal	24,8	25,6	-3,2	7,4	29,0		
	posterior	23,4	23,6	-0,9	8,4	35,5		
	esquerda	22,9	25,3	-10,5	10,8	42,4		
	direita	23,1	24,7	-6,9	10,0	38,8		
P5_2J (853)	topo	22,4	22,5	-0,4	6,3	28,0	1,9	0,7
	base	11,5	13,2	-14,8	8,3	62,9		
	frontal	16,3	17,2	-5,5	3,5	20,2		
	posterior	22,0	22,6	-2,7	6,2	27,0		
	esquerda	20,0	20,5	-2,5	3,4	17,1		
	direita	19,6	19,4	1,0	2,5	13,3		

Assim como nos dados de campo, de um modo geral, a distribuição das permeabilidades tende a apresentar assimetria negativa (figura 10). Com relação ao coeficiente de variação, os blocos P5_2H e P5_2J apresentam maiores valores para as medidas realizadas nas faces de topo e base, no entanto, de uma forma geral, os coeficientes de variação são bastante semelhantes e elevados, em todas as faces, indicando um meio heterogêneo na escala de estudo.

Nos blocos P5_2F'' e P5_2G foram criadas superfícies planas e orientadas perpendicularmente à direção medida de paleocorrente ou orientação do *foreset* (230°/20°), com uma diferença de pouco mais de 13° em relação às superfícies apresentadas anteriormente. Dessa forma, foram criadas duas faces ortogonais à direção da paleocorrente, denominadas face 1 e face 2, correspondendo às superfícies de entrada e saída do fluxo da paleocorrente, respectivamente (Figura 11).

Tabela 3. Estatística dos dados de permeabilidade, segundo a direção da paleocorrente.

Bloco	Mediana (D)	Média (D)	Diferença (%)	Des. Padrão (D)	Coef. Variação (%)
P5_2F'' (face 1)	59,2	66,1	-11,7	23,6	35,6
P5_2F'' (face 2)	63,7	66,8	-4,9	25,3	37,9
P5_2G (face 1)	42,5	42,5	0,0	10,9	25,7
P5_2G (face 2)	49,5	46,6	5,9	13,5	29,1

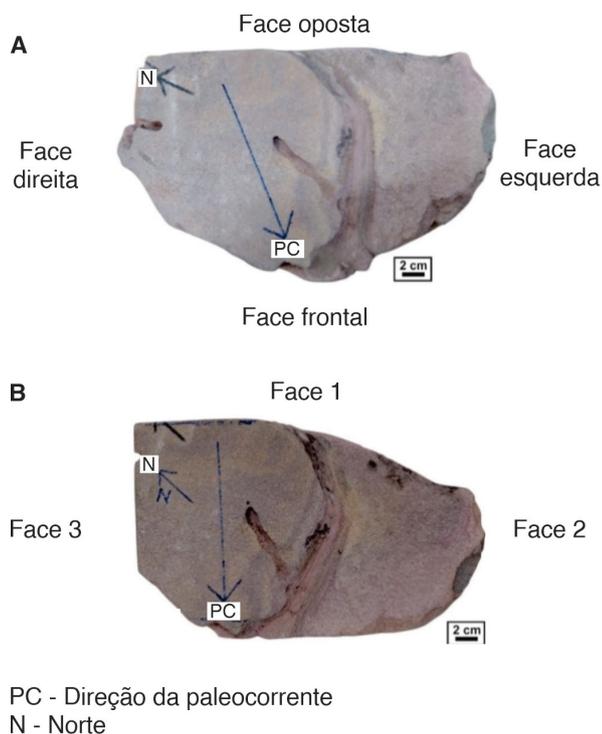


Figura 11. Bloco P5_2G com visão em planta, mostrando as superfícies referenciadas após sua remoção do afloramento (A) e com as novas superfícies, criadas segundo a orientação da paleocorrente (B).

Foram realizadas 246 medidas de permeabilidade adicionais nas novas superfícies criadas. Os resultados dessas medidas indicaram um aumento no valor da permeabilidade média na direção da paleocorrente em relação às demais superfícies estudadas. Considerando ainda a direção da paleocorrente, não foram observadas variações significativas no valor médio da permeabilidade segundo o sentido medido nesta direção (Tabela 3).

O bloco P5_2F'' exibiu uma distribuição simétrica a assimétrica negativa nessas superfícies, enquanto o bloco P5_2G, uma distribuição com assimetria positiva (Figura 12). Na mesma figura, estão representados os dados de permeabilidade absoluta, coletados nas superfícies do topo e laterais orientadas pela paleocorrente dos blocos, os também foram representados em semivariogramas ajustados em modelo exponencial.

Os parâmetros observados nos gráficos não mostram efeito pepita, indicando um perfil de medidas quase contínuo, uma covariância ou patamar com média de 0,1 D e a máxima distância de covariância, ou alcance, com média de 4,2cm no bloco P5_2F'' e média de 2,4cm no bloco P5_2G.

Foram feitas interpolações por Krigagem Ordinária (Figura 13), utilizando as medições de permeabilidade absoluta e suas variações, descrita nos semivariogramas, o que possibilitou visualizar o comportamento dessa propriedade nas amostras estudadas.

A variação de permeabilidade devido a processos *sin* e *pós* deposicionais em conjunto, foi mais visível nas faces laterais dos blocos, exibindo um padrão de interpolações com uma sutil organização, intercalados conforme as estruturas sedimentares da estratificação da rocha.

O padrão de interpolações devido à preponderância de processos *pós* deposicionais, seja função da diagênese ou da presença de interduna úmida, foi mais bem observado no topo e base dos materiais, os quais não possuem uma distribuição organizada da permeabilidade.

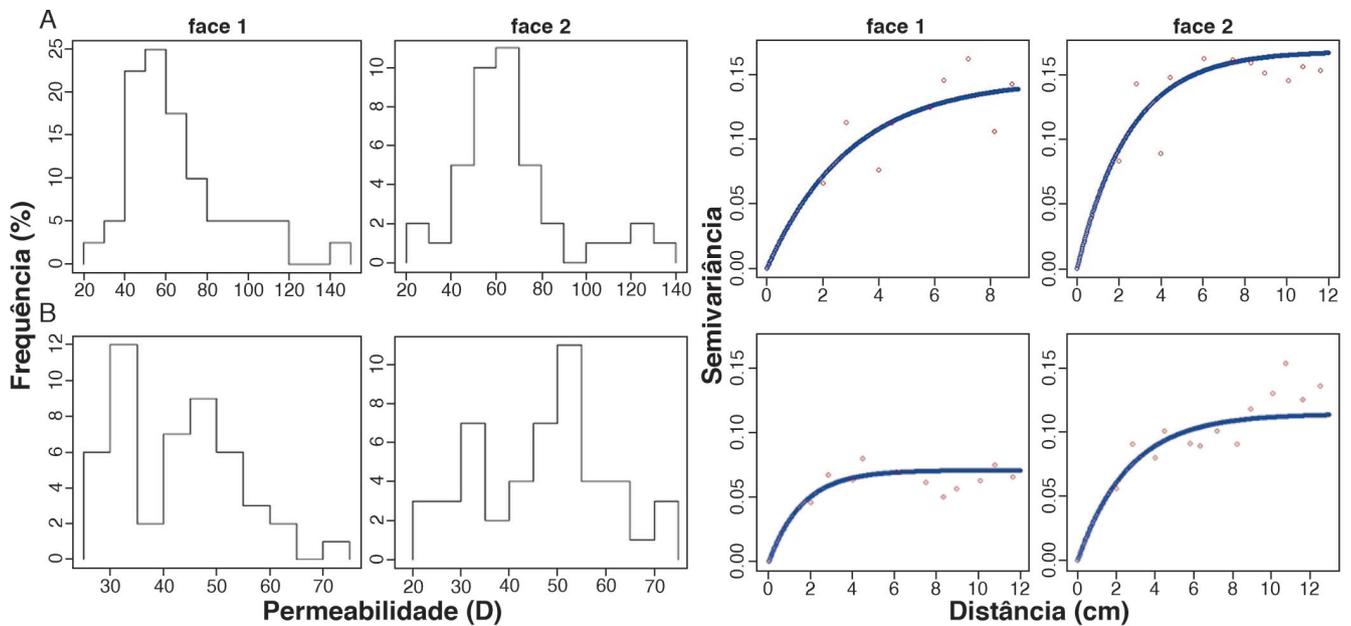


Figura 12. Distribuições das permeabilidades absolutas medidas na direção das paleocorrentes (esq.) e semivariogramas empíricos (vermelho) e ajustados (azul), para superfícies ortogonais (face 1 e 2), na direção da paleocorrente dos blocos P5_2F (A) e P5_2G (B).

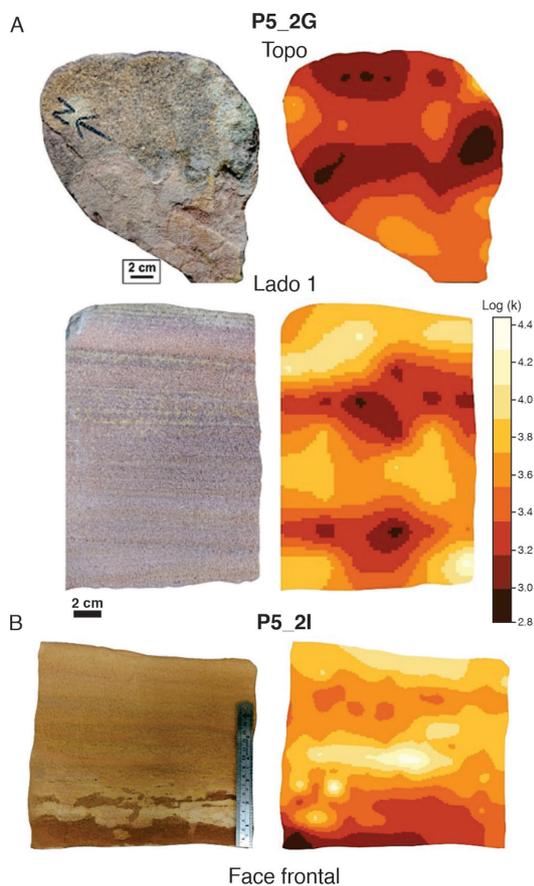


Figura 13. Superfície analisada e Krigagem Ordinária correspondente em dois blocos. No bloco P5_2G é possível observar um padrão mais organizado na face lateral e sem organização no topo (A), Face frontal do bloco P5_2, demonstrando a mudança na interpolação, pela presença de interduna úmida (B).

5. DISCUSSÃO

Os depósitos observados possuem características sedimentares e estruturais semelhantes aos depósitos eólicos descritos por Scherer et al. (2005) e Ballén et al. (2013). Compostos por dunas, interdunas úmidas, semelhantes às descritas por Torres Ribeiro (2002) e Scherer & De Ros (2009), além de interdunas secas, ocorrendo regiões adjacentes às dunas, as quais migram através desses planos e extensos lençóis de areia, como mostrado por Kocurek & Nielson (1986) e Scherer et al. (2006), Scherer & De Ros (2009), Bongioiolo & Scherer (2010), Rabelo & Nogueira (2015) e Mescolotti et al. (2019).

Essa configuração encontrada se trata de uma característica correspondente ao registro dos depósitos eólicos iniciais da Formação Sergi, pertencente a Sequência I, segundo Scherer & De Ros (2009), ou Sergi Inferior, de acordo com Lanzarini & Terra (1989) e Magnavita et al. (2005).

Na análise petrográfica, os blocos de arenito coletados apresentam diferenças em relação a diagênese e, conseqüentemente, a presença e/ ou desenvolvimento de epimatriz, além de cimentação, por variação da percolação de óxidos de ferro e/ ou argila, como proposto por Scherer & De Ros (2009).

Em relação a maturidade textural composicional das lâminas das fácies analisadas, as diferentes condições de retrabalhamento e os graus de alteração observados nos variados tipos de quartzo e outros minerais constituintes, sugerem a contribuição de diferentes áreas fonte de sedimentos na sua composição.

Na fácies Sp ou frente de duna, a partir da deposição, ocorre cimentação incipiente, por percolação de óxido de ferro e, em menor proporção, argila, seguida de um baixo grau de compactação. Ainda na fácies Sp, especificamente em regiões mais alteradas, por processos pós deposicionais, como é o caso do topo das camadas, assim como na fácies Sbm de um modo geral, ocorre epimatriz, resultante da alteração de grãos do arcabouço e posterior infiltração no espaço poroso, além de uma maior proporção de argila infiltrada, obliterando os poros.

Em Slt, o empacotamento é mais fechado, apesar de não haver desenvolvimento avançado de matriz e/ou cimento. Isso sugere maior compactação e soerguimento mais tardio em relação às demais fácies observadas.

A maior porosidade observada nas lâminas está associada, sobretudo, a uma maior atuação de processos *sin* deposicionais, com pouco desenvolvimento de processos pós-deposicionais, como diagênese e bioturbação. As maiores porosidades estão localizadas na fácies Sp, especificamente acompanhando a orientação da estrutura sedimentar presente.

A redução no percentual estimado de porosidade está associada ao desenvolvimento de epimatriz, principalmente na fácies Sbm além de um maior empacotamento, como na fácies Slt.

É importante ressaltar que, em ensaios de porosidade utilizando porosímetro a gás, a viscosidade do gás utilizado é menor do que a viscosidade da resina usada na impregnação das lâminas, para a quantificação dos poros em análise digital de imagem. Dessa forma, em vista da menor percolação da resina nos poros da rocha, a contabilização do espaço poroso tende a ser menor na petrografia (Silva e Stael 2018).

Essa etapa foi importante para auxiliar no entendimento do comportamento da permeabilidade nesses materiais (Machado 2012, Nogueira, 2007). A distribuição de valores encontrados nas

medições do estudo, principalmente nas camadas de duna com permeabilidades maiores que 20 D, é considerada um requisito para reservatórios tidos como de alta produtividade, relacionado a uma taxa satisfatória de recuperação de hidrocarbonetos (Selley, 1996, Lucia, 2007).

Por outro lado, a heterogeneidade da distribuição das permeabilidades nas fundações e ombreiras de barragens em arenitos é um tema relevante para a Geologia de Engenharia. Em alguns cenários, mesmo com valores elevados de permeabilidade global do maciço rochoso, esperados e medidos, fluxos preferenciais podem ser controlados por estruturas tectônicas ou sedimentares. Nesses casos a complexidade do problema considerando a estanqueidade do reservatório e os tratamentos das ombreiras e fundações pode exigir métodos de investigação especiais para identificação de zonas com permeabilidades anormalmente altas, como o uso de traçadores (Wang et al. 2019), ou as técnicas de uso mais frequente nos projetos de investigação geotécnica, como o uso da geofísica de superfície e em poços (Cardarelli et al. 2018) e a hierarquização e o zoneamento do maciço de fundação segundo zonas de distintas permeabilidades (Foyo et al. 2005). Baseados em suas experiências em barragens sobre arenitos, Nieble et al. (2021) corroboram com o presente estudo e destacam a dificuldade da correta caracterização da permeabilidade em arenitos dada a heterogeneidade geológica e, muitas vezes, agravada pelo número reduzido de sondagens. Os autores relatam ainda um conjunto relativamente grande de casos de danos às estruturas de barragens construídas sobre arenitos no Brasil, decorrentes de processos de erosão interna (*piping*) e erosão em superfície, além de questões associadas à friabilidade (comuns nestas rochas) e dificuldades de injetabilidade para tratamento das fundações com cimento Portland comum.

O comportamento de maiores médias e menores coeficientes de variação de permeabilidade, observado nas laterais dos blocos, em comparação com as outras superfícies (topo e base) pode ser justificado pelo plano das estratificações e níveis formados por areia grossa, interpretados como sendo produtos da avalanche ou deslizamento de grãos na frente da duna (*grainflow*) (Hurst & Rosvoll 1991, Nichols 2009, Scherer & De Ros 2009).

A presença de interduna úmida gera a redução da permeabilidade porque essa fácies possui um menor tamanho de poros, obliterados pela presença de silte, argilominerais, infiltração mecânica de argila residual e ainda a atuação biogênica, que também obliteram estruturas físicas. Esses resultados corroboram com a influência de heterogeneidades em pequenas escalas, na distribuição de propriedades hidráulicas (Etris et al. 1988, Lanzarini & Terra 1989, Hurst & Rosvoll 1991, Bruno 1994, Magnavita et al. 2005, Scherer & De Ros, 2009, Qiao et al. 2020). Do ponto de vista geotécnico, zonas de baixa permeabilidade podem levar a excessos de poropressão, cuja dissipação poderá ser lenta mesmo em meios de alta permeabilidade quando associados a camadas silto-argilosas em carregamentos cíclicos, (Pender et al., 2016).

Segundo Selley (1996), variações nos tamanhos dos grãos causam mudanças tão notáveis na permeabilidade, quanto à orientação, forma e distribuição dessas partículas. Lucia (2007) e Wang et al. (2020) indicam que a permeabilidade, assim como outros parâmetros petrofísicos, podem variar em diferentes direções, sendo condicionada por heterogeneidades do material, como variações no tamanho, forma e seleção dos grãos, além de processos pós-deposicionais, como feições diagênicas, obliterando a porosidade e estruturas sedimentares, como observado nessas superfícies.

A relação entre o ângulo de obliquidade e a variação de permeabilidade, comparando uma superfície orientada com outra, não orientada segundo a direção da paleocorrente, demonstra que a estratificação produz anisotropia de permeabilidade, associada a orientação das estruturas, como descrito por Huysmans et al. (2008).

A variação de permeabilidade também se deve a relação entre a preponderância e/ ou desenvolvimento de processos *sin* e pós deposicionais. Assim como estudado por McBride et al. (1987), Etris et al. (1988) e Hurst & Rosvoll (1991), as médias de valores de permeabilidade são maiores em regiões com feições primárias de deposição, associadas a processos *sin* deposicionais, principalmente naquelas com diagênese incipiente, ou mesmo ausente.

Foram observados valores anômalos ou *outliers* em alguns *boxplots* gerados, principalmente

em relação ao bloco P5_2H. Essas permeabilidades muito elevadas e pontuais também são indicativos da presença de descontinuidades no material, por falhas, fraturas, truncando as estruturas sedimentares, (Silva 1966, Selley 1996, Hurst & Rosvoll 1991, Huysmans et al. 2008, Scherer & De Ros 2009, Akana & Didei 2017).

A diferença na distribuição de permeabilidade das novas superfícies, orientadas segundo a direção da paleocorrente, se deve a níveis com cimentação em diferentes escalas de desenvolvimento, obliterando os poros e conferindo uma heterogeneidade pela diagênese (Milhomem et al 2003, Lucia 2007, Scherer & De Ros 2009).

De acordo com Huysmans et al. (2008), Ritzi & Soltanian (2015) e Al-Mudhafar (2018), os resultados dos parâmetros encontrados nos semivariogramas ajustados, indicam um elevado grau de correlação entre as variáveis, fornecendo uma predição acurada e condizente com a separação espacial proposta para as medições. Essas observações corroboram com o método utilizado para as medições de permeabilidade e análise da sua distribuição, utilizando o GRID com células de 2x2 cm (Al-Mudhafar 2018).

O padrão de interpolação obtido por meio da Krigagem Ordinária pode ser relacionado às diferentes intensidades observadas dos processos *sin* e pós deposicionais, assim como a presença de interduna úmida na base do bloco P5_2I, como demonstrado por Huysmans et al. (2008) e Ritzi & Soltanian (2015).

6. CONCLUSÕES

O presente estudo tornou possível quantificar e relacionar diretamente as propriedades geológicas e petrofísicas de arenitos eólicos, mostrando a influência de processos *sin* deposicionais, como orientação da paleocorrente, regimes de fluxos deposicionais e estruturas sedimentares por correntes, e pós deposicionais, como cimentação, diagênese e bioturbação, na distribuição da permeabilidade e porosidade dessas rochas.

Do ponto de vista metodológico, mostrou-se a utilidade a praticidade de um permeâmetro que utiliza o próprio ar como elemento de injeção. Este equipamento ainda é pouco utilizado em

investigações geotécnicas, embora permita a rápida obtenção de um grande volume de dados de permeabilidade absoluta, contribuindo positivamente para o entendimento da distribuição desta propriedade hidráulica em maciços rochosos.

Uma estrutura sedimentar, sendo uma organização de grãos em uma rocha sedimentar, como no caso de *ripples* e dunas, promove um incremento na permeabilidade observada na direção e sentido de tal orientação. Esse fato demonstra que a caracterização dos arenitos para fins de engenharia precisa considerar esse elemento, mesmo quando em meios considerados relativamente mais homogêneos do ponto de vista geológico, como os depósitos eólicos. A presença de estruturas no maciço rochoso relacionadas às paleocorrentes, por exemplo, pode controlar direções de fluxo com maiores permeabilidades e serem responsáveis por processos de *piping*, gerando instabilidades nas fundações e ombreiras de barragens construídas sobre arenitos de origem eólica. Esse entendimento reafirma a importância e necessidade de se considerar a heterogeneidade sedimentológica, deposicional e diagenética em diferentes escalas nesses materiais, em seu processo de exploração, como reservatórios de hidrocarbonetos e aquíferos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-graduação em Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro por acolher e pela oportunidade a dois dos autores deste artigo e à Petrobras/ANP pelo financiamento de parte desta pesquisa através do projeto “Análise Experimental Hidromecânica da Reativação de Falhas e das Relações Tensão-Deformação-Permeabilidade de Rochas Reservatório”.

REFERÊNCIAS

Akana T.S. & Didei I. S. 2017. Paleocurrent analysis of the sandstone body in Akpoha and its environs (Lower Benue Trough) South-East Nigeria. *Journal of Geology & Geophysics*, 6:6.

Alikarami R., Torabi A., Kolyukhin D., Skurtveit E. 2013. Geostatistical relationships between

mechanical and petrophysical properties of deformed sandstone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 63:27-38. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2013.06.002>

Almeida da Costa A., Mateo J., Patel R., Trivedi J.J., Soares J.B.P., Rocha P.S., Costa G., Embiruçu M. 2021. Can low salinity water injection be an efficient option for the Recôncavo Basin? An experimental and simulation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202:108557

Al-Mudhafar W.J. 2018. Integrating core porosity and well logging interpretations for multivariate permeability modeling through ordinary kriging and co-kriging algorithms. In: OTC, Offshore Technology Conference, Proceedings, p.1-17

Azevedo F.S. 2005. Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 151p.

Baas J.H., Hailwood E.A., McCaffrey W.D., Kay M., Jones R. 2007. Directional petrological characterisation of deep-marine sandstones using grain fabric and permeability anisotropy: Methodologies, theory, application and suggestions for integration. *Earth-Science Reviews*, 82:101-142. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2007.02.003>

Ballén O.A.R., Góes A.M., Negri F.A., Maziviero M.V., Teixeira, V.Z.S. 2013. Sistema eólico úmido nas sucessões sedimentares interderrames da Formação Mosquito, Jurássico da Província Parnaíba, Brasil. *Brazilian Journal of Geology*, 43:695-710.

Bongiolo D.E. & Scherer C.M.S. 2010. Facies architecture and heterogeneity of the fluvial-aeolian reservoirs of the Sergi formation (Upper Jurassic), Recôncavo Basin, NE Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 27: 1885-1897.

Bruno, M.S. 1994. Micromechanics of stress-induced permeability anisotropy and damage in sedimentary rock. *Mechanics of Materials*, 18:31-48.

- Cardarelli E., Cercato M., De Donno G. 2018. Surface and borehole geophysics for the rehabilitation of a concrete dam (Penne, Central Italy). *Engineering Geology*, 241:1-10.
- Clavaud J.B., Maineul, A., Zamora, M., Rasolofosaon, P., Schlitter, C. 2008. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure. *Journal of Geophysical Research*, 113:1-8. <https://doi.org/10.1029/2007JB005004>
- Dobereiner L. 1990. Weak rocks in Brazil, *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 42: 21-29. <https://doi.org/10.1007/BF02592616>
- Etris E.L., Brumfield, D.S., Ehrlich R., Crabtree S.J. 1988. Relations between pores, throats and permeability: A petrographic/physical analysis of some carbonate grainstones and packstones. *Carbonates and Evaporites*, 3:17-32.
- Foyo A., Sánchez M. A, Tomillo C. 2005. A proposal for a secondary permeability index obtained from water pressure tests in dam foundations. *Engineering Geology*, 77:69-82.
- Garcia A.J.V., da Ros Á.A.S., Goldberg K. 2005. Paleoenvironmental and paleoclimatic control on early diagenetic processes and fossil record in Cretaceous continental sandstones of Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, 19:243-258. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2005.01.008>
- Germanou L., Ho M.T., Zhang Y., Wu L. Intrinsic and apparent gas permeability of heterogeneous and anisotropic ultra-tight porous media. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 60:271-283. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.10.003>
- Hurst A. & Rosvoll K.J. 1991. Permeability in sandstones and their relationship to sedimentary structures. In (Lake, L. W., Carroll, H. B. and Wesson, T. C. (Eds.). *Reservoir Characterization II*. San Diego, CA, Academic Press, p. 166-196.
- Huysmans M., Peeters L., Moermans G., Dassargues A. 2008. Relating small-scale sedimentary structures and permeability in a cross-bedded aquifer. *Journal of Hydrology*, 361:41-51.
- Jangda Z., Menke H., Busch A., Geiger S., Bultreys T., Singh K. 2024. Subsurface hydrogen storage controlled by small-scale rock heterogeneities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 60:1192-1202. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.233>
- Jia C., Alkaabi S., Hu J., Sepehrnoori K., Yao J., Zhang L. 2024. Impact of rock heterogeneity on reactive flow during acid stimulation process. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 227:125560. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2024.125560>
- Jiang T., Yao W., Sun X., Qi C., Li X., Xia K., Zhang J., Nasser M.H.B. 2021. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200:108251. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108251>
- Kocurek G. & Nielson J. 1986. Conditions favourable for the formation of warm-climate aeolian sand sheets. *Sedimentology*, 33:795-816.
- Lanzarini W. L. & Terra G.J.S. 1989. Fácies sedimentares, evolução da porosidade e qualidade de reservatório da Formação Sergi, Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 3: 365-375.
- Lucia F.J. 2007. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*. Springer-Verlag, Nova York, 226 p.
- Machado A.C. 2012. Estudo de parâmetros microestruturais de rochas-reservatório para diferentes resoluções utilizando microtomografia computadorizada 3D. Dissertação de Mestrado, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 57p.
- Magnavita L.P., Silva R.R., Sanches C.P. 2005. Guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 13:301-334.
- Mcbride E.E., Land S., Mack L.E. 1987. Diagenesis of eolian and fluvial feldspathic sandstones,

- Norphlet Formation (Upper Jurassic), Rankin County, Mississippi, and Mobile County, Alabama. *AAPG Bulletin*, 9:1019-1034.
- Mescolotti P.C., Varejão F.G., Warren L.V., Ladeira F.S.B., Giannini, P.C.F., Assine M.L. 2019. The sedimentary record of wet and dry eolian systems in the Cretaceous of Southeast Brazil: stratigraphic and paleogeographic significance. *Brazilian Journal of Geology*, 49:1-20.
- Milhomem P.S., Mama, E.J., Oliveira, F.M., Carvalho, M.S.S., Lima W.S. 2003. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo. *Fundação Paleontológica Phoenix*, 51.
- Neto A.S.T. & Oliveira J.J. 1985. O Preenchimento do Rift-Valley na Bacia do Recôncavo. *Revista Brasileira de Geociências*, 15:97-102.
- Nichols G. 2009. *Sedimentology and stratigraphy*. Wiley-Blackwell, Oxford, 419p.
- Nieble C.M., Guidiccini, G., de Mello L.G. 2021. Barragens em arenitos brandos no Brasil. *Associação Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental*, São Paulo. 267 p.
- Nogueira M.C.D. 2007. Estudo das relações entre tensão, deformação e permeabilidade e sua dependência das características geológicas de rochas reservatório. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 153p.
- Oliveira O.M., Bim R., Nunes G.B, Higashi R.A.R. 2018. Geotechnical aspects of weak sandstone from Recife/Brazil. *Soils and Rocks*, 41:61-74. <https://doi.org/10.28927/SR.411061>
- Pastore E.L., Cruz P.T., Freitas Junior M.S. 2015. Fundações de barragens e estruturas em arenitos: natureza dos maciços e controle de fluxo e erosões. In: CBDB, Seminário Nacional e Grandes Barragens, 30, Anais, 15 p.
- Pender M.J., Orense, R.P., Wotherspoon, L.M., Storie, L.B. 2016. Effect of permeability on the cyclic generation and dissipation of pore pressures in saturated gravel layers. *Géotechnique*, 66:313-322. <https://doi.org/10.1680/jgeot.SIP.15.P.024>
- Qiao J., Zeng J., Jiang S., Wang Y. 2020. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: implications for macroscopic and microscopic heterogeneities. *Marine and Petroleum Geology*, 111:279-300. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.08.008>
- Rabelo C.E.N. & Nogueira A.C.R. 2015. O sistema desértico úmido do Jurássico Superior da Bacia do Parnaíba, na região entre Formosa da Serra Negra e Montes Altos, Estado do Maranhão, Brasil. *Geologia USP - Série Científica*, 15:3-21.
- Ritzi R. W. & Soltanian M. R. 2015. What have we learned from deterministic geostatistics at highly resolved field sites, as relevant to mass transport processes in sedimentary aquifers? *Journal of Hydrology*, 531:31-39.
- Rosa Filho E.F., Hindi E.C., Rostirolla, S.P., Francisco J.F.F., Bittencourt A.V.L. 2003. Sistema aquífero Guarani - considerações preliminares sobre a influência do Arco de Ponta Grossa no fluxo das águas subterrâneas. *Rev. Águas Subterrâneas*, 17:91-112.
- Salem A.M., Morad S., Mato L.F., Al-Aasm, I.S. 2000. Diagenesis and reservoir-quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: Evidence from the Upper Jurassic Boipeba Member, Recôncavo Basin, Northeastern Brazil. *AAPG Bulletin*, 84:1015-1040.
- Scherer C.M., Lavina E.L., Dias Filho D.C., Oliveira F.M., Bongioiolo, D.E., Aguiar, E.S. 2005. Evolução estratigráfica da sucessão flúvio-eólica-lacustre da Formação Sergi, Bacia do Recôncavo, Brasil. In: ANP, Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 3., Anais. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/site_portugues/eventos.html. Acessado em: 30 set. 2020.
- Scherer C.M.S. & De Ros L.F. 2009. Heterogeneidades dos reservatórios flúvio-eólicos da Formação Sergi na Bacia do Recôncavo. *Boletim Geociências Petrobrás*, 17:249-271.
- Scherer C.M.S., Lavina E.L.C., Filho D.C.D., Oliveira F.M., Bongioiolo D.E., Aguiar, E.S. 2006.

- Stratigraphy and facies architecture of the fluvial-aeolian-lacustrine Sergi Formation (Upper Jurassic), Recôncavo Basin, Brazil. *Sedimentary Geology*, 194:169-193. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2006.06.002>
- Selley R.C. 1996. Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis. Routledge, London, 326 p.
- Silva C.A.M. & Stael G.C. Integração entre os parâmetros petrofísicos e petrográficos em arenitos do Grupo Itararé da Bacia do Paraná. *In: SBGf, Simpósio Brasileiro de Geofísica, VIII, Anais, Meio digital.*
- Silva N. M. 1966. Paleocorrentes deposicionais na Formação Sergi. *Boletim Técnico da Petrobras*, 9:181-209.
- Silva O.B., Caixeta J.M., Milhomem P.S., Kosin M.D. 2007. Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências Petrobras*, 15:423-431.
- Torres Ribeiro, M. 2002. Fácies sedimentares e arquitetura deposicional da Formação Sergi (Jurássico Superior), Bacia do Recôncavo. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 98p.
- Tucker M.E. 2001. *Sedimentary Petrology*. Blackwell Science, Oxford, 262 p.
- Walker R.G. 2006. Facies models revisited: introduction. *In: Posamentier H.W. & Walker R.G. (Eds.). Facies models revisited. Society for Sedimentary Geology Special Publication, 84, p.: 1-19.*
- Wang Q. & Hao S. 2023. Creep behavior and permeability evolution of red sandstone in three Gorges Reservoir area subjected to cyclic seepage pressure. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 36:100498. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2023.100498>.
- Wang S., Wang L., Wang Y. 2023. Influence of material heterogeneity on the blast-induced crack initiation and propagation in brittle rock. *Computers and Geotechnics*, 55:105203. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.105203>
- Wang T., Chen J., Li P., Yin Y., Shen C. 2019. Natural tracing for concentrated leakage detection in a rockfill dam. *Engineering Geology*, 249:1-12.
- Wang Z., Luo, X. Lei, Y. Zhang L., Shi H., Lu J., Cheng M., Liu N., Wang X., He Y. & Jiang T. 2020. Impact of detrital composition and diagenesis on the heterogeneity and quality of low-permeability to tight sandstone reservoirs: an example of the Upper Triassic Yanchang Formation in Southeastern Ordos Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195:107596
- Wu M., Gao K., Liu J., Song Z., Huang X. 2022. Influence of rock heterogeneity on hydraulic fracturing: a parametric study using the combined finite-discrete element method. *International Journal of Solids and Structures*, 234-235: 111293. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2021.111293>
- Wunder E. 2016. Caracterização geomecânica e hidrogeológica do arenítico eólico da Formação Sambaíba - Bacia do Parnaíba. *Revista Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental*, 6:44-55.
- Zhan L. Hu Y., Zou L. Xu W. Ye Z., Chen R., Zhuang D., Li J., Chen Y. 2022. Effects of multiscale heterogeneity on transport in three-dimensional fractured porous rock with a rough-walled fracture network. *Computers and Geotechnics*, 48:104836. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2022.104836>
- Zhao J., Tan Z., Wang X., Zhou Z., Li G. 2022. Engineering characteristics of water-bearing weakly cemented sandstone and dewatering technology in tunnel excavation. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 121:104316. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2021.104316>.
- Zoback M.D. 2010. *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, New York, 461p.