



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
SISTEMA DE BIBLIOTECAS DA UNICAMP
REPOSITÓRIO DA PRODUÇÃO CIENTÍFICA E INTELLECTUAL DA UNICAMP

Versão do arquivo anexado / Version of attached file:

Versão do Editor / Published Version

Mais informações no site da editora / Further information on publisher's website:

<http://www.revistas.usp.br/guspsc/article/view/134894>

DOI: 10.11606/issn.2316-9095.v17-337

Direitos autorais / Publisher's copyright statement:

©2017 by USP/Instituto de Geociências. All rights reserved.

DIRETORIA DE TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO

Cidade Universitária Zeferino Vaz Barão Geraldo

CEP 13083-970 – Campinas SP

Fone: (19) 3521-6493

<http://www.repositorio.unicamp.br>

Análise geológica e petrofísica de um bloco de travertino como análogo de reservatório de hidrocarbonetos

Geologic and petrophysic analysis of a travertine block as hydrocarbon reservoir analogue

Mateus Basso¹, Michelle Chaves Kuroda¹, Alexandre Campana Vidal¹

¹Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO), Universidade Estadual de Campinas - Unicamp, Campus Universitário Zeferino Vaz – Barão Geraldo, CEP 13083-970, Campinas, SP, BR (mbstraik@gmail.com; mckuroda@ige.unicamp.br; vidal@ige.unicamp.br)

Recebido em 17 de outubro de 2015; aceito em 5 de abril de 2017

Resumo

Os carbonatos de origem microbialítica vêm ganhando espaço na geologia do petróleo visto a existência de diversos reservatórios compostos por essas litologias nos campos produtores do Pré-Sal. Dentre as rochas propostas como análogas aos microbialitos estão os travertinos, os estromatólitos e as tufas calcárias. Neste trabalho foi realizado o estudo de parâmetros geológicos, petrofísicos e geofísicos de um bloco de travertino de dimensões 1,60 x 1,60 x 2,70m, de 21,2 toneladas e disponível no Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) na Universidade Estadual de Campinas. O bloco de origem italiana, denominado T-block, corresponde ao volume elementar representativo da formação de origem e permitiu o estudo em uma escala intermediária entre a escala de afloramento e a amostra de mão. Foram realizados ensaios de permeabilidade, medições de espectrometria de raios gama e obtenção da porosidade superficial por meio de análise de imagens. Modelos foram gerados a partir dos dados obtidos e então associados à geologia descritiva do bloco. Foi registrado um padrão de redução de permeabilidade, porosidade e concentração dos elementos potássio (K), urânio (U) e tório (Th), seguindo um gradiente em direção ao topo do T-block que acompanha a redução do grau de desenvolvimento da fábrica da rocha.

Palavras-chave: Travertinos; Análise Petrofísica; Análise de Permeabilidade.

Abstract

Microbialitic limestones are gaining space in petroleum geology due to the existence of many reservoirs composed of these lithologies in the pre-salt producing fields. Travertine, calcareous tufa and stromatolites figure among the rocks proposed as analogous for the microbialitic rocks. This work conduces the study of geological, petrophysical and geophysical parameters of a travertine block measuring 1,60 x 1,60 x 2,70 m, weighing 21,2 tons and available in the Centro de Estudo do Petróleo (CEPETRO) at the Universidade Estadual de Campinas. The Italian block, named T-block, corresponds to the representative elementary volume of its original formation and allows the study in an intermediate scale between the hand sample and the outcrop scale. Permeability tests and gamma ray spectrometry measurements were conducted and the porosity was calculated by image analysis. Models were generated from the obtained data and then associated with descriptive geology of the block. A reduction in permeability, porosity and concentration of elements potassium (K), uranium (U) and thorium (Th) was recorded, following a gradient towards the top of the T-block accompanying the reduction in the degree of development of the rock fabric.

Keywords: Travertines; Petrophysics Analysis; Permeability Analysis.

INTRODUÇÃO

As rochas carbonáticas constituem importantes reservatórios petrolíferos no cenário mundial e ganham cada vez mais relevância na indústria brasileira do petróleo por estarem associadas a novas e importantes descobertas, como as do Pré-Sal nas bacias de Campos e de Santos (Silva et al., 2014). Segundo Riccomini et al. (2012), os reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Campos podem ser divididos em três tipos principais: rochas calcárias formadas por coquinas, carbonatos microbialíticos e reservatórios de rochas vulcânicas fraturadas.

Os carbonatos microbialíticos foram acumulados por meio de indução de organismos microbianos em ambientes lacustres associados a um oceano próximo (Estrella et al., 2009). Tais rochas associadas às formas de vida microbiais possuem características ligadas tanto a processos orgânicos como a inorgânicos de precipitação química, apresentando heterogeneidades geológicas nas mais diversas escalas que afetam, por consequência, parâmetros geomecânicos e petrofísicos cujo entendimento é essencial à exploração do petróleo.

Contudo, a compreensão dos reservatórios microbialíticos do Pré-Sal é limitada pela dificuldade de acesso, ocasionada pela grande profundidade desses depósitos, levando à busca por análogos dos reservatórios (Riccomini et al., 2012). No caso dos carbonatos microbialíticos, estromatólitos e travertinos são comumente utilizados para a compreensão das características geológicas, geomecânicas e petrofísicas (Domingues, 2011).

Nesse sentido, este trabalho teve como objetivo a análise petrofísica e petrológica de um bloco de travertino análogo aos microbialitos do Pré-Sal, disponibilizado pelo Centro de Estudos de Petróleo da Universidade Estadual de Campinas (CEPETRO-UNICAMP) para universidades e centros de pesquisa brasileiros. O bloco de origem italiana, estudado anteriormente por Silva et al. (2014), corresponde ao volume elementar representativo (REV) da formação de origem e apresenta dimensões de 1,60 x 1,60 x 2,70 m e peso de 21,2 toneladas, sendo denominado T-block.

Diversas técnicas analíticas não destrutivas foram aplicadas ao T-block, visando entender seu comportamento segundo parâmetros geológicos, composicionais e petrofísicos. O bloco foi descrito macroscopicamente buscando a identificação dos três principais critérios propostos por Pentecost e Viles (1994): sua composição, sua fábrica e sua morfologia. Dados de permeabilidade e composição gama espectrométrica foram coletados, assim como imagens que permitiram o modelamento em duas e três dimensões das propriedades estudadas.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Travertino

Segundo Pentecost (2005), muitas definições recentes de travertino podem ser encontradas na literatura, variando

amplamente entre si por levarem em consideração diferentes aspectos, como a temperatura, a hidrologia e os processos de formação. Enfatizando processos inorgânicos, porém sem excluir os processos biológicos, o autor define travertino como:

[u]m carbonato continental depositado quimicamente próximo a surgências, nascentes e ao longo de córregos e rios, ocasionalmente lagos e composto de calcita ou aragonita com porosidade intercrystalina de baixa a moderada, frequentemente alta porosidade móldica e do tipo *framework* em um ambiente vadoso ou ocasionalmente de lençol freático raso. A precipitação resulta primariamente da transferência de dióxido de carbono para ou de uma fonte subterrânea levando a supersaturação de carbonato de cálcio, com nucleação/cristalização ocorrendo em uma superfície submersa (Pentecost, 2005, p. 3).

Considerando a variedade de ambientes hidrológicos e as fontes de dióxido de carbono (CO₂) — litosférica ou atmosférica —, os travertinos podem estar ligados a nascentes termais ou a corpos hídricos superficiais, definindo-os, assim, termogênicos e meteogênicos, respectivamente (Pentecost e Viles, 1994; Pentecost, 2005).

A relação espacial entre o sítio de deposição e a fonte de CO₂, juntamente à presença ou ausência de um processo de transporte resultam em diversas morfologias de travertinos autóctones e alóctones, bem como os diferentes processos de precipitação associados à presença de determinadas plantas e bactérias geram fábricas com arranjos, densidades e tamanhos variados.

As diferentes morfologias e fábricas encontradas nos travertinos foram descritas e catalogadas por Chafetz e Folk (1984) e, posteriormente, por Pentecost e Viles (1994), Guo e Riding (1998), Pentecost (2005) e Barilaro et al. (2011).

Porosidade

A porosidade de rochas reservatório é definida como a fração do volume total do reservatório que não é constituído pelo arcabouço sólido, e sim por espaços vazios ocupados por líquidos e/ou gases, sendo dividida em sindeposicional ou primária, para poros controlados pelo arcabouço e relacionados aos processos de sedimentação; e pós-deposicional ou secundária, no caso de poros relacionados a processos de cimentação, dissolução, movimentação tectônica, compactação ou desidratação (Tiab e Donaldson, 2011).

Nos travertinos, segundo Chafetz (2012), a porosidade ocorre em três formas principais:

- (i) como porosidade interpartícula entre os componentes da fábrica, tais como os espaços vazios entre esferulitos ou entre estruturas ramificadas (*shrubs*);
- (ii) na forma de porosidade secundária resultante da dissolução;

(iii) como microporosidades intrapartícula não conectadas, ligadas à degradação dos corpos bacterianos e aos microporos vazios obtidos como consequência.

Permeabilidade

A permeabilidade é definida como a capacidade de uma rocha transmitir fluidos, sendo um dos mais importantes parâmetros petrofísicos para se descrever as propriedades de rochas reservatório sedimentares, envolvendo problemas relacionados à hidrologia, geotermia e análise de reservatórios de hidrocarbonetos (Filomena et al., 2014). O estudo da permeabilidade e sua distribuição na rocha reservatório são essenciais para se modelar a magnitude do fluxo de fluido e, por consequência, otimizar o fator de recuperação de óleo e gás.

Os reservatórios podem apresentar permeabilidade de matriz ou permeabilidade primária: relacionada aos processos deposicionais; e permeabilidade secundária: resultante de processos como a compactação, a cimentação, a dissolução e o fraturamento (Tiab e Donaldson, 2011).

Nesse contexto, reservatórios carbonáticos tendem a apresentar maior heterogeneidade permo-porosa do que os reservatórios siliciclásticos em razão da alta reatividade de seus minerais (Moore, 2001), sendo caracterizados por sistemas complexos de permeabilidade secundária. A necessidade de se entender o comportamento permo-poroso de carbonatos tem motivado diversos estudos petrofísicos, como os de Castro et al. (2013), Meneses et al. (2013), Belila (2014) e Skalinski e Kenter (2015).

Espectrometria de raios gama

A geração de perfis por meio da espectrometria de raios gama (GRS) em afloramentos, utilizando espectrômetros de cintilação portáteis, possui atualmente grande importância na análise estratigráfica. Gerando dados de concentrações de potássio (K), em %; urânio (U), em partes por milhão (ppm); tório (Th), em ppm; e taxa dose (DR), em nanoGray por hora (nGy/h), o método permite a obtenção de informações geoquímicas e composicionais importantes (Simicek et al., 2012).

Segundo Rider (1999), altas contagens de raios gama tendem a estar associadas a materiais argilosos por conta das altas concentrações de K nos argilominerais, bem como de U e Th adsorvido às superfícies destes. Dessa maneira, a espectrometria de raios gama reflete, dentre outros aspectos, as variações no conteúdo de argila de rochas sedimentares.

Portanto, a espectrometria de raios gama pode ser utilizada no estudo de afloramentos e amostras carbonáticas para a identificação de heterogeneidades composicionais, permitindo, por exemplo, a identificação de níveis enriquecidos em matriz argilosa que contrastem com a baixa radioatividade natural dos minerais carbonáticos.

Redes neurais Perceptron de Múltiplas Camadas

As redes neurais são algoritmos baseados no sistema nervoso biológico, capazes de reconhecer padrões complexos. Dessa forma, a rede adquire conhecimento mediante a aprendizagem definida por meio de conexões sinápticas entre os neurônios, que são as unidades computacionais da rede (Haykin, 2001). Dentre os métodos de redes neurais supervisionados, ou seja, que utilizam padrões predeterminados para classificação e estimativa de propriedades, o algoritmo de Perceptron de Múltiplas Camadas (MLP), desenvolvido por Rosenblatt (1962), é o mais utilizado. O objetivo deste algoritmo é criar um modelo que associe corretamente o dado de entrada ao resultado desejado no treinamento da ferramenta. O treinamento refere-se ao aprendizado da técnica e é definido segundo o método de retropropagação, em que o erro da predição é utilizado para ajustar os valores das conexões sinápticas da rede a partir da função de ativação não linear Levenberg-Marquardt.

METODOLOGIA

Diversas técnicas de análise não destrutivas foram aplicadas ao bloco de travertino e então correlacionadas. Foram realizados estudos geológicos (descrição macroscópica), petrofísicos (análise de porosidade e permeabilidade) e geofísicos (espectrometria de raios gama).

Visando estabelecer um estudo de detalhe da permeabilidade do T-block, foi utilizado o permeâmetro portátil *TinyPerm II*, produzido por *New England Research Inc*, empregado em diversos estudos recentes (Filomena et al., 2014; Torabi e Fossen, 2009; Huysmans et al., 2008). Esse instrumento baseia-se na variação do volume de uma seringa e no vácuo gerado internamente quando o operador a pressiona contra a superfície da rocha criando um fluxo de ar. Um microcontrolador gera um valor que, ao ser aplicado em uma função matemática fornecida pelo fabricante, resulta na permeabilidade.

Devido à versatilidade do permeâmetro portátil, criou-se uma malha regular de pontos — espaçados em 5 cm na horizontal e 40 cm na vertical — sobre as 4 maiores faces do T-block, somando 744 medidas (Figura 1).

De forma semelhante, seguindo o mesmo *grid*, porém com um espaçamento horizontal maior (20 cm) entre cada medida, foram realizadas as medições de espectrometria de raios gama, totalizando 192 pontos. Para isso, foi utilizado o espectrômetro de raios gama portátil RS-230 (*Radiation Solutions, Inc., Canada*), empregado anteriormente em Simicek et al. (2012). Esse instrumento possui cintilômetro de bismuto-germanato (tipo BGO) que reconhece os fótons emitidos por um determinado volume de rocha. Para esse instrumento o volume varia aproximadamente entre 50 e 90 cm de diâmetro e 15 a 35 cm de profundidade.



Figura 1. Amostra de travertino T-block e malha regular construída em suas faces. A face esquerda representa a seção basal, enquanto a direita, o perfil vertical.

O espectrômetro portátil converte automaticamente as contagens por segundo para as concentrações nas janelas energéticas do K (%), do U (ppm) e do Th (ppm), fornecendo também a DR, que constitui a quantidade de energia por unidade de massa (nGy) pelo tempo (nGy/h).

Ao associar cada ponto medido pelos dois instrumentos utilizados, foi possível carregar os dados com sistema de coordenadas (x,y,z) no *software* SGeMS (*Stanford Geostatistical Modeling Software*) (Figura 2). Com a distribuição de pontos em cada face do bloco foram criados modelos 3D para as variações composicionais por meio da função krigagem ordinária (*ordinary krigging*), e gerado o mapeamento da permeabilidade para uma das faces por meio da técnica MLP.

Em adição às mensurações diretas, foram obtidas imagens fotográficas em alta resolução das 4 maiores faces do bloco, e então aplicados métodos de análise de imagem de forma análoga aos métodos petrográficos (PIA) usualmente utilizados (Ehrlich et al., 1984). A segmentação dos poros foi obtida utilizando o *software* Imago 2.5 para binarizar as imagens a partir de histogramas IHS (*intensity, hue, saturation*) e RGB (*red, green, blue*) e calcular a porosidade em porcentagem.

Por fim, buscando correlacionar os modelos gerados às feições geológicas do bloco, o travertino foi descrito macroscopicamente considerando-se a caracterização das estruturas sedimentares, morfologias deposicionais e fâbricas, bem como as variações dessas estruturas ao longo do perfil representado pelo T-block.

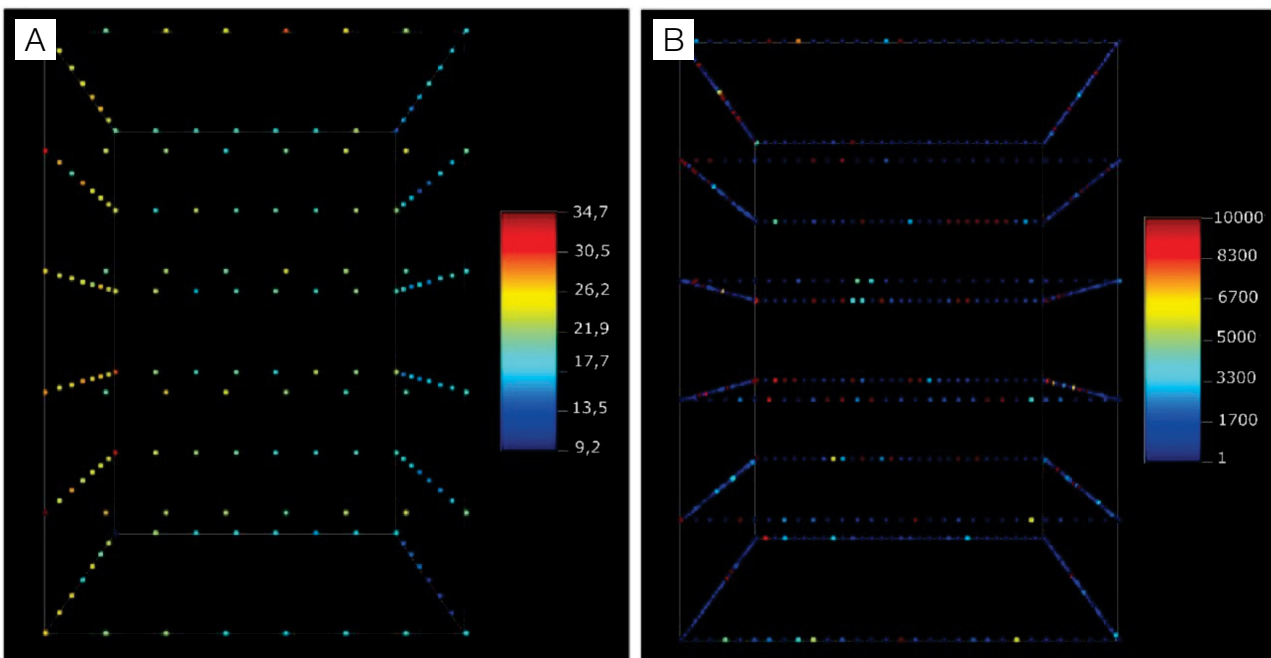


Figura 2. Carregamento das malhas e processamento de dados. A: espectrometria de raios gama – taxa dose; B: permeabilidade.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Geologia do bloco de travertino

O bloco de travertino foi retirado do afloramento de origem, na Itália, com o eixo maior paralelo ao acamamento, com a configuração de topo e base apresentada pela Figura 3A. A feição de maior destaque é o acamamento bem definido pelas faixas de porosidade e pela variação entre tons de

branco e bege claro. Na porção basal o acamamento apresenta espessuras de até 15 cm e formato irregular em domos e vales, que gradam a camadas com espessuras menores de até 4 cm, plano-paralelas (Figura 3B).

A fábrica é composta majoritariamente por estruturas microbiais arbustivas (*shrubs*), definidas por Chafetz e Folk (1984) como estruturas em formato de arbustos, com ramos divergentes formados por micrita bacteriana e/ou esparita, que se desenvolvem perpendicularmente à superfície de deposição.

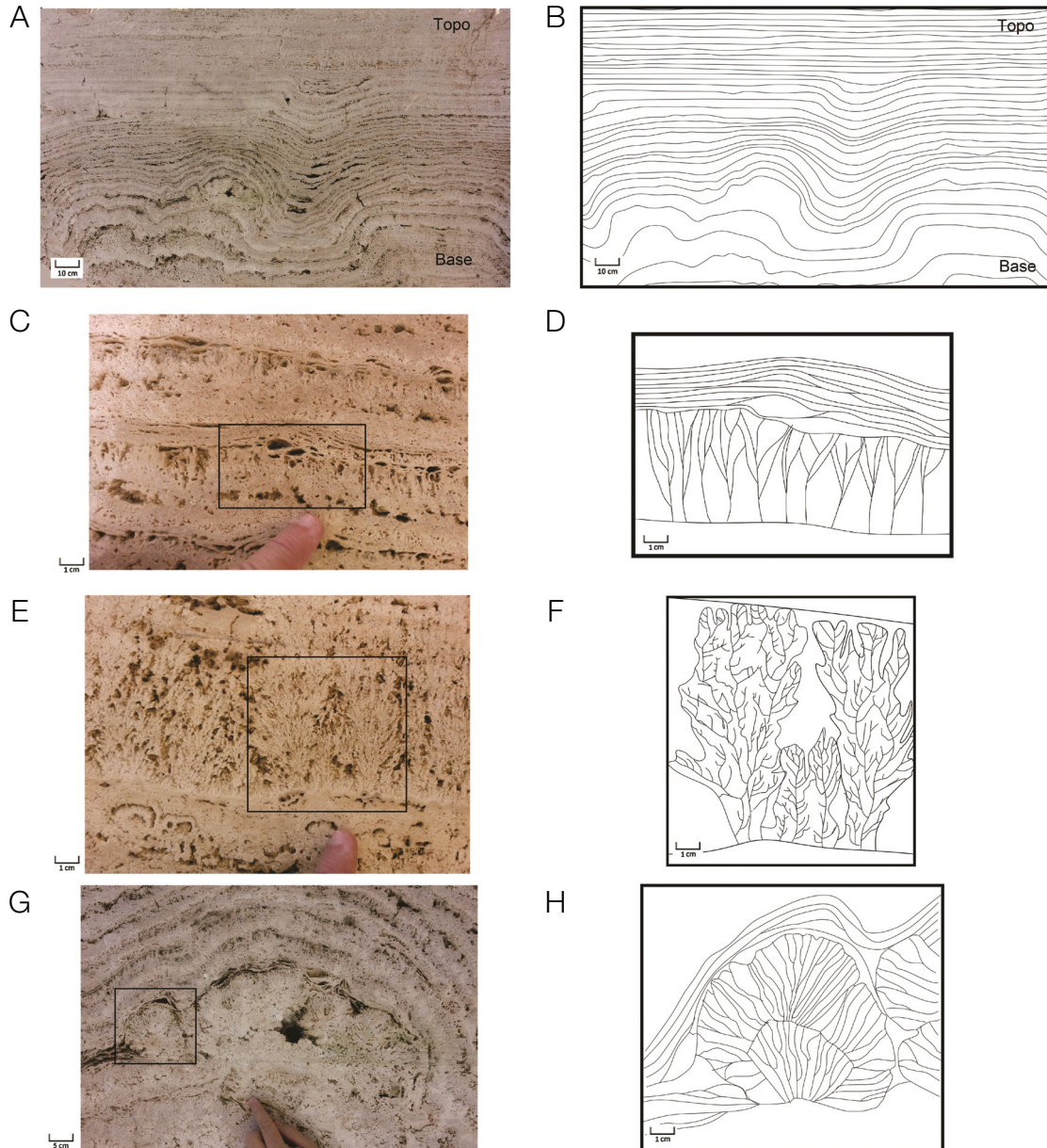


Figura 3. (A, B) Acamamento bem definido do bloco de travertino com camadas onduladas na base gradando a plano-paralelas no topo; (C, D) estrutura arbustiva pouco desenvolvida próxima ao topo do bloco; (E, F) estrutura arbustiva com grau de desenvolvimento intermediário na região central do bloco; (G, H) estruturas ramificadas bem desenvolvidas, sobrepostas por esteiras irregulares.

Segundo Barilaro et al. (2011), essas estruturas atingem poucos milímetros a aproximadamente 10 cm, e desenvolvem camadas contínuas com padrão de horizontal a ondulado.

Secundariamente, associadas ao fim do desenvolvimento de cada nível arbustivo, ocorrem esteiras contínuas e irregulares (Figuras 3D e 3H). Essas esteiras podem estar relacionadas a mudanças ambientais, tais como nas condições físico-químicas da água, favorecendo um novo tipo de organismo ou a precipitação inorgânica de carbonato de cálcio, tal como a estrutura *paper thin raft*, descritas por Guo e Riding (1998). A espessura das esteiras diminui gradativamente em direção ao topo do bloco, onde são de difícil identificação.

O grau de desenvolvimento dos arbustos varia ao longo do perfil vertical, apresentando estruturas bem delineadas, com até 8 cm de comprimento e 5 cm de espessura nas porções basais (Figura 3G), e pouco mais de 1 cm de comprimento por 0,5 cm de espessura na porção superior (Figura 3C). As estruturas arbustivas com maior grau de desenvolvimento possuem ramos maiores que divergem em forma de leque (Figura 3H); já as estruturas menos desenvolvidas possuem menor número de ramos e textura fibrosa (Figuras 3D e 3F).

As variações na fábrica se devem essencialmente à modificação no tamanho dos arbustos que aparentam controlar as mudanças texturais do bloco, sendo a morfologia em domos associada a arbustos bem desenvolvidos e o acamamento plano-paralelo a arbustos menores. Esse fator parece controlar também a distribuição do espaço poroso no bloco, no que diz respeito à porosidade sindeposicional.

De forma geral, segundo Guo e Riding (1998), as variações de tons claros juntamente à presença de acamamento bem desenvolvido são fortes indícios de ambiente termal, o que classificaria a amostra como travertino termogênico. A fábrica composta majoritariamente por estruturas arbustivas, por sua vez, é, segundo Pentecost e Viles (1994), característica de travertinos autóctones. Nesse sentido, utilizando a nomenclatura apresentada por Guo e Riding (1998), o bloco pode ser classificado como *Shrubs Travertine* (travertino arbustivo).

Análise da porosidade

A porosidade pode ser descrita macroscopicamente em

- (i) poros associados aos espaços gerados pelas ramificações;
- (ii) porosidade fenestral entre as camadas;
- (iii) porosidade vugular gerada por processos de dissolução.

A porosidade interpartícula relacionada às ramificações arbustivas é tão maior quanto o grau de desenvolvimento dessas, bem como a porosidade fenestral se mostra maior na porção inferior, diminuindo em direção ao topo do bloco.

Como resultado do processo de binarização e segmentação da porosidade para cada face do bloco, foram geradas imagens com os poros classificados como *pixels*

brancos e o arcabouço da rocha como *pixels* pretos, sendo possível, assim, quantificar os valores de porosidade para cada face (Figura 4).

As imagens geradas ressaltaram os padrões identificados visualmente, porém são limitadas pela resolução das imagens originais, possivelmente subestimando os valores reais de porosidade pela não identificação de poros de menor escala e microporosidades.

A porosidade média de 5,7% foi obtida considerando toda a amostra, sendo que os perfis verticais, que atravessam as estruturas de crescimento do travertino, possuem porosidade cerca de duas vezes e meia acima das seções de base e topo. Esse comportamento pode ser explicado pela presença de poros fenestrais e vugulares entre as diferentes camadas nos perfis verticais, contrastando com a maior concentração de poros interpartículas nas faces de topo e base.

A análise dos perfis verticais resalta também uma redução acentuada da porosidade em direção ao topo do bloco, com o desaparecimento de poros fenestrais e

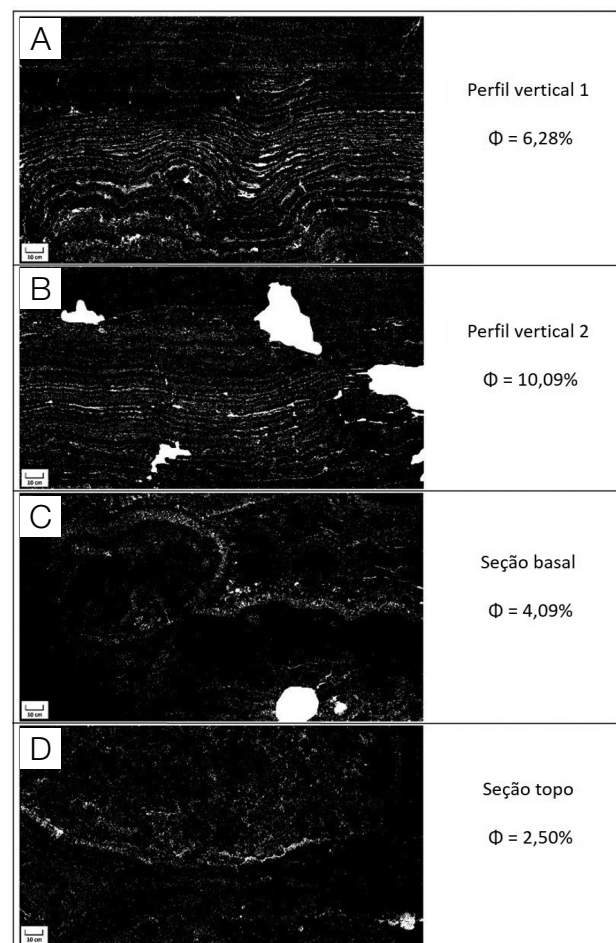


Figura 4. Resultado da binarização, segmentação dos poros e cálculo de porosidade para os perfis verticais (A) e (B), a seção basal (C) e a seção de topo (D).

redução dos poros interpartículas, principalmente nos últimos 40 cm deste plano. O perfil vertical 1 (Figura 4A) apresenta porosidade aproximadamente 40% menor do que o perfil vertical 2 (Figura 4B), o que se deve à presença de grandes poros do tipo vugular no perfil vertical 2, com até 40 cm de diâmetro e que não seguem uma distribuição preferencial na amostra, sem relação com a fábrica do travertino.

A seção basal (Figura 4C) possui maior porosidade do que a seção de topo (Figura 4D) como consequência do maior volume de poros interpartículas, acentuado pelo maior grau de desenvolvimento das estruturas arbustivas. A irregularidade das camadas e a presença de interfaces entre camadas, com a geração de espaços vazios, também influencia para o maior valor.

Análise da permeabilidade

O estudo da permeabilidade do bloco de travertino realizado por meio do uso de um permeâmetro portátil resultou em 744 medidas de permeabilidade perpendiculares às faces, com uma amplitude de dados entre 1 e 10.000 mD, e uma permeabilidade média de 467 mD. Esse resultado indica a alta heterogeneidade do travertino, segundo essa propriedade, sendo necessários apenas poucos centímetros para mudanças drásticas nos resultados de permeabilidade.

Cerca de 65% dos pontos medidos apresentam valores abaixo de 500 mD (Figura 5), sendo os valores acima de 5.000 mD quase sempre associados a poros vugulares e fenestrais de grande volume; destes, aproximadamente 15% atingiram valores máximos de 10.000 mD, alcançando o limite superior de precisão do aparelho.

A Tabela 1 apresenta as médias dos valores de permeabilidade para cada uma das quatro faces medidas. Os perfis verticais possuem valores médios similares, indicando pouca variação da propriedade entre estes dois sentidos de fluxo, e também menores do que as médias obtidas nas seções de topo e base. Dessa forma, a média global da permeabilidade mostra-se pouco maior na direção perpendicular ao acamamento do que paralelamente a este.

Nas seções horizontais do topo e da base, o maior valor médio de permeabilidade pode ser explicado pela distribuição mais contínua e homogênea de poros do tipo interpartícula. Além disso, nos perfis verticais a média é influenciada pelo maior número de camadas de baixa permeabilidade. Essa alta heterogeneidade, relacionada às várias camadas com diferentes graus de desenvolvimento de estruturas arbustivas, resultou em uma média global menor.

Não obstante, os valores de permeabilidade seguem a mesma tendência da porosidade, apresentando decréscimo gradativo em sentido ao topo dos perfis verticais. Para cada uma das 6 linhas de medição em cada face,

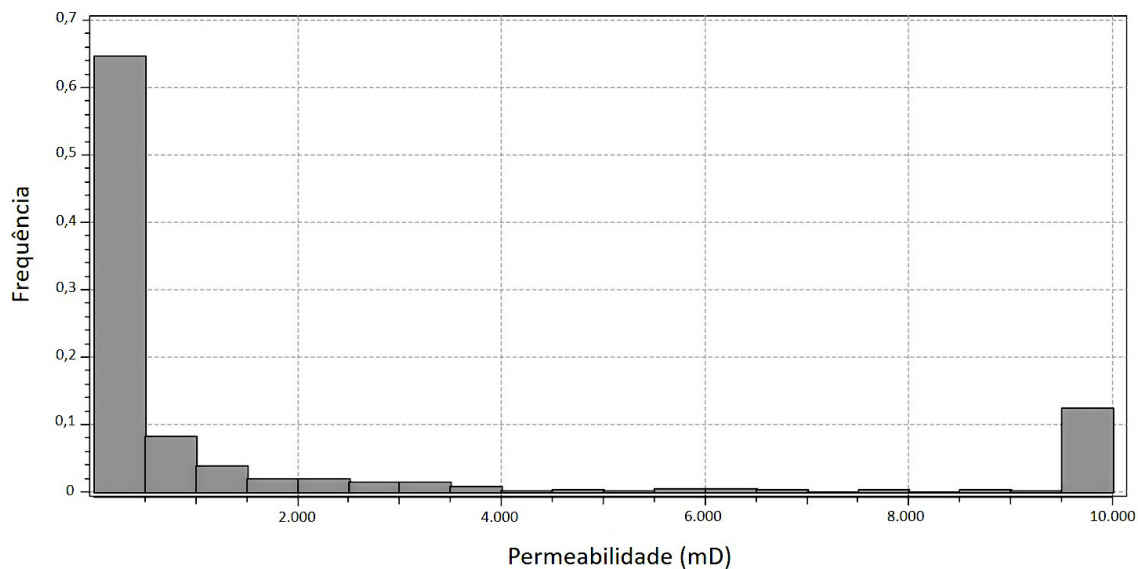


Figura 5. Histograma representando a frequência dos valores de permeabilidade para 20 classes diferentes, com a grande maioria dos dados inferiores a 500 mD.

Tabela 1. Comparação entre os valores de permeabilidade entre as seções e os perfis verticais.

Permeabilidade/Face	Perfil vertical 1	Perfil vertical 2	Seção basal	Seção de topo
Permeabilidade (mD)	402,45	412,95	565,14	476,65

foram separados os valores dos últimos 40 cm do perfil. Em média, o topo menos poroso apresentou valores de permeabilidade duas vezes menores ao restante do perfil (Tabela 2).

A grande variabilidade dos dados segundo pequenas variações espaciais inviabilizam o processo de krigagem, uma vez que tornou o ajuste do variograma associado a alto grau de incerteza. Nesse contexto, a geração de mapas de permeabilidade foi feita com base em imagens fotográficas das faces do travertino.

Os dados de permeabilidade foram localizados nas imagens e então associados à propriedade RGB de cada ponto, em que as medidas foram realizadas. Tal associação e predição da propriedade para o restante das faces foi feita por meio do método MLP. Com esse propósito, foram utilizados 19 neurônios, e o erro do algoritmo foi igual a 0,11 (Figura 6).

Contudo, a técnica mostrou-se sensível à qualidade das imagens, bem como a quaisquer variações de tonalidades na superfície da amostra não relacionadas às propriedades geológicas, tais como manchas, sombras e irregularidades geradas pelo processo de extração do bloco.

Nesse contexto, a face correspondente ao perfil vertical 1 foi selecionada para a aplicação da técnica, visto o melhor estado de conservação em relação às restantes. Como resultado obteve-se um mapa em duas dimensões da

distribuição da permeabilidade (Figura 7), que ressaltou a existência de maior permeabilidade relacionada às regiões de maior porosidade.

O mapa gerado para o perfil vertical confirma a heterogeneidade do bloco segundo a permeabilidade e distribui as zonas de maior permeabilidade nas interfaces das camadas, demonstrando correlação entre altos valores de permeabilidade e as porosidades do tipo fenestral e vugular. Assim como esperado, a permeabilidade decaiu em direção ao topo do bloco juntamente com a diminuição da porosidade.

Espectrometria de raios gama

Em termos gerais, as concentrações dos três elementos são próximas às concentrações médias esperadas para carbonatos, que, segundo Killeen (1979), são de 0,3%, 2ppm e 3ppm de K, U e Th, respectivamente. As concentrações médias para cada uma das faces (Tabela 3) aproximam-se desses valores, com exceção do Th, que apresentou valores duas vezes acima da média.

Como resultado do processamento de dados e modelamento tridimensional por krigagem, foram gerados quatro modelos (Figura 8) respectivos às variações espaciais nas concentrações de DR (nGy/h), K (%), Th (ppm) e U (ppm). É importante notar que a confiabilidade dos modelos é maior nas porções externas do bloco, perdendo precisão no sentido interior por consequência da ausência de dados reais.

Os modelos gerados, com exceção do Th, que possui uma distribuição relativamente homogênea, mostram valores de altas concentrações na face inferior (tons de vermelho) e baixos valores na face superior (tons de azul). Ambas as faces verticais mostram valores médios (tons de verde) para as concentrações de K e U, bem como para o parâmetro DR.

Tabela 2. Comparação entre os valores de permeabilidade para as porções inferiores e superiores dos perfis verticais.

Porção/Perfil	Perfil vertical 1	Perfil vertical 2
Permeabilidade média (mD) para a porção inferior	578,9	486,1
Permeabilidade média (mD) para a porção superior	226,0	333,9

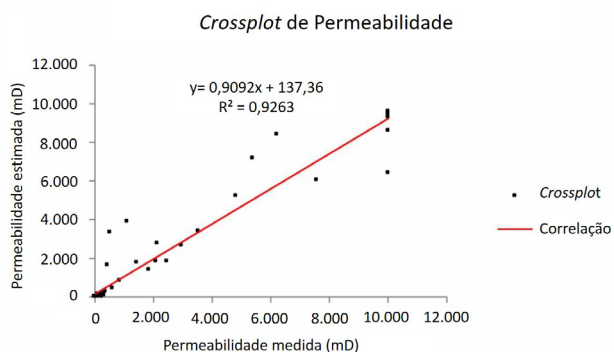


Figura 6. Correlação entre os valores de permeabilidade medida e estimada. A alta correlação evidencia a eficácia do método de redes neurais de múltiplas camadas.

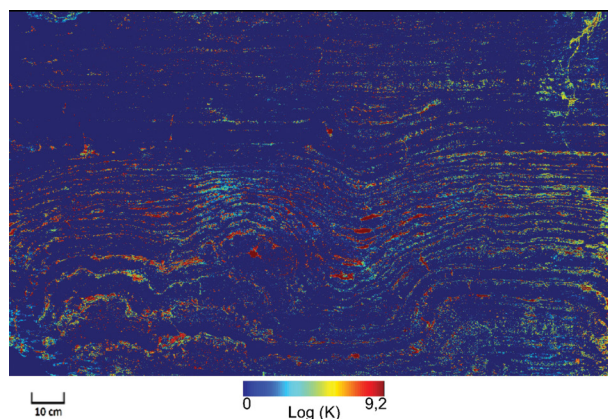


Figura 7. Mapeamento 2D da permeabilidade para o perfil vertical 1 obtido pela associação entre valores de permeabilidade e os pixels RGB de cada ponto de medição por meio da técnica redes neurais de múltiplas camadas.

Tabela 3. Concentrações médias dos elementos e taxa dose para cada uma das quatro faces analisadas.

Face/Elementos	K (%)	Th (ppm)	U (ppm)	DR (nGy/h)
Perfil vertical 1	0,319	4,702	1,296	23,879
Perfil vertical 2	0,321	4,363	1,006	21,406
Seção basal	0,408	5,073	1,273	25,919
Seção de topo	0,167	4,135	0,723	20,833

K: potássio; Th: tório; U: urânio; DR: taxa dose.

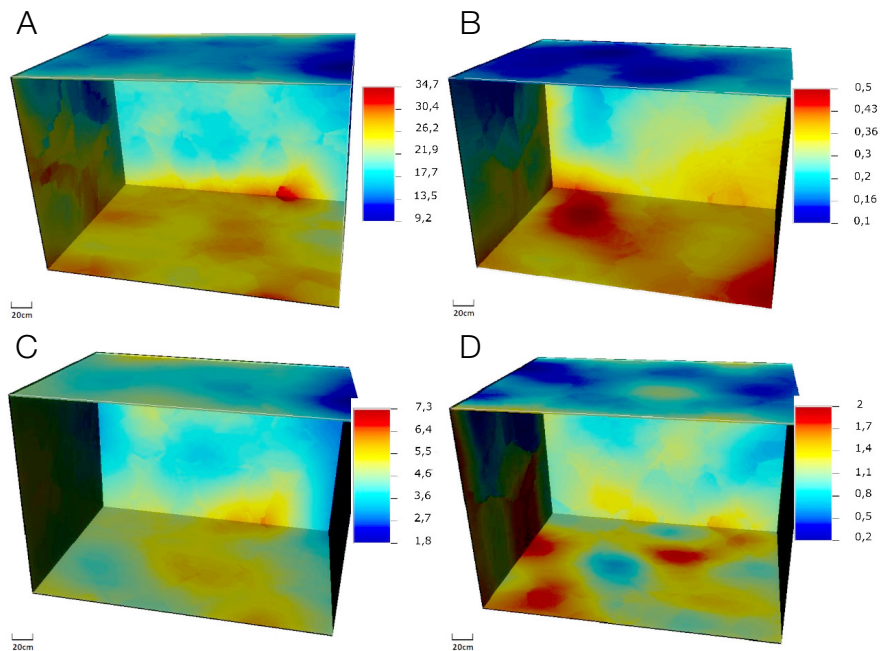


Figura 8. Modelos 3D gerados a partir da krigagem dos dados de espectrometria de raios gama para a taxa dose (A) e as concentrações de potássio (B), tório (C) e urânio (D).

Em adição é possível observar a tendência de redução das concentrações em direção ao topo. Esse gradiente é mais demarcado para o K e aparenta possuir correspondência em relação à geologia do bloco (Figura 9). As camadas mais espessas apresentam maiores valores de K, ao contrário das camadas menos espessas do topo; no entanto, esse comportamento mostra-se menos linear na porção central do bloco.

CONCLUSÃO

O bloco de travertino T-block foi analisado segundo propriedades geológicas, petrofísicas e geofísicas, por meio de técnicas não destrutivas, com o objetivo de ampliar os conhecimentos sobre os reservatórios microbialíticos do Pré-Sal.

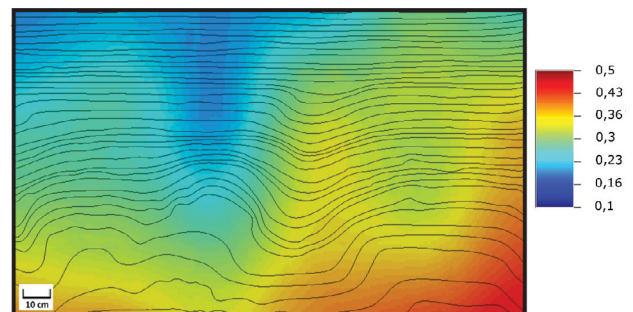


Figura 9. Correlação entre o acamamento sedimentar e a variação espacial da concentração de potássio para o perfil vertical do travertino. Os maiores valores de potássio estão relacionados às camadas inferiores, gradando a menores valores nas camadas superiores.

O estudo geológico da amostra realizado macroscopicamente constatou a presença de acamamento sedimentar bem definido, cuja irregularidade decresce em direção ao topo, onde ocorre em geometria plano-paralela. Da mesma forma, verificou-se que a fábrica do travertino é composta majoritariamente por estruturas microbiais arbustivas (*shrubs*), e o grau de desenvolvimento (tamanho e nível de dispersão dos ramos) diminui em direção ao topo. A amostra foi classificada como travertino autóctone, termogênico e nomeada segundo a nomenclatura utilizada por Guo e Riding (1998): como travertino arbustivo (*Shrub Travertine*).

Buscando o entendimento da porosidade do T-block, foi aplicada a técnica de análise de imagens para a binarização de imagens fotográficas e segmentação dos poros. A amostra apresentou uma porosidade média de 5,7%, apontando diferenças significativas entre as diversas faces estudadas. A porosidade mostrou-se maior nas faces perpendiculares a superfície de deposição devido à ocorrência de poros do tipo fenestral e vugular.

A análise de permeabilidade foi realizada por meio do uso de um permeâmetro portátil. As 744 medidas realizadas apontam uma permeabilidade média de 464 mD, mostrando-se relativamente constante nas direções paralelas e perpendiculares ao acamamento. A aplicação da técnica redes neurais para a predição da distribuição permoporosa para uma das faces de perfil vertical indicou decréscimo dessa propriedade em direção ao topo.

Por fim, a utilização da espectrometria de raios gama para a análise composicional segundo a distribuição dos elementos K, U e Th resultou em concentrações médias de 0,3%, 1,1 ppm e 4,5 ppm, respectivamente. As distribuições desses elementos entre as faces do bloco demonstram tendência similar à distribuição de permeabilidade, com valores maiores na seção basal, que diminuem em direção ao topo nos perfis verticais, e concentrações baixas na seção de topo.

Dessa forma, uma mesma tendência foi obtida para permeabilidade, porosidade e concentração dos elementos K, U e Th, indicando um gradiente de decréscimo da base para o topo da amostra. A correlação entre as mudanças de concentração e propriedades petrofísicas coincidem com as variações identificadas na morfologia e fábrica do bloco, associando valores de maior porosidade, permeabilidade e concentração de K, U e Th com estruturas arbustivas bem desenvolvidas e acamamento sedimentar espesso e irregular.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) pela disponibilidade dos recursos e instrumentos utilizados, bem como aos seus pesquisadores pela boa vontade e auxílio prestado.

REFERÊNCIAS

- Barilaro, F., Della Prota, G., Ripamonti, M., Capezzuoli, E. (2011). Petrographic and facies analysis of pleistocene travertines in Southern Tuscany, Central Italy. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. Houston: AAPG.
- Belila, A. M. P. (2014). *Caracterização petrofísica dos carbonatos da formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas*. Dissertação (Mestrado). Campinas: Instituto de Geociências, UNICAMP.
- Castro, L., Archilha, N. L., Misságia, R. M., Ceia, M. A. R., Neto, I. A. L., Souza, F. R. (2013). Medidas de propriedades petrofísicas e identificação mineralógica de afloramentos carbonáticos. *XIII Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica*. Rio de Janeiro: SBGF.
- Chafetz, H. S. (2012). Travertine macro- and micro-porosity. *AAPG Hedberg Conference—Microbial Carbonate Reservoir Characterization*. Houston: AAPG.
- Chafetz, H. S., Folk, R. L. (1984). Travertine: depositional morphology and the bacterially constructed constituents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 54, 289-316.
- Domingues, D. L. P. (2011). *Caracterização geológica e geomecânica de travertinos*. Dissertação (Mestrado). Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Ehrliche, R., Kennedy, S. K., Crabtree, J. S., Cannon, R., L. (1984). Petrographic image analysis; I, Analysis of reservoir pore complexes. *Journal of Sedimentary Research*, 54, 1365-1378.
- Estrella, G. O., Azevedo, R. L. M., Formigli Filho, J. M. (2009). Pré-sal: conhecimento, estratégia e oportunidades. In: J. P. R. Veloso (Coord.). *Teatro mágico da cultura: crise global e oportunidades do Brasil* (67-78). Rio de Janeiro: José Olympio.
- Filomena, C. M., Hornung, J., Stollhofen, H. (2014). Assessing accuracy of gas-driven permeability measurements: a comparative study of diverse Hassler-cell and probe permeameter devices. *Solid Earth Discussions*, 5, 1163-1190.
- Guo, L., Riding, R. (1998). Hot-spring travertine facies and sequences, Late Pleistocene, Raponalo Terme, Italy. *Sedimentology*, 45, 163-180.
- Haykin, S. (2001). *Redes neurais: princípios e práticas*. 2. ed. Porto Alegre: Bookman.

- Huysmans, M., Peetersa, L., Moermansa, G., Dassarguesa, A. (2008). Relating small-scale sedimentary structures and permeability in a cross-bedded aquifer. *Journal of Hydrology*, 361, 41-51.
- Killeen, P.G. (1979). Gamma-ray spectro-metric methods in uranium exploration—application and interpretation. In: P.J. Hood (Ed.). *Geophysics and geochemistry in search for metallic ores* (31, 163-230). Canadá: Geological Survey of Canada.
- Meneses, R. M. X., Abreu, C. J., Mendes, J. C., Rocha, P.L.F.(2013). Petrophysic and petrologic characterization of carbonate rocks of the São José do Itaboraí Basin - RJ. *XIII Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica*. Rio de Janeiro: SBGf.
- Moore, C. H.(2001). *Carbonate reservoirs porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework*. Amsterdam: Elsevier.444 p.
- Pentecost, A.(2005).*Travertine*. Netherlands: Springer.455p.
- Pentecost, A., Viles, H. A. (1994). Review and reassessment of travertine classification. *Géographie physique et Quaternaire*, 48(3), 305-314.
- Riccomini, C., Sant’Anna, L. G., Tassinari, C. C. G.(2012). Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP*, 95, 33-42.
- Rider, M. H.(1999).*The geological interpretation of well logs*. Dunbeath: Whittles Publishing Services.
- Rosenblatt, F. (1962). *Principles of neurodynamics*. Washington, D.C.: Spartan Books.
- Silva, V. A., Castro, D. L., Souza, A. M., Egito, L. M., Junior, J. A. R., Lima-Filho, F. P. (2014). Imageamento digital e modelagem virtual 3D de um bloco de rocha travertina. *Geologia USP. Série Científica*, 14(3), 5-96.
- Simíček, D., Bábek, O., Laichmann, J.(2012). Outcrop gamma-ray logging of siliciclastic turbidites: Separating the detrital provenance signal from facies in the foreland-basin turbidites of the Moravo – Silesian basin, Czech Republic. *Sedimentary Geology*, (261-262), 50-64.
- Skalinski, M., Kenter, J. A. M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior. Geological Society, London, Special Publications, 406: 229-259.
- Tiab, D., Donaldson, E. C., (2011). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 3. ed. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing. 976p.
- Torabi, A., Fossen, H. (2009). Spatial variation of microstructure and petrophysical properties along deformation bands in reservoir sandstone. *AAPG Bulletin*, 93, 919-938.