

MODELAGEM 2D E 3D DA PERMO-POROSIDADE DE AMOSTRAS DE COQUINA DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS, BRASIL

Mateus BASSO¹, Michelle Chaves KURODA², Alexandre Campana VIDAL³

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

Introdução
Contexto geológico
Metodologia
 Mensurações diretas
 Rede neural de múltiplas camadas
Resultados e discussões
 Comparação entre os permeâmetros
 Aspectos descritivos da amostra
 Análise de permeabilidade
 Modelamento da permo-porosidade
Conclusões
Agradecimentos
Referências bibliográficas

RESUMO - A caracterização petrofísica de carbonatos heterogêneos, com foco nas análises de permeabilidade e porosidade, é de grande importância para a produção de óleo e gás, principalmente para se definir a capacidade de armazenamento e a caracterização das condições de fluxo da rocha reservatório. Neste trabalho se propõe um método para prever a distribuição da permo-porosidade em duas e três dimensões de amostras de coquina, por meio da aplicação da técnica computacional rede neural de múltiplas camadas, MPL (*multilayer perceptron*). A rede neural foi utilizada para a correlação entre dados obtidos por meio de ensaios de permeabilidade, utilizando um permeâmetro portátil, e atributos de imagens geradas a partir de diferentes fontes (escaneamento convencional e tomografia computadorizada). O método foi testado em uma amostra de coquina da Formação Morro do Chaves, com diferenças texturais visíveis, condicionadas a cinco camadas paralelas e de pequena escala que foram reproduzidas pelas imagens resultantes.

Palavras-Chave: Análise Petrofísica de Carbonatos, Análise Permo-porosa de Coquinas, Redes Neurais, Formação Morro do Chaves.

ABSTRACT - The petrophysical characterization of heterogenic limestones, with focus on permeability and porosity analysis, have great importance for oil and gas production, mainly by defining the storage capacity and the characterization of flow conditions in the reservoir rock. This paper proposes a method to predict the perm-porous distribution in two and three dimensions of coquina samples by applying the multilayer neural network computational technique MPL (multilayer perceptron). The neural network was used for the correlation between the data obtained by permeability tests using a portable permeameter and attributes of images generated from different sources (conventional scanning and computerized tomography). The method was tested on a sample of coquina from Morro do Chaves formation, with visible textural differences, conditioned to five parallel and small scale layers that were reproduced by the resulting images

Keywords: Petrophysical Analysis of Limestones, Permo-porous Analysis of Coquinas, Neural Network, Morro do Chaves Formation.

INTRODUÇÃO

Existem atualmente diversos métodos diretos e indiretos para a determinação da permeabilidade de rochas reservatório (Berryman e Blair 1986, Blair et al. 1996, Corbett *et al.* 1999, Zhirong *et al.* 1999, Singh e Mohanty 2000 e Bueno e Philippi 2002). Sendo a permeabilidade usualmente mensurada empiricamente através do uso de permeâmetros ou indiretamente a partir de técnicas computacionais aplicadas a dados de geofísica, tomografia computadorizada, petrografia e análise de imagens.

Dentre os métodos, a análise de imagens mostra grande eficiência na determinação da permeabilidade, reduzindo os custos e o tempo de aquisição dos resultados (Bueno e Philippi, 2002). O processo de análise de imagens aplicada à área de geologia de reservatórios tem como objetivo correlacionar a petrologia de rochas com parâmetros petrofísicos e geofísicos por meio do reconhecimento e classificação computacional de padrões, na maioria dos casos relacionados a geometria de poros e grãos, bem como fases minerais (Ehrlich et al. 1984).

Neste trabalho foram utilizadas imagens obtidas pelo escaneamento convencional da superfície polida de amostras de coquinas e também através da tomografia computadorizada (CT), conforme já realizado por Kantzas (1990), Shafiee e Kantzas (2009), Chinelatto (2013), Belila (2014).

Com isso, possuindo como base diferentes formas de obtenção de imagens, são propostos modelos quantitativos de distribuição

permo-porosa em duas e três dimensões de amostras carbonáticas, integrando medidas pontuais de permeabilidade à matriz digital da imagem, por meio do método de Redes Neurais de Múltiplas Camadas (MLP). O algoritmo foi testado em uma amostra de coquina da Formação Morro do Chaves situada na Bacia Sergipe-Alagoas, excelente análogo de rochas reservatório de alguns campos petrolíferos da Bacia de Campos.

CONTEXTO GEOLOGICO

As amostras de coquinas utilizadas para as análises petrofísicas foram coletadas na mina da empresa “CIMPOR Cimentos” situada na cidade de São Miguel dos Campos, no estado de Alagoas. Nesta localidade afloram as sucessões

carbonáticas da Formação Morro do Chaves, com idades entre o Neobarremiano e o Eoaptiano da Bacia de Sergipe-Alagoas (figura 1).

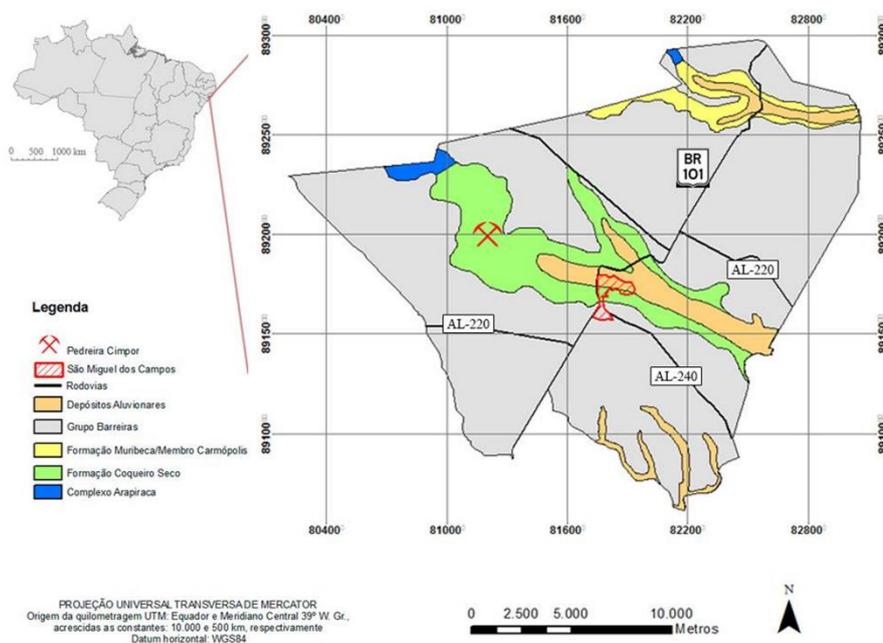


Figura 1. Mapa geológico do município de São Miguel dos Campos, Alagoas. (Fonte: Chinelatto, 2015).

A formação Morro do Chaves possui sua gênese associada a sequência rifte da bacia Sergipe-Alagoas, que corresponde ao estágio de subsidência mecânica da bacia, compreendendo carbonatos coquinoídeos intercalados com folhelhos, arenitos e conglomerados depositados em diferentes pulsos tectônicos (Campos Neto et al, 2007).

Segundo Figueiredo (1981) os depósitos da formação Morro do Chaves foram formados em águas rasas de um grande lago de rifte salino em um sistema semi-fechado afetado por tempestade, sendo as coquinas acumuladas em

zonas marginais rasas e de alta energia deposicional.

As variações do nível do lago foram responsáveis pelas variações faciologicas entre os depósitos carbonáticos e os folhelhos, estando estes associados a períodos de nível máximo e anoxia. (Azambuja Filho et al., 1998). Kinoshita (2010) em um estudo faciologico atesta a existência de facies barras de coquinas (rudstones, grainstones e packstones) dispostas em ciclos de shoaling-upward ligados a eventos tempestivos com alta taxa de mortalidade e retrabalhamento bioclastos.

METODOLOGIA

Mensurações diretas

Um total de 20 plugues com diâmetro de uma polegada (2,54 cm) e comprimentos variados, confeccionados a partir de amostras de coquinas, foram analisados para obtenção da permeabilidade. As medidas foram realizadas por dois permeômetros distintos, visando à comparação dos valores obtidos entre os instrumentos. Foram utilizados um permeômetro de laboratório do tipo Hassler (*UltraPermTM 500* produzido por *Corelab*) e um permeômetro portátil de campo (*TinyPerm II* produzido por *New England Research*).

Ambos os métodos têm como princípio a teoria dos meios porosos de Henry Darcy (Darcy, 1856), segundo a qual o fluxo de fluido em um meio poroso é proporcional à diferença de pressão por unidade de medida.

$$Q = kA(P_1 - P_2)/\mu L \quad (\text{Lei de Darcy})$$

onde: k = permeabilidade (D-Darcys); μ = viscosidade (Pa x s); Q = taxa de fluxo ($m^2 s^{-1}$); A = área da seção transversal do fluxo (cm^2); L = altura da amostra (cm); ΔP = diferença de pressão entre a injeção e o fluxo de saída (Pa).

O *UltraPermTM 500* utiliza um fluxo de Nitrogênio a uma pressão variável (0-50 psi) para determinar a permeabilidade através da amostra. Enquanto o aparelho *TinyPerm II* se baseia na variação do volume de uma seringa interna quando o operador o pressiona contra a rocha gerando um fluxo de ar.

Visando a construção de um modelo de distribuição permo-porosa, foi selecionada uma

amostra de coquina visivelmente heterogênea, com marcante variação textural. A amostra é composta, segundo a classificação de Embry e Klovan (1971), pela alternância entre laminações de *packstones e rudstones*.

Com o uso do permeômetro portátil foram realizadas 75 medidas distribuídas em 5 linhas, com espaçamento aproximado de 5mm entre cada ponto (figura 2), em sistema similar ao usado por Corbett *et al* (1999).

Rede neural de múltiplas camadas

O método utilizado para auxiliar no processamento dos dados é a rede neural de múltiplas camadas, MLP (*multilayer perceptron*), que é amplamente utilizada para classificação e predição de propriedades a partir de nós computacionais, também chamados de neurônios. Tais nós compõem três camadas distintas (entrada, oculta e saída) que são interligadas e treinadas de maneira supervisionada com o algoritmo de Retropropagação de Erro. Este processo é dividido em duas etapas: a propagação, em que os pesos sinápticos associados aos nós são fixos e determinam a intensidade de influência de cada nó; e a retropropagação, em que a resposta obtida pela rede é comparada à saída desejada através do cálculo de mínimos quadrados, utilizados para ajuste dos pesos em direção aos dados de entrada, a fim de diminuir o erro encontrado.

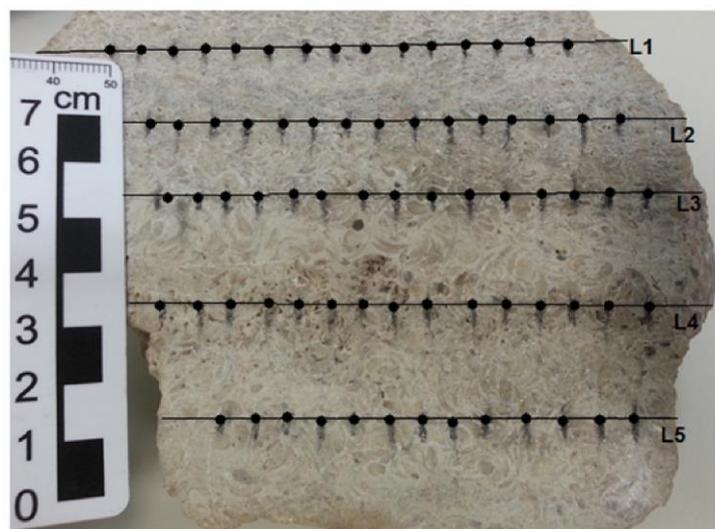


Figura 2. Distribuição das medidas de permeabilidade realizadas com o permeômetro portátil.

De acordo com Haykin (2001), os destaques da rede MLP estão associados à maneira não linear que a função de ativação relaciona os dados de entrada e saída, capacitando o algoritmo a encontrar soluções complexas, não solucionadas com regressão linear. Destaca-se também a presença de camadas ocultas que aprendem progressivamente as relações entre os dados treinados e a resposta desejada. Por fim, a alta conectividade dos neurônios, que assim como as sinapses, garante a habilidade de generalização do aprendizado.

Neste trabalho a técnica foi aplicada para predição de permeabilidade a partir de imagens obtidas por escaneamento convencional da superfície da amostra (figura 3A) e imagens resultantes da tomografia computadorizada (figura 3B), por meio da utilização do tomógrafo médico Siemens, modelo SWFVD30C.

O scanner possui como princípio básico a obtenção da luz refletida pelo objeto alvo por meio de um sensor de captura de imagem e sua posterior digitalização em uma matriz RGB, de forma similar a uma câmera fotográfica digital,

porém eliminando efeitos de luz e sombra do ambiente que podem interferir no resultado final.

A tomografia computadorizada por sua vez, se baseia nas diferenças de absorção relativa de raios-x, que ocorre devido a contrastes de densidade entre os componentes da rocha, para diferentes partes da amostra (Lopes *et al.* 2012). O resultado do processo de imageamento é um objeto tridimensional com pixels em escala de cinza, sendo o gradiente de intensidade proporcional a densidade de cada unidade de volume. Desta forma a porosidade da rocha é caracterizada por pixels pretos, referentes às baixas densidades, e os minerais e grãos, por pixels brancos.

Ambas as imagens foram submetidas ao mesmo treino computacional, porém para a imagem escaneada foram analisadas as intensidades de pixel em RGB, totalizando 7.500.000 amostras, enquanto para a imagem resultante da tomografia foi estudado o atributo referente a densidade da imagem, totalizando 791.552 amostras. A estes atributos foram associados os valores de permeabilidade calculados com o uso do permeâmetro portátil através do treino de 75 pontos.

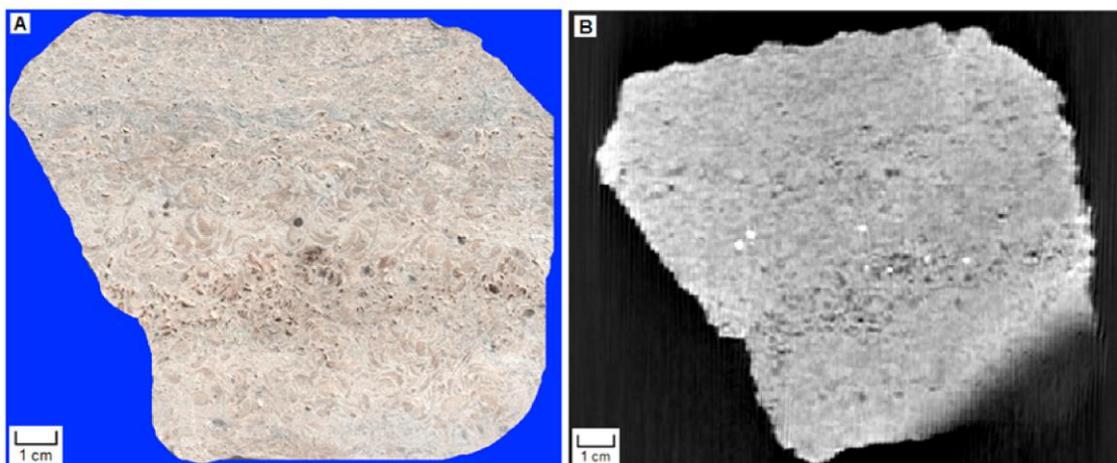


Figura 3. Imagens base para a aplicação do método redes neurais de múltiplas camadas. Em 3A imagem resultante de escaneamento convencional da superfície da amostra. Em 3B imagem obtida a partir da tomografia computadorizada da amostra.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Comparação entre os permeâmetros

Para cada plugue utilizado nas mensurações do permeâmetro de laboratório (ultraperm) foram realizadas medidas com o permeâmetro portátil (tinyperm). A figura 4 apresenta, para cada amostra, a variação entre os valores de laboratório e do permeâmetro portátil,

bem como um valor de permeabilidade corrigido para o aparelho tinyperm. Segundo Filomena *et al.* (2014), a utilização do permeâmetro portátil para medição em plugues não confinados apresentam erros sistemáticos relacionados ao escape lateral de gás. Assim sendo, após um estudo estatístico os autores propõem a

aplicação de um fator de correção pela multiplicação de 0,37.

Os valores obtidos pelo permeâmetro de laboratório para as diferentes amostras variam de 0,72 a 81 mD. Em contraste, os valores referentes ao permeâmetro portátil variam de 2,5 a 215 mD, uma amplitude de dados 2,5 vezes maior. Ao aplicar o fator de correção de 0,37 (tinyperm_c), os valores passam a variar de 0,9 a 80 mD, ganhando proximidade aos valores obtidos pelo permeâmetro de laboratório.

Esta análise comparativa entre os instrumentos assegura a precisão do permeâmetro portátil, que apresenta uma diferença média de $\pm 7,1$ mD com relação aos

dados do permeâmetro de laboratório. É importante ressaltar que as medidas de ambos os instrumentos não devem ser iguais, visto que o raio de influência da medida são diferentes para cada instrumento.

Os ensaios de permeabilidade através de plugues amostrais de rocha se mostram eficazes pontualmente, contudo, possuem aplicação restrita ao estudo da variação espacial de permeabilidade, visto que, por ser uma técnica destrutiva, inviabiliza a obtenção de malhas de medidas. A obtenção de dados através do permeâmetro portátil permite, por sua vez, a construção da malha e análise das variações de permeabilidade em maior detalhe.

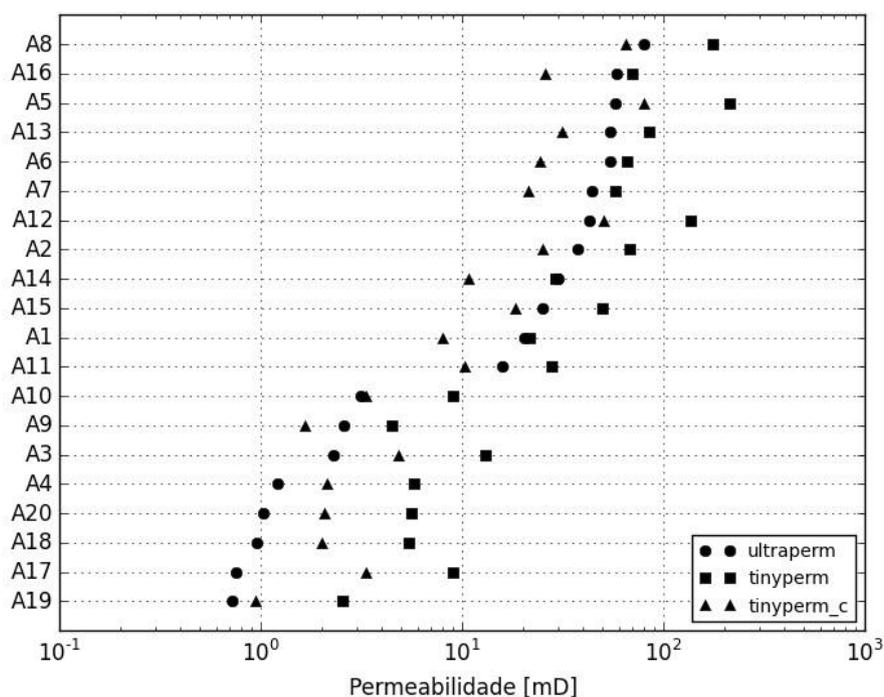


Figura 4. Dados de permeabilidades derivados dos 20 plugues medidos pelo permeâmetro de laboratório (ultraperm), permeâmetro portátil (tinyperm) e dados resultantes da aplicação do fator de correção para amostras não confinadas (tinyperm_c).

Aspectos descritivos da amostra

A amostra selecionada para a aplicação do método apresenta heterogeneidade textural visível, intercalando cinco camadas finas (C1 – C5) que variam de 2 a 3 cm de espessura constituídas por *rudstones* com quantidades variadas de matriz e *packstones* (figura 5). Seu arcabouço é constituído de fragmentos de bivalves com valvas desarticuladas de tamanho médio de 0,6cm, hora suportado pelos grãos hora suportado pela matriz.

As camadas C1 e C2 classificadas como *rudstone* com matriz, diferem entre si pelo

conteúdo de argila terrígena, bem como pelo imbricamento das conchas. A camada C1 apresenta menor concentração de matriz argilosa esverdeada e os bioclastos se mostram orientados com o maior eixo (eixo paralelo a linha de comissura da concha) paralelo ao plano de deposição e com a concavidade voltada para baixo, sendo perceptível gradação inversa. Já a camada C2 possui maior conteúdo de argila e uma disposição menos regular dos grãos, com alguns bioclastos alinhados com o eixo maior perpendicular ao plano de deposição.

Os níveis classificados como *packstone* (C3 e C5) são similares entre si, com menor densidade de conchas, as quais não apresentam um padrão de imbricamento visível como em C1 e C2. Estas camadas são grão suportadas contendo matriz de coloração clara característico da substituição de matriz micrítica por material esparítico, com ausência de matriz siliciclástica.

Por fim, a camada C4 classificada como *rudstone* sem matriz é caracterizada pela distribuição caótica dos bioclastos (em maior número ao encontrado em C3 e C5), apresentando alta densidade de conchas grão suportadas com completa ausência de matriz. Este intervalo possui alta porosidade, constatada visualmente, destoando das camadas sub e sobrejacentes.



Figura 5. Camadas com diferentes litologias que compõem a amostra alvo. Destaque para a camada composta de *rudstone* sem matriz (C4) visivelmente porosa.

Análise de permeabilidade

As medições realizadas através dos permeômetros de laboratório e campo para a amostra em estudo apresentaram grande divergência, uma vez que a média da permeabilidade obtida pelo permeômetro de laboratório foi de 0,86 mD enquanto a média das medidas realizadas pelo permeômetro portátil foi de 133,4mD, estando três ordens de grandeza acima. Esta diferença ocorreu principalmente

pelo fato de que os plugues foram retirados das porções superiores da amostra, visivelmente menos porosas e mais cimentadas.

As medidas realizadas com o permeômetro portátil abrangeram toda a heterogeneidade da amostra, com cinco linhas de medição correspondente as 5 diferentes camadas, apresentando grandes variações entre si (Tabela 1). Com isso, é possível quantificar a variabilidade para as diferentes camadas.

Tabela 1. Média das 5 linhas de medição realizadas com o permeômetro portátil.

Linha de Medição	Permeabilidade Média (mD)
L1	21,71
L2	17,82
L3	14,4
L4	598,84
L5	14,04

A Linha de medição L4 (figura 2) correspondente à camada de *rudstone* sem matriz (figura 5 – C4) apresenta valores de 30 a 40 vezes superior às outras linhas, variando de 90 a 1.331 mD. Esta camada caracteriza um nível de permeabilidade anômala em relação ao resto da amostra (figura 6A e 6B). As demais

linhas de medição possuem médias próximas entre si, com valores entre 5,6 a 40 mD, sendo que 95% dos dados se encontram entre 5 e 30 mD. Ao descartar as medidas relacionadas à camada *rudstones* sem matriz, a distribuição dos dados é próxima a normal (figura 6C).

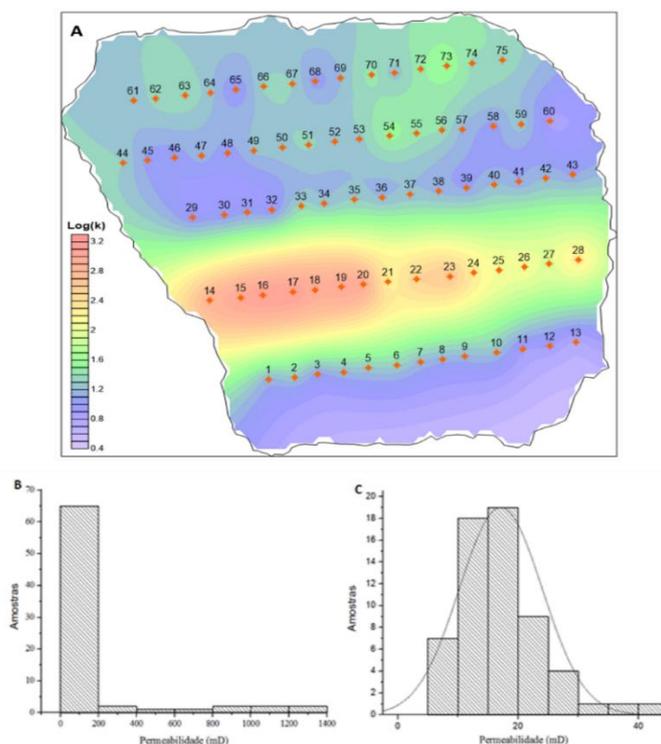


Figura 6. (A) Mapa de permeabilidade da amostra, em escala logarítmica. (B) Histograma da distribuição dos 75 valores de permeabilidade obtidos através do permeômetro portátil (C) Histograma gerado a partir da exclusão dos valores referentes à linha de medição L4.

Modelamento da permo-porosidade

O método de redes neurais foi utilizado para correlacionar os dados de permeabilidade com as imagens geradas a partir da digitalização em *scanner* e da tomografia computadorizada.

Os resultados das correlações obtidas por redes neurais estão representados por duas imagens que caracterizam a distribuição permo-porosa da superfície da amostra (figura 7A e 7B).

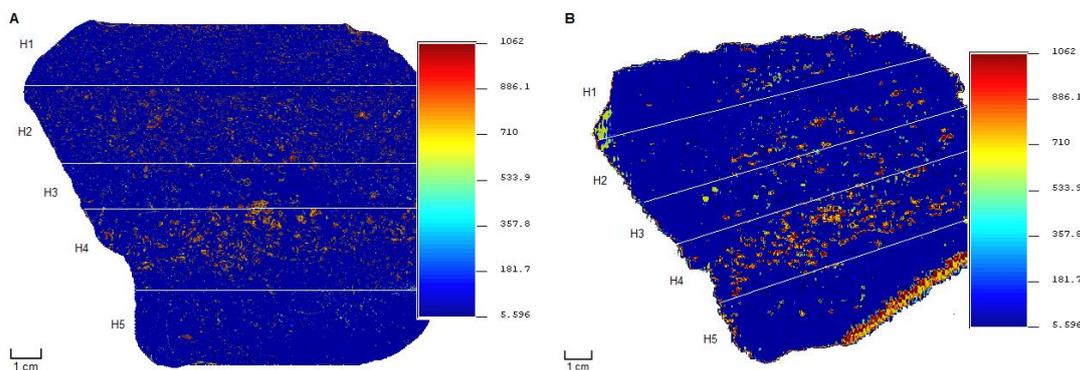


Figura 7. Resultado do processo redes neurais de múltiplas camadas aplicado em imagens resultantes de escaneamento convencional (A) e imagem de tomografia computadorizada (B). Fornecendo a distribuição de poros e a relação com a permeabilidade para as 5 camadas identificadas.

Para aplicação de redes neurais neste conjunto de dados, 12 diferentes algoritmos foram treinados para escolha da melhor equação para o conjunto de pixels RGB analisado (Tabela 2). Posteriormente, foi realizado o treinamento do algoritmo com diferentes números de neurônios na camada oculta para escolha da estrutura da rede (Figura 8). De acordo com os resultados obtidos, o menor erro (0,007) foi

associado à estrutura da rede com 19 neurônios na camada oculta, com função de Levenberg-Marquardt. Embora a diferença de valores de erro não seja grande, a seleção criteriosa dos parâmetros do algoritmo aumenta a confiabilidade da extrapolação dos valores ausentes do conjunto de treinamento da ferramenta. Neste cenário a correlação entre o dado real e predito foi de 0.74 (Figura 9).

Tabela 2. Lista dos algoritmos de treinamento testados pela rede MLP. O menor erro foi associado a função de *Levenberg-Marquardt*, utilizada para predição de permeabilidade em dados RGB.

Algoritmo	Erro
<i>Levenberg-Marquardt</i>	0.0176867
<i>Bayesian Regularization</i>	0.0185468
<i>BFGS Quase-Newton</i>	0.0178542
<i>Resilient Backpropagation</i>	0.019456
<i>Scaled Conjugate Gradient</i>	0.017881
<i>Conjugate Gradient with Powell/Beale Restarts</i>	0.018524
<i>Fletcher-Powell Conjugate Gradient</i>	0.019974
<i>Polak-Ribière Conjugate Gradient</i>	0.018547
<i>One Step Secant</i>	0.017787
<i>Variable Learning Rate Gradient Descent</i>	0.019321
<i>Gradient Descent with Momentum</i>	0.019866
<i>Gradient Descent</i>	0.018479

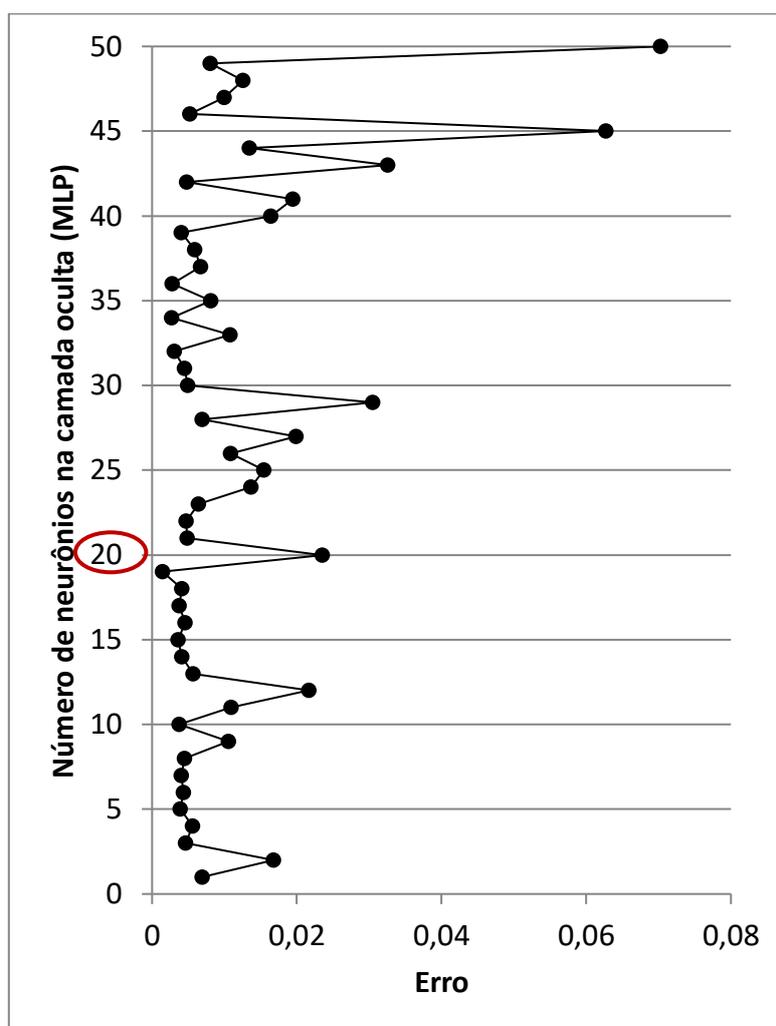


Figura 8. Erro da rede MLP com diferentes números de neurônios na camada oculta para predição de valores de permeabilidade para a imagem RGB. Responsáveis pelo aprendizado do algoritmo, a definição deste parâmetro é essencial para o bom ajuste do algoritmo. Em destaque, o menor erro associado à 19 neurônios na camada oculta de MLP.

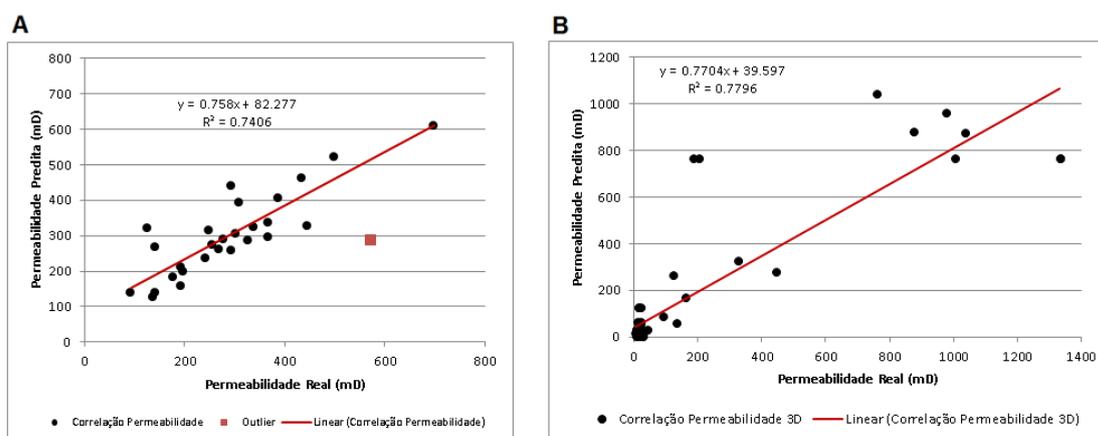


Figura 9. Correlação entre as permeabilidades encontradas pelo algoritmo de redes neurais, calculada em 28 pontos da rocha, para (A) os dados de RGB da imagem 2D e para (B) dados de tomografia. A estrutura da rede foi definida para os dados RGB e utilizados para os dados em 3D. Em vermelho o quadrado representante do ponto *outlier*, desconsiderado para aprendizagem do algoritmo.

Dentre os valores analisados para a imagem RGB, os testes demonstraram maior erro associado ao ponto destacado na Figura 9A, caracterizado como *outlier* pela função *Levenberg-Marquardt*. Este ponto com valores de RGB igual a 181, 165, 149 e respectiva permeabilidade de 573,58, obteve permeabilidade predita de 285,91, 50% menor do que o valor real. Desta forma o ponto foi desconsiderado para aprendizagem do algoritmo na predição de permeabilidade da imagem final.

O ponto identificado como outlier na figura 9A pode ter sido associado a valores de permeabilidade menores devido a maior densidade amostral da região de equívoco, que apresenta pontos com valores de RGB muito semelhantes a ele.

A partir destes resultados, foi possível interpretar 5 intervalos (H1-H5) que limitam regiões com diferentes distribuições de permo-porosidade associados às 5 camadas presentes na amostra. As imagens refletiram os resultados esperados pela descrição litológica e pelos ensaios de permeabilidade.

Ambas as imagens destacaram principalmente duas regiões com maior permo-porosidade. O intervalo H4 correspondente à linha de medição L4 que, como esperado, apresentou maior concentração de pixels correspondentes a alta porosidade, resultando em permeabilidades superiores a 500 mD. Uma segunda porção da amostra correspondente a região H2, também apresentou pontos com valores altos de permeabilidade, porém, com menor concentração. As regiões H1, H5 e

principalmente H3 apresentaram baixa permo-porosidade em ambas as imagens.

Os altos níveis de permeabilidade concentrados na região H4 condizem com as características geológicas da amostra, bem como com os valores obtidos pelo permeâmetro portátil. Contudo, o intervalo H2 apresentou, conforme o método para os dois tipos de imagens, um segundo nível de alta permo-porosidade não identificado pelas medidas realizadas pelo permeâmetro.

Os resultados obtidos pelos modelos de distribuição permo-porosa foram similares, contudo se baseiam em atributos relativos às imagens com diferentes resoluções. O método aplicado à imagem, gerada por scanner, correlacionou os valores de permeabilidade às propriedades RGB, podendo desta forma, ser influenciado por variações de tonalidade associados, por exemplo, a matriz detrítica, sendo este um fator que poderia ter levado à superestimação da permo-porosidade para a região H2.

Porém, a imagem gerada pela tomografia computadorizada, por ser construída a partir de variações nas densidades dos elementos da rocha, se mostra mais confiável à aplicação do método e possui melhor correlação com a permo-porosidade. O resultado gerado a partir da imagem de tomografia também ressaltou maior permo-porosidade na região H2, indicando assim a maior capacidade do método para a caracterização de permo-porosidade do que as medições isoladamente.

O uso da imagem gerada pelo escaneamento convencional gerou como

resultado uma imagem com maior resolução, apresentando uma distribuição permo-porosa mais detalhada em relação à imagem de tomografia. O uso desta última gerou ainda anomalias próximas à borda da imagem, principalmente na borda inferior onde ocorre uma faixa contínua com valores muito elevados (efeito de borda). Tal artefato foi causado por irregularidades na superfície da amostra, gerando porções na imagem com menor densidade, as quais o método interpretou como sendo mais permeáveis.

Visando eliminar os efeitos de borda, foi selecionado, a partir do dado de tomografia, um cubo referente à transição entre as camadas de *rudstone* sem matriz e *packstone* e aplicado o mesmo treino computacional. Como resultado foi obtido um modelo em 3D da distribuição permo-porosa (figura 10A). Este modelo permite conferir a continuação lateral e em profundidade do nível de alta permeabilidade previamente identificado pelo permeâmetro portátil (figura 10B).

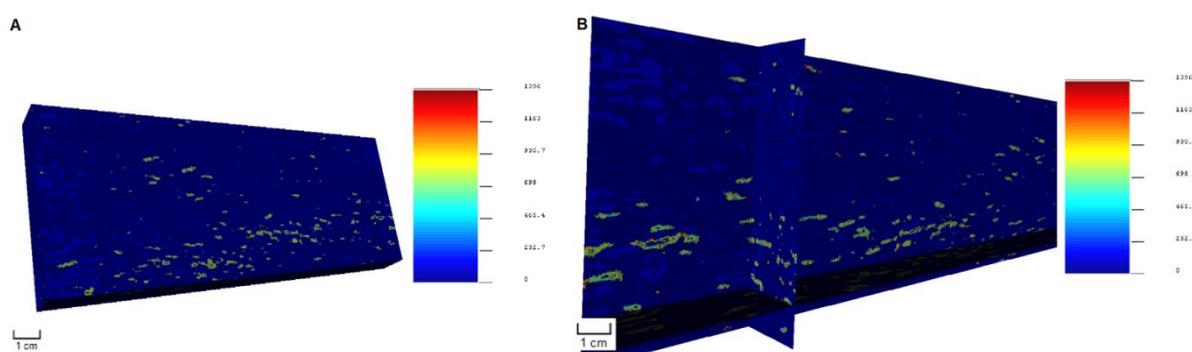


Figura 10. (A) Modelo em 3D obtido através do processamento dos dados de permeabilidade junto a imagem de tomografia a partir da técnica redes neurais de múltiplas camadas. (B) Seções basais e transversais permitem investigar o comportamento da distribuição permo-porosa em profundidade.

CONCLUSÕES

A utilização do método de redes neurais de múltiplas camadas mostrou eficiência, ao ser aplicado para realizar a correlação entre atributos de distintas imagens e valores resultantes de ensaios de permeabilidade. O método apresenta como diferencial a capacidade de realizar o aprendizado de máquina, garantindo assim elevada capacidade para o reconhecimento de padrões e permitindo a extrapolação da permo-porosidade para áreas não amostradas.

Para a realização deste processo, o uso do permeâmetro portátil se mostrou essencial, permitindo a obtenção de grande quantidade de medidas, que abrangeram as heterogeneidades da amostra em maior escala que os métodos convencionais por meio de plugues analíticos. A comparação entre os dados obtidos para plugues entre o permeâmetro portátil e de laboratório, constatou uma boa correlação, assegurando a precisão do permeâmetro portátil.

Como resultado do procedimento, as duas figuras derivadas das análises das imagens de escaneamento e de tomografia, predizem para

toda a superfície da amostra a distribuição da permo-porosidade. O resultado referente à imagem por scanner apresentou maior resolução e maior detalhamento em relação à imagem derivada da tomografia, que apresentou, por sua vez, limitações com relação a interpretação errônea de porções da imagem de tomografia com menor densidade de imagem, ocasionado por irregularidades nas bordas da amostra.

Aplicando o método a um cubo recortado a partir da imagem de tomografia foi possível também gerar um modelo em 3D, que permitiu o estudo do comportamento da distribuição da permo-porosidade em direção ao terceiro eixo. A seleção de uma região em específico se mostrou importante, reduzindo a quantidade de dados a serem processados e eliminando as anomalias de borda observadas no treino da imagem 2D.

Por fim para a amostra foi confirmada a alta heterogeneidade em relação ao parâmetro da permeabilidade, apresentando valores entre 0,719 mD até 1.330,9 mD, com os valores mais altos na faixa mais permeável destacada em ambas as imagens apresentadas. Segundo a

classificação de permeabilidade proposta por Tiab e Donaldson (2011) para rochas reservatório, esta amostra em apenas 12 cm de

espessura possui características que classificaram desde um reservatório pobre ($k < 1$ mD) a um muito bom ($k > 250$ mD).

AGRADECIMENTOS

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

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ANSELMETTI, F. S.. Quantitative Characterization of Carbonate Pore Systems by Digital Image Analysis: AAPG Bulletin, v. 82, n. 10, p. 1815–1836, 1998.
2. AZAMBUJA FILHO, N.C., ARIENTI, L.M., CRUZ, F.E.G., 1998. Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas Passive Margin Basin, Brazil. AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, pp. 1-113.
3. BELILA, A. M. P. Caracterização Petrofísica dos Carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.
4. BERRYMAN, J. G., BLAIR., S. Use of digital image analysis to estimate fluid permeability of porous material: Application of two-point correlation functions. J.Appl.Phys, v.60, p.1930-1938, 1986.
5. BLAIR.,S. BERGE, A.P., BERRYMAN, J.G. Using two-point correlation functions to characterize microgeometry and estimate permabilities of sandstones and porous glass. Journal of Geophysical Research, v.101, p. 20359-20375. 1996.
6. BUENO, A. D., PHILIPPI, P. C. Modelo do grafo de conexão serial para determinação da permeabilidade de rochas reservatório de petróleo. IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Caxambú - MG, 2002.
7. CAMPOS NETO, O.P.A.C, Lima, W.S., Cruz, F.E.G., 2007. Bacia de Sergipe-Alagoas. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405-415, maio/nov. 2007.
8. CASTRO, L. S.. Estudo Petrográfico Comparativo entre a Formação Morro do Chaves da bacia (SE/AL) e o Grupo Lagoa Feia da Bacia de Campos e o seu potencial como reservatório de hidrocarbonetos. Monografia, Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, Salvador, 2011.
9. CASTRO, L, Medidas de Propriedades Petrofísicas e Identificação Mineralógica de Afloramentos Carbonáticos. XIII Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, 2013. Rio de Janeiro, Brasil.
10. CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C.. Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bulletin, v. 54, p. 207– 250, 1970.
11. CHINELATTO, G., F. Caracterização permoporosa a partir da análise de imagens das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2013.
12. CHINELATTO, G., F. Modelo de Tafocácies para coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2015.
13. CORBETT, P., ANGGRAENI, S; BOWEN, D. The Use of the Probe Permeameter in Carbonates- Addressing the Problems of Permeability Support and Stationarity. The Log Analyst. v. 40, n. 5, p. 316-326, 1999.
14. DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 108-122, 1962.
15. EHRLICH, R.; KENNEDY, S.,K.; CRABTREE, J.,S.; CANNON, R., L. Petrographic image analysis; I, Analysis of reservoir pore complexes. Journal of Sedimentary Research, v. 54, p. 1365-1378, 1984.
16. EMBRY, A. F.;KLOVAN, J.E. A Late Devonian reeftract on northeastern Bank Islands, Northwest Territories. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.19, p. 730-781,1971.
17. ESTRELLA, G. O.; AZEVEDO, R. L. M.; FORMIGLI FILHO, J. M. “Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades”, in J. P. R. Veloso (coord.). Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil. Rio de Janeiro, José Olympio, pp. 67-78, 2009.
18. FIGUEIREDO, A. M. F. Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe– Alagoas Basin, Brazil. 275 p. Austin. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin, 1981.
19. FILOMENA C. M.; HORNUNG J.; STOLLHOFEN H. Assessing accuracy of gas-driven permeability measurements: a comparative study of diverse Hassler-cell and probe permeameter devices. Solid Earth Discuss, 2014.
20. HAYKIN, S. Redes neurais: princípios e práticas. 2. Ed. Bookman, 2001.
21. DARCY, H. Les fontains publiques de la Ville de Dijon, Victor Dalmont, Paris 647pp. 1856.
22. KANTSAS, A. CAT Scanner Characterization of Core from the Provost Area. PanCanadian Petroleum 8B-21-38 1W4M", NHRC. v. 545, 1990.
23. KINOSHITA, M. E. Modelagem sísmica-geométrica de fácies dos carbonatos lacustres da

- Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 18, n. 2, p. 249-269, maio/nov. 2010.
24. LOPES, A., P. et al. Análise tridimensional de rochas por meio de microtomografia computadorizada de raio x integrada à petrografia. UNESP, Geociências v. 31, n. 1, p. 129-142, 2012.
25. MARQUES, E. Caracterização de Reservatórios Petrolíferos: Análise comparativa de dois métodos para a caracterização de propriedades de um reservatório petrolífero. 2011. 99f. Dissertação - Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, 2011.
26. MOORE, C. H.. Carbonate reservoirs porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework: Amsterdam, Elsevier, 444 p, 2001.
27. NOGUEIRA, M.S; LEMOS, V.B; TERRA, G. J. S. As “Coquinas” do Membro Morro do Chaves, Cretáceo Inferior da Bacia de Alagoas e seu Potencial Para Reservatório de Petróleo. II Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, 2003.
28. SINGH, P., MOHANTY, K. Permeability of Spatially Correlated Porous Media. Chemical Engineering Science. v. 55, 2000.
29. SHAFIEE, M. E.; KANTSAS, A. Measurement of Pore Architecture of Carbonate Reservoirs Using Computed Tomography. 8th World Congress of Chemical Engineering, Montreal, Quebec, August 23-27, 2009.
30. SOARES, P. L. B.; SILVA, J. P. Aplicação de Redes Neurais Artificiais em Conjunto com o Método Vetorial da Propagação de Feixes na Análise de um Acoplador Direcional Baseado em Fibra Ótica. Revista Brasileira de Computação Aplicada. Passo Fundo, v.3, n.2, p.58-72, 2011.
31. TEIXEIRA, B. F. L., Coquinas da Formação Morro do Chaves (cretáceo inferior), seção rifte da Bacia de Sergipe–Alagoas, Dissertação, Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
32. TIAB, D.; DONALDSON, E. C. Petrophysics. Terceira Edição: Gulf Professional Publishing. 976p, 2011.
33. TRIGGIA, A., A. Fundamentos de engenharia do petróleo. 2 ed. Interciência, 2001.
34. ZHIRONG, L., PHILIPPI, P. C., FERNANDES, C. P., MAGNANI, F. S. Prediction of permeability from the skeleton of 3D pore structure. SPE Reservoir Eval. v 2, 1999.

Manuscrito recebido em: 18 de Outubro de 2015
Revisado e Aceito em: 18 de Outubro de 2016