



ESTIMATIVA DE PARÂMETROS HIDRÁULICOS DO AQUIFERO BARREIRAS-RN A PARTIR DE ANÁLISE COMPUTACIONAL DE IMAGENS DE LÂMINAS DELGADAS

ESTIMATING HYDRAULIC PARAMETERS OF BARREIRAS AQUIFER-RN FROM DIGITAL IMAGES ANALYSIS OF THIN SECTIONS

Luis Rodrigo Dantas Silva¹, Leandson Roberto Fernandes Lucena²,
Marcela Marques Vieira³, Aderson Farias Nascimento⁴

Artigo recebido em: 24/03/2014 e aceito para publicação em: 25/06/2014.

Abstract: The attainment of hydraulic parameters derive primarily from the interpretation of aquifer tests, practice that usually involves a fairly complex logistics in terms of equipment and staff required. Thus, the digital processing and analysis of two-dimensional micrographs of aquifer rocks samples is presented as an alternative tool for the characterization of hydraulic parameters, and constitutes a promising procedure accordingly. The methodology is based on a flowchart involving (1) sampling and preparation of thin sections and their respective images, (2) segmentation and geometric characterization, (3) three-dimensional reconstruction and flow simulation. Taking as a target for the present study The Barreiras Aquifer System, in the eastern coast of Rio Grande of Norte state (north-eastern Brazil). The computational image analysis of thin sections of its rocks showed reservoir storage coefficients, associated in this context with effective porosities (free hydraulic character), ranging from 0.035 to 0.12, with averages of 0.076; its hydrogeological carbonate substrate showed effective porosities on the order of 2 %. Relative to the transport of fluids, it was found that the method presented results smaller than those found in bibliographic data (related to hydraulic conductivity), probably due to the size of the scale under study and the heterogeneity of the investigated medium.

Keywords: Storage coefficient. Hydraulic conductivity. Bidimensional micrography computational analysis. Barreiras Aquifer-RN (Brazil).

Resumo: A obtenção de parâmetros hidráulicos decorre essencialmente da interpretação de testes de aquíferos, prática que normalmente envolve uma logística bastante complexa em termos de equipamento e pessoal requeridos. Desta forma, a análise e processamento digital de micrografias bidimensionais de amostras de rochas aquíferas apresenta-se como uma ferramenta alternativa para a caracterização de parâmetros hidráulicos, revelando-se em um procedimento promissor nesse sentido. Essa metodologia está fundamentada em um fluxograma de trabalho envolvendo (1) amostragem, elaboração de lâminas delgadas e suas respectivas imagens, (2) segmentação e caracterização geométrica, (3) reconstrução tridimensional e simulação de fluxo. Tomando-se como alvo do presente estudo o Sistema Aquífero Barreiras, litoral leste do Estado do Rio Grande do Norte, nordeste do Brasil, as análises computacionais de imagens de lâminas delgadas dessas rochas-reservatório evidenciaram coeficientes de armazenamento, associados no presente contexto com porosidades eficazes (caráter hidráulico livre) variando de 0,035 a 0,12, com médias de 0,076, enquanto seu substrato carbonático hidrogeológico evidenciou porosidades efetivas da ordem de 2%. Para o regime de transporte de fluidos, foi constatado que a metodologia apresentou resultados inferiores àqueles encontrados nos dados bibliográficos (referentes a condutividade hidráulica), estando provavelmente relacionados ao tamanho da escala em estudo e as heterogeneidades do meio pesquisado.

Palavras-chave: Coeficiente de armazenamento. Condutividade hidráulica. Micrografia bidimensional. Análise computacional. Aquífero Barreiras-RN (Brasil).

INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

As pesquisas hidrogeológicas, nas suas mais diversas áreas, possuem papel fundamental na gestão de recursos hídricos de qualquer região, seja nos aspectos quantitativos, seja nos aspectos

¹ Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica-PPGG - Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN (luisrodrigo_27@yahoo.com.br).

² Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica-PPGG - Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN (leandson@geofisica.ufrn.br).

³ Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN (marcela@geologia.ufrn.br).

⁴ Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica-PPGG - Universidade Federal do Rio Grande do Norte-UFRN (aderson@geofisica.ufrn.br).

qualitativos. Estimam-se valores de reservas totais superiores a 27 bilhões de m³ de água apenas para o Aquífero Barreiras, referentes à porção da bacia sedimentar da costa leste do Estado do Rio Grande do Norte, nordeste do Brasil. Este volume suplanta todo o volume hídrico do Estado represado em superfície, sendo este da ordem de 5 bilhões de m³, considerando-se as capacidades máximas de armazenamento das barragens e açudes, dados da Secretaria Estadual do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos (SEMARH, 2010). Contudo, apesar da grande disponibilidade hídrica desse aquífero, apenas uma parte de toda essa reserva pode ser retirada, sem prejuízo do referido manancial (reservas reguladoras). Por outro lado, a exploração desordenada e a má gestão podem comprometer severamente as reservas permanentes e, conseqüentemente, o futuro do abastecimento público de água.

A exploração de recursos hídricos subterrâneos é subordinada basicamente a três fatores: quantitativos, qualitativos e econômicos (LEAL, 1999). Para o presente trabalho, o estudo hidrogeológico contemplará apenas os fatores quantitativos, com uma abordagem avaliativa sobre os parâmetros de porosidade efetiva e coeficiente de armazenamento, assim como nas estimativas de permeabilidade intrínseca e condutividade hidráulica.

Tradicionalmente, a obtenção de tais parâmetros decorre da interpretação de testes de aquífero, usualmente com a utilização de *softwares* específicos. A referida análise envolve dados relativos a mudanças dos níveis de água em poços (produtores e de observação), com o tempo, mediante descargas ou taxas de bombeamentos efetuadas. Adicionalmente, podem-se obter valores de alguns desses parâmetros mediante ensaios laboratoriais, em amostras de rochas do aquífero, com a utilização de equipamentos tais como porosímetros e permeômetros. Nesse caso, circunstancialmente, tem-se a necessidade de informações adicionais como espessura da camada aquífera, temperatura e viscosidade dinâmica da água da formação (caso da aquisição de valores para condutividades hidráulicas a partir de permeabilidades intrínsecas e transmissividades hidráulicas, dentre outros parâmetros).

Contudo, os testes de aquífero normalmente envolvem uma logística bastante complexa em termos de equipamentos e pessoal requeridos, além de elevado custo de operação. Em contrapartida, os ensaios laboratoriais com porosímetros e permeômetros, embora representem uma alternativa mais econômica, podem se tornar um procedimento bastante complexo em amostras mais

friáveis, impedindo estimativas mais precisas de tais parâmetros.

Em suma, levando-se em consideração as limitações e dificuldades apresentadas pelas metodologias citadas, a análise e processamento digital de imagens, em lâminas delgadas de rochas-reservatório, apresenta-se como uma ferramenta alternativa para a caracterização de parâmetros hidráulicos (BERRYMAN, 1986; YOUNGER, 1992). Esses procedimentos metodológicos já possuem uma razoável aplicabilidade no tocante à caracterização petrofísica de reservatórios petrolíferos, sobretudo pelo seu baixo custo de operação e qualidade dos resultados, conforme abordados em diversos trabalhos, tais como Bueno (2001), Santos et al. (2002), De Gaspari et al. (2004), dentre outros. Todavia, a referida metodologia ainda é caracterizada como pioneira na hidrogeologia do Brasil. Esta ferramenta é fundamentada na técnica de se obter informações quantitativas e reconhecimento de padrões microestruturais, por meio de medidas realizadas sobre imagens de micrografias bidimensionais (lâminas delgadas de rochas-reservatório). A combinação dessas informações com resultados experimentais, através de correlações e/ou regressões multivariadas, permite predições de diversas propriedades petrofísicas, sobretudo porosidades e permeabilidades (RUZYLA, 1986; DE GASPERI, 1999; SANTOS et al., 2002).

A análise de tais imagens aplicada às geociências visa, inicialmente, à caracterização de poros, avaliando a interconectividade entre eles e sua geometria, assim como o tamanho e distribuição de grãos em um sistema poroso. A predição de tais fatores pode envolver, ainda, a elaboração de uma rede tridimensional com diferentes modelos de conectividade de poros e disposição de grãos (porção não porosa), os quais possibilitam a simulação de permeabilidades, no meio rochoso em questão (LIANG et al., 1998; SANTOS et al., 2002).

Por outro lado, ressalta-se que a metodologia em apreço é balizada à escala microscópica, sobretudo à dimensão do *pixel* constituinte do sistema digital das imagens. Nesse aspecto, Nilsson et al. (2006) evidenciaram um crescimento de valores de condutividades hidráulicas, proporcionalmente ao aumento da escala do volume elementar analisado, ou seja, hidrofácies ou fácies hidrogeológicas que controlam as propriedades hidrodinâmicas do meio, aspecto este que pode estar relacionado com escalas maiores do que aquela da microestrutura porosa em questão.

Diante do exposto, o presente trabalho objetiva mensurar parâmetros hidrogeológicos,

notadamente porosidades efetivas associadas com coeficientes de armazenamento e condutividades hidráulicas, a partir de simulação computacional de imagens bidimensionais de lâminas delgadas. O alvo principal desta investigação é a Formação Aquífera Barreiras, de natureza clástica e idade cenozóica, além de seu substrato hidrogeológico mesozóico.

Os afloramentos visitados e amostrados, em número de seis (6), estão inseridos na região

litorânea leste do Estado do Rio Grande do Norte, nordeste do Brasil (Figura 1), ao longo de uma faixa que se estende entre a Cidade de Parnamirim (ao norte) até as proximidades da divisa com o Estado da Paraíba (ao sul). Desse conjunto, cinco (5) afloramentos são da Formação Barreiras (P2 a P6), e apenas um (1) associado com a porção superior da sequência carbonática, já nas proximidades do limite oeste da bacia costeira.

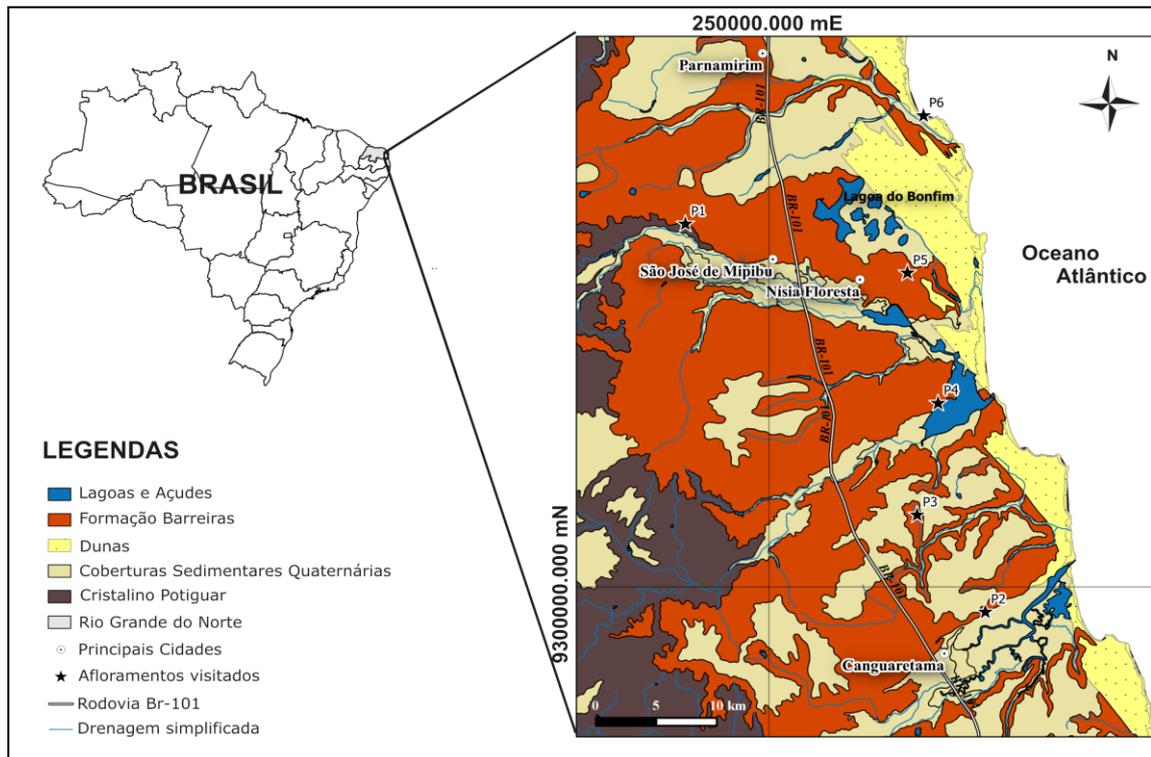


Figura 1 - Área de estudo e localização dos afloramentos amostrados, litoral leste do Rio Grande do Norte
Figure 1 - Study area and location of the outcrops in the east coast of Rio Grande do Norte

CONTEXTO GEOLÓGICO E HIDROGEOLÓGICO

A litoestratigrafia regional é representada, da base para o topo, por uma sequência não aflorante e outra aflorante, considerando-se a faixa costeira leste do Rio Grande do Norte e fundamentado em perfis de poços. A primeira é constituída pelo embasamento cristalino (gnaiesses, migmatitos e granitóides) e rochas sedimentares mesozóicas, sendo estas constituídas por uma unidade basal de natureza arenítica e outra, no topo, de natureza carbonática (BEZERRA, 1998; LUCENA, 2005). A sequência aflorante é representada pela sedimentação cenozóica, constituída principalmente pela Formação Barreiras e coberturas quaternárias (diversas gerações de dunas, aluviões, coberturas arenosas, indiferenciados *beachrocks*, sedimentos praias e de mangue).

A Formação Barreiras Aquífera representa o principal manancial hídrico do Rio Grande do Norte, fornecendo, atualmente, cerca de 12.803,60 m³/h e sendo responsável pelo abastecimento público de água de todas as cidades da faixa litorânea oriental do estado, incluindo Natal. Na região metropolitana desta última, a captação de águas subterrâneas corresponde a 65% da demanda total (BATISTA et al., 2007; LUCENA et al., 2009; STEIN et al., 2013).

Ao longo dos anos, considerou-se o Aquífero Barreiras como sendo constituído apenas por sua Formação homônima e individualizada em relação ao sistema dunas da porção hidroestratigráfica mais superior. Atualmente, entretanto, considera-se que ambos comportam-se como um

sistema hidráulico único, denominado de Sistema Dunas-Barreiras, sendo os sedimentos eólicos caracterizados por elevadas taxas de infiltração e constituindo-se como importante zona de recarga para o Aquífero Barreiras (MELO,1995; LUCENA et al.,2009). A terminologia Dunas-Barreiras, contudo, é utilizada apenas em sub-áreas com a ocorrência das coberturas dunares.

Litologicamente, a Formação Barreiras Aquífera é constituída por rochas clásticas, variando desde argilitos até conglomerados, embora com a predominância de arenitos argilosos (IPT, 1982; MELO 1995; LUCENA, 1999). Seu condicionamento hidráulico apresenta-se predominantemente como livre, embora com semiconfinamentos localizados e proporcionados pela presença de lentes argilosas da própria Formação Barreiras (IPT, 1982; LUCENA, 1999). O embasamento hidrogeológico é representado pela sequência carbonática mesozóica composta por rochas calcárias com margas areno-argilosas a argilosas e por arenitos com cimentação carbonática, caracterizados como de baixo potencial hidrogeológico (IPT, 1982; LUCENA, 1999), ou mesmo pelo embasamento cristalino, a oeste, nas proximidades de seu contato com a bacia sedimentar costeira.

Até os dias atuais, os parâmetros hidráulicos reportados para o Aquífero Barreiras são provenientes de análise de testes de aquífero e ensaios de bombeamento realizados em poços já existentes e experimentais. O IPT (1982) reinterpreto dados coletados principalmente de trabalhos da CDM (Companhia de Desenvolvimento de Recursos Minerais do Rio Grande do Norte), através do método semi-logarítmico de Jacob-Theis ou pelo método de Hantush para poços parcialmente penetrantes (IPT, 1982; FEITOSA et al., 2008). Foram obtidos valores médios de condutividade hidráulica de 10^{-5} m/s e coeficiente de armazenamento de 10^{-2} , referentes ao condicionamento hidráulico do tipo livre. Não obstante, Melo (1995) e Melo et al. (2000; 2010) obtiveram valores da ordem de $1,14 \times 10^{-4}$ m/s para a condutividade hidráulica, em condicionamento hidráulico do tipo livre do aquífero, e 10^{-8} m/s, em relação à condutividade do aquífero carbonático mesozóico.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ASPECTOS METODOLÓGICOS

Os parâmetros petrofísicos fundamentais abordados no presente estudo, aplicados aos meios porosos e tendo como fundamento os princípios da hidrodinâmica, são porosidade, coeficien-

te de armazenamento, permeabilidade intrínseca e condutividade hidráulica.

A porosidade é definida como a razão entre o volume de vazios (V_v) e o volume total de uma dada fração de meio rochoso (V_t) ou, simplesmente, como a fração de um volume total de rocha que não é ocupado por constituintes sólidos (DE MARSILY, 1986; SCHÖN, 2004). Essa definição envolve todo o espaço poroso presente em um meio rochoso, representando, portanto, uma porosidade total, conforme mostrado na equação 1 (V_m representa o volume de sólidos ou matriz).

$$\phi = V_v/V_t = 1 - V_m/V_t \quad (\text{Equação 1})$$

Considerando zonas aquíferas, a porosidade reportada como sendo efetiva é aquela disponível para o fluxo livre de fluidos (água), envolvendo, dessa forma e necessariamente, os espaços porosos interconectados (CUSTÓDIO e LLAMAS, 1983; DE MARSILY, 1986; SCHÖN, 2004), que permitam a percolação de fluidos. Analisando-se sob a ótica da hidráulica de meios porosos, a porosidade efetiva está associada com o rendimento ou produção específica, a qual é definida como o volume total de água passível de drenança por gravidade, ou seja, o volume de água efetivamente disponível (CUSTÓDIO E LLAMAS, 1983; FETTER, 1994; FEITOSA et al., 2008).

O coeficiente de armazenamento (S), por sua vez, representa uma fundamental propriedade hidráulica de subsuperfície, sendo preponderante no tocante à avaliação de reservas hidrogeológicas. Conceitualmente, o referido parâmetro é definido como o volume de água que um determinado aquífero libera por unidade de área superficial desse manancial por unidade de variação de carga hidráulica ou declínio da superfície freática (FETTER, 1994; FEITOSA et al., 2008). Ressalta-se que, para aquíferos não-confinados (livres), esse volume de água liberado decorre apenas da drenagem gravitacional de rochas-reservatório. Desta forma, o volume derivado da expansão da água e compressão do aquífero é insignificante (ao contrário de aquíferos sob confinamento), e o coeficiente de armazenamento de aquíferos livres equivale à produção específica ou porosidade efetiva (CUSTÓDIO E LLAMAS, 1983; FETTER, 1994; FEITOSA et al., 2008).

A condutividade hidráulica, originalmente inserida como um coeficiente de proporcionalidade na Lei de Darcy, pode ser entendida (do ponto

de vista quantitativo) como a vazão que atravessa uma seção unitária submetida a um gradiente hidráulico igualmente unitário (CUSTÓDIO E LLAMAS, 1983; FETTER, 1994; WEIGHT, 2008; FEITOSA et al., 2008). Em termos práticos, essa condutividade diz respeito à facilidade de um meio aquífero exercer a função de um condutor hidráulico, possuindo, dessa forma, uma dimensão de velocidade. A rigor, a presente conceituação, envolve diversos outros parâmetros, notadamente associados com o meio rochoso (porosidade, tamanho, distribuição, forma e arranjo das partículas), como também ao fluido de saturação em escoamento (viscosidade dinâmica, esta dependente da temperatura local do fluido, além de sua massa específica). Já o parâmetro permeabilidade intrínseca ou específica está associada apenas com o meio físico poroso, ou seja, com a granulometria e seu arranjo estrutural, expresso em unidade de área (L^2) ou submúltiplos de "Darcy-D" (unidade comumente utilizada), sendo relacionado com a condutividade hidráulica através da equa-

ção 2.

$$K = k_i \rho g / \mu \quad (\text{Equação 2})$$

Nesta relação, "K" representa a condutividade hidráulica, "k_i" a permeabilidade intrínseca, "ρ" a massa específica do fluido, "g" a aceleração da gravidade local e "μ" a viscosidade dinâmica do fluido. Na maioria dos casos práticos, 1 darcy (D) é aproximadamente igual a 10⁻¹² m², enquanto que uma condutividade hidráulica de 1 m/s é aproximadamente equivalente a uma permeabilidade intrínseca de 10⁵ D (SCHÖN, 2004).

Conforme reportado, a análise e processamento digital de imagens de lâminas delgadas são constituídos por um conjunto de etapas, visando fundamentalmente, à predição de propriedades petrofísicas. Em geral, toda linha de trabalho se resume à aquisição, processamento, simulação e interpretação dos resultados, a qual pode ser esquematizada no fluxograma da figura 2.

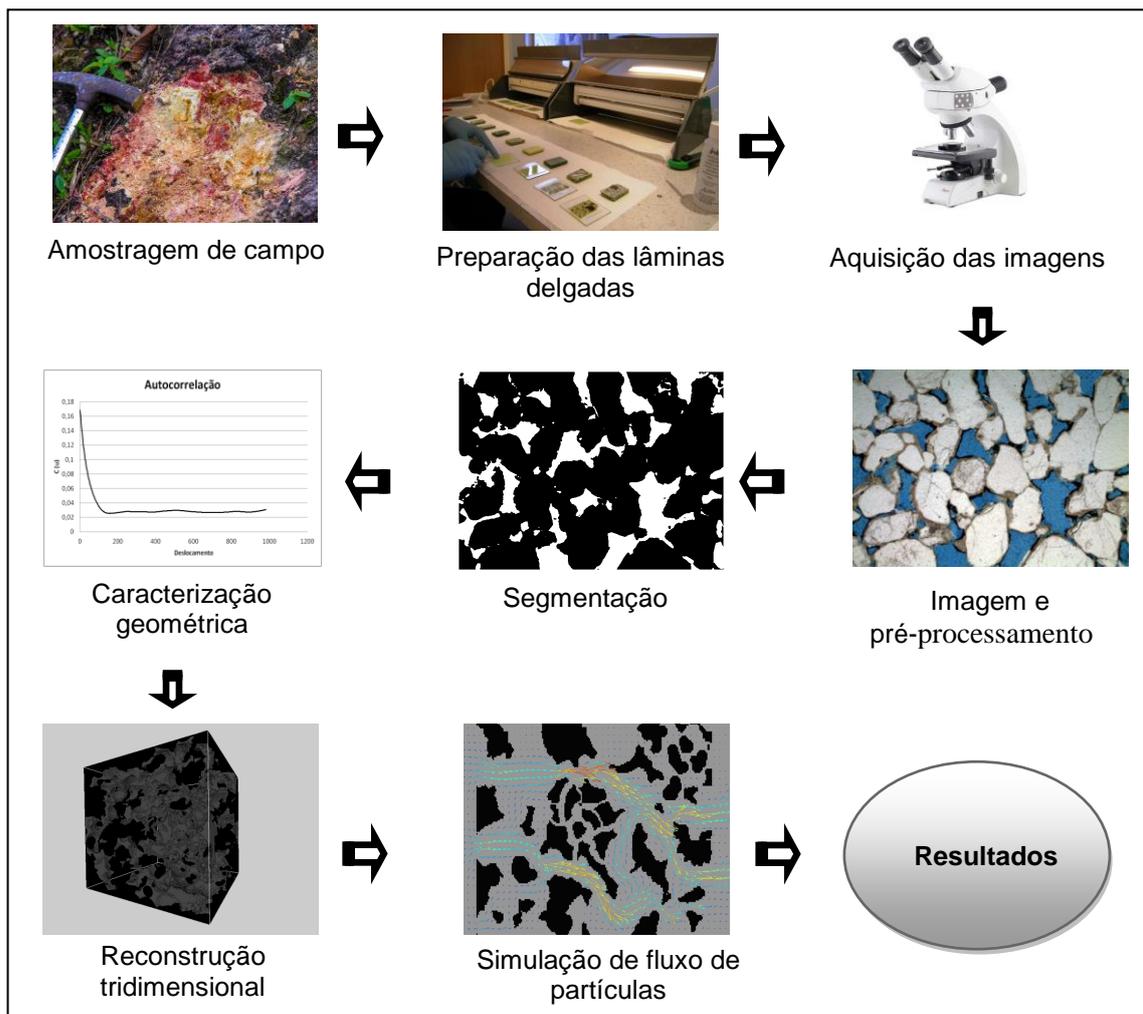


Figura 2 - Fluxograma de trabalho referente ao processamento digital de imagens de lâminas delgadas
Figure 2 - Flowchart of work related to digital images processing of thin sections

A amostragem de campo foi realizada em afloramentos característicos da Formação Barreiras Aquífero, envolvendo, predominantemente, uma feição característica da Formação Barreiras de arenitos argilosos. Nesse aspecto, foram evitados, para fins de amostragem, níveis conglomeráticos e demasiadamente argilosos, os quais se julgaram como não representativos da Formação. Exceção faz-se apenas para uma amostra coletada de um afloramento de corte de estrada (P1 na figura 1), nas proximidades do Município de Monte Alegre-RN e correlacionada ao topo da sequência carbonática mesozoica, sendo constituída por calcário associado ao embasamento hidrogeológico do Aquífero Barreiras.

As amostras foram submetidas ao processo tradicional de laminação, após serem impregnadas com resina epóxi de coloração azul, com a finalidade de preencher todo o espaço poroso conectado. Ao final do processo, procedeu-se a aquisição das micrografias bidimensionais, utilizando-se um microscópio petrográfico modelo

LEICA DM750, com câmera digital integrada (Modelo Leica EC3) e objetiva de 5x, buscando-se conservar a representatividade do sistema poroso em questão. Ressalta-se que o processamento e confiabilidade dos resultados obtidos estão intrinsecamente vinculados à qualidade das imagens das lâminas delgadas (micrografias 2D), assim como ao próprio processo de confecção das mesmas.

O referido imageamento foi obtido seguindo-se um sistema cartesiano simples de orientação, com vistas a garantir a representatividade e incluir um padrão estatístico e geométrico do arcabouço poroso geral. Durante este processo, foi possível observar eventuais ruídos, representados por manchas negras e/ou brancas, decorrentes da presença de bolhas de ar ocasionadas por falhas no processo de impregnação da resina, nos espaços porosos das amostras, ou mesmo pela presença de micropartículas resultantes do desbaste da rocha pelo esmeril (Figura 3).

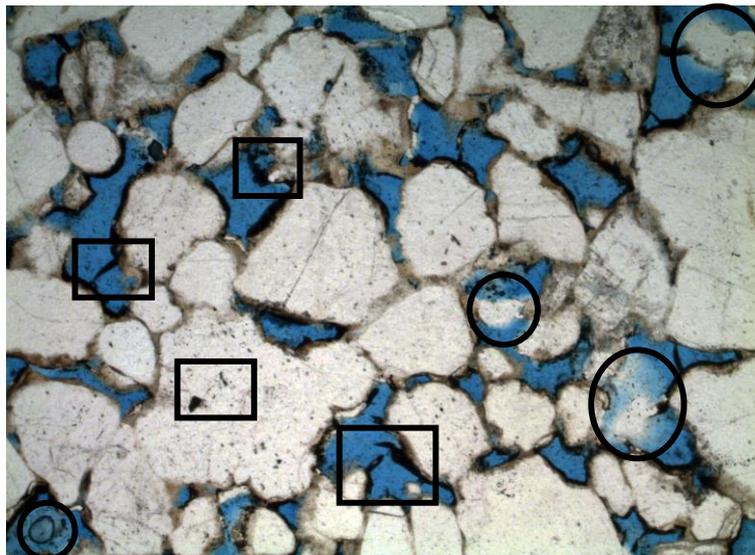


Figura 3 - As regiões assinaladas com círculos representam problemas advindos de bolhas de ar; aquelas assinaladas com quadrados representando ruídos provocados por micropartículas provenientes do processo de laminação

Figure 3 - Regions signed with circles represent issues arising from air bubbles, those marked with squares representing noise caused by microparticles from the process of lamination

Objetivando-se eliminar tais ruídos e preparar as imagens para etapas posteriores, foram realizados processos de filtragem passa baixa, além de ajustes de contraste, brilho e saturação (Figura 4).

Eventualmente, foi constatado a presença de tons amarelados e baixo contraste entre as fases poro e sólido, durante a aquisição. Desta for-

ma, utilizou-se um filtro azul, enquanto no *software* de aquisição de imagens, ajustou-se o equilíbrio de tons de branco, com a finalidade de ressaltar o azul dos poros e corrigir problemas com a iluminação. Tal procedimento permitiu uma visualização mais clara dos poros, os quais ocasionalmente mostram-se mascarados devido a problemas de iluminação.

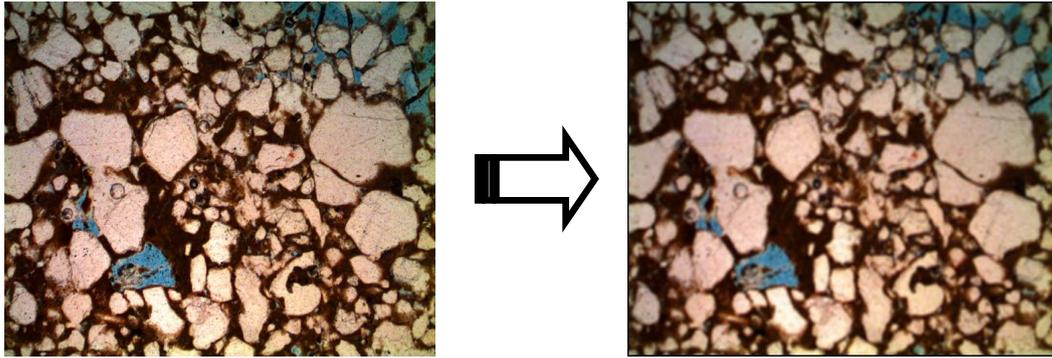


Figura 4 - Exemplo de aplicação de filtragem Passa Baixa (espaço poroso representado pela região azul)
Figure 4 - Example of application Low Pass filter (pore space represented by blue region)

Todos estes procedimentos realizados, enfatizando a otimização das imagens para o melhor reconhecimento dos padrões e análise digital dos componentes conexos, são denominados como pré-processamentos essenciais para a etapa posterior de segmentação. Nesta nova etapa, a de segmentação, objetivou-se a separação de objetos de interesse a fim de se obter uma imagem binária daquela original constituída nos canais RGB (*red, green e blue*), HSI (*hue, saturation e intensity*) ou de tons de cinza (DE GASPERI, 1999; PHILIPPI et al., 2000). No presente projeto, realizou-se a segmentação das imagens apenas pelos métodos de limiar (níveis de corte), nos canais HSI e RGB, na qual a segmentação é definida através do nível de corte no histograma de cor de cada canal (DE GASPERI, 1999). Ao final desse processo, obtiveram-se as imagens binárias, caracterizando-se, dessa forma, como um procedimento característico de binarização.

Posterior à etapa de segmentação, realizou-se a caracterização geométrica das imagens, onde se estabelece que todos os parâmetros geométricos do meio poroso podem ser representados por uma distribuição estatística de *pixels* constituintes de um sistema digital a ser analisado. A descrição da distribuição de grãos e a definição de parâmetros geométricos e topológicos do meio

poroso são fundamentais na predição das propriedades de armazenamento e percolação de fluidos. Portanto, estipula-se a escala do problema como um volume elementar representativo ou REV (*representative elementary volume*) correspondente à análise do sistema poroso em regime homogêneo.

O tamanho da REV no estudo de microestruturas é aquele que define o menor volume, U_0 , na qual conserve todas as propriedades geométricas e topológicas do domínio poroso. A figura 5, demonstra as flutuações de valores de porosidade, U_v/U com o aumento da escala de estudo. Para um valor pequeno de volume (U), a porosidade oscila entre 1 e 0 devido essencialmente a distribuição randômica de vazios e sólidos, este denominado também como Domínio da Inhomogeneidade microscópica. entretanto, após o aumento da escala do volume elementar, ocorre a estabilização da razão entre U_v/U em uma janela de valores entre U_{min} e U_{max} , na qual define o domínio do meio poroso. Os valores encontrados nesta janela, é definido como os REV's e representa a homogeneidade estatística fundamentada na correlação de propriedades petrofísicas em escalas diferentes. No presente trabalho, foi adotado a mesma REV para todas as amostras, delimitadas a partir da captura das imagens com a objetiva de 5x.

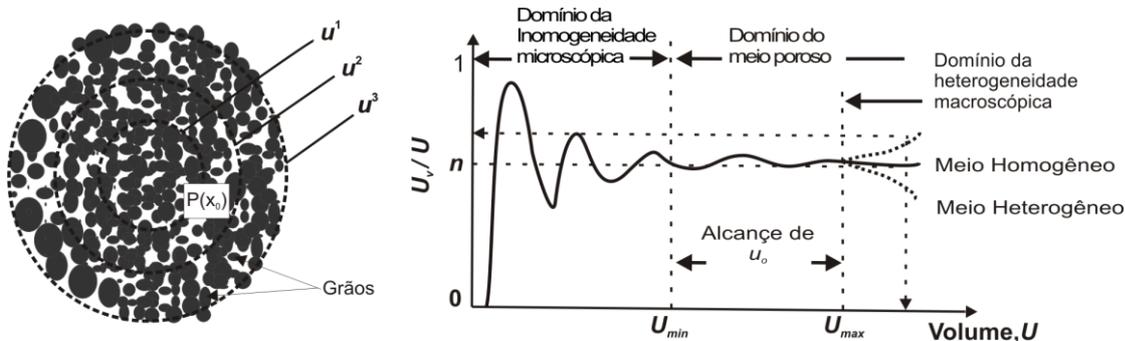


Figura 5 - Definição de Volume Elementar Representativo para domínio poroso. Linha tracejada representando um meio hipoteticamente heterogêneo (Modificado de Bear, 1972)

Figure 5 - Definition of Representative Elementary Volume in porous domain. Dashed line represents a hypothetical heterogeneous medium (Modified from Bear, 1972)

Levando-se em conta as condições de homogeneidade estatística, todo o espaço do meio poroso pode ser representado pela função de fase $Z(x)$ (BERRYMAN, 1985; DE GASPERI, 1999), sendo (Equação 3):

$$Z(x) = \begin{cases} 1, & \text{Quando } x \text{ pertence ao espaço poroso} \\ 0, & \text{Caso Contrário.} \end{cases} \quad (\text{Equação 3})$$

Nessa análise, a função correlação de dois pontos e a função correlação normalizada ou autocovariância, é definida conforme as equações 4, 5 e 6 (BERRYMAN, 1985).

$$S_1 = \phi = \overline{Z(x)}, \quad (\text{Equação 4})$$

$$S_2 = C(u) = \overline{Z(x)Z(x+u)} \quad (\text{Equação 5})$$

$$R_z(u) = \frac{\overline{[Z(x)-\phi] \cdot [Z(x+u)-\phi]}}{(\phi - \phi^2)} \quad (\text{Equação 6})$$

Onde $x(i,j)$ é um vetor posição em relação a origem e S_1 e S_2 são os dois primeiros momentos de fase. A barra superior denota média e o termo “u” representa o deslocamento arbitrário no plano da imagem. Considerando-se a hipótese de meio isotrópico e homogêneo, a correlação dependerá apenas de $u = |\mathbf{u}|$, definindo-se a função de correlação conforme a equação 7 (BERRYMAN, 1985).

$$C(u) = \overline{Z(i,j) \cdot Z(i+u,j)} \quad (\text{Equação 7})$$

Dessa forma, a função correlação (ou alternativamente autocorrelação) é definida como a probabilidade de dois pontos separados por uma distancia “u” pertencerem à mesma fase. Na origem da referida função o deslocamento é nulo, na qual aquela é equivalente à porosidade (equação 8). Por outro lado, quando o deslocamento tende ao infinito, a função equivale ao valor de porosidade ao quadrado, segundo a equação 9 (BERRYMAN, 1985).

$$S_2(0) = S_1 = \phi \quad (\text{Equação 8})$$

$$\lim_{u \rightarrow \infty} S_2(u) = \phi^2 \quad (\text{Equação 9})$$

A porosidade definida nas equações 4 e 8 é denominada de porosidade óptica e, considerando as imagens como REV's do meio poroso em estudo, tem-se a representação da porosidade

eficaz, pois a resina utilizada na preparação das lâminas, penetra apenas nos poros conectados.

Para a análise granulométrica do meio rochoso, utilizou-se a métrica D34 para a descrição das curvas de distribuição de grão e poro, respectivamente (BUENO, 2001). Nesse procedimento, o raio das esferas abertas com essa métrica, no sistema digital, determina o comprimento do objeto a ser medido. Essa descrição granulométrica do meio é utilizada como parâmetro de entrada para os métodos de predição de permeabilidade através de modelos mais simplificados, em detrimento de metodologias como *Fast K* (MARSHALL, 1958) ou utilizadas como parâmetro de entrada na reconstrução tridimensional.

Contudo, para uma predição mais apurada de permeabilidade, é necessário incluir toda a complexidade do meio poroso. Os modelos mais simplistas como de Hazen (in FETTER, 1994), Carman (1956) e Marshall (1958) utilizam-se apenas das condições de transporte de fluidos em tubos capilares. Dessa forma, torna-se necessária a utilização de um modelo tridimensional mais complexo, o qual possibilite a simulação de fluxo de fluidos em um sistema digital de *voxels*.

Nesse contexto, utilizaram-se, inicialmente, modelos para reconstrução tridimensional pelas técnicas de Gaussiana Truncada (ADLER, 1990; LIANG, 1998), além do modelo de Esferas Sobrepostas (SANTOS et al., 2002), como ferramentas para uma extrapolação 3D, a partir de imagens bidimensionais. O primeiro método baseia-se em uma simulação estocástica, na geração de um campo gaussiano (*slices* da reconstrução), na qual procuram-se preservar os dois primeiros momentos da função de fase $Z(x)$, a porosidade ϕ e a função de autocovariância $R_z(u)$.

Já o método de Esferas Sobrepostas baseia-se na criação de uma rede digital de grãos, sobrepostos ou não, cuja distribuição é determinada através da curva de disposição de grãos sobre as micrografias 2D (PHILIPPI et al., 2000; SANTOS et al., 2002). Este método tem como vantagem a preservação da conectividade do meio poroso e a utilização de uma resolução espacial maior, apresentando, conseqüentemente, resultados de permeabilidade mais satisfatórios para amostras de baixa porosidade.

Após a reconstrução tridimensional, realiza-se a simulação de permeabilidade mediante a metodologia *lattice gas* (Booleano de gás em rede) sobre os meios reconstruídos (DE GASPARI, 2006). Os modelos de gás em rede são compostos basicamente de partículas que podem ser encontradas somente nos vértices de uma rede discreta. Estas partículas interagem entre si, des-

locando-se de um sítio para o outro, com velocidades discretas de deslocamento. A plataforma computacional utilizada no presente estudo, desde o processo de pré-processamento e binarização até a simulação de permeabilidade, foi a IMAGO (DAMIANI et al., 2000; PHILIPPI et al., 2000; GASPARI, 2006).

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Segundo a descrição petrográfica das lâminas, as amostras representativas da Formação Barreiras dispõem de um arcabouço composto basicamente por minerais de quartzo mono e policristalino, com traços de minerais opacos e cimento de óxido de ferro, especialmente na amostra A do ponto 02. No que concerne à matriz, sua constituição é preponderantemente argilosa. A seleção granulométrica varia de pobre a moderada e os grãos são flutuantes, resultando em um empacotamento do tipo frouxo, o que gera um acréscimo de porosidade. Portanto, as amostras da Formação Barreiras são classificadas como arenitos médios argilosos.

Para a amostra do ponto P1, constata-se que a rocha é constituída, predominantemente (75%) por cristais de calcita mesocristalinos com formato equante, por grãos de quartzo monocristalino (cerca de 13%) e por cimento de óxido de ferro (10%). Como a amostra é composta por mais de 50% de constituintes carbonáticos, a mesma é caracterizada como calcário.

Ao longo de todo trabalho, as micrografias foram capturadas e processadas (figura 6). Posteriormente foram obtidos os valores de parâ-

metros hidrogeológicos (através da análise microestrutural de lâminas delgadas), a partir da análise de propriedades bidimensionais e simulação em meios estocásticos tridimensionais (Tabela 1).

Os resultados finais obtidos consistiram nas estimativas de porosidade eficaz e condutividade hidráulica do meio poroso, representante das amostras da Formação Barreiras Aquífero e do calcário (identificado no afloramento P1). Os referidos resultados acham-se sintetizados na tabela 1. Os valores de condutividade hidráulica foram definidos a partir de permeabilidades intrínsecas (k_i), obtidas no processamento computacional, as quais foram convertidas posteriormente mediante a adoção de valores representativos de viscosidade dinâmica à temperatura de 28°C (FETTER, 1994).

Conforme observado na tabela 1, é possível verificar valores variando de 3,5 a 12% para porosidade eficaz e uma média de 7,60% para as amostras referentes à Formação Aquífera Barreiras. Em termos hidrogeológicos, conforme reportado, esta porosidade equivale ao coeficiente de armazenamento, levando-se em consideração as condições hidráulicas regionais do Aquífero Barreiras (aquífero livre). Ressalta-se também que os valores de desvio padrão de porosidades das imagens apresentaram-se como elevados, caracterizando a substancial heterogeneidade do meio estudado, além da dependência do conteúdo de argila. Esse aspecto é bem representado na amostra P2, onde se tem uma discrepância de mais de 50% entre os valores de porosidade encontrados para as duas amostras.

Tabela 1 - Parâmetros hidrogeológicos calculados sobre imagens bidimensionais

Table 1 - Calculated hydrogeologic parameters over two-dimensional images

Resultados						
Amostras	P1A	P1B	P2A	P2B	P3A	P3B
Porosidade Eficaz	1,86%	2,09%	7,99%	3,57%	8,12%	7,76%
Variância	0,31%	0,20%	3,25%	0,63%	2,04%	1,34%
Desvio Padrão	5,60%	4,50%	18,02%	7,92%	14,28%	11,56%
k_i Fast K (mD)	0,423	0,683	8,874	3,108	13,801	12,335
k_i Gás em rede (mD)	1,578	0,725	112,67	3,137	94,246	84,63
K (m/s) temperatura de 28°	$1,8 \cdot 10^{-8}$	$8,3 \cdot 10^{-9}$	$1,3 \cdot 10^{-6}$	$3,6 \cdot 10^{-8}$	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$9,7 \cdot 10^{-7}$
Amostras	P4A	P4B	P5A	P5B	P6A	P6B
Porosidade Eficaz	7,10%	8,69%	4,90%	6,25%	9,37%	12,20%
Variância	1,49%	3,29%	0,66%	0,72%	3,39%	5,72%
Desvio Padrão	12,21%	18,13%	8,11%	8,48%	18,40%	23,92%
k_i Fast K (mD)	5,196	14,299	5,825	21,86	4,746	29,992
k_i Gás em rede (mD)	64,127	109,341	10,092	39,525	126,71	255,52
K (m/s) temperatura de 28°	$7,4 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-7}$	$4,5 \cdot 10^{-7}$	$1,5 \cdot 10^{-6}$	$2,9 \cdot 10^{-6}$

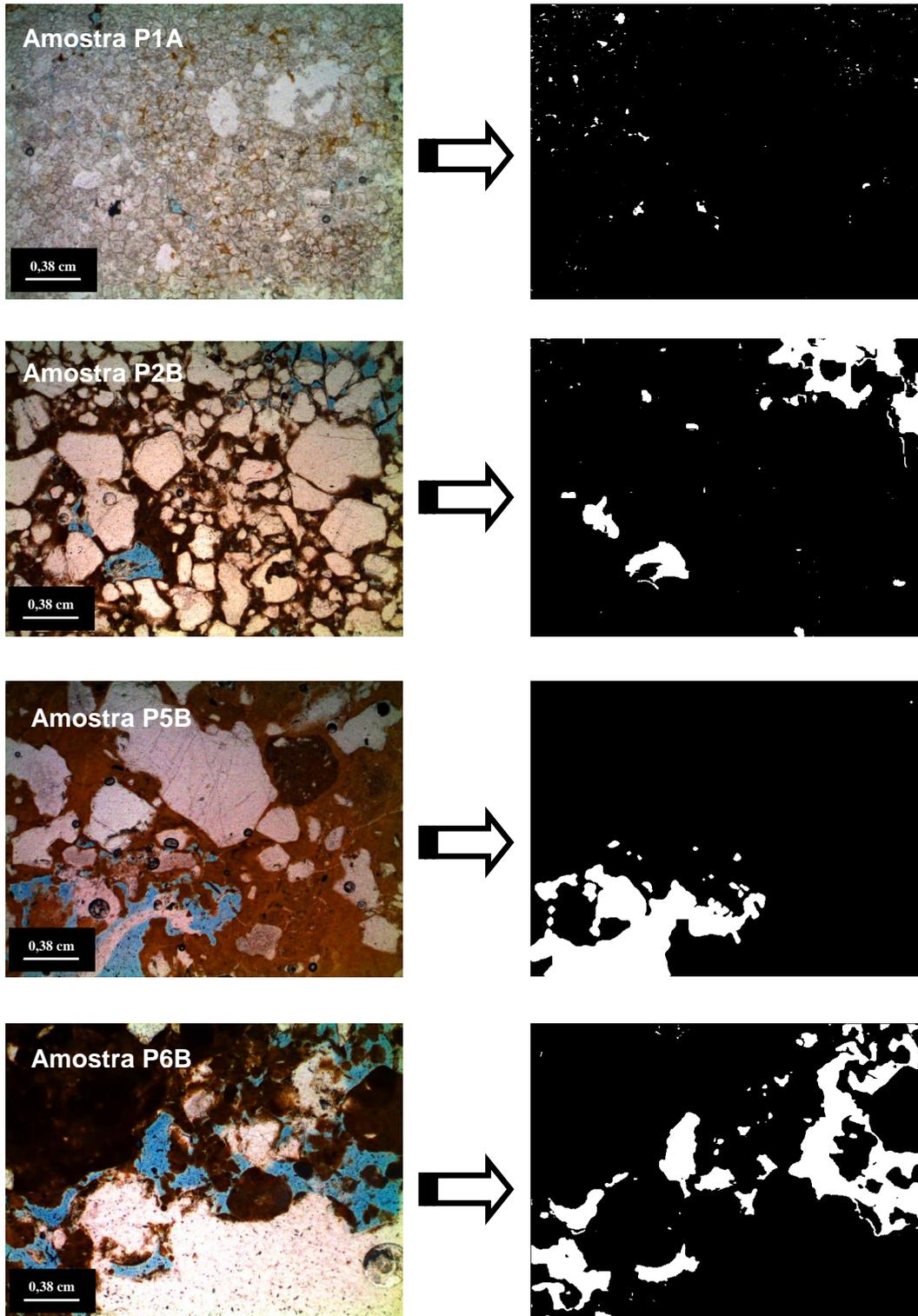


Figura 6 - Micrografias adquiridas subsequentes ao processamento de segmentação. Tons brancos constituídos como os grãos siliciclásticos, a região mais escura e com cores próximas ao marrom indicando a matriz argilosa e a região azul o espaço de vazios (poro). Excetua-se a amostra P1A, na qual a região cinza claro representa os grãos de carbonato

Figure 6 - Micrographs obtained subsequent to segmentation processing. White tones constituted as siliciclastic grains, the darkest region, next to brown color, indicating the clay matrix and the blue region of voids space (pore). P1A an exception to the sample, where the light gray region represents the grains of carbonate

No que concerne aos dados de porosidade eficaz advindos de testes de aquíferos, conforme inicialmente reportado, fica evidenciado que a metodologia de análise de imagens digitais apresentou resultados satisfatórios. O valor médio de 7,60% encontra-se bastante próximo ao que o relatório do IPT (1982) definiu como aceitável para o Aquífero Barreiras. Dessa forma, levando-se em consideração o aquífero com condicionamento hidráulico do tipo livre (rendimento específico equivalente à porosidade eficaz), o método pode servir como uma ótima ferramenta no auxílio da otimização do cálculo de reservas hídricas, principalmente devido aos altos custos e limitações representados pelos testes de aquíferos e ensaios laboratoriais. Entretanto, a mesma não deve ser aplicada na avaliação de microporosida-

de, visto que a resolução linear do método limita a visualização dos micro poros presentes principalmente na porção argilosa das lâminas. Contudo, pode-se admitir que o transporte eficaz de fluido nesse meio é irrelevante, não influenciando na predição do rendimento específico e condutividade hidráulica, conforme igualmente observado por Eberli (2004).

Diferentemente da avaliação das porosidades para as estimativas de permeabilidade, foi necessária geração de um meio tridimensional estocástico para a simulação de fluxo de partículas pela metodologia de Booleano de Gás em rede. Dentre os métodos de Gaussiana Truncada e de Esferas Sobrepostas, apenas este último possibilitou a obtenção de um sistema poroso conectado, permitindo a simulação de fluxo (Figura 7).

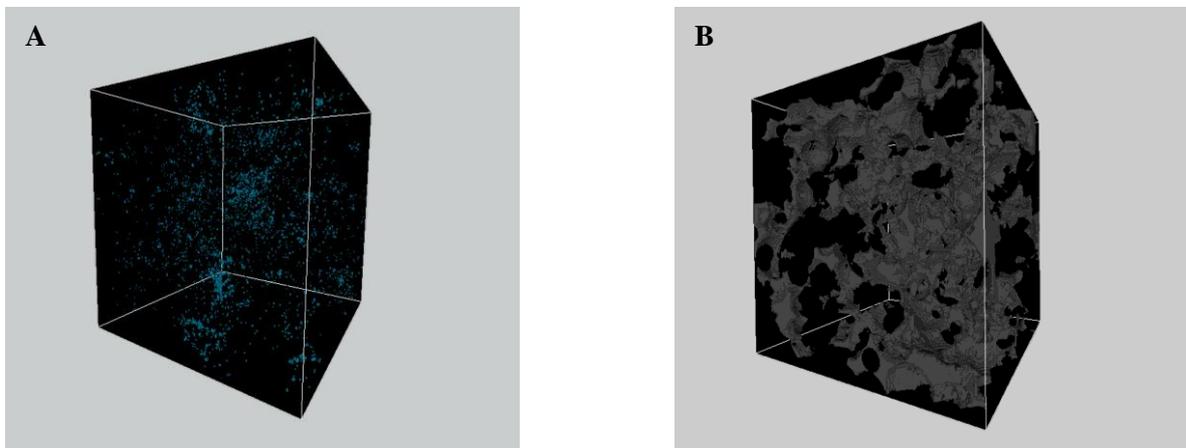


Figura 7 - Representação do bloco digital reconstruído pelo método de Gaussiana Truncada, com poros totalmente desconectados (A) e o bloco reconstruído pela metodologia de Esferas Sobrepostas com sistema poroso conectado (B); amostra P6B

Figure 7 - Digital representation of the reconstructed block by the method of Gaussian Truncated with pores totally unconnected (A) and the reconstructed block by the method of Superimposed with connected porous system (B); sample P6B

Em geral, os valores de permeabilidade oscilaram em torno de 3 a 255 mD com média equivalente a 90 mD. Todos estes valores foram convertidos para condutividade hidráulica, supondo-se, nas águas subterrâneas locais, concentrações moderadas de sólidos dissolvidos (não ocasionando densidades anômalas elevadas) e temperaturas de cerca de 28°C (LUCENA, 2005). Desta forma, considerando a conversão de $1mD = 1,15 \times 10^{-8}$ m/s, o valor médio obtido para condutividade hidráulica equivale a $1,04 \times 10^{-6}$ m/s, com flutuações entre $2,94 \times 10^{-6}$ m/s e $3,61 \times 10^{-8}$ m/s. Para a amostra P1, constataram-se reduzidos valores de condutividade, definindo as mesmas como sendo de baixo potencial hidrogeológico e confirmando seu comportamento de embasamento hidrogeológico no Aquífero Barreiras.

Comparando-se com dados bibliográficos referentes à testes de aquíferos realizados na região em estudo (MELO, 1995), os resultados do processamento digital de imagens para condutividades hidráulicas encontraram-se subestimados, chegando a discrepâncias até a ordem de 10^2 m/s. Contudo, tratando-se de amostras de baixas porosidades e substancial conteúdo de argila, os valores ora definidos na microescala acham-se compatíveis com as respectivas litologias reportadas. Desta forma, tais discrepâncias não devem ser associadas com problemas decorrentes do fluxo de processamento utilizado, mas sim da heterogeneidade litológica e estrutural do aquífero, onde a condutividade do meio poroso pode estar intrinsecamente relacionado às muitas esca-

las de hidrofácies, conforme mencionado por Nilsson et al. (2006).

Este fato evidencia a problemática de upscaling, no tocante à análise de parâmetros hidrogeológicos, bem como a necessidade de aperfeiçoamento da definição do tamanho da REV a ser vinculada ao problema, além da utilização de novas técnicas de segmentação. Estas últimas

devem contemplar uma melhor definição de limites entre o espaço poroso e a matriz, onde se insere uma melhor resolução com vistas à identificação entre porção porosa e de grão. Apesar dessas observações, foi possível verificar uma correlação linear bem definida entre condutividades hidráulicas e o aumento dos valores de porosidade medida sobre as imagens (figura 8).

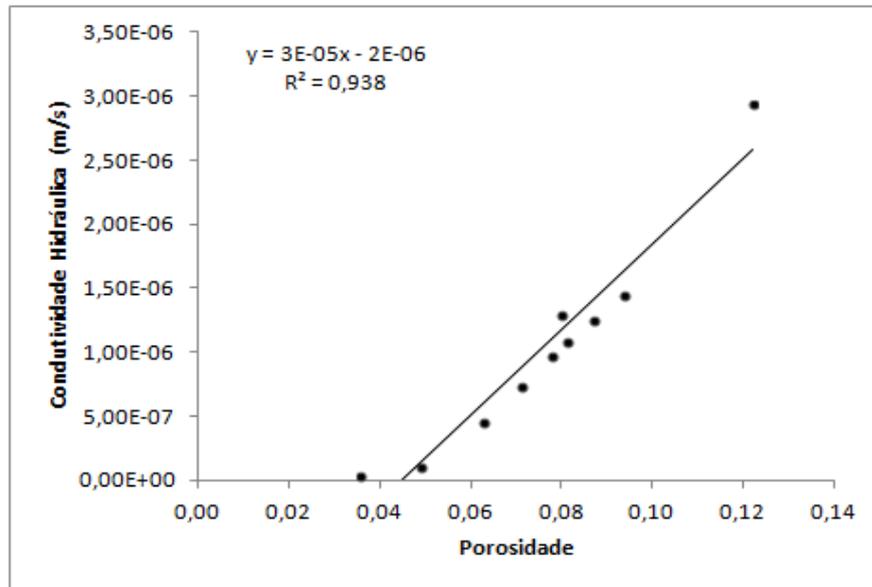


Figura 8 - Gráfico de porosidade em função da condutividade hidráulica, com um *trend* bem definido entre os dois parâmetros

Figure 8 - Chart of hydraulic conductivity as a function of porosity, with a clear trend between the two parameters

CONCLUSÕES

Embora se tenha a difusão da presente metodologia na pesquisa de sistemas petrolíferos, a análise e processamento digital de imagens têm sido pouco explorados na Hidrogeologia. Apesar disso, os resultados do presente trabalho demonstram que, sob certas restrições, esta ferramenta pode ser adequada na caracterização de parâmetros hidrogeológicos, sobretudo nos estudos de rendimento específico.

Contudo, para as estimativas de condutividade hidráulica ainda não foi possível estabelecer resultados conclusivos. Os valores mostraram-se abaixo da média em relação àqueles definidos em ensaios de bombeamento para o Aquífero Barreiras, embora esse fato esteja supostamente relacionado ao tamanho das REVs definidas no problema, além da substancial heterogeneidade do meio estudado. Por outro lado, embora no contexto regional haja discrepância entre os valores de condutividades referentes ao aquífero, na escala microestrutural, os resultados são satisfatórios, especialmente referindo-se à amostras constituídas

por arenitos com alto teor de argilosidade. Contudo, ressalta-se a necessidade de novas validações futuras, além daquelas comparativas com dados provenientes de interpretação de testes de aquífero. Estas validações poderiam contemplar a aquisição de parâmetros hidráulicos provenientes de porosímetros e permeâmetros, quando possível (ressaltando-se a natureza friável das rochas ora estudadas), considerando-se as mesmas amostras na origem das microimagens bidimensionais reportadas.

Desta forma, a metodologia de análise e processamento digital de imagens ainda requer um aprofundamento, sobretudo na dinâmica e ambiente de pesquisa do campo hidrogeológico. Formas de segmentação mais automatizadas e eficientes precisam ser ampliadas, com novas metodologias de reconstrução tridimensional e simulação de fluidos incorporados, do mesmo modo que o ajuste da modelagem dos parâmetros microestruturais e correlação com as informações em escalas regionais de reservas hidrogeológicas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao LMPT/UFSC (Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas de Materiais-Universidade Federal de Santa Catarina), ESSS (*Engineering Simulation and Scientific Software*) e CENPES/PETROBRÁS (Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello) pela autorização do uso acadêmico da plataforma computacional IMAGO. LRDS e LRFL agradecem a CAPES e CNPq pelas bolsas de pós-graduação e pesquisa, respectivamente.

REFERÊNCIAS

- ADLER, P.M.; JACQUIN, C.G.; QUIBLIER, J.A. Flow in simulated porous media. **International Journal of Multiphase Flow**, v.16, n. 4, p. 691-712, 1990.
- BATISTA, J.A.N.; WENDLAND, E; SCHULZ, H.E. Simulação da interação entre águas subterrâneas e superficiais no aquífero barreiras na região da Lagoa do Bonfim por elementos analíticos. **Revista Brasileira de Geofísica**, Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 107-116, 2007.
- BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. American Elsevier. 1972, 20p.
- BERRYMAN, J.G. Measurement of spatial correlation functions using image processing techniques. **Journal of Applied Physics**, SI, v. 57, n. 7, p. 2374-2384, 1985.
- BERRYMAN, J.G.; BLAIR, S.C. Use of digital image analysis to estimate fluid permeability of porous materials: Application of two-point correlation functions. **Journal of applied Physics**, SI, v. 60, n. 6, p. 1930-1938, 1986.
- BEZERRA, F.H.R. **Neotectonics in Northeastern Brazil**. 1998. 208 p. Ph. D. Thesis, University of London, Inglaterra.
- BUENO, A.D. **Estudo geométrico das representações tridimensionais da estrutura porosa e grafo de conexão serial para a determinação da permeabilidade intrínseca de rochas-reservatório de petróleo**. 2001. 242 p. Tese (Doutoramento em engenharia), Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Santa Catarina, Brasil. 2001.
- CARMAN, P.C. Flow of gases through porous media. **Butterworths Scientific Publications**, London, p. 182, 1956.
- CUSTÓDIO G.E.; LLAMAS M.R. **Hidrologia Subterrânea**. Barcelona: Ediciones Omega. 2400 p. 2v, 1983.
- DAMIANI, M.C.; FERNANDES, C.P.; BUENO, A.D.; SANTOS, L.E.O.; CUNHA NETO, J.A.B.; PHILIPPI, P.C. Predicting Physical Properties of Reservoir Rocks from the Microstructural Analysis of Petrographic Thin Sections, **Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo**, Foz de Iguacu, 2000.
- DE GASPARI, H.C.; FERNANDES, C.P.; PHILIPPI, P.C.; RODRIGUES, C.R. Determinação da permeabilidade de rochas reservatório utilizando uma modelo série-paralelo. In: **3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS**, Salvador. 2004.
- DE GASPARI, H.C. **Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e fator de formação**. 2006. 94 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Santa Catarina, Brasil. 2006.
- DE GASPERI, P.M.S. **Estimativa de Propriedades Petrofísicas através da Reconstrução 3-D do Meio Poroso a partir da Análise de Imagens**. 1999. 148 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica – Depto. de Engenharia de Petróleo, Campinas, Brasil. 1998.
- DE MARSILY, G. **Quantitative hydrology**. Academic, San Diego, Calif, 1986, 14-82 p.
- EBERLI, G.P.; BAECHLE, G.T.; WEGER, R.; MASSAFERRO, J.L. Quantitative Discrimination of Effective Porosity Using Digital Image Analysis-Implications for Porosity-Permeability Transforms. In: **66th EAGE Conference & Exhibition**, Paris. 2004.
- FEITOSA, F.A.C.; FILHO, J.M.; FEITOSA, E.C.; DEMETRIO, J.G. **Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações**. 3a ed. rev. e ampl. - Rio de Janeiro: CPRM: LABHID. 2008, 812 p.
- FETTER, C. W. **Applied hydrogeology**. Upper Saddle River: Prentice Hall. 1994, 66-107 p.
- IPT. **Estudo hidrogeológico regional detalhado do Estado do Rio Grande do Norte**. Natal: SIC-Gov/RN. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo S/A. 389 p. Relatório técnico IPT nº 15.795, 1982.
- SCHÖN, J.H. **Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics**. Handbook of Geophysical Exploration Series. Volume 8 de Handbook of Petroleum Exploration and Production Series. Volume 18 de Handbook of geophysical exploration. Section 1, Seismic exploration. 2004, 23-52 p.
- LEAL, A.D.E.S. As águas subterrâneas no Brasil: ocorrências, disponibilidades e usos. **Estado das Águas no Brasil-1999: perspectivas de gestão e informação de recursos hídricos**, SIH/ANEEL/MME. 1999, 139-164 p.
- LIANG, Z.R.; FERNANDES, C.P.; MAGNANI, F.S.; PHILIPPI, P.C. A reconstruction technique for three-dimensional porous media using image analysis and

Fourier transforms. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 21, n. 3, p. 273-283, 1998.

LUCENA, L.R.F.; OLIVEIRA, S.K.; MEDEIROS, W.E. Condicionamento Estrutural Sobre O Aquífero Barreiras e Sistema Lacustre Do Bonfim-Nísia Floresta-Rn. In: **6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society**, Rio de Janeiro, Brasil. 1999.

LUCENA, L.R.F. **Implicação de compartimentação estrutural no Aquífero Barreiras na Área da Bacia do Rio Pirangi**. 2005. 170 p. Tese (Doutoramento em Geologia) – Universidade Federal do Paraná Curitiba, Paraná, Brasil. 2005.

LUCENA, L.R.F.; OLIVEIRA JR, J.G.; DINIZ FILHO, J.B. Análise da disposição de efluentes na área das dunas de Alagamar (Parnamirim-Natal/RN): integração de dados geofísicos e hidrogeológicos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 39, n. 1, p. 181-189, 2009.

MARSHALL, T.J. A relation between permeability and size distribution of pores. **Journal of Soil Science**, v. 9, n. 1, p. 1-8, 1958.

MELO, J. G. **Impactos do Desenvolvimento Urbano nas Águas Subterrâneas de Natal/Rn**. 1995. 153 p. Tese (Doutorado em Geociências) Universidade de São Paulo - Instituto de Geociências, São Paulo, Brasil. 1995.

MELO, J.G; FEITOSA, E.C.; DA SILVA, E.R.. Hidrogeologia da Região do complexo lagunar do Bonfim/RN. **Águas Subterrâneas**, São Paulo, 2000.

MELO, J.G.; MORAES, S.D.; VASCONCELOS, M.B. Potencialidade e qualidade das águas do Aquífero Barreiras na região da Lagoa de Extremoz, RN. **Revista de Geologia**, Ceará, vol. 22, p.137-149, 2010.

NILSSON, B.; HØJBERG, A. L.; REFSGAARD, J.C.; TROLDBORG, L. Uncertainty in geological and hydrogeological data. **Hydrology and Earth System Sci-**

ences Discussions, v. 3, n. 4, p. 2675 - 2706, 2006.

PHILIPPI, P. C.; DAMIANI, M. C.; FERNANDES, C. P.; BUENO, A. D.; SANTOS, L. O. E.; DA CUNHA NETO, J. A. B. Characterization of Reservoir Rocks from Image Analysis On Imago Software. **Workshop - RECOPE - Aplicação da Informática à Engenharia**, Rio de Janeiro, 2000.

RUZYLA, K. Characterization of pore space by quantitative image analysis. **SPE Formation Evaluation**, v. 1, n. 4, p. 389-398, 1986.

SANTOS, L.O.E.; PHILIPPI, P.C.; DAMIANI, M.C.; FERNANDES, C.P. Using three-dimensional reconstructed microstructures for predicting intrinsic permeability of reservoir rocks based on a Boolean lattice gas method, **Journal of Petroleum Science & Engineering**, v. 35, p.109 - 124, 2002.

Situação Volumétrica - Todo o Estado. Secretaria Estadual Do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos – SEMARH. Rio Grande do Norte, 2010. Disponível em<http://www.semarh.rn.gov.br/contentproducao/aplicacao/semarh/sistemadeinformacoes/consulta/cBaciaSitVolumetrica_Detalhe.asp?Codigoestadual=00> Acesso em 5 de janeiro. 2014.

STEIN, P.; DINIZ, J.B.F.; LUCENA, L.R.F. CABRAL, N.M.T. Qualidade das águas do aquífero Barreiras no setor sul de Natal e norte de Parnamirim, Rio Grande do Norte, Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**. São Paulo, v. 42, p. 226-237, 2013.

WEIGHT, W. **Hydrogeology Field Manual, 2e**. McGraw Hill Professional. 2008, 91-122 p.

YOUNGER, P.L. The hydrogeological use of thin sections: inexpensive estimates of groundwater flow and transport parameters. **Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology**. London, v. 25, n. 2, p. 159-164, 1992.