



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTIMATIVA DE POROSIDADE EM LÂMINAS PETROGRÁFICAS
ATRAVÉS DA MORFOLOGIA MATEMÁTICA BINÁRIA.

FERNANDO WALLESON LOUZADA CASTELO

Belém - Pará

2013

FERNANDO WALLESON LOUZADA CASTELO

**ESTIMATIVA DE POROSIDADE EM LÂMINAS PETROGRÁFICAS
ATRAVÉS DA MORFOLOGIA MATEMÁTICA BINÁRIA.**

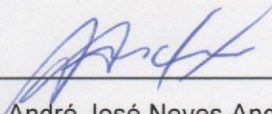
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica da Universidade Federal do Pará, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre em Geofísica.

Orientador: Prof. André José Neves Andrade

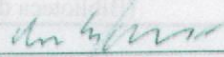
Data de Aprovação: 02 / 08 / 2013

Conceito: Bom

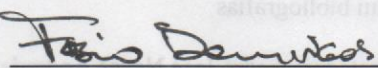
Banca Examinadora



Prof. André José Neves Andrade – Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Prof. Carlos Eduardo Guerra
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Oeste do Pará



Prof. Fábio Henrique Garcia Domingos – Membro
Doutor em Geologia
Universidade Federal do Pará

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)
(Biblioteca do Instituto de Geociências/UFPA)

Castelo, Fernando Walleson Louzada

Estimativa de porosidade em lâminas petrográficas através da morfologia matemática binária / Fernando Walleson Louzada Castelo. – 2013.

101 f.: il. ; 29 cm.

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Belém, 2013.

1. Geofísica - Metodologia. 2. Geofísica - Modelos matemáticos. 3. Processamento de imagens - Matemática. 4. Modelos matemáticos. I. Título.

*“Há minha pequena Sophia,
pelas noites de insônia e os dias corridos”*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter me concedido o dom da vida, e ter me dado a paz de espírito necessária para superar obstáculos.

A minha família, na presença de minha mãe, esposa e filha que sempre me motivaram a continuar, mesmo quando a situação parecia não ter solução.

À PETROBRÁS (Rede de Geofísica), pela oportunidade e suporte oferecido ao Laboratório de Processamento de Dados Geofísicos de Poço (PROLOG) e a minha pesquisa.

Aos meus orientadores pela ajuda na elaboração deste trabalho e pelo conhecimento a mim repassado

Aos demais pós-graduandos do GPGF (em especial a Safira, Renata Aldenize e Bruce, que de alguma forma me ajudam a resolver problemas nas tese .

Aos demais alunos do PROLOG, pela amizade e companheirismo nestes dois anos.

RESUMO

Na exploração de petróleo em bacias submersas, ocorre a necessidade da perfuração de poços com alto ângulo de desvio e de poços horizontais, que visam otimizar o número de alvos exploratórios atingidos por uma única plataforma. Nestes casos, é tecnicamente impossível realização das operações de testemunhagem, o que inviabiliza a análise de testemunho para a medida direta da porosidade. Em algumas situações da avaliação de formação em que existe baixa confiança nos valores de porosidade, pode-se apoiar no conhecimento geológico da área. Para as bacias semi-submersas, a continuidade lateral das camadas pode permitir a coleta de amostras de mão em afloramentos, na parte emersa da bacia. No caso das bacias submersas, pode-se colher amostras de mão em afloramentos de formações análogas. Um problema relativamente comum em um laboratório de análises petrofísicas é a extração de amostras (plugs) adaptadas aos equipamentos de medida, diretamente das amostras de rocha recolhidas em afloramentos. Por outro lado, para este tipo de amostra de rocha é trivial a obtenção de laminas petrográficas. Esta dissertação busca produzir uma estimativa da porosidade diretamente sobre as imagens de laminas petrográficas com a utilização do método de processamento de imagens, conhecido como morfologia matemática, que objetiva descrever quantitativamente as estruturas (formas) geométricas presente nas imagens.

Palavras Chave: Avaliação de formação. Laminas petrográficas. Processamento de imagens.

ABSTRACT

Oil exploration in offshore basins needs for drilling boreholes with high angle and horizontal wells, aimed at optimizing the number of exploration targets hit by a single platform. In these cases, it is technically impossible to carry out the coring operations, which prevents core analysis for direct measurement of porosity. In some situations in formation evaluation the geological knowledge of the area may help when there is low confidence in the porosity values. For the semi-submerged basins, the lateral continuity of geologic layers may allow sampling of outcrops in the immersed part of the basin. In the case of offshore basins, may be collected hand samples in outcrops of analogous formations. A relatively common problem in a petrophysical laboratory is the extraction of plugs adapted to the measuring equipment, directly from rock samples collected from outcrops. On the other hand, for this type of rock sample is trivial to obtain thin sections. The objective of this work is to estimate porosity directly on the petrographic images using the image processing method, known as mathematical morphology, which aims to describe quantitatively the geometric structures (forms) in this image.

Keywords: Formation Evaluation. Petrographic slides. Image processing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mapa geológico da Bacia de São Luis-Grajaú.	16
Figura 2 - Falésia da praia da Baronesa.	17
Figura 3 - Modelo de rocha com volume unitário.	18
Figura 5- Método de injeção de mercúrio.	21
Figura 6- Método do porosímetro.	23
Figura 7 - Lamina petrográfica coberta por reticulado.	24
Figura 08 - Amostra utilizada na confecção das laminas.	27
Figura 09 - Lâmina petrográfica de um arenito com micro-porosidade intergranular.	29
Figura 10 - Separação da imagem em bandas RGB.	30
Figura 11 - Histograma da imagem referente à banda R. Nota-se três agrupamentos de pixel's, referente às zonas de grãos, cimento e poros.	32
Figura 12 – Imagem limiarizada mostrando grão (azul), cimento (vermelho) e poros (verde).	33
Figura 13 – Imagem limiarizada corrigida por erosão seguida de dilatação.	34
Figura 14 – Imagem limiarizada ressaltado os poros em verde.	35
Figura 15 – Limiarização dos grãos.	36
Figura 16 – Imagem limiarizada ressaltado as bordas dos grão	37
Figura 17 – Imagem limiarizada ressaltado os poros	38
Figura 18 – Lamina 01 montada com todas as imagens já processadas.	39
Figura 19 – Esquema de bloco com as três lamina já processadas.	41

LISTA DE TABELA

Tabela 01 - Valores da porosidade nas três laminas estudadas	40
--	----

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	12
2 - FÁCIES SEDIMENTARES.....	15
2.1 - FÁCEIS ARENITO DA FORMAÇÃO ALCÂNTARA	15
3.1 - MEDIDAS DIRETAS DA POROSIDADE.....	20
3.1.1 - Método da Saturação	20
3.1.2 - Método de Injeção de Mercúrio.....	20
3.1.3 - Método de Expansão de Gás (Porosímetro).....	21
3.1.4 - Método Petrográfico	23
4 - MORFOLOGIA MATEMÁTICA	25
4.1 – EROÇÃO.....	26
4.2 – DILATAÇÃO.....	26
5 - METODOLOGIA	27
5.1 - LÂMINAS PETROGRÁFICAS.....	28
5.2 - MORFOLOGIA MATEMÁTICA	29
5.2.1 - Limiarização	30
5.2.2 - Operadores Morfológicos.....	33
5.2.3 – Eliminação de Bordas e Estimativa da Porosidade.....	34
6 - RESULTADOS	39
7 - CONCLUSÕES.....	42
REFERÊNCIAS.....	43

1 – INTRODUÇÃO

A caracterização de reservatório pode ser entendida como o conjunto de processos, que define de forma quantitativa as características, de interesse para a indústria do petróleo, das camadas portadoras de hidrocarbonetos. A caracterização de reservatório considera as informações geológicas, geofísicas e petrofísicas, bem como as suas incertezas em virtude das suas variabilidades espaciais (Lake & Carrol, 1986). Um dos objetivos mais importantes da caracterização de reservatórios é o de transferir informações realistas da variação espacial das propriedades do reservatório, com um nível de detalhe suficiente para que a utilização do simulador de produção realize uma previsão confiável do comportamento do fluxo de fluido no seu interior (Fowler et al, 1999).

Do conjunto de propriedades relevantes para a caracterização de reservatórios, destaca-se a porosidade, como aquela que expressa a capacidade de armazenamento de fluidos de uma rocha reservatório. A porosidade é definida pela razão entre o volume de fluido e o volume da rocha. Neste sentido, a determinação da porosidade ao longo da profundidade do reservatório assume importância por se tratar da propriedade petrofísica que está diretamente relacionada à principais características que qualificam o reservatório: A saturação de hidrocarboneto, que define o seu volume relativo ao volume de fluidos presentes na constituição da rocha e a permeabilidade, que define as condições do escoamento de fluido no seu interior.

A estimativa da porosidade pode ser produzida de duas formas. Na primeira, a porosidade é estimada diretamente de amostras extraídas do testemunho em aparelhos conhecidos como porosímetro e na segunda, estimativa da porosidade é realizada indiretamente pelos métodos desenvolvidos na avaliação de formação. Os resultados obtidos a partir das análises de perfil são considerados como indiretos, enquanto que aqueles obtidos a partir de estudos petrofísicos são considerados como um dado direto do valor de porosidade. No entanto, cada uma destas formas de estimativas da porosidade apresentam especificidades para a sua utilização, sendo que não se pode dizer que uma seja melhor ou pior que a outra.

Na exploração de petróleo em bacias submersas, ocorre a necessidade da perfuração de poços com alto ângulo de desvio e de poços horizontais, que visam otimizar o número de alvos exploratórios atingidos por uma única plataforma. Nestes casos, é tecnicamente impossível a obtenção de testemunhos, o que inviabiliza a realização de ensaios laboratoriais para a medida direta da porosidade.

No caso de poços horizontais é realizada a medida de propriedades físicas das rochas atravessadas pelo poço durante a perfuração (perfilagem LWD). Nestes casos, pode ocorrer uma grande contaminação das medidas realizadas pelas ferramentas de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônico), o que resulta na estimativa de valores não realistas para a porosidade. Nestas situações particulares da avaliação de formação, em que existe baixa confiança nos valores de porosidade, pode-se apoiar no conhecimento geológico da área. Para as bacias semi-submersas, a continuidade lateral das camadas pode permitir a coleta de amostras de mão em afloramentos, na parte emersa da bacia. No caso das bacias submersas, pode-se colher amostras de mão em afloramentos de formações análogas. Um problema relativamente comum em um laboratório de análises petrofísicas é a extração de amostras (plugs) adaptadas aos equipamentos de medida, diretamente das amostras de rocha recolhidas em afloramentos. Por outro lado, para este tipo de amostra de rocha é trivial a obtenção de laminas petrográficas. No entanto, a estimativa da porosidade diretamente sob as lentes do microscópio ou em suas imagens (fotografias) ampliadas é ambígua e extremamente dependente da interpretação visual.

O objetivo desta dissertação é de produzir uma estimativa da porosidade diretamente sobre as imagens de laminas petrográficas com a utilização do método de processamento de imagens, conhecido como morfologia matemática. De modo que, permita ao petrofísico ou ao geólogo uma estimativa da porosidade, de forma independente da interpretação puramente visual.

A origem da morfologia matemática se deu em 1964, com trabalhos de Matheron e Serra na Escola Superior de Minas de Paris (Serra, 1986 e Banon & Barrera, 1988). O objetivo da morfologia matemática é uma técnica de processamento de imagens, que busca descrever quantitativamente as estruturas (formas) geométricas presentes na imagem, de forma a possibilitar a detecção de bordas e definir os seus contornos. Deste modo, a morfologia matemática busca o

estudo topológico das imagens, permitindo a identificação e a quantificação das formas e tamanhos das estruturas (Ishikawa et al., 2004 e Lucia et al., 2004). A morfologia matemática, pode ser aplicável a diversas áreas de processamento de imagens, como realce, filtragem, segmentação, esqueletização e outras afins.

Para facilitar a interpretação visual das imagens petrográficas e estimar a porosidade, a morfologia matemática busca na imagem a identificação dos grãos, pois estes apresentam contornos com melhor definição que as gargantas de poros.

Será utilizado para efeito de exemplificação e avaliação desta metodologia um conjunto de fotografias digitais de uma amostra de mão coletada em um afloramento de arenito, característico da Formação Alcântara, que pertence ao Grupo Itapecuru. A Formação Alcântara encontra-se muito bem exposta na porção norte da Bacia de São Luis-Grajaú, no município de Alcântara, estado do Maranhão.

2 - FÁCIES SEDIMENTARES

As rochas sedimentares são formadas nas bacias sedimentares, onde os sedimentos depositados são mantidos estáticos por um tempo suficiente para que ocorram os processos de compactação e cimentação, característicos da diagênese, ou a transformação de sedimentos em rochas sedimentares. As características dos processos sedimentares de deposição e diagênese resultam na criação de rochas sedimentares dispostas na forma de camadas ou estratos.

O termo fácies foi introduzido em 1838 pelo geólogo suíço Amanz Gressly e foi uma de suas contribuições para a estratigrafia moderna (Della Fávera, 2001) e pode ser conceituada, para uma camada de sedimentos ou rocha sedimentar, como o conjunto de suas características resultantes do seu particular processo sedimentar (geometria, litologia, estruturas sedimentares, padrão de paleocorrentes, conteúdo fossilífero e etc.), que a individualiza em relação às demais. (Salley,1970).

2.1 - FÁCEIS ARENITO DA FORMAÇÃO ALCÂNTARA

A fáceis Arenito I, utilizada neste trabalho, provém da Formação Alcântara, que pertence ao Grupo Itapecuru. A Formação Alcântara encontra-se muito bem exposta na porção norte da Bacia de São Luis-Grajaú (Figura 1), no município de Alcântara, estado do Maranhão.

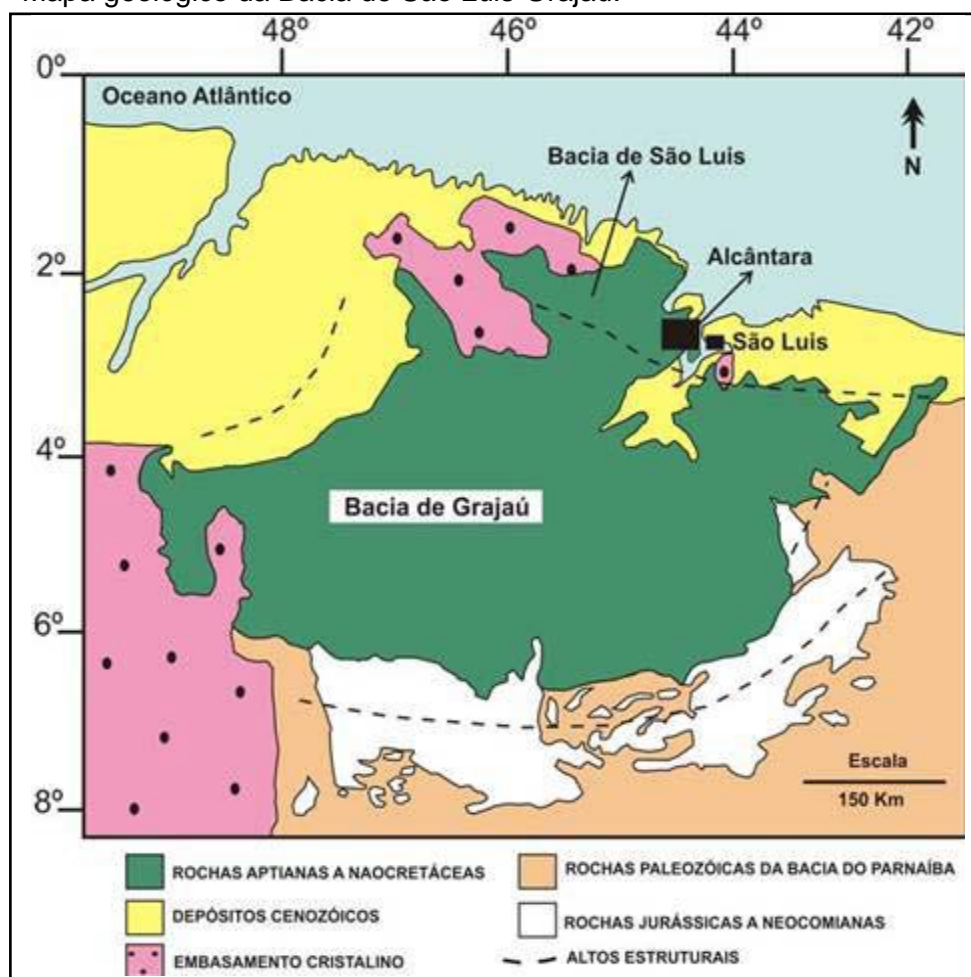
Nesta região, os afloramentos da Formação Alcântara apresentam-se como as falésias da praia da Baronesa (Figura 2), que foram descritas primeiramente por Rodrigues et al.(1994). Neste afloramento, da base para o topo, foram descritas as seguintes litofácies:

- 1 - Fácies Arenito I: Apresenta granulação de fina a média, submaturados, mal selecionados, quartzosos, predominantemente na cor vermelha, com presença de estratificação cruzadas e acanaladas de grande porte.
- 2 - Fácies Arenito II: Com granulometria de fino a médio, maciço, quartzoso, com coloração variando do vermelho ao branco, com estratificação plano-paralela,

3 - Facies Arenito III: Com granulometria de fino a médio, coloração do branco ao vermelho e com estratificação cruzada festonada.

4 - Facies síltica: quartzoso, predominantemente na cor vermelha, apresentam laminação plano-paralela; pelitos com estruturas *wavy*, *linseneclimbing* e calcilutitos com estratificação ondulada.

Figura 1 - Mapa geológico da Bacia de São Luis-Grajaú.



Fonte: Amorim et al. 2012.

A interpretação deste afloramento é de planície costeira, com ambientes de alta energia, com praias, influências deltaicas e canais fluviais passando a um ambiente de baixa a média energia, como de baía ou golfo com influência da maré.

Figura 2 - Falésia da praia da Baronesa.



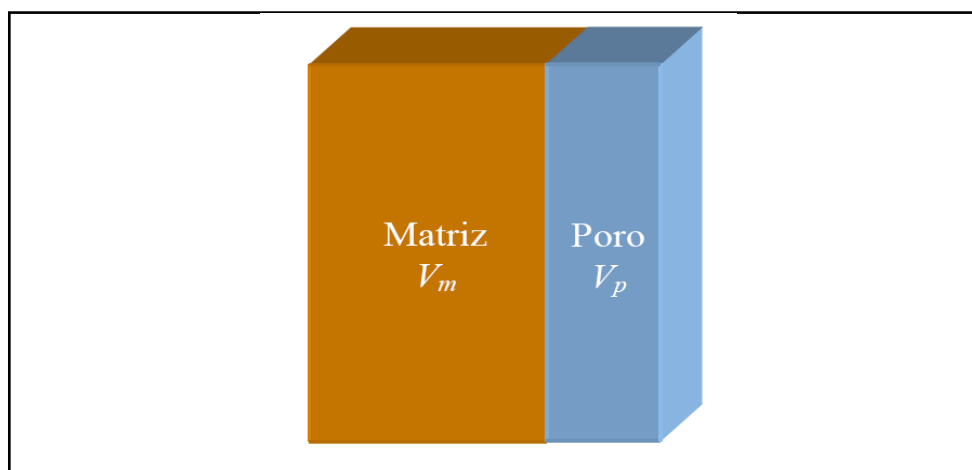
Fonte: Amorim et al. 2012.

A Formação Alcântara está descrita por Moraes-Santos et al.(2001) atribuindo o ambiente de praia, maré, laguna e delta de washover. Próximo a Alcântara, na ilha do Cajual, ocorre na laje denominada Coringa uma concentração de rochas e fósseis descritas por Medeiros et al.(1996) e Silva & Andreis (1997), classificada como bone-beds. São depósitos rudíticos, variando de conglomerado com fragmentos de quartzitos, xistos, milonitos, com escassos fragmentos de ossos até puras acumulações de ossos. O material compreende abundantes fragmentos rolados de variado tamanho, de ossos, costelas, fêmures, dentes de carnossauros, de dinossauros herbívoros, de plesiossauros e de crocodilos, placas ósseas de peixes e troncos mineralizados. Seriam de um depósito feito por sedimentação de alta energia.

3 - POROSIDADE

A porosidade (ϕ) é a propriedade petrofísica definida como a razão entre o volume de fluido (V_p), que ocupa os espaços entre os grãos (poro) e o volume total da rocha (V_t), expressa em percentual ou fração.

Figura 3 - Modelo de rocha com volume unitário.



Fonte: do Autor.

Como mostrado na Figura 3, a definição da porosidade para um determinado modelo de rocha, pode ser expressa na forma,

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}. \quad (1)$$

É importante observar que a porosidade não fornece quaisquer informações sobre os tamanhos dos poros, a sua distribuição e o seu grau de conectividade. Assim, rochas com uma mesma porosidade podem ser completamente diferentes.

Diferentes áreas da geociências produzem diferentes classificações para a porosidade:

Avaliação de Formação:

- a) Porosidade total é o volume de fluido por unidade de volume de rocha.
- b) Porosidade efetiva é o volume contínuo de fluido por unidade de volume de rocha.

Geologia:

- a) Porosidade primária é o volume de fluido presente na constituição da rocha sedimentar, resultante dos processos naturais de deposição e litificação.
- b) Porosidade Secundária é o volume de fluido incorporado à constituição da rocha como resultante dos processos diagenéticos.
- c) Microporosidade é o volume relativo de fluido associado às argilas e folhelhos. Refere-se tanto a água associada aos argilominerais, quanto ao gás (metano) remanescente da migração.
- d) Porosidade intergranular é o volume de fluido normalmente presente nos folhelhos. Este termo reflete a disposição espacial do fluido em relação aos grãos.
- e) Porosidade nas rochas carbonáticas: Existem diversas formas de ocorrência do fluido nas rochas carbonáticas, normalmente como porosidade secundária: Dissolução; Fratura; Moldica e vugular.

Nos termos geológicos a porosidade pode ser classificada como porosidade primária e secundária. A porosidade primária refere-se ao volume do poro originado durante a deposição ou bioconstrução do sedimento, como o espaço entre os grãos (intergranular), como nos arenitos ou entre as partículas ou fragmentos de carapaças calcárias (interparticular), característicos das rochas carbonáticas. A porosidade secundária é adquirida após a diagênese, ou em outras palavras, são os espaços na matriz produzidos pela ocorrência de fraturas (arenitos, calcários, folhelhos) ou pelos processos de dissolução, nos calcários, denominada como porosidade vugular.

Finalmente, a porosidade nas rochas sedimentares é condicionada por uma série complexa de fatores deposicionais e pós-deposicionais, incluindo, mas não limitado ao tamanho, forma e arranjo dos grãos ou partículas, à razão de soterramento, a profundidade, a compressibilidade do fluido intersticial, ao tipo dos sedimentos adjacentes, que podem alterar o fluxo de fluido; ao grau de seleção e, finalmente, o tipo de fluido percolante, que carrega compostos em suspensão ou dissolvidos, que determinam a ocorrência e o tipo da cimentação.

3.1 - MEDIDAS DIRETAS DA POROSIDADE

Existem muitos métodos para a medição da porosidade, alguns dos quais serão discutidos abaixo. São usadas várias técnicas convencionais. Em si mesmas estas, são medidas físicas básicas de peso, comprimento e pressões. A precisão com que estas medidas podem ser executada esta relacionada diretamente com a natureza (particularmente textura de superfície) dos plugs.

3.1.1 - Método da Saturação

A amostra de rocha (plug), extraída do testemunho, é mantida em uma estufa, com temperatura controlada por um período de até 24 horas; até que esteja completamente seca e então pesada (P_{dry}). Após, a amostra é imersa num líquido, normalmente água, por um período de até 24 horas; até que esteja completamente saturada e então pesada (P_{wet}). O tempo necessário para a saturação depende da permeabilidade da rocha.

O peso do fluido na constituição da rocha é dado por,

$$P_{fluido} = P_{wet} - P_{dry} \quad (2)$$

Como a densidade do fluido (ρ) de saturação é conhecida, a porosidade ou o volume de fluido é dado por,

$$\phi = V_{fluido} = \rho P_{fluido} \quad (3)$$

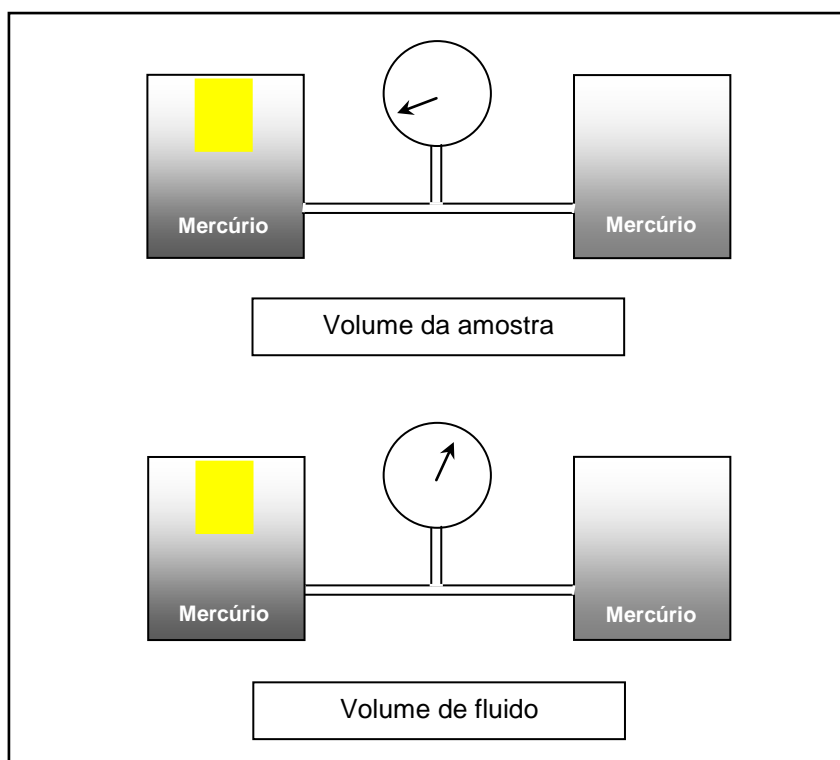
3.1.2 - Método de Injeção de Mercúrio

A amostra de rocha é seca e, em seguida, imersa em recipiente pressurizado e completado com mercúrio. Sob a pressão atmosférica, o mercúrio não penetra na maioria das rochas. Assim, o acréscimo de pressão no mercúrio equivale ao volume total da amostra (V_{rocha}).

No interior do recipiente é aplicada uma pressão gradual sobre o mercúrio, forçando-o a penetrar na rocha, até que sob uma pressão suficientemente alta, a rocha é completamente saturada pelo mercúrio. A diferença entre as pressões inicial e final corresponde ao volume do mercúrio no interior da rocha, ou o volume de fluido (V_{fluido}).

A porosidade pode ser então calculada diretamente pela equação 1. Este método é relativamente preciso, considerando que a pressão final no mercúrio foi o suficiente para saturar a amostra sem alterar a sua estrutura original. As fases do método de injeção de mercúrio são mostradas na Figura 5.

Figura 5- Método de injeção de mercúrio.



Fonte: do Autor.

3.1.3 - Método de Expansão de Gás (Porosímetro)

Este método tem como fundamento a lei dos gases ideais, ou a Lei de Boyle. A amostra de rocha é selada em um recipiente pressurizado de volume conhecido (V_1), sob a pressão atmosférica (P_1). Este recipiente é ligado a outro recipiente de

volume conhecido (V_2), contendo um gás qualquer sob a pressão (P_2). Realiza-se a ligação entre os dois recipientes de forma gradual de modo a que o sistema permaneça isotérmico. A pressão de equilíbrio do gás no sistema (P_3) será usada para calcular o volume de grãos ou volume da matriz (V_m) da amostra de rocha.

A Lei de Boyle estabelece que sob as condições isotérmicas, o produto da pressão pelo volume de um sistema é constante. Assim, na situação inicial tem-se, para o recipiente com a amostra de rocha,

$$s_1 = P_1(V_1 - V_m). \quad (4)$$

Para o recipiente com gás pode-se escrever,

$$s_2 = P_2V_2. \quad (5)$$

Para o sistema nas condições iniciais tem-se

$$S_1 = s_1 + s_2 = P_1(V_1 - V_m) + P_2V_2. \quad (6)$$

Para o sistema nas condições finais, ou de equilíbrio após a comunicação entre os dois recipientes, tem-se

$$S_2 = P_3(V_1 + V_2 - V_m). \quad (7)$$

Finalmente, pode-se determinar o volume da matriz, como

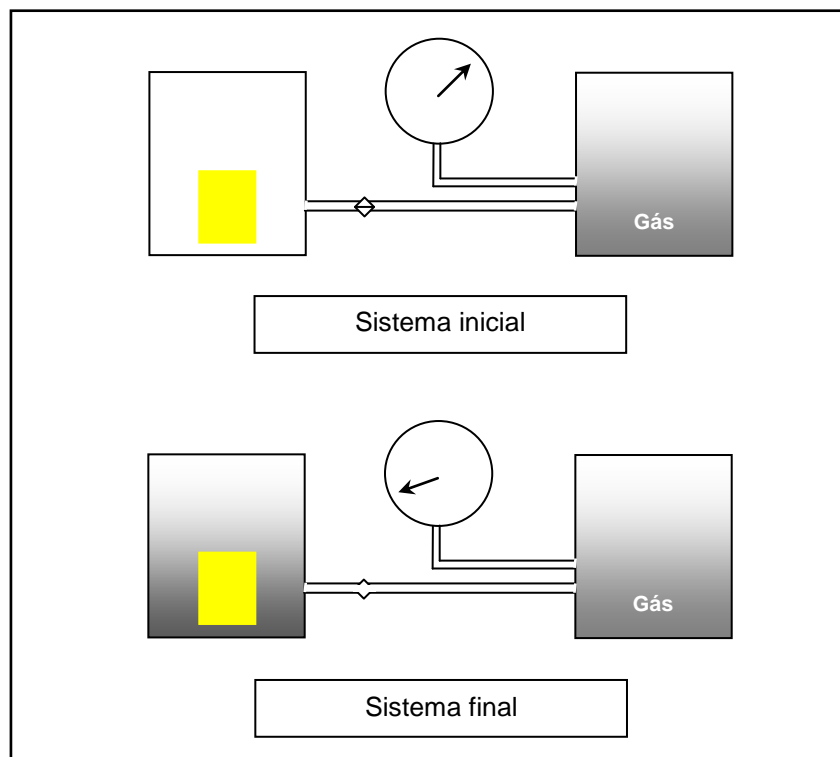
$$S_1 = S_2 \Rightarrow V_m = \frac{P_1V_1 + P_2V_2 - P_3(V_1 + V_2)}{(P_1 - P_3)}. \quad (8)$$

Conhecendo-se o volume total da amostra (V_{rocha}). A porosidade (ϕ) é então, calculada por

$$V_{fluido} = (V_{rocha} - V_m) \Rightarrow \phi = 1 - \frac{V_m}{V_{rocha}}. \quad (9)$$

Em teoria, qualquer gás pode ser usado, mas o mais comum é o hélio. O pequeno tamanho da molécula de hélio garante a sua penetração em qualquer rocha, tal que microporosidades possam ser medidas.

Figura 6- Método do porosímetro.



Fonte: do Autor.

3.1.4 - Método Petrográfico

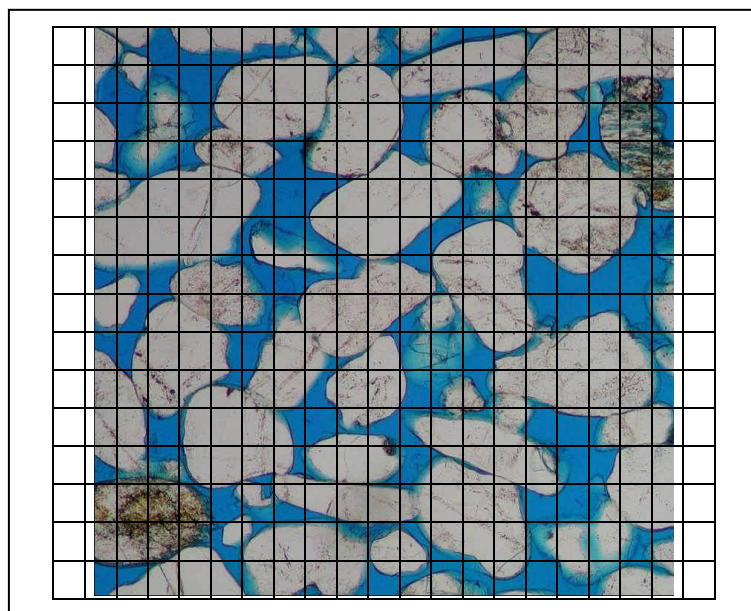
Este método é usado para produzir uma estimativa da porosidade em duas dimensões, a partir da observação visual de laminas delgadas ou de fotografias destas laminas. No caso da utilização direta das laminas, a porosidade é estimada por contagem direta sob um microscópio óptico ou microscópio eletrônico de varredura. Um corante de alto contraste é injetado na amostra antes da retirada das laminas. Pode-se utilizar um reticulado adequado ao tamanho do grão e a escala da lente para a estimativa de áreas.

Considerando a lamina com espessura unitária, a porosidade pode ser expressa por uma razão de áreas. Por razões de qualidade, em termos da visualização, na maioria dos casos, a porosidade é estimada a partir da individualização dos grãos, que são melhor individualizados sob o reticulado que os poros preenchidos pelo corante.

Seja A_m a área dos grãos (número de células do reticulado preenchidas por grãos) e A a área total da lamina (número total de células do reticulado preenchidas pela lamina), a porosidade (ϕ) pode ser estimada por,

$$\phi = 1 - \frac{A_m}{A}. \quad (10)$$

Figura 7 - Lamina petrográfica coberta por reticulado.



Fonte: do Autor.

A análise de imagem das imagens produzidas a partir de fotografias digitais tomadas das laminas sob as lentes do microscópio pode ser realizada visualmente ou com o auxílio de métodos do processamento de imagens.

A qualidade do método petrográfico para a estimativa da porosidade depende da experiência do geólogo ou do método de processamento utilizado. No entanto, este método permite uma avaliação entre os dois tipos de porosidade, a

porosidade total e a porosidade efetiva, servindo também, como ponto de avaliação de qualquer outro método direto utilizado, bem como o estudo das propriedades microtexturais da rocha.

4 - MORFOLOGIA MATEMÁTICA

O termo morfologia traduz basicamente a forma de um objeto ou a relação entre as partes que o compõe. Na biologia, o termo morfologia está relacionado à forma de um organismo que o individualiza em relação aos demais. Como a forma de uma folha pode ser usada para identificar a planta.

A base da morfologia consiste em extrair de uma imagem desconhecida a sua geometria através da utilização da transformação de uma outra imagem completamente definida, ou seja, consiste em extrair as informações relativas a geometria e a topologia de um conjunto desconhecido (no caso uma imagem) pela transformação através de outro conjunto bem-definido, chamado elemento estruturante.

Com isso torna importante ao contexto a utilização de teoria dos conjuntos, pois esta é a base utilizada na morfologia, assim é com esta teoria que será descrita e apresentada uma imagem. Por exemplo, a definição de um vetor bidimensional onde será exposta as coordenadas (x, y) para sua representação gráfica.

As operações básicas da morfologia matemática são a erosão, em que pixels que não atendem a um dado padrão são apagados da imagem, e dilatação, em que uma pequena área relacionada a um pixel é alterada para um dado padrão. Todavia, dependendo do tipo de imagem sendo processada (preto e branco, tons de cinza ou colorida) a definição destas operações muda e cada tipo deve ser considerado separadamente.

Segundo Facon (1996), a definição dos operadores de Minkowski (Minkowski, 1903) pode ser dar da seguinte forma:

4.1 – EROSÃO

Considere $\hat{I} = (D_I, I)$ uma imagem binária e o conjunto $U_I \subset D_I$ formado pelos pixels $p \in D_I$, tais que $I_{(p)} = 1$. A operação de erosão $\hat{I} \ominus B$ de uma imagem binária $\hat{J} = (D_J, J)$ por um elemento estruturante B é expressa na forma,

$$ero(\hat{J}) = U_J = \{t : (B^r)^t \subseteq U_I\}. \quad (11)$$

Isto é, U_J é formado por todos os deslocamentos t tais que o elemento estruturante está inteiramente contido na região da imagem investigada.

4.2 – DILATAÇÃO

A operação de dilatação, $\hat{I} \oplus B$, é realizada na condição de existência da intersecção entre o elemento estruturante B e uma região da imagem $\hat{J} = (D_J, J)$ e pode ser expressa na forma,

$$dil(J) = U_J = \{t : (B^r)^t \cap U_I \neq \emptyset\} \quad (12)$$

Ainda segundo Falcon (1996), os efeitos obtidos pela erosão são: a diminuição de partículas, a eliminação de feições de tamanho inferior ao tamanho do elemento estruturante, a separação de feições próximas e o aumento de buracos. Já para a dilatação os efeitos são opostos, i.é, as partículas crescem em tamanho, buracos são preenchidos e feições próximas são conectadas.

Uma aplicação interessante da erosão é a detecção de bordas. Esta operação é uma das mais importantes em processamento de imagens, pois nos remete a um conceito fundamental, i.é, “o conceito de contorno”. Neste caso, a detecção de borda funciona como um processo de segmentação de imagens binárias.

5 - METODOLOGIA

Uma amostra de mão retirada de um afloramento da Formação Alcântara, na fácies Arenito I é descrita como um arenito de cor avermelhada, de granulação fina a média, com grãos bem selecionados, alta esfericidade e bem arredondados. Este arenito exibe estruturas como estratificação cruzada do tipo *swaley*, laminação cruzada do tipo tangencial intercalada com laminação plana paralela, laminações planas e cruzadas sigmóidais.

Figura 08 - Amostra utilizada na confecção das laminas.



Fonte: do Autor.

5.1 - LÂMINAS PETROGRÁFICAS

A amostra foi encaminhada para o Laboratório de Laminação da Universidade Federal do Pará, onde foi feita a impregnação da mesma com uma resina epóxi. Com a amostra preenchida com a resina de coloração azulada, após a solidificação da resina, foram retiradas as lâminas de rocha e coladas as lâminas de vidro.

Todas as lâminas tiveram como espessura padrão 30 μm . Após o desgaste e o polimento, a lâmina está pronta para ser analisada no microscópio.

A análise microscópica das lâminas delgadas (análise petrográfica) visa à determinação das várias proporções dos minerais presentes na rocha, mas a mesma mostrou-se como uma alternativa de baixo custo e de grande agilidade para a estimativa das propriedades petrofísicas das rochas reservatório. Pois o método pode ser aplicado em pequenos fragmentos de rocha resultantes do próprio processo de perfuração (amostras de calha), além das lâminas confeccionadas a partir dos testemunhos.

Após a confecção das lâminas delgadas, inicia-se a aquisição das imagens utilizando microscópios ópticos acompanhados de câmeras digitais acopladas a computadores.

No presente trabalho, foram utilizadas de 24 imagens por lâmina, 20 para predição das propriedades e quatro para caracterização de detalhes, sendo estas imagens coloridas e com o tamanho de 2048 x 1536 pixels. Os aumentos utilizados foram de 25 (20 Imagens por lamina) e 50 (quatro imagem por lamina) vezes.

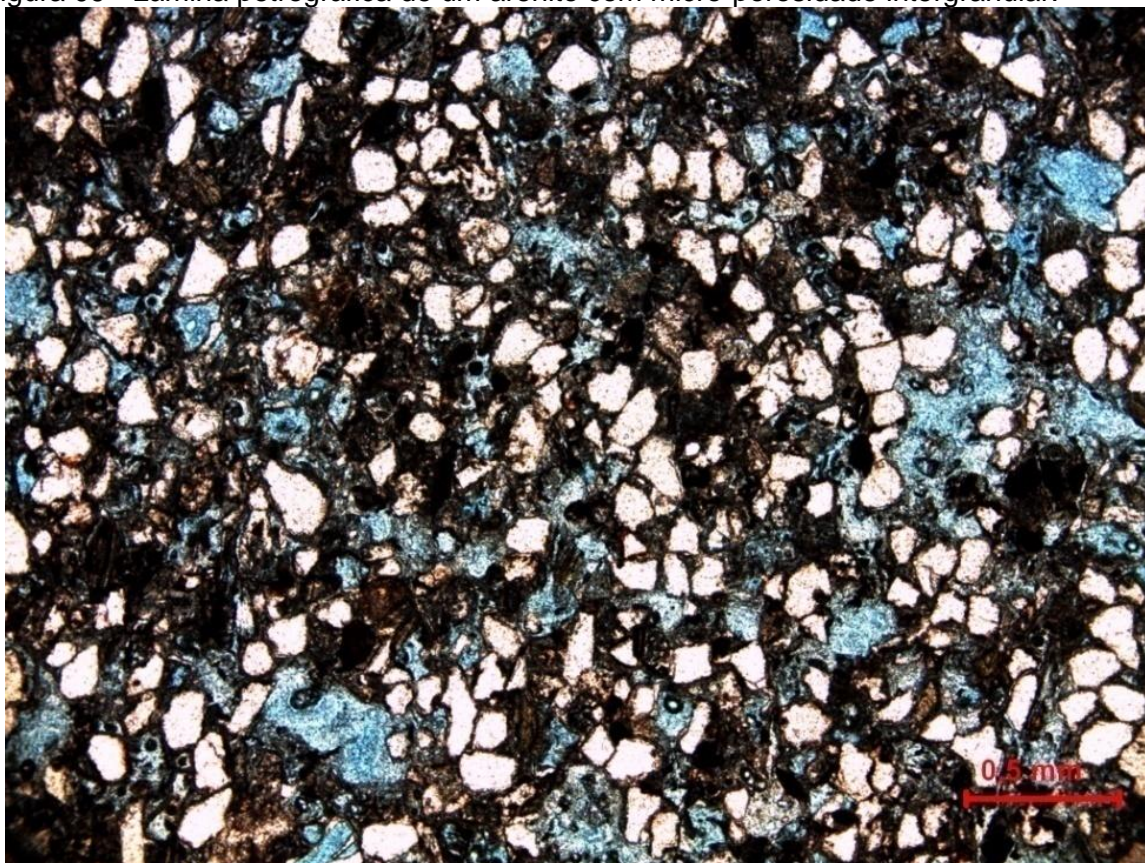
A seleção do aumento foi feita observando-se a necessidade da imagem revelar uma área da lâmina que mostre uma quantidade suficiente de informações, que por sua vez caracterizem o meio poroso, possibilitando a visualização da microestrutura que efetivamente controla as propriedades de fluxo do sistema.

Por exemplo, um aumento muito grande iria possuir uma quantidade insuficiente de poros e de sólidos o que resultaria em uma função de autocorrelação e uma distribuição de tamanho de poros diferentes do que realmente a lâmina apresenta.

5.2 - MORFOLOGIA MATEMÁTICA

Tendo as imagens foi dado início ao tratamento das mesmas. Na Figura 05 temos uma imagem RGB de uma das lâminas obtidas, um arenito bem selecionado com porosidade intergranular. Ainda nesta etapa escolhe-se a banda que evidencia melhor a estrutura a ser delimitada.

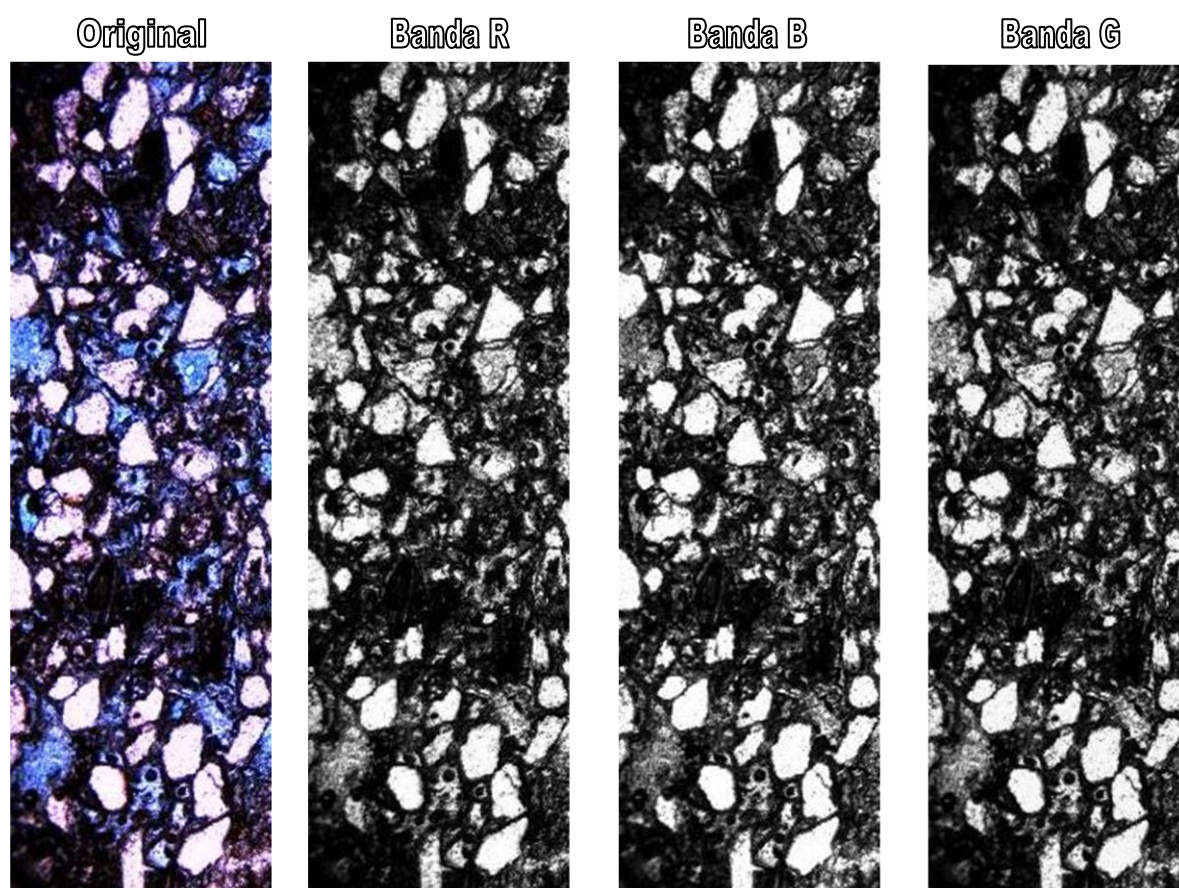
Figura 09 - Lâmina petrográfica de um arenito com micro-porosidade intergranular.



Fonte: do Autor.

Na Figura 06, temos já a imagem separada no modelo RGB, no qual cada cor é resultado de uma combinação dos componentes vermelho (Red), verde (Green) e azul (Blue). Desejava-se ressaltar a cor azul da resina epóxi, por isso foi escolhido a banda R, onde a mesma é mais evidente.

Figura 10 - Separação da imagem em bandas RGB.



Fonte: do Autor.

5.2.1 - Limiarização

Foi escolhida a banda R para o processamento, pois esta foi a que melhor diferenciou a imagem. A seguir, a imagem-banda selecionada foi convertida para a forma binária, uma vez que serão utilizados operadores morfológicos binários. Esta conversão é realizada através de uma transformação do tipo:

$$A_{ij} \rightarrow B_{ij}, \text{ onde } A_{ij} \in IZ, IZC \mathbb{Z}_+, \quad (13)$$

e $B_{ij} \in \{0,1\}$ com $i, j \in N_*$

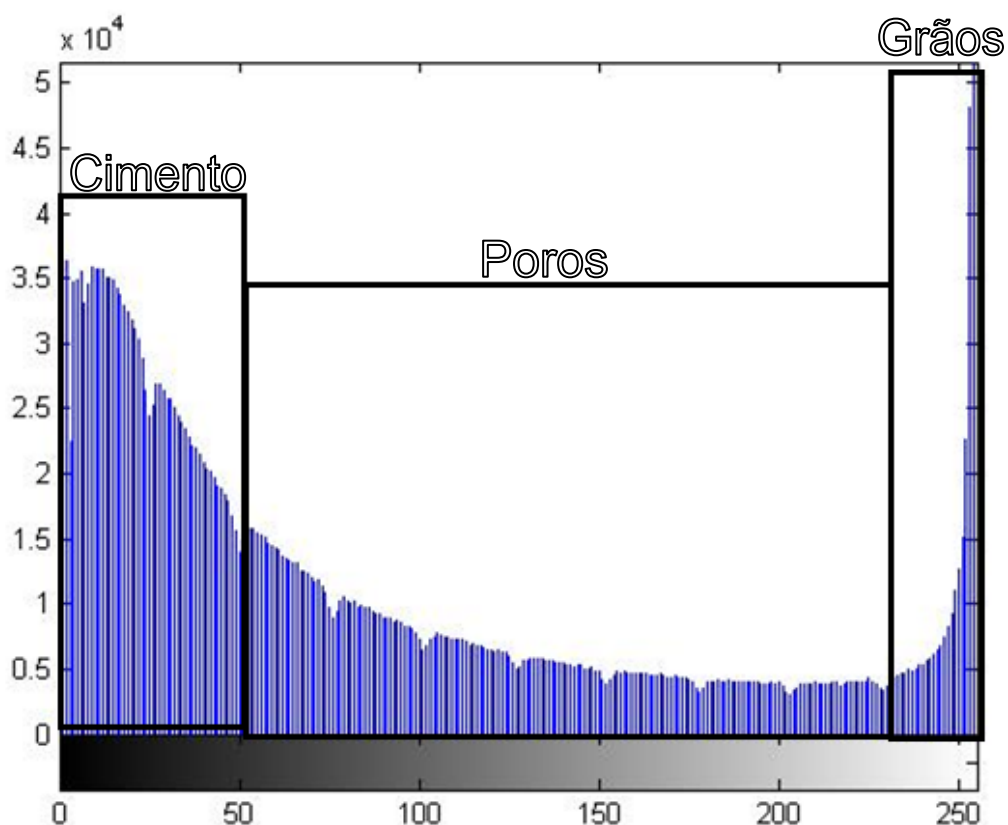
Em (5), IZ com seus elementos A_{ij} representa uma imagem com resolução radiométrica de n -bits. No caso das imagens TM, IZ é o conjunto de níveis de cinza variando entre 0 a 255; o que equivale a uma resolução de 8 bits. B_{ij} são os elementos da imagem após a limiarização. A transformação vista em (14) é realizada através da regra abaixo:

$$\begin{cases} B_{ij} = 1, \text{ se } B_{ij} \\ B_{ij} = 0, \text{ caso contrário.} \end{cases} \quad (14)$$

A Figura 11 mostra o histograma da imagem banda R da Figura 06. O eixo das abscissas representa os níveis de cinza e a ordenada, a quantidade de pixels com estes níveis de cinzas.

Os histogramas são extremamente úteis para uma avaliação imediata e rápida do comportamento espectral dos alvos a serem estudados.

Figura 11 - Histograma da imagem referente à banda R. Nota-se três agrupamentos de pixel's, referente às zonas de grãos, cimento e poros.



Fonte: do Autor.

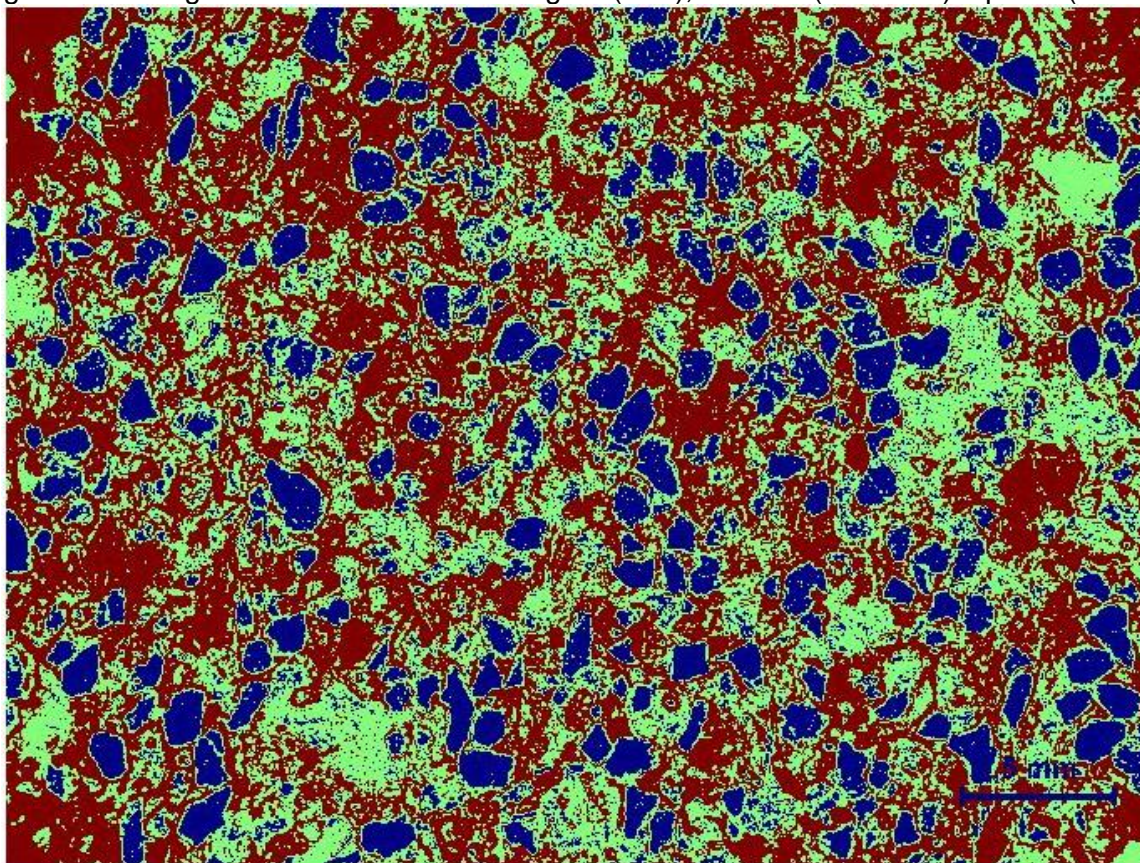
Para a limiarização da imagem banda R da Figura 12 teríamos a seguinte relação de transformação:

$$\begin{cases} B_{ij} = 1, \text{ se } A_{IJ} \in [0,50] \\ B_{ij} = 0,5, \text{ se } A_{IJ} > 50 \text{ e } \ll 225 \\ B_{ij} = 0, \text{ caso contrário.} \end{cases} \quad (15)$$

O resultado do processo de Limiarização pode ser observado na Figura 12, a mesma foi adicionado cores para melhor ressaltar as características de cada intervalo. Os pontos em azuis representam os pixels ativos que foram mapeados segundo a primeira linha de transformação com a regra (18), esses pixels contem as zonas dos grãos. Os pontos em verde representam os pixels ativos que foram

mapeados segundo a segunda linha de transformação com a regra (18), esses pixels contem as zonas dos poros. Os pontos em vermelho representam os pixels ativos que foram mapeados segundo a terceira linha de transformação com a regra (18), esses pixels contem às zonas que para uma questão didática foi chamado de cimento, tendo em vista que a mesma possui uma massa de cimento marrom com alguns grãos opacos.

Figura 12 – Imagem limiarizada mostrando grão (azul), cimento (vermelho) e poros (verde).



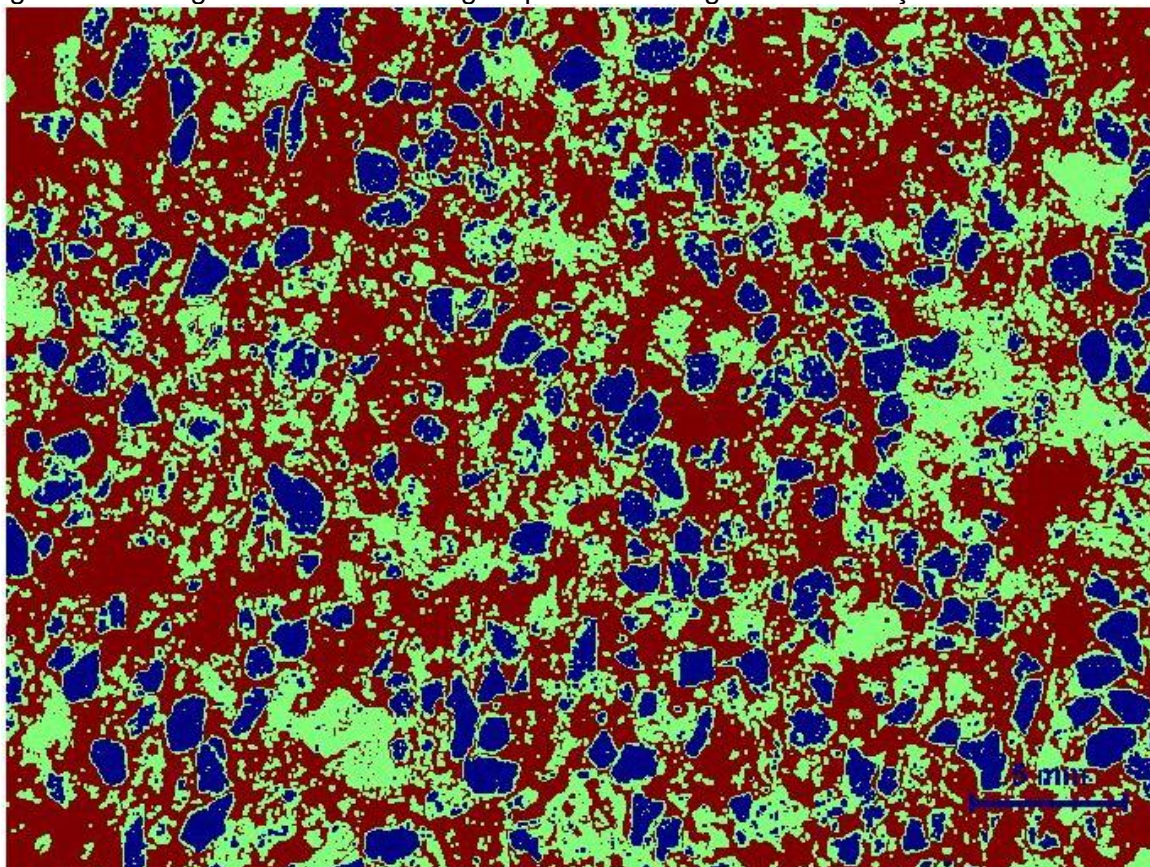
Fonte: do Autor.

5.2.2 - Operadores Morfológicos

Nesta etapa, se aplicou uma sequencia de operações sobre a imagem limiarizada, tendo visto que o efeito da limiarização da banda R capturou estrutura não referente a poros. Primeiro foram suavizados os buracos encontrados nos poros que foram preenchidos de azul, para esse efeito aplicou-se o operador de

fechamento (composição de erosão seguida de dilatação) sobre a imagem resultante. O elemento escolhido, no exemplo, foi o elemento estruturante tipo disco ternário, o que resulto numa imagem mais próxima da figura original (Figura 09). Deve-se ressaltar que a escolha do tipo e o tamanho do elemento estruturante influencia o resultado final do processo.

Figura 13 – Imagem limiarizada corrigida por erosão seguida de dilatação.



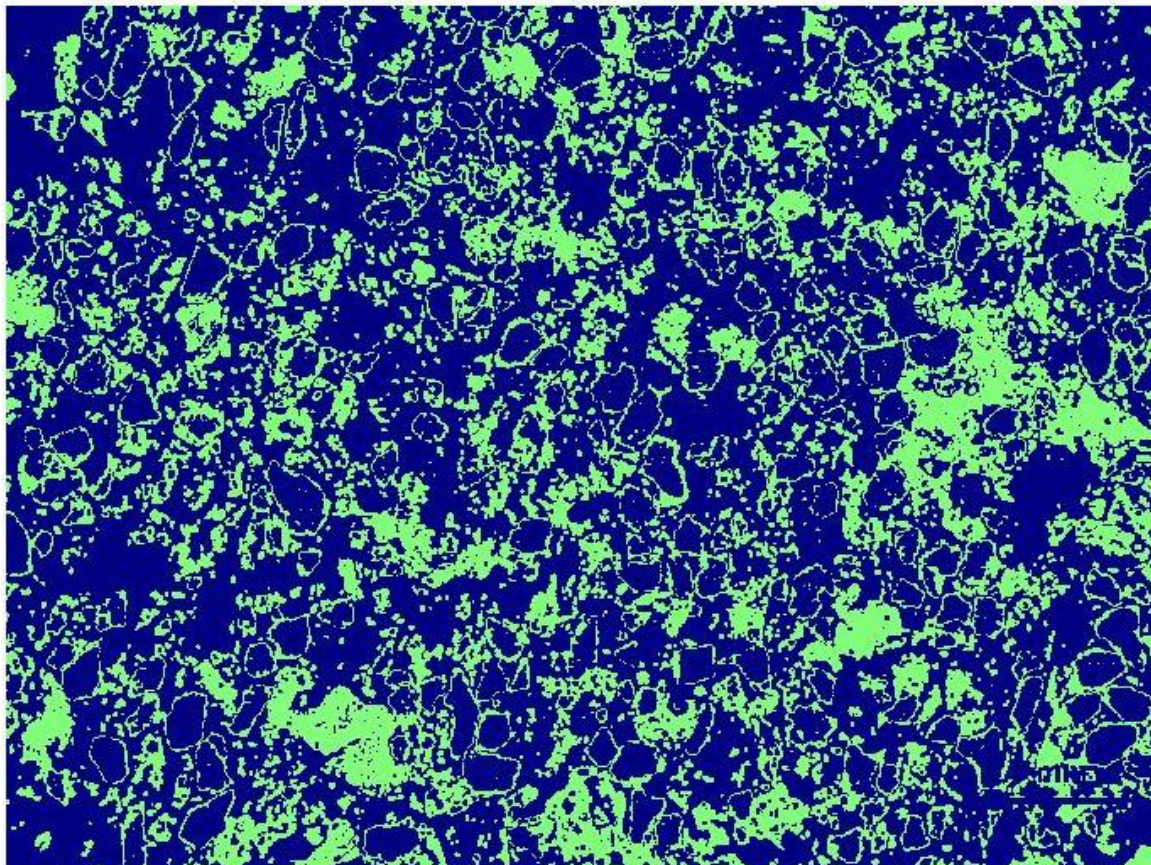
Fonte: do Autor.

5.2.3 – Eliminação de Bordas e Estimativa da Porosidade

Finalmente para que possamos calcular a porosidade é necessário que a mesma seja isolada em outra imagem, para isso, foi gerada uma imagem contada apenas com o poros (linha 2 da regra (15)). Apresentada abaixo na (Figura 14), a mesma, foi submetida a um processo de limpeza semelhante ao executado na

Figura 14. Foram coloridos os poros de verde para ser ressaltado e os demais elemento que foram subtraídos foram coloridos de azul.

Figura 14 – Imagem limiarizada ressaltado os poros em verde.

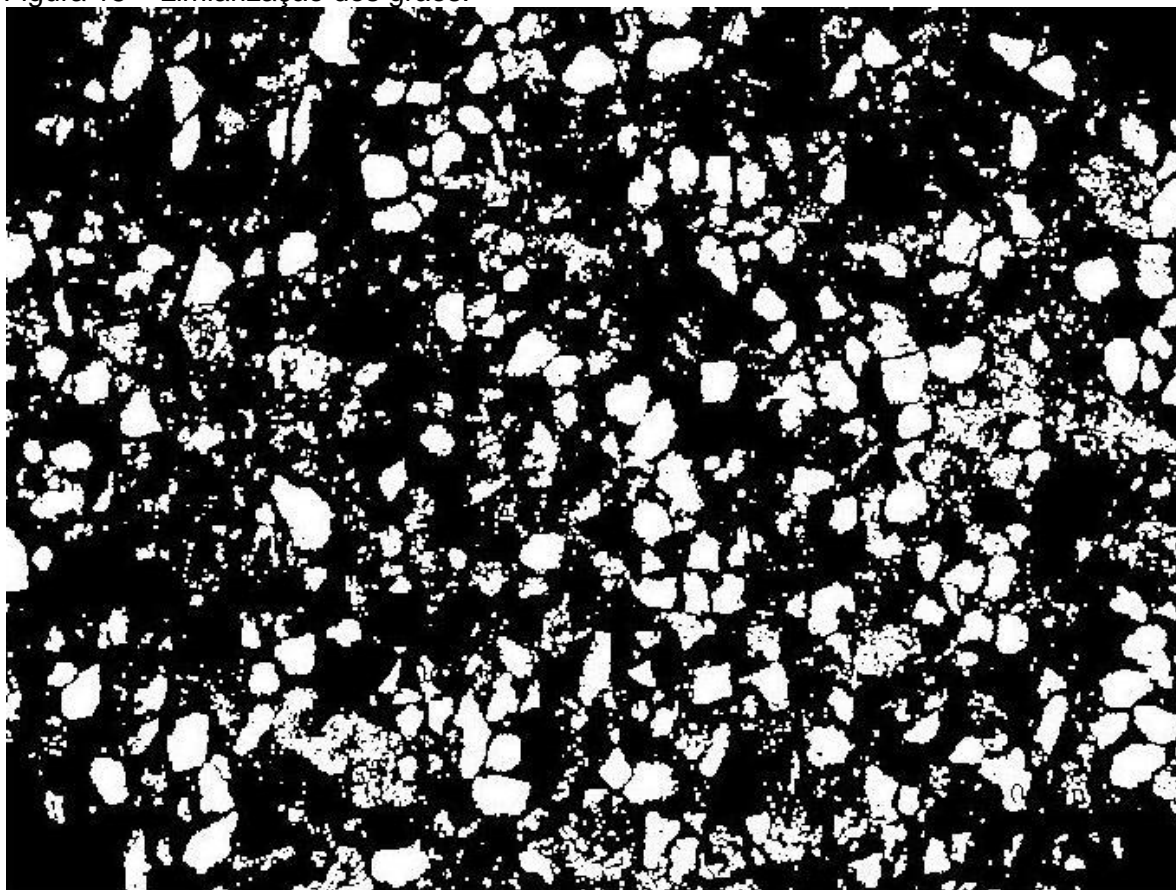


Fonte: do Autor.

Na imagem acima ainda é possível a visualização das bordas dos grão encontrados na lamina, isto acontece devido ao processo de confecção das mesma, pois ao se aplicar o corante acaba se manchando a superfície dos grãos, que ao serem cortados apresentam as bordas com uma cor semelhante aos poros.

Para resolvermos este problema tivemos que usar de um artifício que ajuda se a remover da imagem apenas as bordas dos grãos que tenham sido manchadas pelo corante. A solução foi geramos uma imagem dos grãos presentes na lamina (linha 3 da regra (15)), como pode ser visto abaixo:

Figura 15 – Limiarização dos grãos.



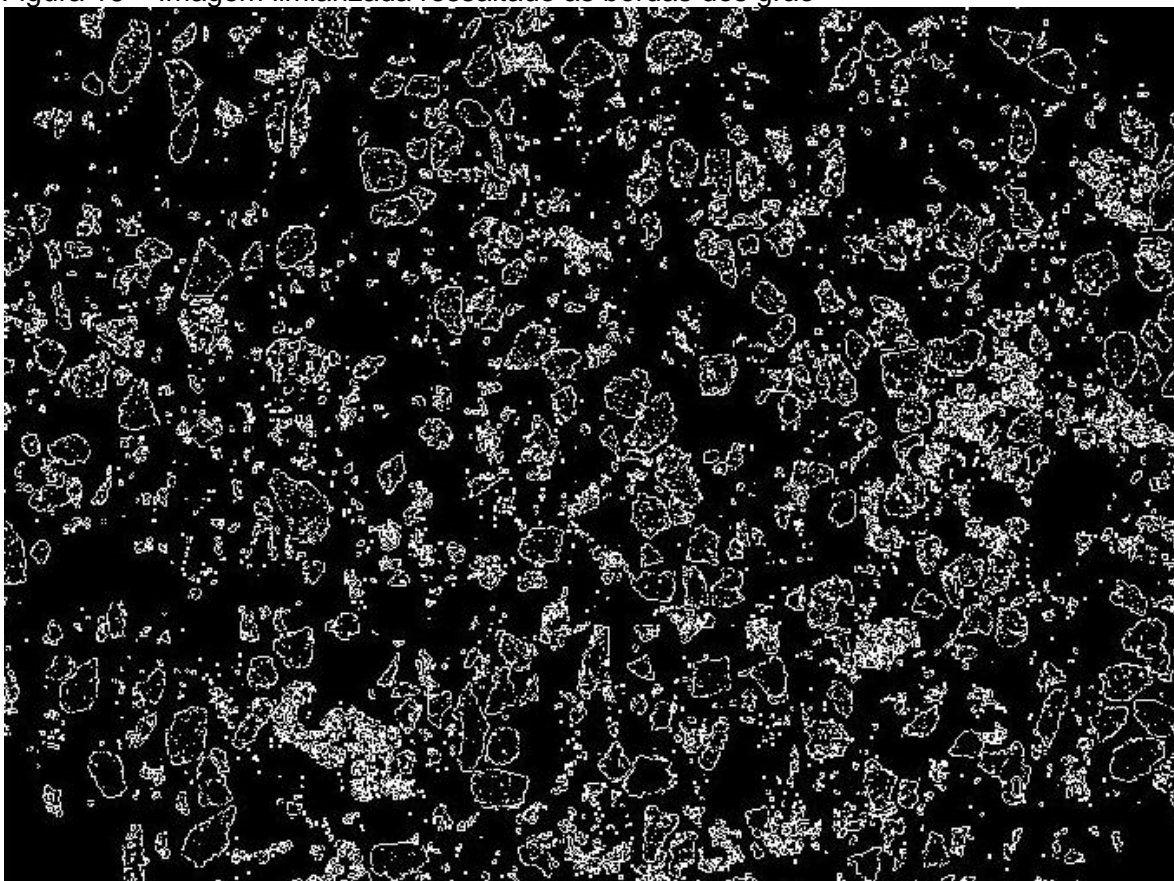
Fonte: do Autor.

Esta imagem dos grãos foi dilatada de forma uniforme aumentando a área dos grãos para que pudessem ser geradas bordas semelhantes às encontradas na imagem dos poros. Após isto a mesma foi subtraída da imagem limiarizada dos grãos usando a seguinte regra (16):

$$Bordas = dil(Grão) - Grão \quad (16)$$

Como produto da equação, temos uma imagem apenas das bordas dos grãos (Figura 16).

Figura 16 – Imagem limiarizada ressaltado as bordas dos grão



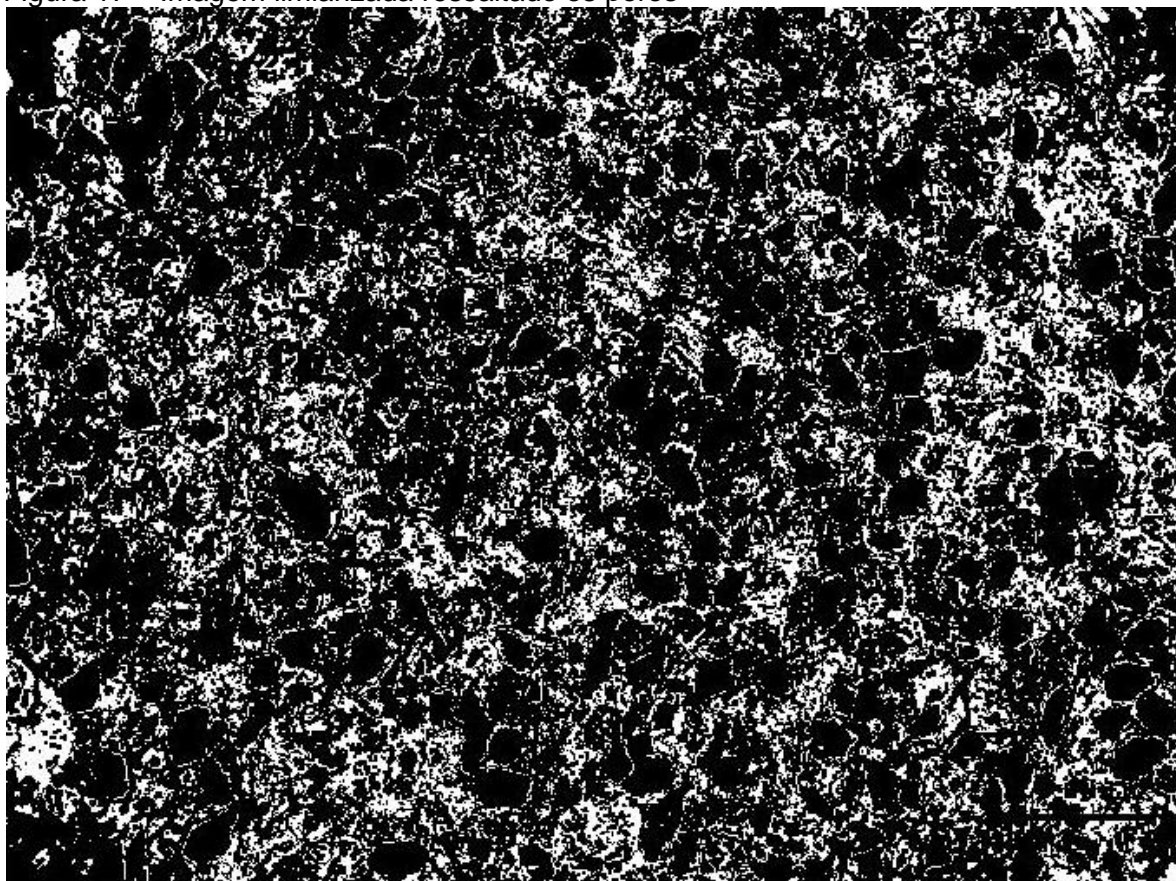
Fonte: do Autor.

Então subtraendo a imagem das bordas (Figura 16), da imagem dos poros (Figura 14), temos como resultado uma imagem que consta apenas com os poros reais da imagem regra (17):

$$P_{Reais} = P - Bordas \quad (17)$$

Como produto da equação, temos uma imagem apenas dos poros reais (Figura 17).

Figura 17 – Imagem limiarizada ressaltado os poros



Fonte: do Autor.

Após a obtenção da imagem dos poros a porosidade na imagem foi calculada usando a regra (19).

$$\emptyset = \frac{(N^{\circ} \text{ de Pixel ativos}) \times (\text{Area do Pixel}) \times (\text{Espesura da lamina})}{(N^{\circ} \text{ de Pixel total}) \times (\text{Area do Pixel}) \times (\text{Espesura da lamina})} \quad (18)$$

Simplificando:

$$\emptyset = \frac{(N^{\circ} \text{ de Pixel ativos})}{(N^{\circ} \text{ de Pixel total})} \quad (19)$$

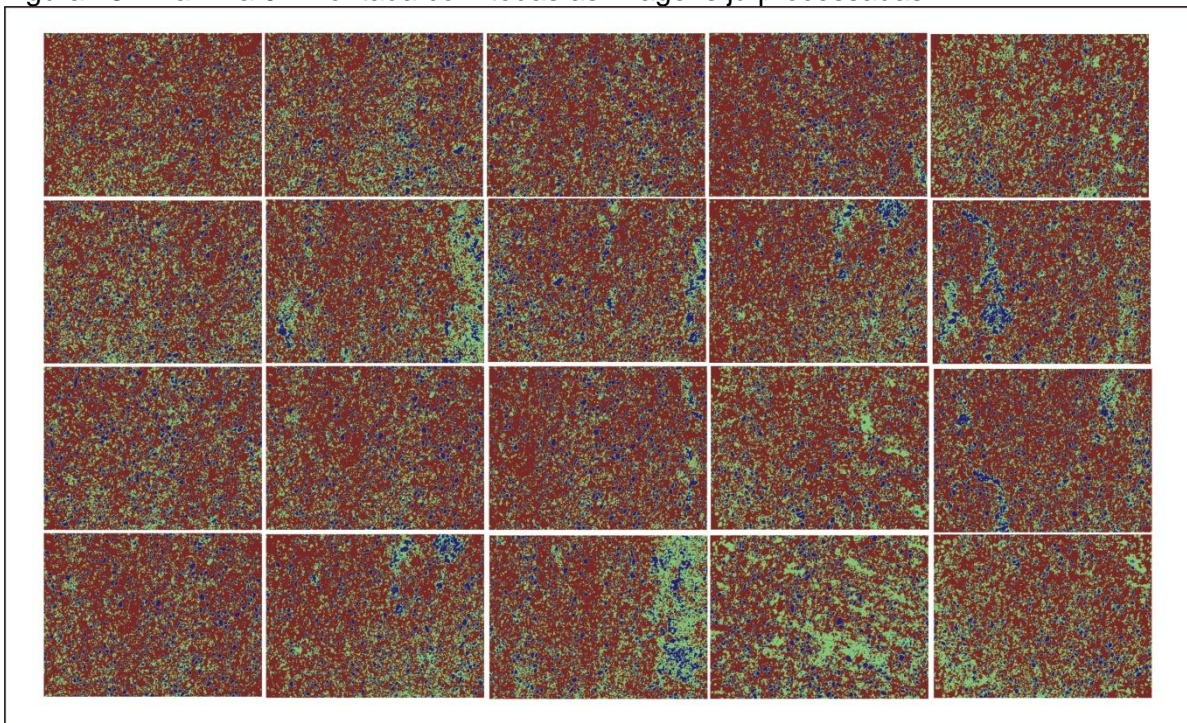
Esse cálculo se deu pela razão do número de pixels dos poros pelo número total de pixels da imagem. A porosidade na imagem em questão é de aproximadamente 26,42%.

6 - RESULTADOS

Neste estudo utilizaram-se três laminas cortadas em seqüência com um espaçamento de 1,3 mm. As mesmas foram fotografadas e processadas usando morfologia matemática, gerando imagem em três cores, sendo azul representativo dos grãos mais claros, vermelho para os grãos opacos como também o cimento e verde para os poros.

Para melhor representarmos as laminas foram geradas 20 imagens de cada lamina formando quatro linhas e cinco colunas para assim podermos cobrir de uma forma satisfatória a lamina como mostrado no esquema a baixo, onde podemos ver a Lamina 01, já processada e dividida em cores como visto na metodologia (Figura 18).

Figura 18 – Lamina 01 montada com todas as imagens já processadas.



Fonte: do Autor.

A primeira lamina amostrada teve uma porosidade variando de 20,58% a 30,70% tendo como média 24,22% como visto na tabela a baixo. Já a segunda apresentou uma maior porosidade em relação às demais tendo o mínimo de

24,14% e Máximo de 35,21%, tendo uma média de 28,90%. A terceira lamina apresentou a menor porosidade variando o mínimo de 18,21% ao Máximo de 31,09%, tendo como média 21,81%. A porosidade média encontrada na amostra foi de 24,98% (moderada), sendo esta a média das porosidades calculada nas três laminas.

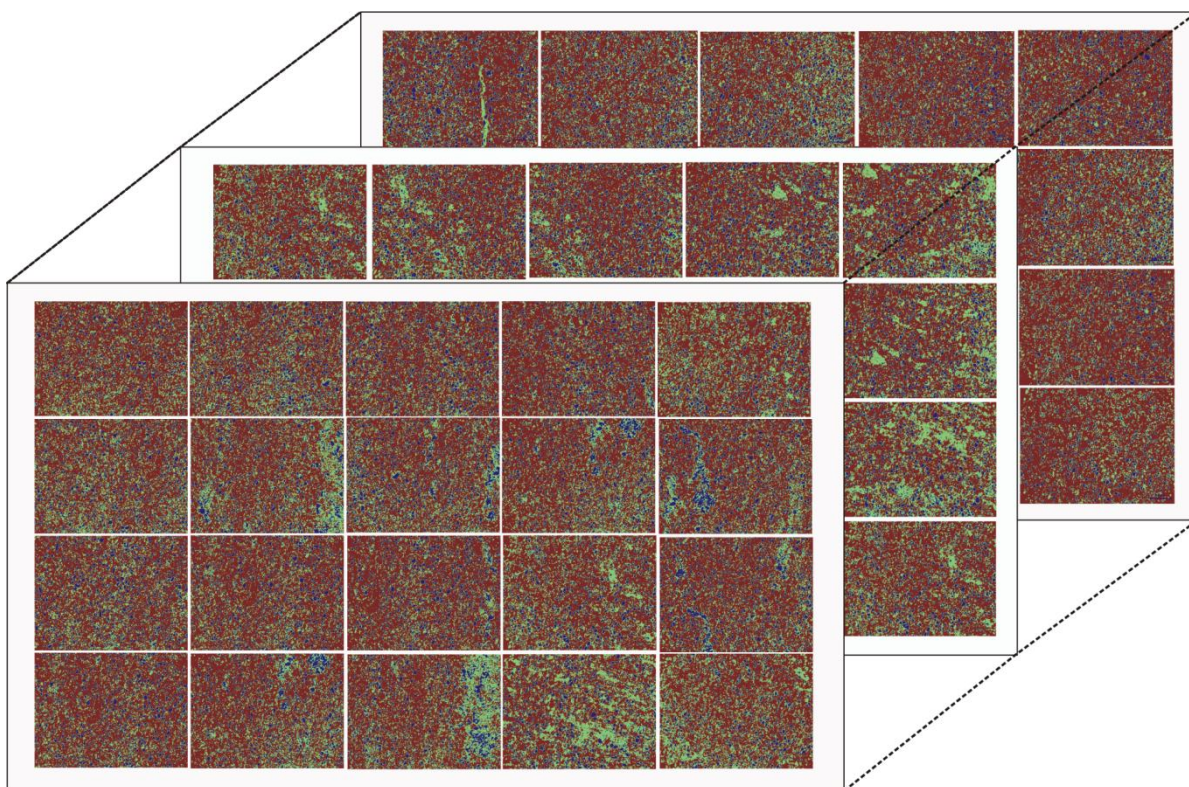
Tabela 01 - Valores da porosidade nas três laminas estudadas

LAMINA 01	POROSIDADE	LAMINA 02	POROSIDADE	LAMINA 03	POROSIDADE
Lm01-001	23,30	Lm02-001	29,86	Lm03-001	18,21
Lm01-002	27,23	Lm02-002	26,67	Lm03-002	18,75
Lm01-003	24,38	Lm02-003	27,11	Lm03-003	19,05
Lm01-004	26,59	Lm02-004	29,85	Lm03-004	18,90
Lm01-005	21,77	Lm02-005	26,47	Lm03-005	18,69
Lm01-006	22,91	Lm02-006	24,68	Lm03-006	18,22
Lm01-007	26,34	Lm02-007	29,99	Lm03-007	22,21
Lm01-008	20,88	Lm02-008	24,36	Lm03-008	22,48
Lm01-009	20,58	Lm02-009	25,37	Lm03-009	21,70
Lm01-010	25,29	Lm02-010	31,10	Lm03-010	23,45
Lm01-011	23,38	Lm02-011	24,67	Lm03-011	23,06
Lm01-012	23,36	Lm02-012	24,14	Lm03-012	25,51
Lm01-013	25,35	Lm02-013	33,73	Lm03-013	31,09
Lm01-014	22,97	Lm02-014	30,92	Lm03-014	27,63
Lm01-015	22,02	Lm02-015	28,75	Lm03-015	19,89
Lm01-016	21,03	Lm02-016	35,21	Lm03-016	20,98
Lm01-017	30,70	Lm02-017	34,86	Lm03-017	22,96
Lm01-018	28,83	Lm02-018	35,52	Lm03-018	22,25
Lm01-019	25,69	Lm02-019	24,68	Lm03-019	22,83
Lm01-020	21,85	Lm02-020	30,11	Lm03-020	18,28
Porosidade média:	24,22	Porosidade média:	28,90	Porosidade média:	21,81
Porosidade média Total:				24,98	

Fonte: do Autor.

Para melhor representar as imagens foi gerado um esquema, demonstrando o arranjo das lamina e suas respectivas imagens. Estas podem ser interpoladas para criação de um bloco 3D, mostrando uma a continuação da porosidade em profundidade (Figura 12).

Figura 19 – Esquema de bloco com as três lamina já processadas.



Fonte: do Autor.

Acreditasse que as medida de porosidade feita nas três lamina tenham uma boa relação estatística com porosidade, devido às muitas medidas executadas e o arranjo das mesmas.

Estas partem do mesmo principio que é extrapolar a porosidade medida para toda uma camada, sendo assim, ambos possuem erros estatísticos, pois a porosidade nunca é continua em uma camada, como é possível ver nas laminas estudada. Em que cada lamina que foi anualizada, foi encontrado uma porosidade média diferente.

7 - CONCLUSÕES

A estimativa da porosidade presente nas rochas sedimentares é de fundamental importância para a caracterização e para a simulação da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos. No entanto, a sua realização prática, na maioria dos casos, está sujeita a um sem número de interferências e subjetividades.

No sentido de atenuar a subjetividade, nesta dissertação foi apresentada uma metodologia para a produção de uma estimativa da porosidade de forma inteiramente diversa dos métodos clássicos, como o método direto do porosímetro, o indireto, através da avaliação de formação, com a utilização dos perfis de porosidade.

A interpretação computacional de lâminas petrográficas realizada pela morfologia matemática mostra partir dos resultados do processamento das imagens no exemplo de uma amostra de arenito o potencial das ferramentas morfológicas para a estimativa da porosidade. A metodologia apresentada mostrou qualidade na identificação e delimitação dos grãos nas lâminas, com possibilidade de sua extensão para estudos de granulometria.

O valor médio da estimativa da porosidade ficou em torno dos 25% o que demonstra que esta rocha possui uma boa porosidade, que pode ter relação à porosidade secundária produzida pela exposição no afloramento, que é muito evidente na amostra devido à ação do intemperismo.

Com o arranjo das lâminas também poderia ser possível a estimativa, ainda que grosseira, de uma continuidade das gargantas de poros entre as lâminas, para que posteriormente pudesse obter uma possível previsão sobre a permeabilidade. .

REFERÊNCIAS

AMORIM, K. B. Mineralogia e geoquímica da palygorskita e argilominerais associados da fácies lagunar da Formação Alcântara, Cretáceo Superior da bacia de São Luis – Grajaú. 63 f. Dissertação (mestrado em geoquímica e petrologia) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geoquímica, Belém, 2012.

BANON, G. J. F. E J. BARRERA: “Bases da Morfologia Matemática para Análise de Imagens Binárias”; segunda edição. INPE, São José dos Campos 1988.

Della Fávera, 2001. Fundamentos de Estratigrafia Moderna. Rio de Janeiro, Ed. UERJ. 264p.

DEUTSCH, C. V. 2002. Geostatistical reservoir modeling. Oxford University Press.

FOWLER, M. L., YOUNG, M. A., MADDEN, M. P., COLE, E. L. 1999. The role of reservoir characterization in the reservoir management process (as reflected in the Department of Reservoir Management Demonstration Program) *in* R. Schatzinger and J. Jordan, eds., Reservoir Characterization – Recent Advances, AAPG Memoir 71, p. 3-18.

LAKE, L. W., CARROLL JR., H. B. 1986. PREFACE, *IN* L. W. LAKE AND H. B. CARROLL, JR., EDS., Reservoir Characterization: Orlando, Florida, Academic Press, 659p.

LERCHE, I. Geological risk and uncertainty in oil exploration: uncertainty, risk and strategy. Academic Press, Inc 1997.

MANN, C. J. 1993. Uncertainty in geology, *in* Davis, J. C. and Herzfeld, U. C. eds., Computers in geology – 25 years of progress: Oxford Univ. Press, Oxford, p. 241-254.

FACON, J. , 1996. Morfologia Matemática, Teoria e Exemplos. Editora Universitária Champagnat, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba.

Minkowski, H. Volumem und oberflache.Math.Annalen, 57:447-495, 1903.

MEDEIROS, M.A.; MARTINS, F.C.; SILVA JR.,F.R.; PONTES, H.; VILAS BOAS, I. 1996. A laje do Coringa (ilha do Cajual, Maranhão): depósitos conglomeráticos fossilíferos contendo restos de dinossauros. Revista de Geologia,v.9,p.123-129

MORAES-SANTOS, H.M.; MELO, C.C.S.;TOLEDO, P.M.; ROSSETTI, D.F. 2001. Ocorrência de Pleuro-dira na Formação Alcântara (Albia-no-Cenomaniano), Bacia de São Luís, MA.In: ROSSETTI, D.F.; GÓES, A M.;TRUCKENBRODT, W. (Coord.)O Cretáceo na Bacia de São Luís-Grajaú. Museu Paraense Emílio Goeldi, Belém, 264 p. (Co-leção Friedrich Katzer) p.235-244.

RODRIGUES, T. L. DAS N.; FAVILLA C. A. C.; CAMOZZATTO, E.; VERRISSIMO L. S. (Org). 1994. Programa levantamentos geológicos Basicos do Brasil. Projeto especial mapas e recursos minerais de solos e de vegetação para área do programa grande Carajás. Subprojeto recursos minerais do Maranhão, escala 1:250.000, Brasília, CPRM, 185p.

SERRA, J. Introduction to mathematical morphology. Computer Vision.Graphics and Image Processing, vol. 35, no. 3, pp. 283–305, 1986.

SILVA JR, F.R.; ANDREIS, R.R. 1997. O “Bone-bed” da laje do Coringa, ilha do Cajual, estado do Mara-nhão, Brasil.In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 15, São Pedro,Boletim..., São Pedro: SBP, 1997, p. 102

ELLIS, D. V. 1987. Well logging for earth scientists. Elsevier, New York. USA. 532p.

KOHONEN, T., 1989. Self-organization and associative memory. Berlin, Springer-Verlag, 312 p.

MENDES, J.C., 1984. Elementos de Estratigrafia, V: 12

MOORE, R.C., "Meaning of facies", 1949. Geol. Soc. Am., Mem., 39, p. 1-34.

NIKRAVESH, M., 2004. Soft computed based computational intelligent for reservoir characterization, Expert Systems with Applications. V: 26, 19-38.

REINECK, H.E. & SINGH, I.B., 1980. Depositional Sedimentary Environments, with Reference to Terrigenous Clastics, 2^o ed., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Nova York, 549p.

WELLER, J.M., 1958, "Stratigraphic facies differentiation and nomenclature". Am. Ass. Petrol. Geologists, Bull., 40:17-50.