

## CARACTERIZAÇÃO SEMIAUTOMÁTICA DE POROSIDADE UTILIZANDO A LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO PYTHON: APLICAÇÃO NA BACIA DO RECÔNCAVO

SEMIAUTOMATIC CHARACTERIZATION OF POROSITY USING THE PYTHON  
PROGRAMMING LANGUAGE: APPLICATION IN THE RECÔNCAVO BASIN

**Carmen Fernandes Cardoso SANTOS, Anderson Silva SANTOS**

Universidade Federal da Bahia. Avenida Adhemar de Barros, s/nº - Ondina, Salvador – BA.

E-mails: [carmensantos.geo@gmail.com](mailto:carmensantos.geo@gmail.com); [mileniumanderson@hotmail.com](mailto:mileniumanderson@hotmail.com)

Introdução  
Reservatórios da Bacia do Recôncavo  
Materiais, Métodos e Técnicas  
Petrografia  
Estimativa semiautomática de porosidade utilizando informações do pixel (SAPEPI)  
Resultados  
Petrografia  
Estimativa semiautomática de porosidade utilizando informações do pixel (SAPEPI)  
Amostras da Formação Sergi  
Amostras do Membro Gomo  
Discussão  
Agradecimentos  
Referências

**RESUMO** - A caracterização da porosidade de reservatórios de hidrocarbonetos é um grande desafio na indústria petrolífera, uma vez que o entendimento desta importante propriedade petrofísica irá exercer grande influência nos processos exploratórios e exploratórios. Ao se estudar diferentes tipos de reservatórios, o conhecimento dos variados tipos de porosidades é de extrema relevância, pois a permeabilidade, propriedade fundamental na produção e desenvolvimento de poços de hidrocarbonetos, irá ser afetada pela disposição dos poros. Sendo assim, este trabalho traz descrições petrográficas das lâminas dos principais reservatórios da Bacia do Recôncavo, tais como, Formação Água Grande, Formação Sergi e o Membro Gomo da Formação Candeias, com informações dos seus constituintes, arredondamento, esfericidade e tipo de porosidade. Além disso, o artigo aborda uma proposta de quantificar a porosidade de forma semiautomática, onde visa estimar porosidade por meio de imagens de lâminas delgadas através do método semiautomático desenvolvido que utiliza as informações do *pixel*, visto que, as lâminas usualmente são impregnadas com resina de cor azul, destacando a porosidade em um espectro de cor que a diferencia da matriz da rocha, possibilitando que um simples código de programação em *python* detecte, com o auxílio de um intérprete, a faixa de cor que representa os poros.

**Palavras-chave:** Petrografia. Porosidade. *Pixel*. *Python*.

**ABSTRACT** - The characterization of the porosity of hydrocarbon reservoirs is a major challenge in petroleum industry, since the understanding of this important petrophysical property will exert a great influence in the exploratory and exploitative processes. When studying different types of reservoirs, the knowledge of the several types of porosities is extremely relevant, since the permeability, a fundamental property in production and development of hydrocarbon wells, will be affected by the pore arrangement. This paper shows the descriptions of the main reservoir's petrographic thin sections of the Recôncavo Basin, such as the Água Grande Formation, the Sergi Formation and the Gomo Member, with information on its constituents, roundness, sphericity and porosity type. In addition, this paper addresses a proposal to quantify the porosity in a semi-automatic way, where it aims to estimate porosity by means of thin sections images through the semiautomatic method that uses pixel information, since the petrographic thin sections are usually impregnated by blue resin, highlighting the porosity in a color spectrum that differentiates it from the rock matrix, allowing a simple python programming code to detect, with the aid of an interpreter, the color strip representing the pores.

**Keywords:** Petrography. Porosity. *Pixel*. *Python*.

### INTRODUÇÃO

A porosidade é um parâmetro petrofísico de extrema importância, porém de conceito simples, matematicamente é a razão entre o espaço poroso total e o volume total da rocha, geralmente representada na forma de porcentagem (Jordan & Campbell, 1985). Estimar a porosidade em subsuperfície é uma atividade fundamental na indústria petrolífera, visto que este parâmetro é muito importante para qualificar uma rocha reservatório e a sua correta caracterização irá

exercer uma forte influência no sucesso exploratório de um campo de petróleo (Félix et al., 2013). Geólogos e geofísicos usam um conjunto de métodos para obter uma boa estimativa da porosidade de um reservatório, dentre eles: petrografia sedimentar, porosímetro, perfilagem geofísica de poços, entre outros (Nery, 2013).

Este artigo apresenta a caracterização da porosidade de importantes rochas reservatório na

Bacia do Recôncavo, através de petrografia sedimentar, visto que aspectos da textura, composição primária e tipo de porosidade ajudam a definir as condições deposicionais e pós-deposicionais da rocha sedimentar, bem como a qualidade das rochas como reservatório de petróleo (Bjørlykke & Aagaard, 1992). Além da caracterização petrográfica em lâmina delgada, apresenta-se um método eficiente desenvolvido para estimativa semiautomática de porosidade, baseado em imagens de lâminas delgadas. Este método, baseado na contagem de *pixels* associados a poros utilizando a linguagem de programação *Python*, apresentou resultados satisfatórios quando comparado com alguns dos métodos clássicos para estimativa da porosidade, neste trabalho compara-se o valor da porosidade obtido por geólogos da Petrobras através do método da contagem de pontos com os valores resultantes do novo método que apresentamos, SAPEPI (*semi-automatic porosity estimation with pixel information*).

A contagem de pontos é considerada uma técnica demasiadamente demorada e tem como inconveniente o fato da ocorrência do escurecimento dos poros pequenos que podem ser confundidos com outros constituintes sólidos da amostra de rocha (Azevedo & Marques, 2002).

O método de caracterização de porosidade semiautomática que apresentamos consiste no uso da linguagem de programação *Python* e de suas bibliotecas para criação do algoritmo SAPEPI, para a etapa de processamento de imagem utilizou-se a biblioteca *Scikit-image*, para plotar as imagens foi feito uso da biblioteca *Matplotlib*, e para as operações matemáticas entre matrizes, o *NumPy*. Uma imagem no computador nada mais é do que uma matriz de dados  $A_{m,n}$ , onde  $m$  é o número de linhas da matriz e  $n$  é o número de colunas da matriz, o elemento  $a_{ij}$  da matriz  $A$  é chamado de pixel da imagem. Cada

pixel irá guardar uma informação da imagem e a união de todos os pixels irá compor a imagem original. Cada um deles possuirá um valor que irá determinar a sua cor, os códigos mais comuns são o RGB (*Red, Green and Blue*) e o HSV (*Hue Saturation Value*), algumas representações também possuem aplicações práticas como escala de cinza ou a imagem binarizada. Uma vez que a região dos poros é representada por uma coloração diferente daquelas da matriz, o método consiste em realizar contagem desses pixels e estimar a porosidade através da razão entre número de pixels dos poros/ região da matriz.

Existem alguns trabalhos que abordam o método de quantificação automática da porosidade através de imagens de lâminas delgadas, muitos necessitam de uma prévia edição da imagem, para que o método tenha uma resposta mais acurada. Os trabalhos de Basso et al. (2017) e Chinelatto (2013) utilizaram o *imagem* que possibilita a modelagem de meios porosos e simulação de fluxos, para isto foi realizada a binarização da imagem utilizando o LAMPOR que é uma rotina do *Matlab*®. No artigo de Vidal et al. (2019) o *Matlab*® foi utilizado como uma plataforma para o desenvolvimento de um algoritmo aberto que se baseia na binarização da imagem e contagem dos poros através dos pixels, neste método a necessidade de edição prévia das imagens, além de serem encontrados problemas com defeitos da lâmina tais como bolhas.

O trabalho de Warrick et al. (2009) utilizou autocorrelação bidimensional implementada na linguagem de programação *Python* para realizar medições do tamanho de grãos, de areia a seixo, a partir de fotografias digitais e análises de autocorrelação. Apesar do foco da pesquisa ser a medição de grãos a partir de fotografias o método de identificação de bordas é extremamente interessante e poderia complementar a estimativa de porosidade.

## RESERVATÓRIOS DA BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo está situada na região Nordeste do Brasil, no contexto da tafrogênese do paleocontinente Gondwana, no Eocretáceo, sob os campos de tensões que produziram o Oceano Atlântico (Costa et al., 2006). A Bacia do Recôncavo, juntamente com as bacias de Tucano e Jatobá, é interpretada como um semi-graben pertencente a um sistema de rifte abortado, em termos estratigráficos, a bacia guarda um importante registro geológico, compreendido por

depósitos continentais (lacustres, flúvio-deltáicos, neríticos, eólicos e leques aluviais), sendo subdividido em seis sequências sedimentares (Costa et al., 2006), referentes aos estágios pré-rifte e rifte conforme esquema estratigráfico (Figura 1).

A área de trabalho está contextualizada na Bacia do Recôncavo a qual contribuiu para o desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil e ainda hoje, apesar de muitos campos maduros, pode fornecer um melhor entendimento sobre rochas

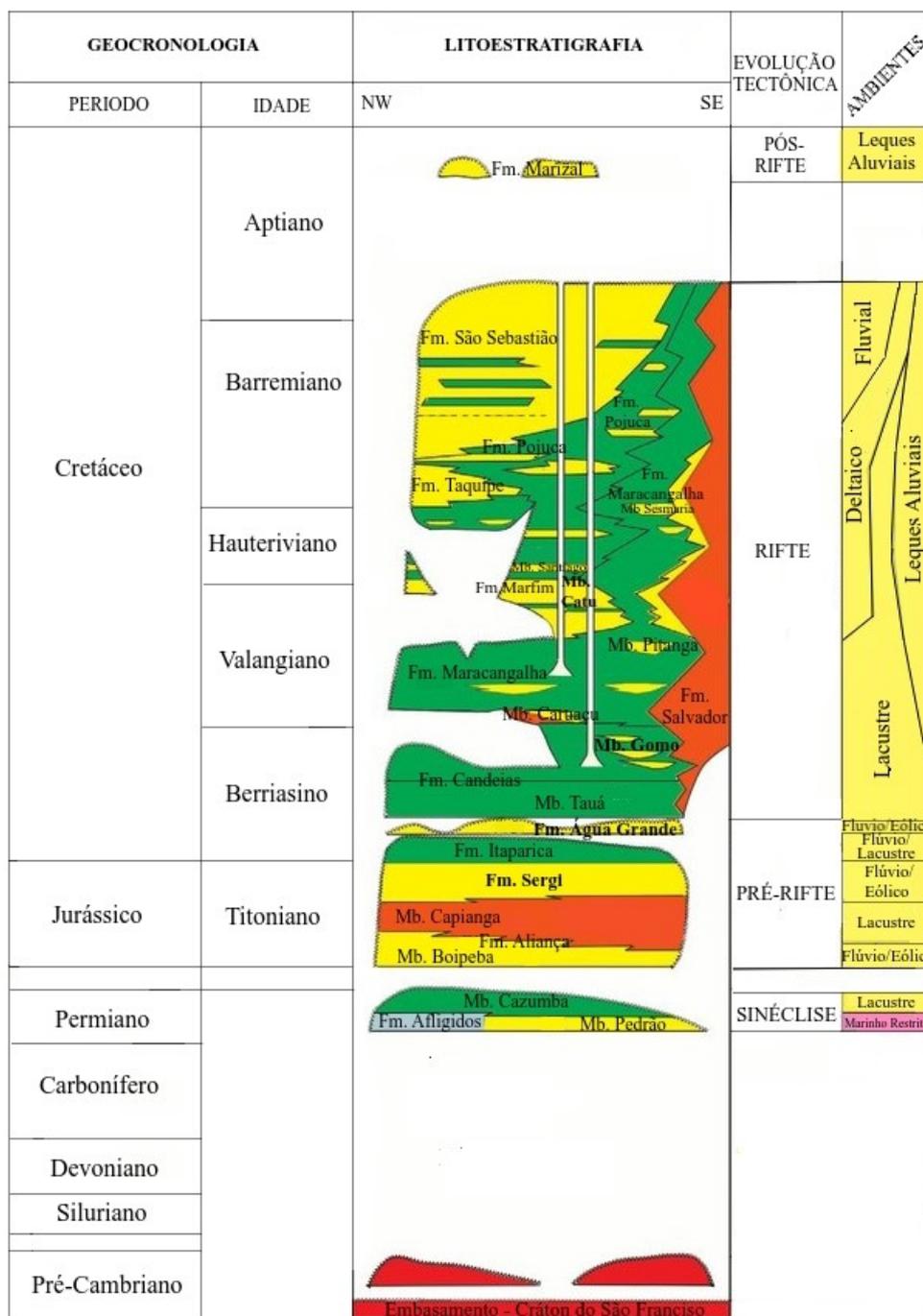


Figura 1 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (modificado de Caixeta et al., 1994).

reservatórios devido ao seu grande acervo de dados disponíveis. As lâminas petrográficas estudadas neste trabalho são da Formação Água Grande (flúvio-eólico), Formação Sergi (flúvio-eólico), Membro Gomo da Formação Candeias (turbiditos), Membro Catu da Formação Marfim (deltaico).

Segundo Milhomem et al. (2003) os principais reservatórios do Recôncavo são de natureza siliciclástica e envolvem fácies flúvio-eólicas (Formações Sergi e Água Grande), deltáicas (Formações Marfim e Pojuca) ou vinculadas a fluxos gravitacionais (Membro Gomo da Formação Candeias e Membro Caruaçu da Formação Maracangalha e Formação Taquipe).

As formações Sergi e Água Grande formam os reservatórios da fase Pré-rifte, são as principais acumulações de petróleo desta bacia e relacionam-se a depósitos flúvio-eólicos, sendo a Formação Sergi depositada por sistemas de canais fluviais entrelaçados com posterior retrabalhamento eólico (Asmus & Porto, 1980; Figueiredo et al., 1994). Os arenitos fluviais são finos a conglomeráticos e os eólicos são de muito finos a médios, destacando-se a excelente permoporosidade destes últimos (Milhomem et al., 2003).

Os depósitos lacustres característicos da fase sin-rifte da Bacia do Recôncavo são principalmente argilitos verde-acinzentados, os quais são interca-

lados por calcilitos e arenitos do Membro Gomo da Formação Candeias. (Figueiredo et al., 1994).

A Formação Candeias possui reservatórios relacionados a fluxos gravitacionais subaquosos, de finos a grossos, com boas características permoporosas constituem os reservatórios associados ao Membro Gomo (Milhomem et al., 2003). O Grupo Ilhas (Formações Marfim, Pojuca e Taquipe) reflete um forte controle climático-tectônico na sedimentação lacustre (Chang et al., 1992).

## MATERIAIS, MÉTODOS E TÉCNICAS

### Petrografia

A pesquisa foi dividida em duas partes, sendo que na primeira realizou-se a descrição petrográfica de lâminas delgadas. Esta etapa envolveu observar, descrever o tipo de porosidade e os principais constituintes da rocha de diferentes formações, com informações sobre granulometria, arredondamento e esfericidade.

Este procedimento foi realizado na Petrobras com auxílio de microscópio petrográfico Zeiss, AxioPhot, nas lentes de 2,5x, 5x e 10x, utilizouse o software AxioVision® para o registro das micrografias.

Foram descritas 33 lâminas de diferentes formações e ambientes deposicionais, das quais usou-se seis para descrição petrográfica (Tabela 1) e sete para aplicação do método SAPEPI (Tabela 2).

### Estimativa Semiautomática de Porosidade Utilizando Informações do *Pixel* (SAPEPI)

Este método explora as informações das cores dos *pixels* na imagem, considerando que os poros possuem uma cor fixa e diferente daquela dos grãos. Dessa forma, o método apresentado consiste em detectar a cor pela qual os poros estão representados na imagem em escala de

Este grupo possui reservatórios flúvio-deltáicos (Formação Marfim e Pojuca), que são representados por arenitos de muito finos a finos, com boas características permoporosas. Conforme a magnitude dos eventos progradacionais, a sua geometria externa varia de lenticular a lençol, refletindo o grau de amalgamação de lobos sigmoidais em uma superfície ampla, com baixos gradientes deposicionais. Estes reservatórios encerram importantes acumulações de óleo e gás associado (Milhomem et al., 2003).

cinza normalizada. O método é realizado em etapas (Figura 2), de acordo com o algoritmo (Figura 3) utilizado para criar o código em *Python*.

Primeiro, seleciona-se uma região de poros, com uma matriz auxiliar, dentro da matriz da imagem original.

A região selecionada possui uma escala de cores, neste caso carrega as informações de cor dos *pixels* que representam os poros. Dentro desta escala não há grande variação, pois possuem informações de níveis de cinza semelhantes. Sabendo dessa propriedade é gerado um histograma dentro da matriz auxiliar que permite escolher a faixa de cor dos *pixels* na região dos poros.

Determina-se o intervalo com os limites inferior e superior, escolhidos através do histograma, para que o método SAPEPI reconheça esse intervalo como a área do poro.

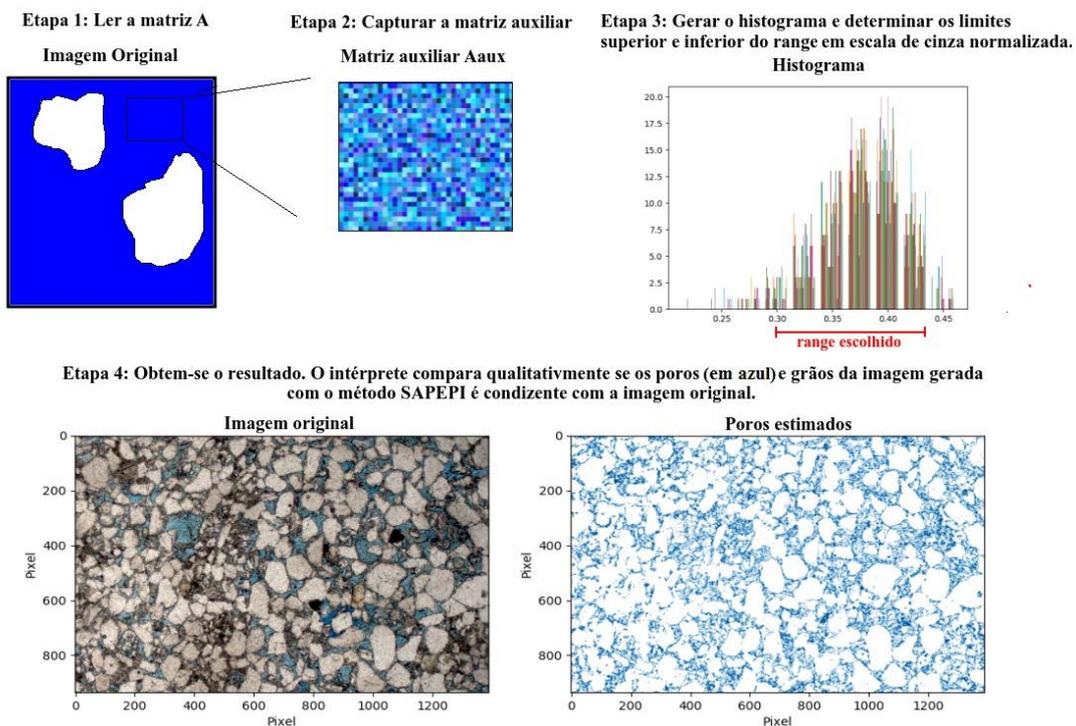
Utilizando um contador dentro do código que é incrementado todas às vezes que o algoritmo encontra às características definidas pelos limites da área do poro, a região que apresenta a cor azul é reconhecida como poro e contabilizada devido aos limites da escala pré-estabelecida.

**Tabela 1** - Amostras utilizadas para descrição petrográfica, informações de código da lâmina, formação, fácies, profundidade que a amostra foi retirada, zoom do microscópio utilizado no momento da fotografia e porosidade.

| Código da Lâmina | Formação                       | Fácies/ Ambiente   | Profundidade (m) | Zoom do microscópio | Porosidade (%) |
|------------------|--------------------------------|--------------------|------------------|---------------------|----------------|
| Lâmina 9091      | Formação Água grande           | Éolico             | 935,8            | 5x                  | -              |
| Lâmina 0004      | Formação Água grande           | Éolico             | 939,4            | 2,5x                | -              |
| Lâmina 0138      | Formação Marfim: Membro Catu   | Deltaico           | 214,05           | 2,5x                | -              |
| Lâmina 0106      | Formação Candeias: Membro Gomo | Lacustre/Turbidito | 874,5            | 10x                 | 13             |
| Lâmina 0123      | Formação Candeias: Membro Gomo | Lacustre/Turbidito | 1241,1           | 2,5x                | 10,8           |
| Lâmina 0107      | Formação Candeias: Membro Gomo | Lacustre/Turbidito | 876,3            | 2,5x                | 12             |

**Tabela 2** - Amostras utilizadas para aplicação do método SAPEPI, informações de código da lâmina, formação, fácies, profundidade que a amostra foi retirada, zoom do microscópio utilizado no momento da fotografia e porosidade.

| Código da Lâmina | Formação               | Fácies/ Ambiente   | Profundidade (m) | Zoom do microscópio | Porosidade (%) |
|------------------|------------------------|--------------------|------------------|---------------------|----------------|
| Lâmina 0086      | Fm. Sergi              | Éolico             | 231,8            | 2,5x                | 19             |
| Lâmina 0110      | Fm. Sergi              | Éolico             | 235,5            | 2,5x                | 20             |
| Lâmina 0125      | Fm. Candeias: Mb. Gomo | Lacustre/Turbidito | 1244,4           | 2,5x                | 9,2            |
| Lâmina 0122      | Fm. Candeias: Mb. Gomo | Lacustre/Turbidito | 1239,2           | 2,5x                | 6,6            |
| Lâmina 0123      | Fm. Candeias: Mb. Gomo | Lacustre/Turbidito | 1241,1           | 2,5x                | 10,8           |
| Lâmina 0106      | Fm. Candeias: Mb. Gomo | Lacustre/Turbidito | 874,5            | 2,5x                | 13             |
| Lâmina 0107      | Fm. Candeias: Mb. Gomo | Lacustre/Turbidito | 876,3            | 2,5x                | 12             |



**Figura 2** - Método SAPEPI passo a passo: Etapa 1: O código plota a matriz da imagem original, Etapa 2: seleciona-se a matriz na região dos poros, gerando a matriz auxiliar, Etapa 3: Gerar o histograma e determinar a faixa de azul, com base nos limites superior e inferior, Etapa 4: o resultado é obtido e o intérprete faz o comparativo qualitativo entre a imagem de entrada e o resultado do SAPEPI.

Ao final do processamento da contagem dos *pixels*, o código retorna com dois produtos, um de natureza qualitativa que é a plotagem da imagem, após a colocação de um filtro de interpolação gaussiana que destaca a porosidade estimada. E outro de natureza quantitativa que representa a porosidade em percentual contabilizada pelo código que é razão do número de *pixels* dos poros pelo número de *pixels* totais

da imagem.

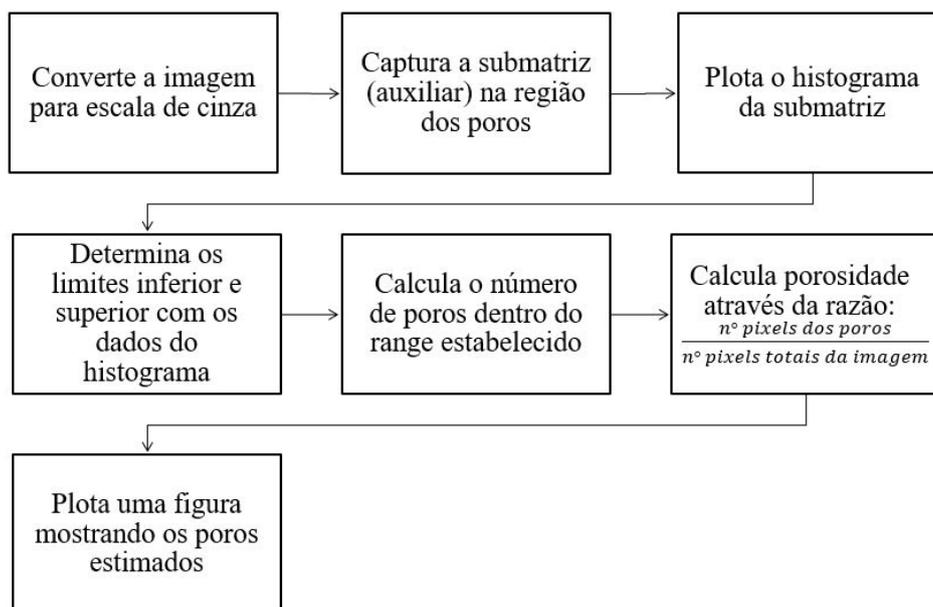
A etapa final consiste na comparação qualitativa, realizada pelo intérprete, da imagem gerada com a imagem de entrada. Além disso, para saber se o resultado estimado pelo código é coerente, são comparados os resultados de percentual de poros do método SAPEPI com o obtido através da clássica contagem de pontos, validando dessa forma a eficácia do método.

## RESULTADOS

### Petrografia

A descrição em laboratório, com auxílio de microscópio, evidenciou que todas as amostras são constituídas predominantemente de quartzo e outros grãos siliciclásticos, como feldspato, biotita e fragmentos líticos. Além destes constituintes, algumas lâminas apresentaram

bioclastos, que muito provavelmente são os ostracodes lacustres. A porosidade mais recorrente observada nas lâminas é intergranular, estando presente em todo o grupo de amostras, é observado a ocorrência de porosidade intra-granular, que compreende a porosidade alveolar e móldica.



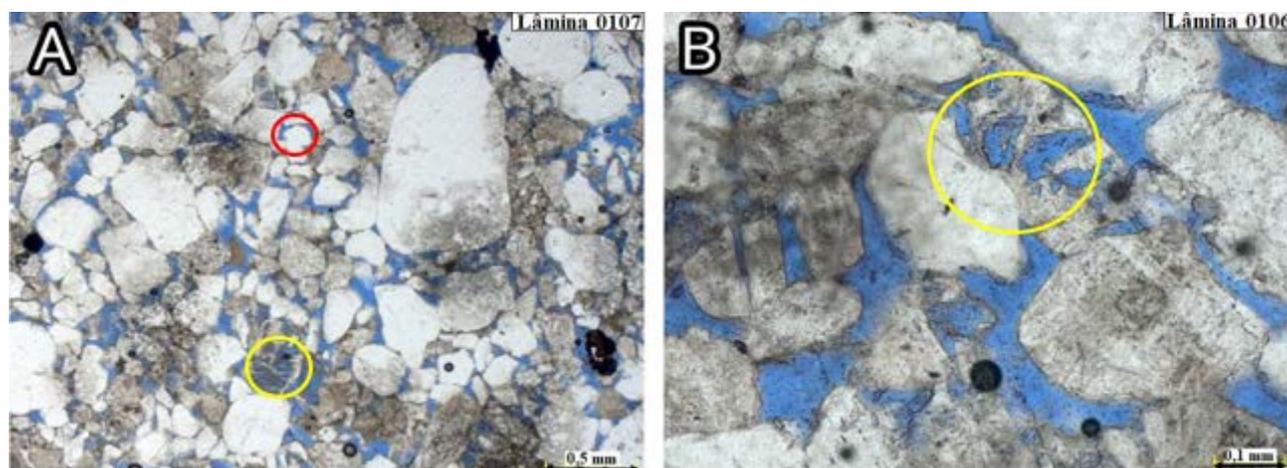
**Figura 3** - Algoritmo do método SAPEPI (Semi-Automaic Porosity Estimation with Pixel Information): 1) A imagem original em RGB é convertida para escala de cinza, 2) É feita a captura de submatriz/ auxiliar na região dos poros 3) Plota o histograma com os valores da região do poro 4) Determina o limites inferior e superior com os dados do histograma, que representa a faixa de azul 5) Com base nos limites o código calcula o número de poros dentro da faixa de azul estabelecida 6) Calcula a porosidade através da razão do número de pixels dos poros pelo número de pixels totais da imagem. 7) Plota a figura exibindo os poros estimados e a figura original de entrada.

As constatações realizadas a partir da observação das lâminas em conjunto com o conhecimento acerca da porosidade, permite afirmar que a porosidade intergranular é dada pelos interstícios que ficam entre os grãos, e é diretamente proporcional à maturidade da rocha. Enquanto as porosidades alveolares e móldica ocorrem devido à atuação de fluidos que provocam a dissolução dos Feldspatos, mais susceptíveis, gerando a alveolar quando existe dissolução parcial, e a móldica quando o grão é totalmente dissolvido, restando apenas o contorno do antigo grão.

As amostras foram descritas levando em conta os constituintes, arredondamento, esfericidade,

granulometria e porosidade. Sendo subdivididas por unidades litoestratigráficas.

O Membro Gomo da Formação Candeias é constituído por quartzo, plagioclásio com geminação albita, k-feldspato com geminação albita periclina nas lâminas 0106 e 0107 (Tabela 1). A variação granulométrica na lâmina 0107 é da faixa de 0,034mm a 1,09mm, na lâmina 0106 varia de 0,09 mm a 0,60 mm. Segundo a classificação de Wentworth (1922), essa variação granulométrica se encaixa na faixa do silte a areia muito grossa. Os grãos são subarredondados a subangulosos, e no geral possuem baixa esfericidade. O Membro Gomo possui porosidade intergranular e alveolar (Figura 4A e B).

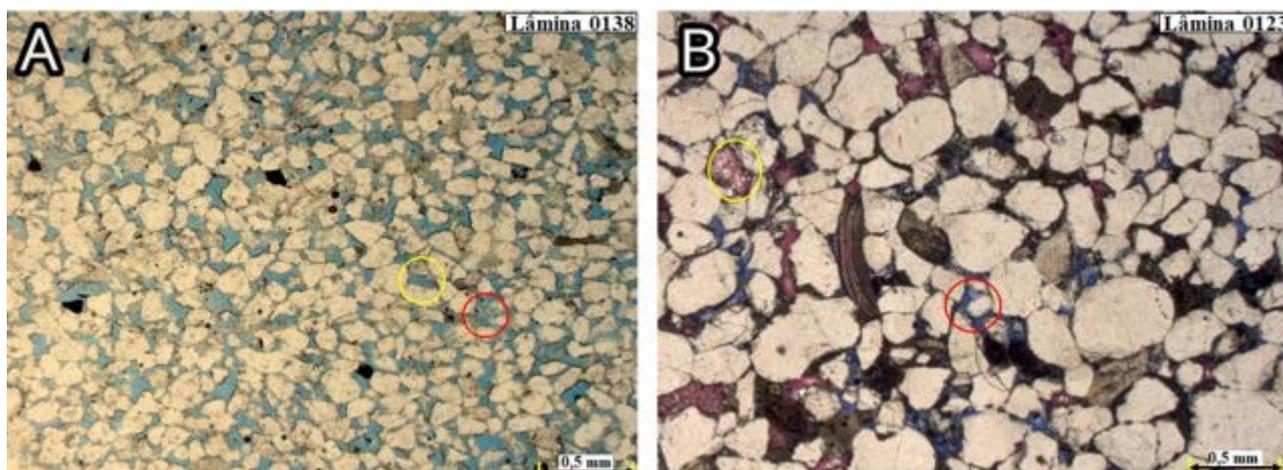


**Figura 4** - Fotografias das lâminas do Membro Gomo (A) porosidade intergranular destacada em vermelho e alveolar em amarelo (B) destaque para a porosidade alveolar, circulado em amarelo.

A lâmina 0123 feita da amostra do Membro Gomo, encontra-se a uma profundidade maior em relação as lâminas 0106 e 0107, este fator acarretou algumas diferenças. O Membro Gomo é composto por quartzo e feldspato potássico, e possui bioclastos. A granulometria varia de 0,09 mm a 0,55 mm nos siliciclásticos e os bioclastos chegam a 0,69 mm. Segundo a classificação de Wentworth (1922), se encaixa na faixa granulométrica de silte a areia muito grossa. Os grãos são subarredondados a subangulosos, e no geral possuem baixa esfericidade. A

porosidade observada é a intercrystalina, no cimento carbonático, que está tingido de rosa na lâmina (Figura 5 B).

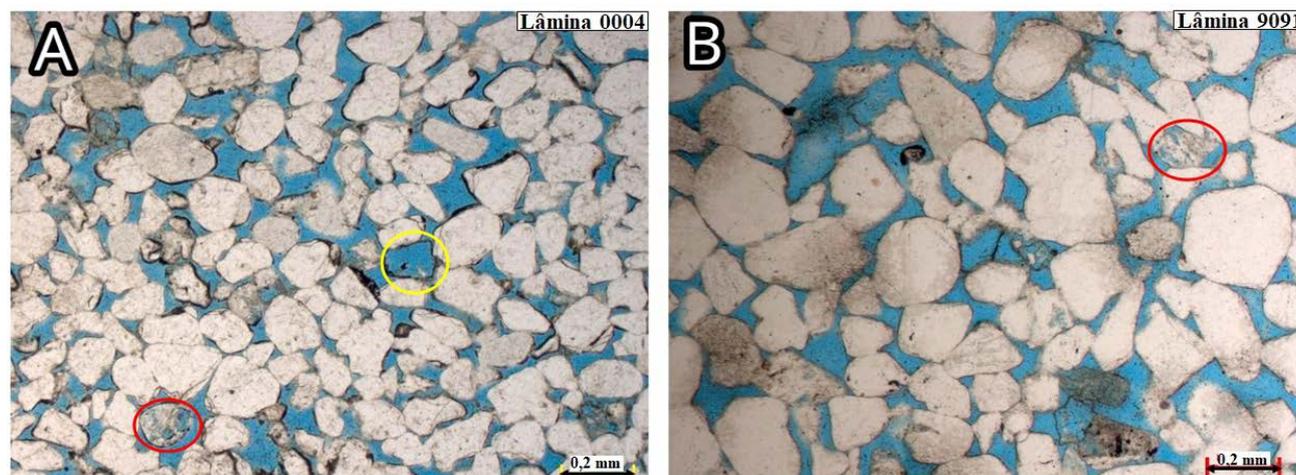
O Membro Catu da Formação Marfim é constituído por quartzo e feldspato na lâmina 0138 (Tabela 1). A variação granulométrica varia de 0,050 mm a 0,21 mm. Segundo a classificação de Wentworth (1922), essa faixa de granulometria está entre silte e areia fina. Os grãos são subangulosos a subarredondados, e possuem baixa esfericidade. O Membro Catu possui porosidade intergranular e intragranular - móldica e alveolar (Figura 5A).



**Figura 5 - (A)** Fotografia do Membro Catu, circulado em amarelo porosidade móldica e em vermelho, alveolar **(B)** Fotografia do Membro Gomo, em vermelho porosidade intergranular, circulado em amarelo o cimento carbonático tingido de rosa.

A Formação Água Grande é constituída por quartzo, feldspato e fragmentos líticos representados pelas lâminas 0004 e 9091 (Tabela 1). A granulometria observada nas lâminas possui uma variação, respectivamente, de 0,06 mm até 0,23 mm e de 0,09 mm a 0,33 mm. Segundo a classificação de Wentworth (1922), essa variação granulométrica se encaixa na faixa da areia muito

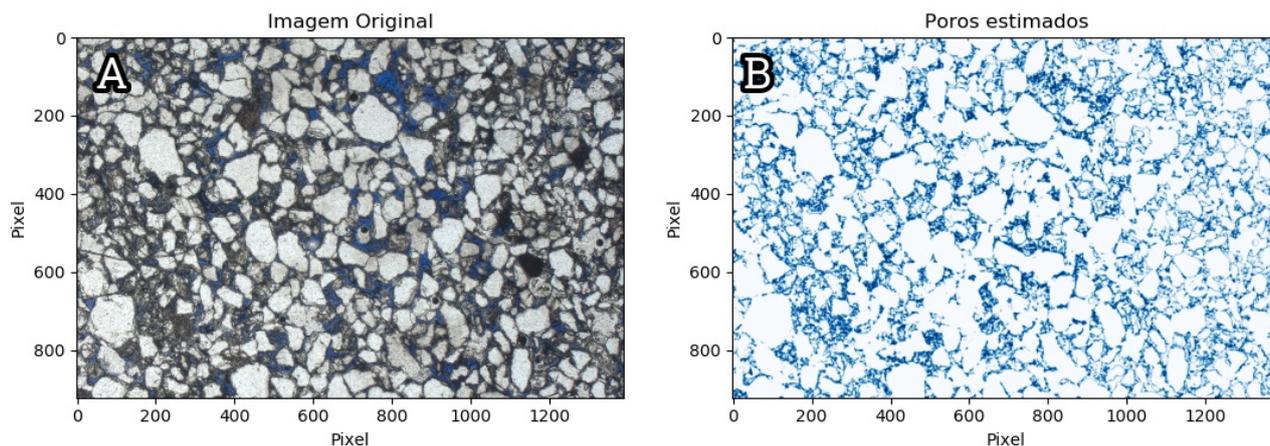
fina a areia média – granulometria predominante. Os grãos são arredondados a subarredondados, subsféricos. A Formação Água Grande possui porosidade intergranular e intragranular. A porosidade intragranular observada ocorre devido a dissolução total e parcial dos grãos, gerando porosidade móldica e alveolar (Figura 6 A e B).



**Figura 6 -** Fotografia da Formação Água Grande **(A)** Porosidade móldica circulado em amarelo e alveolar em vermelho **(B)** Porosidade alveolar destacada em vermelho.

### Estimativa Semiautomática de Porosidade Utilizando Informações do Pixel

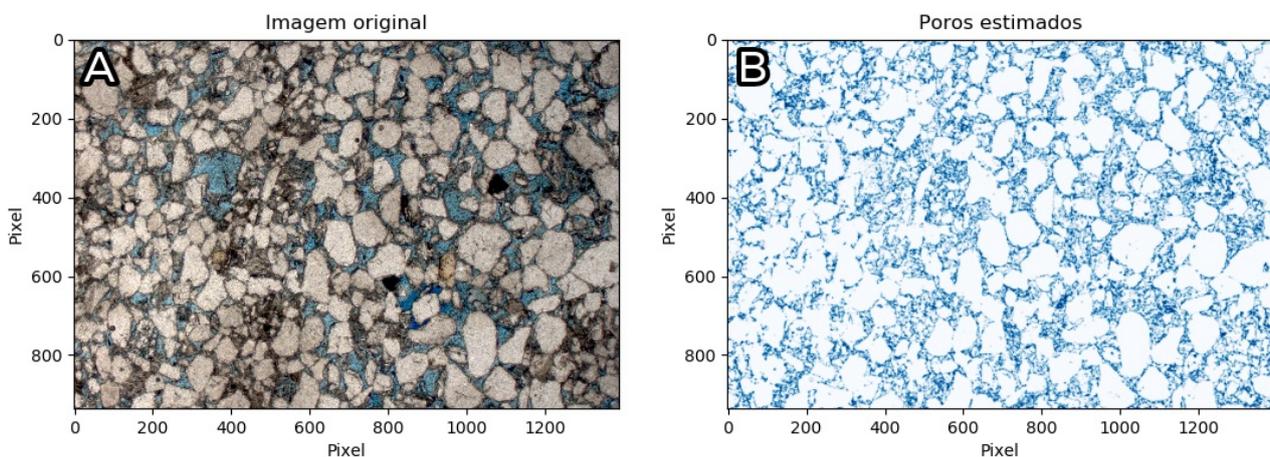
Nesta etapa da pesquisa foram usadas duas lâminas delgadas com amostras da Formação Sergi e cinco lâminas com amostras do Membro Gomo da Formação Candeias. Para a validação do método de estimativa de porosidade foi comparado o resultado obtido através do método SAPEPI com o resultado da porosidade da contagem de pontos tradicional. O dado de porosidade da contagem de pontos foi obtido na PETROBRAS.



**Figura 7** - Formação Sergi com 20% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®. (B) resultado do método SAPEPI.

A Lâmina 0086 (Tabela 2) apresenta 19% de porosidade (Figura 8 A). O tipo de porosidade predominante da lâmina é a intergranular, ocorre em alguns pontos porosidade móldica, microporosidade e intragranular por dissolução parcial de alguns grãos.

A área selecionada com a matriz auxiliar



**Figura 8** - Formação Sergi com 19% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®. (B) resultado do método SAPEPI.

### Amostras do Membro Gomo

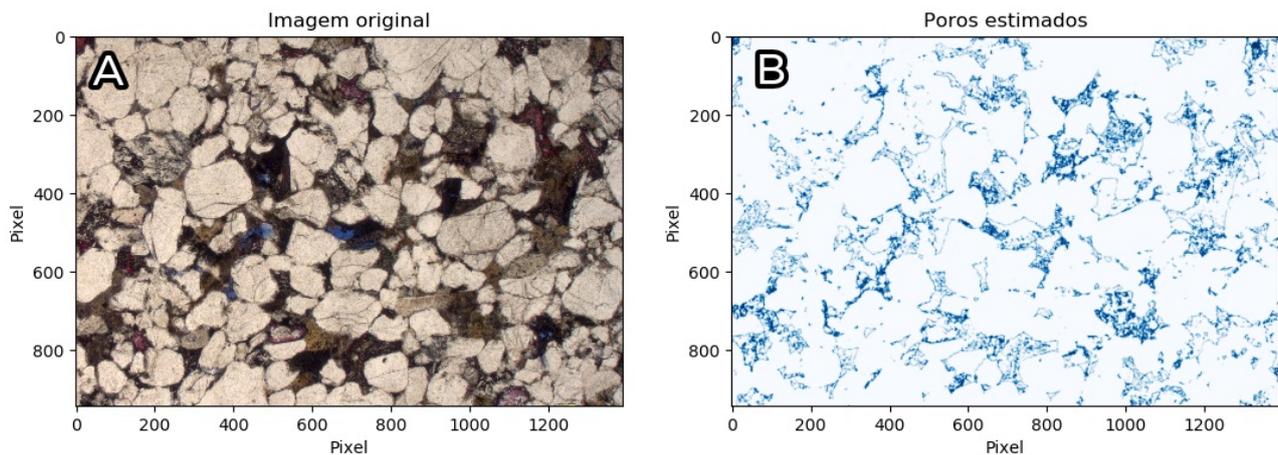
A Lâmina 0125 (Tabela 2) apresenta 9,2% de porosidade (Figura 9 A). O tipo de porosidade que predomina na lâmina é a intercrystalina e

### Amostras da Formação Sergi

A Lâmina 0110 (Tabela 2) apresenta 20% de porosidade (Figura 7 A). O tipo de porosidade predominante da lâmina é a intergranular, ocorrendo em alguns pontos, porosidade móldica. A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,250 – 0,345 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 20,3% de porosidade, com desvio de 1,48%. Qualitativamente ao observar a figura pode-se atestar que o contorno dos grãos está bem delimitado, e os poros estão destacados, muito próximos do original (Figura 7 B).

corresponde a faixa de azul 0,245 – 0,380 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 18,56% de porosidade, com desvio de 2,32 %. Qualitativamente ao observar a figura pode-se atestar que o contorno dos grãos está bem delimitado, e os poros estão destacados, muito próximos do original (Figura 8 B).

pontualmente intergranular. A porosidade intercrystalina ocorre nos vazios existentes no interior dos cimentos que ligam os grãos do arcabouço da rocha.



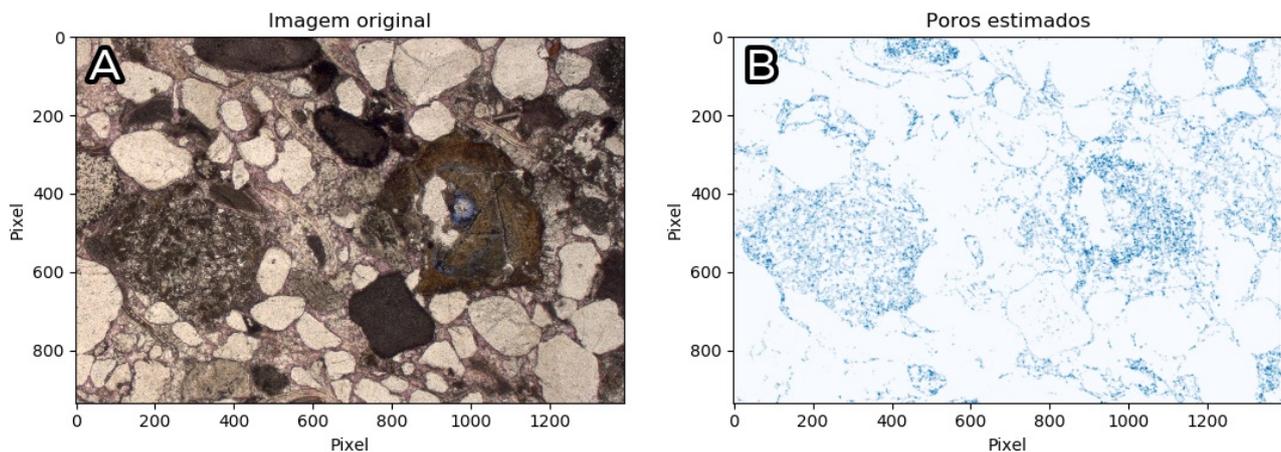
**Figura 9** - Formação Candeias – Membro Gomo com 9,2% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®, (B) resultado do método SAPEPI.

A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,200 – 0,290 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 8,95% de porosidade, com desvio de 2,75%. Qualitativamente ao observar a figura pode-se atestar que o contorno dos grãos está bem delimitado, os poros não percebidos na lente de menor aumento (2,5 x) são expostos na figura obtida (Figura 9 B).

A Lâmina 0122 (Tabela 2) apresenta 6,6% de porosidade (Figura 10 A). O tipo de porosidade predominante na lâmina é a intercrystalina, nos vazios existentes no interior do cimento de carbonato e a microporosidade existente entre as

diminutas partículas de argila, neste caso, a clorita.

A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,250 – 0,290 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 6,56% de porosidade, com desvio de 0,53%. Qualitativamente ao observar a figura pode-se atestar que os poros não percebidos na lente de menor aumento (2,5 x), são expostos na figura obtida através do método. Alguns grãos não estão muito bem delimitados devido a presença do cimento de carbonato, que no método SAPEPI responde de maneira similar ao grão (Figura 10 B).

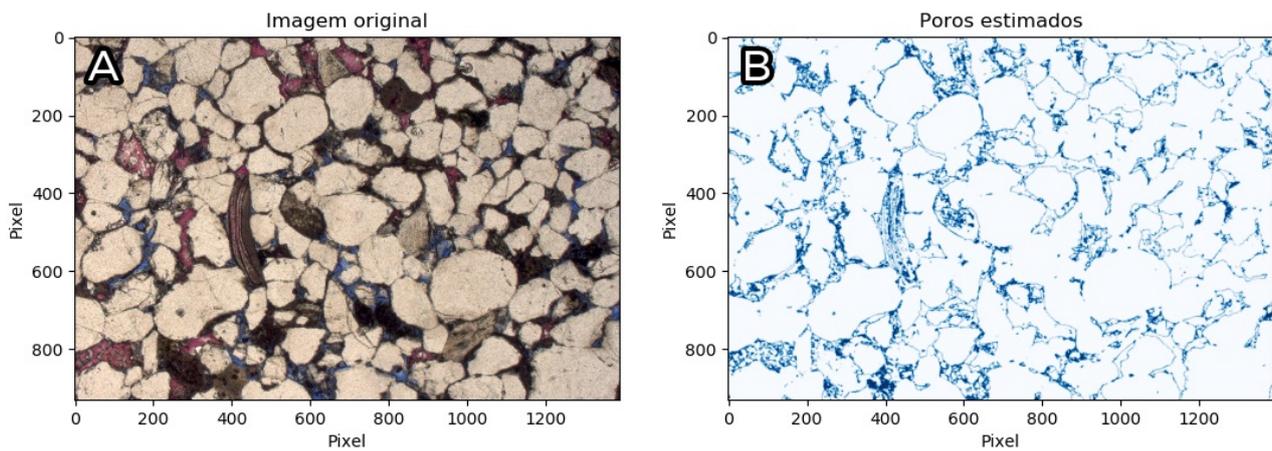


**Figura 10** - Formação Candeias – Membro Gomo com 6,6% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®, (B) resultado do método SAPEPI.

A Lâmina 0123 (Tabela 2) apresenta 10,8% de porosidade (Figura 11A). O tipo de porosidade predominante da lâmina é a intergranular, ocorre intragranular nos bioclastos e intercrystalina no cimento carbonático. A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,220 – 0,320 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 10,08% de porosidade, com desvio de 6,7 %. Qualitativamente ao observar a

figura pode-se atestar que o contorno dos grãos está bem delimitado, e os poros estão destacados, muito próximos do original (Figura 11 B).

A Lâmina 0106 (Tabela 2) apresenta 13% de porosidade (Figura 12 A). O tipo de porosidade predominante na lâmina é a intergranular, conta com porosidade intragranular, onde alguns poros foram formados devido a dissolução total e parcial dos grãos, porosidade móldica e alveolar



**Figura 11** - Formação Candeias – Membro Gomo com 10,8% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®, (B) resultado do método SAPEPI.

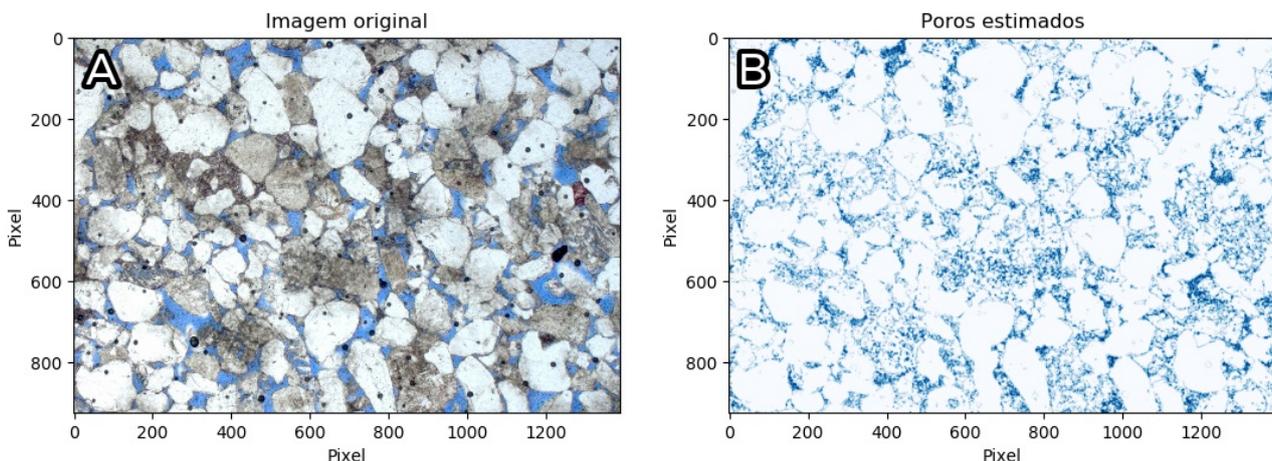
respectivamente.

A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,500-590 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 12,71% de porosidade, com desvio de 2,24%. Qualitativamente a imagem gerada se assemelha muito a original, visto que os grãos e poros estão bem delimitados (Figura 12 B).

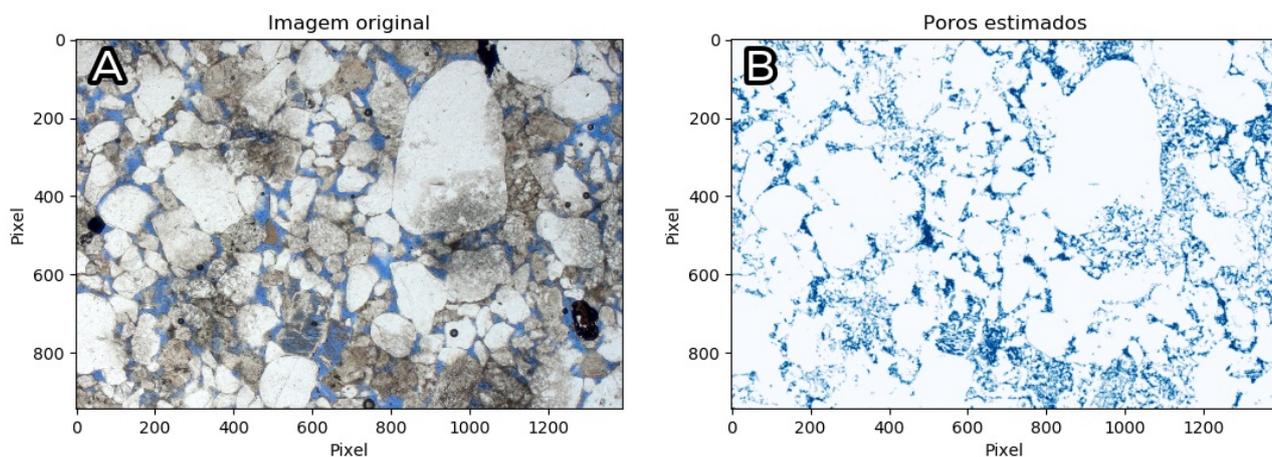
A Lâmina 0107 (Tabela 2) apresenta 12% de

porosidade (Figura 13 A). O tipo de porosidade é intergranular, móldica e alveolar.

A área selecionada com a matriz auxiliar corresponde a faixa de azul 0,400-498 no histograma, o resultado obtido através do SAPEPI foi de 12,56% de porosidade, com desvio de 4,70%. Qualitativamente a imagem gerada se assemelha muito a original, visto que os grãos e poros estão bem delimitados (Figura 13 B).



**Figura 12** - Formação Candeias – Membro Gomo com 13% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®, (B) resultado do método SAPEPI.



**Figura 13** - Formação Candeias – Membro Gomo com 12% de porosidade, (A) imagem original do microscópio gerada pelo AxioVision®, (B) resultado do método SAPEPI.

## DISCUSSÃO

Os resultados obtidos através do método SAPEPI foram satisfatórios, considerando que os desvios entre a medida da contagem de pontos e a medida da porosidade do método foram baixos, variaram entre 0,53 e 6,7% (Tabela 3). O desvio é a diferença normalizada entre a medida feita por contagem de pontos e a medida feita de forma automática, realizadas através da fórmula representada na equação 1:

$$d = \frac{|\Phi_0 - \Phi_1|}{\Phi_0} \cdot 100 \quad (1)$$

Onde:

d = desvio relativo em relação a medida de porosidade por contagem de pontos.

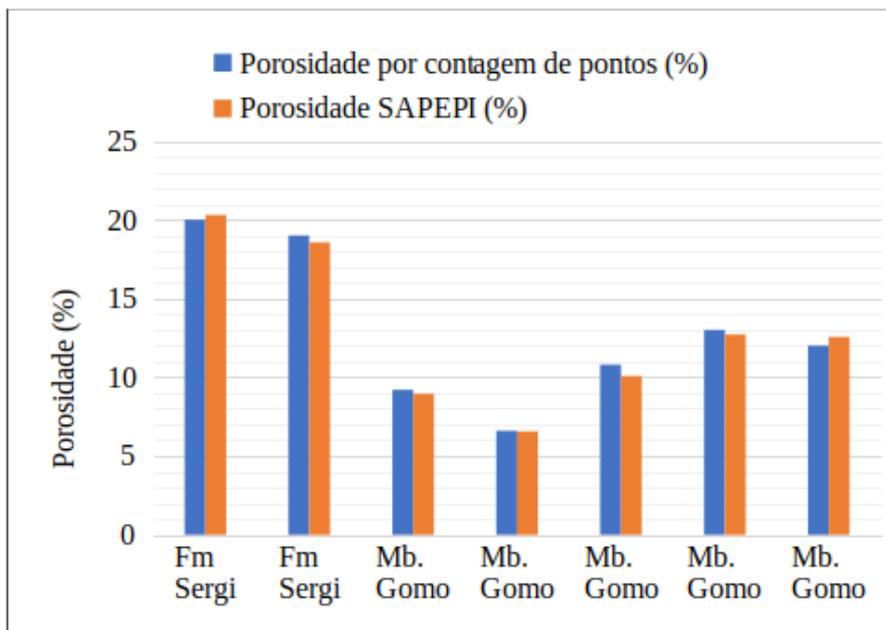
$\Phi_0$  = Porosidade por contagem de pontos.

$\Phi_1$  = Porosidade obtida através do método SAPEPI.

A figura 14 mostra a comparação dos resultados. Percebe-se que os valores de porosidade obtidos via método SAPEPI tem pouca variação quanto colocados em confronto aos valores de porosidade obtidos através da contagem de pontos tradicional.

**Tabela 3** - Comparação dos resultados obtidos através da contagem de pontos, método SAPEPI e o desvio.

| Lâmina      | Porosidade por contagem de pontos (%) | Porosidade SAPEPI (%) | desvio relativo (%) |
|-------------|---------------------------------------|-----------------------|---------------------|
| Lâmina 0110 | 20                                    | 20,3                  | 1,48                |
| Lâmina 0086 | 19                                    | 18,56                 | 2,75                |
| Lâmina 0125 | 9,2                                   | 8,95                  | 0,53                |
| Lâmina 0122 | 6,6                                   | 6,56                  | 6,7                 |
| Lâmina 0123 | 10,8                                  | 10,08                 | 2,32                |
| Lâmina 0106 | 13                                    | 12,71                 | 2,24                |
| Lâmina 0107 | 12                                    | 12,56                 | 4,7                 |



**Figura 14** - Evidencia a semelhança entre a porosidade obtida via método tradicional e SAPEPI.

A análise petrográfica das lâminas mostrou que as rochas são arenitos e arenitos siltosos, nos casos do Membro Catu e Gomo. A granulometria geral das amostras, varia de silte a areia grossa, constituídos majoritariamente por quartzo, contendo também feldspatos, micas e bioclastos. A porosidade que predomina é a intergranular, porosidade móldica, alveolar, intercrystalina e intragranular são também encontradas.

O método SAPEPI obteve resultados satisfatórios, considerando que os desvios entre a

medida da contagem de pontos e a medida da porosidade do método, foram baixos, variando entre 0,53 e 6,7%.

O método SAPEPI possui a vantagem de ser uma linguagem de programação livre, o resultado não é afetado por defeitos na confecção da lâmina, a imagem importada para o processamento pode ser de qualquer formato. Não necessita de etapas custosas de pré-processamento da imagem, como outros métodos citados, onde é necessário realçar e

homogeneizar o azul com o auxílio de ferramentas de edição de imagens, e neste caso, torna o processo mais lento. Ainda como aspecto positivo, o método é mais rápido quando comparado ao método tradicional da contagem de pontos.

As dificuldades encontradas são duas: (1) a primeira é associada à impregnação da resina

azul, de fato uma possível variação de azul gera um histograma onde os limites superiores e inferiores podem não abranger as tonalidades de azul; (2) nas lâminas de baixa porosidade, o resultado pode ser comprometido, uma vez que o espaço para selecionar a matriz auxiliar é pequeno, assim podendo não refletir a porosidade real da lâmina.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a PETROBRAS, por disponibilizar as lâminas utilizadas neste trabalho, além dos dados de porosidade que possibilitaram a verificação da acurácia do método desenvolvido.

## REFERÊNCIAS

- ASMUS, H. & PORTO, R. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 31, Camboriú. **Anais...**Camboriú: Sociedade Brasileira de Geologia, 1980, v. 1, p. 225–239.
- AZEVEDO, I.C.D. & MARQUES, E.A.G. **Introdução à Mecânica de Rochas**. Viçosa, UFV. 363p., 2002.
- BASSO, M.; KURODA, M.C.; VIDAL, A. Análise geológica e petrofísica de um bloco de travertino como análogo de reservatório de hidrocarbonetos. **Revista do Instituto de Geociências**, v. 17, n. 2, p. 21–221, 2017.
- BJØRLYKKE, K. & AAGAARD, P. Clay Minerals in North Sea Sandstones. In: HOUSEKNECHT, D.W.; PITMAN, E.D. (Eds.). **Origin, Diagenesis and Petrophysics of Clay Minerals in Sandstones**. Tulsa: Soc. Econ. Paleon. Miner. SEPM. Special Publication, v. 47, p. 65–80, 1992.
- CAIXETA, J.M.; BUENO, G.V.; MAGNAVITA, L.P. & FEIJÓ, F.J. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 163–172, 1994.
- CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an overview. **Tectonophysics**, v. 213, p. 97–138, 1992.
- CHINELATTO, G. F. **Caracterização permo-porosa a partir da análise de imagens das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil**. Campinas, 2013, 35 p. Monografia (Trabalho de conclusão de curso) - Instituto de Geociências, Universidade de Campinas.
- COSTA, F.; ALMEIDA, F.; SANTOS, F.; VIEGAS, I.R.; PICOLINI, J.P. **Geologia, Histórico de E&P, Potencial Petrolífero e Perspectivas Futuras Acerca da Bacia do Recôncavo**. Rio de Janeiro, 2006. 63 p. Curso de Especialização em Projeto de Análise de Bacias: Módulo Geologia do Petróleo, Faculdade de Geologia - Universidade do Estado do Rio de Janeiro UERJ.
- FÉLIX, F.A.; NASCIMENTO, E.S.; BORBA, C. Perfis de imagem de poços de petróleo. **Caderno de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas** - UNIT - SERGIPE, v. 1, n. 2, p. 61–78, 2013.
- FIGUEIREDO, A.M.F.; BRAGA, J.A.E.; ZABALAGA, J.C.; OLIVEIRA, J.J.; AGUIAR, G.A.; SILVA, O.B.; MATO, L.F.; DANIEL, L.M.F.; MAGNAVITA, L.P.; BRUHN, C.H.L. Reconcavo Basin, Brazil: A Prolific Intracontinental Rift Basin, **Examples of Other Rift Basins**. AAPG Special Memoir, v. 59, Chapter 5: Part II, p. 157–203, 1994.
- JORDEN, J.R. & CAMPBELL, F.L. **Well logging: Rock properties, borehole environment, mud and temperature logging**. Dallas, TX: SPE Petroleum Technology Resources, 175 p., 1985.
- MILHOMEM, P.S.; MAMAN, E.J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S.; SOUZA-LIMA, W. **Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo**. 2003. Disp. em: [https://phoenix.org.br/Phoenix51\\_Mar03.html](https://phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html). Acessado em: 09jun2019.
- NERY, G.G. **Perfilagem geofísica em poço aberto – fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGF). Rio de Janeiro, 2013.
- VIDAL, A.C.; DILLY, B.L. G.; BASILICI, G. Programa computacional para análise de imagens de sistema poroso de rochas sedimentares. **Terræ Didática**, v. 15, p. 1–6, 2019.
- WARRICK, J.A.; RUBIN, D.M.; RUGGIERO, P.; HARNEY, J.; DRAUT, A.E.; BUSCOMBE, D. Cobble cam: grain-size measurements of sand to boulder from digital photographs and autocorrelation analyses. **Earth Surface Processes and Landforms**, v. 34, p. 1811–1821, 2009.
- WENTWORTH, C.K. A scale of grade and class terms for clastic sediments. **The Journal of Geology**, v. 30, p. 377–392, 1922.

*Submetido em 20 de julho de 2020*

*Aceito para publicação em 20 de maio de 2021*