



Universidade Federal  
de Campina Grande



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS A PARTIR  
DE PARÂMETROS DO ESPAÇO POROSO**

AUTOR:  
CARLOS HENRICKSON BARBALHO DE MOURA

Campina Grande – Paraíba  
2018

CARLOS HENRICKSON BARBALHO DE MOURA

**ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS  
A PARTIR DE PARÂMETROS DO ESPAÇO POROSO**

Dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal de Campina Grande como requisito do Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral para obtenção do grau de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

Co-orientador: Prof. Dr. Patrick William Michael Corbett

Campina Grande – Paraíba  
2018

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M929e Moura, Carlos Henrickson Barbalho de.  
Estimativa de permeabilidade de rochas carbonáticas a partir de parâmetros do espaço poroso / Carlos Henrickson Barbalho de Moura. - Campina Grande, 2018.  
58 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2018.  
"Orientação: Prof. Dr. José Agnelo Soares, Prof. Dr. Patrick William Michael Corbett".  
Referências.

1. Petrofísica. 2. Carbonatos. 3.  $\mu$ CT. 4. Estatística. I. Soares, José Agnelo. II. Corbett, Patrick William Michael. III. Título.

CDU 624.121(043)

CARLOS HENRICKSON BARBALHO DE MOURA

**ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS A PARTIR  
DE PARÂMETROS DO ESPAÇO POROSO**

Dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal de Campina Grande como requisito do Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral para obtenção do grau de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Dissertação aprovada em: 28/03/18

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. José Agnelo Soares  
Orientador

---

Prof. Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira  
Membro interno

---

Prof. Dr. Milton Moraes Xavier Junior  
Membro externo

*“Há uma diferença fundamental entre a religião, que se baseia na autoridade, e a ciência, que se baseia na observação e na razão. A ciência vencerá, porque funciona”.*

**Stephen Hawking**

*“Pedras no caminho? Guardo todas. Sou Geólogo!”*

**Mayara Guedes**

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, irmão e namorada, que sempre me apoiaram em todas as minhas escolhas e forneceram todo o suporte necessário.

A todos os amigos que fiz durante esses dois anos que vivi na cidade de Campina Grande, especialmente aos melhores Pedro Henrique, Felipe, Franklyn, Mateus, Fabricio, Macário e Pedro Felipe. Aos amigos do Laboratório de Petrofísica, onde tivemos excelentes horas de convivência regadas ao inseparável cafezinho: Isis, Paula, Juliana, Lucas, Tulio, Black, Lanna e Rayssa. Ao irmão Cayo, por ter me fornecido todo o apoio inicial que precisei e por estar presente nos melhores momentos. A Daniel, amigo de longas datas e companheiro de apartamento. Aos amigos do GEEP e do Trigêmeos.

A todos os docentes do PPGEPM e profissionais do Departamento de Mineração e Geologia, que contribuíram direta e indiretamente para a execução deste.

Ao professor Agnelo Soares pela orientação necessária durante o desenvolvimento deste e ao professor Patrick Corbett, pelas discussões e conversas bastante enriquecedoras.

A CAPES pelo incentivo financeiro disponibilizado.

## RESUMO

A petrofísica computacional é uma técnica que vem sendo utilizada cada vez mais na indústria do petróleo para caracterizar reservatórios e simular computacionalmente o seu comportamento físico. Através dessa técnica é possível caracterizar um elevado número de amostras, sob diferentes condições ambientais, em um tempo relativamente curto. Este trabalho propõe um modelo de estimativa de permeabilidade que utiliza parâmetros petrofísicos retirados de imagens de microtomografia de raios x ( $\mu$ CT) e os compara com parâmetros petrofísicos medidos em laboratório. Foi analisado um conjunto de 19 amostras com características deposicionais, diagenéticas e texturais diferentes entre si, pertencentes às bacias do Araripe, Potiguar e Sergipe-Alagoas. Delas, 14 são de calcário, 2 de tufa calcária, 2 de caliche e 1 de dolomito. Em laboratório foi utilizado um permoporosímetro a gás para medir os parâmetros porosidade e permeabilidade. As amostras de  $\mu$ CT foram adquiridas com resolução em torno de 2,0  $\mu$ m. O conjunto de imagens criado foi tratado no software Avizo Fire e foram extraídos os parâmetros porosidade, permeabilidade, conectividade e diâmetro equivalente de poros. Um modelo estatístico foi estabelecido para predição da permeabilidade a partir dos parâmetros do espaço poroso extraídos das imagens de  $\mu$ CT. Os resultados indicam que a conectividade dos microporos, inferida a partir do cálculo do Número de Euler em imagens 3D, é o parâmetro que exerce maior influência na estimativa da permeabilidade, seguida pela porosidade dos macroporos e pela conectividade dos macroporos. O modelo preditivo proposto apresentou um coeficiente de determinação de 0,994, mostrando-se bastante confiável para o grupo de amostras investigado.

Palavras chave: Petrofísica, carbonatos,  $\mu$ CT, estatística.

## ABSTRACT

Computational petrophysics is a technique that has been increasingly used in the petroleum industry to characterize reservoirs and to simulate computationally its physical behavior. Through this technique it is possible to characterize a big number of samples, under different environmental conditions, in a relatively short time. This work proposes a model of permeability estimation that uses petrophysical parameters taken from x - ray microtomography images ( $\mu$ CT) and compare them with petrophysical parameters measured in the laboratory. It was analyzed a set of 19 samples with different depositional, diagenetic and textural characteristics, belonging to the Araripe, Potiguar and Sergipe - Alagoas basins. Of these, 14 are limestones, 2 of tufa limestone, 2 of caliche and 1 of dolomite. In the laboratory a gas permoporosimeter was used to measure the porosity and permeability parameters.  $\mu$ CT samples were obtained with a resolution of about 2.0  $\mu$ m. The set of images created was treated in Avizo Fire software and the porosity, permeability, connectivity and pore diameter parameters were extracted. A statistical model was established to predict permeability from pore space parameters extracted from  $\mu$ CT images. The results indicate that the connectivity of micropores, inferred from the calculation of the Euler Number in 3D images, is the parameter that exerts the greatest influence in the estimation of permeability, followed by the porosity of the macropores and the connectivity of the macropores. The proposed predictive model presented a coefficient of determination of 0.994, being very reliable for the group of samples investigated.

Keywords: Petrophysics; carbonates;  $\mu$ CT; statistics.

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Tipos de porosidade - Fábrica seletiva. Choquete &amp; Pray (1970). Modificado de Scholle (2003)</i>	06
<i>Figura 2 - Tipos de porosidade - Fábrica não-seletiva. Choquete &amp; Pray (1970). Modificado de Scholle (2003)</i>	06
<i>Figura 3 – Modelo ilustrativo de funcionamento de um tomógrafo de raios X. (Retirado de Ferreira, 2013.)</i>	10
<i>Figura 4 - Mapa de localização e mapa geológico da Bacia do Araripe. Retirado de Camacho et al (2017)</i>	12
<i>Figura 5 - Coluna litoestratigráfica simplificada da Bacia do Araripe. Adaptado de Camacho et al., (2017).</i>	13
<i>Figura 6 - Modelos deposicionais propostos por Bertani et al., (1990) para o estágio Drifte. Bacia Potiguar. Retirado de Rocha (2010).</i>	18
<i>Figura 7 - Mapa geológico da Bacia Potiguar, parte emersa. (Angelim et al.,2006)</i>	19
<i>Figura 8 a) Plugadeira manual Tanaka, modelo 270 PDFH e b) Detalhe mostrando o local de encaixe da haste que contém a coroa diamantada</i>	24
<i>Figura 9 a) Serra de bancada e b) Retificadora de plugues.</i>	25
<i>Figura 10 - Equipamento UltraPoroPerm 500 da Corelab acoplado a célula matrix cup, para medição de porosidade, e ao coreholder para medição de permeabilidade.</i>	25
<i>Figura 11 - Representação esquemática do ensaio de permeabilidade. (Retirado de Apolinario, 2016)</i>	27
<i>Figura 12- Microtomógrafo Zeiss, modelo XRADIA Versa XRM-500. (Retirado do site do fabricante)</i>	28
<i>Figura 13- Figura esquemática da sequência de preparação de amostras para microtomografia. (Modificado de Palombo, 2017)</i>	29
<i>Figuras 14 a) Foto do microplug retirado da "moeda" de rocha para imageamento por microtomografia de raios-x e b) Dimensões da subamostra.</i>	29
<i>Figura 15 - Processo de extração de subvolume cúbico (300x300x300)</i>	31

<i>Figura 16 - Fluxo de trabalho para cálculo de macroporosidade.</i>	32
<i>Figura 17 - Fluxo de trabalho para cálculo de microporosidade.</i>	33
<i>Figura 18 - Mosaico mostrando a imagem microtomográfica em tons de cinza e a mesma depois de ser segmentada (Amostra Ca9).</i>	33
<i>Figura 19 - Fluxo de trabalho para cálculo da permeabilidade (Avizo Fire).</i>	34
<i>Figura 20 - Fluxo de trabalho para cálculo do número de Euler – indicador de conectividade (Avizo Fire).</i>	35
<i>Figura 21 - Fluxo de trabalho para geração de uma superfície em três dimensões (3D) para visualização da conectividade dos poros (Avizo Fire).</i>	36
<i>Figura 22 - Fluxo de trabalho para determinação dos diâmetros equivalentes de poros (Avizo Fire).</i>	37
<i>Figura 23 - Histograma de distribuição de Diâmetro Equivalente de poros para a amostra Ca2 (Avizo Fire).</i>	37
<i>Figura 24 - Gráfico de pontos representando um histograma classificado do tipo Pareto. Em vermelho a linha representando a função exponencial aplicada. Amostra Ca2.</i>	39
<i>Figura 25 Gráfico de uma função do tipo piecewise. Retirado de <a href="http://www.unc.edu/~nielsen/soci709/m7/m7.htm">http://www.unc.edu/~nielsen/soci709/m7/m7.htm</a></i>	40
<i>Figura 26 - Porosidade versus densidade total. Ambas medidas de forma convencional.</i>	42
<i>Figura 27 - Relação entre os valores de porosidade e permeabilidade convencionais</i>	43
<i>Figura 28 - Superfície em três dimensões evidenciado os grupos de poros interconectados – amostra Cx1 (Avizo Fire).</i>	45
<i>Figura 29 - Gráfico de barras comparativo entre porosidade medida em laboratório e porosidade medida computacionalmente.</i>	47
<i>Figura 30 - Gráfico de dispersão relacionando valores de porosidade convencional e computacional.</i>	48
<i>Figura 31 - Relação entre a permeabilidade medida pelo método convencional e a permeabilidade estimada pelo modelo proposto.</i>	51

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Amostras de rochas carbonáticas utilizadas no presente trabalho.</i>	23
<i>Tabela 2 - Valores referentes as resoluções utilizadas para cada amostra imageada por microCT.</i>	30
<i>Tabela 3 – Exemplo de tabela de classes e frequência do tipo Pareto (Histograma classificado)</i>	38
<i>Tabela 4 – Resultados obtidos através de ensaios petrofísicos convencionais.</i>	41
<i>Tabela 5 - Porosidade, permeabilidade e conectividade dos macro e micro poros medidas por microCT</i>	44
<i>Tabela 6 - Porosidade e permeabilidade medidas em laboratório e computacionalmente.</i>	46
<i>Tabela 7 - Propriedades petrofísicas medidas a partir de imagens <math>\mu</math>CT e permeabilidade convencional (<math>K_{LAB}</math>).</i>	49
<i>Tabela 8 - Ranking da influência de parâmetros petrofísicos computacionais na permeabilidade convencional, a partir de regressão linear múltipla univariável.</i>	50

## LISTA DE CÓDIGOS E ABREVIACÕES

<b>Código / abreviação</b>	<b>Descrição</b>
$\phi$	Porosidade
$\phi_{\text{TOTAL}}$	Porosidade total
$\phi_{\text{MACRO}}$	Macroporosidade
$\phi_{\text{MICRO}}$	Microporosidade
$K_{\text{MACRO}}$	Permeabilidade dos macroporos
$K_{\text{MICRO}}$	Permeabilidade dos microporos
$\text{Log } (EN_{\text{MACRO}})$	Logarítimo do número de Euler na macroporosidade
$\text{Log } (EN_{\text{MICRO}})$	Logarítimo do número de Euler na microporosidade
Diam. Eq macro - b	Coefficiente b da curva exponencial referente ao histograma de diâmetro equivalente para macroporos
$V_t$	Volume total
$V_g$	Volume de grãos
$V_p$	Volume de poros
$\Delta P$	Variação de pressão
$P_i$	Pressão inicial
$P_f$	Pressão final
$V_i$	Volume inicial
$V_f$	Volume final
$V_m$	Volume matrix cup
$V_g$	Volume de grãos
$V_p$	Volume de poros
$T_i$	Temperatura inicial
$T_f$	Temperatura final
$\rho_g$	Densidade de grãos
$\mu$	Viscosidade do fluido
K	Permeabilidade
$K_{\text{LAB}}$	Permeabilidade laboratorial
mD	miliDarcy
$T_p$	Limiar para poros
$T_m$	Limiar para matriz
$\phi\mu$	Fator de proporção de microporosidade
$\mu\text{CT}$	Microtomografia computadorizada de raios X
$\mu\text{m}$	micrômetro
$R^2$	Coefficiente de determinação

## SUMÁRIO

1 - Introdução	01
2 – Aspectos teóricos	03
2.1 Rochas carbonáticas	03
2.2 – Propriedades físicas de rochas	04
2.2.1 - Porosidade	04
2.2.2 - Permeabilidade	07
2.3 - Microtomografia de raios X	08
2.4 – Petrofísica computacional	10
2.5 – Contexto geológico	11
2.5.1 - Bacia do Araripe	11
2.5.1.1 – Arcabouço estrutural	12
2.5.1.2 – Evolução tectonoestratigráfica	13
2.5.2 – Bacia Potiguar	15
2.5.2.1 – Arcabouço estrutural	15
2.5.2.2 – Evolução tectonoestratigráfica	15
2.5.3 - Bacia de Sergipe-Alagoas	19
2.5.3.1 – Arcabouço estrutural	20
2.5.3.2 – Evolução tectonoestratigráfica	20
3 – Materiais e técnicas experimentais	23
3.1 – Materiais	23
3.2 – Coleta e preparação das amostras	23
3.3 – Ensaio de porosidade e permeabilidade (petrofísica convencional)	25
3.4 – Aquisição de imagens de microtomografia de raios X	27
3.5 - Petrofísica computacional	30
3.5.1 – Porosidade	31
3.5.2 – Permeabilidade	34
3.5.3 - Conectividade	34
3.5.4 – Diâmetro equivalente de poros	36

3.6 – Análises estatísticas	39
4 – Resultados e discussões	41
4.1 – Ensaio laboratoriais – petrofísica convencional	41
4.2 – Petrofísica computacional	44
4.3 – Ensaio laboratoriais X ensaio computacionais	46
4.4 – Análise estatística	49
5 - Conclusões	52
6 - Referências	54

## 1 - Introdução

As rochas carbonáticas constituem os reservatórios dos maiores campos produtores de hidrocarbonetos do mundo, entre eles o campo de Ghawar, na Arábia Saudita, Cantarell, no México e, no Brasil, os grandes volumes recém-descobertos na camada pré-sal das bacias de Campos e Santos. Tais rochas abrangem uma variada gama de fácies deposicionais e um complexo sistema permoporoso.

A estratégia de produção a ser utilizada, bem como o cálculo das reservas existentes em uma jazida de hidrocarbonetos, requer um conhecimento detalhado da qualidade e da continuidade do reservatório em três dimensões. A Petrofísica é uma área que investiga as propriedades físicas de minerais, rochas e fluidos nelas contidos e como essas características se alteram em função de variáveis ambientais como pressão, temperatura, saturação, salinidade e argilosidade (Soares, 2011).

Reservatórios porosos e permeáveis de rochas carbonáticas são conhecidos por serem heterogêneos em termos de distribuição espacial de suas propriedades petrofísicas, o que torna a produção e a recuperação secundária uma difícil tarefa (Ehrenberg, 2006; Lucia, 2007). O sistema de poros de rochas carbonáticas não é dividido simplesmente em poros e gargantas de poros, assim como nas rochas siliciclásticas, mas sim em sistemas complexos e multiescalares de difícil classificação. (Van der Land *et al.*, 2013)

A estrutura porosa é inicialmente controlada pela distribuição de texturas deposicionais, mas é fortemente afetada durante processos diagenéticos. Diferentes fases de cimentação, dissolução e processos de recristalização, como dolomitização, podem sucessivamente criar, destruir ou redistribuir o espaço poroso disponível para acumulação de petróleo, gás, água e CO<sub>2</sub>. Tais modificações resultam na presença de múltiplos sistemas porosos que são conectados ou não, de maneira bastante complexa. Em virtude de sua natureza altamente reativa, as rochas carbonáticas possuem marcas de sua história pós-deposicional (De Boever *et al.*, 2012; Van der Land *et al.*, 2013). Essa característica heterogênea e pouco conhecida das rochas carbonáticas se constitui na motivação desta pesquisa.

O objetivo da caracterização de reservatórios é descrever a distribuição espacial

dos parâmetros petrofísicos, tais como porosidade e densidade, além da permeabilidade e saturação de fluidos. Registros de perfis de poço, análises de amostras de rochas, dados de produção e dados de testes de poço, fornecem medidas quantitativas de parâmetros petrofísicos na vizinhança do poço (Lucia, 1995). Este conhecimento é usualmente obtido a partir da retirada de testemunhos de rochas onde várias propriedades são obtidas experimentalmente, tais como: porosidade, permeabilidade, fator de formação, dentre outras. Estas propriedades são medidas por meio de amostras de rocha submetidas a testes experimentais de laboratório que podem, por vezes, ser demorados e custosos (Appoloni *et al.*, 2007; Palombo, 2017).

A compreensão e a caracterização digital das propriedades petrofísicas de rochas reservatório são essenciais para a avaliação e previsão, simuladas e suportadas por ferramentas computacionais, de suas características e comportamento durante a produção de petróleo, além da relação com as propriedades dos fluidos, dados geológicos, de produção e completção (Appoloni *et al.*, 2007).

Dessa forma, a utilização de imagens provenientes por microtomografia de raios-x ajuda na caracterização de reservatórios, uma vez que é uma técnica não destrutiva e que permite o estudo de várias amostras ao mesmo tempo, a depender do aparato computacional, e a simulação de condições jamais possíveis de se obter em laboratório. Com a integração de todos os dados petrofísicos, tanto convencionais (medidos em laboratório) quanto digitais, é possível fazer uma análise das propriedades da rocha-reservatório em estudo, visando a criação de um modelo preditivo do comportamento físico da mesma.

Este trabalho tem como objetivo criar um modelo de estimativa de permeabilidade confiável a partir da inserção de parâmetros geométricos do espaço poroso calculados a partir de tais imagens microtomográficas. Para isso será caracterizado um conjunto de rochas carbonáticas oriundas de algumas bacias do Nordeste brasileiro, no que diz respeito as propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade, conectividade e diâmetro equivalente de poros, a partir de análises de laboratório/convencionais (porosímetro e permeâmetro) e também a partir de imagens adquiridas por microtomografia de raios-x, tratadas no *software Avizo Fire*. Os

resultados computacionais serão comparados com os dados convencionais medidos em laboratório.

## 2 – Aspectos teóricos

### 2.1 Rochas carbonáticas

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares de origem química ou bioquímica, formadas por minerais carbonáticos, que possuem em sua estrutura atômica o íon  $(\text{CO}_3)^{2-}$ , e cátions bivalentes metálicos como Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr e Cu (Ahr, 2008). Mais de 90% dos sedimentos carbonáticos são de origem biológica e são depositados naturalmente em ambientes marinhos, provenientes de carapaças de organismos, além dos formados em recifes de corais. Também são encontrados em outros locais após erosão e lixiviação a partir da área fonte, e posterior transporte e deposição (Ahr *et al.*, 2005).

A ocorrência de sedimentos carbonáticos está ligada a parâmetros ambientais. Estes restringem os locais nos quais há deposição, em virtude da existência de organismos que produzem carbonato de cálcio, a forma mais comum. Estes parâmetros ambientais são: salinidade, temperatura, ausência de sedimentos siliciclásticos em suspensão e profundidade. O ambiente ideal para a produção são águas tropicais, límpidas, quentes e rasas. O fator profundidade é bastante importante, uma vez que os organismos excretores são sensíveis a luz e têm produção máxima a 10 m de profundidade (Schlager, 2005).

Os principais minerais carbonáticos podem ser agrupados em famílias, de acordo com o sistema cristalino ou o arranjo interno dos átomos. Os minerais mais comuns são calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) e dolomita ( $\text{Ca,Mg}(\text{CO}_3)_2$ ), que possuem o sistema cristalográfico hexagonal. Existe também a calcita magnésiana, a qual é encontrada na forma de esqueletos e cimento marinho, possuindo o mesmo sistema cristalino da calcita comum, porém com estrutura geométrica e solubilidade diferentes. A aragonita ( $\text{CaCO}_3$ ) é um polimorfo da calcita, possuindo mesma composição química, porém cristaliza no sistema ortorrômbico. Azurita ( $\text{Cu}_3(\text{CO}_3)_2(\text{OH})_2$ ) e malaquita ( $\text{Cu}_2\text{CO}_3(\text{OH})$ ), ocorrem em

menor frequência e são cristalizadas no sistema monoclinico. A aragonita é comum em oceanos modernos mas rara em reservatórios carbonáticos, dessa forma é possível afirmar que a calcita e a dolomita correspondem a 90% de todos os carbonatos naturais (Reeder, 1983).

Os minerais carbonáticos ao reagirem com íons de hidrogênio ( $H^+$ ), rompem a ligação do íon  $(CO_3)^{2-}$ , para formar  $CO_2$  e  $H_2O$ . Dessa forma, é uma prática comum em observações de campo, utilizar-se de uma solução de ácido clorídrico (HCl), para a identificação de minerais/rochas carbonáticas. Essa técnica também é utilizada para diferenciação de calcários e dolomitos. Os calcários reagem com a solução de HCl a qualquer concentração. Já os dolomitos somente reagem com soluções a concentrações de no mínimo 10%.

## 2.2 – Propriedades físicas de rochas

### 2.2.1 - Porosidade

A porosidade é uma propriedade fundamental da rocha-reservatório, pois ela determina o volume máximo de fluido que o reservatório pode conter. Ela pode ser definida como uma fração do volume total da rocha que não é preenchida por material sólido. Este espaço criado entre os grãos, é chamado de espaço poroso ou interstício e é ocupado por fluidos (líquidos e/ou gases) (Tiab & Donaldson, 2004). A porosidade é definida de forma matemática segundo a equação 1:

$$\Phi = \frac{(V_t - V_g)}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

onde  $\Phi$  é a porosidade total ou absoluta,  $V_t$  é o volume total da rocha,  $V_g$  é o volume de grãos e  $V_p$  é o volume de poros.

O alvo da indústria do petróleo é a porosidade efetiva ( $\phi_e$ ). A mesma permite a circulação de fluidos nos espaços porosos e corresponde aos poros conectados entre si. Em rochas carbonáticas a porosidade é dependente da textura, petrotrama (*fabric*) e da geometria de fraturas (Ahr, 2008). Segundo Cossé (1993), a porosidade pode ser

classificada quanto a magnitude:

- Baixa, quando  $\Phi < 5\%$ ;
- Medíocre, quando  $5 < \Phi < 10\%$ ;
- Média, quando  $10 < \Phi < 20\%$ ;
- Boa, quando  $20 < \Phi < 30\%$ ;
- Excelente, quando  $\Phi > 30\%$ .

O tipo e a magnitude da porosidade pode variar em função do ambiente deposicional e da história diagenética da rocha em estudo, que pode vir a criar, reter, reduzir ou destruir poros existentes (Scholle & Ulmer-Scholle, 2003). Baseando-se no tempo de evolução, pode se classificar em: a) porosidade primária: formada durante a deposição/criação da rocha e b) porosidade secundária: formada em um período pós-deposicional, podendo ser criada por fatores como dissolução, fraturamento e dolomitização.

Em relação ao tamanho da garganta do poro, pode ser classificada como microporosidade, mesoporosidade e macroporosidade. Quanto ao tipo de poro, existem várias classificações, porém a de Choquette e Pray (1970) (Figuras 1 e 2) é ainda uma das mais utilizadas. Este parâmetro pode ser observado em seções delgadas ou em imagens de microtomografia de raios X, a depender da resolução utilizada.

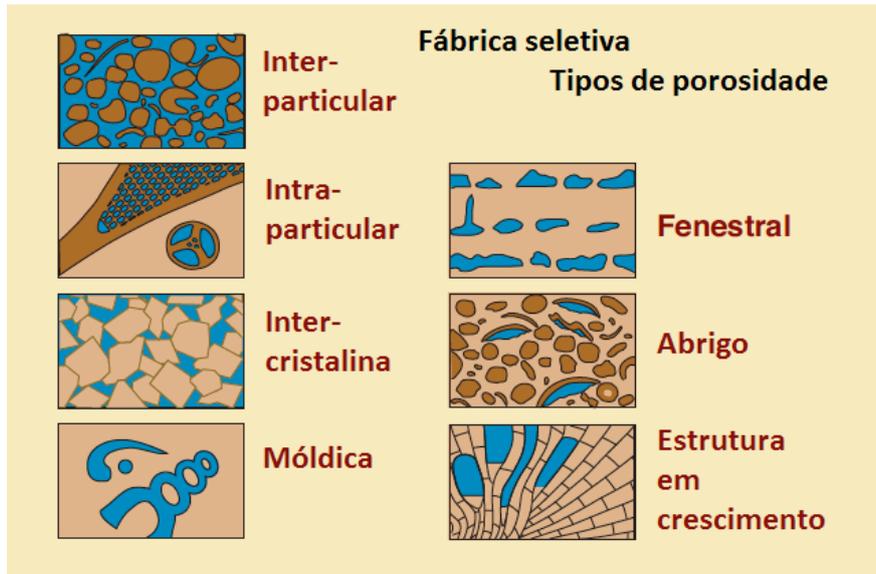


Figura 1 - Tipos de porosidade - Fábrica seletiva. Choquete & Pray (1970). Modificado de Scholle (2003).

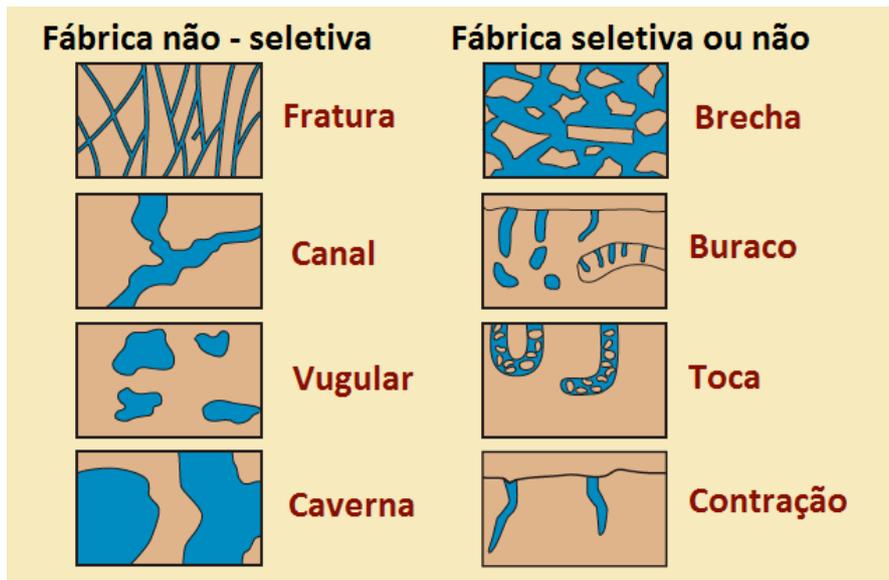


Figura 2 - Tipos de porosidade - Fábrica não-seletiva. Choquete & Pray (1970). Modificado de Scholle (2003)

A determinação da **porosidade** em laboratório é feita baseando-se na expansão do gás injetado na amostra, baseando-se na lei de Boyle-Mariotte, que relaciona a variação de volume, pressão e temperatura de um determinado gás em um momento inicial e um momento final (equação 2).

$$\frac{P_i V_i}{T_i} = \frac{P_f V_f}{T_f} \quad (2)$$

O volume ( $V$ ) é dado em metros cúbicos ( $m^3$ ), a pressão ( $P$ ) é dada em Pascal ( $Pa$ ) e a temperatura ( $T$ ) em Kelvin ( $K$ ). Os subscritos “i” e “f” referem-se aos estados inicial e final do gás, respectivamente. Como o experimento é realizado sob condições de temperatura constante, a lei de Boyle-Marriote é simplificada para a equação 3.

$$P_i V_i = P_f V_f \quad (3)$$

Partindo-se do pressuposto que a amostra está completamente seca e que a massa da mesma advém somente dos grãos, é possível calcular a densidade de grãos pela equação 4.

$$\rho_g = \frac{m}{V_g} \quad (4)$$

Onde  $\rho_g$  é a densidade de grãos na amostra,  $m$  é a massa calculada em balança de precisão e  $V_g$  é o volume de grãos.

Para o cálculo de densidade total da amostra utiliza-se a equação 5.

$$\rho_t = \frac{m}{V_t} \quad (5)$$

Onde  $\rho_t$  é a densidade total da amostra,  $m$  é a massa calculada em balança de precisão e  $V_t$  é o volume total da amostra, incluindo os poros.

### 2.2.2 - Permeabilidade

A permeabilidade, assim como a porosidade, também é uma propriedade fundamental da rocha. Pode ser dita como a capacidade de percolação de fluidos através dos poros interconectados. A permeabilidade depende da porosidade efetiva e, conseqüentemente, é afetada pelo tamanho dos grãos, forma, grau de empacotamento e cimentação (Tiab & Donaldson, 2004). Matematicamente a permeabilidade pode ser calculada pela Lei de Darcy (Equação 6). Ela relaciona a taxa de fluxo ( $Q$ ) com a queda de pressão ( $\Delta P$ ) ao longo de um tubo de comprimento ( $L$ ), área de seção transversal ( $A$ ), viscosidade do fluido ( $\mu$ ) e determinada constante de proporcionalidade ( $K$ ) característica

do meio poroso, que pode ser chamada de permeabilidade. Darcy é a unidade de medida mais utilizada pela indústria do petróleo. Como a medida de 1 Darcy é um valor bastante alto, geralmente é utilizada a subunidade miliDarcy (mD).

$$Q = k \frac{A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \quad (6)$$

onde  $Q$  é a vazão de um determinado fluido que atravessa o meio poroso,  $K$  é uma constante de proporcionalidade que pode ser chamada de permeabilidade,  $A$  é a área da seção transversal que o fluxo flui,  $\Delta P$  é a diferença de pressão nos momentos inicial e final,  $\mu$  é a viscosidade do fluido e  $L$  é o comprimento do meio poroso.

A permeabilidade pode ser classificada como: a) absoluta, se um determinado fluido não reativo flui através de 100% do espaço poroso; b) efetiva, quando há presença de um outro fluido não miscível e c) relativa, quando é calculada a razão da permeabilidade efetiva de um determinado fluido com a permeabilidade absoluta do sistema (Tiab & Donaldson, 2004).

Assim como a porosidade, a permeabilidade também pode ser classificada como primária ou secundária. É dita primária quando for originada no momento da deposição/criação da rocha. É secundária quando for originada como resultado de alteração por cimentação e/ou compactação, diminuindo a permeabilidade. Também podendo ser gerada por fraturamento ou percolação de fluidos na rocha, aumentando o valor da permeabilidade.

### 2.3 - Microtomografia de raios-x

O termo tomografia origina-se dos radicais gregos *tomos*, que significa parte de algo e *grafein*, o qual denota escrever ou registrar. O princípio matemático da tomografia computadorizada (*computerized tomography* - CT) foi desenvolvido no começo do século 20 por Radon (Cnudde & Boone, 2013).

A tomografia computadorizada de raios-x consiste numa técnica de imageamento de um determinado objeto de maneira não destrutiva do início ao fim do procedimento. Quando a resolução utilizada na medição é da ordem de micrômetros

( $\mu\text{m}$ ), é então chamada de microtomografia computadorizada de raios-x ( $\mu\text{CT}$ ). A técnica é utilizada também na escala nano, entretanto esta não será alvo de estudo nessa pesquisa.

A técnica de imageamento por raios-x foi desenvolvida em 1972 na Grã-Bretanha por Hounsfield, objetivando diagnósticos médicos, e posteriormente passou a ser utilizada para a caracterização de meios porosos. As primeiras imagens de rochas utilizando  $\mu\text{CT}$  foram obtidas por Flannery *et al.* (1987) no centro de pesquisas da Exxon. Hazlett (1996) foi o primeiro autor a utilizar imagens de raios-x para o estudo de fluxo multifásico, incluindo previsões de permeabilidade, utilizando o método *Lattice-Boltzmann*, o mesmo atualmente utilizado pelo software *Avizo Fire*.

A técnica se baseia no princípio do contraste de densidade. Esse contraste de densidade resulta em uma atenuação diferencial de raios-x por parte do objeto que está sendo imageado. O feixe de raios-x incide sobre o objeto, enquanto o mesmo é rotacionado dentro do tomógrafo (Figura 3). A atenuação de raios-x em diferentes direções é então capturada pelo detector e registrada por meio de uma série de projeções em duas dimensões (2D), que registram os pixels em função da lei de Beer para materiais complexos (Ketcham *et al.*, 2001). Tais projeções são posteriormente processadas em um software a fim de obter uma imagem em três dimensões (3D). As imagens são compostas de tons de cinza, os quais são proporcionais ao coeficiente de atenuação do material, que depende da densidade e do número atômico de cada célula do material.

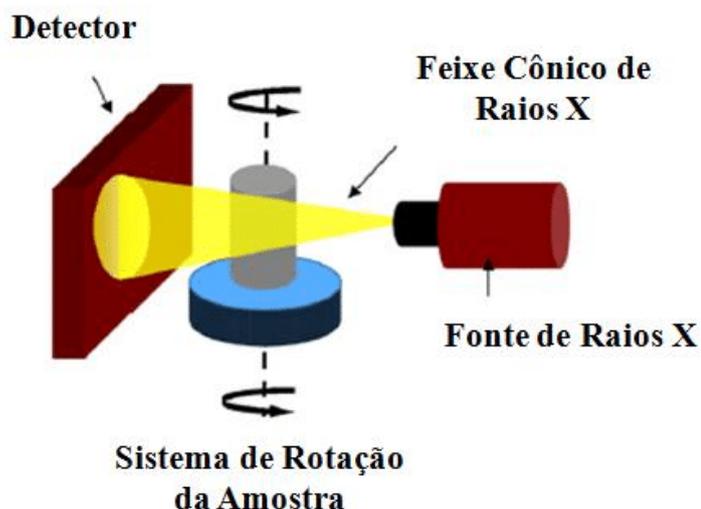


Figura 3 – Modelo ilustrativo de funcionamento de um tomógrafo de raios-x (Retirado de Ferreira, 2013).

Em geociências a técnica é bastante útil, especialmente em rochas sedimentares, pois a partir do contraste de densidade, permite o imageamento da complexa estrutura interna da rocha, sendo possível identificar a composição dos grãos constituintes, qualidade dos contatos existentes, existência ou não de matriz e a geometria do sistema poroso.

#### 2.4 – Petrofísica computacional

A busca pelo aumento da produção de campos de petróleo e a caracterização dos mesmos, antes mesmo de se iniciar a produzir, é uma tarefa contínua e importante para os profissionais da área. A petrofísica convencional auxilia na caracterização das rochas. Para isto são necessários plugues de rocha de formato cilíndrico nos quais são realizados ensaios laboratoriais. Esses plugues, por sua vez, podem ser retirados de testemunhos de sondagem, amostras de mão ou, em campo, com o auxílio de uma plugadeira manual.

Para uma real simulação das propriedades da rocha *in situ*, são necessárias condições laboratoriais como alta pressão, saturação fluida e alta temperatura. Nem sempre é possível simular tais condições, em virtude dos limites operacionais apresentados pelos equipamentos. Para uma simulação que tenha elevado nível de

confiabilidade, também são necessários alguns parâmetros como permeabilidade relativa, pressão capilar e outros parâmetros como a miscibilidade de fluidos em uma mesma rocha. Dessa forma, tais análises demandam custoso aparato laboratorial, além de bastante tempo para a realização dos ensaios, podendo levar até meses e nem sempre representam fielmente as condições de campo.

Objetivando diminuir o tempo das análises e a realização de um experimento com uma maior confiabilidade, desenvolveu-se o método de *Digital Rock Physics* ou *Petrofísica Computacional*, que investiga e calcula propriedades petrofísicas utilizando imagens de alta resolução a partir de imagens de microtomografia de raios-x (Seção 3.4). Pode-se citar como ponto positivo a possibilidade de analisar uma grande quantidade de amostras em pouco tempo, comparando-se com o tempo necessário para análises laboratoriais. O desenvolvimento desta técnica permitiu um melhor entendimento do sistema poroso e o desenvolvimento de modelos preditivos sofisticados que representam a dinâmica de fluxos multifásicos e a geometria interna da rocha (Bryant & Blunt, 1992; Valvatne; 2004; Keehm *et al.*, 2004).

## 2.5 – Contexto geológico

### 2.5.1 - Bacia do Araripe

A Bacia do Araripe está localizada nas regiões sul do estado do Ceará, oeste do estado de Pernambuco e sudeste do Piauí (Figura 4). Dentre as bacias interiores do Nordeste, é a que apresenta maior extensão (10.000 km<sup>2</sup>) e a que apresenta uma coluna estratigráfica mais complexa (Assine, 2007) (Figura 5). Situa-se sobre os terrenos pré-cambrianos da Província Borborema, mais precisamente sobre a Zona Transversal (Santos *et al.* 2004), ao sul da Zona de Cisalhamento Patos.

O embasamento cristalino é formado de unidades gnáissico-migmatíticas, granitóides e rochas metamórficas deformadas durante a orogênese Pan-africana, e é composto de filitos, micaxistos, quartzitos, metavulcânicas ácidas, formações ferríferas bandadas, paragneisses, mármore e anfibolitos (Gomes *et al.*, 1981).

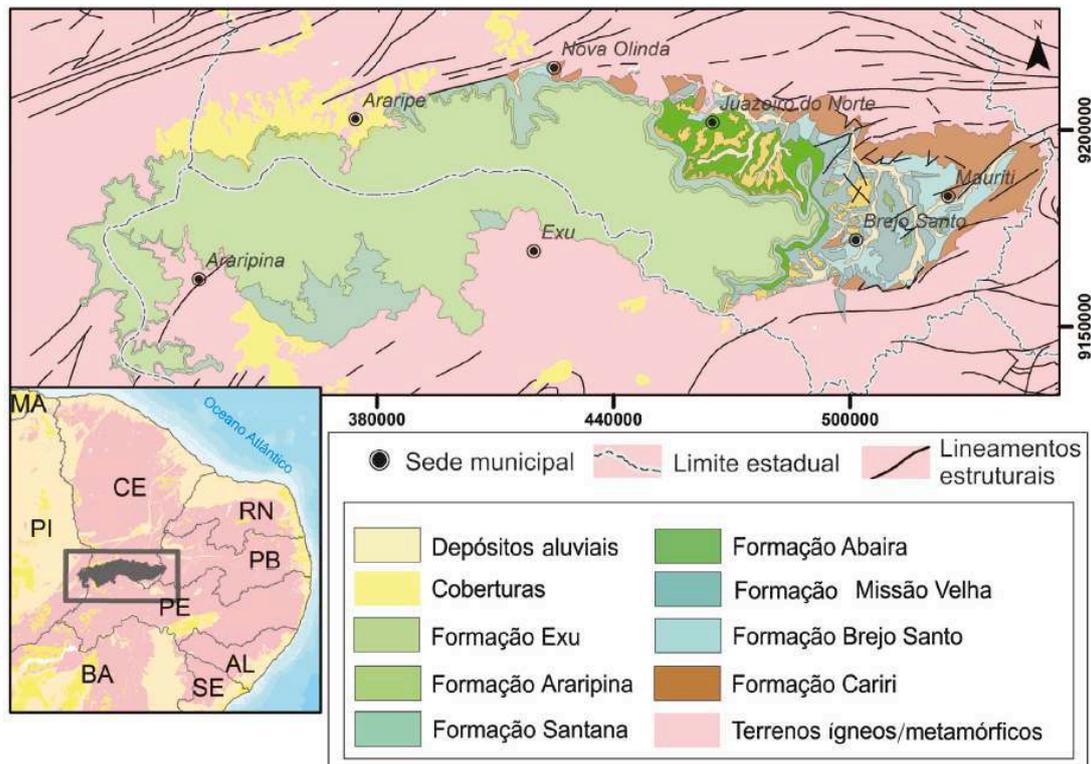


Figura 4 - Mapa de localização e mapa geológico da Bacia do Araripe. Retirado de Camacho & Oliveira (2017).

#### 2.5.1.1 – Arcabouço estrutural

São reconhecidos dois níveis estruturais na bacia. O nível inferior é caracterizado por uma zona rifte, composta de grábens, *horsts* e semigrábens assimétricos e colaterais, resultantes do tectonismo Eocretáceo, a chamada Revolução Wealdeniana (Almeida et al., 1977). Já o nível superior é caracterizado por uma cobertura de estratos tabulares, sub-horizontais de idade mesocretácea (Ponte *et al.*, 1991; Matos 1992; Castro & Castelo Branco, 1999), gerados no contexto pós-rifte, observados na Chapada do Araripe.

Com base em levantamentos gravimétricos e magnetométricos (Rand & Manso, 1984) e em linhas sísmicas (Ponte & Ponte-Filho, 1996), foi possível interpretar a configuração estrutural da bacia. Dessa forma, foram reconhecidas duas sub-bacias: Sub-bacia de Fitoria, no lado Oeste e a Sub-bacia de Cariri, no lado Leste, que são separadas por um alto estrutural bem marcado: o *horst* de Dom Leme. A Sub-bacia do Cariri aflora no Vale do Cariri, sendo composta estruturalmente por *grábens* e *horsts*,

com orientação NE e WNW. A sub-bacia de Feitoria é limitada a oeste pela Plataforma de Araripina e pela Falha de Serrolândia, e a leste pela Falha de Dom Leme.

### 2.5.1.2 – Evolução tectonoestratigráfica

As rochas da Bacia do Araripe têm idades que variam do Paleozóico ao Cretáceo, e tiveram sua evolução tectônica registrada em quatro estágios, que depositaram as sequências: Paleozóica, Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte I e Pós-Rifte II (Assine, 2007). Uma coluna litoestratigráfica da bacia pode ser vista na Figura 5.

Sequências	Litoestratigrafia	Discordâncias
Pós-rifte II (K70- K80)	Formação Exu	Albiano Superior Albiano
	Formação Araripina	
Pós-rifte I (K40- K60)	Formação Santana	Pré-Alagoas Rio da Serra
	Formação Barbalha	
Rifte	Formação Abaiara	
Pré-rifte	Formação Missão Velha	
	Formação Brejo Santo	
Paleozóica	Formação Cariri	Paleozóica
Embasamento Pré-Cambriano		

Figura 5 - Coluna litoestratigráfica simplificada da Bacia do Araripe. Adaptado de Camacho & Oliveira (2017).

O primeiro estágio, na qual foi depositada a sequência **Paleozóica**, é caracterizado por condições de estabilidade tectônica, que permitiram o preenchimento de depressões suaves pelos sedimentos da chamada Formação Cariri. A mesma foi depositada sob condições de sistemas fluviais entrelaçados.

O segundo estágio, **Pré-Rifte**, que depositou a sequência homônima, precedeu a ruptura do supercontinente Gondwana e teve início no final do Permiano, ocorrendo até o final do Jurássico. Foi marcado por um episódio de subsidência mecânica produzida por estiramento litosférico, que gerou um extenso geoanticlinal. Nesse

estágio foram depositadas as formações Brejo Santo, composta por folhelhos e lamitos vermelhos, e Missão Velha, constituída de arenitos depositados em planícies fluviais de sistemas entrelaçados de alta energia (Assine, 2007).

O terceiro estágio, o qual é representado pela sequência **Rifte**, teve início no Neocomiano e corresponde à continuação do estiramento crustal e geração de grábens, semigrábens e *horsts*. Tais feições se tornaram depocentros que foram preenchidos pelos sedimentos da Formação Abaiara. De acordo com Assine (2007), a mesma foi depositada num cenário onde lagos rasos são substituídos por planícies fluviais de canais entrelaçados.

O quarto estágio, **Pós-Rifte**, ocorreu durante o Neocretáceo e está relacionado a um episódio de subsidência flexural térmica. Assine (1992) dividiu esse estágio em duas sequências distintas: Pós-Rifte I e Pós-Rifte II.

A deposição da sequência **Pós-Rifte I** ocorreu no Aptiano-Albiano e pode ser caracterizada por um evento transgressivo. Em um primeiro momento foram depositados os sedimentos da Formação Barbalha sob um sistema fluvial, que evoluiu para condições lacustres, e posteriormente no Eoalbiano houve a implantação de um ambiente marinho, correspondendo aos depósitos lacustre-costeiro-plataformais da Formação Santana.

A sequência **Pós-rifte II** possui idade Albiano-Cenomaniano e é representada pelas Formações Araripina e Exu. A Formação Araripina é constituída por ritmitos compostos por arenitos finos e lamitos, de colorações avermelhadas e amareladas, neles ocorrendo intercalados corpos lenticulares de arenitos médios a grossos. A faciologia é condizente com sedimentação em planícies de leques aluviais. No topo da sequência está a Formação Exu, composta de arenitos fluviais em discordância erosiva com a Formação Araripina. O retorno às condições de sedimentação na Bacia do Araripe foi resultado de soerguimento epirogênico da região Nordeste do Brasil a partir do Albiano (Assine, 2007).

A **Formação Santana**, alvo deste trabalho, depositada no estágio Pós-Rifte I, apresenta grande variação litológica e grande conteúdo fossilífero, podendo ser dividida

em dois membros: Crato e Romualdo (Assine, 2007). O Membro Crato é composto de calcários micríticos laminados de cor creme-amarelada. O Membro Romualdo é constituído de arenitos intercalados com siltitos e argilitos, na base, e folhelhos calcíferos esverdeados, no topo. Entre os dois membros citados ocorrem as camadas lpubi, de forma descontínua, representadas por lentes de gipsitas e anidritas, e folhelhos esverdeados a negros.

## 2.5.2 – Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar localiza-se no extremo leste da margem equatorial Brasileira, quase que inteiramente no estado do Rio Grande do Norte, com uma pequena porção no estado do Ceará. A bacia abrange uma área de 48.000 km<sup>2</sup>, sendo 21.500 km<sup>2</sup> (45%) emersos e 26.500 km<sup>2</sup> (55%) submersos (Pessoa Neto *et al.*, 2007). O seu limite oeste é com a Bacia do Ceará e é definido pelo Alto de Fortaleza. Já o seu limite leste é definido pelo Alto de Touros. O embasamento cristalino define seus limites geológicos a sul. Na porção submersa, o limite norte é dado na isóbata de 2000 m.

### 2.5.2.1 – Arcabouço estrutural

Segundo Bertani *et al.* (1990), a Bacia Potiguar tem em seu arcabouço estrutural três unidades básicas, que comportam três supersequências sedimentares. Estas unidades são grábens, altos internos e plataformas do embasamento.

### 2.5.2.2 - Evolução tectonoestratigráfica

A Bacia Potiguar foi formada no início do Neocomiano e pode ser correlacionada a evolução de esforços distensionais responsáveis pela quebra do continente Gondwana, no Neojurássico, originando o afastamento das placas Sul-Americana e Africana. Matos (1987) afirma que a mesma pode ser geneticamente correlacionada às Bacias do Recôncavo, Tucano-Jatobá, Rio do Peixe e Sergipe-Alagoas, todas de margem passiva.

Pessoa Neto *et al.* (2007) afirmam que o preenchimento desta bacia está diretamente relacionado a diferentes fases de sua evolução tectônica: duas fases de rifteamento (Rifte I e Rifte II) correspondendo à supersequência rifte, depositada no cretáceo inferior; uma fase denominada como pós-rifte, que corresponde à supersequência de mesmo nome e foi depositada no Andar Alagoas; e a última fase, constituída pelos conjuntos de sequências marinhas transgressivas e regressivas que compõem a supersequência drifte, que foram depositadas entre o Albiano e o Recente.

A fase denominada Rifte I, de idade Neoberriasiano/Eobarremiano, é marcada por um regime tectônico de estiramento crustal com altas taxas de subsidência tectônica do embasamento. As falhas desenvolvidas foram predominantemente normais, e definiram meio-grábens assimétricos e altos internos com direção NE-SW. Tais feições foram preenchidas por depósitos lacustrinos, flúvio-deltáicos e fandeltáicos, que por sua vez constituem a formação Pendência. Na porção submersa da bacia, a sedimentação foi restrita ao prolongamento do rifte emerso na direção NE. Assim, tal registro aparece pouco em poços na área devido a grande profundidade do mesmo (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

O segundo estágio de rifteamento se deu no Neobarremiano/Eo-Aptiano e pode ser caracterizado por um regime transcorrente/transformante ao longo da feição que viria a ser a margem equatorial, causando uma mudança na cinemática do rifte. Na Bacia Potiguar tal evento provocou um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa da bacia, causando também soerguimento e erosão da parte emersa que se comportou como ombreira do rifte. O registro desse estágio corresponde a parte superior da Formação Pendência, constituída por arenitos grossos e pelitos de um sistema flúvio-deltáico lacustrino, a Formação Pescada, que compreendeu sistemas deposicionais continentais dominados por leques aluviais e sistemas fluviais de alta energia, com bancos carbonáticos restritos (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

A próxima fase, denominada supersequência pós-rifte, tem idade Aptiano-Albiana e sofreu um regime de subsidência térmica. É marcada pela passagem gradativa de

sistemas deposicionais continentais para marinhos, comprovada pela análise de dados geoquímicos e bioestratigráficos (Soares *et al.*, 2003). Tais sistemas repousam sobre uma forte discordância angular da fase rifte. Na fase pós-rifte a sedimentação é dominada por sistemas deposicionais flúvio-lacustres da Formação Alagamar, depositados em regime tectônico de relativa quietude. No entanto, em algumas porções dos *grabens* de Boa Vista e Guamaré, conglomerados de leques aluviais e fandeltas associados com depósitos fluviais grossos com forte controle tectônico, sugerem incipiente atividade de falhas herdadas da fase rifte. As formações Pendência, Pescada e Alagamar constituem o Grupo Areia Branca.

A supersequência drifte compreende toda a sedimentação marinha ocorrida após o Albiano Inferior e pode ser dividida em Sequência Marinha Transgressiva (Eoalbiano – Eocampaniano) e Sequência Marinha Regressiva (Neocampaniano – Holoceno) (Figura 6). A fase transgressiva compreendeu depósitos fluviais a marinhos, representados pelos sedimentos siliciclásticos da Formação Açú (proximal) e marinhos da Formação Quebradas (distal), bem como os depósitos carbonáticos marinhos rasos da Formação Ponta do Mel (Pessoa Neto *et al.*, 2007). O máximo transgressivo se deu entre o Cenomaniano e o Turoniano, sendo marcado pela deposição de uma seção de folhelhos contínuos na porção submersa e pelo afogamento de sistemas fluviais e estuarinos na porção emersa. Posteriormente foi implantada uma plataforma carbonática dominada por maré (Formação Jandaíra), com sedimentos mais novos de idade Eocampaniana. O limite com a Formação Açú é concordante e se dá com a superfície de inundação máxima do Cretáceo Superior. As Formações Açú, Quebradas, Ponta do Mel e Jandaíra compõem o Grupo Apodi. A Formação Jandaíra, alvo deste trabalho será discutida adiante.

A segunda unidade da fase drifte possui sequências de caráter regressivo e é representada por sistemas deposicionais costeiros-plataforma-talude-bacia, instalados a partir do Neocampaniano, estendendo-se até o Holoceno (Pessoa Neto, 2003). Há registro de tais sistemas quase que exclusivamente na porção submersa, em especial aos depositados do Cretáceo Superior ao Paleógeno. Na porção emersa somente afloram leques costeiros proximais de idade miocênica. As sequências regressivas, como um todo, representam o registro estratigráfico da bacia entre o Neocampaniano e o

Recente, compreendendo as rochas das formações Barreiras, Tibau, Guimarães e Ubarana. As seqüências supracitadas, juntamente com a Formação Macau, compõem o Grupo Agulha.

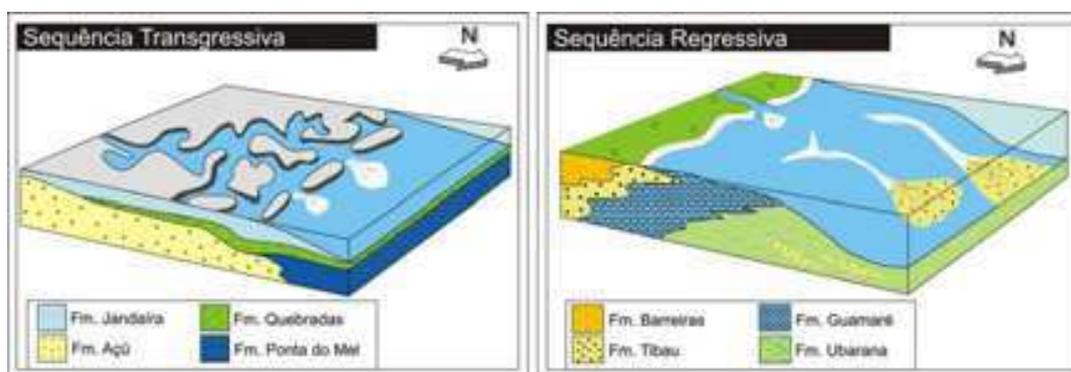


Figura 6 - Modelos deposicionais propostos por Bertani et al. (1990) para o estágio Drifte. Bacia Potiguar. Retirado de Rocha (2010).

A **Formação Jandaíra**, também alvo deste trabalho, é a maior exposição de rochas carbonáticas do Brasil. Afloram em praticamente toda a porção emersa da Bacia Potiguar (Figura 7), com exceção da zona litorânea, onde são cobertas por sedimentos terciários, aluviões e dunas quaternárias. Na região aflorante encontram-se intensamente erodidas e carstificadas, possuindo a forma de um platô, que mergulha suavemente em direção ao Oceano Atlântico. O pacote de rochas possui espessura variável, passando de alguns metros, na porção oeste da bacia, até 600m no seu domínio plataformal atual (Pessoa Neto et al., 2007).

As rochas calcárias apresentam um rico e diversificado conteúdo fóssilífero, contendo microfósseis e microfósseis. A Formação é constituída litologicamente de calcarenitos com bioclastos de moluscos, algas verdes, briozoários e equinóides; calcarenitos com miliolídeos, calcilutitos bioclásticos e calcilutitos com *birdseyes* (Tibana & Terra, 1981). Possui estruturas como estratificação cruzada, gretas de dissecação, sectárias e *birdseyes* (Sampaio & Schaller, 1968).

Córdoba (2001) afirmou que a Formação Jandaíra foi depositada em forma de rampa, na qual desenvolveu em sua parte interna o sistema estuarino, marcado pelo

início da sedimentação carbonática, passando pelo sistema de praia mista, na parte leste, até sistemas de planície de maré, lagunas, manchas recifais e barras de maré, na parte oeste.

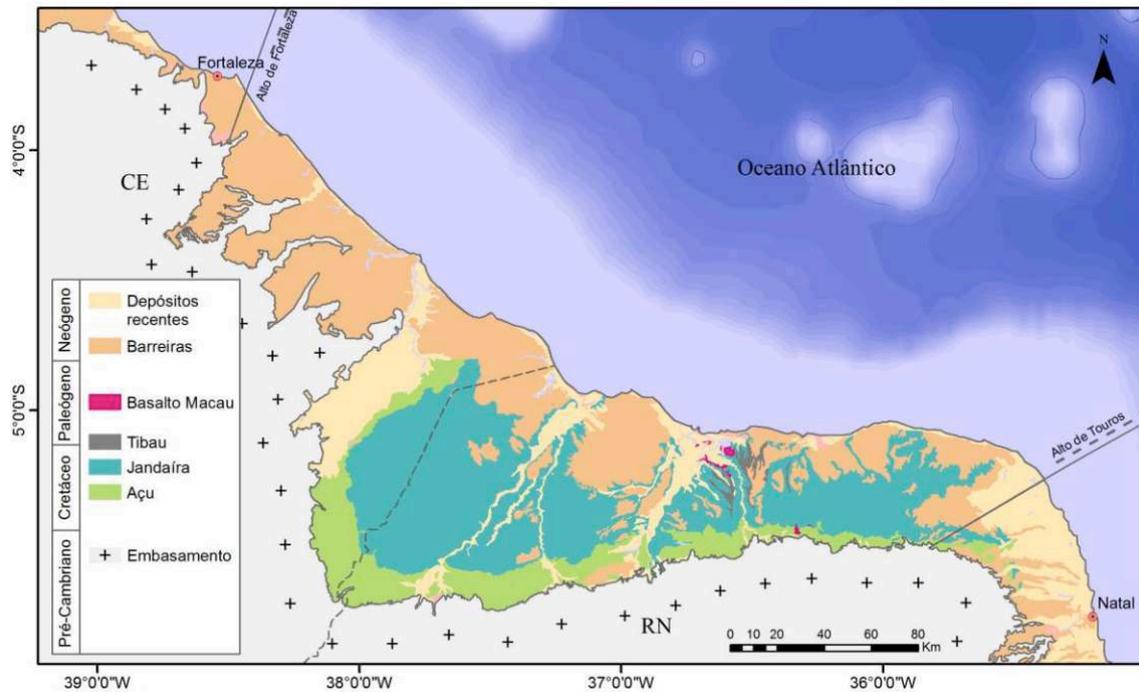


Figura 7 - Mapa geológico da Bacia Potiguar, parte emersa. (Angelim et al., 2006)

### 2.5.3 - Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas (aqui referida como BSA) está localizada no nordeste do Brasil, abrangendo os estados de Sergipe, Alagoas e Pernambuco. Possui uma área total de aproximadamente 44.370 km<sup>2</sup>, sendo 31.750km<sup>2</sup> em mar até a cota batimétrica de 3000 m e 12.620 km<sup>2</sup> na porção terrestre. Ocupa uma faixa de 20 a 50 km de largura e 350 km de comprimento, orientada na direção NE-SW. Seu limite norte é com a Bacia de Pernambuco-Paraíba e é dado pelo Alto de Maragogi. Seu limite sul é com a Bacia de Jacuípe e é dado pela Plataforma de Estância, na parte emersa, e na parte submersa pelo sistema de falhas de Vaza-barris.

### 2.5.3.1 - Arcabouço estrutural

O arcabouço estrutural da BSA pode ser caracterizado por um rifte assimétrico alongado, com extensão de 350 km na direção NE, que mergulha para NW. Apresenta diversas falhas com direção N-S, cortadas por um conjunto de falhas E-W e NE-SW. Tem predomínio de falhas sintéticas, comparativamente as falhas antitéticas (Lana, 1990).

Em função de diferenças importantes no caráter estrutural e estratigráfico, a Bacia foi dividida em Sub-bacia de Sergipe e Sub-bacia de Alagoas, sendo separadas pelo Alto de Japoatã-Penedo (Feijó, 1994). Entretanto esse trabalho segue a revisão feita por Campos Neto *et al.* (2007) e o mesmo não considera o Alto de Japoatã-Penedo, uma vez que o mesmo está restrito apenas a parte emersa da BSA.

### 2.5.3.2 – Evolução tectonoestratigráfica

Trata-se de uma bacia completa, no tocante ao registro sedimentar, possuindo vinte e três sequências deposicionais, correlacionáveis aos estágios evolutivos que ocorreram nas bacias da margem leste brasileira: sinéclise paleozóica, pré-rifte, rifte, pós-rifte e drifte (Campos Neto *et al.*, 2007).

O primeiro estágio evolutivo denominado **Sinéclise Paleozóica** refere-se a sequências depositadas em condições intracratônicas, inicialmente as rochas siliciclásticas da Formação Batinga, depositadas em ambiente glacial subaquoso de caráter predominantemente transgressivo. Posteriormente sob um ciclo transgressivo-regressivo, foi depositada a Formação Aracaré, representada por folhelhos pretos recobertos por arenitos e calcarenitos.

O segundo estágio refere-se a Supersequência **Pré-Rifte**, uma fase de estabilidade tectônica na qual foram depositados os folhelhos vermelhos lacustres da Formação Bananeiras e os arenitos flúvio-deltáicos da Formação Candeeiro. Posteriormente instala-se um sistema flúvio-eólico com deposição dos arenitos da Formação Serraria.

O terceiro estágio evolutivo refere-se a **Supersequência Rifte**, correspondendo a um estágio de subsidência mecânica da bacia, no qual foram instalados os ambientes continental e marinho restrito. O trabalho de Campos Neto *et al.* (2007) admite que o início do rifte ocorreu no início do Andar Rio da Serra (142Ma) – Berriasiano. Na base da sequência foi instalado um sistema lacustre-deltáico no qual foram depositados os folhelhos verdes e arenitos lacustres da Formação Feliz Deserto. A discordância pré-Aratu, separa estas rochas dos folhelhos deltáicos-lacustres da Formação Barra de Itiúba, a qual grada lateralmente para os arenitos fluviais da Formação Penedo e conglomerados aluviais da Formação Rio Pitanga, na Sub-bacia de Sergipe, e Formação Poção na Sub-Bacia de Alagoas. Nas porções rasas da Sub-Bacia de Sergipe durante períodos de baixo aporte sedimentar houve deposição das coquinas de bivalves da Formação Morro do Chaves. Por fim, após um aumento do tectonismo atuante na BSA, houve a instalação de um sistema alúvio-deltáico e lacustre no qual depositou a Formação Coqueiro Seco. O estágio final do rifteamento ocorreu durante o EoAlagoas (116Ma) – Neoptiano.

O quarto estágio evolutivo refere-se a **Supersequência Pós-Rifte**, de idade NeoAlagoas, marcada pelo início da subsidência térmica e basculamento da bacia para sudeste. Nessa fase iniciou-se a primeira grande incursão marinha da bacia, após a fase de rifteamento. A sedimentação foi retomada em toda a Sub-Bacia de Sergipe, enquanto que na Sub-Bacia de Alagoas ficou restrita ao bloco baixo da charneira e à área nordeste (Campos Neto *et al.*, 2007). Ocorreu a deposição da Formação Muribeca, subdividida nos membros: Carmópolis, representado por rochas siliciclásticas alúvio-fluviais e deltáicas; Ibura, representado por evaporitos, carbonatos microbiais e folhelhos e membro o Oiteirinhos, composto de folhelhos e calcilutitos.

O quinto e último estágio evolutivo refere-se a **Supersequência Drifte**, marcada por subsidência térmica da bacia, no qual houve deposição inicialmente em condições marinhas restritas e, posteriormente, em condições de mar aberto. Depositou-se então a **Formação Riachuelo**, alvo deste trabalho, que pode ser dividida em três membros distintos: Membro Angico, compreende rochas siliciclásticas depositadas através de leques deltáicos nas bordas da bacia e em blocos rebaixados; Membro Maruim, composto por bancos de oólitos e oncólitos depositados em uma rampa carbonática

formada em áreas de menor aporte sedimentar e, Membro Taquari, formado por folhelhos e calcilutitos depositados nas lagunas e no talude (Campos Neto *et al.*, 2007).

Do Neocenomaniano ao Coniaciano houve um grande evento transgressivo que resultou na instalação de uma rampa carbonática e depositou a Formação Cotinguiba, representada por calcilutitos na parte proximal e folhelhos e margas na parte distal. Ao final do Coniaciano houve um rebaixamento do nível do mar que resultou na erosão de parte das sequências subjacentes. Após tal evento ocorreu outro evento transgressivo que alterou a sedimentação carbonática para siliciclástica, depositando os folhelhos da Formação Calumbi. Na porção proximal da bacia, foi depositada a Formação Marituba, representada por areias costeiras e plataformais, e na porção distal os calcarenitos bioclásticos da Formação Mosqueiro. No Plioceno ocorreu um evento regressivo que possibilitou a deposição dos sedimentos costeiros do Grupo Barreiras, na parte emersa da bacia.

### 3 – Materiais e técnicas experimentais

#### 3.1 – Materiais

No presente trabalho foram utilizadas 19 amostras de rochas carbonáticas provenientes de três bacias sedimentares, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Amostras de rochas carbonáticas utilizadas no presente trabalho.

Amostra	Representação	Bacia	Formação	Tipo de rocha
AR_OBL_H1	Ca1	Potiguar	Jandaíra	Calcário
AR_OBL_V3	Ca2	Potiguar	Jandaíra	Calcário
CAL_RONC_V	Cx1	Potiguar	Jandaíra	Caliche
HPC_H1	Cx2	Potiguar	Jandaíra	Caliche
LAJ_SOL_V	Ca3	Potiguar	Jandaíra	Calcário
NAS_1	Ca4	SE-AL	Riachuelo	Calcário
NAS_8	Ca5	SE-AL	Riachuelo	Calcário
PC1A_1	Ca6	SE-AL	Riachuelo	Calcário
PC2J_2B	Ca7	SE-AL	Riachuelo	Calcário
PC3A_1	Ca8	SE-AL	Riachuelo	Calcário
PC3C_23	Do1	SE-AL	Riachuelo	Dolomito
PT09_1(6m)	Ca9	Araripe	Santana	Calcário
PT09_1(12m)	Ca10	Araripe	Santana	Calcário
PT9F_H4	Ca11	Araripe	Santana	Calcário
PT11_H1	Ca12	Araripe	Santana	Calcário
PT45_4 (10m)1	Ca13	Araripe	Santana	Calcário
ROSARIO_H	Ca14	Potiguar	Jandaíra	Calcário
TFG_23	Tf1	Potiguar	Jandaíra	Tufa
TFG_3	Tf2	Potiguar	Jandaíra	Tufa

#### 3.2 – Coleta e preparação das amostras

As amostras de rocha foram coletadas *in situ* utilizando-se de uma plugadeira manual 270 PDFH, do fabricante Tanaka (Figura 8). Compreende uma haste metálica que possui uma broca em sua extremidade, a qual provoca desgaste ao entrar em contato com a rocha sob alta rotação. A mesma é movimentada por um motor de dois tempos abastecido com gasolina e óleo. Acoplado ao equipamento há uma mangueira

que fornece água para ajudar no processo de perfuração da rocha. Como resultado, o equipamento retira plugues cilíndricos de 1,5" de diâmetro e comprimento variável.



Figura 8 a) Plugadeira manual Tanaka, modelo 270 PDFH e b) Detalhe mostrando o local de encaixe da haste que contém a coroa diamantada.

Após a chegada das amostras nas dependências da sala de preparação de amostras do Laboratório de Petrofísica da UFCG, as mesmas precisaram de alguns ajustes prévios para a realização dos ensaios petrofísicos. Primeiro, foi necessária a utilização de uma serra circular de bancada (Figura 9a) para adequar o tamanho dos plugues cilíndricos para 5cm de comprimento. Posteriormente utilizou-se do equipamento de desbaste (Figura 9b), que objetiva retificar os plugues cilíndricos para que os mesmos fiquem com faces planas e paralelas. Por fim, as amostras seguiram para uma estufa de secagem modelo 1.5 DTMS do fabricante *Sterilifer*, nas quais passaram 24 horas sob 80 °C, objetivando a secagem total de qualquer resquício de água que tenha ficado dentro delas proveniente da plugagem. Depois de prontas, as mesmas seguiram para os ensaios de porosidade e permeabilidade.

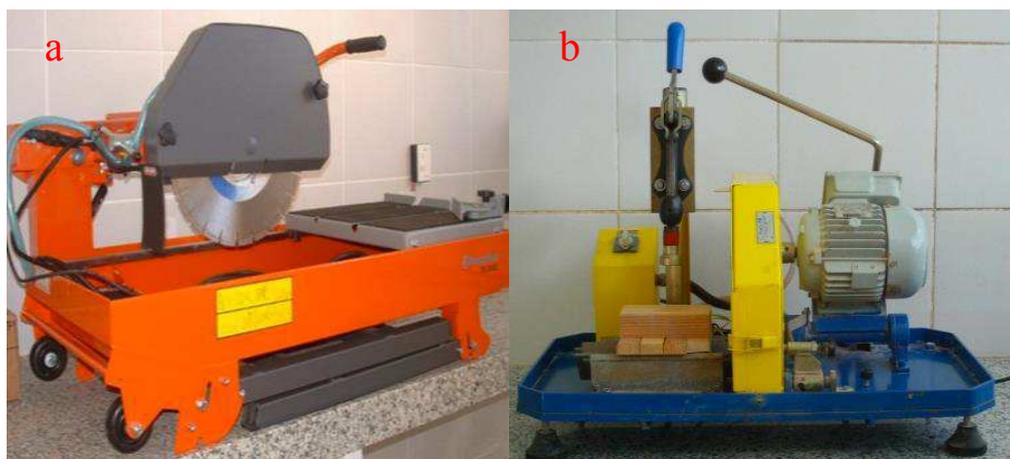


Figura 9 a) Serra de bancada e b) Retificadora de plugues.

### 3.3 – Ensaios de porosidade e permeabilidade (petrofísica convencional)

Os ensaios de porosidade e permeabilidade foram realizados no equipamento *UltraPoroPerm 500*, do fabricante *Corelab* (Figura 10). O equipamento funciona como um permoporosímetro a gás, podendo realizar ensaios de porosidade e permeabilidade.

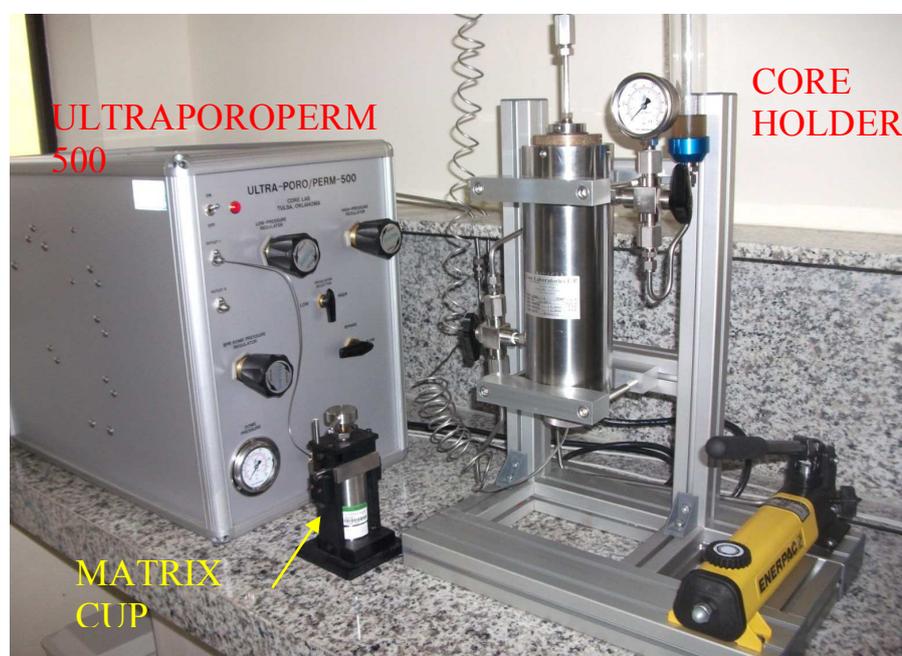


Figura 10 - Equipamento *UltraPoroPerm 500* da *Corelab* acoplado a célula *matrix cup*, para medição de porosidade, e ao *coreholder* para medição de permeabilidade.

Para a determinação da **porosidade**, o sistema é conectado a uma célula denominada *matrix cup* (Figura 10), que possui dimensões conhecidas. Na parte externa do laboratório há um cilindro de nitrogênio que é conectado ao sistema e irá fornecer o gás para realização do ensaio. Dentro do equipamento há uma célula de referência, que tem volume conhecido ( $V_i$ ). Antes do início do experimento, todas as dimensões do plugue cilíndrico são medidas com o auxílio de um paquímetro digital e o mesmo é pesado em uma balança de precisão semi-analítica. São realizadas cinco medições para cada dimensão (diâmetro e comprimento) e para pesagem, a fim de minimizar o efeito das imperfeições existentes no plugue, resultado do processo de preparação da amostra.

Para dar início ao ensaio a amostra de rocha é inserida na *matrix cup* e a mesma é fechada. Uma válvula é aberta e o gás flui para dentro da célula de referência e é feita a medição inicial da pressão ( $P_i$ ). Posteriormente uma outra válvula é aberta e o gás flui para dentro da *matrix cup*. Em seguida, aguarda-se a expansão e estabilização do gás dentro da célula e é feita a leitura da pressão de saída ( $P_f$ ). O volume final ( $V_f$ ) do sistema é dado pela equação 7:

$$V_f = V_i + V_m - V_g \quad (7)$$

Onde o volume final ( $V_f$ ) corresponde ao somatório do volume inicial do gás ( $V_i$ ) e do volume da *matrix cup* ( $V_m$ ) menos o volume dos grãos da amostra ( $V_g$ ). Substituindo-se a equação (7) em (3), é possível calcular o volume de grãos da amostra em questão.

Com o volume de grãos em mãos e as dimensões do plugue medidas anteriormente, os mesmos são inseridos no software pertencente ao sistema (*WinPore*). O software então calcula o volume total ( $V_t$ ) da amostra e, com o volume de grãos inserido ( $V_g$ ), calcula o valor de espaços porosos ( $V_p$ ) contidos na amostra de acordo com a equação 8.

$$V_p = V_t - V_g \quad (8)$$

Para o cálculo da porosidade, utiliza-se a equação 9.

$$\phi = \frac{(V_t - V_g)}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (9)$$

Para o ensaio de **permeabilidade** utilizou-se também o equipamento *UltraPoroPerm 500* e o mesmo foi acoplado ao *coreholder*, que consiste numa célula que comporta a amostra a ser analisada e permite a passagem de fluxo do gás sob condições controladas de pressão confinante e temperatura constante. O sistema reproduz o experimento realizado por Darcy, em 1856.

Para dar início ao procedimento a amostra deve ser inserida no *coreholder*, que está conectado ao *UltraPoroPerm 500*. Com o auxílio do software *WinPerm*, pertencente ao sistema, são inseridos os dados de dimensões da amostra e é iniciado o ensaio. Após o comando, uma válvula é aberta automaticamente e o gás (nitrogênio) flui para dentro da *coreholder* e passa por dentro da amostra em análise. Em seguida o software faz os cálculos e é mostrado na tela o valor de permeabilidade para aquela amostra. Ao final dos ensaios de todas as amostras, os dados são salvos em uma planilha. A Figura 11 apresenta um esquema do ensaio de permeabilidade.

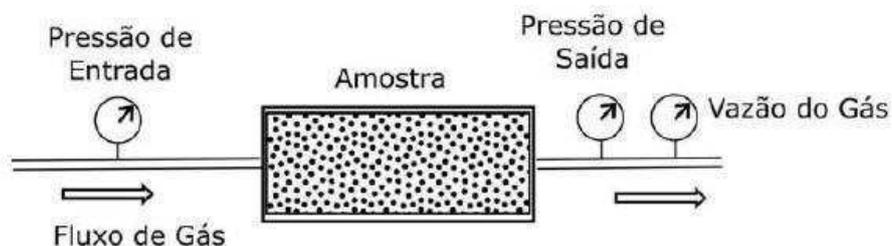


Figura 11 - Representação esquemática do ensaio de permeabilidade (Retirado de Apolinario, 2016).

### 3.4 – Aquisição de imagens de microtomografia de raios-x

As imagens que foram utilizadas na petrofísica computacional foram adquiridas no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina. Foi utilizando o equipamento de microtomografia de raios-x do fabricante Zeiss, modelo XRADIA Versa XRM-500 (Figura 12). O mesmo opera uma fonte de raios-x de 30 a 160 kV, potência de 2 a 10W, trabalha com um tamanho máximo de objetos de até 200mm de comprimento, apresenta uma resolução espacial de até 0,7µm

e lentes com aumento óptico e geométrico de até 40 vezes. As imagens são adquiridas por uma câmera CCD de 2048 x 2048 pixels e suporta amostras de até 15kg de massa.



Figura 12- Microtomógrafo Zeiss, modelo XRADIA Versa XRM-500 (Retirado do site do fabricante).

Inicialmente os plugues de rocha foram cortados de forma similar a uma moeda e estas foram enviadas para o laboratório da UFSC para corte milimétrico via laser. A partir de tais amostras, foram obtidas imagens no microtomógrafo de raios-X. Uma sequência esquemática da preparação de amostras pode ser vista na Figura 13 e uma imagem real de uma amostra pode ser vista na Figura 14.

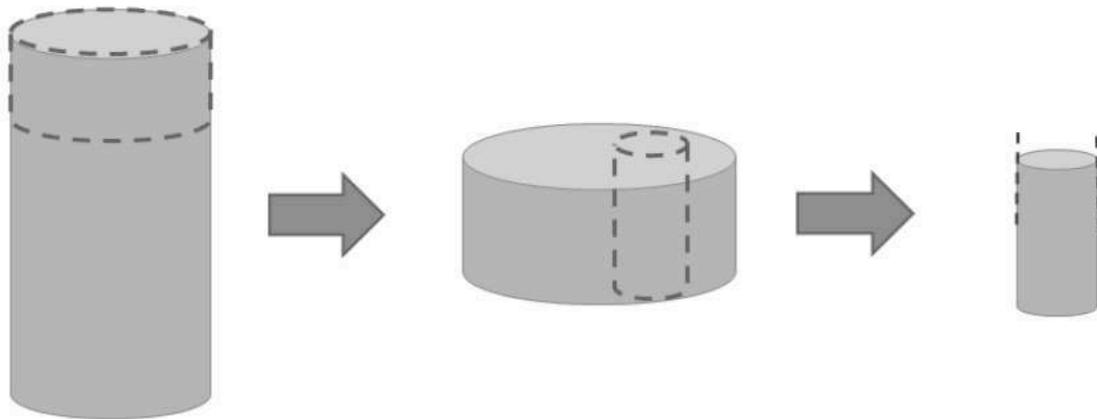
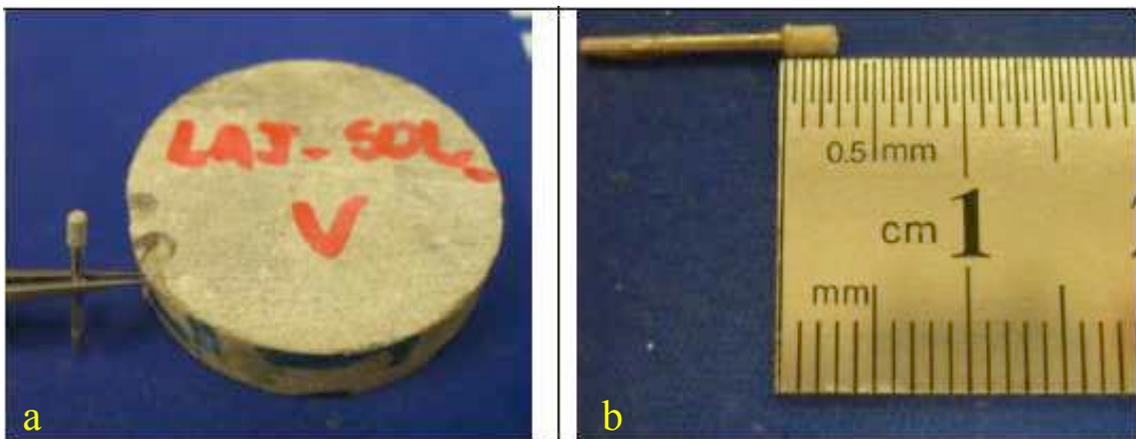


Figura 13- Figura esquemática da sequência de preparação de amostras para microtomografia. (Modificado de Palombo, 2017)



Figuras 14 a) Foto do microplug retirado da "moeda" de rocha para imageamento por microtomografia de raios-x e b) Dimensões da subamostra.

### 3.5 - Petrofísica computacional

A petrofísica computacional consiste na caracterização das propriedades físicas das rochas em imagens 3D geradas a partir de microtomografia de raios-X. A aquisição das imagens de microCT foi feita na Universidade Federal de Santa Catarina conforme abordado no item 4.4. As 19 amostras utilizadas foram imageadas com diferentes resoluções, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Valores das resoluções utilizadas para cada amostra imageada por microCT.

Amostra	Resolução (μm)	Amostra	Resolução (μm)
Ca1	1,57	Do1	2,45
Ca2	1,6	Ca9	1,4
Cx1	1,4	Ca10	1,48
Cx2	1,24	Ca11	1,9
Ca3	1,92	Ca12	1,41
Ca4	1,29	Ca13	1,8
Ca5	1,38	Ca14	2,4
Ca6	2,4	Tf1	2,54
Ca7	2,53	Tf2	2,27
Ca8	2,78		

Como resultado da aquisição tem-se um total de aproximadamente 900 slices (imagens) para cada amostra. Com a ajuda do software *Avizo Fire*, foi selecionado um grupo de 300 slices, para cada amostra, sobre o qual são executadas as análises. Escolheram-se os slices intermediários a fim de evitar possíveis falhas, descontinuidades geradas durante o corte da subamostra. Posteriormente utilizou-se a ferramenta *Extract subvolume*, objetivando extrair um subvolume de formato cúbico de 300 x 300 x 300 voxels. A extração do subvolume pode ser vista na Figura 15. Esse mesmo procedimento foi feito para todas as amostras.

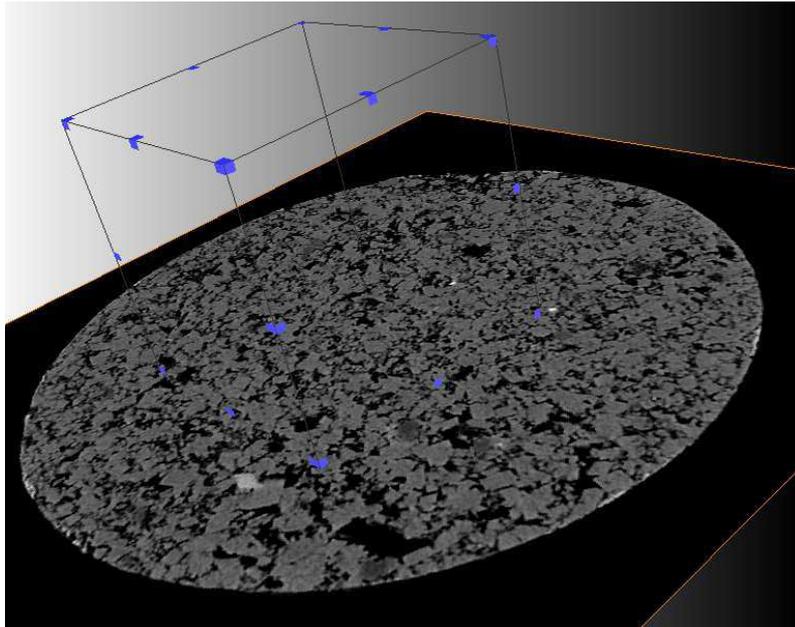


Figura 15 - Processo de extração de subvolume cúbico (300x300x300) (Avizo Fire).

### 3.5.1 – Porosidade

O cálculo da porosidade pode ser dividido em duas etapas. A primeira etapa diz respeito à macro porosidade e seguiu o fluxo de trabalho contido na Figura 16. Inicialmente foi utilizada a ferramenta *Multi-Thresholding*, a qual tem a função de segmentar o conjunto de imagens. As imagens foram classificadas em três fases, baseando-se nos tons de cinza: poro, intermediária e matriz. *Poro* corresponde aos macroporos existentes na amostra; *intermediária* corresponde à fase que contém os microporos, e *matriz*, que corresponde ao arcabouço mineral da rocha em estudo.

Após a segmentação do conjunto de imagens foi utilizada a ferramenta *Material statistics*, a qual contabiliza a quantidade de voxels para cada zona e se baseia na segmentação feita anteriormente. Em uma tabela é possível inferir o valor em porcentagem de cada zona. A zona poro corresponde à macroporosidade.

A segunda etapa consiste na quantificação da microporosidade, seguindo o fluxo de trabalho contido na Figura 17 e aqui descrito. Para esta análise utilizou-se o mesmo subvolume utilizado anteriormente. Inicialmente foi utilizada a ferramenta *Iterative thresholding* que objetiva segmentar o conjunto de imagens, porém, diferentemente do

*Multi-thresholding*, a mesma divide o conjunto em apenas duas zonas distintas. Dessa forma foi necessário utilizar a mesma duas vezes.

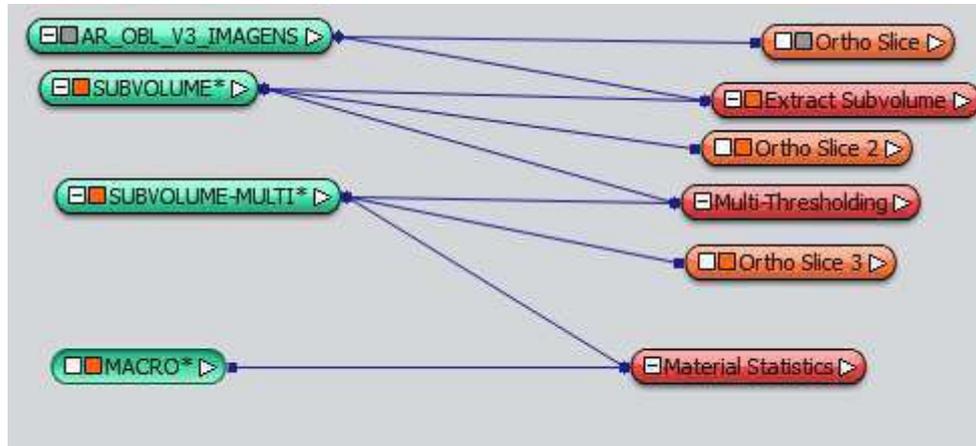


Figura 16 - Fluxo de trabalho para cálculo de macroporosidade (Avizo Fire).

Na primeira aplicação, foi definido o limite entre a zona poro e intermediária. Na segunda, foi definido o limite entre a zona intermediária e a matriz. Os mesmos valores de *thresholding* utilizados na primeira etapa foram aqui também utilizados. Em seguida o resultado da primeira aplicação, que corresponde ao limite poro-intermediária do *Subvolume*, foram convertidos para 64 bits, utilizando a ferramenta *Convert image type*, a fim permitir o seu uso na ferramenta *Arithmetic*. Nos arquivos das imagens convertidas aplicou-se a ferramenta *Arithmetic*, utilizando a equação 10 para o cálculo do fator de proporção da microporosidade.

$$\phi_{\mu} = B \cdot \left( 1 - \frac{A - T_p}{T_m - T_p} \right) \quad (10)$$

Onde  $A$  é o dado de entrada correspondente ao subvolume convertido,  $B$  é o dado de entrada correspondente à zona intermediária convertida,  $\phi_{\mu}$  é o fator de proporção de microporosidade,  $T_p$  é o *thresholding* utilizado para os poros e  $T_m$  é o *thresholding* utilizado para a matriz.

Por fim, foi aplicada a ferramenta *Global analysis*, que quantifica a microporosidade média (*mean*) da zona intermediária. Multiplicando-se o valor *mean*

pelo volume da zona intermediária obtem-se o valor da microporosidade. A porosidade total da amostra pode ser calculada pela equação 11.

$$\phi_{\text{TOTAL}} = \phi_{\text{MACRO}} + \phi_{\text{MICRO}} \quad (11)$$

onde  $\phi_{\text{MICRO}} = \textit{mean} . \phi_{\mu}$  (12)

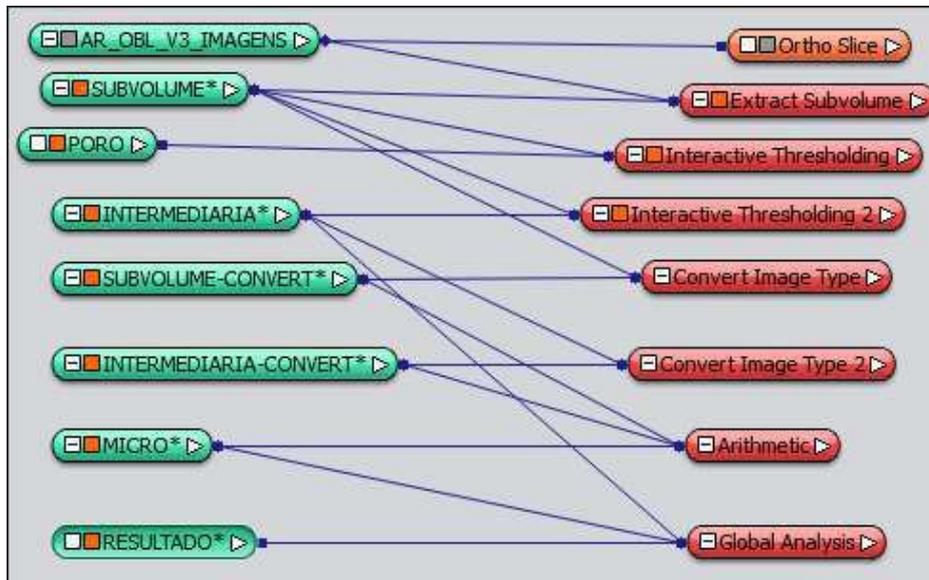


Figura 17 - Fluxo de trabalho para cálculo de microporosidade (Avizo Fire).

Após o fim do processo é possível comparar as imagens originais em tons de cinza com as imagens binarizadas, como visto na Figura 18. Em cor preta os macroporos, em azul claro a zona intermediária e em azul escuro a matriz rochosa.

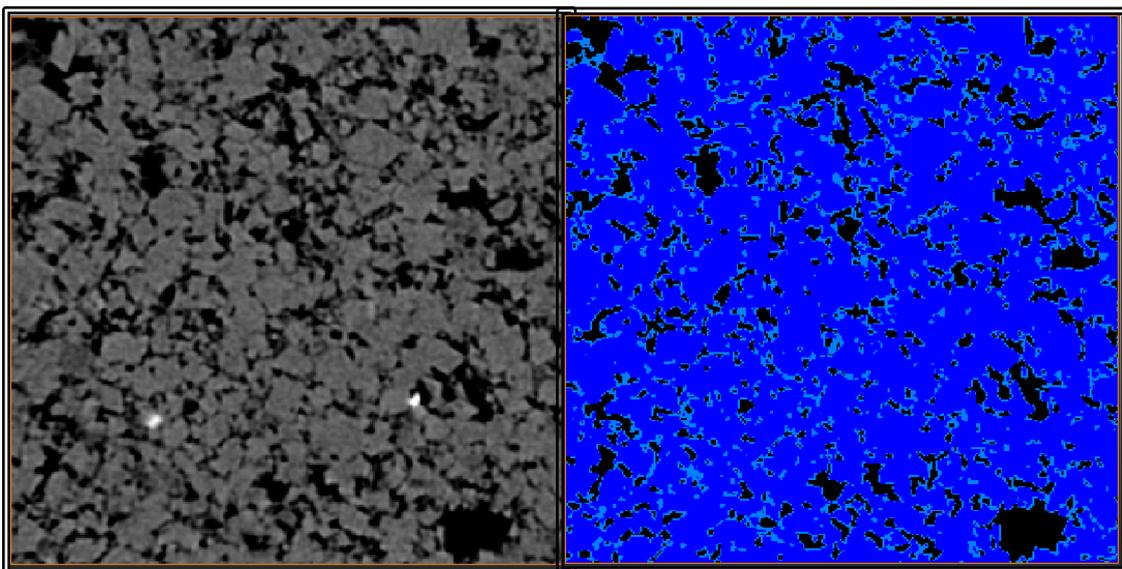


Figura 18 - Mosaico mostrando a imagem microtomográfica em tons de cinza e a mesma depois de ser segmentada (Amostra Ca9).

### 3.5.2 – Permeabilidade

O cálculo da permeabilidade pode ser feito de forma direta através do módulo *Absolute Permeability Experiment Simulation* e segue o fluxo de trabalho da Figura 19. É feito também em duas etapas, objetivando calcular a permeabilidade dos microporos e a permeabilidade dos macroporos.

Inicialmente considerou-se o mesmo subvolume utilizado no cálculo da porosidade, com a ferramenta *Extract subvolume*. Em seguida foi utilizada a ferramenta *Iterative thresholding* para binarizar o conjunto de imagens e então foi aplicada a ferramenta *Absolute Permeability Experiment* na zona referente aos macroporos. Posteriormente foi também realizado o mesmo procedimento para os microporos. Tal ferramenta estima o gradiente de pressão do fluido ao longo dos canais permeáveis por meio da resolução do sistema de equações de Stokes, utilizando o método dos volumes finitos. Nas propriedades da ferramenta alguns valores foram adotados: pressão de entrada de 0,13 MPa; pressão de saída de 0,10 MPa e viscosidade do fluido de  $10^{-3}$  Pa.s.

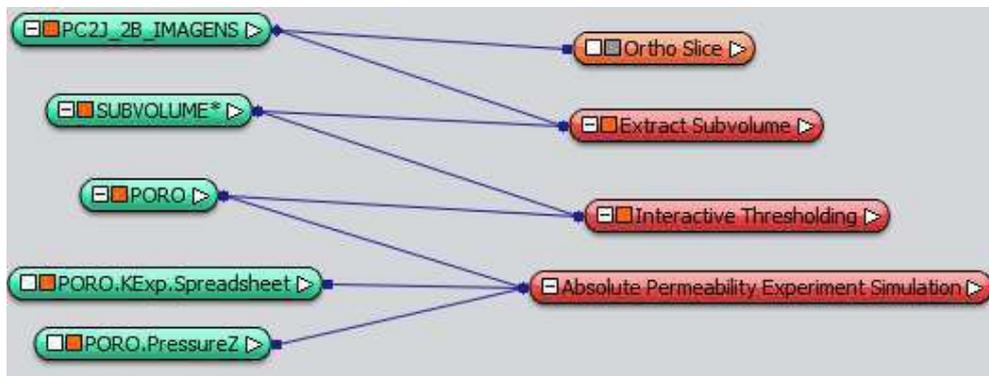


Figura 19 - Fluxo de trabalho para cálculo da permeabilidade (Avizo Fire).

### 3.5.3 - Conectividade

A conectividade de poros na amostra é calculada através do Número de Euler, que pode ser calculado no *Avizo Fire*. O mesmo se baseia no princípio de Euler-Poincaré e é um indicador de conectividade em estruturas 3D complexas. Mede o que pode ser chamado de “conectividade redundante” – o grau em que partes de uma estrutura estão múltiplamente conectadas (Odgaard & Gundersen, 1993).

Inicialmente foram feitos os mesmos procedimentos utilizados no cálculo da porosidade e permeabilidade, no que diz respeito às ferramentas *Extract Subvolume* e *Interactive Thresholding*. Em seguida foi aplicada a ferramenta *Euler Number*. O fluxo de trabalho seguido está representado na Figura 20.

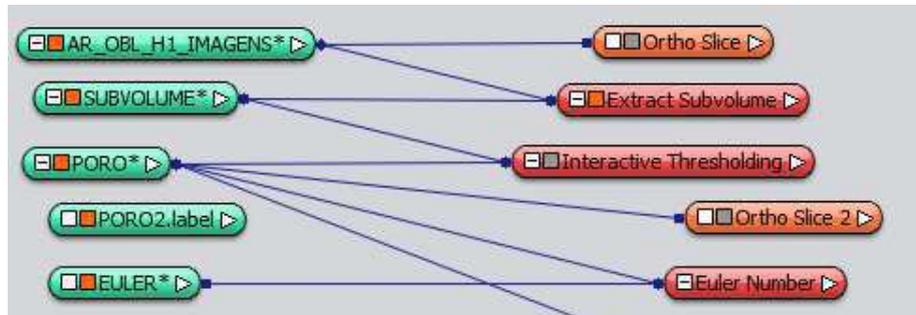


Figura 20 - Fluxo de trabalho para cálculo do número de Euler – indicador de conectividade (Avizo Fire).

No *software* foram também geradas imagens em três dimensões (3D) de cada uma das amostras estudadas, objetivando um melhor entendimento do sistema poroso após o processamento dos dados. O fluxo de trabalho observado na Figura 21 detalha como gerar uma superfície de visualização em 3D. A partir de um conjunto de imagens binarizadas, podendo ser *poro* (macroporos) ou *intermediária* (microporos), aplica-se a ferramenta *Label analysis*, a qual separa os poros em grupos interconectados em si e dá cores a cada um deles. Com isso é gerado um arquivo (*.label*) que vai ser transformado em uma superfície 3D com a ferramenta *Generate surface*. A superfície pode ser visualizada com a ferramenta *Surface view* e *Bounding box*, que por sua vez indica os limites tridimensionais da mesma.



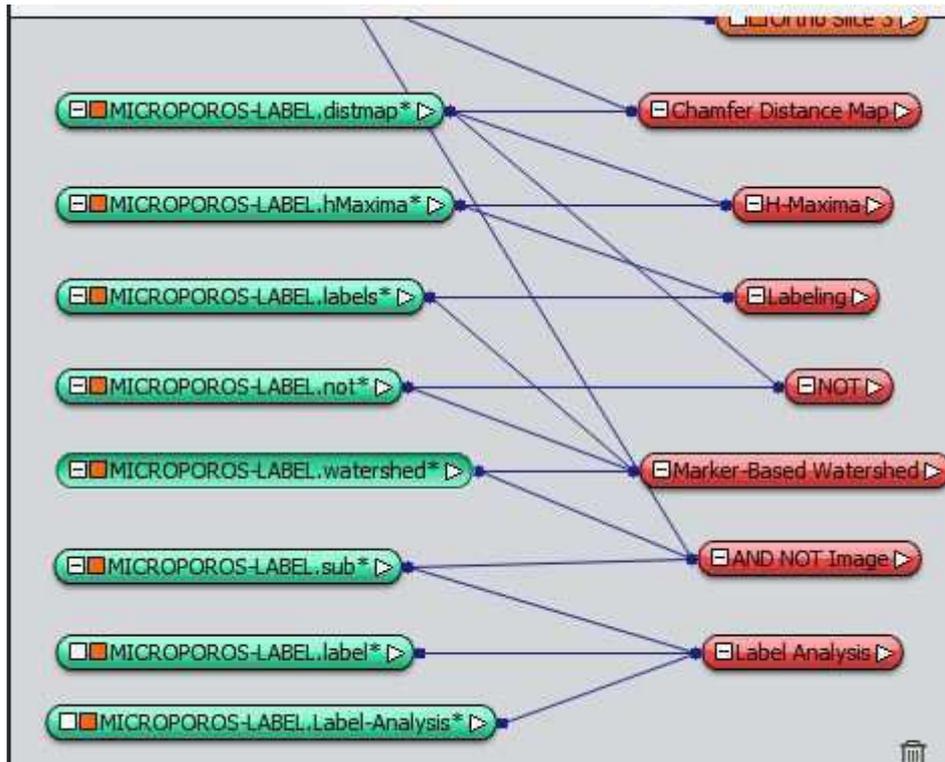


Figura 22 - Fluxo de trabalho para determinação dos diâmetros equivalentes de poros (Avizo Fire).

A tabela de valores de Diâmetro Equivalente pode ser transformada em um histograma de distribuição de tamanho de poros ainda no *Avizo Fire* a Figura 23 apresenta um exemplo de histograma, onde o eixo Y corresponde a contagem de ocorrências e o eixo X ao Diâmetro Equivalente em micrômetro ( $\mu\text{m}$ ).

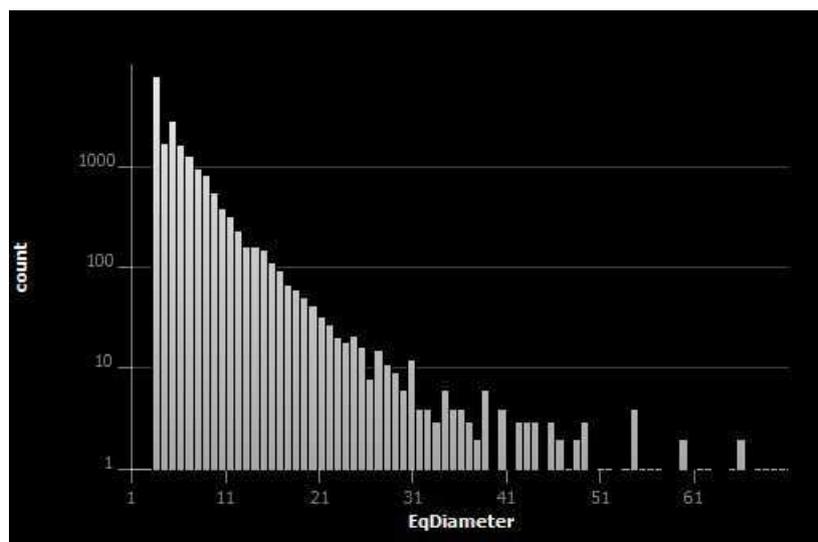


Figura 23 - Histograma de distribuição de Diâmetro Equivalente de poros para a amostra Ca2 (Avizo Fire).

Objetivando representar tal propriedade através de um número para cada amostra, importou-se a tabela de Diâmetro Equivalente para o *Microsoft Excel* e criou-se uma nova tabela de dados do tipo Pareto (histograma classificado), o qual agrupa os valores repetidos em classes e os organiza de acordo com a frequência e em ordem crescente (Tabela 3). A nova tabela foi importada para o software *Grapher 12*, como um gráfico de pontos. Posteriormente criou-se uma função do tipo exponencial ( $Y = a \cdot e^{bx}$ ), ajustando-a aos pontos do gráfico (Figura 24). Foi então extraído o coeficiente  $b$  da curva e tal valor foi o número atribuído para cada amostra, representando a propriedade do Diâmetro Equivalente. O parâmetro “ $b$ ” indica se o decaimento exponencial da curva da Figura 24 é mais rápido ou mais lento, portanto, indica se a amostra contém predominantemente microporos ou se a distribuição de tamanhos de poros é mais regular.

*Tabela 3 – Exemplo de tabela de classes e frequência do tipo Pareto (Histograma classificado).*

	A	B
1	<i>Classe</i>	<i>Frequência</i>
2	1,9479	3578
3	2,645086607	1921
4	3,342273214	2702
5	4,039459821	1182
6	4,736646429	1136
7	5,433833036	587

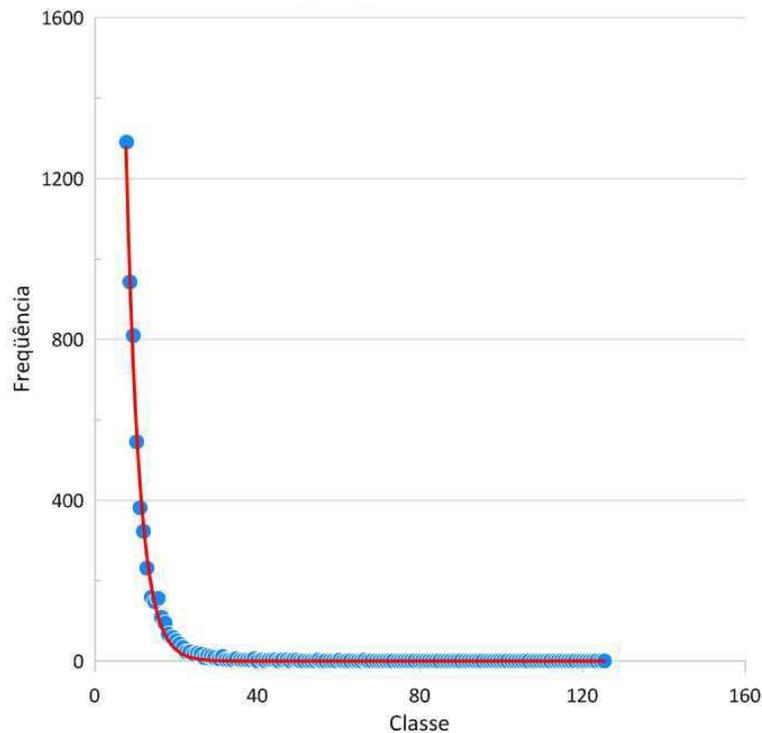


Figura 24 - Gráfico de pontos representando um histograma classificado do tipo Pareto. Em vermelho a linha representando a função exponencial aplicada. Amostra Ca2.

### 3.6 – Análises estatísticas

De forma geral, em estatística a regressão é uma técnica que permite explorar e inferir a relação de uma variável dependente com variáveis independentes. No presente trabalho foram utilizadas a regressão linear múltipla univariável e a regressão não-linear multivariável *piecewise* com o auxílio do software *Statistica*.

A regressão múltipla é uma coleção de técnicas estatísticas para construir modelos que descrevem de maneira razoável as relações entre várias variáveis explicativas de um determinado processo. Para a construção do modelo são necessárias uma variável dependente (nesta pesquisa, a permeabilidade convencional) e as variáveis preditoras (neste trabalho, as macro e micro porosidades, as permeabilidades de macroporos e de microporos, as conectividades de macro e de micro poros e o coeficiente *b*). Foi possível calcular a influência de cada variável preditora na estimativa da variável dependente através do parâmetro F, calculado através da regressão linear múltipla univariável.

A regressão do tipo *piecewise* é uma forma de regressão que permite o ajuste de múltiplos modelos lineares/não lineares aos dados, para diferentes intervalos de Y. Os *breakpoints* (pontos de quebra) desse tipo de regressão correspondem a valores de Y onde a inclinação da função muda. Assim, para cada intervalo separado por um *breakpoint*, pode ser escrita uma função. A Figura 25 ilustra um gráfico com uma função do tipo *piecewise*, no qual o *breakpoint* é dado pelo valor de Y correspondente a  $X_p = 500$ . Conforme pode ser visto no exemplo, há uma função linear para cada segmento de reta. Tal exemplo tem caráter meramente explicativo.

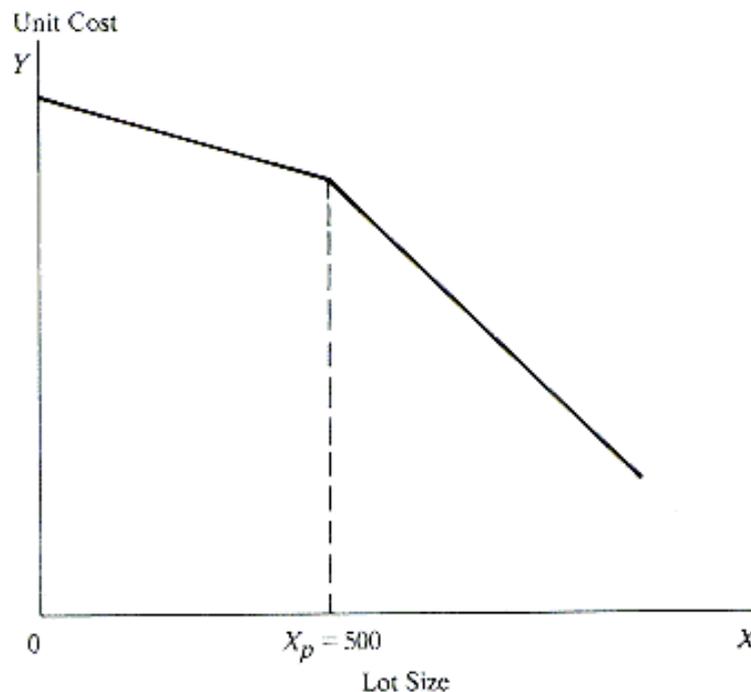


Figura 25 - Gráfico de uma função do tipo *piecewise*. Retirado de <http://www.unc.edu/~nielsen/soci709/m7/m7.htm>

Quanto à regressão linear múltipla univariável, a mesma foi utilizada objetivando avaliar a influência dos parâmetros obtidos por meio da petrofísica computacional na estimativa da permeabilidade convencional. Dessa forma, criando-se, através do parâmetro F, um *ranking* das variáveis mais influentes na estimativa.

## 4 – Resultados e discussões

### 4.1 – Ensaio laboratoriais – Petrofísica convencional

A Tabela 4 contém os resultados dos ensaios laboratoriais de porosidade, permeabilidade, densidade de grãos e densidade total, para todas as amostras analisadas.

*Tabela 4- Resultados obtidos através de ensaios petrofísicos convencionais.*

Amostra	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Densidade de grãos (g/cm <sup>3</sup> )	Densidade total (g/cm <sup>3</sup> )
Ca1	10,6	0,008	2,69	2,41
Ca2	14,0	0,296	2,68	2,31
Cx1	20,8	2,026	2,74	2,17
Cx2	6,8	0,013	2,68	2,50
Ca3	10,4	0,109	2,63	2,35
Ca4	22,0	1,348	2,67	2,08
Ca5	18,7	0,023	2,63	2,14
Ca6	14,4	0,153	2,69	2,30
Ca7	9,8	0,149	2,68	2,41
Ca8	6,9	0,009	2,68	2,49
Do1	10,4	0,199	2,77	2,48
Ca9	12,7	0,007	2,68	2,34
Ca10	4,4	0,001	2,68	2,56
Ca11	10,7	1,813	2,69	2,40
Ca12	12,7	0,041	2,82	2,46
Ca13	22,8	0,991	2,62	2,02
Ca14	9,5	0,477	2,69	2,44
Tf1	16,7	0,253	2,61	2,17
Tf2	4,6	0,0346	2,68	2,56

A Figura 26 mostra um gráfico que contém os valores de densidade total contra os de porosidade convencional. Através da linha de tendência, percebe-se que tais parâmetros são inversamente proporcionais. O aumento da quantidade de espaços porosos contidos nas rochas faz com que a densidade total diminua, uma vez que o ar tem densidade menor que a dos minerais constituintes das rochas. A dispersão desse gráfico é resultante da variação na composição mineral das amostras.

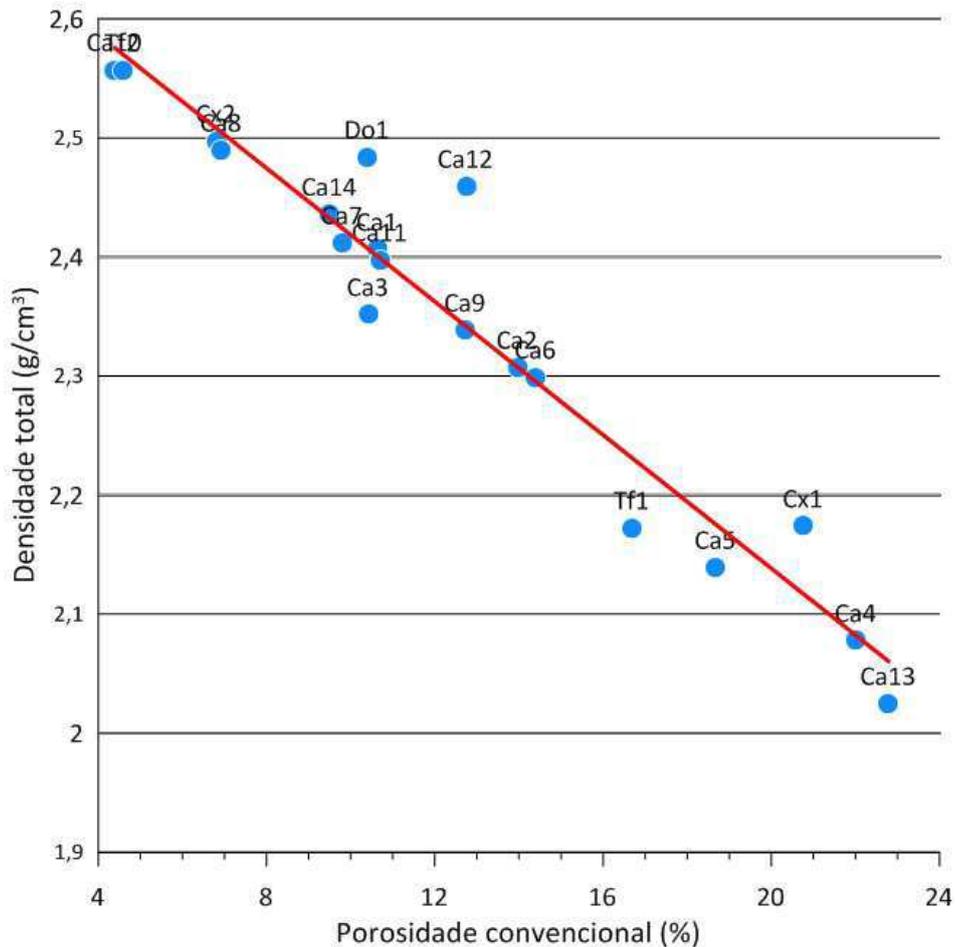


Figura 26 - Porosidade versus densidade total. Ambas medidas de forma convencional.

A Figura 27 mostra um gráfico com os valores de porosidade e permeabilidade convencionais. É possível observar que o aumento da permeabilidade não está diretamente relacionado ao aumento da porosidade. Tal relação é geralmente observada para rochas siliciclásticas, onde as propriedades permoporosas tendem a apresentar uma menor dispersão. No presente trabalho, que utilizou somente rochas carbonáticas, uma relação robusta não ocorre em virtude da alta heterogeneidade de tais rochas. Assim, apenas um alto valor de porosidade não é indicativo de alta permeabilidade. Na Figura 27 a curva vermelha é a linha de tendência, obtida por regressão por mínimos quadrados. O baixo valor do coeficiente de determinação ( $R^2 = 0,30$ ) indica a pequena representatividade de tal linha de tendência.

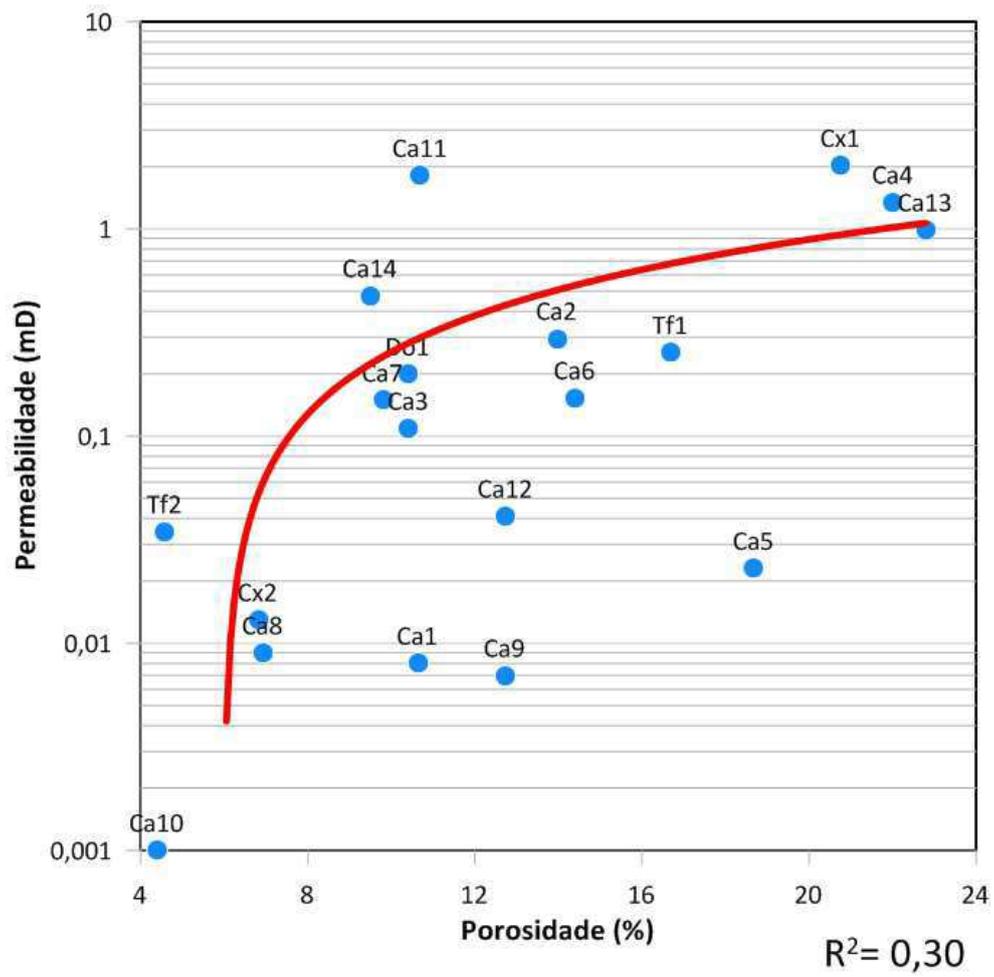


Figura 27 - Relação entre os valores de porosidade e permeabilidade convencionais.

#### 4.2 – Petrofísica computacional

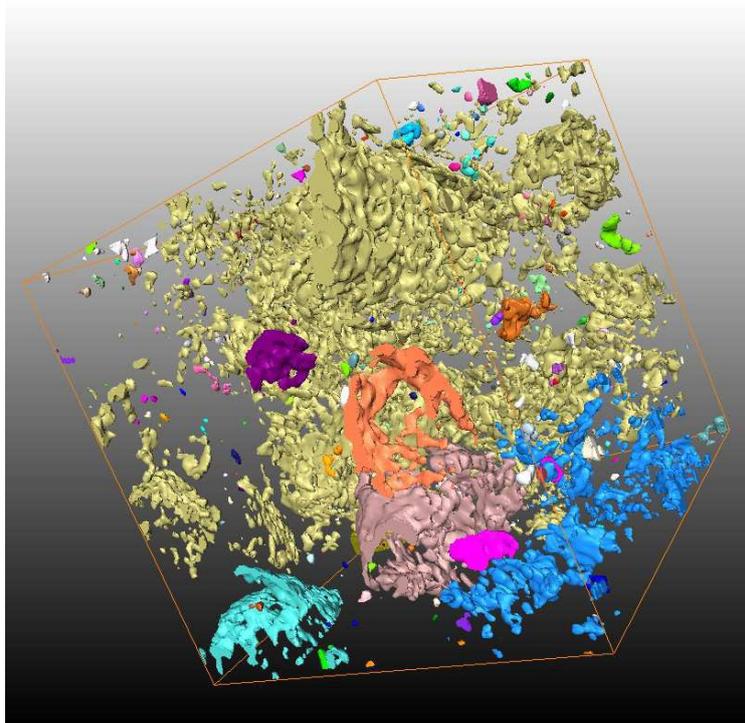
A Tabela 5 mostra a macroporosidade ( $\phi_{\text{MACRO}}$ ) e a microporosidade ( $\phi_{\text{MICRO}}$ ), a permeabilidade dos macroporos ( $k_{\text{MACRO}}$ ) e dos microporos ( $k_{\text{MICRO}}$ ), a conectividade dos macroporos [ $\text{Log}(EN_{\text{MACRO}})$ ] e dos microporos [ $\text{Log}(EN_{\text{MICRO}})$ ] e o coeficiente  $b$ , representante do diâmetro equivalente dos macroporos. Todos estes parâmetros foram medidos por análise das imagens de  $\mu\text{CT}$ .

Quando o número de Euler é positivo assume-se que a conectividade é baixa. Quando o mesmo apresenta valores negativos os poros são bem conectados. Aqui utilizou-se o logaritmo do Numero de Euler [ $\text{Log}(EN)$ ] objetivando facilitar a observação de pequenas variações do mesmo.

*Tabela 5 – Porosidade, permeabilidade e conectividade dos macro e micro poros medidas por microCT.*

Amostra	$\phi_{\text{MACRO}}$	$\phi_{\text{MICRO}}$	$K_{\text{MACRO}}$	$K_{\text{MICRO}}$	Log ( $EN_{\text{MACRO}}$ )	Log ( $EN_{\text{MICRO}}$ )	Diam. Eq macro - b
Ca1	1,2	4,8	9,3	16,2	4,0821	-3,9104	0,450
Ca2	3,2	5,5	37,5	23,5	4,1564	4,2077	0,307
Cx1	14,2	5,6	77,6	13,6	-3,7308	-5,5356	0,477
Cx2	1,8	1,5	10,8	11,5	3,4255	-3,9467	0,345
Ca3	6,1	4,6	29,5	67,3	3,6946	-4,9322	0,277
Ca4	12,2	10,4	24,6	67,6	3,7012	-4,7115	0,348
Ca5	9,3	11,5	15,8	92,5	4,4828	-5,3557	0,427
Ca6	3,2	5,9	150,3	269,2	3,2248	-3,6792	0,226
Ca7	0,7	2,1	33,0	148,8	3,1278	3,5555	0,138
Ca8	5,8	6,8	102,1	48,2	3,6924	-4,8151	0,249
Do1	2,6	4,7	33,9	21,8	3,7991	-4,0815	0,275
Ca9	2,5	8,5	7,5	38,6	4,5178	-4,8816	0,539
Ca10	3,9	4,2	10,1	24,3	4,5521	-5,1278	0,490
Ca11	1,0	3,2	13,4	24,17	4,0648	4,0108	0,324
Ca12	2,9	5,8	8,7	8,2	4,6438	-4,7808	0,688
Ca13	10,4	9,9	34,9	41,5	4,6840	-5,6532	0,270
Ca14	1,0	2,8	21,1	46,5	3,6985	3,7342	0,230
Tf1	14,1	2,1	523,7	31,0	2,6435	-4,9667	0,194
Tf2	3,3	0,8	29,0	15,5	3,8199	-4,1551	0,199

É notável que a grande maioria das amostras em estudo apresenta boa conectividade dos microporos ( $\text{Log}(EN_{\text{MICRO}}) < 0$ ). A mesma afirmação não pode ser dita para os macroporos, uma vez que a maioria deles está fracamente conectada. Assim, a permeabilidade do grupo de amostras estudadas é muito mais influenciada pelos microporos do que pelos macroporos. Na Figura 28 é possível observar um modelo 3D de macroporos bem conectados da amostra Cx1. Nesta figura poros de uma mesma cor estão conectados entre si.



*Figura 28 - Superfície em três dimensões evidenciado os grupos de poros interconectados – amostra Cx1 (Avizo Fire).*

#### 4.3 – Comparação entre resultados dos ensaios laboratoriais e computacionais

A Tabela 6 apresenta a porosidade e a permeabilidade medidas de maneira convencional e computacional. As Figuras 29 e 30 mostram gráficos comparativos dos valores de porosidade convencional e computacional.

*Tabela 6 - Porosidade e permeabilidade medidas em laboratório e computacionalmente.*

<b>Amostra</b>	<b>Porosidade (convencional)</b>	<b>Porosidade (computacional)</b>	<b>Permeabilidade (convencional)</b>	<b>Permeabilidade (computacional)</b>
<b>Ca1</b>	10,6	6,0	0,008	25,5
<b>Ca2</b>	14,0	8,7	0,296	61,0
<b>Cx1</b>	20,8	19,8	2,026	91,2
<b>Cx2</b>	6,8	3,3	0,013	22,3
<b>Ca3</b>	10,4	10,8	0,109	96,9
<b>Ca4</b>	22,0	22,6	1,348	92,2
<b>Ca5</b>	18,7	20,8	0,023	108,3
<b>Ca6</b>	14,4	9,1	0,153	419,5
<b>Ca7</b>	9,8	2,8	0,149	181,8
<b>Ca8</b>	6,9	12,6	0,009	150,3
<b>Do1</b>	10,4	7,3	0,199	55,8
<b>Ca9</b>	12,7	11,0	0,007	46,1
<b>Ca10</b>	4,4	8,1	0,001	34,4
<b>Ca11</b>	10,7	4,2	1,813	37,6
<b>Ca12</b>	12,7	8,7	0,041	16,9
<b>Ca13</b>	22,8	20,3	0,991	76,4
<b>Ca14</b>	9,5	3,8	0,477	67,6
<b>Tf1</b>	16,7	16,3	0,253	554,7
<b>Tf2</b>	4,6	4,1	0,0346	44,5

É possível observar nas Figuras 29 e 30 que a determinação da porosidade através de  $\mu$ CT, de forma geral, possui boa correlação com a porosidade medida em laboratório, com coeficiente de determinação ( $R^2$ ) de 0,70. Há amostras onde a porosidade computacional é consideravelmente menor que a porosidade convencional (Ca1, Ca2, Cx2, Ca6, Ca7, Ca11 e Ca14) e outras amostras onde ocorre o contrário (Ca8 e Ca10). A razão mais provável para ambos casos é a questão da escala da subamostra e a sua representatividade de uma amostra heterogênea. Um possível motivo para o primeiro caso é que a porosidade vugular presente nos plugues não pode estar presente nas subamostras, o que resulta em porosidades computacionais menores do que as

porosidades convencionais. Uma razão para a porosidade convencional ser menor que a computacional, o que ocorre no segundo caso, poderia ser pelo fato de poros não-conectados estarem representados na porosidade computacional, mas não na convencional.

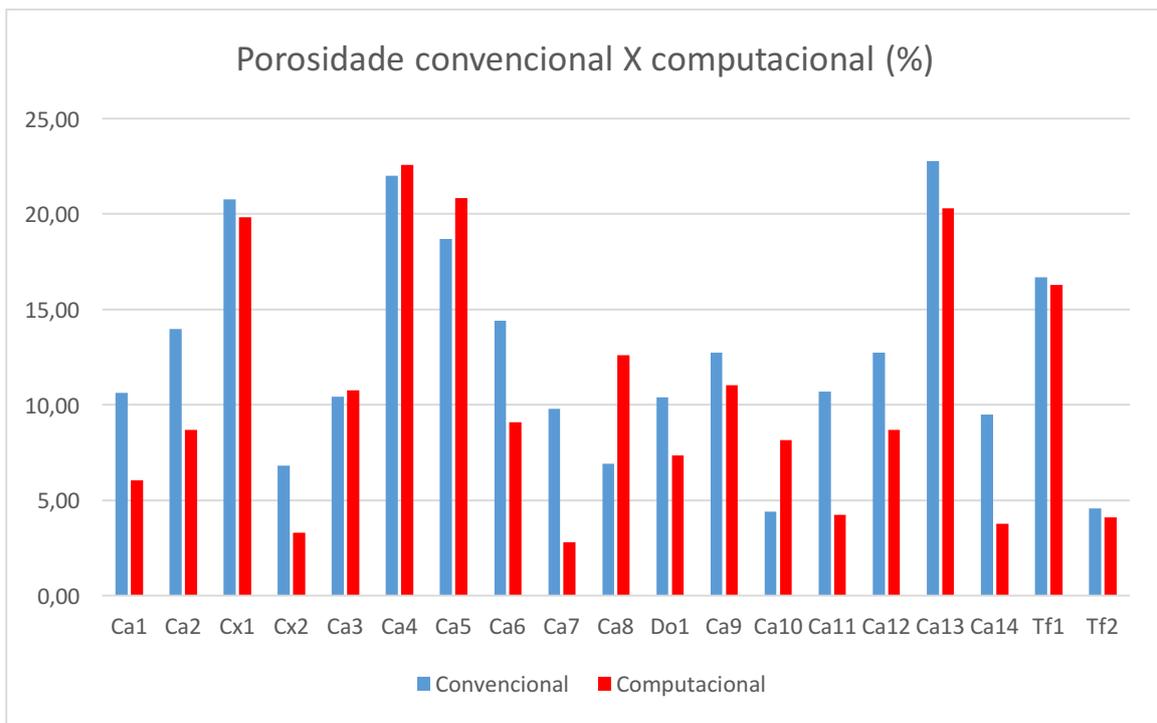


Figura 29 - Gráfico de barras comparativo entre porosidade medida em laboratório e porosidade medida computacionalmente.

Por vezes a determinação de propriedades petrofísicas por meio de análises de imagens de  $\mu$ CT apresenta valores diferentes dos medidos em laboratório. Essa discrepância pode ser explicada por alguns fatores. Um fator importante é a presença da porosidade do tipo vugular, que pode possuir dimensões maiores do que a subamostra imageada por  $\mu$ CT. Assim, esse tipo de porosidade não costuma ser reproduzida nas imagens, omitindo possíveis espaços porosos que podem ser bastante significativos para a permeabilidade da amostra. Outro fator é a escala de investigação. Enquanto as amostras laboratoriais possuem dimensões centimétricas, as subamostras possuem dimensões micrométricas. Há também a questão da representatividade, na qual nem sempre os subvolumes escolhidos dentro das subamostras imageadas possuem as mesmas características permoporosas do plugue como um todo. Isso pode

acontecer de forma mais acentuada nas rochas carbonáticas, pois são bastante heterogêneas no que diz respeito a distribuição de atributos deposicionais e alterações diagenéticas, influenciando também nas propriedades permoporosas.

A elevada resolução das imagens de  $\mu$ CT utilizadas neste trabalho (Tabela 2) sugere que as propriedades petrofísicas computacionais devem estar pouco afetadas pela resolução.

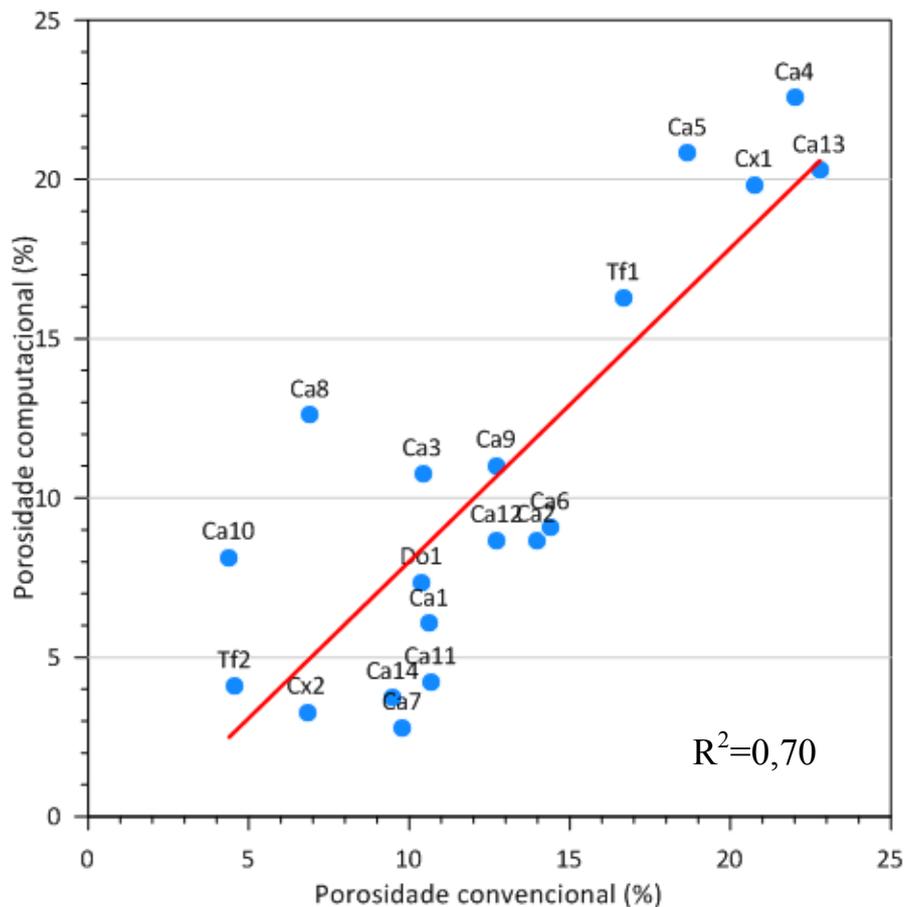


Figura 30 - Gráfico de dispersão relacionando valores de porosidade convencional e computacional.

Com o objetivo de identificar as razões para a dispersão observada entre os valores de permeabilidade medidos pelos métodos convencional e computacional, será feita uma análise estatística da influência dos parâmetros computacionais do espaço poroso sobre os valores de permeabilidade medidos convencionalmente.

#### 4.4 – Análise estatística

A análise estatística das 19 amostras de rochas carbonáticas realizada através do software *Statistica* utilizou como dados de entrada a Tabela 7.

Tabela 7 - Propriedades petrofísicas medidas a partir de imagens  $\mu$ CT e permeabilidade convencional ( $K_{LAB}$ ).

Amostra	$\phi_{MACRO}$	$\phi_{MICRO}$	$K_{MACRO}$	$K_{MICRO}$	Log ( $EN_{MACRO}$ )	Log ( $EN_{MICRO}$ )	Diam. Eq. Macro - b	$K_{LAB}$
Ca1	1,2	4,8	9,3	16,2	4,0821	-3,9104	0,450	0,008
Ca2	3,2	5,5	37,5	23,5	4,1564	4,2077	0,307	0,296
Cx1	14,2	5,6	77,6	13,6	-3,7308	-5,5356	0,477	2,026
Cx2	1,8	1,5	10,8	11,5	3,4255	-3,9467	0,345	0,013
Ca3	6,1	4,6	29,5	67,3	3,6946	-4,9322	0,277	0,109
Ca4	12,2	10,4	24,6	67,6	3,7012	-4,7115	0,348	1,348
Ca5	9,3	11,5	15,8	92,5	4,4828	-5,3557	0,427	0,023
Ca6	3,2	5,9	150,3	269,2	3,2248	-3,6792	0,226	0,153
Ca7	0,7	2,1	33,0	148,8	3,1278	3,5555	0,138	0,149
Ca8	5,8	6,8	102,1	48,2	3,6924	-4,8151	0,249	0,009
Do1	2,6	4,7	33,9	21,8	3,7991	-4,0815	0,275	0,199
Ca9	2,5	8,5	7,5	38,6	4,5178	-4,8816	0,539	0,007
Ca10	3,9	4,2	10,1	24,3	4,5521	-5,1278	0,490	0,001
Ca11	1,0	3,2	13,4	24,17	4,0648	4,0108	0,324	1,813
Ca12	2,9	5,8	8,7	8,2	4,6438	-4,7808	0,688	0,041
Ca13	10,4	9,9	34,9	41,5	4,6840	-5,6532	0,270	0,991
Ca14	1,0	2,8	21,1	46,5	3,6985	3,7342	0,230	0,477
Tf1	14,1	2,1	523,7	31,0	2,6435	-4,9667	0,194	0,253
Tf2	3,3	0,8	29,0	15,5	3,8199	-4,1551	0,199	0,0346

Como resultado da regressão linear múltipla univariável, que objetivou quantificar a influência de cada parâmetro na estimativa da permeabilidade, obteve-se a Tabela 8. O parâmetro conectividade de microporos foi o fator mais influente na estimativa da permeabilidade, possuindo valor de F mais alto que os demais parâmetros, seguido da porosidade de macroporos e da conectividade de macroporos. Este resultado confirma a idéia anteriormente levantada de que a baixa permeabilidade convencional dessas amostras está condicionada pela baixa conectividade dos macroporos e pelo pequeno diâmetro dos microporos, mesmo que bem conectados.

Tabela 8 - Ranking da influência das propriedades petrofísicas computacionais na permeabilidade convencional, a partir de regressão linear múltipla univariável.

Parâmetro	F
Log (EN <sub>MICRO</sub> )	5,38
φ <sub>MACRO</sub>	2,10
Log (EN <sub>MACRO</sub> )	1,48
K <sub>MACRO</sub>	1,30
K <sub>MICRO</sub>	0,07
D. Eq. macro b	0,04
φ <sub>MICRO</sub>	0,03

Posteriormente foi realizada uma regressão não-linear do tipo *piecewise* utilizando-se as propriedades computacionais como preditores da permeabilidade laboratorial e obteve-se como resultado as equações (13) e (14). O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) encontrado para tal regressão foi de 0,994. Para valores de permeabilidade convencional menores ou iguais a 0,418 mD, utiliza-se a equação (13). Para valores maiores que 0,418 mD, utiliza-se a equação (14).

$$K_{EST} \text{ (mD)} = 0,012016 - 0,001894 * \phi_{MACRO} + 0,003203 * \phi_{MICRO} + 0,000544 * K_{MACRO} - 0,000042 * K_{MICRO} + 0,042146 * [\log(EN_{MACRO})] + 0,020008 * [\log(EN_{MICRO})] - 0,170811 * b \quad (13)$$

Para  $K_{LAB} \leq 0,418$ , e

$$K_{EST} \text{ (mD)} = 0,185454 + 0,388060 * \phi_{MACRO} + 0,184132 * \phi_{MICRO} - 0,020752 * K_{MACRO} - 0,041875 * K_{MICRO} + 0,002907 * [\log(EN_{MACRO})] + 0,5466459 * [\log(EN_{MICRO})] + 0,144295 * b \quad (14)$$

Para  $K_{LAB} > 0,418$ .

Ao inserir os dados da Tabela 8 nas equações (13) ou (14), a depender de qual se encaixa para cada amostra, obtém-se uma estimativa de permeabilidade para tais. O gráfico da Figura 31 mostra os valores estimados pelo modelo versus os valores obtidos nas medições laboratoriais de permeabilidade. Foi traçada uma curva de tendência e a mesma apresentou coeficiente de determinação  $R^2$  de 0,994.

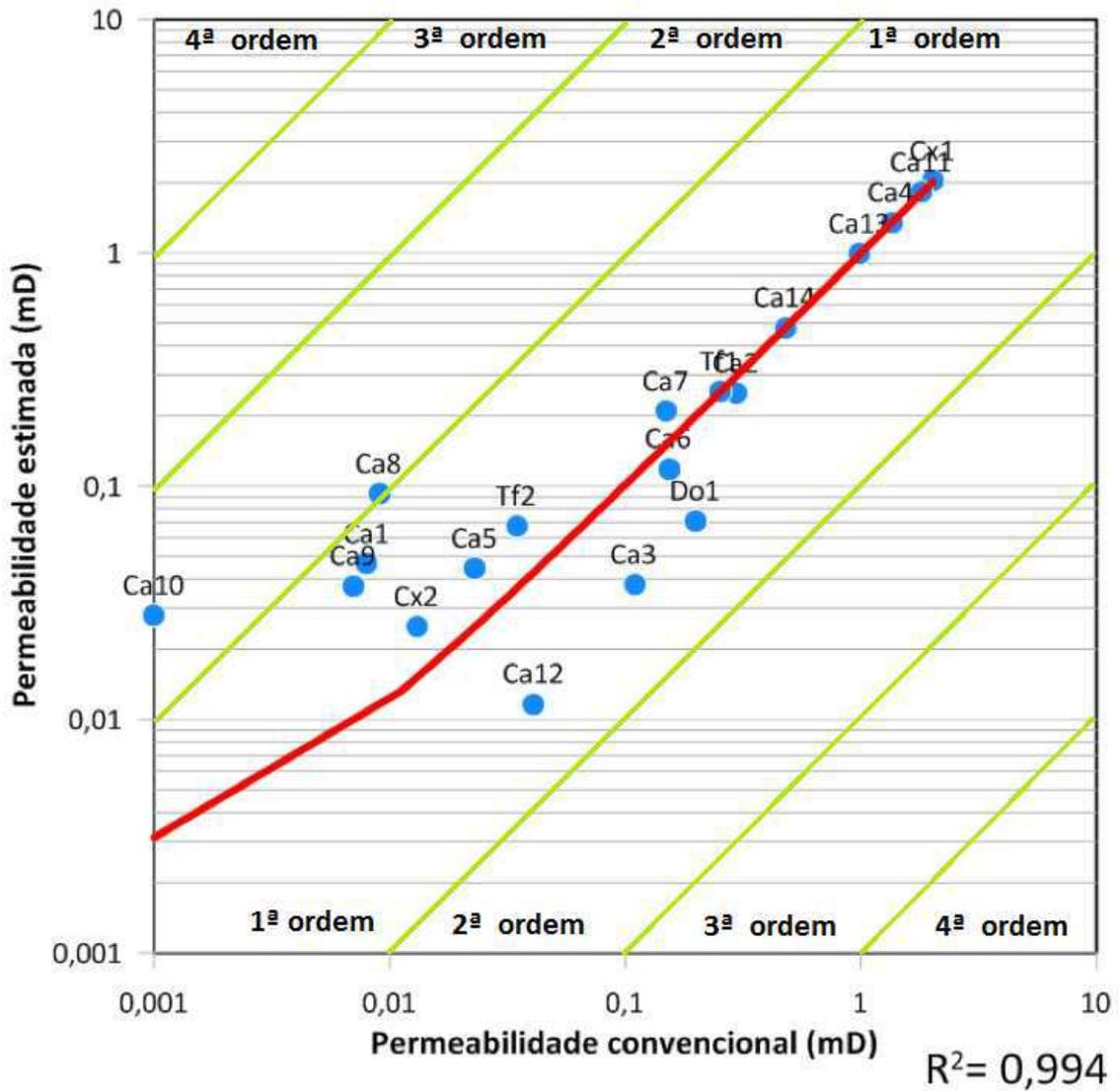


Figura 31 - Relação entre a permeabilidade medida pelo método convencional e a permeabilidade estimada pelo modelo proposto.

Após análise do gráfico da Figura 32 é possível afirmar que o modelo de predição de permeabilidade possui boa confiabilidade para valores de permeabilidade acima de 0,1 mD. Para valores de  $K_{LAB}$  abaixo de 0,1 mD o modelo estima valores um pouco divergentes do valor real, porém ainda num nível aceitável (mesma ordem de grandeza, com exceção das amostras Ca8 e Ca10).

## 5 – Conclusões

No presente trabalho foi realizado um estudo das propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas oriundas de três bacias sedimentares do Nordeste brasileiro. Tais rochas possuem diferentes histórias deposicionais e diagenéticas, apesar de serem do mesmo tipo litológico. Com isso foi criado um modelo de estimativa de permeabilidade a partir de propriedades do espaço poroso avaliadas através de modelos digitais de rochas construídos através de imagens de microtomografia de raios-x de tais rochas.

Os resultados referentes a petrofísica convencional mostraram que a maior parte do conjunto de amostras tem valores de porosidade considerados medianos, e somente três amostras (Cx1, Ca4 e Ca13) têm valores considerados bons (>20%), de acordo com a classificação de Cossé (1993). Quanto à permeabilidade, a maioria das amostras têm valores abaixo de 1mD, com exceção de quatro amostras (Ca11, Cx1, Ca4, Ca13). As três últimas têm potencial de serem rochas reservatório, se analisarmos pela ótica da petrofísica, apresentando bons valores de porosidade e de permeabilidade.

Quanto à petrofísica computacional, os valores de porosidade calculados com o software *Avizo Fire* têm correlação satisfatória com os valores medidos em laboratório, mostrando coeficiente de correlação aceitável na ordem de 0,7. No entanto isto não é um critério conclusivo, uma vez que deve-se considerar a subjetividade na escolha do volume representativo da amostra em análise. Quanto a permeabilidade calculada computacionalmente, a mesma apresentou valores substancialmente divergentes dos valores laboratoriais, o que pode estar relacionado à baixa representatividade do modelo digital.

O modelo proposto para a estimativa da permeabilidade de rochas carbonáticas a partir das propriedades do espaço poroso das rochas apresentou elevado coeficiente de correlação, mesmo para amostras bastante heterogêneas entre si e de diferentes bacias deposicionais. Após o resultado da regressão linear múltipla univariável, pôde-se concluir que a conectividade de microporos, indicada a partir do logaritmo do Número de Euler, é o fator mais influente na estimativa da permeabilidade, seguido da porosidade de macroporos. Dessa forma é possível afirmar que o Número de Euler é um importante parâmetro controlador na estimativa da permeabilidade em tais rochas.

O modelo aqui proposto se mostrou eficiente para estimar permeabilidades acima de 0,1 mD, tendo como limite superior algumas unidades de mD. Como sugestão para trabalhos futuros sugere-se que o modelo aqui proposto deva ser atualizado para incluir rochas carbonáticas com valores de permeabilidade da ordem de dezenas e centenas de mD, de modo a ampliar a sua aplicabilidade.

## 6 - Referências

AHR, W. M.; ALLEN, D.; BOYD, A.; BACHMAN, H. N.; SMITHSON, T.; CLERKE, E. A.; RAMAMOORTHY, R. (2005). Confronting the carbonate conundrum. *Oilfield Review*, 17(1), 18-29.

AHR, W.M. (2008). *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Ed. Wiley, EUA.

ALMEIDA, F.F.M., HASUI, Y., BRITO NEVES, B.B., FUCK, R.A. 1977. Províncias Estruturais Brasileiras. In: SBG, Simp. de Geol. do Nordeste, 8, Campina Grande – PB, Atas, 363-391

ANGELIM, L. A. A.; MEDEIROS, V. C.; NESI, J. R. (2006). Mapa geológico do Estado do Rio Grande do Norte. Programa Geologia do Brasil – PGB. Projeto Geologia e Recursos Minerais do Estado do Rio Grande do Norte. Recife: CPRM/FAPERNA, 2006. 1 mapa color., 130 cm x 91 cm. Escala. 1:500.000

APOLINARIO, F. O. (2016). Influência da saturação fluida nas propriedades elásticas de rochas carbonáticas. Dissertação de mestrado. PPGEPM. Universidade Federal de Campina Grande.

APPOLONI, C. R.; FERNANDES, C. P.; RODRIGUES, C. R. O. (2007). X-ray microtomography study of a sandstone reservoir rock. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research, Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment*, v. 580, n. 1, p. 629–632.

ASSINE, M. L. (2017). Análise estratigráfica da bacia do Araripe, Nordeste do Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, 22(3), 289-300.

ASSINE, M. L. (2007). Bacia do Araripe. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, 15 (2), 371-389.

BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS R. M. D. (1990). Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: GABAGLIA & MILANI (Eds.). *Origem e Evolução das Bacias Sedimentares*. Petrobras, Rio de Janeiro, 291-310.

BRYANT S.; BLUNT, M. J. (1992). Prediction of Relative Permeability in Simple Porous Media. *Physical Review A*, 46 (August): 2004-2011.

CAMACHO, C. R.; OLIVEIRA, F. R. (2017). O arcabouço estrutural da Bacia Sedimentar do Araripe, Província Borborema, baseado em dados aeromagnetométricos. *Geologia USP. Série Científica*, 17 (3), 149-161.

CAMPOS NETO, O. P. A.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. E. G. (2007). Bacia de Sergipe-Alagoas. *Boletim de Geociências Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 405–415.

CASTRO, D. L.; CASTELO BRANCO R. M. G. (1999). Caracterização da arquitetura interna das Bacias do Vale do Cariri (NE do Brasil) com base em modelagem gravimétrica 3-D. *Revista Brasileira de Geofísica*. 17, (n. 2,3): 129-143.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin*, 54 (2), 207-250.

CÓRDOBA, V. C. (2001). A Evolução da Plataforma Carbonática Jandaíra durante o Neocretáceo na Bacia Potiguar: análise paleoambiental, diagenética e estratigráfica. Tese de doutorado, Instituto de Geociências e Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista.

COSSÉ, R. (1993). *Basics of reservoir engineering, oil and gas field development techniques*. Gulf Publishing Company, ISBN 0884151840, Houston, USA. 342p.

CNUUDE, V; BOONE. M. N. (2013). High resolution X-ray computed tomography in geosciences: a review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, v. 123, n. 0, p. 1-17.

DE BOEVER, E.; VARLOTEAUX, C.; NADER, F. H.; FOUBERT, A.; BÉKRI, S.; YOUSSEF, S.; ROSENBERG, E. (2012). Quantification and prediction of the 3D pore network evolution in carbonate reservoir rocks. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*, 67 (1), 161-178.

EHRENBERG, S. N. (2006). Porosity destruction in carbonate platforms, *J. Petrol. Geol.* 29, 1, 41-52.

FEIJÓ, F. J. (1994). Bacias de Sergipe e Alagoas. Boletim de Geociências da PETROBRAS, 8 (1), 149-161.

FERREIRA, R. F. (2013). Estudo de liberação das fases minerais em minérios de ferro. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mineral - PPGEM, Universidade Federal de Ouro Preto.

FLANNERY, B. P.; DECKMAN, H. W.; ROBERGE, W. G.; D'AMICO, K. L. (1987). Three-dimensional X-ray microtomography. *Science*, 237 (n. 4821), 1439-1444.

GOMES, J. R. C.; GATTO, C. M. P. P.; SOUZA, G. M. C.; LUIZ, D. S.; PIRES, J. L.; TEIXEIRA, W. (1981). Geologia e mapeamento regional. In: Brasil. Ministério das Minas e Energia. Projeto RADAMBRASIL. Folhas SB. 24/25, Jaguaribe/Natal. Rio de Janeiro: DNPM. p. 27-176.

HAZLETT, R.D., CHEN, S.Y, and SOLL, W.E., 1996: "Wettability and Rate Effects on Immiscible Displacement: Lattice Boltzmann Simulation in Microtomographic Images of Reservoir Rocks," presented at the 4th International Symposium on Evaluation of Reservoir Wettability and its Effect on Oil Recovery, Montpellier, France, Sept. 11-13.

KEEHM, Y., MUKERJI, T., NUR, A. Permeability prediction from thin sections: 3D reconstruction and Lattice Boltzmann flow simulation. *Geophys. Res. Lett.* 2004, 31(4).

KETCHAM, R.; CARLSON W. (2001). Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences, *Comput. Geosci.* 27, iss. 4, pp. 381-400.

LANA, M.C. (1990). Bacia de Sergipe-Alagoas: Uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar. In: GABAGLIA & MILANI (Eds.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro: Editora Gávea.

LUCIA, F. J. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *AAPG Bulletin*, v. 79, n. 9, p. 1275–1300.

LUCIA, F. J. (2007). *Carbonate reservoir characterization - An integrated approach*. 2nd edition, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp. 336.

MATOS, R. M. D. (1987). Sistema de riftes cretáceos do NE Brasileiro. Seminário de Tectônica da PETROBRAS, v. 1, p. 125-159.

MATOS, R. M. D. (1992). The Northeast Brazilian rift system. *Tectonics*, 11 (4) 776-791.

ODGAARD, A.; GUNDERSEN, H. J. G. (1993). Quantification of connectivity in cancellous bone, with special emphasis on 3-D reconstructions. *Bone*, v. 14, n. 2, p. 173-182.

PALOMBO, L. (2017). A microtomografia de raios X e a porosimetria por intrusão de mercúrio na determinação de porosidade e densidade de rochas reservatório. Tese de doutorado. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo. Universidade de São Paulo.

PESSOA NETO, O. C. (2003). Estratigrafia de seqüências da plataforma mista neogênica na Bacia Potiguar, margem equatorial brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, 33(3), 263-278.

PESSOA NETO, O. C.; SOARES, U. M.; SILVA, J. G. F.; ROESNER, E. H.; FLORÊNCIO, C. P.; SOUZA, C. A. V. (2007). Bacia Potiguar. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15 (2): 357-369.

PONTE, F. C.; ARAI, M.; DINO, R.; SILVA-TELLES JUNIOR, A. C. D. A. (1991). Geologia das bacias sedimentares do Rio do Peixe, nos estados da Paraíba e Ceará. In: Ponte F. C.; Hashimoto, A.T.; Dino, R. (coords.) Geologia das bacias sedimentares mesozóicas do interior do Nordeste do Brasil. Rio de Janeiro, PETROBRAS/CENPES/DIVEX/SEBIPE, p.158-183

PONTE, F. C.; PONTE-FILHO, F. C. (1996). Estrutura geológica e evolução tectônica da Bacia do Araripe. Recife: DNPM/ DMME (Pernambuco e Ceará), 68 p.

RAND, H. M.; MANSO, V. A. V. (1984) Levantamento gravimétrico e magnetométrico da Bacia do Araripe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., Rio de Janeiro. Anais. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984. v. 4, p. 2011-2016

REEDER, R. J. (1983). Carbonates: Mineralogy and Chemistry . *Reviews in Mineralogy*, Vol. 11, Mineralogical Society of America, 394 pp

- ROCHA, G. R. (2010). Monitoramento da erosão costeira em áreas da atuação da indústria do Petróleo, Canal do Arrombado, Macau RN. Relatório de graduação. Departamento de Geologia. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- SAMPAIO, A. V.; SCHALLER, H. (1968). Introdução à Estratigrafia da Bacia Potiguar. Rio de Janeiro. Boletim Técnico da Petrobras, 11 (1): 19-44.
- SANTOS, E. J.; NUTMAN, A. P.; BRITO NEVES, B. B. (2004). Idades SHRIMP U-Pb do Complexo Sertânia: implicações sobre a evolução tectônica da Zona Transversal, Província Borborema. Geologia USP. Série Científica, São Paulo, v. 4, n. 1, p. 1-12.
- SCHLAGER, W. (2005). Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy. Tulsa: SEPM – Society for Sedimentary Geology, 200p.
- SCHOLLE, P. A.; ULMER-SCHOLLE, D. S. (2003). A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis, AAPG Memoir 77 (Vol. 77). AAPG.
- SOARES, J. A. (2011). Propriedades físicas das rochas. Boletim SBGf. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n.1.
- SOARES, U. M.; ROSSETI, E. L.; CASSAB, R. C. T. (2003). Bacias sedimentares brasileiras: Bacia Potiguar. Fundação Paleontológica Phoenix, vol. 56. 8pp.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. (2004). Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier, 889 pp.
- TIBANA, P.; TERRA, G. J. S. (1981). Seqüências carbonáticas do Cretáceo na Bacia Potiguar. Boletim Técnico da Petrobras, 24 (3): 174-183.
- VALVATNE, P. (2004). Predictive pore-scale modelling of multiphase flow. PhD thesis. London, United Kingdom: Imperial College London.
- VAN DER LAND, C.; WOOD, R.; WU, K.; VAN DIJKE, M. I.; JIANG, Z.; CORBETT, P. W.; COUPLES, G. (2013). Modelling the permeability evolution of carbonate rocks. Marine and Petroleum Geology, 48, 1-7.