

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E
MINERAL

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES ELÉTRICAS E DE MOLHABILIDADE DE
ROCHAS CARBONÁTICAS**

FELIPE DE BRITO LEAL

CAMPINA GRANDE

2018

FELIPE DE BRITO LEAL

**AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES ELÉTRICAS E DE MOLHABILIDADE DE
ROCHAS CARBONÁTICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, como parte obrigatória para obtenção do título de mestre em Ciências.

Orientador: José Agnelo Soares

CAMPINA GRANDE

2018

FELIPE DE BRITO LEAL

**AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES ELÉTRICAS E DE MOLHABILIDADE DE
ROCHAS CARBONÁTICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, como parte obrigatória para obtenção do título de mestre em Ciências.

Orientador: José Agnelo Soares

Data da aprovação: ____ / ____ / ____

Banca examinadora:

Prof. Dr. José Agnelo Soares

Orientador

Profa. Dra. Elissandra N. de Moura Lima

Avaliador

Profa. Dra. Adriana Lemos Porto

Avaliador Externo

CAMPINA GRANDE

2018

**Aos meus pais Neide e Felix (*in
memoriam*).**

AGRADECIMENTOS

A Deus primeiramente, por me dar força e sabedoria para superar todas as dificuldades e tornar possível esse momento.

Aos meus pais, Neide Leal e Felix Leal (*in memoriam*), por todo amor, apoio e compreensão.

Aos meus irmãos Fagner Leal e Fabricio Leal, por toda força e incentivo durante essa etapa de minha vida.

A minha namorada Andrezza Silva, sempre ao meu lado, tornando mais fácil cada momento através de seu carinho e apoio.

A todos os amigos, em especial aos do LabPetro da UFCG, por cada momento compartilhado, dentro e fora do ambiente de trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Agnelo Soares, pela orientação e oportunidade de colocar em prática conhecimentos adquiridos durante a formação acadêmica.

A Profa. Dra. Elissandra N. M. Lima e a Profa. Dra. Adriana Lemos Porto, membros da banca examinadora, por aceitar o convite e contribuir na presente pesquisa.

À CAPES/CNPq pelo apoio financeiro imprescindível que foi fornecido à esta pesquisa científica

**“Deus dá as batalhas mais difíceis aos
seus melhores soldados.”**

Papa Francisco.

RESUMO

As propriedades físicas das rochas têm grande importância no planejamento, execução e custo dos projetos de engenharia de reservatório. O objetivo desta pesquisa é avaliar as propriedades elétricas das rochas a partir da análise de imagens de microtomografia de raios x, além de buscar uma correlação com as demais propriedades petrofísicas. Para o desenvolvimento dessa pesquisa foram selecionadas 16 amostras de carbonatos, sendo 12 calcários e 4 dolomitos, de três diferentes bacias (Araripe, Potiguar e Sergipe – Alagoas). Na presente pesquisa, a partir de imagens microtomográficas e utilização do *software Avizo Fire*, foram obtidos dados petrofísicos computacionais, além da geração de uma malha tridimensional para simulação de propriedades elétricas das amostras, sendo esta simulação realizada no *software Comsol Multiphysics*. Utilizando algumas propriedades obtidas na pesquisa e aplicando a lei de Archie, foi possível avaliar a molhabilidade das amostras. Os valores de densidade total possuem boa relação com a porosidade e o fluido saturante. Na relação entre a porosidade e a permeabilidade, chama atenção as amostras com valores de porosidade semelhantes, mas com permeabilidades bem diferentes. Este fator pode ser explicado pela baixa conectividade dos poros, baixando a permeabilidade. Ao comparar as porosidades obtidas por ensaios convencionais e computacionais, em alguns casos, foram observados diferentes valores para a mesma amostra. Este fato pode ser explicado pela escolha do subvolumo da amostra computacional e o fato do ensaio convencional medir apenas a porosidade efetiva. Ainda observando os resultados obtidos nos ensaios realizados, foi verificado que a porosidade pode apresentar uma relação inversamente proporcional com a tortuosidade. A resistividade demonstrou forte relação com o tipo da rocha, onde, amostras de calcários possuem maior resistividade do que as amostras de dolomitos. A conectividade dos poros de uma rocha pode ser determinante na influência da porosidade sobre a resistividade dessa rocha, já que poros isolados não apresentam grande influência na condutividade elétrica de uma rocha. Ao avaliar a molhabilidade, foram identificadas sete amostras molháveis à água, três com molhabilidade neutra ou intermediária e seis preferencialmente molháveis à óleo. A molhabilidade das amostras apresentou relação direta com as bacias que as mesmas se localizavam.

Palavras-chave: Petrofísica digital, resistividade elétrica, molhabilidade, carbonatos.

ABSTRACT

The physical properties of the rocks have great importance in the planning, execution and cost of the reservoir engineering projects. The objective of this research is to evaluate the electrical properties of the rocks from the analysis of x-ray microtomography images, in addition to searching for a correlation with the other petrophysical properties. For the development of this research, 16 samples of carbonates, 12 limestone and 4 dolomites, were selected from three different basins (Araripe, Potiguar and Sergipe - Alagoas). In this research, from the microtomographic images and the use of Avizo Fire software, computational petrophysical data were obtained, as well as the generation of a three - dimensional mesh to simulate the electrical properties of the samples, being this simulation carried out in Comsol Multiphysics software. Using some properties obtained in the research and applying the Archie's law, it was possible to evaluate the wettability of the samples. The values of total density also have good relation with the porosity and saturating fluid. When analyzing the relationship between porosity and permeability, can be highlighted the samples with similar porosity values, but with very different permeabilities. This factor can be explained by the low connectivity of the pores, resulting in low permeability. When comparing the porosities obtained by conventional and computational tests, in some cases different values were observed for the same sample. This can be explained by the subjective choice of the subvolume of the computational sample and the fact that the conventional test only measures the effective porosity. Still observing the results of the tests, it was verified that the porosity may present an inversely proportional relation with the tortuosity. The resistivity showed a strong relationship with the type of rock, where calcareous samples have higher resistivity than dolomite samples. The pore connectivity of a rock can be determinant in the influence of the porosity on the resistivity of this rock, since isolated pores do not have great influence on the electrical conductivity of a rock. When assessing the wettability, seven water-wettable samples, three with neutral or intermediate wettability, and six preferentially oil-wettable were identified. The wettability of the samples was directly related to the basins that were located.

Keywords: Digital petrophysics, electrical resistivity, wettability, carbonates.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Exemplos de amostras carbonáticas utilizadas. (A) Calcário, (B) Calcário Dolomítico.	6
Figura 2: Localização da bacia do Araripe. (A) Bacia do Araripe no grupo das bacias interiores do Nordeste do Brasil. (B) Formações presentes na bacia. Modificado de Marques et al. (2013).	8
Figura 3: Mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar. DANTAS (1998).	9
Figura 4: Localização da Bacia Sergipe – Alagoas. Cruz (2008).	11
Figura 5: Porosidade primária do tipo intergranular. Adaptado de BRITO (2008). ...	15
Figura 6: Porosidade secundária desenvolvida por fraturas. Adaptado de BRITO (2008).	15
Figura 7: Porosidade secundária formada por dissolução da rocha. Adaptado de BRITO (2008).	16
Figura 8: Exemplo de poros conectados (porosidade efetiva) e isolados. Adaptado de Apolinário (2016).	17
Figura 9: Efeito da cimentação sobre a permeabilidade. Adaptado de Tiab & Donaldson (2004).	18
Figura 10: Esquema representando o comprimento real do canal (L_a) e o comprimento teórico totalmente retilíneo (L). AZAR et al. (2007).	19
Figura 11: Esquema ilustrativo da molhabilidade em uma placa de vidro na presença de três fluidos (mercúrio, óleo e água). AHMAD (2001).	20
Figura 12: Plugue de rocha computacional. APOLINARIO (2016).	28
Figura 13: Amostras utilizadas nos ensaios petrofísicos convencionais.	30
Figura 14: Equipamentos para preparação de amostras. (A) Serra; (B) Plugadeira de bancada; (C) Retificadora.	31
Figura 15: Equipamentos utilizados nas medições das dimensões. A) Estufa; B) Balança de precisão; C) Paquímetro digital.	31
Figura 16: Equipamentos utilizados nos ensaios de porosidade. (A) Ultra-poro-perm 500; (B) copo matriz.	32
Figura 17: Equipamentos utilizados nos ensaios de porosidade. (A) Ultra-poro-perm 500; (B) <i>Coreholder</i>	34
Figura 18: <i>Core Holder</i> . APOLINARIO (2016).	35

Figura 19: Disco para retirada da subamostra.	36
Figura 20: Subamostra tomografada.	36
Figura 21: Identificação das zonas porosas do subvolume com uso do <i>multi-thresholding</i> . Na imagem da direita, os tons pretos são os poros, o azul mais claro a zona intermediária e o azul mais escuro a zona matriz.	38
Figura 22: Fluxograma de trabalho para cálculo da macroporosidade.	38
Figura 23: Fluxograma de trabalho para cálculo da microporosidade.	40
Figura 24: Fluxo de trabalho utilizado para cálculo da tortuosidade.	41
Figura 25: Fluxo de trabalho na geração de malhas utilizando o <i>Avizo Fire</i>	43
Figura 26: Malha gerada no <i>Avizo Fire</i>	43
Figura 27: Aplicação da corrente elétrica na simulação com o <i>COMSOL</i>	46
Figura 28: Densidade de grãos das amostras analisadas.	54
Figura 29: Densidade total das amostras analisadas.	55
Figura 30: Relação entre porosidade e densidade total das amostras.	56
Figura 31: Relação entre a densidade total e de grãos dos carbonatos analisados.	57
Figura 32: Relação entre porosidade e permeabilidade das amostras.	58
Figura 33: Relação entre porosidade computacional e tortuosidade.	59
Figura 34: Comparativo entre os tipos de porosidade das amostras analisadas.	60
Figura 35: Relação entre a porosidade convencional e computacional.	61
Figura 36: Relação entre porosidade computacional e densidade total das amostras analisadas.	62
Figura 37: Resistividade elétrica das amostras analisadas.	63
Figura 38: Relação entre resistividade elétrica e densidade de grãos das amostras analisadas.	64
Figura 39: Relação entre porosidade computacional e resistividade elétrica.	65
Figura 40: Relação entre porosidade computacional e resistividade, para as amostras de calcário.	67
Figura 41: Relação entre porosidade computacional e resistividade, para as amostras de dolomito.	68
Figura 42: Coeficiente de saturação de todas amostras analisadas.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resistividade de algumas rochas e sedimentos.....	24
Tabela 2: Identificação das amostras.....	29
Tabela 3: Propriedades dos materiais utilizadas no <i>COMSOL Multiphysics</i> . .	45
Tabela 4: Dados petrofísicos convencionais de todas as amostras.....	51
Tabela 5: Dados petrofísicos computacionais de todas as amostras.....	52
Tabela 6: Propriedades elétricas, expoente de cimentação e coeficiente de saturação.	53

LISTA DE SIMBOLOS

a	Fator de tortuosidade
A	Área
A_{ϕ}	Área de poros
b	Coefficiente correspondente à fração intermediária
ΔP	Diferencial de pressão
F	Fator de formação
ϕ	Porosidade
ϕ_{μ}	Fator de proporção de microporosidade
ϕ_{macro}	Macroporosidade
ϕ_{micro}	Microporosidade
I	Corrente elétrica
I_o	Corrente elétrica da rocha
I_w	Corrente elétrica do fluido
J	Densidade de corrente
k	Permeabilidade
L	Comprimento
L_a	Comprimento real
L_p	Limiar de poros
L_m	Limiar da matriz rochosa
m	Expoente de cimentação
μm	Micrômetro
μ	Viscosidade do fluido
n	Coefficiente de saturação
P	Pressão
P_1	Pressão no estado inicial
P_2	Pressão no estado final
q	Fluxo
R_w	Resistência do fluido condutor
ρ_o	Resistividade elétrica da rocha
ρ_t	Resistividade elétrica da formação parcialmente saturada

ρ_w	Resistividade elétrica da água
S_w	Saturação do fluido na rocha
T	Tensão
τ	Tortuosidade
θ	Ângulo de contato
V	Volume
V_{copo}	Volume total do copo
V_{disco}	Volume dos discos metálicos
$V_{grãos}$	Volume de grãos
V_V	Volume de vazios
V_1	Volume no estado inicial
V_2	Volume no estado final
v	Velocidade do fluido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1	Rochas Sedimentares	5
2.1.1	Rochas Carbonáticas	6
2.2	Geologia Regional	7
2.2.1	Bacia do Araripe	7
2.2.2	Bacia Potiguar	9
2.2.3	Bacia Sergipe - Alagoas	10
2.3	Propriedades Físicas das Rochas	12
2.3.1	Porosidade	14
2.3.2	Permeabilidade	17
2.3.3	Tortuosidade	19
2.3.4	Molhabilidade	20
2.3.5	Propriedades Elétricas das Rochas	22
2.4	Petrofísica Computacional	26
3	MATERIAIS E MÉTODOS	29
3.1	Materiais	29
3.1.1	Seleção das Amostras	29
3.2	Métodos	30
3.2.1	Ensaio Petrofísicos Convencionais	30
3.2.2	Ensaio Petrofísicos Computacionais	35
3.2.3	Geração de malhas para simulação computacional	41
3.2.4	Simulação Computacional das Propriedades Elétricas	44
3.2.5	Estimativa da Molhabilidade	48

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	51
4.1	Dados petrofísicos convencionais	51
4.2	Dados obtidos computacionalmente.....	51
4.3	Petrofísica convencional	53
4.4	Petrofísica computacional.....	58
4.5	Petrofísica convencional x Petrofísica computacional.....	60
4.6	Propriedades elétricas x Propriedades petrofísicas	62
4.7	Avaliação da molhabilidade das amostras	68
5	CONCLUSÕES.....	71
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73

1 INTRODUÇÃO

A condução elétrica na maioria das rochas ocorre de forma eletrolítica, sendo controlada com maior relevância pelo espaço poroso presente na rocha e, de maneira secundária, através de seus grãos minerais. Formações sedimentares são capazes de transmitir corrente elétrica através da água presente nos espaços porosos das rochas. Quanto maior for a concentração de sal, maior será a condutividade elétrica da água. A água doce, por exemplo, é um pobre condutor de corrente elétrica, pois possui poucos sais dissolvidos em sua composição, bem como o petróleo e o gás que são considerados não condutores (ROCHA & SAUCK, 1982; TIAB & DONALDSON, 2004).

As rochas sedimentares caracterizam-se por baixa resistividade se comparadas a outros tipos de rochas. Porém, existem casos onde rochas sedimentares podem possuir elevadas resistividades, por exemplo, arenito encontrado em dunas sem a presença de água e com porosidade consideravelmente baixa. As argilas apresentam características particulares no comportamento elétrico deste tipo de rocha. Quando a argila está na presença de água, a rocha possui baixa resistividade, conseqüentemente alta condutividade. Por outro lado, quanto menor a presença de água na rocha argilosa, maior a sua resistividade (OLIVEIRA, 2009).

Rochas carbonáticas não porosas ou de porosidade muito baixa podem apresentar resistividade elétrica muito alta. A resistividade de rochas reservatório não-argilosas é função da salinidade da água de formação presente, da porosidade efetiva da formação e da quantidade de hidrocarbonetos presentes nos espaços vazios. Levando em consideração os fatores que determinam os valores de resistividade de uma rocha, pode-se afirmar que a resistividade diminui com o aumento da porosidade e aumenta com a maior presença de petróleo. Por esta razão, medições de resistividade em poços são usadas na estimativa de saturações fluidas. Medições de resistividade também são dependentes da geometria dos poros, composição da rocha, tipo de fluido presente nos espaços porosos da rocha e da temperatura. Sendo assim, a resistividade é uma ferramenta valiosa para a avaliação de produção de uma formação. Uma rocha contendo óleo e/ou gás terá uma resistividade mais elevada do que a mesma rocha completamente saturada por água de formação.

Molhabilidade é o termo utilizado para descrever a adesão relativa de um dado fluido a uma superfície sólida. Em um meio poroso, contendo dois ou mais fluidos imiscíveis, a molhabilidade é uma medida da tendência preferencial de um dos fluidos molhar a superfície. A tendência de um líquido espalhar-se sobre a superfície de um sólido é uma indicação das características deste sólido ser preferencialmente molhável ao líquido. Esta tendência de espalhamento pode ser expressa de forma mais conveniente medindo o ângulo de contato na superfície líquido-sólido. Este ângulo, que é sempre medido do líquido para o sólido, é chamado ângulo de contato (AHMAD, 2001).

A avaliação da molhabilidade relativa de um sistema água/óleo em rochas é um aspecto muito importante na caracterização de reservatórios de petróleo. A molhabilidade exerce uma influência decisiva na taxa de recuperação das reservas de hidrocarbonetos (TIAB & DONALDSON, 2004).

Rochas com mesma porosidade e saturação de água podem apresentar diferentes valores de resistividade elétrica se os seus valores de molhabilidade são diferentes. O valor do coeficiente de saturação n da equação de Archie pode variar entre 1,5 até mais de dez para a mesma rocha, dependendo da sua molhabilidade. Rochas molháveis a óleo apresentam valores de n consideravelmente maiores que aquelas molháveis à água (TIAB & DONALDSON, 2004).

O fator de formação de uma rocha é dado pela razão entre a resistividade da rocha saturada por um dado fluido e a resistividade elétrica desse fluido. Por outro lado, o fator de formação é diretamente proporcional à tortuosidade do sistema de poros e inversamente proporcional à porosidade da rocha (ARCHIE, 1942). A tortuosidade é uma medida de quão tortuoso é o caminho a ser percorrido pelo fluido durante o seu deslocamento no interior da rocha. Uma vez que a resistividade da rocha é uma medida da dificuldade enfrentada pelos íons (partículas eletricamente carregadas) para se deslocar através do sistema de poros, quanto mais tortuoso for esse caminho, maior será a resistividade elétrica da rocha. O índice de tortuosidade é definido como o quadrado da razão entre o comprimento real percorrido pelo fluido entre dois pontos no interior da rocha e a distância mínima entre esses dois pontos (caminho reto). Essa é uma grandeza puramente geométrica, a qual pode ser adequadamente avaliada a partir de imagens de microtomografia de raios x das

rochas. O fator de tortuosidade a , juntamente com o coeficiente de saturação n e o expoente de cimentação m , controla a relação entre a resistividade elétrica, a saturação fluida e a porosidade de uma rocha (ARCHIE, 1942).

A molhabilidade é uma grandeza que depende das características texturais da superfície dos grãos que compõem uma rocha. Superfícies lisas e contínuas tendem a apresentar maior molhabilidade à água, enquanto superfícies com microrrugosidades e elevada capilaridade tendem a ser mais hidrofóbicas. Portanto, ao caracterizar a textura das superfícies dos grãos, através das imagens de microtomografia de raios x, é possível estimar um valor, ou intervalo de valores, representativo para o coeficiente de saturação n de uma rocha (TIAB & DONALDSON, 2004).

1.1 OBJETIVOS

Esta pesquisa tem como objetivo principal realizar a avaliação integrada das propriedades elétricas das rochas carbonáticas a partir da análise de imagens microtomográficas de raios x e investigar a relação dessas propriedades com o tipo de molhabilidade dessas rochas. Essas imagens, revelando tridimensionalmente aspectos texturais da rocha, podem permitir avaliações mais precisas do potencial produtor de hidrocarbonetos de uma dada formação geológica.

Para atingir esse objetivo, as seguintes etapas são desenvolvidas:

1. Selecionar um conjunto representativo de amostras carbonáticas que já disponham de análises petrofísicas convencionais (porosidade e permeabilidade) e de microtomografia de raio x.
2. Determinar a porosidade das amostras a partir das imagens de microtomografia de raio x.
3. Analisar as imagens microtomográficas para determinar o valor predominante de tortuosidade das amostras.
4. Realizar análise comparativa entre dados petrofísicos convencionais (obtidos em laboratório) e dados petrofísicos computacionais (através de imagens microtomograficas).

5. Gerar malhas tridimensionais no *software Avizo Fire* e exportá-las para utilização no *software COMSOL Multiphysics*.
6. Realizar simulação no *software COMSOL Multiphysics*, e determinar o fator de formação e a resistividade elétrica das amostras.
7. Determinar o expoente de cimentação m .
8. Utilizando a lei de Archie e as propriedades anteriormente já encontradas, determinar o coeficiente de saturação n , e estimar a molhabilidade das rochas.
9. Com as propriedades elétricas anteriormente determinadas, estabelecer a relação entre a molhabilidade e a resistividade elétrica da rocha.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Rochas Sedimentares

Pode ser definida rocha como um sólido constituído de agregados de um ou mais minerais. As rochas reservatório de petróleo mais comuns na natureza são arenitos e carbonatos, contendo as maiores reservas de petróleo do mundo (SOUZA, 2012).

Rochas sedimentares, segundo Moore (1989), são normalmente classificadas com base em sua composição mineralógica ou textural. A composição mineralógica implica na origem do material sedimentar, refletindo a composição química, enquanto a textural reflete o nível geral de energia presente no sítio de deposição.

As rochas sedimentares tem sua origem ligada a processos de intemperismo, que causam fragmentação mecânica e/ou decomposição química nas rochas mais antigas, transformando-as em sedimentos e solos. Os sedimentos podem ser clásticos (arenitos, silte e argila), químicos (carbonatos e evaporitos) ou de origem orgânica (restos de animais e plantas). Os agentes da natureza como chuva, rios, ventos, entre outros, são responsáveis por promover o transporte destes materiais. Após o transporte e sedimentação, para que sedimentos inicialmente inconsolidados se transformem em rochas litificadas é necessária a ocorrência de alguns processos, estes são definidos como processos diagenéticos (POPP, 2012; SUGUIO, 2003).

Segundo Pettijohn *et al.* (1987) e Battilani *et al.* (1996), o termo diagênese descreve processos químicos e físicos pós-deposicionais que modificam os sedimentos, transformando-os em rochas sedimentares. Estes processos têm início logo após a deposição dos sedimentos e se finalizam aos primeiros sinais de metamorfismo, sendo controlados pela pressão, temperatura, mineralogia primária, fluídos percolantes, ambiente deposicional e história de soterramento da bacia.

2.1.1 Rochas Carbonáticas

De acordo com Suguio (2003), rocha carbonática é um tipo de rocha sedimentar cuja composição é basicamente de carbonatos. O principal tipo de rocha carbonática é o calcário (Figura 1A), uma rocha sedimentar que contém minerais com quantidades acima de 30% de carbonato de cálcio (aragonita ou calcita). Quando o mineral predominante é a dolomita, a rocha carbonática é denominada dolomito (Figura 1B). As principais impurezas que contém são sílica, argila, fosfato, carbonato de magnésio, gipso, glauconita, fluorita, óxido de ferro e magnésio, sulfeto, siderita, sulfato de ferro e matéria orgânica.

A calcita (CaCO_3), a dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), a siderita (FeCO_3), a magnesita (MgCO_3) e a ankerita ($\text{Ca}(\text{Mg}, \text{Fe})(\text{CO}_3)_2$) são considerados os principais tipos de carbonatos. Os dois primeiros costumam ser os mais estudados, pois são os minerais mais comuns nas rochas carbonáticas. A calcita se destaca por ser responsável por formar mais da metade do volume total de carbonatos. As rochas carbonáticas são formadas através de processos químicos variados e se depositam por precipitação de carbonatos. A precipitação produz materiais finamente cristalizados ou amorfos, sendo considerado o principal responsável pela formação de rochas carbonáticas.

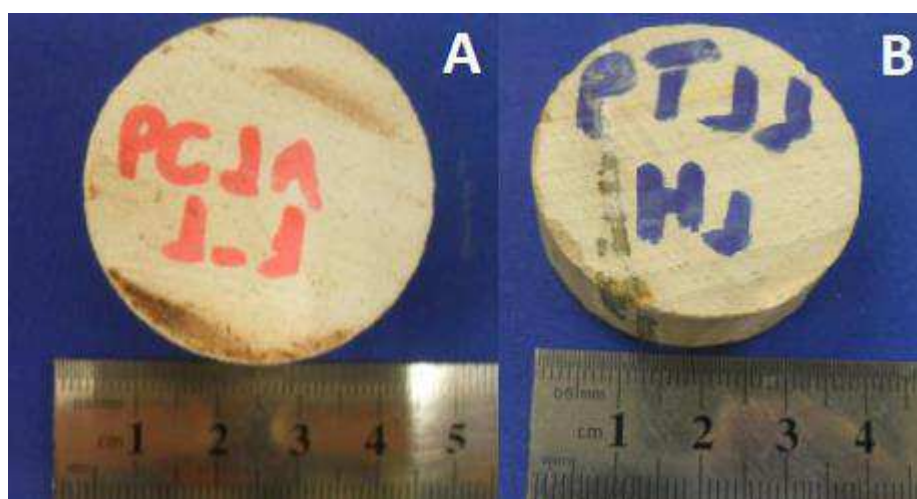


Figura 1: Exemplos de amostras carbonáticas utilizadas. (A) Calcário, (B) Calcário Dolomítico.

Embora muitas classificações tenham sido propostas para rochas carbonáticas e seus sedimentos, as classificações Folk (1959/62) e Dunham (1962) são as mais utilizadas, além das classificações de Embry & Klovan (1971) e Wrigth (1992), as quais

são modificações de Dunham (1962). Os quatro esquemas baseiam-se na distinção de três componentes fundamentais: grãos, matriz carbonática e porosidade interparticular primária. As diferenças entre as classificações são principalmente que Folk usa as porcentagens relativas de grãos e matriz, Dunham, bem como Embry e Klován, usa a relação lama versus grãos suportados, e Wright usa uma divisão mais genética em termos biológicos, digenéticos e deposicionais (SCHOLLE & ULMER-SCHOLLE, 2003).

2.2 Geologia Regional

A geologia pode ser fator determinante na avaliação de diversas propriedades das rochas. Na presente pesquisa foram utilizadas amostras carbonáticas de três bacias sedimentares situadas na região nordeste do Brasil: A Bacia do Araripe, a Bacia Potiguar e a Bacia Sergipe – Alagoas.

2.2.1 Bacia do Araripe

A bacia do Araripe faz parte de um conjunto de bacias que compõem as Bacias Interiores do Nordeste do Brasil, juntamente com as bacias do Rio do Peixe, Icó, Lima Campos, Malhada Vermelha, Iguatu, dentre outras com menores dimensões (ASSINE, 2007; COSTA, 2010). A Bacia do Araripe engloba três estados do Nordeste: Ceará, Pernambuco e Piauí. Possui uma área em torno de 9000 km², que engloba desde a Chapada do Araripe ao Vale do Cariri (VIDAL *et al.*, 2005; ASSINE, 1992). Na Figura 2A pode-se observar a localização da bacia Araripe no interior do nordeste brasileiro, próximo a outras bacias da região. A Figura 2B ilustra de forma simplificada as formações presentes na bacia do Araripe.

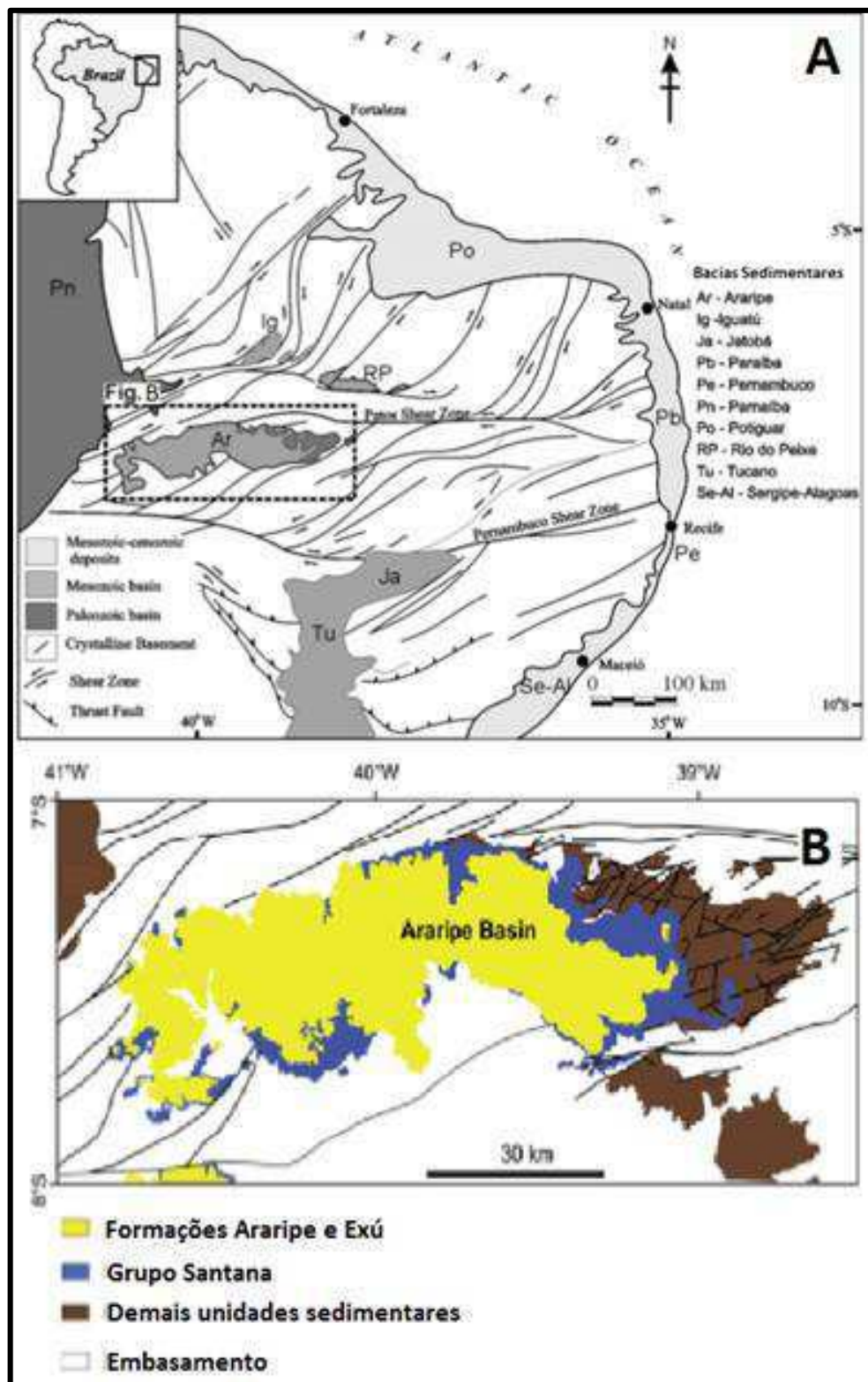


Figura 2: Localização da bacia do Araripe. (A) bacia do Araripe no grupo das Bacias Interiores do Nordeste do Brasil. (B) Formações presentes na bacia. Modificado de Marques *et al.* (2013).

As amostras utilizadas nesta pesquisa que têm origem na bacia do Araripe são provenientes da Formação Santana. Esta formação tem origem marinha/lacustre,

apresentando uma sequência sedimentar estratificada, quase horizontal, constituída por gipsitas, calcários, siltitos argilosos, margas e folhelhos betuminosos formados no período Cretáceo. Apresenta um registro fóssilífero abundante, onde são encontrados pequenos peixes e insetos, além de fragmentos vegetais (KELLNER, 2002; PONTE & APPI, 1990; VIDAL *et al*, 2005).

2.2.2 Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar está localizada no extremo Nordeste do Brasil, ocupando uma área de aproximadamente 48000 km², sendo 45% encontrados emersos e 55% submersos, situa-se predominantemente no norte do estado do Rio Grande do Norte e em uma pequena parte do nordeste do Ceará. Seus limites são determinados pelo Alto de Fortaleza a oeste, e o Vale de Canguaretama define seu limite leste. Ao sul é limitada pelo embasamento cristalino, enquanto que ao norte vai até a isóbata de 2000m (NETO *et al.*, 2005; SANTOS, 2009; ARARIPE & FEIJÓ, 1994). A Figura 3 ilustra o mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar.

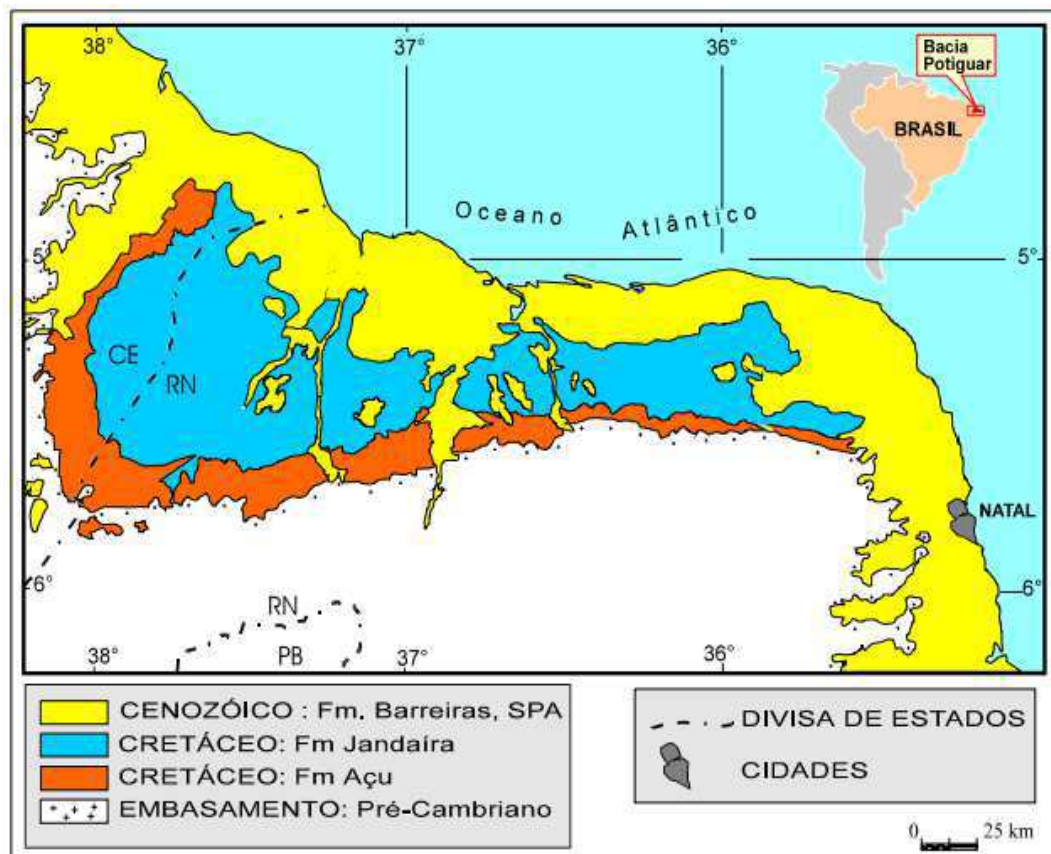


Figura 3: Mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar. DANTAS (1998).

As amostras da Bacia Potiguar utilizadas nesta pesquisa foram extraídas da Formação Jandaíra. Esta formação é constituída por rochas carbonáticas que recobriram toda a porção emersa da bacia. A sua maior espessura é estimada em 600 metros e as menores estão localizadas nos extremos leste e oeste da bacia. Esta unidade é considerada o litotipo mais predominante da bacia na parte emersa e apresenta um contato concordante com a Formação Açu (ARARIPE & FEIJÓ, 1994; NETO *et al.*, 2005).

2.2.3 Bacia Sergipe - Alagoas

A Bacia de Sergipe - Alagoas está localizada na margem continental do Nordeste do Brasil, a leste dos estados de Sergipe e Alagoas, com uma área total de aproximadamente 44370 km², onde cerca de 28% desta área encontra-se na porção terrestre. A bacia é limitada ao Norte com a Bacia Pernambuco-Paraíba, pelo alto de Maragogi, e a Sul com a Bacia de Jacuípe, pelo sistema de falhas de Vaza-Barris. Divide-se em duas bacias: sub-bacia de Sergipe e sub-bacia de Alagoas, separadas pelo alto de Jabotã-Penedo (FEIJÓ, 1994; ANP, 2001). A Figura 4 mostra a localização da Bacia Sergipe - Alagoas.

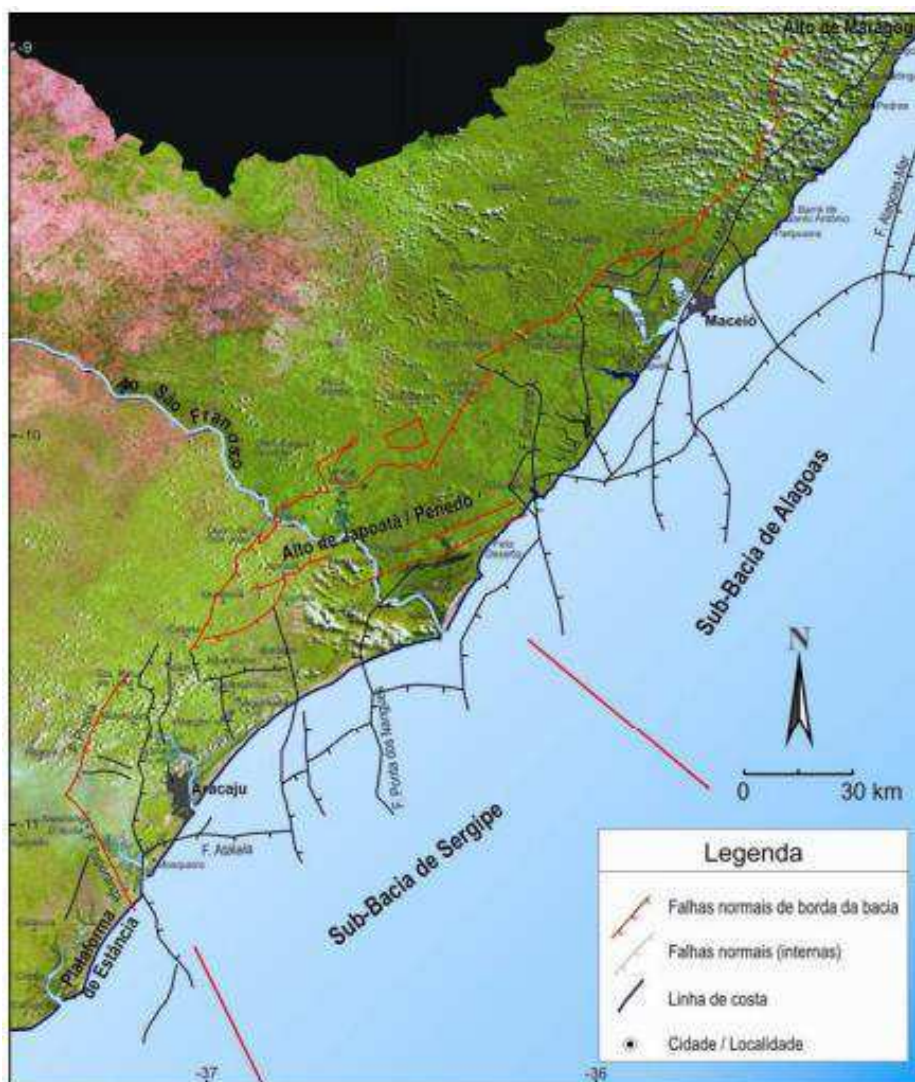


Figura 4: Localização da Bacia Sergipe – Alagoas. Cruz (2008).

De um total de 16 amostras utilizadas na presente pesquisa, 4 delas foram extraídas da Bacia Sergipe – Alagoas, todas extraídas da Sub – Bacia Sergipe, na Formação Riachuelo. Segundo Schaller (1969), a Formação Riachuelo leva este nome pelo fato de estar inserida no município de Riachuelo/SE, onde estão situados afloramentos, assim como ao longo de uma faixa que se estende de Itaporanga/SE às proximidades da cidade de Pacatuba/SE.

2.3 Propriedades Físicas das Rochas

A física de rochas estuda as propriedades físicas do espaço poroso e sua interação com os fluidos nele contidos, que podem ser gás, água ou petróleo. A viabilidade econômica de um reservatório é determinada pela quantidade de hidrocarboneto que pode ser produzida. A extração de fluidos requer a existência de caminhos naturais para o óleo fluir, quando submetido a um diferencial de pressão. Portanto, um reservatório que acumule hidrocarbonetos deve conter uma rede de poros interconectados para armazenar os fluidos e permitir a movimentação dos mesmos. Dessa forma, a porosidade e a permeabilidade de rochas reservatório são as mais importantes propriedades físicas com respeito à armazenagem e à transmissão de fluidos (ROQUE & MISSAGIA, 2012).

Algumas propriedades das rochas têm importância particular no planejamento, execução e custo dos projetos de engenharia. O conhecimento destas propriedades físicas, que podem ser avaliadas a partir de testes em laboratório ou no campo, possibilita a classificação das rochas e dos maciços rochosos de acordo com vários critérios técnicos. As propriedades físicas das rochas são o resultado de sua composição mineralógica, história geológica, deformacional e ambiental, incluindo os processos de alteração.

As rochas são constituídas por grãos minerais sólidos interligados e por descontinuidades ou vazios existentes entre esses grãos. As propriedades da matriz rochosa dependem, assim, das características destes grãos, sendo muito influenciadas pelo tamanho e arranjo espacial dos grãos minerais (estrutura ou textura da rocha) e também pela forma, quantidade e distribuição das descontinuidades ou vazios. A determinação da composição mineralógica das rochas conduz, juntamente com a sua textura, tamanho dos grãos, cor, e outras propriedades, à sua classificação genético-geológica.

Matriz rochosa é o elemento mais fino da rocha, que tende a preencher os espaços vazios entre os clastos. A matriz rochosa, apesar de ser considerada contínua, em geral apresenta um comportamento heterogêneo e anisotrópico ligado a

sua história de formação e sua microestrutura mineral. Mecanicamente será caracterizada por sua densidade, resistência e deformabilidade.

Uma descontinuidade é qualquer plano de origem mecânica ou sedimentar que separa os blocos de matriz rochosa em um maciço. Seu comportamento mecânico é caracterizado por sua resistência ao cisalhamento ou, em alguns casos, do seu material de preenchimento (VALLEJO *et al.*, 2002).

As propriedades físicas das rochas podem ser determinadas em laboratório e as mais importantes, quanto à relação com o comportamento de reservatórios carbonáticos, são a porosidade, o peso específico, a permeabilidade, a molhabilidade e a velocidade de propagação das ondas elásticas.

Chama-se de reservatório carbonático de petróleo aquele cujas rochas carbonáticas possuem porosidade e permeabilidade suficientemente grandes para produzir petróleo de forma segura e economicamente viável (AHR, 2008). As heterogeneidades petrofísicas dos reservatórios carbonáticos representam uma complicação quando é necessária uma produção utilizando métodos de recuperação. Estima-se que apenas cerca de 50% do óleo com possibilidade de ser produzido, em um reservatório que utiliza o sistema de poços injetores de água, é extraído com sucesso (LUCIA *et al.*, 2003).

A molhabilidade é uma propriedade que de forma geral apresenta uma elevada variabilidade entre os reservatórios carbonáticos e os siliciclásticos. Reservatórios siliciclásticos normalmente são molháveis à água, apresentando uma tendência de circulação do óleo pelos centros dos canais porosos, enquanto que o grão rochoso fica envolto por água. Já os reservatórios carbonáticos geralmente são molháveis a óleo ou ainda podem apresentar molhabilidade neutra ou mista. Sendo assim, nos reservatórios carbonáticos a molhabilidade apresenta relação direta com a permeabilidade relativa ao óleo, onde o grão poderá estar envolto por água ou por óleo em uma mesma região, influenciando no seu fator de recuperação (OKASHA *et al.*, 2007; APOLINÁRIO, 2016).

2.3.1 Porosidade

Porosidade é a proporção de espaço poroso em qualquer rocha. É expressa geralmente na forma de porcentagem e independe da geometria e da distribuição dos poros contidos na mesma. Nas rochas sedimentares carbonáticas o sistema de poros pode ser muito complexo devido à grande diversidade de possíveis depósitos (os carbonatos podem ser de origem clástica, química ou biogenética), a susceptibilidade à alteração digenética e devido a sua mineralogia. Os minerais de carbonato podem sofrer rápida dissolução, cimentação e recristalização, numa variedade de ambientes digenéticos (TONIETTO *et al.*, 2014).

Em uma definição direta e simples, a porosidade mede a capacidade de armazenamento de fluidos de uma rocha e é dado pela relação entre o volume ocupado por vazios ou poros da rocha, V_v , e o seu volume total, V (partículas sólidas + poros). Matematicamente:

$$\phi (\%) = 100 \times (V_v/V) \quad (1)$$

Na Indústria petrolífera o valor da porosidade é um dos fatores cruciais para a determinação da viabilidade econômica de exploração de um reservatório, pois representa a capacidade volumétrica de armazenamento de fluidos do reservatório. Por definição, a porosidade de materiais rochosos poderia apresentar qualquer valor, mas geralmente a grande maioria das rochas sedimentares apresenta porosidade inferior a 50% (TIAB & DONALDSON, 2004).

De acordo com a geologia, a porosidade pode ser classificada como primária ou secundária. A porosidade primária (Figura 5) ou original, é representada fisicamente pelos espaços intergranulares das rochas clásticas e as porosidades intercrystalina e oolítica de alguns calcários. Entretanto, este percentual dificilmente reflete a porosidade original da rocha, por conta dos processos de transformação pós-deposicionais que ocorrem, devido as variações de temperatura, pressão e aporte de novos elementos minerais, definidos como processos diagenéticos, que acabam reduzindo o tamanho real dos poros por precipitação de materiais dentro dos espaços vazios.

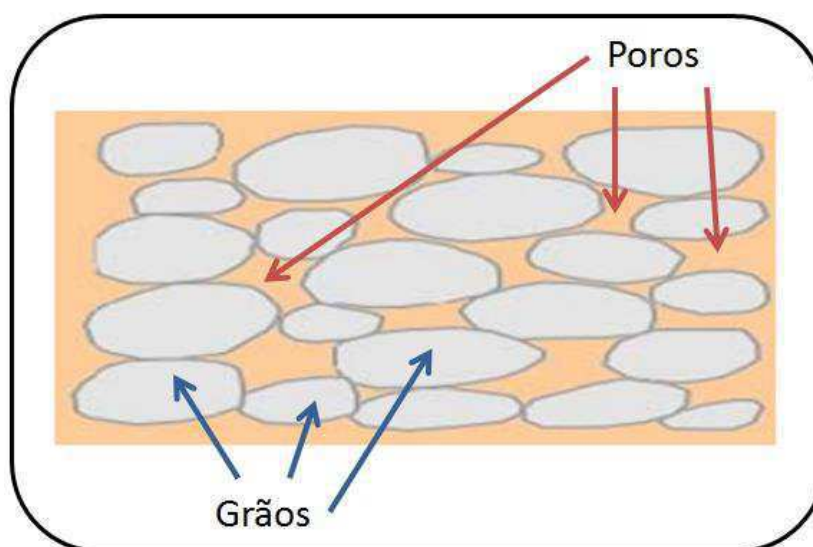


Figura 5: Porosidade primária do tipo intergranular. Adaptado de BRITO (2008).

A porosidade secundária ocorre após o processo de formação, originado por qualquer processo físico ou químico que ocasione a mudança da porosidade inicial ao longo de sua história geológica. Exemplos de porosidade secundária ou induzida são dados pelo desenvolvimento de fraturas (Figura 6), como as encontradas em arenitos, folhelhos e calcários, e pelas cavidades formadas pela dissolução de parte da rocha, comumente encontradas em calcários, como mostra a figura 7 (ROSA *et al.*, 2006; ALVES, 2012). Um fato importante a ser observado é que a porosidade por fraturas em si não representa um grande aumento na porosidade total da rocha, aumentando a porosidade em até aproximadamente 1%, porém induz aumentos importantes na permeabilidade dos reservatórios (CHOQUETTE & PRAY, 1970).

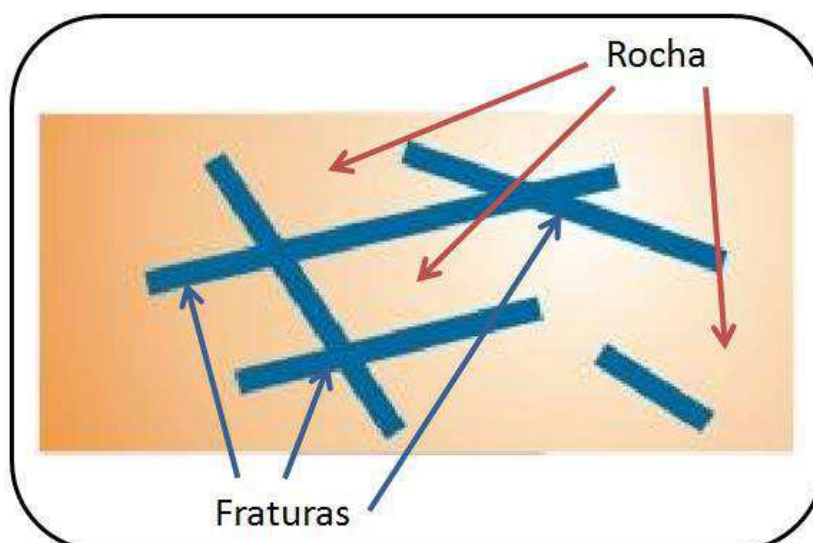


Figura 6: Porosidade secundária desenvolvida por fraturas. Adaptado de BRITO (2008).

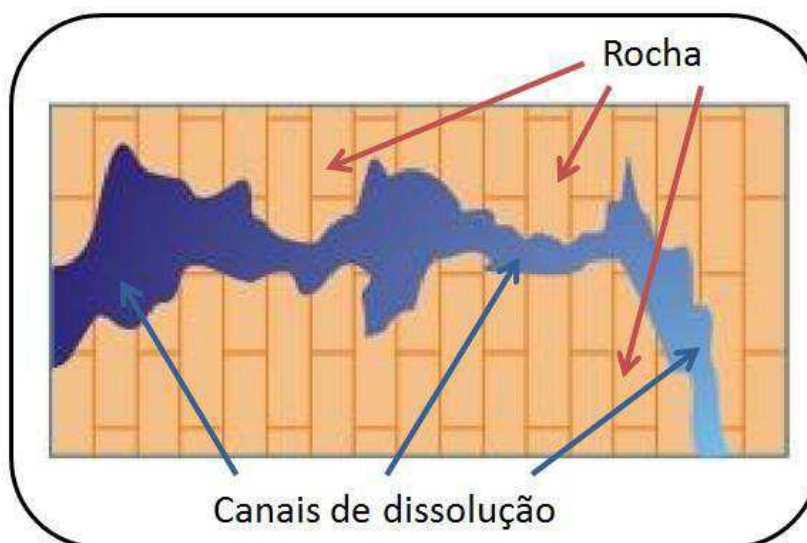


Figura 7: Porosidade secundária formada por dissolução da rocha. Adaptado de BRITO (2008).

Para a engenharia de reservatórios a porosidade é dividida em dois tipos: porosidade absoluta (ou total) e porosidade efetiva (Figura 8). A porosidade absoluta é o quociente do volume total de vazios pelo volume total da rocha, como mostrado anteriormente pela equação 1, representando o volume total de fluidos que uma rocha poderia armazenar. Já a porosidade efetiva é a razão do volume de poros interconectados entre si pelo volume total da rocha. Tratando do ponto de vista econômico, a propriedade que interessa à indústria petrolífera é a porosidade efetiva, uma vez que poderão ser produzidos apenas os fluidos contidos no interior dos poros interconectados (APOLINÁRIO, 2016).

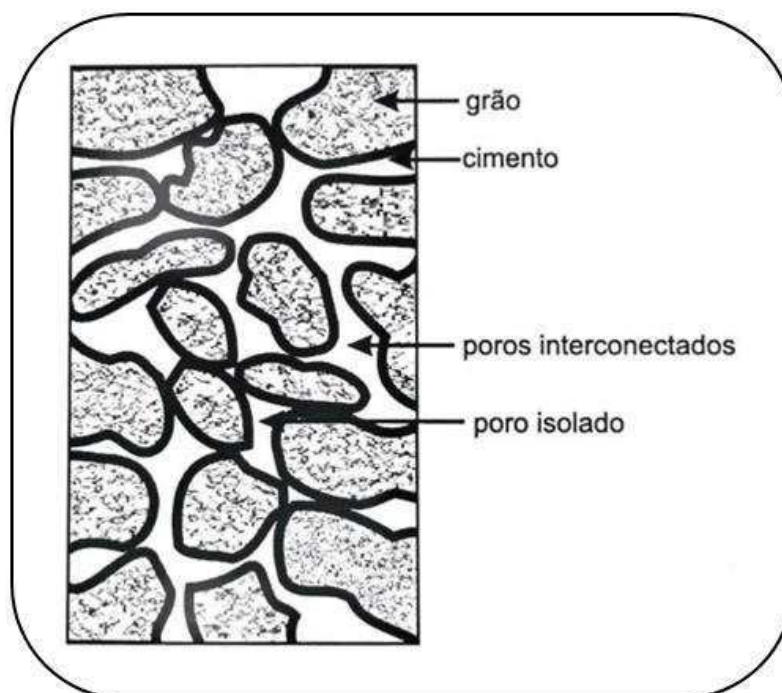


Figura 8: Exemplo de poros conectados (porosidade efetiva) e isolados. Adaptado de Apolinário (2016).

2.3.2 Permeabilidade

A permeabilidade é a propriedade do meio poroso que mede a capacidade e habilidade da formação em transmitir fluidos, ou seja, é uma medida da condutividade de fluidos de um meio poroso (AHMAD, 2001; ROSA *et al.*, 2006). O engenheiro francês Henry Darcy foi o primeiro a obter sucesso na determinação matemática da permeabilidade (equação 2), através de sua famosa lei de Darcy publicada em 1856 (ZINSZNER & PELLERIN, 2007).

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (2)$$

onde v é a velocidade do fluido, q é o fluxo, k é a permeabilidade, A é a área seccional da rocha, μ é a viscosidade do fluido, l é o comprimento da rocha na direção do fluxo e p é a pressão.

A permeabilidade pode ser classificada como absoluta ou relativa, como também, primária e secundária. A permeabilidade absoluta refere-se à permeabilidade da rocha saturada por um único fluido. Por outro lado, a permeabilidade relativa se refere ao escoamento de um fluido específico em meio à presença de dois ou mais

fluidos contidos nos poros da rocha. Neste último caso, a soma das permeabilidades relativas de um ou mais fluidos, tais como óleo, gás e água, será sempre menor do que a permeabilidade absoluta de uma rocha saturada com um único fluido, pois a interface de interação entre os fluidos reduz o movimento de cada fase e, conseqüentemente, a permeabilidade.

A permeabilidade primária está relacionada à permeabilidade da matriz rochosa, sendo assim, originada nos processos de deposição dos fragmentos rochosos. Já a permeabilidade secundária tem sua origem em processos posteriores à formação das rochas, podendo ser causada por compactação, cimentação, fratura e dissolução do meio poroso. Alguns processos, como a cimentação (figura 9) e a compactação, podem causar a redução da permeabilidade da rocha, já processos como fraturamento e dissolução tendem a aumentar esta propriedade (SOUZA, 2012).

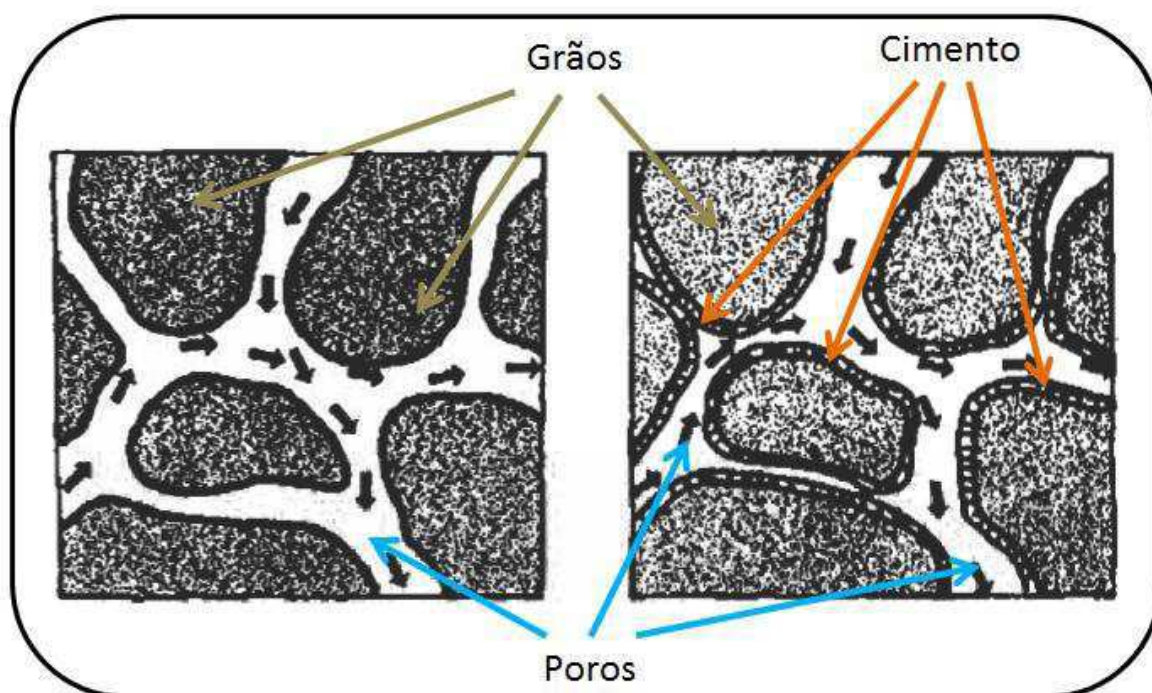


Figura 9: Efeito da cimentação sobre a permeabilidade. Adaptado de Tiab & Donaldson (2004).

Além de ser porosa, uma rocha reservatório deve ser permeável, ou seja, ter a capacidade de permitir que os fluidos de petróleo consigam fluir através dos seus poros interligados. A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, conseqüentemente, é afetada pelo tamanho de grãos da rocha, forma dos grãos, distribuição de tamanhos de grãos, acomodação dos grãos, grau de

consolidação e de cimentação. O tipo de argila ou material de cimentação entre os grãos de também afeta a permeabilidade, especialmente onde a água doce está presente. Algumas argilas, particularmente bentonitas e montmorillonitas, incham no contato com água doce e tem tendência a bloquear parcialmente ou completamente os espaços porosos (TIAB & DONALDSON, 2004).

2.3.3 Tortuosidade

Segundo Azar *et al.* (2007) a tortuosidade é função da relação entre o comprimento real de um canal permeável e o comprimento teórico de um canal totalmente retilíneo em uma amostra ou intervalo rochoso. Sendo assim, a tortuosidade quantifica os desvios de percurso de um canal permeável em comparação com a distância entre a entrada e saída do mesmo, como se pode observar na figura 10.

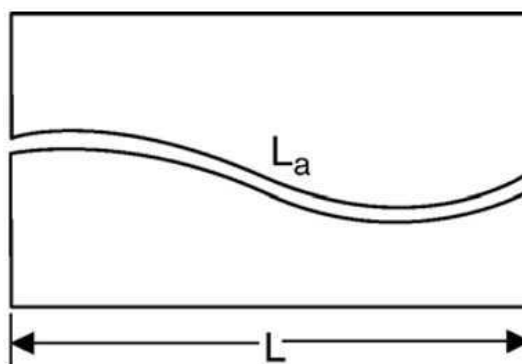


Figura 10: Esquema representando o comprimento real do canal (L_a) e o comprimento teórico totalmente retilíneo (L). AZAR *et al.* (2007).

Matematicamente, a tortuosidade é definida como a razão elevada ao quadrado do comprimento real de um canal permeável, e o comprimento da distância retilínea entre o local de entrada e de saída analisados (PETERS, 2007).

$$\tau = (L_a/L)^2 \quad (3)$$

onde τ é a tortuosidade, L_a é o comprimento real do canal permeável, e L é o comprimento retilíneo entre a entrada e a saída do canal.

Alguns autores ainda definem matematicamente uma variável semelhante, denominada de fator de tortuosidade a , como sendo apenas a razão entre o

comprimento real do canal permeável e o comprimento da linha reta entre a entrada e saída do canal em análise.

$$a = L_a/L \quad (4)$$

O fator de tortuosidade não pode ser considerado constante, uma vez que depende de muitas variáveis, como a quantidade de grãos finos que formam a matriz rochosa, o fator de resistividade de formação (ou simplesmente fator de formação), o expoente de cimentação, a porosidade e o grau de saturação do fluido contido nos poros. Em geral, quanto mais tortuosas são as gargantas dos poros, mais difícil é o fluxo dos fluidos através do reservatório e maior a resistividade (REZAEI *et al.*, 2006).

2.3.4 Molhabilidade

Ahmad (2001) define molhabilidade como a tendência de um fluido se espalhar sobre ou aderir a uma superfície sólida na presença de outros fluidos imiscíveis. A figura 11 ilustra o comportamento de pequenas gotas de três líquidos (mercúrio, óleo e água) ao serem colocadas em uma placa de vidro limpa. Observa-se que o mercúrio apresenta uma forma esférica, a gota de óleo se desenvolve em forma de calota, e por fim, a água tende a espalhar-se sobre a superfície de vidro.

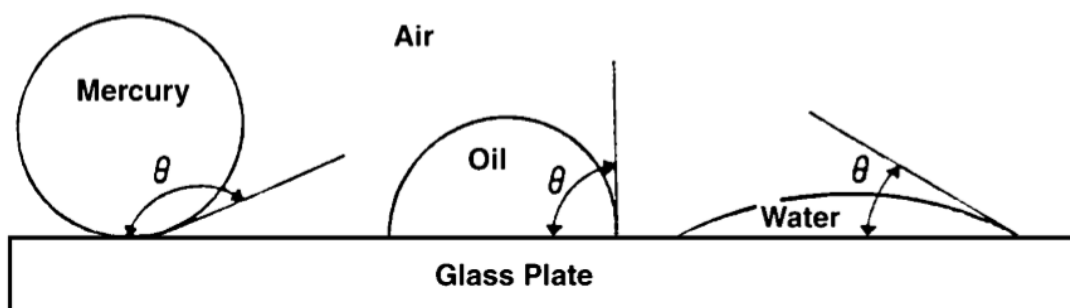


Figura 11: Esquema ilustrativo da molhabilidade em uma placa de vidro na presença de três fluidos (mercúrio, óleo e água). AHMAD (2001).

A tendência de um líquido espalhar-se sobre a superfície de um sólido é uma indicação de molhabilidade preferencial daquele líquido em relação ao sólido. Esta tendência de espalhamento pode ser expressa de forma mais conveniente medindo o ângulo de contato na superfície líquido-sólida. Este ângulo, que é sempre medido do líquido para o sólido, é o chamado ângulo de contato θ .

Por definição, o ângulo de contato θ é o ângulo (variando entre 0° e 180°) medido no líquido mais denso (ou, num caso mais geral, no fluido mais denso). Quando esse ângulo de contato é menor que 90° , diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido e quando é maior que 90° diz-se que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido (ROSA *et al.*, 2006).

Em um sistema preferencialmente molhável à água, a água irá ocupar os poros de menores diâmetros e molhar a maior parte das superfícies nos poros maiores. Em áreas de alta saturação de óleo, o óleo repousa sobre uma película de água aderida à superfície dos grãos minerais. Se a superfície dos grãos é preferencialmente molhável à água e a rocha está saturada com óleo, a água vai impregnar os poros menores, deslocando o óleo para o centro dos poros, facilitando o escoamento do óleo.

Se a superfície da rocha for preferencialmente molhável por óleo, mesmo que a rocha esteja saturada com água, o óleo vai ser absorvido para dentro dos poros menores, e ocorre um deslocamento parcial do óleo quando a rocha é posta em contato com água. A molhabilidade de um sistema pode variar desde fortemente molhável à água a fortemente molhável por óleo, dependendo das interações dos fluidos com a superfície dos grãos minerais. Se nenhuma preferência de molhabilidade por um fluido específico é exibida pela rocha, o sistema é dito que possui molhabilidade neutra (TIAB & DONALDSON, 2004).

A importância da molhabilidade está muito atrelada à distribuição relativa dos fluidos no reservatório (ALMEIDA, 2013). Para Consentino (2001) alguns fatores podem afetar a molhabilidade preferencial do fluido na rocha, por exemplo, a composição do óleo e da água de formação. Rochas contendo petróleo com alto teor de asfalto tendem a ser menos molháveis à água. A composição mineral das rochas também é outro fator que afeta a molhabilidade. De forma geral, rochas siliclásticas tendem a ser mais molháveis à água do que rochas carbonáticas.

2.3.5 Propriedades Elétricas das Rochas

De todas as propriedades físicas das rochas a que mostra maior variabilidade é a resistividade elétrica ou sua inversa, a condutividade elétrica. O intervalo de variação dessa propriedade pode chegar a cerca de 25 ordens de grandeza. Os materiais geológicos mais condutivos são os minerais metálicos, seguidos dos semimetálicos. Quase todos os minerais silicáticos são isolantes, tendo condutividades abaixo de 10^{-12} S/m (LIMA, 2014).

As propriedades elétricas de rochas são convencionalmente determinadas através de ensaios físicos em laboratório, e fornecem parâmetros como o fator de formação (**F**) e o coeficiente de saturação (**n**), os quais são utilizados para a estimativa do volume de hidrocarbonetos presente no reservatório.

O valor de **n** está diretamente ligado à molhabilidade da rocha, que por sua vez influencia no comportamento das curvas de pressão capilar e na permeabilidade da rocha a um dado fluido (TIAB & DONALDSON, 2004).

O fator de formação é a razão entre a resistividade elétrica da rocha saturada por um fluido condutor (ρ_o) e a resistividade elétrica deste fluido (ρ_w). O fator de formação está ainda relacionado à porosidade da rocha, segundo a Lei de Archie (1942).

Segundo Dvorkin *et al.* (2011) e Arns *et al.* (2001) é possível obter os parâmetros elétricos a partir da análise computacional de imagens de rochas obtidas por microtomografia de raios x.

2.3.5.1 Resistividade Elétrica

A resistividade elétrica (recíproca de condutividade) de uma rocha saturada, com um fluido qualquer, é definida como a capacidade de impedir o fluxo de corrente elétrica através dessa rocha. Rochas secas exibem resistência elevada. Na prática de registro elétrico, a resistividade é expressa em ohm.m²/m ou simplesmente em ohm.m. De forma geral a resistividade de formações sedimentares varia de 0,2 a 2000 ohm.m, demonstrando a grande variabilidade desta propriedade. Por exemplo, a resistividade

de uma areia mal consolidada varia de 0,2 ohm.m para areias contendo principalmente água salgada, para vários ohm.m para areias saturadas com óleo. Já para arenitos bem consolidados, a resistividade varia de 1 a 1000 ohm.m, ou mais, dependendo da quantidade de argila entre as camadas.

Em rochas carbonáticas não porosas, a resistividade pode atingir alguns milhões de ohm.m. A resistividade das rochas que formam um reservatório é função da salinidade da água de formação, da porosidade efetiva e da quantidade de hidrocarbonetos presos no espaço poroso. As relações entre essas quantidades indicam que a resistividade diminui com o aumento da porosidade e aumenta com o aumento da saturação em petróleo. As medidas de resistividade também dependem da geometria dos poros, do *stress* da formação, da composição da rocha, dos fluidos intersticiais e da temperatura. A resistividade é, portanto, uma ferramenta valiosa para avaliar a produtividade de uma formação (TIAB & DONALDSON, 2004).

Os materiais são classificados de forma geral como condutores, semicondutores ou isoladores. Um material com uma resistividade de 10^{-5} ohm.m ou menos é classificado como um condutor, os materiais com uma resistividade superior a 10^8 ohm.m são classificados como isoladores, e materiais na faixa intermediária são semicondutores (CLARCK, 1966). Sendo assim, as rochas, e os minerais que as compõem, pertencem a uma ou outra das três classes de condutores. A condutividade das rochas varia em limites muito maiores do que qualquer outra das propriedades físicas. No entanto, a grande maioria dos minerais são isoladores (PARKHOMENKO, 1967).

Segundo Telford *et al.* (1990), uma importante diferença entre condutores e semicondutores é encontrada em suas respectivas variações de condutividade com a temperatura. Os primeiros variam inversamente com a temperatura e têm as suas mais altas condutividades em baixas temperaturas (cerca de $0^{\circ}K$). Os semicondutores, por outro lado, são praticamente isoladores a baixas temperaturas.

Ao considerar as propriedades físicas de algum agregado multicomponente, é necessário conhecer as propriedades físicas de cada componente, na medida em que suas propriedades determinam as propriedades do agregado. A vasta gama de valores para a resistividade das rochas depende primariamente das propriedades

elétricas dos vários minerais que compõem as rochas e a abundância relativa desses minerais. No entanto a água, quando está presente em uma rocha, exerce uma influência profunda sobre as propriedades elétricas, particularmente nas rochas sedimentares (PARKHOMENKO, 1967).

A Tabela 1 lista valores típicos de resistividade para alguns tipos de rochas e formações não consolidadas. Pode-se destacar o amplo intervalo para alguns tipos de sedimentos, demonstrando a grande variação de valores para um mesmo material, como já destacado anteriormente.

Tabela 1: Resistividade de algumas rochas e sedimentos. TELFORD *et al.* (1990).

Tipo de Rocha	Resistividade (ohm.m)
Folhelhos	20 a 2×10^3
Argilitos	10 a 8×10^2
Conglomerados	2×10^3 a 10^4
Arenitos	1 a $6,4 \times 10^8$
Calcários	50 a 10^7
Dolomito	$3,5 \times 10^2$ a 5×10^3
Argila molhada	20
Margas	3 a 70
Argilas	1 a 100
Aluvião e Areias	10 a 800
Areias betuminosas	4 a 800

Segundo Lima (2014), a pressão e a temperatura podem alterar a resistividade elétrica (por consequência, também afeta a condutividade elétrica) de um mineral, pois esses fatores influem nos mecanismos de condução. Todavia, para propósitos exploratórios, os dados experimentais disponíveis sugerem que essas alterações são muito pequenas e podem ser desprezadas.

2.3.5.2 Fator de Formação

O fator de formação de uma rocha é um parâmetro muito utilizado na interpretação geofísica. Originalmente descrito por Archie (1942) como fator de

resistividade da formação, foi definido para formações isentas de argilas, pela expressão:

$$F = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (5)$$

onde ρ_o é a resistividade da rocha saturada com um fluido condutor e ρ_w a resistividade deste fluido.

A lei de Archie (1942), que constitui a base para a interpretação do registro de resistividade, é uma relação empírica que relaciona o fator de formação com a porosidade em rochas de reservatório limpas (sem argila) saturadas com salmoura:

$$F = \phi_i^{-m} \quad (6)$$

com m sendo um parâmetro adimensional, que ele denominou de índice de cimentação e ϕ_i a porosidade interconectada da formação. O expoente m é um parâmetro textural dependente da geometria e do arranjo estrutural dos grãos, varia aproximadamente entre 1,3 até 2,5 para a maioria das rochas sedimentares e tem valor próximo a 2 para arenitos (MAVKO *et al.*, 2003). O valor do coeficiente de cimentação pode ser maior, aproximadamente 3, para carbonatos compactados bem cimentados. Portanto, o valor de m é empírico e pode variar de poço para poço em uma mesma formação (TIAB & DONALDSON, 2004).

Lima & Sharma (1990; 1992) e Lima *et al.* (2005) generalizaram a equação 6 a partir de modelos representativos de arenitos argilosos para a forma:

$$F = a\phi_e^{-m} \quad (7)$$

com ϕ_e representando a porosidade efetiva, a um parâmetro dependente da porosidade e do teor de argila na formação, também conhecido como fator de tortuosidade.

Archie também considerou a amostra parcialmente saturada com hidrocarboneto, propondo assim um segundo fator chamado índice de resistividade, I (SOUZA *et al.*, 1992).

$$\rho_t = I\rho_o \quad (8)$$

onde ρ_t é a resistividade da formação parcialmente saturada.

Portanto, Archie relacionou o índice de resistividade com a saturação de água na amostra, através da fórmula:

$$I = \frac{\rho_t}{\rho_o} = \frac{1}{S_w^n} \quad (9)$$

E, por fim, a relação empírica, determinada por Archie, pode ser definida na forma:

$$\rho_t = \frac{\rho_w}{\phi^m S_w^n} \quad (10)$$

na qual ρ_w é a resistividade da água, m o coeficiente de cimentação e n o coeficiente de saturação.

O coeficiente de saturação n pode ser afetado pela molhabilidade, pressão confinante, distribuição dos fluidos da formação nos poros, tipos de argilas condutivas e histórico de saturação da formação, particularmente em rochas molháveis a água (ALMEIDA, 2013; TIAB & DONALDSON, 2004).

2.4 Petrofísica Computacional

A obtenção direta de diversas propriedades petrofísicas pode ser realizada por meio de ensaios laboratoriais, utilizando como corpos de prova amostras de rochas extraídas em campo. Após a realização dos ensaios, e conseqüentemente, a obtenção dos dados das amostras representativas, considerando uma quantidade significativa e a localização original destas, pode-se construir um banco de dados das propriedades de um campo exploratório, facilitando assim, o entendimento do comportamento das rochas presentes.

As condições as quais as amostras são submetidas a ensaios em laboratório para obtenção de dados de suas propriedades petrofísicas, devem representar com grande precisão as condições originais as quais estas amostras estavam submetidas em campo. Com o objetivo de alcançar essas condições, sejam elas de superfície ou subsuperfície, as amostras são submetidas a condições de temperatura, pressão e saturação de fluidos semelhantes às do campo. Algumas propriedades petrofísicas são dependentes das condições de pressão e temperatura que estão submetidas. A

porosidade, a permeabilidade e a velocidade de propagação de ondas são algumas dessas propriedades (WANG, 1988; EBERLI *et al.*, 2003).

A obtenção de dados petrofísicos por ensaios laboratoriais apresentam dificuldades por conta das suas limitações. Alcançar sucesso ao simular as condições de um reservatório é uma tarefa difícil, sendo assim, obter precisão ao determinar as propriedades petrofísicas nem sempre é possível. Atingir altas pressões e altas temperaturas em laboratório, de forma geral, é improvável por conta dos limites operacionais que os equipamentos possuem.

A possibilidade do uso de análise computacional por meio de imagens de rochas obtidas através de microtomografia de raios x objetivando estimar propriedades petrofísicas vem se destacando nos trabalhos de diversos autores. Esse método de obtenção de dados das propriedades físicas das rochas é conhecido como petrofísica computacional (APOLINARIO, 2016).

A petrofísica computacional (ou digital) baseia-se na obtenção e análise das propriedades petrofísicas de rochas por meio de modelos digitais de rocha (Figura 12) que são criadas em *softwares* que empilham imagens tomográficas da rocha. A microtomografia é atualmente um método usado para diversas aplicações na indústria e em áreas de pesquisa. Na última década, a tomografia computadorizada evoluiu para melhores resoluções e reconstruções mais velozes de volumes tridimensionais, permitindo navegação tridimensional através de uma amostra geológica com resolução de micrômetros ou nanômetros (Knackstedt *et al.*, 2009; Dvorkin *et al.*, 2009).

Entre as diversas vantagens da utilização deste método destacam-se sua capacidade de quantificar as propriedades físicas das rochas sob praticamente qualquer condição imaginável, podendo ser realizado em um grande número de amostras. Além disso, esses ensaios são não destrutivos e podem ser realizados diversas vezes para a mesma amostra. Para isso é preciso dispor de imagens com resolução suficiente para reconhecer e quantificar as estruturas que controlam o comportamento físico das rochas. (MEDEIROS *et al.*, 2012; APOLINARIO, 2016).

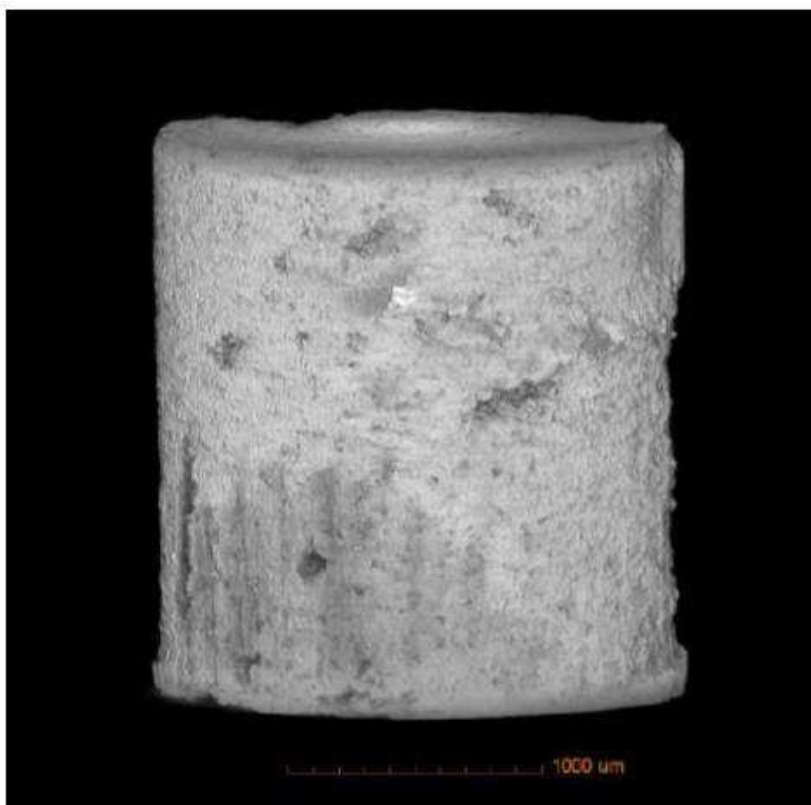


Figura 12: Plugue de rocha computacional. APOLINARIO (2016).

De forma geral, as rochas carbonáticas apresentam uma distribuição de poros complexa, quando comparadas a outros tipos de rochas, podendo estes poros chegar à dimensão de micrômetros ou nanômetros. A petrofísica computacional, utilizando-se de imagens combinadas em escala de micrômetros e nanômetros, é eficaz para a modelagem de reservatórios carbonáticos que apresentam majoritariamente microporos, apresentando resultados mais confiáveis que os obtidos por perfis e ensaios laboratoriais (GHOUS *et al.*, 2007).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Materiais

3.1.1 Seleção das Amostras

Para a realização desta pesquisa, foram selecionadas 16 amostras de carbonatos provenientes das Bacias do Araripe, Potiguar e Sergipe – Alagoas, todas estas localizadas no nordeste brasileiro. A Tabela 2 contém as amostras utilizadas na pesquisa, identificando suas localizações e seus litotipos.

Sena (2017) realizou uma caracterização mineralógica para as mesmas amostras utilizadas na presente pesquisa. Foi realizada uma análise de imagens microtomográficas das amostras, onde através dos tons de cinza das imagens e a densidade de alguns possíveis minerais presentes nas amostras, pôde-se estimar a composição mineral das mesmas. Outro método também utilizado por Sena (2017) foi a difratometria de raios x (DRX), onde foi possível identificar os principais minerais presentes nas amostras e assim definir os litotipos das mesmas.

Tabela 2: Identificação das amostras.

Código	Nome das Amostras	Bacia / Formação	Rocha
A1	PT11_H1	Araripe / Santana	Dolomito
A2	PT9F_H4	Araripe / Santana	Calcário
A3	PT09_1 (6M)	Araripe / Santana	Calcário
A4	PT09_1 (12M)	Araripe / Santana	Calcário
P1	CAL_RONC_V	Potiguar / Jandira	Dolomito
P2	AR_OBL_V3	Potiguar / Jandira	Calcário
P3	HPC_H1	Potiguar / Jandira	Calcário
P4	ROSARIO_H	Potiguar / Jandira	Calcário
P5	AR_OBL_H1	Potiguar / Jandira	Calcário
P6	LAJ_SOL_V	Potiguar / Jandira	Dolomito
SA1	PC3A_1	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Calcário
SA2	PC3C_23_V	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Dolomito
SA3	NAS_1	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Calcário
SA4	NAS_8	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Calcário
SA5	PC1A_1_1	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Calcário
SA6	PC2J_2B	Sergipe – Alagoas / Riachuelo	Calcário

3.2 Métodos

3.2.1 Ensaio Petrofísicos Convencionais

Os ensaios petrofísicos convencionais realizados nas dezesseis amostras utilizadas na presente pesquisa foram realizados no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande. Estes ensaios foram realizados anteriormente a realização desta pesquisa, bem como, a aquisição de imagens microtomográficas das mesmas.

3.2.1.1 Preparação das Amostras

A confecção de todos os corpos de prova foi realizada na sala de preparação de amostras do Laboratório de Petrofísica (LabPetro), localizado na Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Primeiramente, foi confeccionado um plugue cilíndrico para cada amostra, com cerca de uma polegada e meia de diâmetro e altura entre três e seis centímetros (Figura 13).



Figura 13: Exemplos de plugues utilizados nos ensaios petrofísicos convencionais.

Na preparação dos plugues para a realização dos ensaios convencionais foi utilizada uma serra (Figura 14A) para retirar um bloco da amostra de campo, em seguida com o auxílio da plugadeira de bancada (Figura 14B) foram extraídos os plugues. Com o intuito de garantir que as faces ficassem planas e paralelas, atributo necessário para obter maior precisão nos ensaios laboratoriais, foi feita a retificação das extremidades da amostra em uma retificadora (Figura 14C).

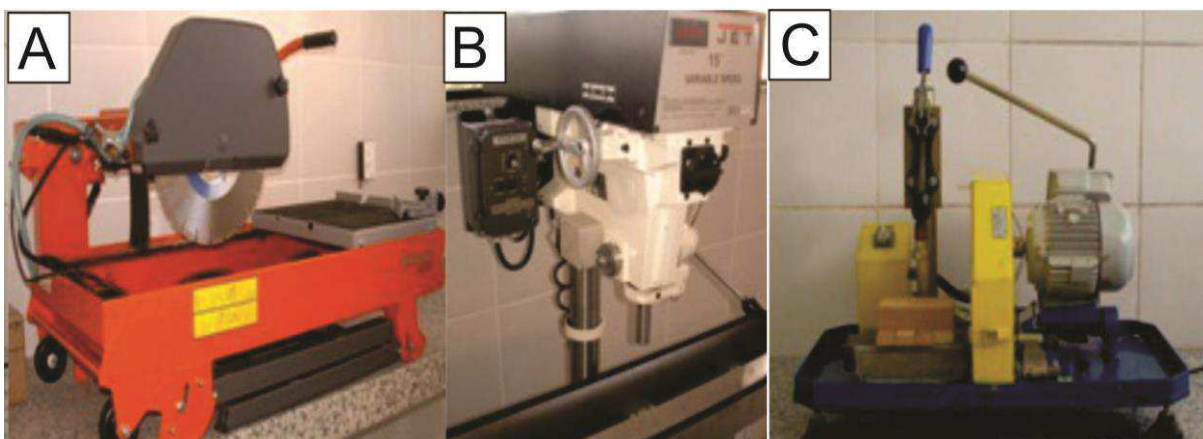


Figura 14: Equipamentos para preparação de amostras. (A) Serra; (B) Plugadeira de bancada; (C) Retificadora.

Após a fase de confecção, os plugues foram submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em estufa (Figura 15A). Em seguida, foram pesados em balança eletrônica de precisão (Figura 15B), e realizadas medições de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com auxílio de um paquímetro digital (Figura 15C).



Figura 15: Equipamentos utilizados nas medições das dimensões. A) Estufa; B) Balança de precisão; C) Paquímetro digital.

Foram realizadas três medidas de diâmetro e de comprimento para cada amostra, ao final das medições foram realizadas médias aritméticas dos 3 valores. Esta metodologia é realizada visando melhorar a precisão das medidas, com isso, ao informar as dimensões das amostras para os equipamentos durante os ensaios têm-se maior confiabilidade nos resultados. Estes plugues foram destinados à realização dos ensaios convencionais de porosidade e permeabilidade, como será detalhado nos próximos tópicos.

3.2.1.2 Ensaio de Porosidade

A medição da porosidade é feita utilizando-se o equipamento *UltraPoroPerm* 500 (Figura 16a), fabricado pela *Corelab*, o qual se utiliza do método da porosimetria por expansão gasosa. Com uso de um copo matriz (Figura 16b), onde a amostra é inserida para a realização do ensaio, mede-se o volume de grãos do plugue.

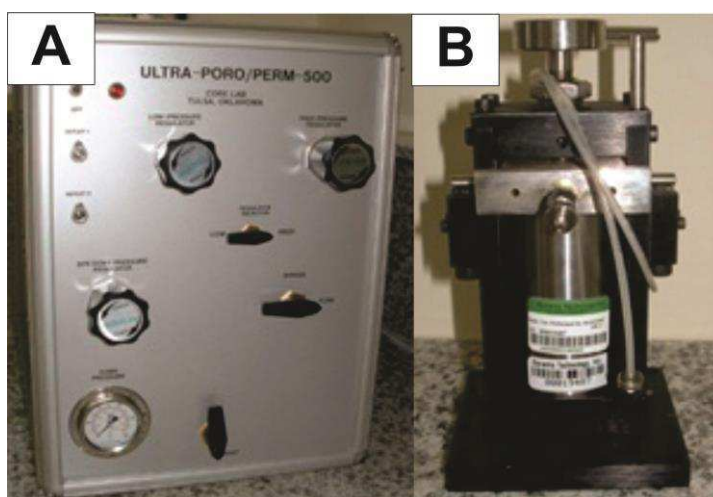


Figura 16: Equipamentos utilizados nos ensaios de porosidade. (A) Ultraporperm 500; (B) copo matriz.

A diferença entre o volume de grãos e o volume total do plugue, consiste no seu volume de vazios. Para calcular a porosidade basta determinar a razão entre o volume de vazios e o volume total. Para este tipo de ensaio, utiliza um sistema que se baseia fisicamente na lei de *Boyle-Mariotte* para o caso da expansão/contração isotérmica:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (11)$$

Em que P_1 e V_1 são respectivamente o estado inicial de volume e pressão do gás, e P_2 e V_2 são o estado final de volume e pressão do gás.

O volume de grãos é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permoporosímetro. Nesta câmara, de volume conhecido V_1 , mede-se a pressão P_1 na qual o gás se encontra comprimido. Em seguida permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, o qual contém o plugue. Após a estabilização da expansão do gás, mede-se a pressão P_2 .

É comum que as dimensões dos plugues não sejam iguais às dimensões do *matrix cup*, sendo assim, o volume da amostra não preencha completamente o *matrix cup*, e quando tal situação ocorre, são utilizados discos com volumes conhecidos para preencher o volume restante, com o objetivo de economizar o gás nitrogênio da câmara, sabendo que após o ensaio este é liberado para a atmosfera.

Após as amostras serem posicionadas no *matrix cup*, são inseridos os discos de metal para completar o volume. O copo é fechado e conectado à câmara de gás do permoporosímetro. Quando conectado, o gás se expande, fluindo da câmara de referência para o interior do *matrix cup* e ocupando os espaços porosos da rocha, fazendo com que o sistema adquira uma condição final de pressão (P_2) e volume (V_2). O volume final do sistema (V_2) é dado por:

$$V_2 = V_1 + V_{copo} - V_{discos} - V_{grãos} \quad (12)$$

onde, V_{copo} é o volume total do *matrix cup*, V_{discos} é o volume dos discos metálicos acrescentados, $V_{grãos}$ é o volume ocupado pelos grãos da amostra.

Como a pressão final P_2 é determinada pelo equipamento, é possível assim obter o volume dos grãos da amostra. Tomando como premissa que a amostra está completamente seca, determina-se a porosidade pela relação:

$$\phi (\%) = \frac{V_{poros}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - V_{grãos}}{V_{total}} \quad (13)$$

Uma vez que a amostra se encontra seca pode-se assumir que a sua massa corresponde à massa de sua fase sólida, sendo a densidade de grãos dada pela razão entre a massa do plugue e o volume de grãos medido. Com a porosidade e a densidade de grãos pode-se estimar a densidade total da rocha desprezando a densidade do ar que preenche os poros da rocha. Alternativamente a densidade total pode ser medida pela razão entre a massa e o volume total do plugue.

3.2.1.3 Ensaio de Permeabilidade

O ensaio de permeabilidade também é realizado utilizando o equipamento *UltraPoroPerm* 500 (Figura 17a), sendo este acoplado a um *coreholder* modelo HCH (Figura 17b), também fabricado pela *Corelab*.

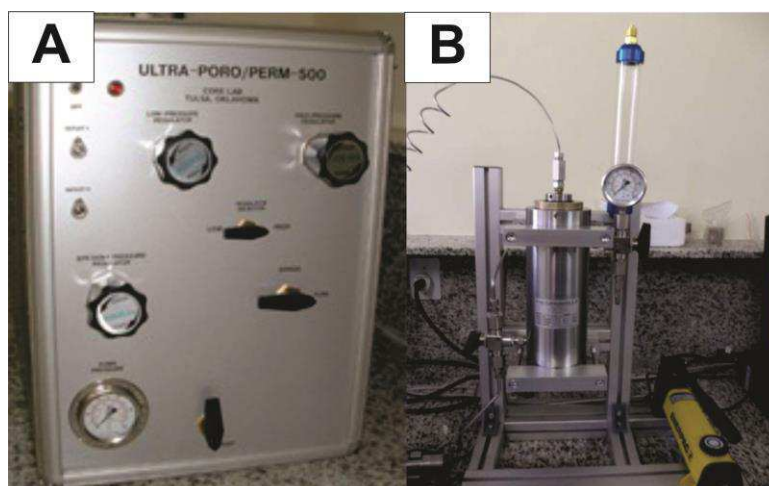


Figura 17: Equipamentos utilizados nos ensaios de porosidade. (A) Ultra-poro-perm 500; (B) *Coreholder*.

Para a medição, o plugue é colocado no *coreholder*, que consiste em uma câmara que armazena a amostra em análise, e que permite o fluxo contínuo de um gás através da amostra sob condições controladas de pressão confinante (Figura 18), e em seguida é aplicada uma pressão confinante entre 400 e 10.000 psi. Para a realização destas medições, foi utilizada uma pressão confinante de 1.000 psi. Depois o gás é injetado (neste caso nitrogênio) na extremidade superior do plugue sob uma pressão de até 1000 psi. Neste trabalho a pressão de entrada do gás na extremidade dos plugues foi de aproximadamente 60 psi.

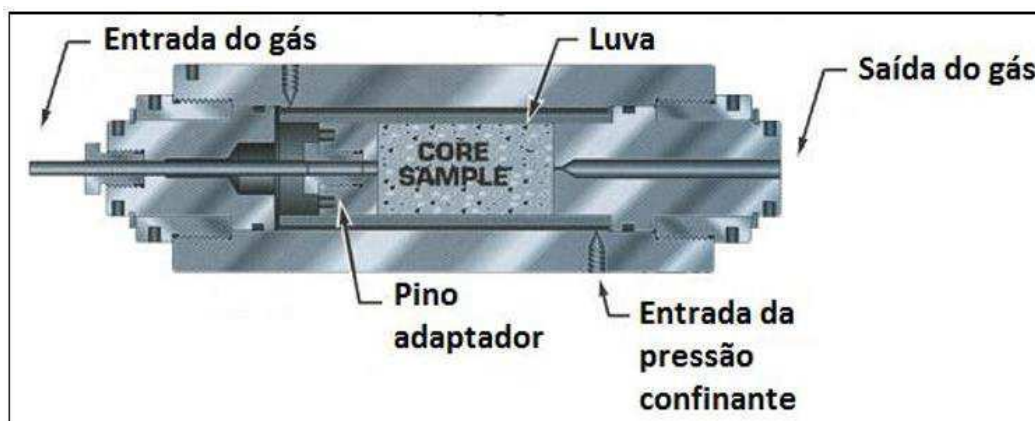


Figura 18: Core Holder. APOLINARIO (2016).

Após a estabilização do fluxo de gás na amostra, mede-se a queda de pressão ΔP (diferença entre a pressão de entrada e a pressão de saída) e o fluxo. Considerando-se que o gás utilizado nas medições é o nitrogênio, de viscosidade μ conhecida e que não interage quimicamente com os grãos minerais, e que o fluxo é laminar e monofásico, a permeabilidade é calculada através da Lei de Darcy (equação 2).

3.2.2 Ensaios Petrofísicos Computacionais

3.2.2.1 Aquisição de imagens por microtomografia de raios X

Os ensaios de petrofísica computacional foram realizados com o objetivo de reproduzir em diversas escalas os ensaios convencionais anteriormente realizados. Os ensaios computacionais utilizam a análise de imagens de microtomografia de raios X (*micro CT*) efetuadas em subamostras dos plugues de rocha.

A extração das subamostras e o imageamento por microtomografia foram executados no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), sendo previamente enviados discos (Figura 19) das dezesseis amostras. Os discos de rocha têm aproximadamente dez milímetros de espessura com a indicação do local de corte das subamostras. A Figura 20 exibe uma subamostra extraída para realização da *micro CT*. Os tomogramas foram adquiridos pelo equipamento XRADIA, modelo Versa XRM 500, com a finalidade de realizar imageamento de alta resolução.



Figura 19: Disco de rocha para retirada da subamostra.



Figura 20: Subamostra tomografada.

A microtomografia computadorizada é realizada com exposições radiográficas sequenciais utilizando uma fonte de raios x, com um detector posicionado atrás do objeto, o qual é rotacionado a cada exposição até que toda a área de interesse tenha sido radiografada. Após a coleta de todas as imagens é feita uma reconstrução tridimensional da amostra que permite a realização de cortes não destrutivos em qualquer direção.

A qualidade das imagens obtidas no ensaio de microtomografia varia em função do tempo de aquisição dos tomogramas. O tempo de aquisição mais adequado para uma determinada amostra depende de suas características texturais e granulométricas. As resoluções alcançadas para cada uma das 16 amostras variaram entre $1,24 \mu\text{m}$ e $2,78 \mu\text{m}$.

Foram gerados, para cada amostra, cerca de 990 *slices*, ou seja, imagens tomográficas transversais. Selecionam-se 300 imagens localizadas na porção central de cada amostra para gerar a amostra computacional (imagens de número 301 a 600), buscando evitar as extremidades, as quais normalmente apresentam imperfeições. As 300 imagens selecionadas foram processadas por meio do *software Avizo Fire*, e a partir das imagens processadas, retirou-se um subvolume cúbico de dimensões 300 por 300 por 300 *voxels*, utilizando o comando *extract subvolume*. Este subvolume é retirado de uma área que tenha representatividade de toda a amostra computacional. Todos os ensaios petrofísicos computacionais detalhados a seguir foram executados no mesmo subvolume gerado para cada subamostra.

3.2.2.2 Ensaio de Porosidade Computacional

Através da medição da porosidade por ensaio computacional, utilizando o *software Avizo Fire*, foi possível quantificar a porosidade de microporos e de macroporos, onde, a soma desses dois tipos de porosidade é a porosidade total do subvolume analisado. Sendo assim, o procedimento foi dividido em duas etapas. Na primeira, onde se obtêm dados de porosidade controlada por macroporos, foi aplicada a ferramenta *multi-thresholding*, que tem como função definir, a partir dos tons de cinza, o poro e a matriz da rocha.

No *multi-thresholding* delimitam-se três intervalos de tons de cinza a serem analisados. Esses são nomeados como poro, fase intermediária e matriz mineral. A zona nomeada como poro representa os macroporos presentes no subvolume, a intermediária corresponde à região que contém os microporos, e a matriz refere-se à matriz rochosa que compõe a amostra. Nessa etapa, os limiares de tons de cinza foram definidos manualmente para caracterizar os *voxels* correspondentes aos poros, microporos, e matriz.

Na Figura 21 é possível observar o subvolume de uma amostra em escala de cinza (lado esquerdo da imagem) e após a aplicação do *multi-thresholding* para a determinação das zonas (poro, intermediária e matriz). Neste processo os tons pretos representam a zona poro, o azul claro a zona intermediária e o azul escuro a zona matriz.

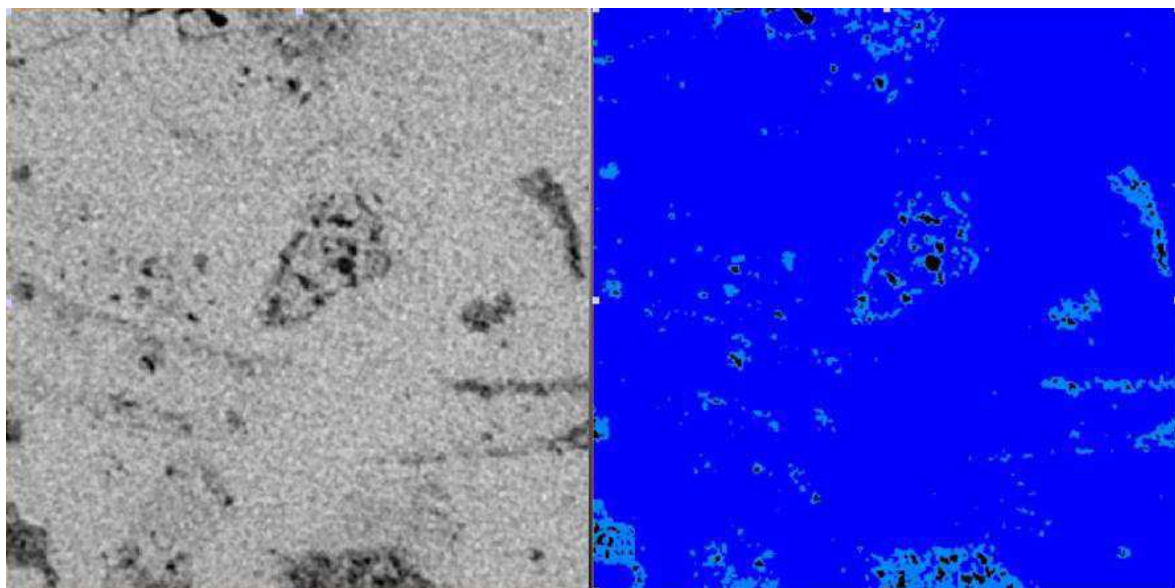


Figura 21: Identificação das zonas porosas do subvolume com uso do *multi-thresholding*. Na imagem da direita, os tons pretos são os poros, o azul mais claro a zona intermediária e o azul mais escuro a zona matriz.

Após delimitar os intervalos de tons de cinza pela aplicação da ferramenta *multi-thresholding*, conectou-se o comando *material statistics*, que tem como função contabilizar separadamente os *voxels* de cada zona (poro, intermediária e matriz). O resultado gerado foi uma tabela com a contagem de *voxels* de cada uma das zonas, além do volume em micrômetros cúbicos de cada zona. A figura 22 mostra o fluxograma de trabalho utilizado para o cálculo da macroporosidade.

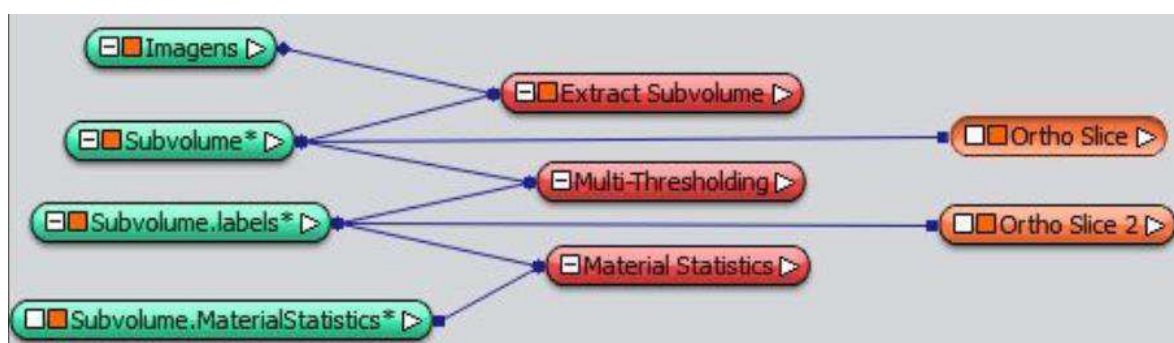


Figura 22: Fluxograma de trabalho para cálculo da macroporosidade.

A macroporosidade computacional foi calculada dividindo o volume da zona poro definida no *material statistics* pelo volume total das três zonas somadas, também definidas pelo mesmo comando.

Na segunda parte do procedimento, onde se calcula a microporosidade, utilizou-se a ferramenta de binarização *interactive thresholding*, que também tem

como função separar por meio dos tons de cinza, os *voxels* que correspondem ao poro, à fração intermediária e à matriz rochosa.

No *interactive thresholding* só é possível determinar o limiar entre duas zonas. Assim, foram aplicados ao subvolume dois comandos de *interactive thresholding*: um correspondente ao poro e à fração intermediária, e outro correspondente à fração intermediária e à matriz rochosa. Foram utilizados os mesmo limiares determinados no primeiro procedimento (utilizando o *multi-thresholding*).

Para facilitar o processamento de dados, o subvolume e o resultado extraído da ferramenta *interactive thresholding* correspondente à binarização entre a fase intermediária e os poros foram convertidas para 64 bits utilizando a ferramenta *convert image type*.

Foi aplicado ao resultado da conversão de imagens, a ferramenta *arithmetic* utilizando a equação 14 para o fator de proporção linear de microporosidade.

$$\phi_{\mu} = b \cdot \left(1 - \frac{a - L_p}{L_m - L_p}\right) \quad (14)$$

onde ϕ_{μ} é o fator de proporção de microporosidade, b é o dado de entrada correspondente à fração intermediária convertida (resultado do *convert image type*), a é o dado de entrada correspondente ao subvolume convertido, L_p é o limiar utilizado para os poros, L_m é o limiar utilizado para a matriz rochosa.

Em seguida, com o objetivo de quantificar os resultados obtidos, aplicou-se a ferramenta *global analysis*, utilizando o comando *mean*, que fornece a média da microporosidade contida na zona intermediária. A figura 23 mostra o fluxograma de trabalho utilizado para o cálculo da microporosidade.

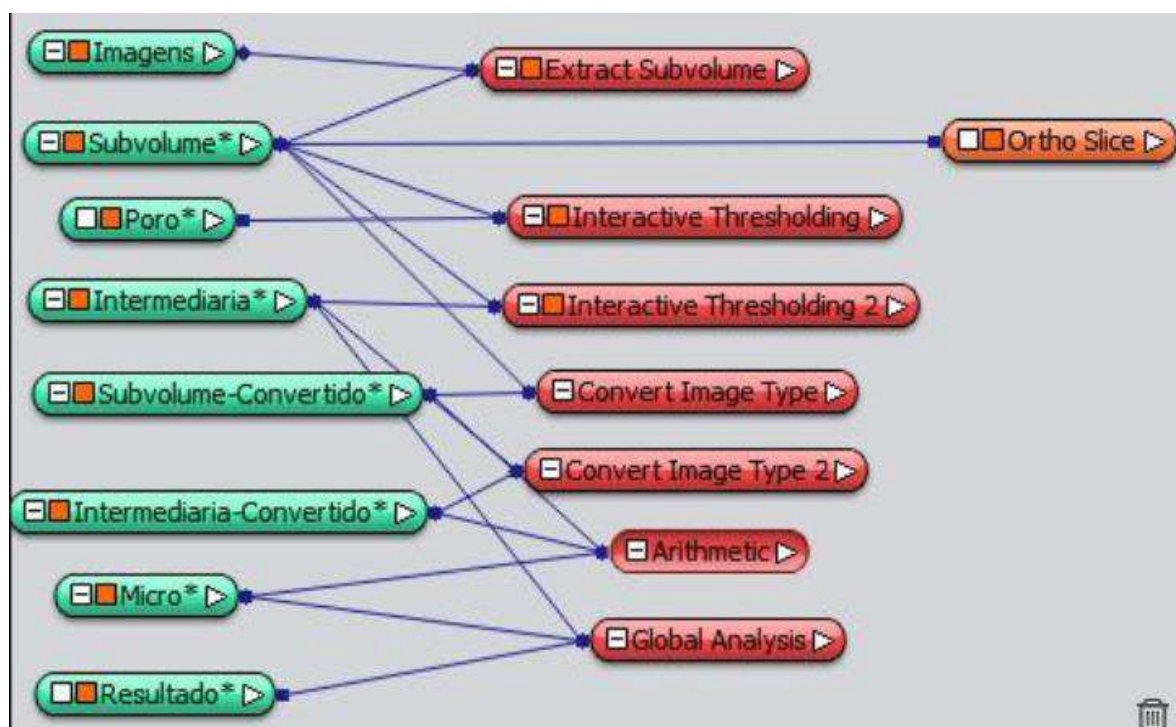


Figura 23: Fluxograma de trabalho para cálculo da microporosidade.

Por fim, para calcular a microporosidade multiplicou-se a variável *mean* pelo volume da fração intermediária obtida no *multi-thresholding* na primeira parte do procedimento. A porosidade total foi calculada somando o valor medido dos macroporos e o valor calculado dos microporos, como mostra a equação 15:

$$\phi_{Total} = \phi_{macro} + \phi_{micro} \quad (15)$$

3.2.2.3 Ensaio de Tortuosidade Computacional

Para se calcular a tortuosidade, o subvolume foi a princípio binarizado com a ferramenta *interactive thresholding*, sendo utilizado o limiar de macroporos. Em seguida, foi conectada ao resultado da binarização a ferramenta *Centroid Path Tortuosity*, que calcula e fornece o valor do fator de tortuosidade de forma direta.

A tortuosidade é então calculada elevando-se ao quadrado o fator de tortuosidade obtido no procedimento. A figura 24 mostra o fluxo de trabalho utilizado para estimar o fator de tortuosidade.

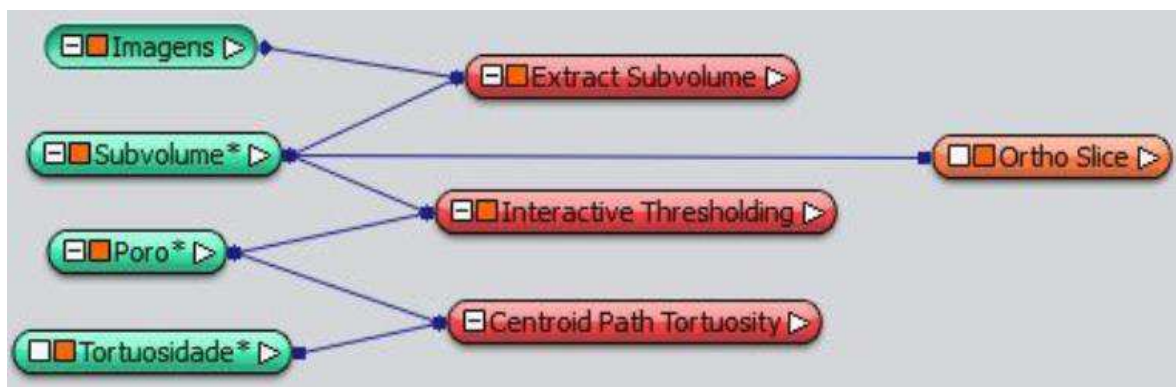


Figura 24: Fluxo de trabalho utilizado para cálculo da tortuosidade.

3.2.3 Geração de malhas para simulação computacional

Para a realização dos estudos de propriedades elétricas na presente pesquisa, por meio da simulação computacional do Fator de Formação, é utilizado o *software COMSOL Multiphysics*. Este *software* permite a utilização de amostras sintéticas ou que sejam importadas malhas de elementos finitos tetraédricos geradas em outros *softwares*, a exemplo do *AutoCad* e *Avizo Fire*. Nesta pesquisa, as malhas utilizadas foram geradas por meio das imagens de microtomografia compiladas no *Avizo Fire* 8.1, apresentando o nível de detalhamento requerido para as amostras.

No processo de geração da malha, utilizaram-se os mesmos subvolumes dos ensaios computacionais de porosidade e tortuosidade, descritos anteriormente. Ao subvolume, foi aplicada a ferramenta de binarização *edit new label field*, para determinar quais *voxels* representavam poros e quais representavam matriz. Na própria ferramenta, por meio do *segmentation editor*, adicionou-se a fração poro e a fração matriz, utilizando os limiares de tons de cinza dos macroporos, uma etapa do ensaio de porosidade computacional. Para a fração poro, adotaram-se os valores de zero até o valor do limiar, e para a fração matriz, do valor do limiar até o valor máximo. Finalizando a segmentação, utilizou-se o comando *remove islands* e *smooth labels*, onde o primeiro tem como finalidade remover possíveis ruídos existentes nas imagens, e o segundo, visa simplificar o modelo por meio da suavização das porções angulosas das imagens.

Após finalizar a binarização, foi utilizado o comando *generate surface* para a geração de uma superfície 3D a partir da imagem no formato *labels* (imagem

binarizada e suavizada). Ao verificar a superfície gerada de todas as amostras, as mesmas apresentavam milhões de faces, sendo necessárias simplificações das superfícies para tornar mais rápido o processamento dos ensaios e evitar possíveis falhas por limitação computacional. Para isto, foi utilizado o *simplification editor*, onde foram determinados limites com relação ao número de faces e da geometria dos tetraedros que compõem a malha. Este procedimento de simplificação reduziu o número de faces que anteriormente era de milhões, para um intervalo entre 40 mil e 120 mil faces, a depender da amostra.

Após a simplificação dos modelos, foi comum a ocorrência de falhas de interseção e de orientação nas faces dos tetraedros, um aumento exagerado da razão de aspecto dos tetraedros ou até uma redução da qualidade do tetraedro. Para que o *software Avizo Fire* permita a geração das malhas, é necessário que não haja interseções, nem faces com erro de orientação. Razões de aspecto e a qualidade de tetraedro devem ser abaixo de 30 (valor determinado por uma escala do próprio *software*). No presente trabalho adotaram-se valores aceitáveis de razão de aspecto e de qualidade de tetraedro abaixo de 18, para todas as amostras.

As correções das falhas foram feitas através do uso de ferramentas automáticas e manuais de edição, a depender da necessidade de cada amostra. Para se corrigir as interseções, acessou-se o menu *surface editor*, localizado no arquivo de superfície gerado pelo *generate surface*. Em seguida, foi realizado o *intersections test*, para verificar a existência e localização das interseções.

O próximo passo foi realizar o *aspect ratio test*, para verificar quais faces encontram razões de aspecto maiores que 20. Para corrigir tais erros, existem as ferramentas automáticas *fix tetra quality* e *prepare generate tetra grid*. Para finalizar a edição da malha, realizou-se o *tetra quality test*, que da mesma forma que a razão de aspecto, utilizam-se as ferramentas *fix tetra quality* e *prepare generate tetra grid* para correções automáticas.

Depois de editada, a malha foi gerada por meio do comando *generate tetra grid*. A Figura 25 mostra o fluxo de trabalho integral utilizado. A Figura 26 traz, como exemplo, uma das malhas geradas no *Avizo Fire*, em que a cor verde representa a matriz rochosa e a fração bege representa os poros da rocha.

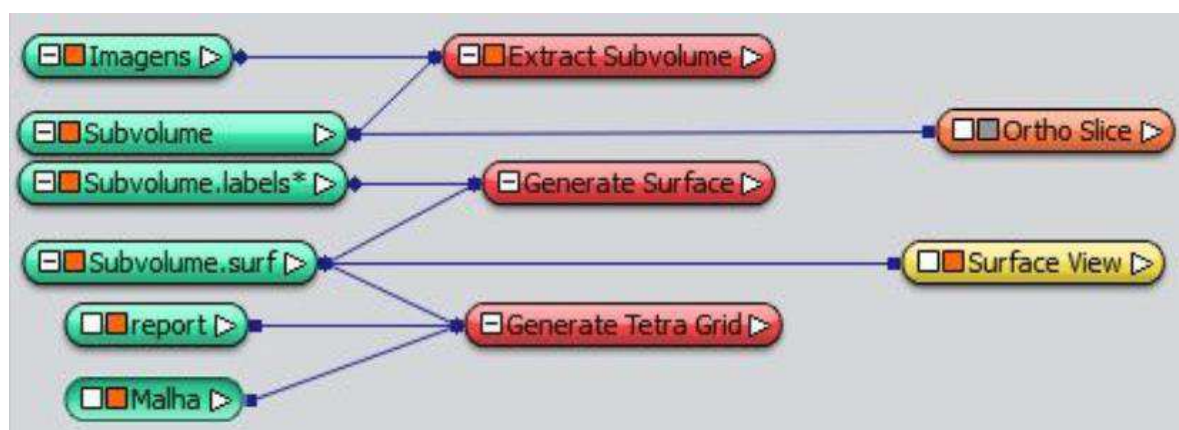


Figura 25: Fluxo de trabalho na geração de malhas utilizando o *Avizo Fire*.

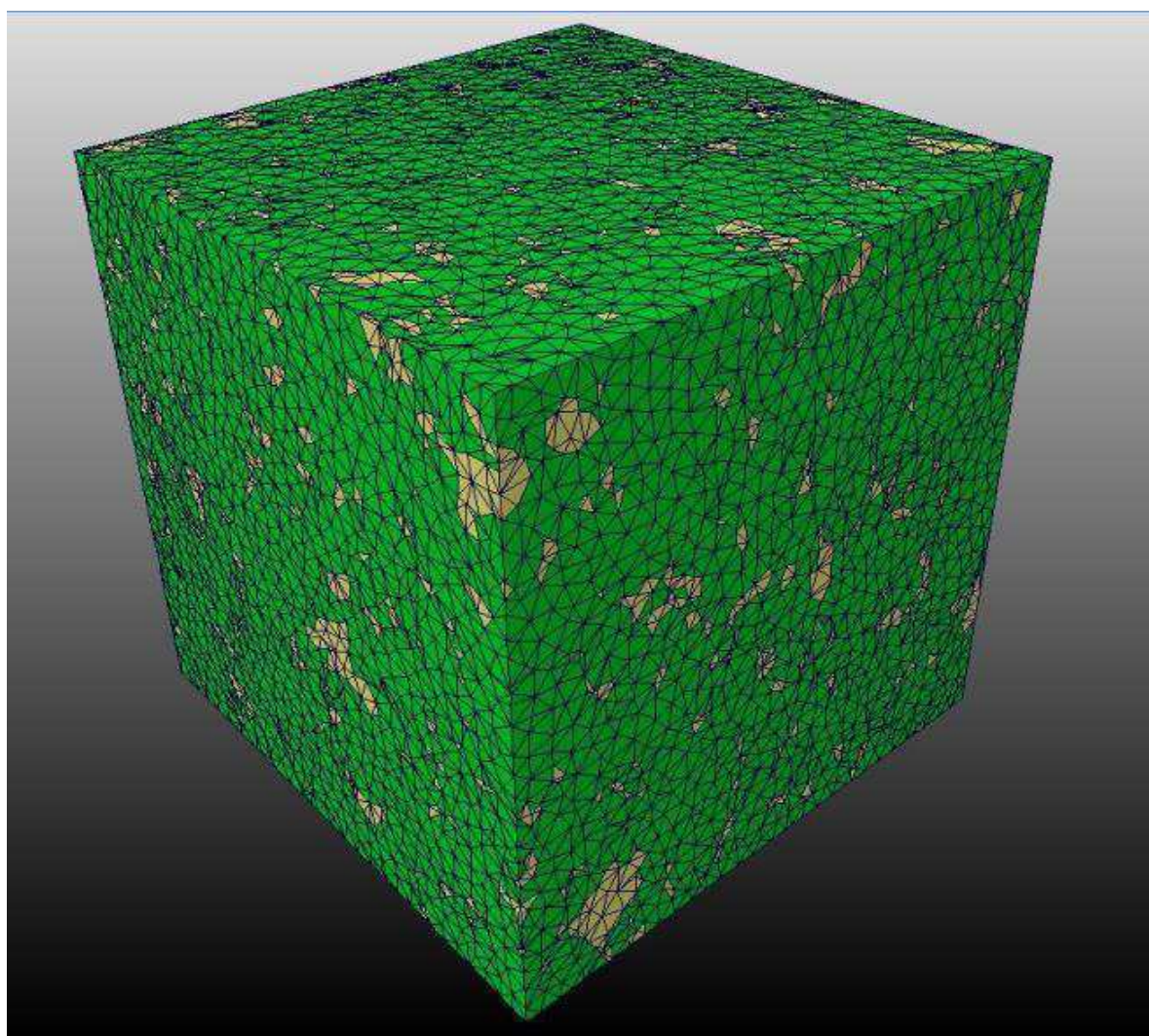


Figura 26: Exemplo de malha gerada no *Avizo Fire*.

3.2.4 Simulação Computacional das Propriedades Elétricas

3.2.4.1 Fator de Formação

Para a realização da simulação computacional foi utilizado o *software COMSOL Multiphysics* 5.1, onde o mesmo encontra-se instalado em computadores do Laboratório de Petrofísica (LabPetro) na Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Na presente pesquisa o *COMSOL Multiphysics* foi utilizado para a medição da densidade de corrente elétrica aplicada aos modelos digitais de rocha, representados pelas malhas geradas por meio das imagens microtomográficas no *software Avizo Fire*, procedimento detalhado anteriormente.

Para a realização das simulações, foi utilizado o módulo *Electric Currents*, e o submódulo *Stationary*, dentro da sessão *AC/DC* do *COMSOL Multiphysics* 5.1. Este módulo permite estudar a passagem de uma corrente elétrica ao longo da amostra digital. No *COMSOL*, foram definidas que as unidades utilizadas nos ensaios seriam na ordem de micrômetros, devido as dimensões das amostras ensaiadas.

Com a malha já importada, o próprio *software* reconhece e gera domínios, os quais são divididos em grupos de acordo com o material. Assumiu-se que a matriz é formada por um único tipo de rocha, sendo calcário para as amostras A2, A3, A4, SA1, SA3, SA4, SA5, SA6, P2, P3, P4 e P5, e dolomito para as amostras A1, SA2, P1 e P6. Para as simulações de todas as amostras, considerou-se que os domínios de poros estão preenchidos com um único material: água.

Após as definições dos materiais que compõem as fases de cada amostra, são adicionadas as propriedades de cada fase, necessárias para que o *software* realize a simulação. As propriedades adicionadas são: condutividade elétrica, permissividade relativa, condutividade termal e densidade. Algumas outras propriedades necessárias para a realização das simulações estão contidas no próprio módulo do *software*, sendo fornecidas automaticamente. A tabela 3 contém os valores utilizados na presente pesquisa. Esses valores foram definidos de acordo com Clarck (1966).

Tabela 3: Propriedades dos materiais utilizadas no *COMSOL Multiphysics*.

Propriedades	Calcário	Dolomito	Água
Condutividade Elétrica (S/m)	$0,4762 \times 10^{-5}$	$0,1111 \times 10^{-2}$	5
Permissividade Relativa	7,3	8,3	5
Condutividade Térmica (W/m K)	1	1,3	0,6
Densidade (kg/m ³)	Valor obtido no ensaio convencional, para cada amostra	Valor obtido no ensaio convencional, para cada amostra	1000

Foi determinada uma tensão elétrica de 12 *volts*, sendo esse valor suficiente para percorrer toda a amostra durante a simulação computacional. Por fim, são definidas as condições de contorno do estudo, sendo determinada a região em que será aplicada a corrente elétrica, as fronteiras do sistema e a região de chegada da corrente. É realizada um configuração no *software* onde determina-se que a corrente elétrica é aplicada em todos os domínios, independentemente de ser matriz ou poro.

A aplicação da corrente elétrica, em cada uma das amostras, foi selecionada para ocorrer em uma única face do cubo, e sua chegada ocorrendo em sua face oposta. A figura 27 demonstra a corrente elétrica, a uma tensão de 12 V, atravessando toda a amostra, entre as faces de partida e de chegada.

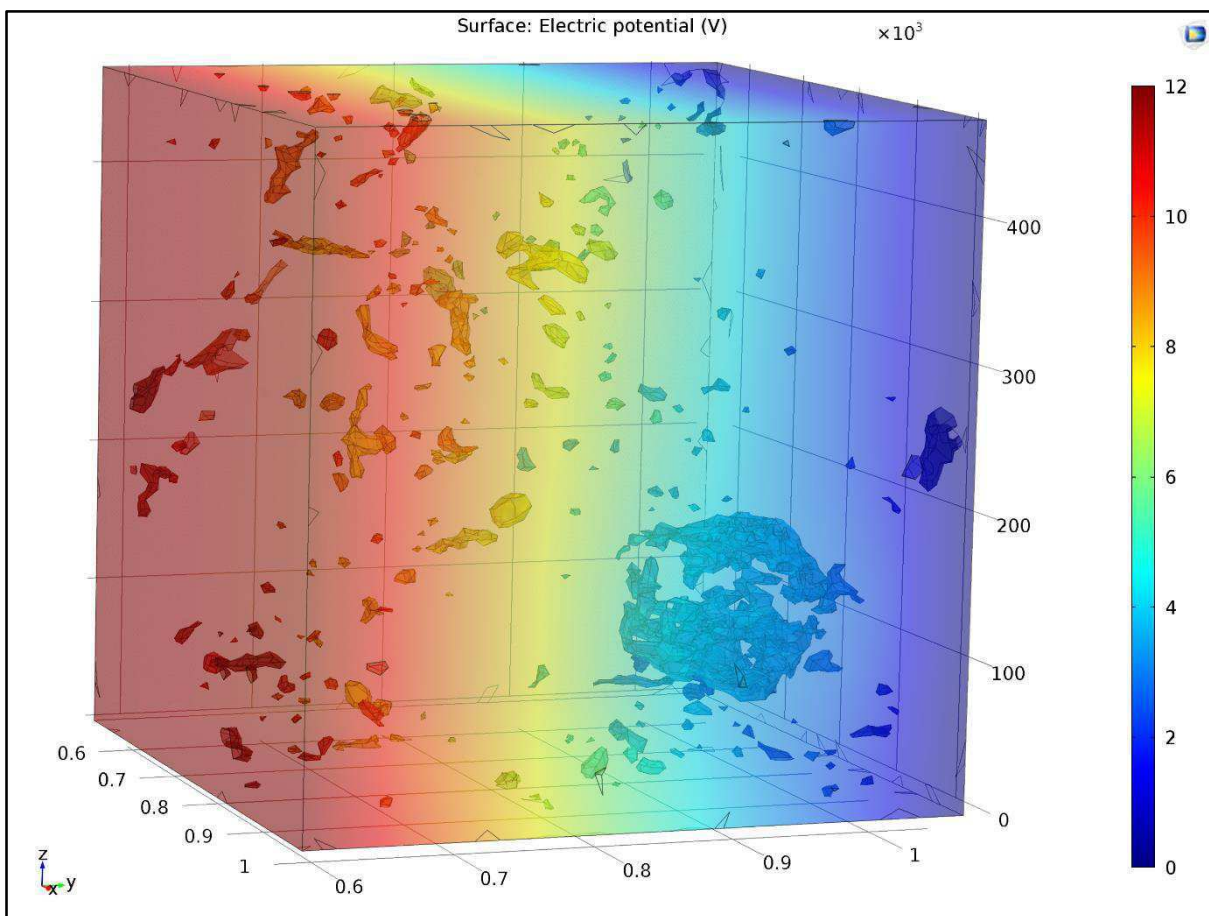


Figura 27: Aplicação da corrente elétrica na simulação com o *COMSOL*.

Ao final da simulação, o resultado gerado pelo *COMSOL* é a densidade de corrente ao longo do domínio de cada amostra. A densidade de corrente obtida em cada simulação é fornecida na unidade de ampere por metro quadrado (A/m^2).

Matematicamente, a densidade de corrente é dada pela razão entre a corrente elétrica e a área de aplicação desta corrente.

$$J = \frac{I}{A} \quad (16)$$

onde J é a densidade de corrente, I é a corrente elétrica e A é a área.

Ao final das simulações no *COMSOL*, e com posse dos valores de densidade de corrente para cada uma das 16 amostras, calcula-se então o fator de formação (F), sabendo que o mesmo é representado pela razão entre a corrente no fluido condutor (I_w) e a corrente na rocha saturada com esse fluido (I_o).

$$F = \frac{I_w}{I_o} \quad (17)$$

Para o cálculo da corrente elétrica no fluido condutor (nesta pesquisa considerou-se água) foi utilizada a seguinte expressão matemática:

$$I_w = \frac{T}{R_w} \quad (18)$$

onde I_w é a corrente no fluido condutor (água), T é a tensão elétrica aplicada nas simulações e R_w a resistência do fluido condutor (água).

Como já citado anteriormente, para as simulações foi utilizada uma tensão elétrica de 12 V. A obtenção dos valores de resistência do fluido condutor foi possível por meio da seguinte expressão:

$$R_w = \frac{\rho_w L}{A_\emptyset} \quad (19)$$

onde R_w é a resistência do fluido condutor, ρ_w a resistividade do fluido, L o comprimento da rocha percorrido pela corrente elétrica e A_\emptyset a área de poros presente na amostra.

O valor de resistividade da água utilizado para o cálculo da resistência do fluido condutor na equação 20 foi de 0,2 ohm.m, considerando o valor de condutividade utilizado como dado de entrada no *COMSOL*, conforme demonstrado na tabela 3. O comprimento da rocha (L) é calculado para cada amostra levando em consideração a resolução das imagens microtomográficas de cada uma delas e a quantidade de pixels na direção na qual a corrente se desloca.

A área de poros (A_\emptyset) foi calculada no *Avizo Fire*, aplicando as ferramentas *Labeling* e *Label Analysis*, para individualização e contagem dos poros, respectivamente. Estas ferramentas são aplicadas ao fluxograma de trabalho utilizado nos ensaios de porosidade computacional, procedimento detalhado anteriormente no tópico 3.2.2.2.

A corrente elétrica da rocha saturada com o fluido condutor (I_o) é calculada a partir da equação 16, apenas isolando a variável na equação:

$$I_o = J_o \times A_o \quad (20)$$

onde J_o é a densidade de corrente obtida na simulação por *COMSOL* e A_o a área total da amostra simulada.

Por fim, conhecendo o valor da tensão elétrica utilizada na simulação computacional e utilizando as equações 18, 19 e 20 é possível a obtenção dos valores de fator de formação (F) para todas as amostras através da equação 17.

3.2.4.2 Resistividade elétrica

Após as simulações no *COMSOL* e encontrados os valores de fator de formação, foi calculada a resistividade para todas as 16 amostras estudadas na presente pesquisa.

Para este procedimento isolamos a resistividade da rocha satura com o fluido na equação 5, já detalhada anteriormente:

$$\rho_o = \rho_w \times F \quad (21)$$

onde ρ_o é a resistividade da rocha saturada, ρ_w a resistividade do fluido que ocupa os poros da amostra (nesta pesquisa, água), e o fator de formação F .

3.2.5 Estimativa da Molhabilidade

Para estimar a molhabilidade das amostras estudadas na presente pesquisa foi considerada a relação entre a molhabilidade da rocha e seu coeficiente de saturação n . Diversos autores, em pesquisas anteriores relatam resultados que mostram que o coeficiente de saturação de *Archie* aumenta de valores próximos a 2,0 para rochas fortemente molháveis a água até valores superiores a 8,0 para sistemas fortemente molháveis a óleo (TIAB & DONALDSON, 2004).

Na presente pesquisa, adotou-se um intervalo de valores de coeficiente de saturação n para estimar a molhabilidade de cada uma das amostras. Foi determinado que amostras com valores de n até 4,0 são consideradas molháveis a água. Já amostras com valores de n maiores que 8,0 são consideradas com molhabilidade

preferencial a óleo. As amostras com coeficiente de saturação entre 4,0 e 8,0 são consideradas como de molhabilidade intermediária ou neutra.

3.2.5.1 Cálculo do Expoente de Cimentação

Para a obtenção dos valores do expoente de cimentação foi utilizado a primeira lei de Archie:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (22)$$

onde F é o fator de formação, a representa o fator de tortuosidade, ϕ a porosidade da rocha e m o expoente de cimentação.

O fator de tortuosidade e a porosidade, aplicadas na equação 22, foram calculadas computacionalmente através do *software Avizo Fire*, como já detalhado anteriormente. O fator de formação foi calculado após a simulação no *COMSOL*. Sendo assim, o expoente de cimentação é a única variável da equação ainda não determinada, portanto, passível de ser calculada para todas as amostras da presente pesquisa.

Ao isolarmos o expoente de cimentação m na equação 22, ficamos com a seguinte expressão:

$$m = \frac{\ln a - \ln F}{\ln \phi} \quad (23)$$

3.2.5.2 Cálculo do Coeficiente de Saturação

O coeficiente de saturação foi calculado para a presente pesquisa, aplicando a segunda lei de Archie:

$$S_w^n = \frac{a \rho_w}{\phi^m \rho_o} \quad (24)$$

onde S_w é a saturação do fluido na rocha analisada, n é o coeficiente de saturação, a o fator de tortuosidade, ρ_w a resistividade do fluido, ϕ a porosidade da rocha, m o coeficiente de cimentação e ρ_o é a resistividade da rocha saturada com o fluido.

A partir da equação 24, chegamos a seguinte expressão para o cálculo do expoente de saturação:

$$n = \frac{\ln a + \ln \rho_w - m \ln \phi - \ln \rho_o}{\ln S_w} \quad (25)$$

Aplicando na equação 25 todos os valores já encontrados anteriormente, calcula-se o expoente de saturação para cada uma das 16 amostras da presente pesquisa. Com isso é possível avaliar a molhabilidade das amostras, utilizando os valores do coeficiente de saturação.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Dados petrofísicos convencionais

A Tabela 4 apresenta os dados de porosidade, permeabilidade, densidade de grãos e densidade total de todas as amostras estudadas na presente pesquisa. Estes dados foram obtidos através de ensaios petrofísicos convencionais, em laboratório.

Tabela 4: Dados petrofísicos convencionais de todas as amostras*.

Amostras (Código)	Tipo de Rocha	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Densidade de Grãos (g/cm³)	Densidade Total (g/cm³)
A1	Dolomito	10,3	0,0001	2,782	2,496
A2	Calcário	10,7	3,18	2,685	2,398
A3	Calcário	12,7	0,0066	2,680	2,339
A4	Calcário	4,4	0,0002	2,675	2,557
P1	Dolomito	20,8	2,13	2,743	2,174
P2	Calcário	14,0	0,172	2,682	2,307
P3	Calcário	6,8	0,0089	2,680	2,497
P4	Calcário	9,5	0,546	2,691	2,436
P5	Calcário	10,6	0,0091	2,693	2,406
P6	Dolomito	10,4	0,101	2,773	2,488
SA1	Calcário	6,9	0,0112	2,675	2,490
SA2	Dolomito	10,4	0,0828	2,771	2,484
SA3	Calcário	22,0	1,67	2,665	2,078
SA4	Calcário	18,7	0,0228	2,631	2,139
SA5	Calcário	14,4	0,167	2,685	2,299
SA6	Calcário	9,8	0,132	2,675	2,412

*Estes dados petrofísicos convencionais foram obtidos ainda anteriormente a presente pesquisa.

4.2 Dados obtidos computacionalmente

A tabela 5 apresenta os dados petrofísicos computacionais para as 16 amostras estudadas. Estes dados foram obtidos através de ensaios computacionais em imagens de microtomografia das amostras analisadas.

Tabela 5: Dados petrofísicos computacionais de todas as amostras.

Amostras (Código)	Porosidade (%)	Micro \emptyset (%)	Macro \emptyset (%)	Fator de Tortuosidade	Tortuosidade
A1	8,7	4,7	2,6	3,67	13,47
A2	7,4	4,9	2,3	4,27	18,23
A3	7,2	4,4	3,4	5,67	32,15
A4	7,9	4,0	3,2	5,40	29,16
P1	19,4	10,3	12,9	2,22	4,93
P2	12,5	11,3	8,3	3,23	10,43
P3	2,7	6,9	2,9	9,26	85,75
P4	4,9	2,3	1,6	5,38	28,94
P5	8,7	6,4	6,1	4,89	23,91
P6	11,8	1,8	1,0	4,11	16,89
SA1	7,2	3,0	1,9	4,54	20,61
SA2	8,5	6,6	2,2	4,53	20,52
SA3	23,2	5,1	3,5	2,40	5,76
SA4	19,6	6,1	2,4	2,70	7,29
SA5	9,9	3,9	15,5	5,33	28,41
SA6	3,9	8,0	3,8	9,09	82,63

A tabela 6 apresenta os dados de densidade de corrente, fator de formação, resistividade, expoente de cimentação e coeficiente de saturação, para todas as amostras estudadas.

Tabela 6: Propriedades elétricas, expoente de cimentação e coeficiente de saturação.

Amostras (Código)	Densidade de Corrente (A/m²)	Fator de Formação	Resistividade (ohm-m)	Expoente de Cimentação	Coeficiente de Saturação
A1	23,96	514,89	102,98	2,28	1,84
A2	0,10	74905,44	14981,09	4,88	5,42
A3	0,14	74081,7	14816,34	4,80	2,72
A4	0,13	86990,03	17398,01	4,69	2,90
P1	60,87	494,08	98,82	1,83	1,15
P2	0,09	111605,2	22321,04	4,14	2,46
P3	0,16	32914,11	6582,82	8,23	3,90
P4	0,08	50745,41	10149,08	5,76	6,27
P5	0,13	86124,64	17224,93	4,52	1,04
P6	27,20	304,93	60,99	1,75	10,59
SA1	0,08	75259,49	15051,9	4,93	9,95
SA2	18,33	384,32	76,86	2,08	13,94
SA3	31,34	1152,36	230,47	1,96	8,19
SA4	0,15	195580,6	39116,12	3,76	10,45
SA5	0,09	92536,92	18507,38	4,26	8,24
SA6	0,08	46654,3	9330,86	6,28	5,95

4.3 Petrofísica convencional

A figura 28 apresenta uma comparação entre as densidades de grãos das dezesseis amostras analisadas. Ao analisar os valores, verifica-se que as amostras se dividem em dois grupos, e estes apresentam relação direta com suas respectivas litologias. As amostras de calcário apresentam menores valores de densidade de grãos, quando comparadas às amostras de dolomito, variando entre 2,631 g/cm³ e 2,693 g/cm³. Por outro lado, as amostras de dolomito têm suas densidades variando entre 2,743 g/cm³ e 2,782 g/cm³. Esta relação confirma a influência da composição mineral sobre a densidade de grãos das amostras.

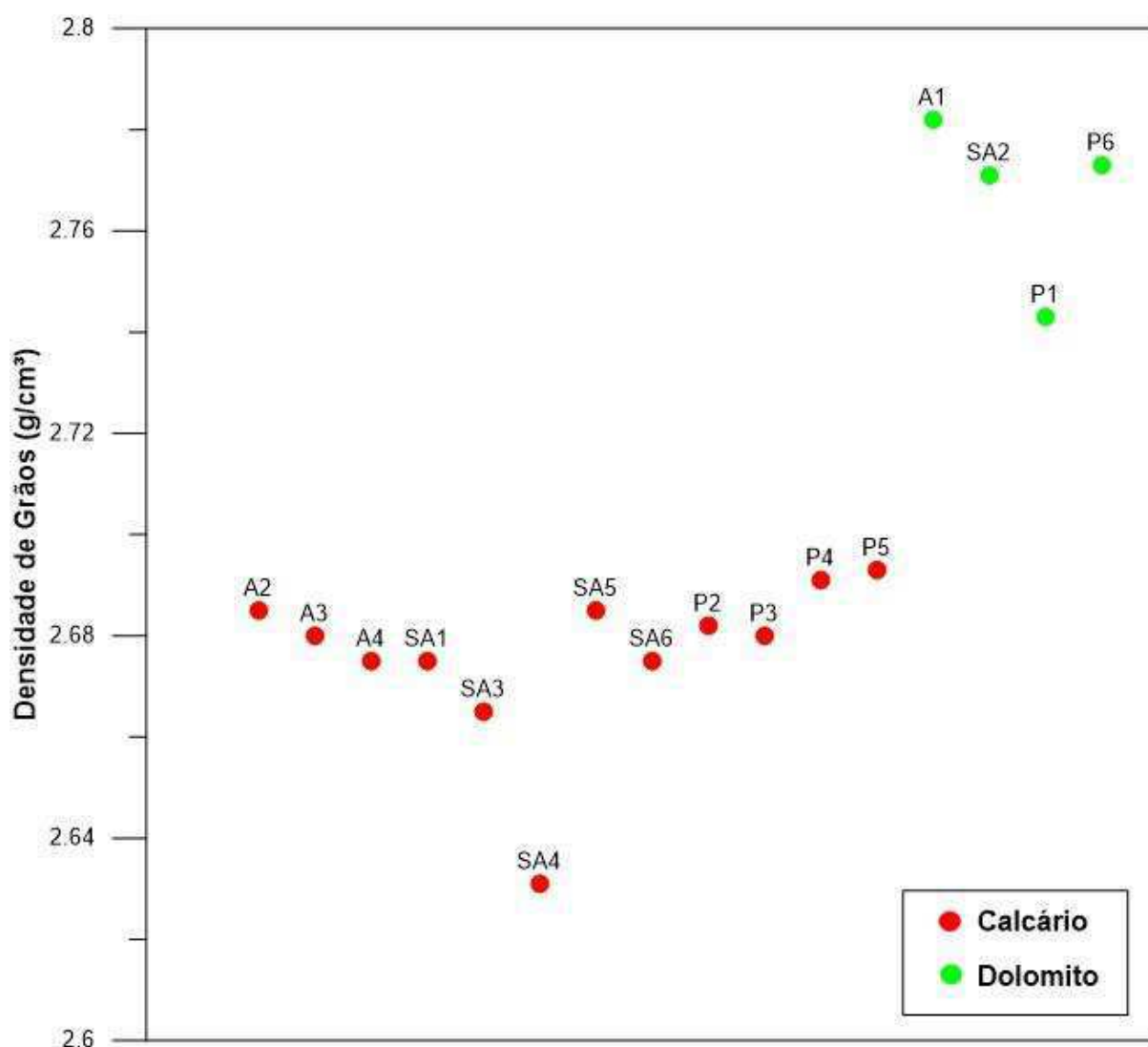


Figura 28: Densidade de grãos das amostras analisadas.

A figura 29 mostra as densidades totais das 16 amostras analisadas e suas respectivas litologias. Observa-se que os valores de densidade total das amostras apresentam uma variação entre 2,078 g/cm³ e 2,557 g/cm³. Diferente do que foi verificado no gráfico anterior (Figura 28), a litologia das amostras não apresenta relação dominante com a propriedade analisada. A densidade total de uma amostra de rocha tem seu valor influenciado não apenas por sua matriz rochosa, como também, por sua porosidade e seu fluido saturante. Neste caso, o fluido saturante, nos ensaios convencionais, foi o mesmo para todas as amostras (ar), visto que são amostras secas.

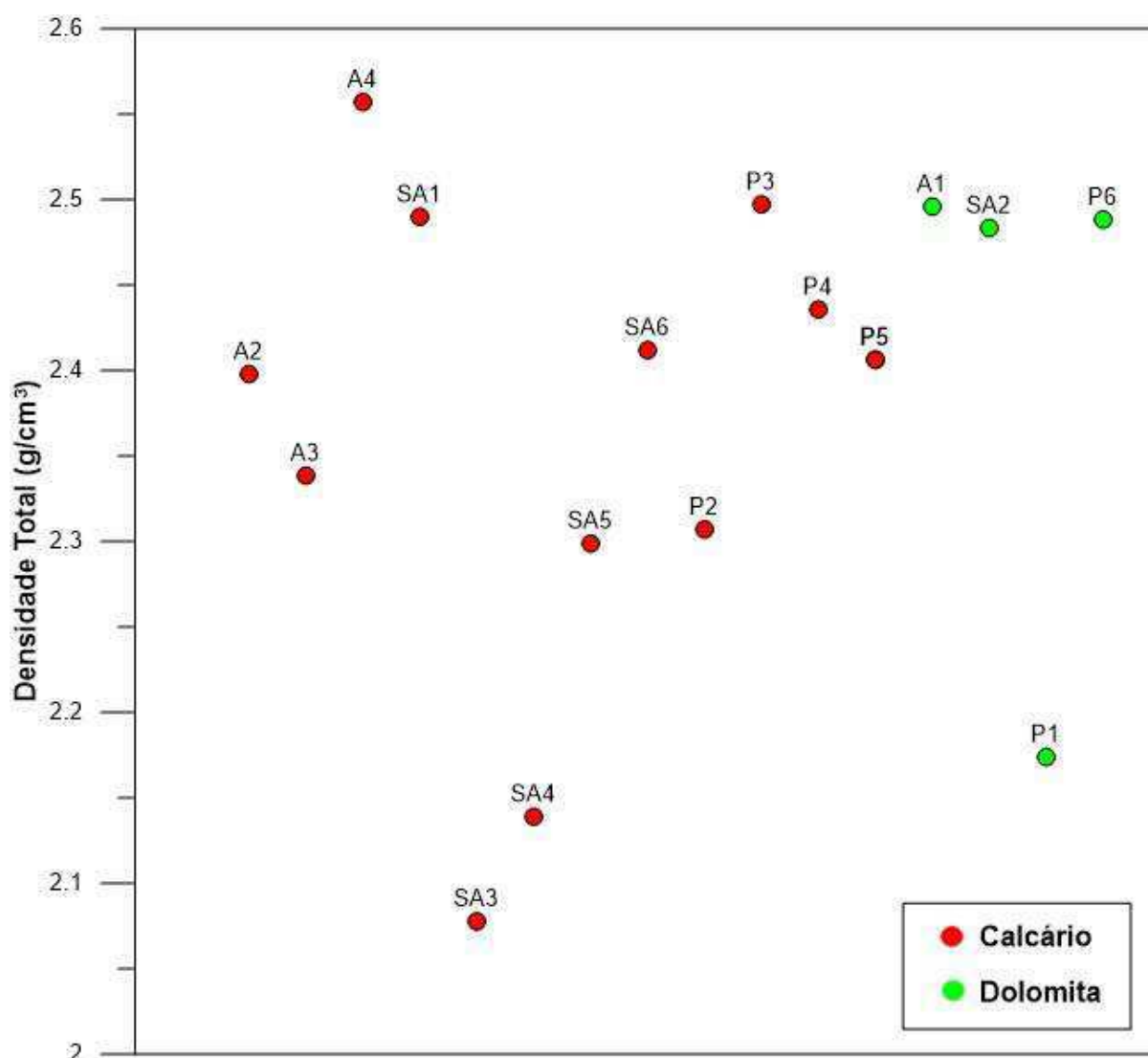


Figura 29: Densidade total das amostras analisadas.

A figura 30 traz a relação entre a densidade total e a porosidade das dezesseis amostras ensaiadas em laboratório, e através do gráfico pode-se observar que quanto maior a porosidade da amostra, menor é o valor de densidade total da mesma. Isto pode ser explicado pelo fato dos poros contidos na amostra estarem ocupados por ar, que apresenta uma densidade bem menor que a densidade da matriz rochosa, sendo assim, quanto maior a presença de poros, maior será a influência da densidade do ar na densidade total da amostra. Observa-se ainda que há duas linhas de tendência, uma para as amostras de calcário e outra para as amostras de dolomita, o que confirma a influência do tipo de matriz mineral sobre a densidade total de uma dada amostra de rocha.

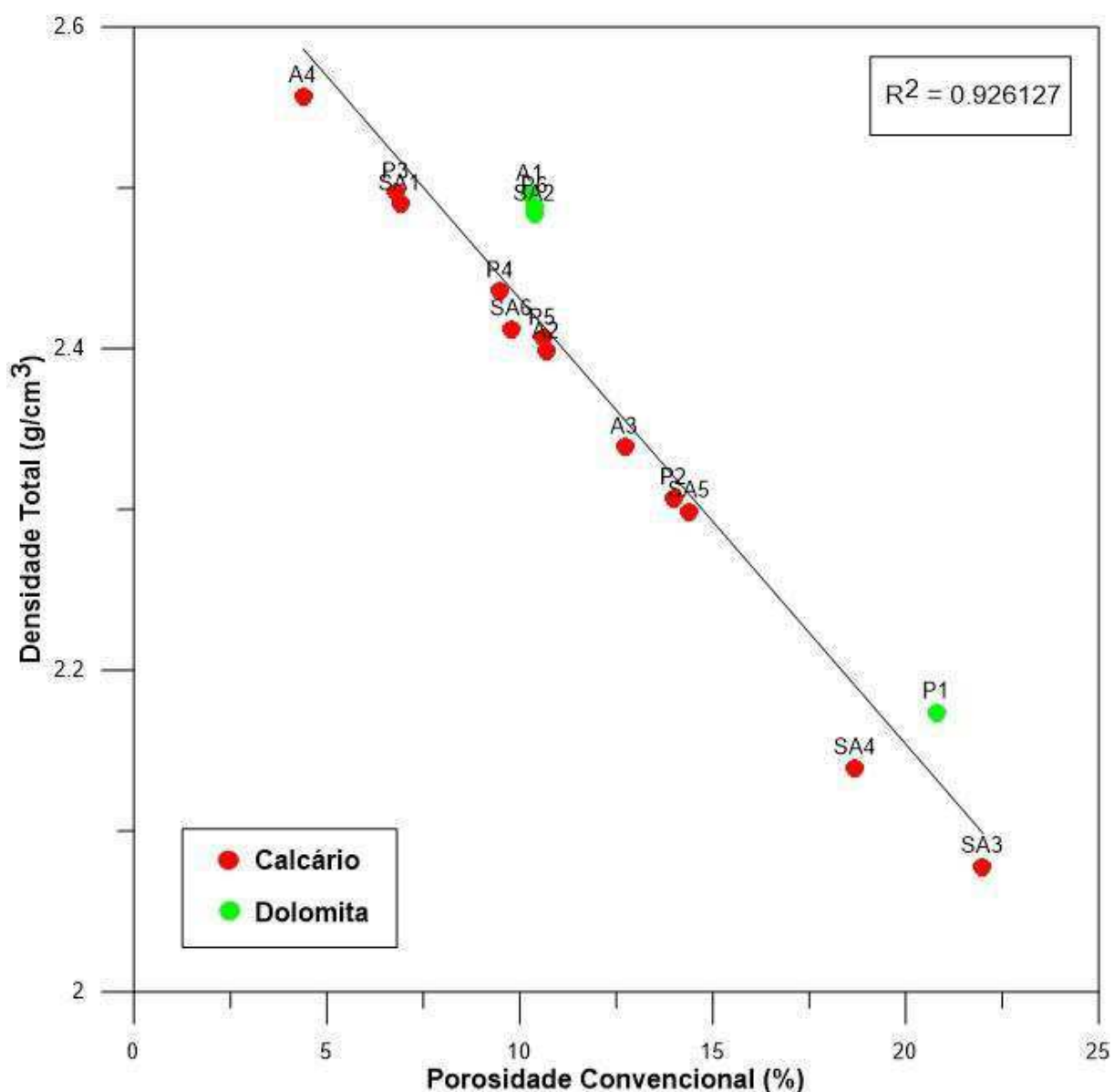


Figura 30: Relação entre porosidade e densidade total das amostras.

A figura 31 mostra a relação entre a densidade de grãos e a densidade total das amostras analisadas. Por meio do gráfico, pode-se observar que essas propriedades não possuem boa correlação, onde podemos verificar uma considerável dispersão. Além disso, observa-se que as amostras de dolomito possuem valor de densidade total em cerca de 2,5 g/cm³, com exceção da amostra P1, que possui valor mais reduzido (cerca de 2,16 g/cm³). Este fato ocorre devido a amostra P1 possuir porosidade mais elevada que as demais amostras de dolomito, diminuindo sua densidade total com relação as mesmas.

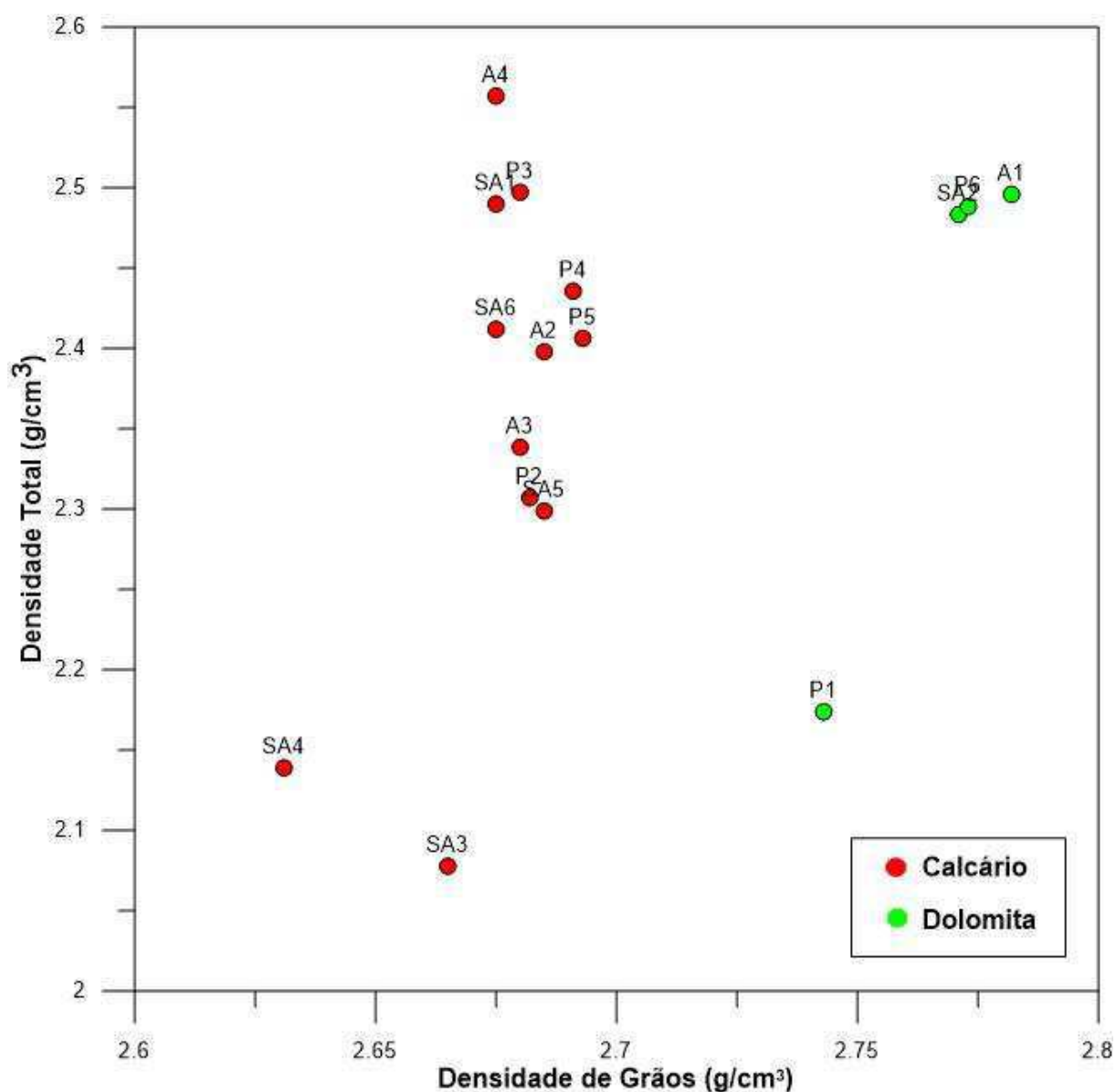


Figura 31: Relação entre a densidade total e de grãos dos carbonatos analisados.

A figura 32 apresenta a relação entre a porosidade e a permeabilidade das amostras, ambas as propriedades obtidas através de ensaios convencionais em laboratório. As amostras A1 e A4 não possuem permeabilidade considerável, mesmo com porosidades consideráveis, podendo assim, não haver conexão entre os poros. Por outro lado, a amostra A2 possui valor de porosidade semelhante a amostra A1 (cerca de 10%) mas com um valor de permeabilidade bem maior, 3,18 mD e 0,0001mD respectivamente, indicando maior conectividade em seus poros.

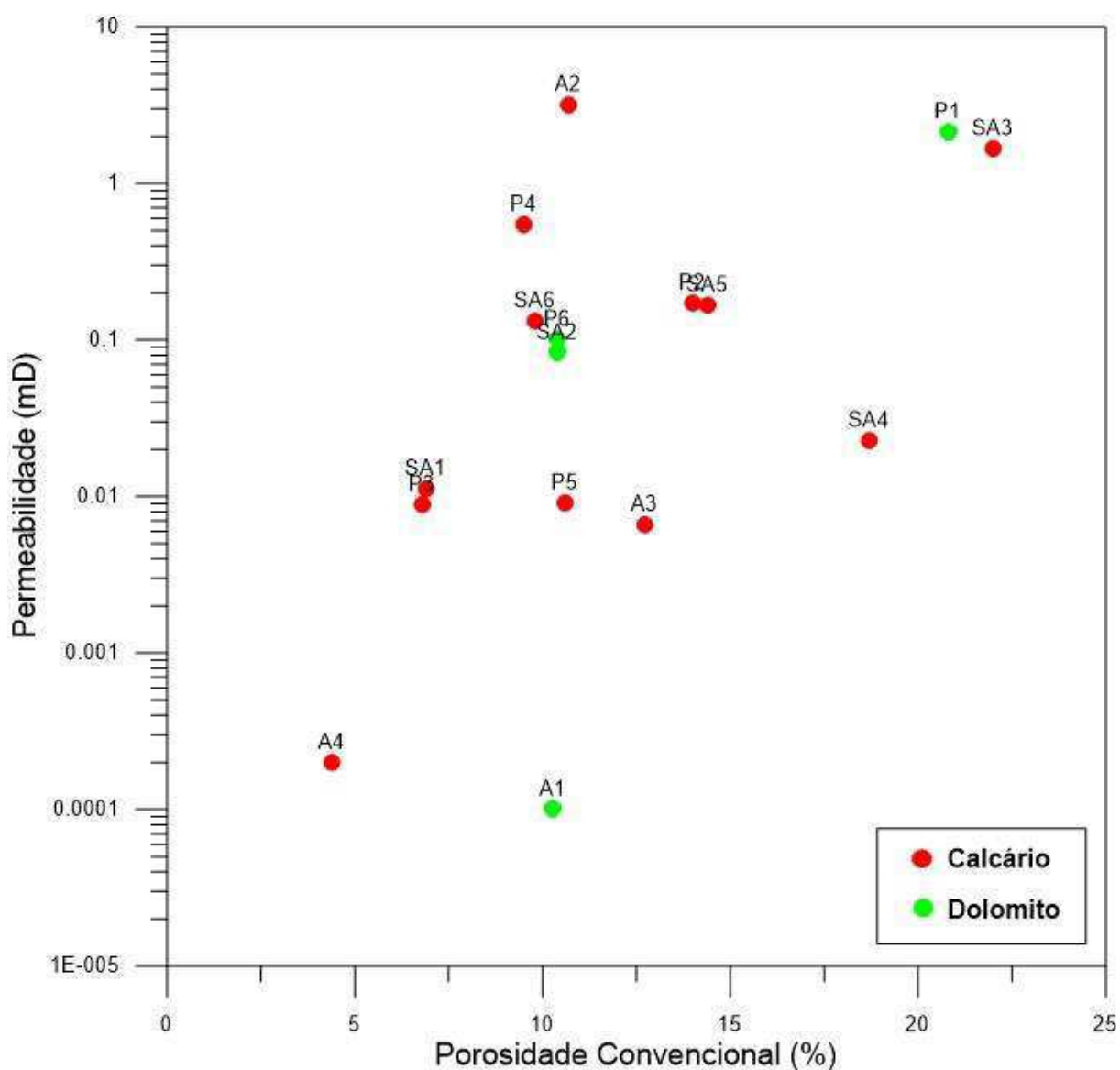


Figura 32: Relação entre porosidade e permeabilidade das amostras.

4.4 Petrofísica computacional

A figura 33 relaciona duas propriedades obtidas através de análises computacionais: porosidade total e tortuosidade. Pode-se observar que há uma relação entre essas propriedades, onde apresenta um decaimento exponencial. As amostras com menores valores de porosidade apresentam maiores valores de tortuosidade. De forma geral, esta relação ocorre pelo fato de que uma amostra com porosidade baixa possui menos canais porosos. Por conta disso, a amostra apresenta menor número de caminhos preferenciais ao fluxo de fluidos, podendo assim aumentar o valor da tortuosidade desses caminhos porosos.

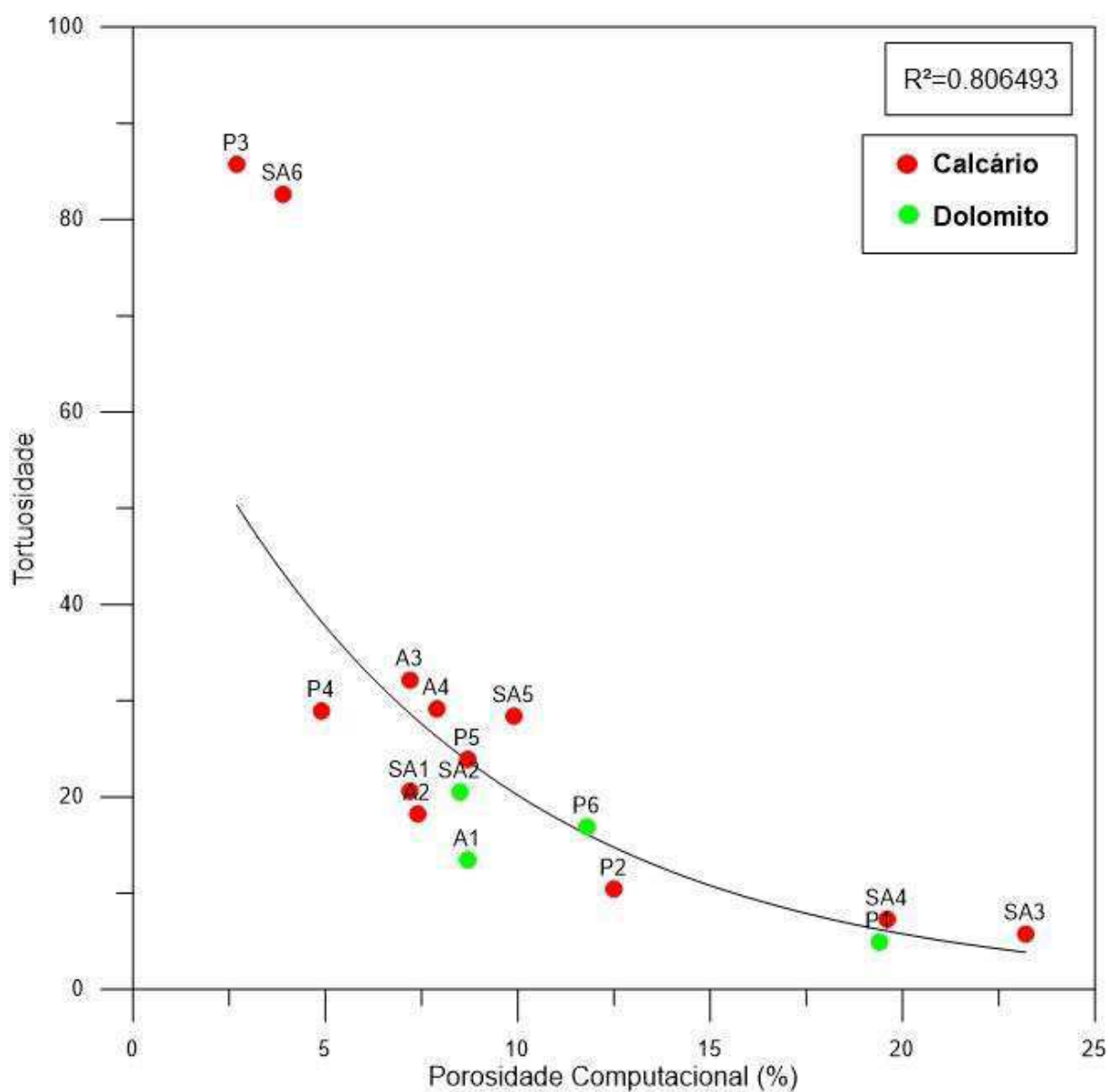


Figura 33: Relação entre porosidade computacional e tortuosidade.

A figura 34 apresenta um comparativo dos tipos de porosidade encontrados para cada amostra analisada. Pode-se observar que das dezesseis amostras analisadas, quatorze possuem mais microporos do que macroporos. Apenas as amostras SA3 e P1 possuem mais macroporos em sua porosidade total. Com destaque para a amostra P1, onde quase 80% de sua porosidade total é de formada por macroporos. No entanto, a possível presença de porosidade vulgar não é considerada na análise de imagens de microtomografia, uma vez que os poros vulgares são, geralmente, maiores que as próprias amostras microtomografadas.

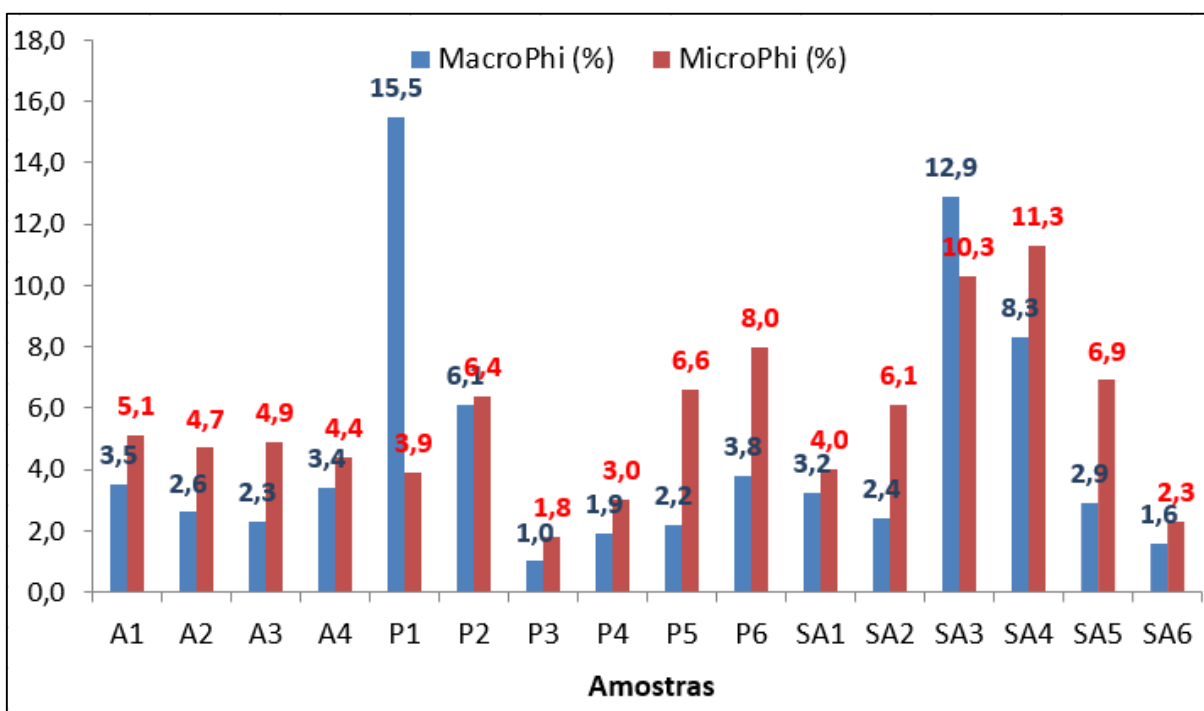


Figura 34: Comparativo entre os tipos de porosidade das amostras analisadas.

4.5 Petrofísica convencional x Petrofísica computacional

A figura 35 apresenta a relação entre a porosidade obtida através de ensaios convencionais de laboratório e a porosidade total medida computacionalmente. Pode-se observar que existe uma boa correlação, onde, para a maioria das amostras a porosidade obtida por ambos os métodos apresentam valores próximos. Algumas exceções podem ser explicadas pelo fato da abrangência dos métodos. Tendo em vista que o método computacional considera a presença de microporosidade das amostras. Enquanto isso, nos ensaios convencionais, o equipamento considera apenas a porosidade efetiva das amostras. Outro fator que influencia nesta diferença de valores pode ser o subvolume selecionado para a análise no ensaio computacional, que pode não ser completamente representativo do plugue utilizado nos ensaios convencionais, além de não englobar possíveis poros vulgares.

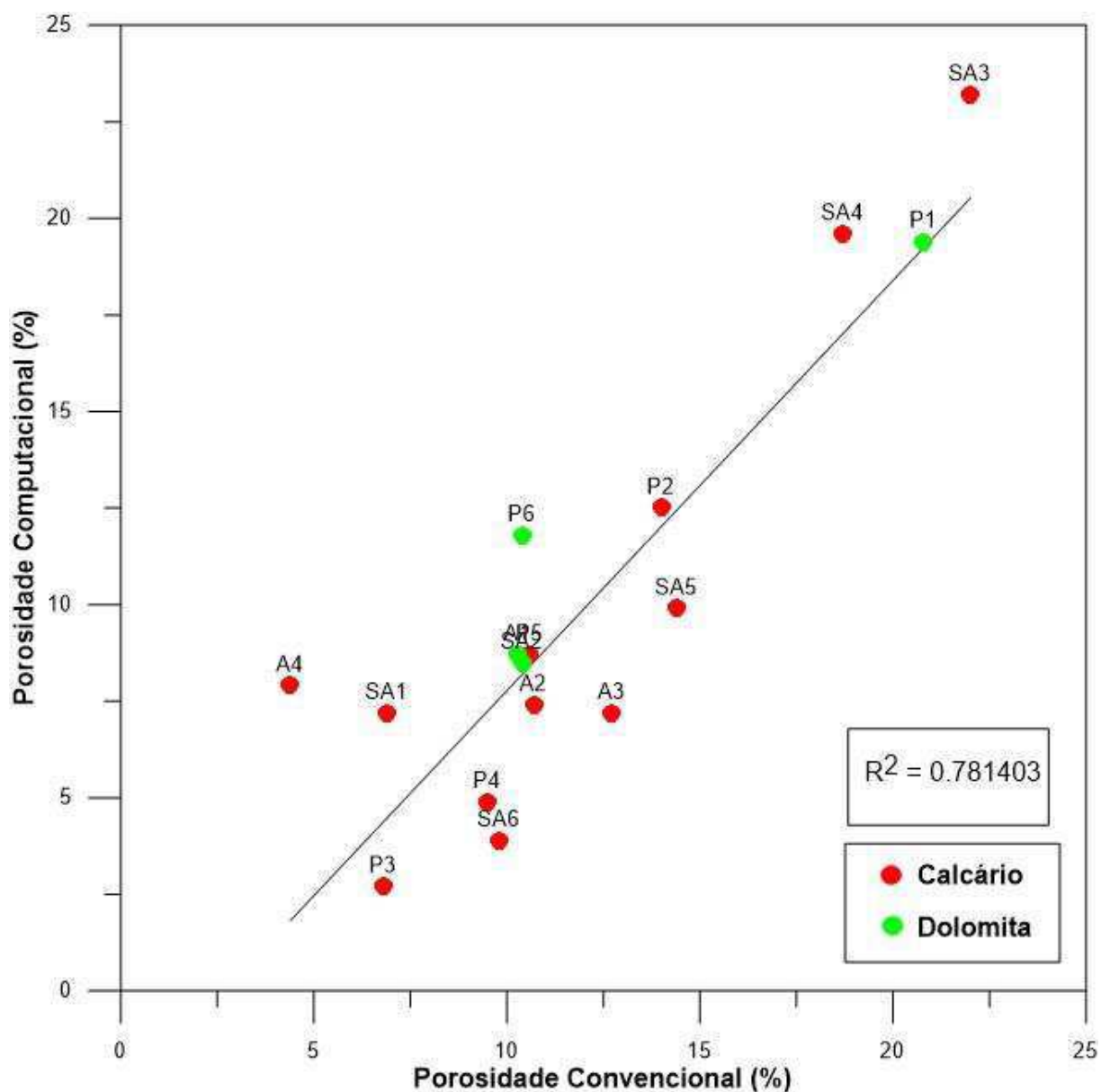


Figura 35: Relação entre a porosidade convencional e computacional.

A relação entre a porosidade computacional e a densidade total das amostras analisadas é demonstrada pela Figura 36. Semelhante à relação que a densidade total apresentou com a porosidade convencional, a mesma ocorre com a porosidade obtida computacionalmente, onde a densidade total é maior para amostras menos porosas, como já discutido na Figura 30. Por outro lado, ocorre uma dispersão um pouco maior da correlação da densidade total com a porosidade computacional, quando comparada com a porosidade convencional. Este fato pode estar relacionado com a variação na composição mineral das amostras.

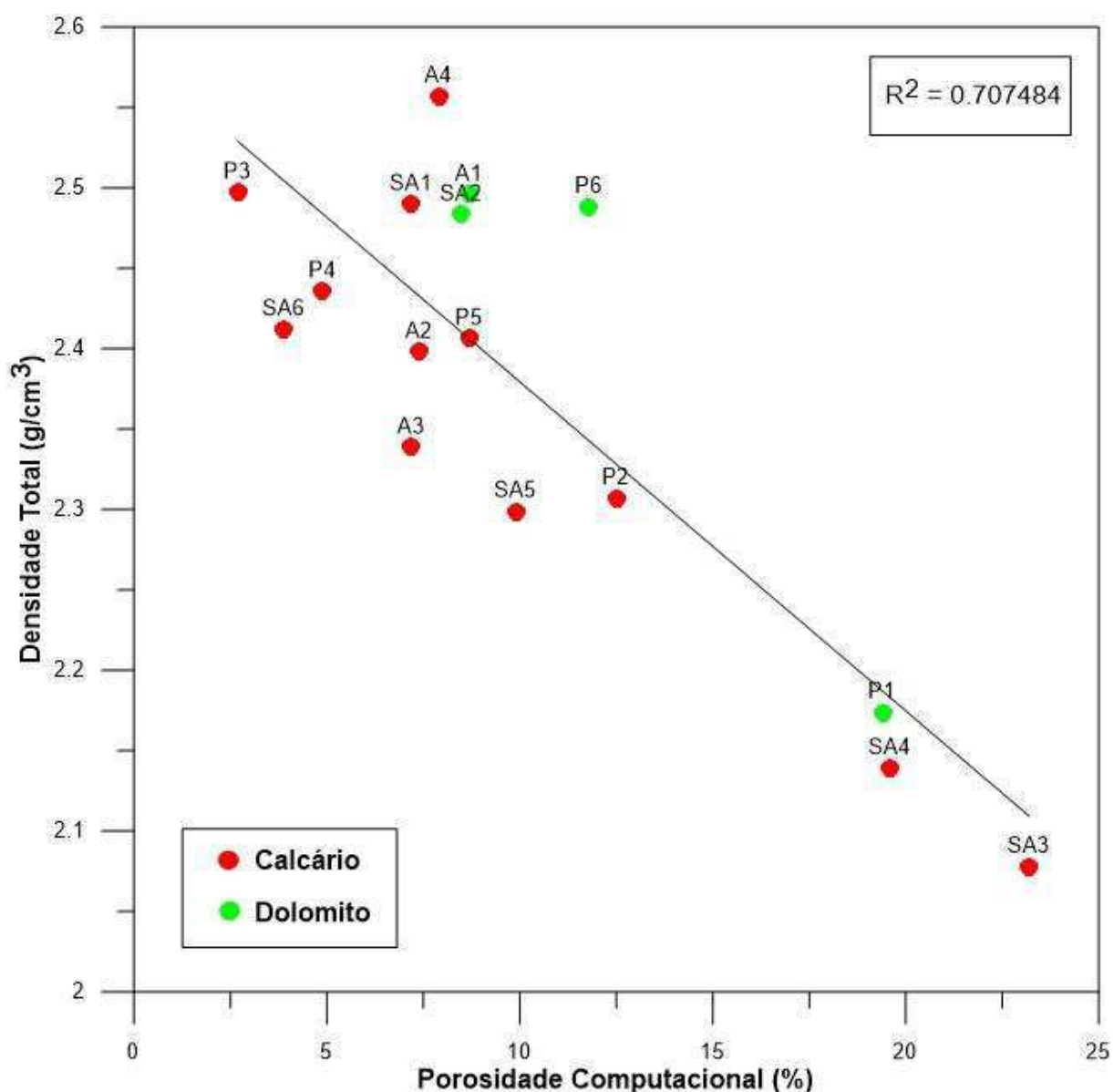


Figura 36: Relação entre porosidade computacional e densidade total das amostras analisadas.

4.6 Propriedades elétricas x Propriedades petrofísicas

A figura 37 apresenta uma comparação entre os valores de resistividade elétrica das dezesseis amostras analisadas. Pode-se verificar que o tipo da rocha tem relação direta com os valores de resistividade. As quatro amostras de dolomitos apresentam valores de resistividade mais baixos, quando comparadas com as demais amostras. Isso se dá pelo fato de sua matriz ser mais condutiva do que a matriz dos calcários, tornando assim, as amostras menos resistivas a passagem da corrente elétrica. Seguindo esse conceito as amostras de calcário apresentam maiores valores de resistividade elétrica. Dentre as amostras de calcário, a amostra SA3 é a que

apresenta menor valor de resistividade. Provavelmente, essa diferença no valor de resistividade da amostra SA3 se dá pela influência de outras propriedades presente na mesma, tais como a conectividade de seus poros.

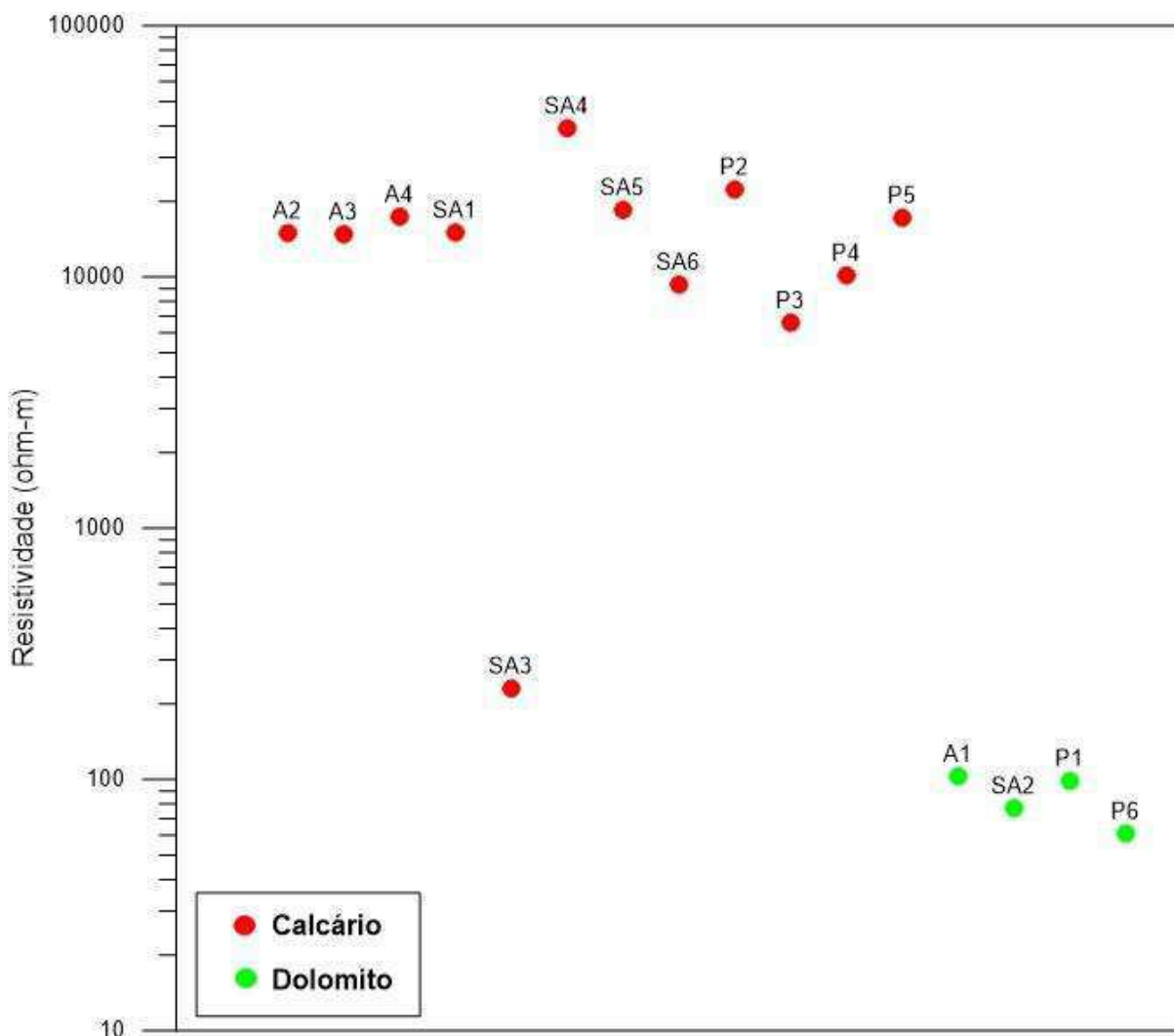


Figura 37: Resistividade elétrica das amostras analisadas.

Como observado anteriormente, os valores de resistividade elétrica possuem relação direta com o tipo de rocha das amostras analisadas. Mas outras propriedades destas amostras podem influenciar seus valores de resistividade. As propriedades petrofísicas, por exemplo, definem algumas características das rochas que podem afetar os valores das propriedades elétricas das mesmas.

A relação entre a resistividade elétrica e a densidade de grãos das amostras é apresentada na figura 38. Confirmando o que foi visto na figura 37, pode-se observar que se formam basicamente dois grupos, de acordo com o tipo de rocha de cada

amostra, e a amostra SA3 foge desse padrão. Além disso, pode-se observar que a relação da resistividade com o tipo de rocha está ligada à densidade dessa matriz rochosa. Mesmo com certa dispersão, observa-se que maiores valores de resistividade estão presentes em amostras de menor densidade de grãos.

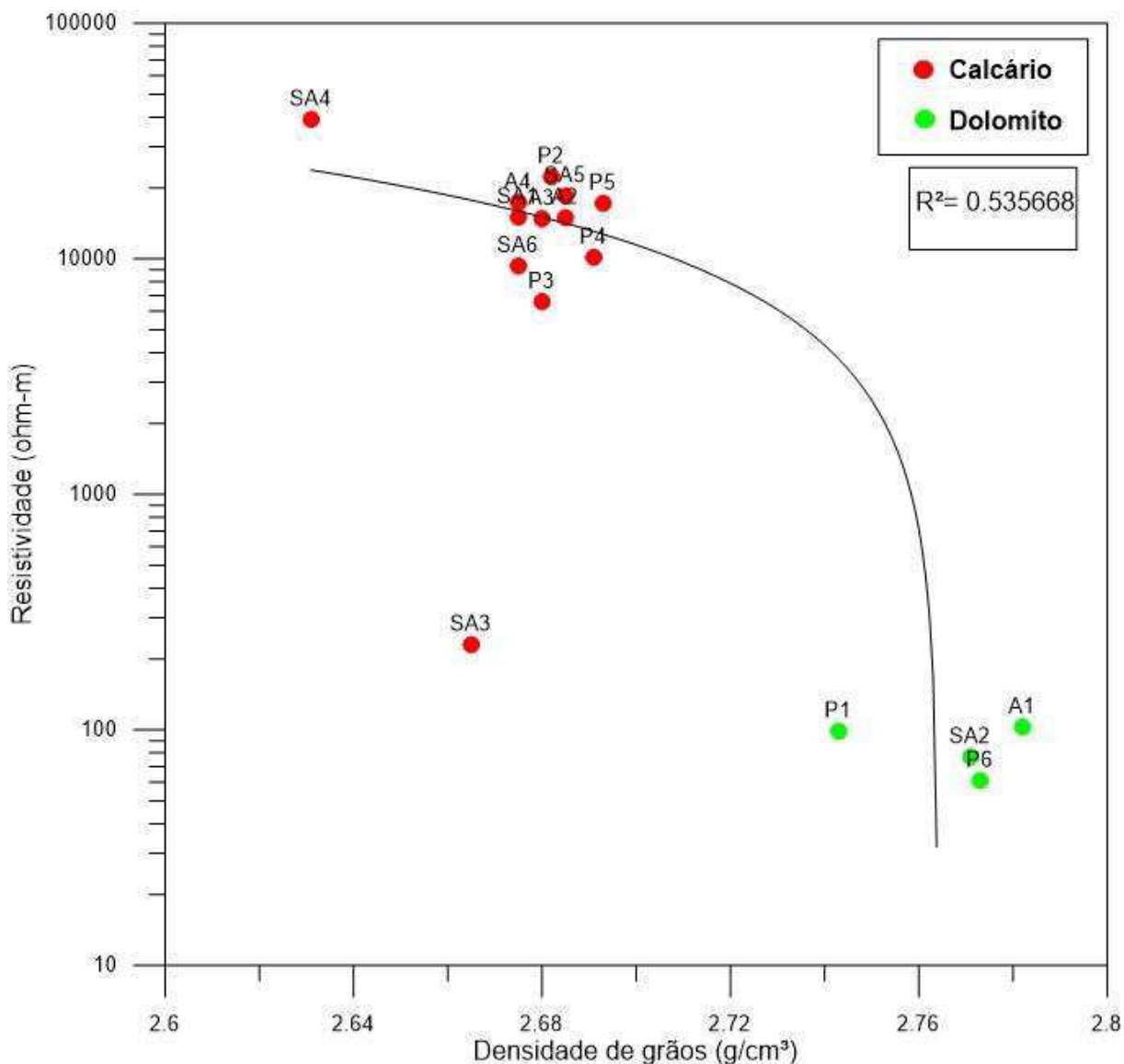


Figura 38: Relação entre resistividade elétrica e densidade de grãos das amostras analisadas.

A figura 39 apresenta a relação da resistividade elétrica, de todas as amostras analisadas, com a porosidade computacional. Foi escolhida a porosidade obtida computacionalmente para a análise pois as propriedades elétricas também foram obtidas através de ensaios computacionais, e dos mesmos subvolumes das amostras.

Pode-se observar uma boa relação para a maioria das amostras de calcário, com exceção da amostra SA3. Na figura 39 não foi possível verificar nenhuma relação

para as amostras de dolomito. Em parte isso se dá porque a escala do eixo das ordenadas é linear. Essa escala foi mantida para realçar a relação linear que ocorre para as amostras de calcário.

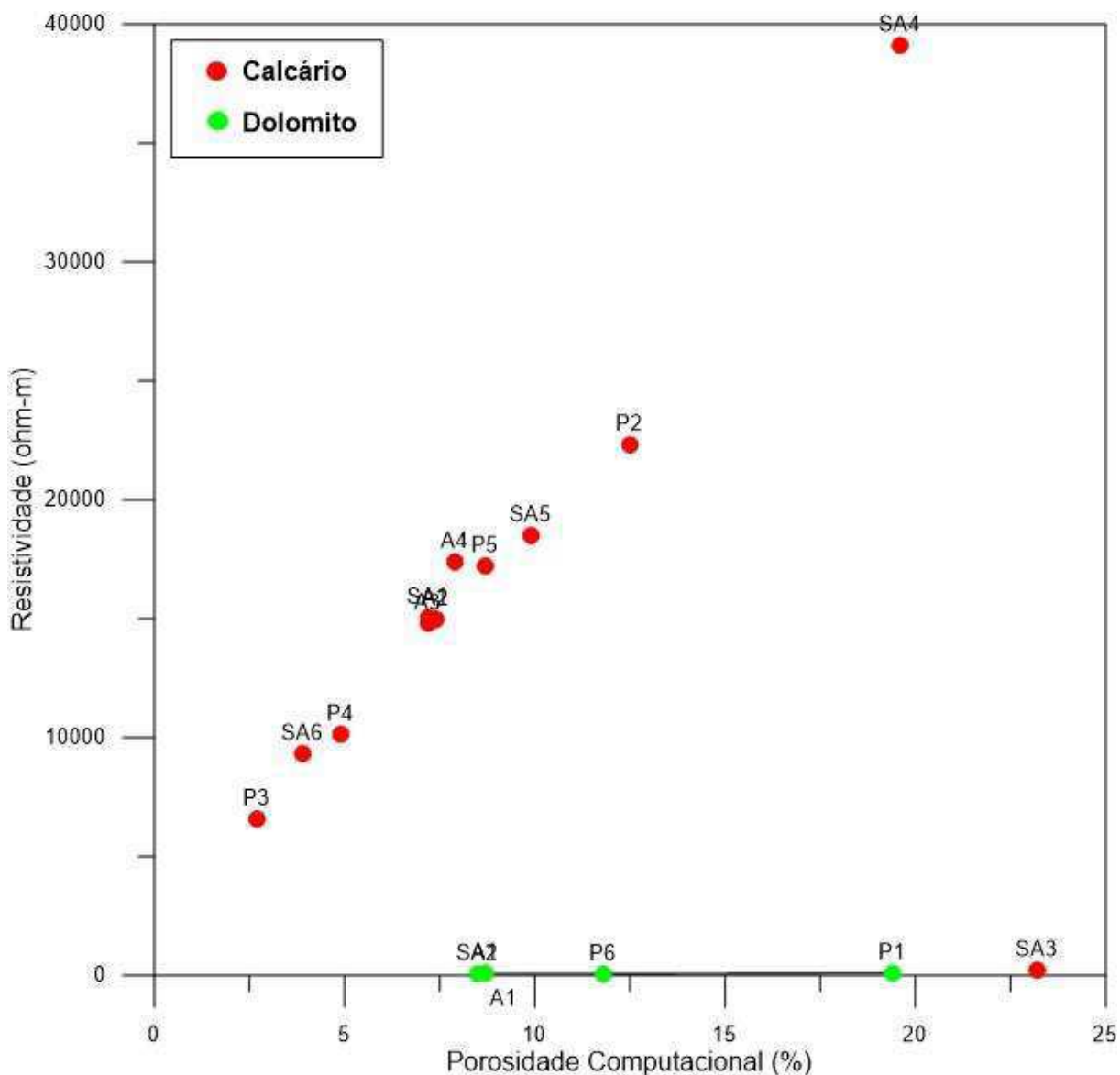


Figura 39: Relação entre porosidade computacional e resistividade elétrica.

Com o objetivo de analisar melhor a relação entre resistividade elétrica e a porosidade computacional para as amostras de calcário, a figura 40 apresenta essa relação apenas para as doze amostras de calcário. Já a figura 41 apresenta essa mesma relação, sendo que apenas para as quatro amostras de dolomito.

Para as amostras de calcário, a relação observada na figura 40 indica que amostras com maior porosidade também apresentam maior resistividade, mesmo

essas amostras sendo saturadas com água, um fluido com alta condutividade. Sendo assim, a porosidade apesar de ser uma propriedade relevante para o cálculo da resistividade, onde por teoria, deveriam apresentar relação inversamente proporcional entre si, para estas amostras não se observou o comportamento esperado.

A amostra SA3 se destaca mais uma vez por não apresentar comportamento semelhante as demais. É a amostra analisada com maior valor de porosidade e apresenta valor de resistividade mais baixo, dentre todas elas. Sendo assim, a amostra SA3 pode ser a única a apresentar influência determinante por sua porosidade, já que possui um alto valor dessa propriedade, e por ser uma amostra de rocha saturada com água, a baixa resistividade da água pode está baixando o valor da resistividade da rocha saturada. Outras propriedades podem afetar os valores de resistividade das amostras, por exemplo, o expoente de cimentação m , já que a amostra SA3 apresenta o menor valor dentre todas as amostras.

Outra propriedade que pode ter importante influência nos valores de resistividade é a conectividade dos poros, já que mesmo uma amostra possuindo um alto valor de porosidade, pode apresentar alta ou baixa conectividade de seus poros. Assim, uma rocha pode apresentar uma baixa resistividade quando possui alta porosidade e boa conectividade de seus poros, desde que esses poros possuam um fluido de alta condutividade, como a água, o que ocorre nesta presente pesquisa.

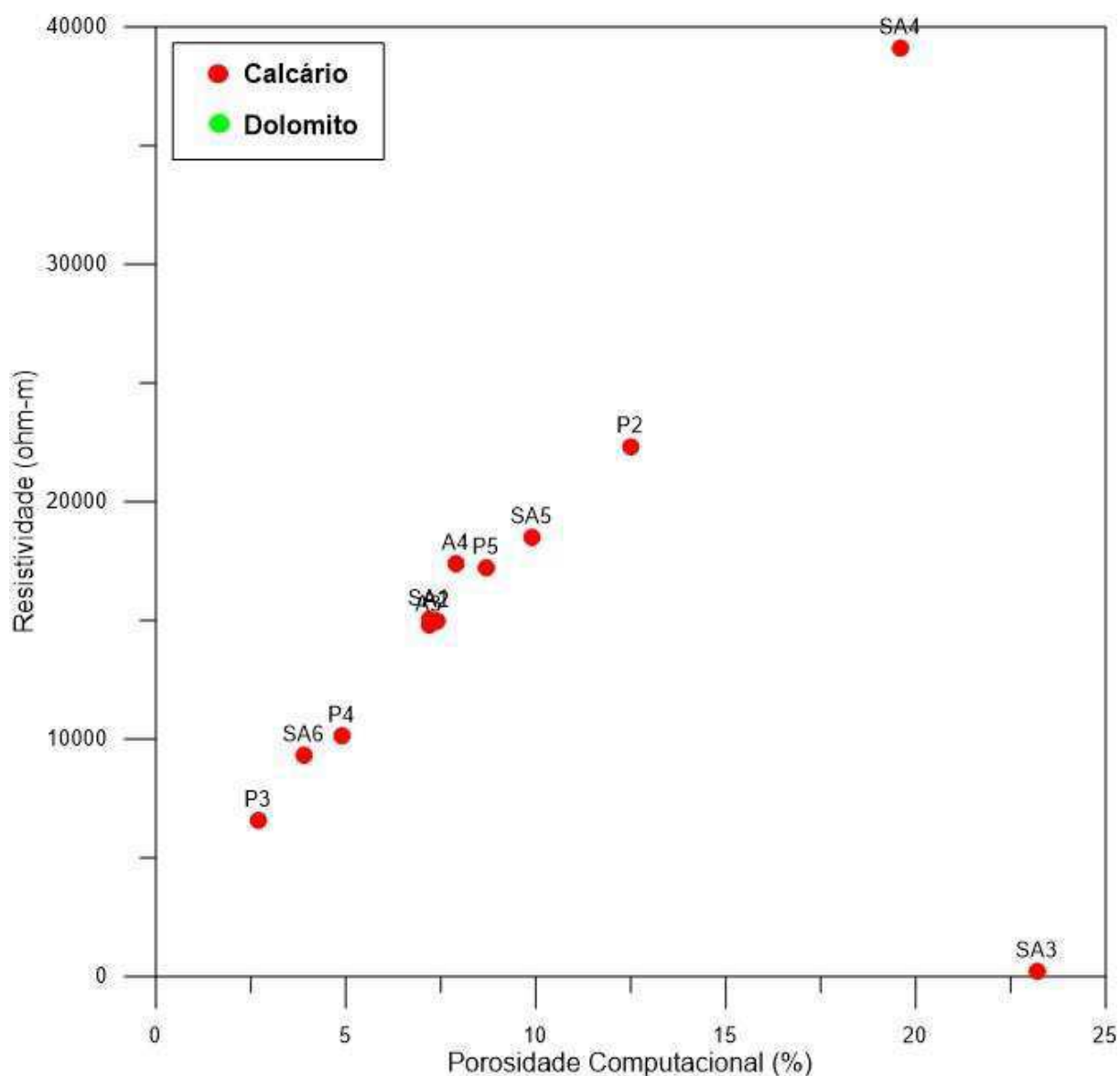


Figura 40: Relação entre porosidade computacional e resistividade, para as amostras de calcário.

A figura 41 traz a mesma relação, entre porosidade computacional e resistividade, mas apenas para as amostras de dolomito. Não é possível determinar nenhuma forte relação entre essas duas propriedades analisadas. Além disso, levando em consideração todas as amostras analisadas (calcários e dolomitos), os dolomitos apresentam valores próximos de resistividade, entre si, para as quatro amostras, e todos esses valores, consideravelmente baixos, quando comparados às demais amostras. Esses baixos valores de resistividade para os dolomitos confirmam a influência da matriz rochosa sobre o valor da resistividade.

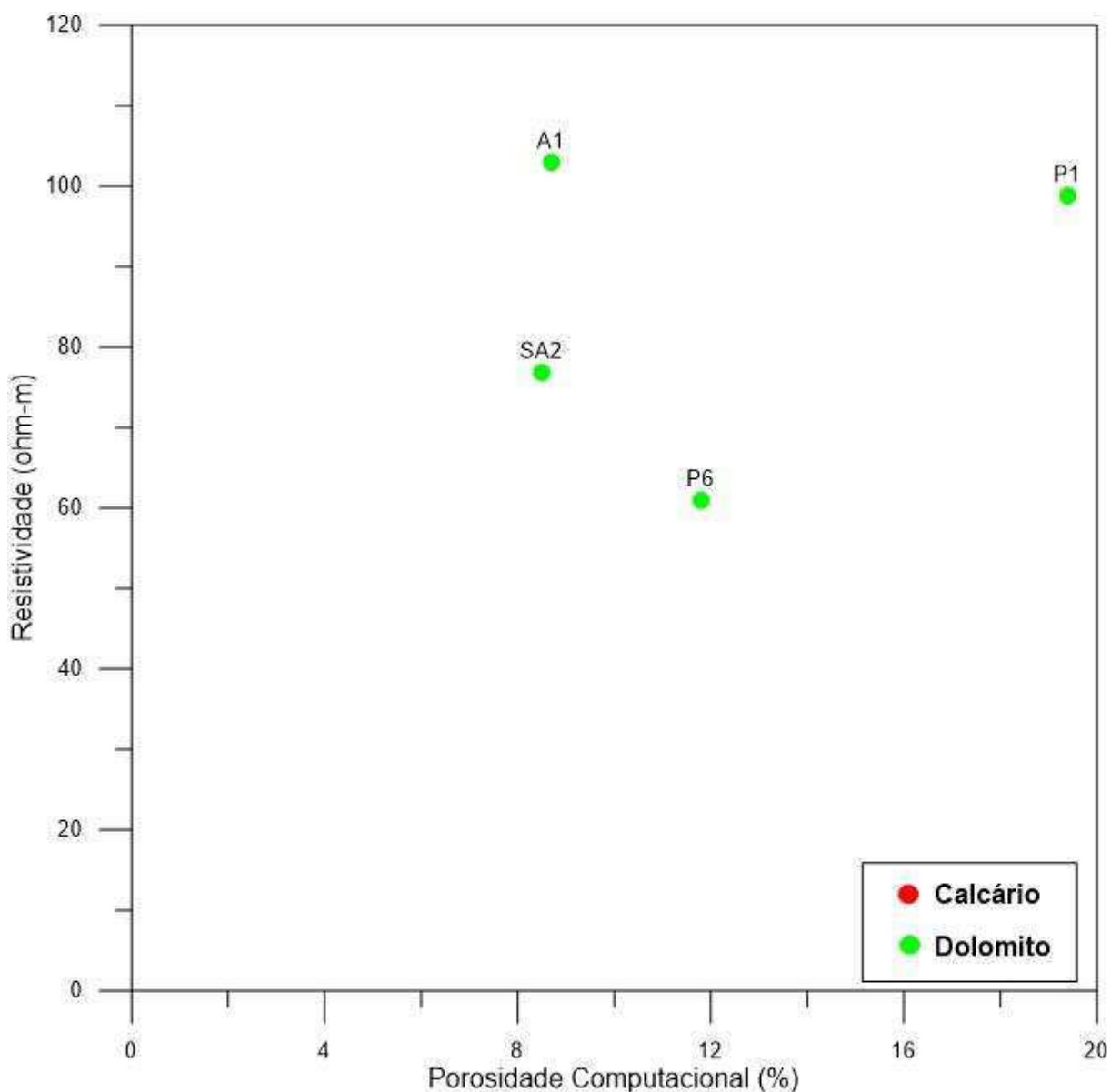


Figura 41: Relação entre porosidade computacional e resistividade, para as amostras de dolomito.

4.7 Avaliação da molhabilidade das amostras

A molhabilidade da rocha pode ser avaliada com base em seus valores de coeficiente de saturação. No presente trabalho foi adotado que valores de coeficiente de saturação de até 4 são representativos de rochas carbonáticas molháveis a água, valores superiores a 8, como sendo característicos de amostras carbonáticas molháveis a óleo e valores entre 4 e 8 como sendo de rochas com molhabilidade intermediária ou neutra. A figura 42 apresenta o coeficiente de saturação de todas as amostras analisadas no presente trabalho, onde a partir dos valores observados pode-se avaliar a molhabilidade de cada uma delas.

Baseado na figura 42 é possível avaliar que dentre todas as amostras estudadas, sete delas possuem molhabilidade a água, três delas são avaliadas com molhabilidade intermediária ou neutra e seis amostras são preferencialmente molháveis por óleo.

A partir desta avaliação da molhabilidade pode-se observar que a molhabilidade das rochas não possuem relação aparente com o tipo de rocha nas presentes amostras. Por outro lado, com relação a localidade das mesmas, pode-se determinar que nenhuma das amostras estudadas da bacia do Araripe apresentou ser molhável a óleo, sendo 3 delas (A1, A3 e A4) molháveis a água, e uma (A2) com molhabilidade neutra ou intermediária. Já as amostras com origem na bacia Sergipe-Alagoas em sua maioria (SA1, SA2, SA3, SA4 e SA5) apresentaram molhabilidade por óleo, onde apenas a amostra SA6 foi estimada com molhabilidade neutra ou intermediária. As amostras da bacia Potiguar apresentaram molhabilidades em todos os três tipos estimados, sendo quatro delas preferencialmente molháveis a água (P1, P2, P3 e P5), uma com molhabilidade neutra ou intermediária (P4) e uma preferencialmente molhável a óleo (P6).

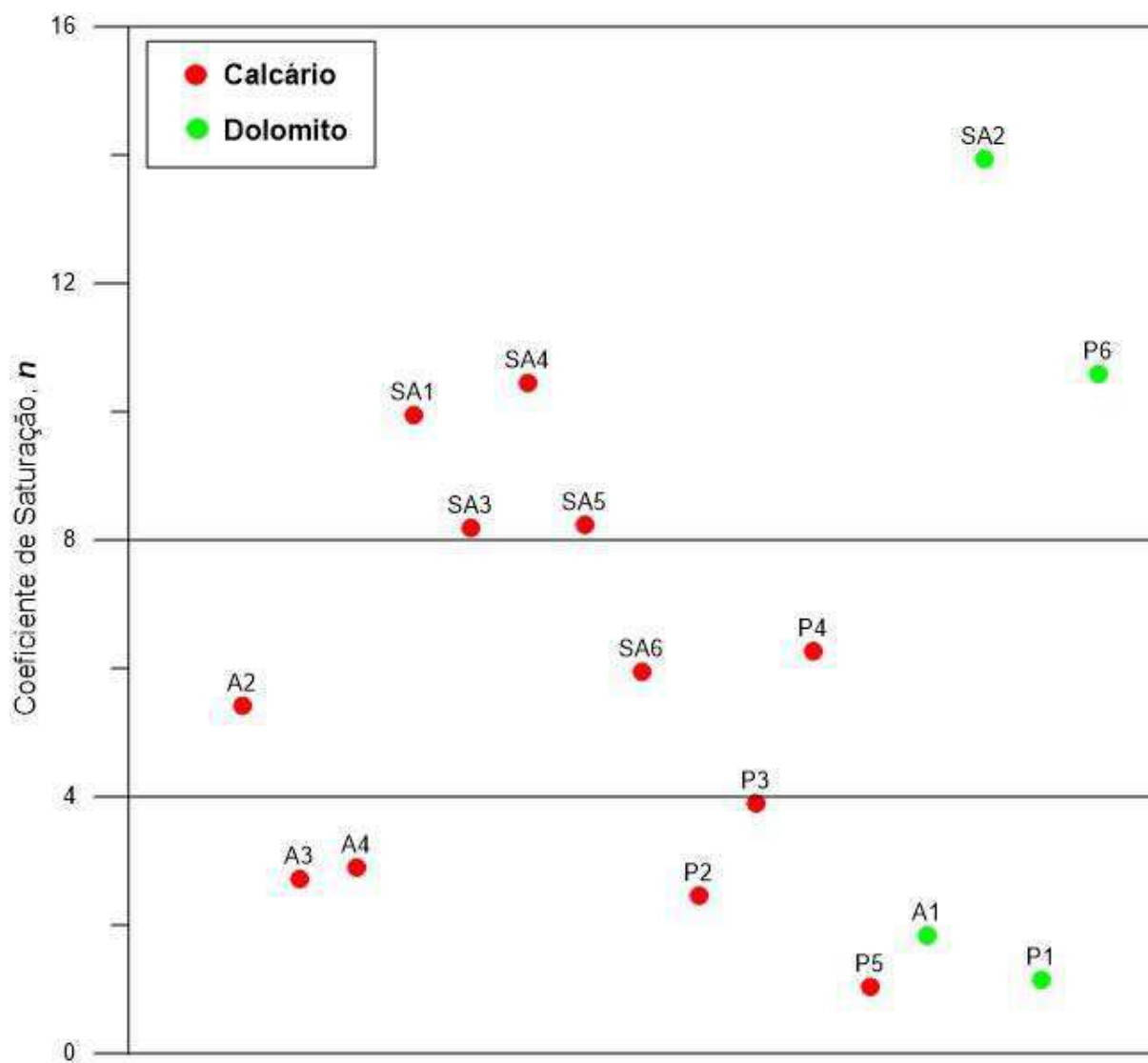


Figura 42: Coeficiente de saturação de todas amostras analisadas.

5 CONCLUSÕES

As dezesseis amostras analisadas na presente pesquisa são carbonatos provenientes de três bacias (Araripe, Potiguar e Sergipe – Alagoas), dentre estas, doze são calcários e quatro dolomitos. Ao realizar ensaios laboratoriais e obter os valores de densidade de grãos das amostras, podemos confirmar que as composições mineralógicas das mesmas possuem influência predominante em suas densidades de grãos. As amostras de dolomito apresentaram valores superiores de densidade de grãos quando comparadas com as amostras de calcário.

A densidade total das amostras também é influenciada por outras propriedades. A porosidade apresentou boa correlação com a densidade total das amostras analisadas, ocorrendo uma relação inversamente proporcional. Isto se dá por a densidade total ser calculada pela razão da massa pelo volume, sendo assim, quanto mais porosa a amostra, menor é a sua massa.

Ao analisarmos a relação entre a porosidade e a permeabilidade, foi possível observar que apesar da ligação esperada entre estas propriedades, outros fatores podem causar dispersão nos resultados. Por exemplo, as amostras A1 e A2 possuem valores de porosidade semelhantes, mas com permeabilidades bem diferentes. Este fator pode ser explicado pela baixa conectividade dos poros da amostra A1, resultando em uma permeabilidade praticamente nula.

A tortuosidade das amostras foi obtida por análise computacional. Esta propriedade representa o caminho real percorrido por um canal permeável. Foi verificado que a porosidade pode apresentar relação com a tortuosidade de uma amostra, onde, amostras com baixa porosidade tendem a apresentar maiores valores de tortuosidade, quando comparadas a amostras mais porosas.

Na presente pesquisa obtemos dados de porosidade de forma convencional e por análise computacional. Ao analisarmos as porosidades obtidas em ambas as metodologias verifica-se que em algumas amostras os valores são diferentes. A escolha do subvolume da amostra analisado computacionalmente e o fato do ensaio convencional medir apenas a porosidade efetiva e não-vugular são os principais motivos para esta diferença.

Quando são analisados os valores de resistividade elétrica, obtidos através das simulações computacionais no *software COMSOL*, verifica-se que o tipo da rocha tem relação direta com os valores de resistividade. As amostras de dolomitos apresentam menor resistividade, isso se dá pelo fato de sua matriz ser mais condutiva do que a matriz dos calcários.

Ao observarmos as possíveis relações entre algumas propriedades petrofísicas e a resistividade elétrica das amostras, foi possível verificar que aquelas que possuem maior porosidade também apresentam maior resistividade, mesmo essas amostras sendo saturadas com água. Esse fato pode estar ligado a conectividade desses poros, já que poros conectados aumentariam a condutividade elétrica para amostras de rochas saturadas com água.

A molhabilidade foi estimada na presente pesquisa através dos valores de coeficiente de saturação de cada amostra. Sendo assim, das dezesseis amostras estudadas, sete delas possuem molhabilidade a água, três delas são estimadas com molhabilidade intermediária ou neutra e seis amostras são preferencialmente molháveis por óleo.

Por fim, foi possível observar que a molhabilidade das rochas não possuem relação aparente com o tipo de rocha amostras analisadas. Quanto a localização, nenhuma amostra da bacia do Araripe apresentou molhabilidade a óleo. Já as amostras com origem na bacia Sergipe-Alagoas em sua maioria apresentaram molhabilidade por óleo. As amostras da bacia Potiguar apresentaram molhabilidade de todos os três tipos estimados, sendo quatro delas, de um total de seis, preferencialmente molháveis a água.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMAD, T. *Reservoir Engineering Handbook*. 2. ed., Butterworth-Heinemann, 1211 p. 2001.

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

ALMEIDA, R. O. G. *Petrofísica experimental: uma ferramenta para caracterização de reservatórios de petróleo*. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ. 2013.

ALVES, H. D. L. *Análise da porosidade de sedimentos geológicos usando a técnica de microtomografia computadorizada*. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Nuclear) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2012.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural*. 135 p. Rio de Janeiro. 2001.

APOLINÁRIO, F. O. *Influência da saturação fluida nas propriedades elásticas de rochas carbonáticas*. 137 p. Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande-PB. 2016.

ARCHIE, G. E. *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics*. 146 p. Transactions American Institute of Mining Engineers, EUA. 1942.

ARARIPE, P. T.; FEIJÓ, F. J. *Bacia Potiguar*. *Boletim de geociência da Petrobrás*. Vol. 8. Rio de Janeiro. 1994.

ARNS, C. H.; KNACKSTEDT, M. A.; PINCZEWSKI, W. V. *Accurate estimation of transport properties from microtomographic images*. *Geophysical research letters*, Vol. 28, n 17. 2001.

ASSINE, M. L. *Análise Estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil*. *Revista Brasileira de Geociências*. Vol. 22, n. 3. São Paulo. 1992.

ASSINE, M. L. *Bacia do Araripe*. Revista Brasileira de Geociências. Vol. 15, n. 2. São Paulo. 2007.

AZAR, J. H.; JAVAHERIAN, A.; PISHVAIE, M. R.; NABI-BIDHENDI, M. *An approach to defining tortuosity and cementation factor in carbonate reservoir rocks*. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 60, 125-131. 2007.

BATTILANI, G. A.; GOMES, N. S.; GUERRA, W. J. *Evolução diagenética dos arenitos da formação morro do chapéu, grupo chapada diamantina, na região de morro do chapéu, Bahia*. Geonomos, Vol. 4. 81-89. 1996.

BRITO, D. N. C. *Determinação da porosidade – integração do testemunho e do perfil de densidade através da rede neural backpropagation*. Instituto de Geociências - Faculdade de Geofísica. Universidade Federal do Pará. Belém. 2008.

CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*. American Association of Petroleum Geology, Vol. 54, pp. 1970.

CLARCK, J. S. P. *Handbook of Physical Constants - Revised Edition*. Geological Society of America. 1966.

COSENTINO, L. *Integrated Reservoir Studies*. 310 p. Editions Technip, Paris – França. 2001.

COSTA, A. B. S. *Diagênese e proveniência dos arenitos da tectonossequência rifte nas Bacias do Rio do Peixe e do Araripe, NE do Brasil*. Dissertação (Mestrado em Geodinâmica) – Programa em Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN. 2010.

CRUZ, L. R. *Caracterização tectono-estratigráfica da sequência transicional na sub-bacia de Sergipe*. Tese (Doutorado em Geodinâmica) – Centro de Ciência Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.163f. 2008.

DANTAS, F, E. P. *Gravimetria e Sensoriamento Remoto: uma aplicação ao estudo da tectônica recente entre Macau e São Bento do Norte (RN)*. 1998. 98f. Dissertação

(Mestrado em Geofísica) – Programa em Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 1998.

DVORKIN, J.; DERZHI, N.; FANG, Q.; NUR, A.; NUR, B.; GRADER, A.; BALDWIN, C.; TONO, H.; DIAZ, E. *From micro to reservoir scale: Permeability from digital experiments*. Society of Petroleum Geophysicists. Tulsa, EUA. 2009.

DVORKIN, J.; DERZHI, N.; DIAZ, E.; FANG, Q. *Relevance of computational rock physics, Geophysics*, Vol. 76, n. 5. 2011.

EBERLI, G. P.; BAECHLE, G. T.; ANSELMETTI, F. S.; INCZE, M. L. *Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks*. The Leading Edge. 2003.

FEIJÓ, F. J. Bacias de Sergipe e Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobrás. Vol. 8, n.1. Rio de Janeiro. 1994.

GHOUS, A.; SENDEN, T.J.; SOK, R.M.; SHEPPARD, A.P.; PINCZEWSKI, V.W.; KNACKSTEDT, M.A. *SPWLA Middle East Regional Symposium*. 2007.

KELLNER, A. W. A. Membro Romualdo da Formação Santana, Chapada do Araripe, CE: Um dos mais importantes depósitos fossilíferos do Cretáceo brasileiro. Sítios Paleontológicos e Geológicos do Brasil. Vol.1. 122-130. Brasília. 2002.

KNACKSTEDT, M.A.; LATHAM, S.; MADADI, M.; SHEPPARD, A.; VARSLOT, T.; ARNS, C. *Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to acoustic and flow properties*. The Leading Edge. 2009.

LIMA, O. A. L.; SHARMA, M. M. *A grain conductivity approach to shaly sand*. Geophysics. 1347-1356. 1990.

LIMA, O. A. L.; SHARMA, M. M. *A generalized Maxwell-Wagner theory for membrane polarization in shale sands*. Geophysics. 789-799. 1992.

LIMA, O. A. L.; CLENELL, M. B.; NERY, G. G.; NIWAS, S. *A volumetric approach for the resistivity response of freshwater shaly sandstones*. Geophysics. 2005.

LIMA, O. A. L. *Propriedades físicas das rochas – Bases da Geofísica aplicada*. Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro. 2014.

LUCIA, F.J.; KERANS, C.; JENNINGS JR.; J.W. *Carbonate reservoir characterization*. Technology Today Series, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin. 2003.

MARQUES, F. O.; NOGUEIRA, F. C. C.; BEZERRA, F. H. R.; CASTRO, D. L. *The Araripe Basin in NE Brazil: Na intracontinental graben iverted to a high-standing horst*. Elsevier Tectonophysics. ed. 630. 251-264. 2013.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. *The rock physics handbook – Tools for seismic analysis in porous media*. Editora Cambridge. 2003.

MEDEIROS, L.C.; SOARES, J.A.; PORTO, A.L. *Permoporosidade computacional de rochas da bacia do Rio do Peixe*. V Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador. 2012.

MOORE, C.H. *Carbonate Diagenesis and Porosity*. Ed. 1, Editora Elsevier, EUA. 1989.

NETO, J. M. M. HEGARTY, K; KARNER, G. D. *Abordagem preliminar sobre paleotemperatura e evolução do relevo da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil, a partir da análise de traços de fissão em apatita*. Boletim de Geociência da Petrobrás. Vol. 14, 113-119. 2005.

OKASHA, T.M.; FUNK, J.J.; AL-RASHIDI, H.N. *Fifty years of wettability measurements in the Arab-D carbonate reservoir*. 15th SPE Middle East Oil & Gas Show, SPE 105114, Bahrain. 2007.

OLIVEIRA, J. P. L. *Caracterização da pluma de contaminação numa antiga lixeira com o método de resistividade eléctrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica), Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. 64 p. Lisboa, Portugal. 2009.

PARKHOMENKO, E. I. *Electrical Properties of Rocks*. Institute of Physics of the Earth Academy of Sciences of the USSR. Moscow. 1967.

PETERS, E.J. *Petrophysics*, Department of Petroleum and Geosciences. University of Texas at Austin, Estados Unidos. 2007.

PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. *Sand and Sandstone. Second edition*. Springer. 1987.

PONTE, F. C.; APPI, C. J. *Proposta de Revisão da Coluna Litoestratigráfica da Bacia do Araripe*. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA - Sociedade Brasileira de Geologia. 211-226. Natal. 1990.

POPP, J. H. *Geologia Geral*. Ed. 6. LTC. 309 p. 2012.

REZAEI, M.; ASSADI, Y.; MILANI, M. R. H.; AGHAEI, E.; AHMADI, F.; BERIJANI, S. *Determination of organic compounds in water using dispersive liquid-liquid microextraction*. Elsevier. 2006.

ROCHA, B. R. P.; SAUCK, W. A. *Medidas de condutividade elétrica complexa de amostras de rochas da área MM1 – Alvo 1 – Distrito dos Carajás*. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 1, 1-9. 1982.

ROQUE, L. A. O. L.; MISSAGIA, R. M. *Análise do efeito da geometria dos poros nas propriedades físicas da rocha*. Campo dos Goytacazes – RJ. 2012.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Editora Interciência, Petrobrás, Rio de Janeiro. 2006.

SANTOS, S. C. N. *Análise estratigráfica e caracterização faciológica de depósitos sedimentares neocretácicos pertencentes à Formação Açú, Bacia Potiguar emersa-RN*. 60f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Instituto de Geociência, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

SCHALLER, H. *Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas*. Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 12, n.1, p. 21-86. Rio de Janeiro. 1969.

SCHOLLE, P. A.; ULMER-SCHOLLE, D. S. *A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis*. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA. 2003.

SENA, M. R. S. *Petrofísica e Caracterização Mineralógica de rochas Carbonáticas do nordeste Brasileiro*. 81 p. Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande-PB. 2017.

SOUZA, M. S. ; TSALLIS, C. ; CURADO, E. M. F. ; ELIAS, V. L. ; BETTINI, C. ; SCUTA, M. S. ; BEER, R. *Generalized Archie Law: Application to Petroleum Reservoirs*. Editora Elsevier. Rio de Janeiro. 1992.

SOUZA, A. A. *Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear*. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2012.

SUGUIO, K. *Geologia sedimentar*. Editora Edgard Blücher. 2003.

TELFORD, W. M.; GELDART, L. P.; SHERIFF. *Applied Geophysics*. Cambridge University Press. 770 p. 1990.

TIAB, D.; DONALDSON, E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2. ed. Nova York: Editora Elsevier. 889 p. 2004.

TONIETTO, S. N.; SMOOT, M. Z.; POPE, M. *Pore Type Characterization in Carbonate Reservoirs*. Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA. 2014.

VALLEJO, L.I.G.; FERRER, M.; ORTUÑO, L.; OTEO, C. *Ingeniería Geológica*. Editora Pearson Educación, 744 p, Madri. 2002.

VIDAL, F. W. L; PADILHA, M. W. M; OLIVEIRA, R. R. *Aspectos Geológicos da Bacia do Araripe e do Aproveitamento dos Rejeitos da Pedra Cariri-Ceará*. V SIMPÓSIO DE ROCHAS ORNAMENTAIS DO NORDESTE, Pernambuco, 2005.

WANG, Z. *Wave velocities in hydrocarbons and hydrocarbon-saturated rocks – with applications to EOR monitoring*. Tese de doutorado, Stanford University, EUA. 1988.

ZINSZNER, B; PELLERIN, F. M. *A Geoscientist's Guide to Petrophysics*. France: Editions Technip, 2007.