

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E
MINERAL**

NATHÁLIA AMORIM LIMA DE MORAES

**AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ARCHIE POR MEIO DE SIMULAÇÃO
NUMÉRICA EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES**

CAMPINA GRANDE – PB

2021

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E
MINERAL**

NATHÁLIA AMORIM LIMA DE MORAES

**AValiação dos parâmetros de Archie por meio de simulação
numérica em modelos digitais de rochas sedimentares**

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

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

CAMPINA GRANDE – PB

2021

NATHÁLIA AMORIM LIMA DE MORAES

**AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ARCHIE POR MEIO DE SIMULAÇÃO
NUMÉRICA EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES**

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

Campina Grande, 26 de fevereiro de 2021

BANCA EXAMINADORA

Dr. José Agnelo Soares
UAMG/UFCG

Dr. Antonio Abel González Carrasquilla
LENEP/UENF

Dr. Guilherme Fernandes Vasquez
CENPES/PETROBRAS

M827a Moraes, Nathália Amorim Lima de.
Avaliação dos parâmetros de Archie por meio de simulação numérica em modelos digitais de rochas sedimentares / Nathália Amorim Lima de Moraes. – Campina Grande, 2021.
107 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2021.
"Orientação: Prof. Dr. José Agnelo Soares".
Referências.

1. Propriedades Petrofísicas. 2. Avaliação de Reservas. 3. Carbonatos. 4. Arenitos. I. Soares, José Agnelo. II. Título.

CDU 552(043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EXP. PETROLIFERA E MINERACAO
Rua Aprígio Veloso, 882, - Bairro Universitário, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

FOLHA DE ASSINATURA PARA TESES E DISSERTAÇÕES

FOLHA DE ASSINATURA PARA TESES E DISSERTAÇÕES

Nathália Amorim Lima de Moraes

AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ARCHIE POR MEIO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral - PPGEPM - UFCG como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral .

Aprovada em: 26/02/2021

Prof. Dr. José Agnelo Soares – Orientador - PPGEPM-UFCG

Prof. Dr. Antonio Abel Gonzáles Carrasquilla – Examinador Externo – LENEP-UENF

Dr. Guilherme Fernandes Vasquez – Examinador Externo - CENPES-PETROBRAS



Documento assinado eletronicamente por **JOSE AGNELO SOARES, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 05/03/2021, às 19:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANTONIO ABEL GONZALEZ CARRASQUILLA, Usuário Externo**, em 16/03/2021, às 08:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Fernandes Vasquez, Usuário Externo**, em 16/03/2021, às 13:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **1324617** e o código CRC **0749BB7D**.

AGRADECIMENTOS

A Deus por todo discernimento para entender que tudo acontece segundo Seus planos.

Ao orientador, Prof. Dr. José Agnelo Soares, pelo empenho dedicado à elaboração deste trabalho, por toda atenção e incentivo. Serei eternamente grata por ter tido o apoio de um excelente mestre durante a minha vida acadêmica.

Aos membros da banca examinadora, Dr. Antonio Abel González Carrasquilla e Dr. Guilherme Fernandes Vasquez, por aceitarem fazer parte da conclusão desta etapa e contribuírem com sugestões construtivas neste trabalho.

Ao Laboratório de Petrofísica da UFCG pelo fornecimento de dados e apoio para execução deste projeto; e aos amigos que lá encontrei, por todos os momentos e aprendizados compartilhados.

À CAPES/CNPq pelo suporte financeiro fornecido à esta pesquisa.

À Universidade Federal de Campina Grande e ao Programa de Exploração Petrolífera e Mineral bem como o seu corpo docente e funcionários por toda estrutura e auxílio no decorrer desta pesquisa.

Aos meus pais, Claudio e Suelly, à minha irmã, Cláudia, e à minha protetora, Cícera, meus maiores exemplos e incentivadores, por me mostrarem a todo instante que tenho a melhor torcida ao meu lado. Cada conquista minha será sempre para vocês.

Ao meu noivo, Geraldo, por todo apoio, confiança e parceria de sempre. Sua presença e carinho foram primordiais em mais essa etapa da minha vida.

À minhas avós Solange (*in memoriam*) e Olga (*in memoriam*) e meu avô Edson, por serem parte tão importante da minha história, tenho muita admiração e orgulho.

A todos os meus amigos pelo companheirismo e por acrescentarem tantas alegrias aos meus dias. O caminho foi muito mais tranquilo por tê-los junto a mim.

Meus sinceros agradecimentos a todos que direta, ou indiretamente me incentivaram e me fizeram crescer, tanto pessoalmente como profissionalmente.

AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ARCHIE POR MEIO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES

RESUMO

A equação de Archie é o mais importante modelo utilizado para o cálculo das saturações fluidas em reservatórios de hidrocarbonetos, as quais afetam diretamente a avaliação de reservas *in situ*. Tal modelo depende de parâmetros de difícil mensuração. Neste trabalho é proposto um método, baseado na simulação numérica da propagação do campo elétrico sobre modelos digitais de rochas carbonáticas e areníticas, para a calibração dos parâmetros da equação de Archie. Imagens de microtomografia de raios-X das amostras foram segmentadas em quatro domínios: poros internos, poros externos, fase intermediária e matriz. A análise dos modelos digitais permitiu quantificar propriedades topológicas das rochas como o fator de tortuosidade dos macroporos e a conectividade, através do número de Euler, dos quatro domínios que compõem os modelos digitais das rochas. Modelos tridimensionais das rochas foram gerados e representados por malhas numéricas sobre as quais foram simulados quatro cenários alternativos de saturação fluida. Para cada cenário foram determinados os parâmetros calibrados da equação de Archie e analisados os fatores que afetam esses parâmetros. Observa-se que a conectividade dos domínios condutivos controla os valores desses parâmetros. Por fim, procede-se a uma análise do impacto dos parâmetros calibrados sobre a avaliação de reservas de hidrocarbonetos para dois reservatórios reais, um carbonático e outro arenítico. Os resultados alcançados demonstram que a determinação precisa dos parâmetros de Archie para um tipo específico de rocha-reservatório poderá impactar substancialmente a análise econômica de um dado prospecto.

Palavras-Chave: Propriedades petrofísicas; Avaliação de reservas; Carbonatos; Arenitos.

ASSESSMENT OF ARCHIE PARAMETERS FROM NUMERICAL SIMULATION USING DIGITAL MODELS OF SEDIMENTARY ROCKS.

ABSTRACT

The Archie equation is the most important model used for the calculation of fluid saturations in hydrocarbon reservoirs, which directly affects the evaluation of in situ reserves. This model depends on parameters that are difficult to measure. In this work, a method is proposed based on the numerical simulation of the propagation of the electric field on digital models of carbonate and sandstone rocks, for the calibration of the Archie equation's parameters. X-ray microtomography images of the samples were segmented into four domains: internal pores, external pores, intermediate phase and matrix. The analysis of digital models allowed to quantify topological properties of rocks such as macropore tortuosity factor and connectivity, through Euler's number, of the four domains that constitute the digital models of rocks. Three-dimensional models of the rocks were generated and represented by numerical meshes on which four alternative scenarios of fluid saturation were simulated. For each scenario, the calibrated parameters of the Archie equation were determined and the factors that affect these parameters were analyzed. It is observed that the connectivity of the conductive domains controls the values of these parameters. Finally, an analysis of the impact of calibrated parameters on the evaluation of hydrocarbon reserves for two real reservoirs, one carbonate and the other arenitic, was carried out. For the carbonate reservoir, numerically calibrated parameters resulted in reserves similar to that of reference models, while for the siliciclastic reservoir the reserves estimated by the method proposed in this work were substantially lower than those estimated by the Archie equation using commonly adopted generic parameters.

Keywords: Petrophysical properties; Reserve Evaluation; Carbonates; Sandstones.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Definição de porosidade. Fonte: Adaptado de SCHÖN, 2011.....	28
Figura 2 - Seção transversal de uma amostra de rocha. Fonte: Adaptado de ROSA <i>et al.</i> , 2006.....	28
Figura 3 - Permeabilidade com mais de uma fase. Fonte: Adaptado de MALISKA <i>et al.</i> , 2005.....	31
Figura 4 - Definição de tortuosidade. Fonte: SCHLUMBERGER, 2019.....	32
Figura 5 - Distribuição dos fluidos em diferentes tipos de molhabilidade. Fonte: Adaptada de ABDALLAH <i>et al.</i> , 2007.....	34
Figura 6 – Plugues das amostras utilizadas nesta pesquisa. Fonte: Adaptado de KOCUREK INDUSTRIES, 2019.	41
Figura 7 - Processo de aquisição de dados de microCT.	42
Figura 8 - Fluxograma para extrair o subvolume.	42
Figura 9 - Imagem da amostra AC_012 processada no Avizo Fire® com indicação da posição do subvolume extraído.	43
Figura 10 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para cálculo da macroporosidade da amostra AC_012.	44
Figura 11 - Identificação dos macroporos do subvolume com uso do <i>Interactive Thresholding</i> na amostra AC_012. Na imagem da direita, a aplicação do <i>Interactive Thresholding</i> mostra em azul os macroporos e em preto a fase composta pelos grãos minerais.....	44
Figura 12 - Identificação da fração intermediária do subvolume, com uso do <i>Interactive Thresholding</i> , na amostra AC_012. Na imagem da direita, a aplicação do <i>Interactive Thresholding</i> mostra em azul a região que contém os microporos.	45
Figura 13 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para cálculo da microporosidade.	46
Figura 14 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para cálculo do fator de tortuosidade.....	47
Figura 15 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para geração de malhas.	48
Figura 16 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para a aplicação do número de Euler.....	51
Figura 17 - Fluxograma para importação da malha do Avizo Fire® para o COMSOL Multiphysics®.....	52

Figura 18 - Comparativo gráfico da porosidade computacional das amostras obtido pelos subvolumes das imagens microtomográficas no Avizo Fire®.....	59
Figura 19 - Malhas tridimensionais. (A) Amostra AC_12. (B) Amostra IL3_20. (C) Amostra SD_12. (D) Amostra PSS_02. (E) Amostra CGS_15. (F) Amostra SCS_01. Em amarelo a matriz; roxo o poro interno; verde o poro externo; vermelho a fase intermediária.....	60
Figura 20 - Amostra AC_12. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	62
Figura 21 - Amostra IL3_20. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	62
Figura 22 - Amostra SD_12. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	63
Figura 23 - Amostra PSS_02. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	63
Figura 24 - Amostra CGS_15. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	64
Figura 25 - Amostra SCS_01. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.....	64
Figura 26 – Representação esquemática da conectividade dos poros internos, poros externos e da fase intermediária a partir da descrição qualitativa.....	65
Figura 27 - Representação esquemática da conectividade dos poros internos, poros externos e da fase intermediária a partir do Logaritmo do Euler Number.	66
Figura 28 - Gráfico comparativo de porosidade computacional das amostras obtido a partir das malhas tridimensionais no Comsol Multiphysics®.....	69
Figura 29 - Gráfico comparativo do percentual de poros internos, externos e microporos.....	69
Figura 30 - Relação entre a tortuosidade e a macro porosidade de cada amostra. .	71
Figura 31 - Passagem de corrente elétrica na amostra AC_12.....	72
Figura 32 - Passagem de corrente elétrica na amostra IL3_20.....	73
Figura 33 - Passagem de corrente elétrica na amostra CGS_15.....	74
Figura 34 - Passagem de corrente elétrica na amostra PSS_02.....	74
Figura 35 - Passagem de corrente elétrica na amostra SD_12.....	75
Figura 36 - Passagem de corrente elétrica na amostra SCS_01.....	75

Figura 37 - Comportamento dos expoentes de saturação (n) de todas as amostras para cada um dos casos estudados. Caso 2 (com água no poro externo e com óleo no poro interno); Caso 3 (com óleo no poro externo e com água no poro interno) e Caso 4 (com óleo no poro e externo e com óleo no poro interno).....	80
Figura 38 - Regressão linear múltipla nos dados de fator de tortuosidade e de conectividade das porosidades internas e externas e da fase intermediária.	82
Figura 39 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de cimentação.	83
Figura 40 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de saturação do caso 2.	84
Figura 41 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de saturação do caso 3.	85
Figura 42 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de saturação do caso 4.	86
Figura 43 - Variação de n com a saturação de água para os casos 2 e 4 de todas as amostras. A linha em azul se refere as amostras de carbonatos e a linha preta aos arenitos.	87
Figura 44 - Perfis geofísicos de um poço em reservatório carbonático do Pré-sal...94	94
Figura 45 - Perfis de saturação de água e espessuras das camadas portadoras de HC do reservatório do pré-sal da Bacia Santos.	95
Figura 46 - Perfis de poço com arenitos do pós-sal da Bacia Campos.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Litologia, formação, idade e localização geográfica das amostras rochosas estudadas nesta pesquisa.....	40
Tabela 2 - Divisão do espectro em intervalos de tons de cinza para todas as amostras (subintervalos dentro do intervalo 0 a 255).	48
Tabela 3 - Propriedades dos materiais utilizadas no COMSOL Multiphysics®.....	53
Tabela 4 - Dados de porosidade computacional de todas as amostras calculados em subvolumes das imagens microtomográficas.....	59
Tabela 5 – Resultados dos Euler Number de cada domínio para todas as amostras.	65
Tabela 6 - Volumes (μm^3) de cada domínio da malha, volume total e volume poroso total das amostras de rochas.	67
Tabela 7 - Índice médio de microporos na fase intermediária (mean).	67
Tabela 8 - Dados de porosidade computacional de todas as amostras calculados a partir das malhas tridimensionais.	68
Tabela 9 - Valores de porosidade total (%) e tortuosidade para cada amostra.	70
Tabela 10 - Densidades de corrente para todas as amostras em cada caso estudado.	76
Tabela 11 - Valores obtidos de resistividade da rocha para cada caso estudado. ...	78
Tabela 12 - Valores de porosidade, fator de tortuosidade, fator de formação e expoente de cimentação obtidos para todas as amostras rochosas em estudo.	78
Tabela 13 - Resultados obtidos para a saturação de água (S_w) e para os expoentes de saturação (n) calculados a partir da equação de Archie.	79
Tabela 14 - Valores do fator de tortuosidade resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica <i>piecewise linear estimation</i> . Modelo 1: valores menores que o breakpoint; Modelo 2: valores superiores ao breakpoint.....	89
Tabela 15 -Valores do expoente de cimentação resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica <i>piecewise linear estimation</i> . Modelo 1: valores menores que o breakpoint; Modelo 2: valores superiores ao breakpoint. .	90
Tabela 16 - Breakpoint das equações para cada caso estudado.	92
Tabela 17 - Valores do expoente de saturação n resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica <i>piecewise linear estimation</i> . Modelo 1: valores menores que o <i>breakpoint</i> ; Modelo 2: valores superiores ao <i>breakpoint</i> . .	92

Tabela 18 - Volumes de HC in place em milhões de barris por Km ² para o reservatório carbonático do pré-sal.....	96
Tabela 19 - Variação percentual entre os casos estudados, Archie e NMR.	97
Tabela 20 - Volumes de HC in place em milhões de barris por Km ² para o reservatório arenítico do pós-sal.	98
Tabela 21 - Variação percentual entre os casos estudados e Archie.	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

\emptyset	Porosidade
V_v	Volume de vazios
V_T	Volume total
V_m	Volume da matriz
V_S	Volumes de sólidos
V_P	Volume poroso
A_p	Área média de poros
k	Permeabilidade absoluta
k_o	Permeabilidade efetiva do óleo
k_g	Permeabilidade efetiva do gás
k_w	Permeabilidade efetiva da água
k_r	Permeabilidade relativa
k_{ro}	Permeabilidade relativa do óleo
k_{rg}	Permeabilidade relativa do gás
k_{rw}	Permeabilidade relativa da água
τ	Tortuosidade
L_a	Comprimento da distância real
L	Comprimento da distância retilínea
L	Comprimento da amostra
a	Fator de tortuosidade
F	Fator de formação
θ	Ângulo de contato
γ_{ow}	Tensões interfaciais óleo/água
γ_{so}	Tensões interfaciais sólido/óleo
γ_{sw}	Tensões interfaciais sólido/água
R_o	Resistividade da formação 100% saturada com um fluido condutor
R_w	Resistividade do fluido condutor
R_T	Resistividade da formação parcialmente saturada com condutor
m	Expoente de cimentação
IR	Índice de resistividade
S_w	Saturação de água

S_{HC}	Saturação de hidrocarbonetos
n	Expoente de saturação
ϕ_{μ}	Fator de proporção de microporosidade
B	Coefficiente correspondente à fração intermediária
A_s	Subvolume original convertido
L_p	Limiar de poros
L_s	Limiar utilizado para a matriz rochosa
A	Área do reservatório
A_T	Área total da amostra
h	Espessura do reservatório
$HCIP$	Volume de hidrocarbonetos <i>in place</i>
N/G	Razão líquido-bruto (<i>net-to-gross ratio</i>)
I_0	Corrente da rocha saturada
RR_w	Resistência do fluido condutor
RR_0	Resistência da rocha 100% saturada com água
J	Densidade de corrente
T	Tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
3	OBJETIVOS	25
3.1	Objetivo Geral	25
3.2	Objetivos Específicos	25
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
4.1	Reservatórios Carbonáticos e Siliciclásticos	26
4.2	Propriedades Físicas das Rochas	27
4.2.1	Porosidade	27
4.2.2	Permeabilidade	30
4.2.3	Tortuosidade	31
4.2.4	Molhabilidade	33
4.2.5	Propriedades Elétricas e Parâmetros de Archie	35
4.3	Estimativa de Reservas	37
5	MATERIAIS E MÉTODOS	40
5.1	Materiais	40
5.2	Metodologia	41
5.2.1	Análises Computacionais	41
5.2.1.1	<i>Porosidade Computacional</i>	43
5.2.1.2	<i>Tortuosidade Computacional</i>	47
5.2.1.3	<i>Geração de Malhas</i>	47
5.2.1.4	<i>Conectividade de poros a partir do número de Euler</i>	50
5.2.1.5	<i>Simulação Computacional de Propriedades Elétricas</i>	52
5.2.2	Obtenção dos parâmetros de Archie	54
5.2.3	Análises estatísticas de dados	56

5.2.3.1	<i>Regressão linear múltipla (Multiple Regression)</i>	56
5.2.3.2	<i>Regressão linear Piecewise (Piecewise Linear Estimation)</i> ..	56
5.2.4	Análise da saturação fluida e estimativa de reservas.....	57
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
6.1	Porosidade computacional	59
6.2	Malhas tridimensionais	60
6.3	Conectividade dos Domínios	60
6.4	Porosidade computacional a partir das malhas 3D	66
6.5	Tortuosidade dos caminhos porosos	70
6.6	Simulação da propagação do campo elétrico na rocha	71
6.7	Determinação dos parâmetros de Archie	78
6.8	Análise da influência das conectividades dos domínios sobre os parâmetros da equação de Archie	81
6.8.1	Fator de tortuosidade	81
6.8.2	Expoente de cimentação	82
6.8.3	Expoente de saturação.....	83
6.9	Influência da saturação de água sobre os valores do expoente de saturação	86
6.10	Predição dos parâmetros de Archie a partir das conectividades dos domínios	88
6.10.1	Fator de tortuosidade	88
6.10.2	Expoente de cimentação	89
6.10.3	Expoente de saturação.....	90
6.11	Análise de saturação fluida e estimativa de reservas	92
7	CONCLUSÕES	100
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103

1 INTRODUÇÃO

Os hidrocarbonetos encontram-se armazenados nos espaços vazios das rochas reservatório, as quais podem ser carbonáticas ou siliciclásticas. Informações sobre as propriedades das rochas são fatores decisivos para o estudo do comportamento dos reservatórios de petróleo e, portanto, merecem uma atenção especial. Propriedades, como porosidade, conectividade de poros, permeabilidade, tortuosidade dos caminhos porosos, saturação de fluidos, propriedades elétricas, dentre outras, podem ser obtidas a partir de ensaios laboratoriais (petrofísica convencional) ou resultantes da simulação numérica (petrofísica computacional) (KRONBAUER, 2014).

A tomografia computadorizada de raios-X de alta resolução, também conhecida como microCT, é uma técnica não destrutiva que permite a análise de centenas de seções microtomográficas e visualização tridimensional interna das amostras, além de quantificações automatizadas de área e/ou volume (NETO *et al*, 2011). Objetivando a análise das propriedades petrofísicas das rochas por meio de modelos digitais, a microtomografia de raios-X destaca-se como uma técnica de caracterização eficiente. E assim, por meio da simulação numérica sobre esses modelos digitais de rochas é possível inferir informações a respeito das propriedades físicas e mecânicas das amostras.

A equação de Archie tornou-se um importante modelo para a quantificação de hidrocarbonetos *in situ*. Archie (1942), foi o primeiro a abordar uma determinação da saturação de água a partir de perfis elétricos, observando uma relação empírica entre a porosidade, a resistividade da água, a resistividade da formação (lida pelo perfil) e saturação de água. No entanto, para a solução da equação de Archie também se faz necessário o conhecimento dos chamados expoentes de Archie: cimentação (m) e saturação (n).

Normalmente, a maioria dos petrofísicos na indústria do petróleo esperam que esses expoentes de Archie estejam aproximadamente entre 1,8 a 2,0. Porém, ao longo dos anos, foram realizados diversos estudos a respeito desses expoentes e muitas medições de laboratório produziram uma ampla gama de valores. Esses resultados mostram que há uma grande variabilidade de m e n e isso é função da

estrutura física da rocha (MARKLEY *et al.* 2010). Portanto, a determinação precisa desses parâmetros é especialmente importante, uma vez que a estimativa da saturação de hidrocarbonetos é diretamente afetada por seus valores.

Esta pesquisa, motivada pela dificuldade e demora na obtenção dos parâmetros de Archie por meio laboratorial, propõe uma avaliação desses parâmetros utilizando a simulação numérica em modelos digitais de rochas sedimentares. Nestes modelos, a partir de imagens de microCT, malhas numéricas são desenvolvidas e sobre as quais cenários alternativos de saturação fluida são simulados.

Dessa forma, esta dissertação contempla um capítulo de referencial bibliográfico, para reunir alguns autores que retratam assuntos pertinentes a esta pesquisa. Posteriormente, o capítulo da fundamentação teórica aborda os conceitos para a compreensão dos temas tratados. Os materiais utilizados e metodologia seguida, estão descritos no capítulo seguinte, contemplando detalhadamente as etapas realizadas para o desenvolvimento deste trabalho. E por fim são apresentados os resultados e discussões acerca do que foi obtido, bem como as conclusões estabelecidas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Archie (1942) publicou um artigo que se tornou o mais importante da história para a interpretação de perfis geofísicos de poços, um artigo clássico na área onde o autor apresentou duas equações. A primeira define o chamado “fator de formação”, o qual relaciona a resistividade de uma rocha totalmente saturada com a resistividade da salmoura que a satura. A segunda estabelece a relação entre o fator de formação e a porosidade da rocha, definindo o expoente m como a inclinação da curva entre essas propriedades. Configurou-se, portanto, uma relação entre as propriedades físicas das rochas, mensuradas em uma operação de perfilagem, com as suas propriedades petrofísicas, permitindo a identificação e a quantificação de hidrocarbonetos em subsuperfície.

Winsauer *et al.* (1952) propuseram uma modificação na lei de Archie através da introdução do fator de tortuosidade assumindo um valor diferente da unidade para produzir um melhor ajuste dos dados produzidos durante a sua reprodução do trabalho de Archie.

Keller (1953) mostrou que diferentes valores de resistividade elétrica podem ser obtidos em rochas sob a mesma saturação de água se a sua molhabilidade for alterada. Ele relatou que os expoentes de saturação de Archie variaram entre 1,5 e 11,7 para o mesmo tipo de rocha. No estudo, Keller preparou amostras por tratamento químico para três diferentes preferências de molhabilidade; molhável à água, intermediária e molhável a óleo. As rochas molháveis a óleo apresentaram alta resistividade e o expoente de saturação de Archie é consideravelmente maior que 2.

Brown e Fatt (1956) definiram a molhabilidade fracionária, para a qual certas áreas da rocha são molháveis ao óleo devido à adsorção de componentes do óleo, enquanto o restante da rocha permanece molhável à água. Além disso, mostrou que por NMR (Ressonância Nuclear Magnética) é possível determinar a área molhável preferencialmente ao óleo e a área molhável preferencialmente à água em meios porosos.

Anderson (1986a; 1986b) publicou, dividida em seis partes, uma série de pesquisas bibliográficas sobre os efeitos da molhabilidade na análise de testemunho

de reservatórios. Em sua terceira publicação, explicou os efeitos da molhabilidade nas propriedades elétricas de meios porosos, mostrando os efeitos no expoente de saturação de Archie e no fator de formação, que são determinados experimentalmente em amostras do reservatório.

Donaldson e Siddiqui (1989) descreveram em seu artigo a relação entre o expoente de saturação da equação de Archie e a molhabilidade. Eles mostraram que o expoente de saturação de Archie aumenta de valores próximos a 2,0 em sistemas óleo / água / rocha fortemente molhados à água para valores maiores que 8,0 em sistemas fortemente molhados à óleo. Uma relação linear foi descoberta entre o índice de molhabilidade do *U.S. Bureau of Mines* (USBM) e o expoente de saturação da equação de Archie, sendo a inclinação da linha, aparentemente, uma função das propriedades petrofísicas da rocha. Além disso, notou-se que os sistemas óleo / água / rocha tornam-se mais molhados à água quando a temperatura aumenta.

Sweeney e Jennings (1989) relataram expoentes de saturação de Archie de 1,6 a 5,7 para rochas carbonáticas tratadas com ácido para torná-las preferencialmente molháveis à água. Eles concluíram que, em uma dada saturação de água, a resistividade (e conseqüentemente n) é maior quando a superfície é preferencialmente molhável à óleo. Eles especularam que nas amostras molháveis à óleo, uma parte da água que satura a rocha existe como uma fase descontínua e, portanto, não está disponível para a condução de uma corrente elétrica.

Marzouk *et al.* (1995) publicaram um trabalho em que os principais objetivos eram discutir os vários controles geológicos sobre a molhabilidade dos reservatórios carbonáticos. Os reservatórios carbonáticos de Thamama, que são os principais reservatórios produtores em Abu Dhabi, são os alvos deste documento. A ideia, era entender melhor a origem e a distribuição da molhabilidade, para ajudar a prever essa importante propriedade rochosa e obter uma melhor caracterização em todos os reservatórios. Chegaram à conclusão de que os reservatórios de Thamama em Abu Dhabi são molháveis a óleo e que a distribuição do tamanho dos poros (micro, meso ou macroporos) é um dos principais controles sobre a molhabilidade dos reservatórios carbonáticos.

Cerepi (2004) discutiu em seu trabalho sobre o controle geológico do comportamento elétrico e a previsão das propriedades de transporte em sistemas porosos sedimentares. Ele enfatiza que a condutividade elétrica de um sólido poroso depende de diferentes parâmetros, como distribuição espacial dos minerais constituintes e espaço poroso, distribuição da saturação, conteúdo mineralógico, molhabilidade e temperatura. As propriedades de transporte, a condutividade elétrica e permeabilidade dependem não somente da porosidade, mas também são fortemente sensíveis à microestrutura do sistema poroso, à conectividade do espaço poroso e à sua microgeometria.

Machado *et al.* (2011) afirmaram que os carbonatos do pré-sal brasileiro tendem a ser molháveis a óleo em um reservatório de óleo de 28-30 °API. Há indicações de que os carbonatos do pré-sal são molháveis a óleo, com base em elevados valores medidos para o expoente de saturação de Archie (n) e nos perfis com muito alta resistividade no reservatório. Valores de resistividade extremamente altos e a incerteza sobre o expoente de saturação (n) adicionam incerteza a quaisquer cálculos de S_w com base em perfis de resistividade.

Vincent *et al.* (2011) utilizam dados de NMR para quantificar, em rochas carbonáticas, a microporosidade, a mesoporosidade e a macroporosidade. Observaram ainda, que diferentes fácies podem apresentar comportamentos petrofísicos similares e vice-versa. Isto é atribuído à forma como os fluidos interagem entre os diversos tamanhos de poros.

Mardi *et al.* (2012) publicaram sobre a previsão de saturação de água usando redes neurais artificiais e uma investigação sobre fatores de cimentação e variações dos expoentes de saturação em um poço de petróleo Iraniano. Duas abordagens são apresentadas para calcular três parâmetros petrofísicos cruciais. Ambas provam que m e n não devem ser considerados constantes em interpretações petrofísicas. Além disso, eles explicaram que o fator de cimentação, m , e o expoente de saturação, n , são fontes de incerteza no cálculo da saturação de água em reservatórios carbonáticos heterogêneos e, descobriram que o fator de cimentação é maior que 2 para porosidades acima de 15% e aumenta para 2,5 para porosidades menores que 3%, ou seja, o fator de cimentação tende a aumentar com a diminuição da porosidade.

Xiao *et al.* (2013) fizeram medições experimentais de resistividade em 36 amostras de rocha, que foram extraídas de reservatórios de baixa permeabilidade do sudoeste da China e ilustram que os expoentes de saturação variam de 1,627 a 3,48. Observaram que o expoente de saturação é proporcional à proporção dos componentes dos poros pequenos e inversamente proporcional à média logarítmica do espectro T2 da RMN.

Dashtian *et al.* (2015) abordaram a respeito da não universalidade do expoente de Archie. Em geral, eles comentam que o expoente m aumenta à medida que a interconectividade dos poros diminui, sendo que para reservatórios carbonáticos isso poderá ser controverso. Ainda, exaltam que vários estudos apresentaram evidências de que uma descrição detalhada do tipo de rocha é necessária para a obtenção de estimativas precisas de m para formações carbonáticas. Outro fator que afeta a estimativa de m é a presença de folhelho e minerais de argila na formação que resultam em uma estimativa maior e irrealista da porosidade com baixa resistividade elétrica e menor expoente m correspondente.

Gholanlo *et al.* (2018) citaram a dificuldade da determinação dos parâmetros de Archie e que esse é um desafio incessante na engenharia de reservatório avançada devido à sua complexidade intrínseca. Eles mencionaram que a medição dos parâmetros de Archie em amostras no laboratório é um procedimento altamente sensível, caro e demorado. Ainda, salientaram que embora alguns modelos empíricos e matemáticos tenham sido introduzidos para medir o fator de cimentação, sem a necessidade de testemunhagem (obter uma amostra cilíndrica de um reservatório), não existe um método confiável para estimar o expoente de saturação de maneira semelhante.

Leal (2018), simulou numericamente as propriedades elétricas para um conjunto de amostras de rochas carbonáticas, totalizando 16 amostras, sendo 12 calcários e 4 dolomitos, de três diferentes bacias (Araripe, Potiguar e Sergipe – Alagoas), e relacionou os expoentes de saturação ao tipo de molhabilidade preferencial naquelas amostras.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo Geral

Estimar os parâmetros da equação de Archie por meio de simulações numéricas em modelos digitais de rochas reservatório – carbonáticas e siliciclásticas – e avaliar o impacto dessa estimativa sobre as reservas de hidrocarbonetos de dois reservatórios reais.

3.2 Objetivos Específicos

Realizar estudo em imagens de microCT de raios-X de seis amostras rochosas, sendo três carbonáticas e três siliciclásticas, com o objetivo de avaliar os parâmetros da equação de Archie.

Quantificar a macro e a micro porosidade das amostras, bem como a tortuosidade do caminho poroso. Além disso, gerar as malhas tridimensionais representativas do arcabouço mineral e da rede de poros de cada amostra.

Identificar – qualitativamente e quantitativamente – a conectividade de cada domínio a partir do Número de Euler e investigar a sua relação com os parâmetros de Archie.

Utilizar as malhas geradas para a realização de simulações numéricas a fim de estimar propriedades elétricas.

Efetuar todos os cálculos necessários para a determinação de parâmetros como: fator de formação, resistividade elétrica, coeficiente de cimentação e expoente de saturação das amostras.

Mostrar o impacto da estimativa dos parâmetros de Archie calibrados para litotipos específicos, realizada computacionalmente, na avaliação de reservas de hidrocarboneto *in place* em dois reservatórios reais, um carbonático e outro siliciclástico.

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 Reservatórios Carbonáticos e Siliciclásticos

Segundo Ahr (2008), reservatórios são normalmente definidos como um local de armazenamento, os quais para os geocientistas de petróleo são corpos rochosos porosos e permeáveis que contêm quantidades comerciais de hidrocarbonetos. Os reservatórios devem sua porosidade e permeabilidade aos processos de deposição, diagênese ou fraturamento – individualmente ou em combinação.

As rochas reservatório se dividem majoritariamente em dois grandes grupos: carbonáticas e detríticas (ou siliciclásticas), pois apresentam porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de hidrocarbonetos. No Brasil, por exemplo, a produção de petróleo e gás ocorria principalmente em rochas arenosas, mas após a descoberta dos reservatórios do pré-sal e levando em consideração a maturidade exploratória de reservatórios mais rasos, houve um aumento do interesse em rochas carbonáticas para dar suporte à produção eficiente nesses reservatórios.

O arenito é uma rocha sedimentar que resulta da compactação e litificação de materiais granulares de dimensão das areias. Esta rocha é normalmente composta pelo mineral quartzo, mas devido a diversos fatores como o ambiente de formação e as condições ambientais ao longo do processo de formação, podem conter também minerais como argila, feldspato, mica, calcita, entre outros. A granulometria neste tipo de rocha varia de fina a grossa, com os grãos em sua maioria arredondados, o que influencia no armazenamento e escoamento de fluidos. Nos arenitos uma estrutura sedimentar marcada por lâminas e estratos com variações de granulação, cor e composição é frequentemente observada (NÚÑEZ, 2007).

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares constituídas principalmente por carbonatos de cálcio e magnésio. Os processos de formação e de evolução dessas rochas são muito diferentes daqueles presentes em rochas siliciclásticas, podendo ser originadas tanto a partir de processos químicos quanto orgânicos. As rochas de origem química são geradas devido a precipitação de carbonatos dissolvidos em ambientes marinhos e de águas rasas; as rochas orgânicas, por sua

vez, são originadas pelo acúmulo de carapaças de organismos calcários, em ambiente marinho raso, de águas quentes, calmas e transparentes (AZEVEDO, 2011). Esses reservatórios apresentam características petrofísicas e geológicas complexas e heterogêneas, muitas vezes são naturalmente fraturados e exibem complexos sistemas de poros apresentando significativas variações em relação aos seus tamanhos e às suas distribuições (ALMEIDA, 2017).

4.2 Propriedades Físicas das Rochas

4.2.1 Porosidade

Devido ao elevado grau de irregularidade na forma dos grãos de areia e das partículas de materiais carbonatados, os reservatórios carbonáticos e siliciclásticos apresentam espaços vazios entre os grãos que são ocupados por fluidos (líquidos e/ou gases) (TIAB & DONALDSON, 2004).

A porosidade, portanto, é a medida da capacidade de armazenamento de fluidos nesses espaços vazios, que podem ou não estar interconectados. Esta é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de petróleo, é um fator crucial para determinar a viabilidade econômica de exploração de um determinado reservatório. A porosidade absoluta é definida como uma relação entre o volume de vazios (V_V) (ou volume poroso) de uma rocha, representado pela soma dos volumes porosos isolados e dos interconectados, e o volume total da mesma (V_T), conforme a Equação (1) (ROSA *et al.*, 2006). Vale ressaltar que a porosidade é dada como uma fração de volume (sem dimensão) ou como porcentagem.

$$\phi = \frac{V_V}{V_T}. \quad (1)$$

A Figura 1 representa um modelo para demonstrar, esquematicamente, a relação entre o volume poroso (V_P), volume da matriz (V_m) e a porosidade absoluta (ou total). Nota-se que este tipo de porosidade independe da conectividade dos poros.

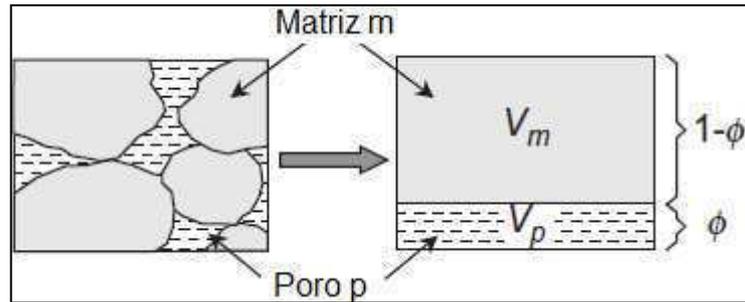


Figura 1 - Definição de porosidade. **Fonte:** Adaptado de SCHÖN, 2011.

Um exemplo de seção transversal de uma amostra de rocha é mostrado na Figura 2, onde podem ser observados os grãos, o cimento e os poros do tipo interconectados e isolados. É importante destacar que a parte de poros não conectados de uma rocha não irá contribuir para qualquer transporte de fluido, sendo, portanto, ineficaz (SCHÖN, 2011). Logo, para a engenharia de reservatórios os poros que estão conectados são os de maior interesse visto que representam o espaço onde o fluido irá possuir mobilidade. Com isso define-se a porosidade efetiva, que leva em consideração uma relação apenas dos poros interconectados e o volume total da rocha. (ROSA *et al.*, 2006).

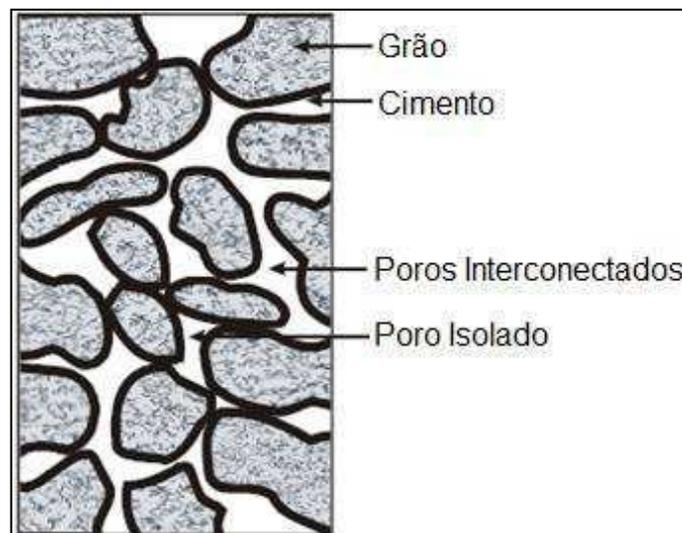


Figura 2 - Seção transversal de uma amostra de rocha. **Fonte:** Adaptado de ROSA *et al.*, 2006.

De acordo com sua origem, a porosidade pode ser classificada em primária, quando se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar; ou secundária, quando resultante de alguns processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas (ROSA *et al.*, 2006).

É importante destacar que, devido ao tamanho dos poros, é possível dividir a porosidade em macro e microporosidade. Monte-Mor (2018), em seu trabalho, considera a divisão da distribuição de tamanho de poros em macro e microporos levando em conta as imagens obtidas por microtomografia de raios-X. Neste caso, os macroporos são os poros chamados de resolvidos pelas imagens e os microporos foram definidos como os poros na sub-resolução da imagem (menores que uma unidade de volume ou *voxel*).

Coura (2018) seguindo a mesma linha de pensamento, considera macroporosidade como aquela constituída por poros que podem ser claramente reconhecidos na análise das imagens de microtomografia de raios-X de alta resolução. Já na microporosidade, por outro lado, os poros não podem ter seus contornos claramente definidos devido à resolução da imagem ser insuficiente para tanto. As regiões onde ocorrem grandes concentrações de microporos aparecem nas imagens, portanto, como áreas de tonalidade intermediária.

Boyd *et al.* (2015), no entanto, apresentam um esquema, proposto por Ramamoorthy *et al.* (2010), que divide a porosidade de carbonatos em microporosidade ($<0,5 \mu\text{m}$), mesoporosidade ($0,5 \mu\text{m} - 5,0 \mu\text{m}$) e macroporosidade ($>5,0 \mu\text{m}$). Valores um pouco de diferentes do que Marzouk (1995) citou em seu trabalho para os sistemas de poros dos reservatórios carbonáticos de Thamama, que são os principais reservatórios produtores em Abu Dhabi. Ele menciona que são classificados macroporos aqueles com mais de $4 \mu\text{m}$, mesoporos entre $4 - 0,3 \mu\text{m}$ e microporos para os menores de $0,3 \mu\text{m}$.

Entretanto, para Amaefule *et al.* (1993), essa divisão poderá ser feita considerando microporos aqueles menores que $0,5 \mu\text{m}$, mesoporos, os que ficam entre $0,5$ e $1,5 \mu\text{m}$ e macroporos os maiores que $1,5 \mu\text{m}$.

Diante disso, neste trabalho, serão considerados macro e microporos de maneira semelhante a Coura (2018), isto é, macroporos como todos os poros que são facilmente visualizados nas imagens de microCT e microporos os que apresentam tamanho menor que a resolução da imagem, sendo esses de maior dificuldade de análise.

4.2.2 Permeabilidade

Uma rocha reservatório além de ser porosa deverá ter a capacidade de permitir que os fluidos escoem por meio dos seus poros interconectados. A medida da capacidade do meio poroso de se deixar atravessar por fluidos define a propriedade de permeabilidade, em outras palavras, é uma medida da condutividade de fluidos de um meio poroso (ROSA *et al.*, 2006).

A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, conseqüentemente, é afetada pelo tamanho, forma e distribuição dos grãos da rocha, grau de consolidação e cimentação. O tipo de argila ou material cimentante entre grãos de areia também afeta a permeabilidade, especialmente onde a água doce está presente pois algumas argilas podem inchar e bloquear parcial ou totalmente os espaços dos poros (TIAB & DONALDSON, 2004).

A permeabilidade (k) absoluta, que indica a presença de um único fluido (ou fase), como óleo, gás ou água, saturando a rocha, ou seja, um fluido ocupando 100% dos poros, pode ser obtida através de técnicas laboratoriais de análise de testemunho e métodos de análise de teste de poços (NÚÑEZ, 2007).

Caso haja a presença de mais de um fluido na rocha (Figura 3), a permeabilidade é chamada de efetiva (k_o , k_g , ou k_w , sendo permeabilidade efetiva a óleo, gás ou água, respectivamente). Com isso, quando mais de uma fase fluida escoar em um meio poroso, a sua capacidade de se deslocar é reduzida pela presença das outras fases. Essa redução na capacidade de deslocamento de uma fase é quantificada pela sua permeabilidade relativa (k_r), que é a relação de permeabilidade efetiva de qualquer fase à permeabilidade absoluta da rocha, que demonstra a facilidade com que cada fluido escoar na rocha em relação à permeabilidade absoluta (k) da rocha. Por exemplo, a permeabilidade relativa do óleo, gás e água seria $k_{ro} = k_o/k$, $k_{rg} = k_g/k$, $k_{rw} = k_w/k$, respectivamente (TIAB & DONALDSON, 2004; MALISKA *et al.*, 2005).

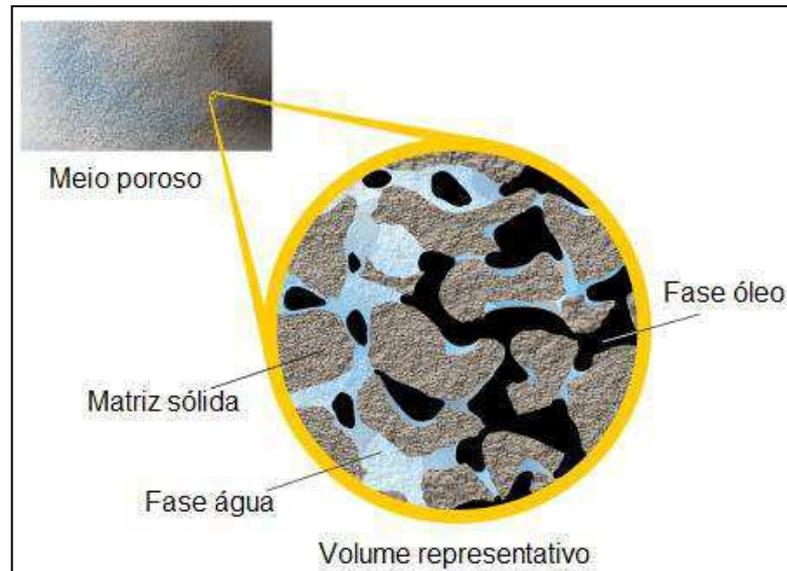


Figura 3 - Permeabilidade com mais de uma fase. **Fonte:** Adaptado de MALISKA *et al.*, 2005.

Vale salientar que ainda há as classificações segundo a origem da permeabilidade. Os reservatórios petrolíferos podem ter permeabilidade primária, também conhecida como permeabilidade da matriz, e permeabilidade secundária. A permeabilidade matricial é originada no momento da deposição e litificação de rochas sedimentares. Enquanto, a permeabilidade secundária resulta da alteração da matriz rochosa por compactação, cimentação, fraturamento e solução (TIAB & DONALDSON, 2004).

4.2.3 Tortuosidade

A tortuosidade é uma propriedade que representa a medida da complexidade geométrica de um meio poroso. Pode ser descrita como uma relação que caracteriza os desvios de percurso de difusão de fluidos e condução elétrica através de meios porosos, ou seja, uma relação entre o comprimento de uma linha de corrente - uma linha de fluxo ou canal permeável ou caminho - entre dois pontos e a distância em linha reta entre esses pontos, como pode ser observado na Figura 4 (SCHLUMBERGER, 2019). A importância da Tortuosidade é indiscutível, pois é um parâmetro chave para descrever a sinuosidade e a conectividade do meio poroso (FILHO, 2017).

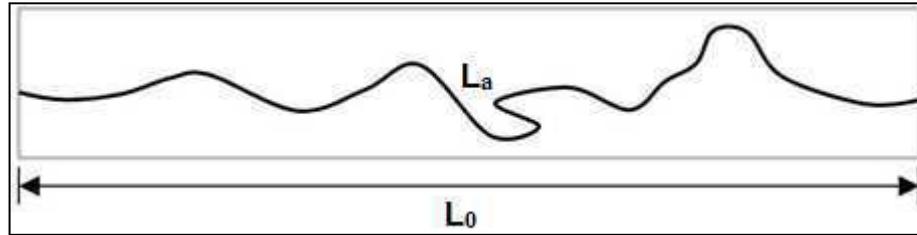


Figura 4 - Definição de tortuosidade. **Fonte:** SCHLUMBERGER, 2019.

A determinação da tortuosidade (τ) depende do comprimento dos caminhos dos poros conectados. Segundo Tiab & Donaldson (2004), ela é matematicamente expressa pela razão ao quadrado do comprimento real de um caminho (L_a), e o comprimento da distância retilínea entre os dois pontos analisados (L), como é mostrado na Equação (2):

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2. \quad (2)$$

Algumas literaturas definem matematicamente uma variável semelhante, denominada de fator de tortuosidade (a), expressa como apresentado na Equação (3). (LEAL, 2018).

$$a = \left(\frac{L_a}{L}\right). \quad (3)$$

Attia (2005), apresentou em sua publicação os efeitos das propriedades petrofísicas das rochas no fator de tortuosidade. Para todas as amostras testadas, os resultados obtidos mostraram que o fator de tortuosidade não é um valor constante, mas varia amplamente de acordo com muitos parâmetros como a quantidade de grãos finos que formam a matriz rochosa, o fator de formação, o expoente de cimentação, a porosidade e o grau de saturação do fluido contido nos poros. Foi demonstrado que o fator de tortuosidade aumenta como resultado da diminuição da quantidade de grãos finos, aumentando o fator de resistividade de formação, a pressão de consolidação e o fator de cimentação. Além disso, verificou-se que ocorre um aumento do fator de tortuosidade com a diminuição da porosidade e do grau de saturação da salmoura. Outra observação realizada é de que a tortuosidade obtida a partir de medidas de resistividade elétrica é muito próxima da tortuosidade obtida a partir de resultados de pressão capilar.

4.2.4 Molhabilidade

A molhabilidade é uma importante propriedade petrofísica que desempenha papel fundamental na recuperação de hidrocarbonetos. Ela é um dos principais fatores no controle da localização, fluxo e distribuição de fluidos no meio poroso. Esta propriedade das rochas além de influenciar o comportamento dos fluidos no reservatório também afeta outras propriedades petrofísicas (ANDERSON, 1986a).

Craig (1971) definiu molhabilidade como “a tendência de um fluido aderir-se ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida na presença de outros fluidos não miscíveis”. No caso de um sistema rocha/água/óleo, a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou com o óleo em um sistema bifásico ou multifásico (SOARES, 2016).

No sistema água/formação/óleo em equilíbrio, o fluido molhante ocupará completamente os menores poros da rocha e estará em contato com a maior parte da superfície da rocha (assumindo, evidentemente, que a saturação do fluido molhante é suficientemente alta). O fluido não-molhante irá ocupar os centros dos poros maiores (ANDERSON, 1986a).

Sendo assim, a Figura 5 exemplifica a distribuição dos fluidos no caso de uma rocha fortemente molhada por água (à esquerda), onde o óleo é encontrado no centro dos macroporos enquanto a água ocupará os poros menores e estará em contato com os grãos. Para o caso de uma rocha fortemente molhada por óleo (à direita), a água estará no centro dos poros maiores enquanto o óleo ocupará os poros menores e estará sobre a superfície sólida dos grandes poros. Vale ressaltar que neste caso, as duas condições mostradas têm saturações semelhantes de água e óleo. (ABDALLAH *et al.*, 2007).

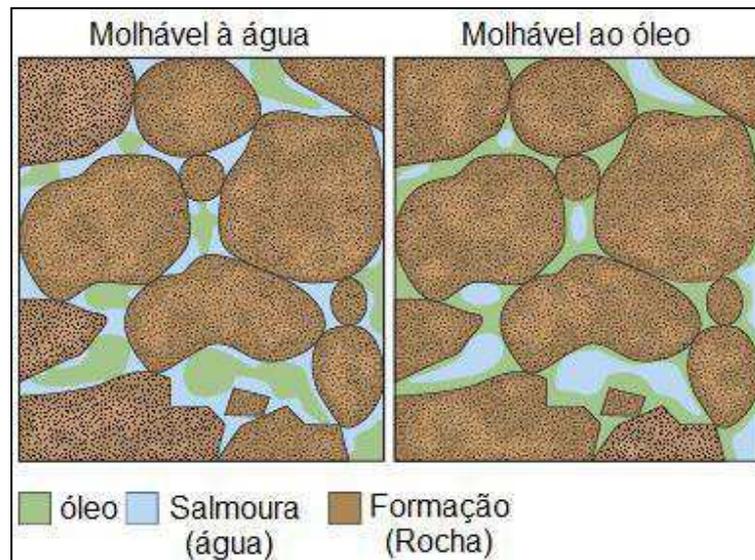


Figura 5 - Distribuição dos fluidos em diferentes tipos de molhabilidade. **Fonte:** Adaptada de ABDALLAH *et al.*, 2007.

Além de reservatórios que variam de fortemente molhados por água até fortemente molhados por óleo, podem ser encontrados reservatórios com molhabilidade neutra, mista ou fracionária.

Se nenhuma preferência é mostrada pela rocha a qualquer fluido, o sistema é dito apresentar molhabilidade neutra ou molhabilidade intermediária, uma condição que se pode visualizar como sendo igualmente molhada por ambos os fluidos (50% / 50% de molhabilidade) (TIAB & DONALDSON, 2004).

Brown & Fatt (1956) introduziram o termo molhabilidade fracionária para designar as rochas que possuíam parte do espaço poroso fortemente molhadas ao óleo e as demais partes molháveis à água. A molhabilidade fracionária ocorre normalmente quando as superfícies das rochas são compostas de muitos minerais que possuem propriedades químicas distintas, resultando em variações na molhabilidade ao longo da superfície interna dos poros.

Finalmente, pode-se dizer que há molhabilidade mista em uma rocha quando os poros grandes são molháveis ao óleo, formando caminhos contínuos, e a água permanece nos poros menores onde o processo de migração do óleo não conseguiu deslocar a água devido às forças capilares (SALATHIEL, 1973 *apud* LEON, 2013).

4.2.5 Propriedades Elétricas e Parâmetros de Archie

As formações sedimentares são capazes de transmitir uma corrente elétrica por meio da água intersticial e adsorvida que elas contêm. Elas não teriam condutividade elétrica se estivessem totalmente secas, pois a água contém sais dissolvidos que constituem um eletrólito capaz de conduzir corrente. Quanto maior a concentração de sal, por exemplo, maior a condutividade da água, até certo ponto além do qual uma maior concentração de sal não produz efeito. Neste caso, a água doce por possuir apenas uma pequena quantidade de sais dissolvidos é, portanto, uma má condutora de corrente elétrica. Petróleo e gás também são não condutores (TIAB & DONALDSON, 2004).

Essa capacidade de impedir o fluxo de corrente elétrica por meio da rocha é conhecida como resistividade elétrica (oposto de condutividade), no caso das rochas secas, elas apresentam elevada resistividade. E para uma rocha que contém petróleo e/ou gás a resistividade será mais alta do que a mesma rocha completamente saturada com água de formação e, quanto maior a saturação da água conata, menor a resistividade de formação. Essa relação com a saturação torna a propriedade de resistividade elétrica da formação um excelente parâmetro para a detecção de zonas de hidrocarbonetos (TIAB & DONALDSON, 2004).

Gus Archie em 1942, elaborou relações empíricas que até hoje seguem sendo bastante utilizadas. As denominadas equações de Archie fazem uma associação (para formações limpas) entre a resistividade da formação, a resistividade do fluido condutor, a porosidade total de uma rocha e a saturação de água conata. Todavia, tal equação não pode ser aplicada no caso de formações sujas (argilosas ou muito salinas) e, portanto, equações adicionais foram desenvolvidas posteriormente.

O fator de resistividade da formação ou fator de formação (F), foi então definido por Archie (1942), para formações isentas de argilas, como sendo uma razão entre a resistividade da rocha saturada com um fluido condutor (R_o) e a resistividade deste fluido (R_w), como é mostrado na Equação (4).

$$F = \frac{R_o}{R_w}. \quad (4)$$

Ainda em seu estudo, Archie (1942) representou graficamente os valores do fator de formação *versus* permeabilidade e *versus* porosidade das amostras analisadas e demonstrou com isso que F é função do tipo da formação estudada e das características da mesma. Portanto, uma nova relação, entre o fator de formação (F) e porosidade da formação (ϕ), foi estabelecida como é mostrada na Equação (5).

$$F = \phi^{-m} \leftrightarrow F = \frac{1}{\phi^m} \leftrightarrow R_o = R_w \phi^{-m}. \quad (5)$$

O coeficiente m , denominado expoente de cimentação, é um parâmetro adimensional, que foi obtido pela inclinação da reta que relaciona o fator F e a porosidade (ϕ). Depois de um estudo com muitos grupos de dados, Archie (1942) verificou que m varia entre 1,8 e 2,0 para arenitos consolidados e aproximadamente 1,3 para os inconsolidados. Tiab & Donaldson (2004) mencionam que os valores do coeficiente de cimentação podem ser superiores a 2,5 e até 5 em carbonatos onde o espaço poroso é menor. O valor de m , portanto, é considerado na maioria dos estudos como sendo igual a 2.

Winsauer, em 1952, inseriu um novo termo no numerador da equação do fator de formação, conhecido como fator de tortuosidade, a . Esse fator assumiria um valor diferente da unidade para produzir um melhor ajuste dos dados produzidos durante a sua reprodução do trabalho de Archie, sendo assim, buscaria corrigir a equação de Archie dos efeitos das variações na cimentação das gargantas dos poros, da estrutura de poro e do tamanho dos grãos. A Equação ((6) demonstra o fator de tortuosidade integrando a equação do fator de formação.

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} = a\phi^{-m}. \quad (6)$$

Archie (1942) também demonstrou a relação existente entre a saturação de água e a resistividade da formação. Em uma formação contendo petróleo e/ou gás, ambos não condutores de eletricidade, com uma certa quantidade de água, a resistividade é uma função da saturação da água, S_w . Archie, portanto, determinou um índice de resistividade (IR) que foi definido entre a resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos e água de formação (R_T), e a resistividade da mesma rocha completamente saturada por água (R_o) (Equação (7)). No qual o valor desse índice é

igual a 1 quando a formação está completamente saturada por água e maior que 1 na presença de hidrocarbonetos.

$$IR = \frac{R_T}{R_o}. \quad (7)$$

A partir de uma análise gráfica dos valores de saturação de água (S_w) e IR , foi obtido o expoente de saturação (n) baseado na inclinação da reta gerada por este gráfico de escala logarítmica. A relação obtida por Archie (1942) foi a Equação (8).

$$IR = \frac{1}{S_w^n} = \frac{R_T}{R_o} \leftrightarrow S_w = \left(\frac{R_o}{R_T}\right)^{1/n}. \quad (8)$$

De maneira geral, a relação determinada por Archie (1942) pode ser reescrita e definida por:

$$S_w = \left(\frac{R_w}{\phi^m R_T}\right)^{1/n}. \quad (9)$$

Segundo Tiab & Donaldson (2004), o valor de n é afetado pela molhabilidade, pressão confinante, natureza e distribuição dos fluidos do reservatório e tipos e quantidades de argilas condutivas. Anderson (1986b) examinou os efeitos da molhabilidade no expoente de saturação e ressalta que em sistemas uniformemente molháveis ao óleo com baixa saturação de salmoura, grandes valores do expoente de saturação podem ser esperados.

4.3 Estimativa de Reservas

Por meio da perfilagem geofísica de poços é possível obter informações sobre uma determinada formação e, por conseguinte, identificar a presença de possíveis rochas com potencial para reservatório. Os principais métodos empregados são os que se baseiam na resistividade elétrica, na indução eletromagnética, no potencial espontâneo, na radioatividade natural ou induzida e nas características acústicas das rochas.

Para um bom planejamento da produção de óleo e gás, estimar as reservas de hidrocarbonetos é uma etapa fundamental. Entende-se por estimativa de reservas o cálculo realizado para encontrar o volume de fluidos existentes no reservatório e que, se economicamente viável, poderá vir a ser produzido. Ao longo da vida produtiva da jazida mais informações são adquiridas a respeito dela portanto, é possível que essa estimativa seja aperfeiçoada (THOMAS, 2001).

Dados de saturação dos fluidos e porosidade da rocha são necessários para determinar o volume de hidrocarbonetos na formação. Perfis à poço aberto juntamente com a sísmica de superfície contribuirão para a obtenção do volume total do reservatório (SMITH & BUCKEE, 1985).

O volume de hidrocarbonetos *in place* pode ser determinado a partir da Equação (10), em que: A é a área do reservatório, determinada por geologia e geofísica (sísmica); h é a espessura do reservatório (obtido por meio da interpretação dos perfis); N/G é a razão líquido-bruto em que N se refere ao somatório de todas as camadas permoporosas – volume útil do reservatório e G é referente ao volume total do reservatório incluindo as camadas que não contribuem para a produção de hidrocarbonetos; ϕ trata-se da porosidade do reservatório e S_w a saturação de água.

$$HCIP = A * h * (N/G) * \phi * (1 - S_w). \quad (10)$$

A saturação da formação é a fração que o volume poroso é ocupado por um fluido específico. Saturação de água é a fração do volume poroso que contém água de formação e se somente água existir nos poros, a formação estará 100% saturada com água. Se a formação não estiver 100% saturada por água, deverá existir, portanto, uma parcela de hidrocarbonetos naquele local. A Equação (11) demonstra essa relação.

$$S_{HC} + S_w = 1. \quad (11)$$

A saturação nas zonas limpas contendo hidrocarbonetos podem ser encontradas utilizando a equação generalizada de Archie (Equação (9)) quando os valores de a , m e n são conhecidos. Caso esses valores sejam desconhecidos, para uma avaliação rápida poderão ser considerados $a = 1$ e $m = n = 2$.

Vale ressaltar que para o cálculo de R_W , a partir dos perfis geofísicos, deverá ser identificada uma zona saturada 100% com água e ler o valor da resistividade da formação dada pelo perfil (Laterolog ou Indução) na profundidade escolhida. Com isso, usando a equação de Archie para $S_W = 1$, R_W pode ser encontrado.

5 MATERIAIS E MÉTODOS

5.1 Materiais

Para esta pesquisa foram selecionadas, no Laboratório de Petrofísica da UFCG, seis amostras de rochas sedimentares que já dispunham de imagens de microtomografia de raios-X (microCT) para a realização da petrofísica computacional (ou digital) por meio de modelos digitais de rocha. Dentre elas, três correspondem a carbonáticas (dolomito e calcário) e três equivalem a siliciclásticas (arenito).

Essas amostras rochosas foram provenientes de afloramentos nos Estados Unidos da América (*Kocurek Industries, 2019*). As identificações de cada uma e seu respectivo litotipo bem como as informações sobre suas formações geológicas, idades e localizações geográficas estão descritas na Tabela 1. São apresentadas na Figura 6 fotografias dos plugues dessas amostras, os quais foram utilizados para a realização do ensaio de microCT.

Tabela 1 - Litologia, formação, idade e localização geográfica das amostras rochosas estudadas nesta pesquisa.

	Identificação	Formação	Idade	Localização Geográfica	Código da Amostra
Calcário	Austin Chalk	Edwards Plateau	Cretáceo Superior	Texas	AC 012
	Indiana	Bedford	Mississipiano	Indiana	IL3 020
Dolomito	Silurian Dolomite	Thornton	Siluriano	Illinois	SD 012
	Parker	Edwards Plateau	Paleozóico	Texas	PSS 002
Arenito	Castlegate	Mesaverde	Cretáceo Superior	Colorado	CGS 015
	Scioto	Ohio	Mississipiano	Ohio	SCS 001

Fonte: KOCUREK INDUSTRIES, 2019.



Figura 6 – Plugues das amostras utilizadas nesta pesquisa. **Fonte:** Adaptado de KOCUREK INDUSTRIES, 2019.

Para as análises computacionais foram utilizados dois *softwares*: *Avizo Fire*[®] 8.1 e *COMSOL Multiphysics*[®] 5.1. O *software Avizo*[®] é um sistema de visualização, análise e modelagem de dados 3D que permite manipular e examinar imagens digitais (Avizo8, 2013). O *COMSOL Multiphysics*[®] é um *software* para modelagem e simulação multifísica que utiliza o método de elementos finitos (COMSOL Multiphysics, 2020). Os modelos digitais de rocha gerados no *Avizo* podem ser exportados para a realização de simulações multifísicas no *COMSOL*.

5.2 Metodologia

5.2.1 Análises Computacionais

Para os ensaios petrofísicos computacionais foram utilizadas as imagens de microtomografia de raios-X (microCT), efetuadas em subamostras dos plugues das rochas em estudo. A Figura 7 apresenta o princípio básico de um experimento de microtomografia computadorizada, a qual funciona 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

seu radiografada. Após a coleta de todas as imagens é feita uma reconstrução tridimensional da amostra (LEAL, 2018).

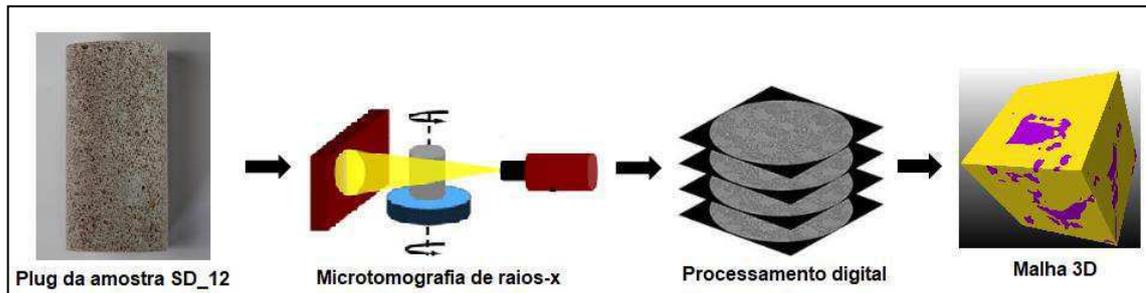


Figura 7 - Processo de aquisição de dados de microCT.

Os ensaios de microCT para as amostras de rocha utilizadas nesta pesquisa foram realizados anteriormente e, portanto, as imagens já estavam disponíveis no Laboratório de Petrofísica da UFCG.

Para cada amostra há um conjunto de 992 *slices* (série de seções transversais). A partir dessas imagens tomográficas foram escolhidos 200 *slices* da porção central do conjunto total de seções transversais de maneira a evitar artefatos comuns nas extremidades. Assim, no *software Avizo Fire*[®] foi possível processá-las e extrair um subvolume (comando *Extract Subvolume*) de uma área representativa da imagem para que todos os ensaios petrofísicos computacionais, realizados em seguida, fossem executados neste mesmo subvolume gerado. A ferramenta *Ortho Slice* é aplicada para visualização. Pode-se observar na Figura 8 o fluxograma elaborado para extrair o subvolume de um conjunto de *slices*. Uma imagem desse conjunto de *slices*, com a indicação da posição do subvolume extraído, é mostrada na Figura 9.

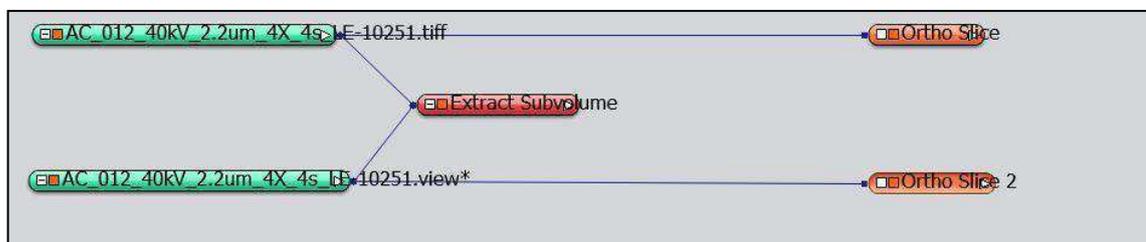


Figura 8 - Fluxograma para extrair o subvolume.

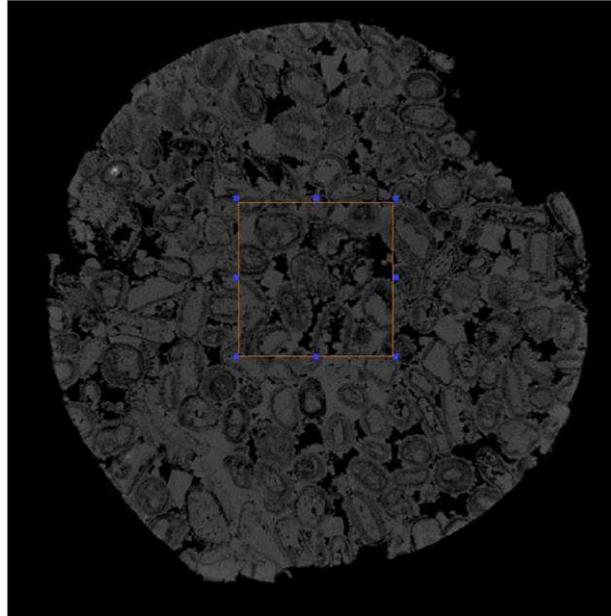


Figura 9 - Imagem da amostra AC_012 processada no *Avizo Fire*[®] com indicação da posição do subvolume extraído.

A partir disso, foram realizados os ensaios de porosidade computacional, em que puderam ser quantificadas a porosidade de microporos e de macroporos, e o ensaio de tortuosidade computacional de cada amostra, os quais serão descritos a seguir.

5.2.1.1 Porosidade Computacional

A partir das imagens tomográficas é possível visualizar e quantificar o espaço poroso utilizando o *software Avizo Fire*[®] 8.1. O processo foi dividido em duas etapas: o cálculo da macroporosidade e o cálculo da microporosidade.

Para serem quantificados os macroporos, no *software Avizo Fire*[®] foi aplicado ao subvolume preparado anteriormente, o comando *Interactive Thresholding*, que tem como função a segmentação, a partir dos tons de cinza, para reconhecer as fases que se apresentam, ou seja, os poros e a matriz rochosa. É apresentado, na Figura 10, um exemplo do fluxograma para cálculo da macroporosidade da amostra.

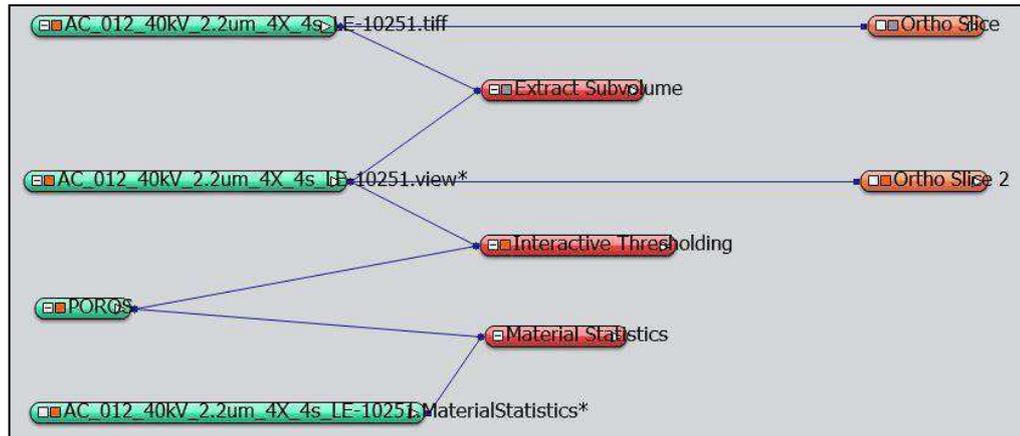


Figura 10 - Fluxograma de trabalho no *Avizo Fire*® para cálculo da macroporosidade da amostra AC_012.

No comando *Interactive Thresholding* ocorre uma binarização, ou seja, transforma-se uma imagem no nível de cinza em uma imagem binária (apenas dois valores possíveis para cada *pixel*, 0 ou 1). É mostrada na Figura 11 a comparação da imagem antes (esquerda) e após a criação da saída binária (direita) em que 1 representa cada valor dentro do limiar estabelecido para os macroporos (azul) e 0 para todos os outros valores de campo, neste caso representando os grãos (preto).

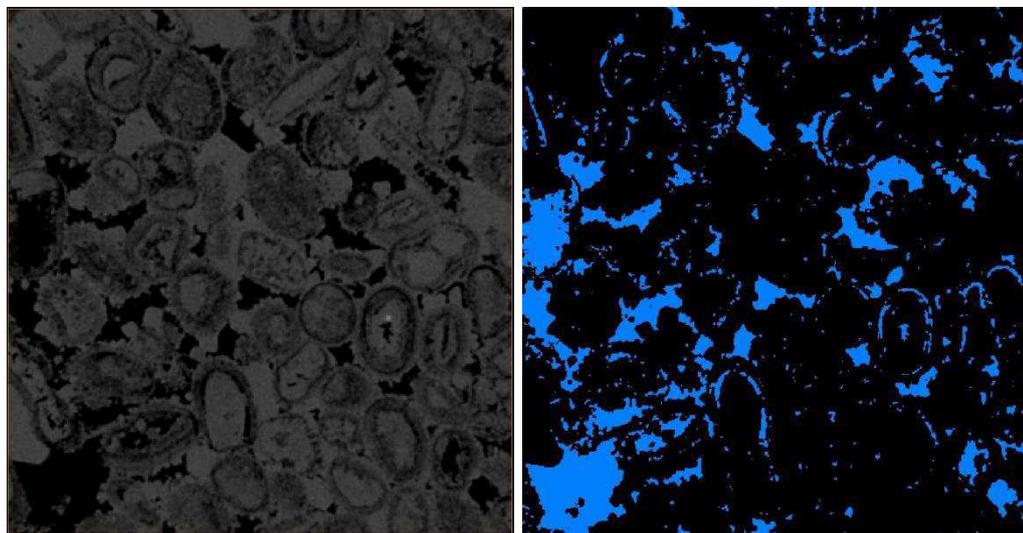


Figura 11 - Identificação dos macroporos do subvolume com uso do *Interactive Thresholding* na amostra AC_012. Na imagem da direita, a aplicação do *Interactive Thresholding* mostra em azul os macroporos e em preto a fase composta pelos grãos minerais.

Após aplicar o comando *Interactive Thresholding*, foi utilizada a ferramenta *Material Statistics* que tem como função contabilizar separadamente os números de *pixels* de cada fase (macroporos e grãos). Com isso, uma tabela é gerada com o resultado da contagem e o volume, em micrômetros cúbicos, de cada zona. Assim, foi

possível calcular a porcentagem da macroporosidade computacional de cada amostra dividindo o volume de poros, definido no *Material Statistics*, pelo volume total das duas zonas somadas, também definidas pelo mesmo comando como é mostrado na Equação (12).

$$Phi_{macro} (\%) = \frac{Volume\ de\ Macroporos}{Volume\ de\ Macroporos + Volume\ de\ Grãos} \quad (12)$$

Na etapa para quantificar os microporos também foi aplicado o comando *Interactive Thresholding* para determinar o limiar entre duas zonas, uma correspondente aos grãos e outra à fração intermediária (região que contém os microporos) como é mostrado na Figura 12.

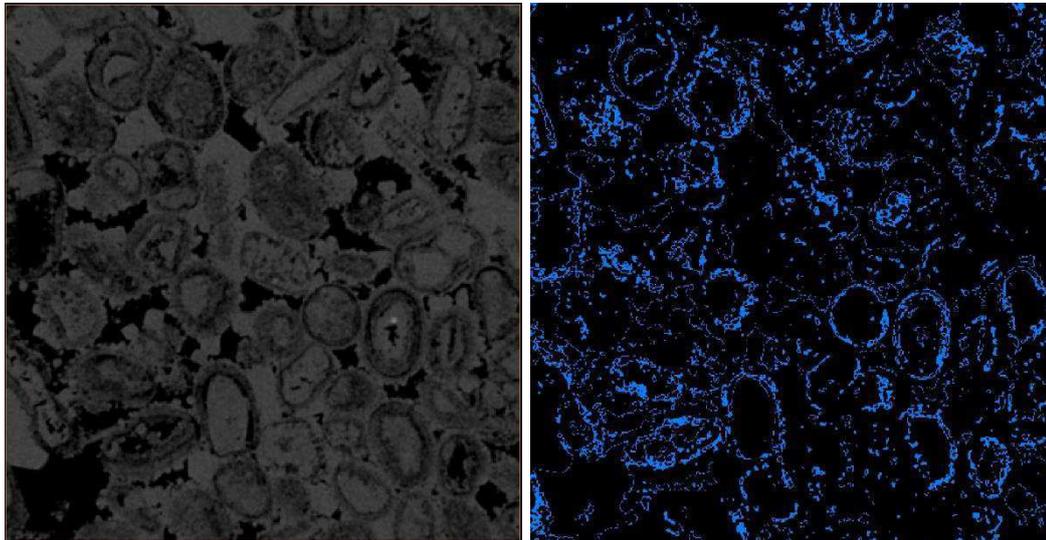


Figura 12 - Identificação da fração intermediária do subvolume, com uso do *Interactive Thresholding*, na amostra AC_012. Na imagem da direita, a aplicação do *Interactive Thresholding* mostra em azul a região que contém os microporos.

Há a necessidade, para este caso, de utilizar a ferramenta *Convert Image Type* à saída do *Extract Subvolume* e do *Interactive Thresholding*, para que sejam convertidas para 64 *bits* e com isso facilite o processamento de dados ao empregar posteriormente a ferramenta *Arithmetic*.

No *Arithmetic*, a Equação (13) é utilizada para o cálculo de um fator de proporção de microporosidade (ϕ_{μ}). Esta equação inclui o dado de entrada correspondente à fração intermediária convertida (B), o dado de entrada correspondente ao subvolume original convertido (A_s), o limiar de poros (L_p) e o limiar utilizado para a matriz rochosa (L_S).

$$\phi_{\mu} = B \cdot \left(1 - \frac{A_s - L_p}{L_s - L_p} \right). \quad (13)$$

Finalmente, aplica-se o comando *Global Analysis* que calcula o índice médio de microporos na fase intermediária (*mean*). Com o produto do *mean* pelo volume da fase intermediária, adquirido na tabela gerada pelo *Material Statistics*, obtém-se o volume de microporos. Com isso, dividindo o volume de microporos pelo volume total da subamostra (*voxel size x subvolume em número de voxels*) têm-se, portanto, a microporosidade. Na Figura 13 é apresentada a sequência das etapas no *Avizo Fire*[®] para o cálculo da microporosidade.

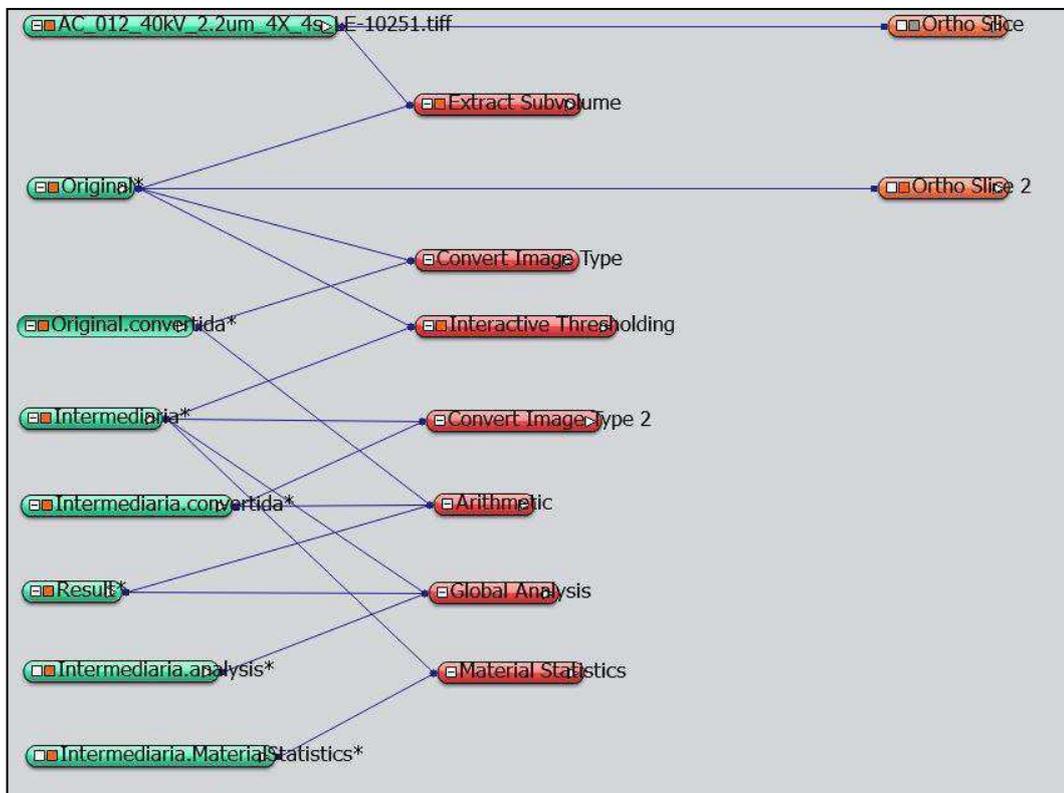


Figura 13 - Fluxograma de trabalho no *Avizo Fire*[®] para cálculo da microporosidade.

Logo, com a soma dos resultados supracitados de macro e microporosidade, a porosidade computacional total foi obtida, como mostra a Equação (14).

$$\phi_{Total} = \phi_{macro} + \phi_{micro}. \quad (14)$$

5.2.1.2 Tortuosidade Computacional

No cálculo da tortuosidade as etapas de atividade seguem, inicialmente, de maneira semelhante ao cálculo da macroporosidade, como pode ser observado na Figura 14. Assim, o *Interactive Thresholding* faz a binarização do subvoluma utilizando o limiar dos macroporos.

A partir disso, foi utilizado o comando *Centroid Path Tortuosity* que fornece diretamente o valor do fator de tortuosidade da amostra. Vale ressaltar que a tortuosidade é tida como o quadrado do fator de tortuosidade.

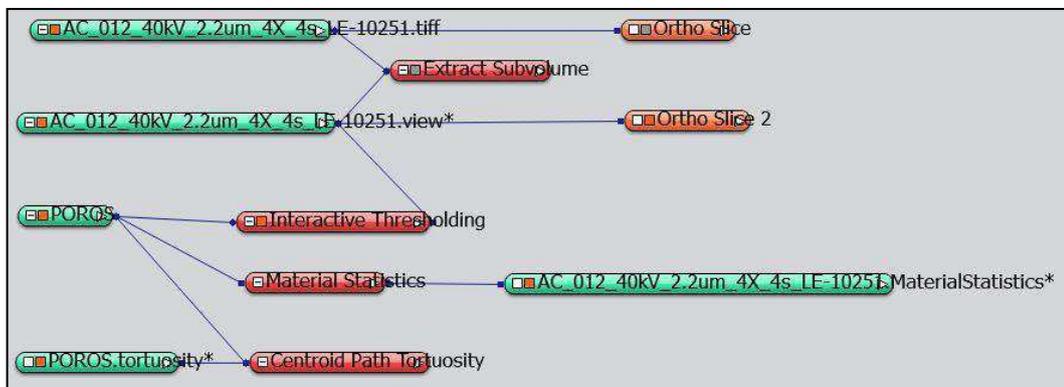


Figura 14 - Fluxograma de trabalho no *Avizo Fire®* para cálculo do fator de tortuosidade.

5.2.1.3 Geração de Malhas

As malhas de elementos finitos tetraédricos que são utilizadas para as simulações computacionais no *COMSOL Multiphysics®*, são previamente geradas no *Avizo Fire®* seguindo o fluxograma mostrado na Figura 15.

A partir das imagens microtomográficas compiladas e do subvoluma extraído (mesmo subvoluma dos ensaios computacionais de porosidade e tortuosidade), foi aplicada a ferramenta de segmentação *Edit New Label Field*.

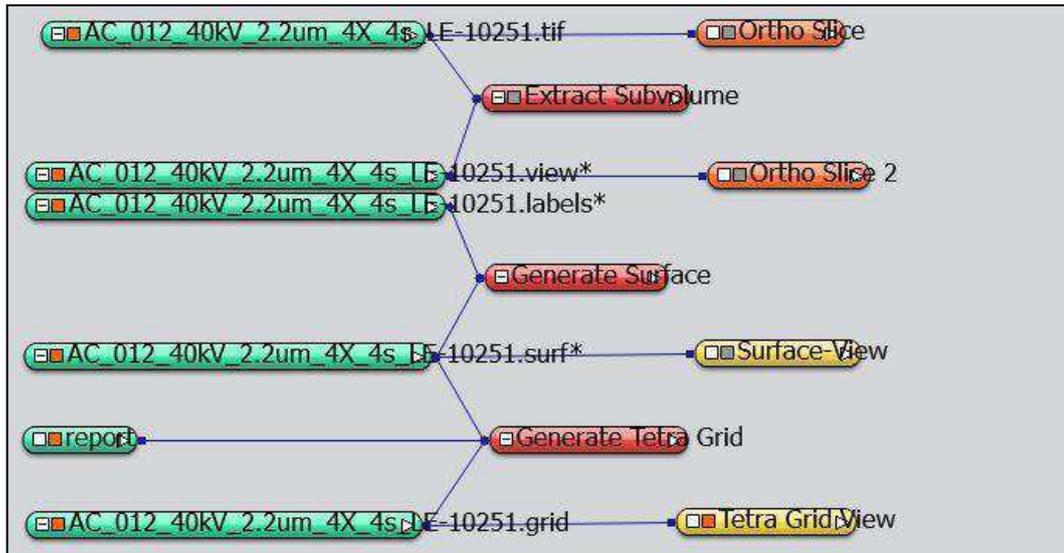


Figura 15 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para geração de malhas.

Em cada uma das amostras selecionadas de carbonatos e arenitos foram mapeadas quatro fases na malha 3D: 1) a porosidade interna (PI): região principal e interna dos poros; 2) a porosidade externa (PE): região dos poros adjacente aos grãos, aquela que contém a água irreduzível ou óleo residual; 3) a fase intermediária (FI): região que contém a microporosidade dos carbonatos ou os argilominerais dos arenitos; 4) a matriz mineral.

O intervalo compreendido entre 0 e 255 estão todos os tons possíveis da escala de cinza, em que 0 refere-se ao preto total e 255 o branco absoluto. Sabendo que as fases menos densas (como os poros) são mais escuras e as mais densas (como a matriz) são mais claras, foram estabelecidos subintervalos para compreender os quatro domínios. A Tabela 2 apresenta a divisão realizada para todas as amostras.

Tabela 2 - Divisão do espectro em intervalos de tons de cinza para todas as amostras (subintervalos dentro do intervalo 0 a 255).

Amostras	Poro interno	Poro externo	Fase Intermediária	Matriz
AC_012	0 – 20	20 – 60	60 – 100	100 - 255
IL3_20	0 - 20	20 – 60	60 – 100	100 – 255
SD_12	0 – 15	15 – 40	40 – 130	130 – 255
PSS_02	0 – 15	15 – 45	45 – 75	75 – 255
CGS_15	0 – 15	15 – 50	50 – 70	70 – 255
SCS_01	0 – 25	25 – 40	40 – 70	70 - 255

Para finalizar a segmentação, na aba *Segmentation*, foram utilizados os comandos *Remove Islands* e *Smooth Labels*, em que 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 (LEAL, 2018).

Para a geração de uma superfície 3D, é necessária a utilização do comando *Generate Surface* na imagem binarizada e suavizada (formato *labels*). Para tornar mais rápido e fácil o processamento e evitar falhas devido a limitação computacional, foi empregado o *Simplification Editor* para reduzir o número de faces. Porém, após a simplificação dos modelos é 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 deles.

Portanto, para que a geração das malhas ocorra de maneira satisfatória, é necessário que não haja interseções nem faces com erro de orientação. Então, na aba *Surface* é acionado o *fix intersections* e em seguida são feitos os testes. Quando o teste de interseção (*intersection test*) tiver sido aprovado com êxito, faz-se o teste de orientação (*orientation test*). No caso de orientações incorretas, que devem ocorrer muito raramente, há um reparo automático. Se isso falhar, os triângulos detectados serão mostrados e usam-se as operações manuais para reparo.

Uma aprovação bem-sucedida do teste de interseção e orientação é obrigatória para a geração da grade tetraédrica. Além disso, razões de aspecto (*Aspect Ratio*) e a qualidade de tetraedro (*Tetra Quality*) devem ser fixadas abaixo de 30, que é um valor determinado por uma escala do próprio *software*. Com isso, são feitos os testes de verificação em *Aspect Ratio Test* e *Tetra Quality Test*, e para corrigir alguns erros ainda existentes 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*. Amarelo foi utilizado para representar a matriz rochosa, vermelho a fase intermediária, verde o poro externo e roxo os poros internos existentes em todas as amostras rochosas.

5.2.1.4 Conectividade de poros a partir do número de Euler

Após a segmentação foi separada cada fase através do *Interactive Threshold* (PE, PI e FI) e em seguida aplicada a função *Euler Number*. A Figura 16 apresenta o fluxograma de trabalho no *Avizo Fire*[®] em que é possível observar todas as etapas realizadas.

Essa função aplicada calcula o número de Euler-Poincaré do objeto. Ele é um indicador da conectividade de uma estrutura complexa tridimensional. O número de Euler é uma característica de uma estrutura 3D que é topologicamente invariante (ODGAARD & GUNDERSEN, 1993). Ele é uma medida de quantas conexões em uma estrutura podem ser formadas antes da estrutura separar em 2 partes. Os componentes do número de Euler são os números de Betti que para este caso são: (beta0) que é o número de poros conectados, (beta1) que é o número de conexões por unidade de volume e (beta2) que é o número de grãos minerais entre poros. A Equação utilizada para o número de Euler-Poincaré para um objeto 3D é:

$$X = (beta0) - (beta1) + (beta2). \quad (15)$$

Se (beta1), que é a conectividade, for um número muito grande o resultado será um número de Euler altamente negativo referindo-se a uma elevada conectividade. E ao contrário, se for um número altamente positivo tem-se uma baixa conectividade.

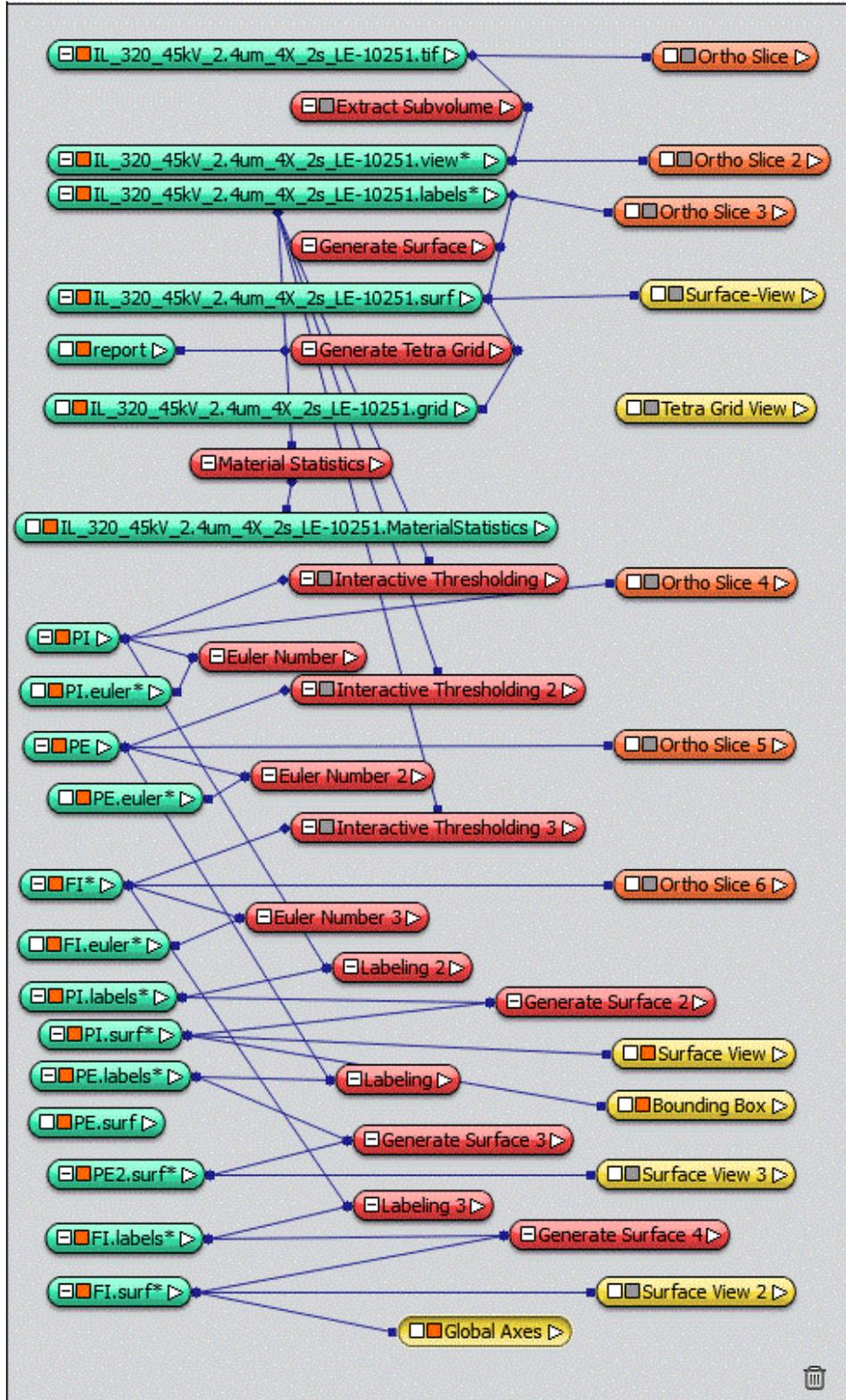


Figura 16 - Fluxograma de trabalho no Avizo Fire® para a aplicação do número de Euler.

5.2.1.5 Simulação Computacional de Propriedades Elétricas

Após a geração das malhas tridimensionais, elas foram importadas (como segue o Fluxograma da Figura 17) para o *software COMSOL Multiphysics®* 5.1 para a realização da simulação computacional das propriedades elétricas das amostras rochosas em estudo. É importante que as malhas provenientes do *software Avizo Fire®* estejam salvas em extensão de arquivo *.bdf*.



Figura 17 - Fluxograma para importação da malha do *Avizo Fire®* para o *COMSOL Multiphysics®*.

O objetivo é simular numericamente a propagação da corrente elétrica aplicada aos modelos digitais de rocha e com isso obter a densidade de corrente e poder calcular a resistividade elétrica desses modelos para cada cenário de saturação estudado. Foram simulados quatro casos para cada amostra de rocha, que são:

1º caso: A rocha está 100% saturada com água, ou seja, os macroporos (poros internos e externos) e os microporos (contidos na fase intermediária) são condutivos.

2º caso: A rocha contém água nos poros externos e óleo nos poros internos. Os microporos são condutivos.

3º caso: A rocha contém óleo nos poros externos, mas contém água nos poros internos. Os microporos são condutivos.

4º caso: A contém óleo tanto nos poros externos como nos poros internos. Os microporos são condutivos.

Baseando-se nesse objetivo, a física adicionada à simulação é a *Electric Currents (ec)*, que faz parte do módulo AC/DC cujo propósito é calcular os componentes elétricos. Além disso, o estudo escolhido foi *Stationary*, que é usado neste caso por não haver cargas que variam em função do tempo e utilizar corrente de baixa frequência.

Consecutivamente são adicionados os materiais. Assumiu-se que a matriz é formada por um único mineral, sendo calcário (*limestone*) para as amostras AC_12 e

IL3_20, dolomito (*dolomite*) para a amostra SD_12 e arenito (*sandstone*) para as amostras PSS_02, CG_15 e SCS_01. A fase intermediária, para todas as amostras, foi considerada condutiva e para isso adotou-se como material na simulação a *swamp clay* (argila condutiva). No caso de rochas carbonáticas a matriz micrítica, microporosa, pode apresentar propriedades elétricas semelhantes à da argila condutiva. O material adotado para os poros internos e externos variam conforme o caso estudado, mas sempre entre água (*water*) e óleo (*vaseline*).

Após definidos os materiais, são preenchidas as informações sobre as propriedades de condutividade elétrica e permissividade elétrica relativa de cada fase, pois são valores importantes para os cálculos seguintes. Esses parâmetros, estabelecidos por Clark (1966) *apud* Leal (2018), foram utilizados no presente trabalho como é mostrado na Tabela 3, com exceção das propriedades do Arenito, para o qual foi assumido um valor semelhante ao do calcário. Algumas outras propriedades necessárias para a realização das simulações são fornecidas automaticamente pelo próprio *software*.

Tabela 3 - Propriedades dos materiais utilizadas no *COMSOL Multiphysics®*.

Propriedades	Água	Óleo	Argila	Calcário	Dolomito	Arenito
Condutividade Elétrica (S/m)	5	1e-4	5e-2	0,4762e-5	0,1111e-2	0,4762e-5
Permissividade Relativa	81	20	36	7,3	8,3	7,3
Resistividade (ohm.m)	0,2	1e+4	20	2,1e+5	9e+2	2,10e+5

Fonte: CLARK, 1966 *apud* LEAL, 2018.

São então definidas as condições de contorno do estudo (em *Electric Currents*), sendo determinada a região em que será aplicada uma tensão (*Electric Potential*), as fronteiras do sistema e a região de chegada da corrente (*Ground*). Com isso, foi definida para todas as amostras a aplicação de um campo elétrico, a uma tensão de 12V, em uma única face do cubo. A corrente elétrica se propaga em direção à face

oposta do modelo digital de rocha e dessa forma é possível observar o comportamento da distribuição de tensão na amostra.

Além disso, notou-se que valores mais coerentes de porosidade de rocha seriam os calculados diretamente a partir das malhas tridimensionais criadas. Com isso, ainda no *software COMSOL Multiphysics®*, foi utilizada a ferramenta *Measure* para medir os volumes de cada domínio (poro interno, poro externo, fase intermediária e matriz). Dessa forma, a macroporosidade (Macrophi), a microporosidade (Microphi) e porosidade total (Phi total) das amostras foram calculadas por meio da relação entre o volume de vazios e o volume total da amostra. Vale ressaltar que para o cálculo do volume de microporos das amostras, é necessário obter o Índice médio de microporos na fase intermediária (*mean*) e assim realizar o produto do *mean* pelo volume da fase intermediária.

5.2.2 Obtenção dos parâmetros de Archie

Resumidamente, neste trabalho realizou-se as seguintes etapas de equações para a obtenção de todos os parâmetros de Archie:

1 – Porosidade (ϕ): Razão entre volume de poros, em μm^3 , e volume total da amostra, em μm^3 .

$$\phi = \frac{V_p}{V_T}. \quad (16)$$

2 – Comprimento da amostra (L): Produto do tamanho de pixel, em metros, por número de pixel.

$$L = (\text{tamanho de pixel} * \text{número de pixel}). \quad (17)$$

3 – Área média dos poros (A_p): Foi adquirida diretamente no *software Avizo Fire®* e corrigida para o novo valor obtido pelo *software Comsol Multiphysics®*, ambas em m^2 . Essa correção compensa a variação na porosidade total, antes e após a geração das malhas, e considera que a mesma proporção de variação ocorre na área média de poros.

4 – Cálculo da área total da amostra (A_T): Produto do tamanho de pixel ao quadrado, em metros, pelo quadrado do número de pixel.

$$A_t = (\text{tamanho de pixel})^2 * (\text{número de pixel})^2. \quad (18)$$

5 – Resistência do fluido condutor (RR_W): Razão entre o produto da resistividade do fluido condutor, em $\Omega.m$, pelo comprimento total da amostra, em metros, sobre a área média de poros, em metros quadrados.

$$RR_W = \frac{R_W * L}{A_p}. \quad (19)$$

6 – Corrente da rocha saturada (I_0): Produto da densidade de corrente, A/m^2 , pela área total da amostra, m^2 .

$$I_0 = J * A_T. \quad (20)$$

7 – Resistividade da rocha (R_T): Razão entre a tensão, em volts, pelo produto da densidade de corrente (A/m^2) por comprimento da amostra (m).

$$R_T = \frac{T}{J * L}. \quad (21)$$

8 – Fator de formação (F): Razão entre a resistividade da rocha 100% saturada com água, $\Omega.m$, pela resistividade do fluido condutor, $\Omega.m$.

$$F = \frac{R_0}{R_W}. \quad (22)$$

9 – Resistência da rocha 100% saturada com água (RR_0): Razão entre a tensão, em volts, pela corrente da rocha saturada, em ampère.

$$RR_0 = \frac{T}{I_0}. \quad (23)$$

10 – Expoente de cimentação (m):

$$m = \frac{\text{Ln}(a) - \text{Ln}(F)}{\text{Ln}(\phi)}. \quad (24)$$

Em que, a é o fator de tortuosidade, adimensional; F é o fator de formação, adimensional; e ϕ é a porosidade, adimensional.

11 – Saturação de água (S_w): Foi calculada a partir dos volumes dos poros internos, externos e fase intermediária para os casos 2, 3 e 4. Cada tipo de poro em um dado cenário está 100% saturado com determinado tipo de fluido.

12 – Expoente de saturação (n):

$$n = \frac{\ln(a) + \ln(R_w) - (m * \ln(\phi)) - \ln(R_T)}{\ln(S_w)} \quad (25)$$

Em que, a é o fator de tortuosidade, adimensional; R_w é a resistividade do fluido condutor, em $\Omega.m$; m é o expoente de cimentação, adimensional; ϕ é a porosidade, adimensional; R_T é a resistividade da rocha (saturada com óleo e água) em $\Omega.m$ e S_w é a saturação de água, adimensional.

5.2.3 Análises estatísticas de dados

5.2.3.1 Regressão linear múltipla (*Multiple Regression*)

Inicialmente aplicou-se ao conjunto de dados uma análise de regressão linear múltipla com o objetivo de avaliar a influência de cada uma das variáveis independentes sobre as variáveis dependentes que se deseja calcular. Essa influência é quantificada na variável beta, quanto maior o valor de beta maior essa influência.

5.2.3.2 Regressão linear Piecewise (*Piecewise Linear Estimation*)

Ao conjunto de dados aplicou-se uma regressão linear usando a técnica *Piecewise linear estimation*. Essa técnica resulta em duas equações lineares multivariáveis separadas por um *breakpoint*: uma para valores menores do que o valor do *breakpoint* e outra para valores superiores. As variáveis de entrada são as variáveis independentes, que correspondem ao Log (EN_PI), Log (EN_PE) e Log (EN_FI) e as dependentes são as variáveis que se desejam calcular, neste caso o expoente de

saturação, n , para cada caso. Com isso foi encontrada uma relação entre a conectividade (a partir do Número de Euler) com o expoente de saturação n , o coeficiente de cimentação m , e o fator de tortuosidade.

5.2.4 Análise da saturação fluida e estimativa de reservas

Após a estimativa dos parâmetros de Archie a partir de modelos digitais de rochas carbonáticas e siliciclásticas, procedeu-se a análise da saturação fluida e a estimativa de reservas em dois casos reais: 1) reservatório carbonático do pré-sal da Bacia de Santos; 2) reservatório siliciclástico do pós-sal da Bacia de Campos.

Foram escolhidas três amostras, dentre as acessíveis para esta pesquisa, (uma para o tipo de rocha carbonática e duas para o tipo de rocha siliciclástica) como análogas às dos campos com dados disponíveis. A amostra carbonática IL3_20 foi considerada como análoga às dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos, pois o reservatório em questão é predominantemente calcário e macroporoso. Quanto ao reservatório arenítico do pós-sal da Bacia de Campos, foram testadas duas amostras como possíveis análogos: a CGS_15, que apresenta uma porosidade total relativamente alta com predominância de macroporos, e a SCS_01, que é uma amostra predominantemente microporosa e areno-argilosa. Essa última amostra foi considerada pelo fato do perfil de argilosidade considerado para o poço em questão indicar que se trata de um reservatório areno-argiloso.

A resistividade da água de formação, para os dois poços analisados, foi calculada a partir da identificação, no perfil (Laterolog ou Indução), de uma zona saturada 100% com água. Assim, por meio da equação de Archie para $S_w = 1$, R_w pode ser encontrado.

Para o cálculo da saturação de água aplicou-se a equação de Archie com o valor de R_w previamente calculado e com os parâmetros obtidos por simulação numérica e os parâmetros comumente usados em cada tipo de reservatório.

Para calcular as espessuras dos intervalos de interesse, camadas portadoras de hidrocarbonetos com potencial para produção (*pay thickness*), em reservatórios carbonáticos e siliciclásticos é exigido o atendimento de alguns critérios relativos à

porosidade efetiva, argilosidade e saturação de água. Para os reservatórios carbonáticos é usualmente utilizado: 1) porosidade efetiva maior ou igual a 6%; 2) argilosidade (VSH) menor ou igual a 30% e 3) saturação de água menor ou igual a 50%. Já para os reservatórios siliciclásticos: 1) porosidade efetiva maior ou igual a 10%; 2) argilosidade (VSH) menor ou igual a 30% e 3) saturação de água menor ou igual a 50% (BASTOS, 2020).

A Equação (26) foi utilizada para a estimativa da reserva de hidrocarboneto *in place*, em milhões de barris, por km² de área do reservatório.

$$HCIP = \frac{10^9}{159} * pay\ thickness * \phi * (1 - S_w). \quad (26)$$

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Porosidade computacional

Os modelos digitais de rocha provenientes da microtomografia de raios-X foram gerados e neles puderam ser analisadas algumas propriedades petrofísicas como porosidade dos micro (Micro Phi) e macroporos (Macro Phi) (petrofísica computacional). Os resultados estão dispostos na Tabela 4 e a Figura 18 compara a distribuição da porosidade em cada amostra.

Tabela 4 - Dados de porosidade computacional de todas as amostras calculados em subvolumes das imagens microtomográficas.

Amostras	Macro Phi (%)	Micro Phi (%)	Phi total (%)
AC_012	14,14	11,43	25,57
IL3_20	18,01	4,75	22,76
SD_12	18,44	4,53	22,97
PSS_02	12,59	6,07	18,66
CGS_15	17,99	3,49	21,48
SCS_01	11,14	12,08	23,22

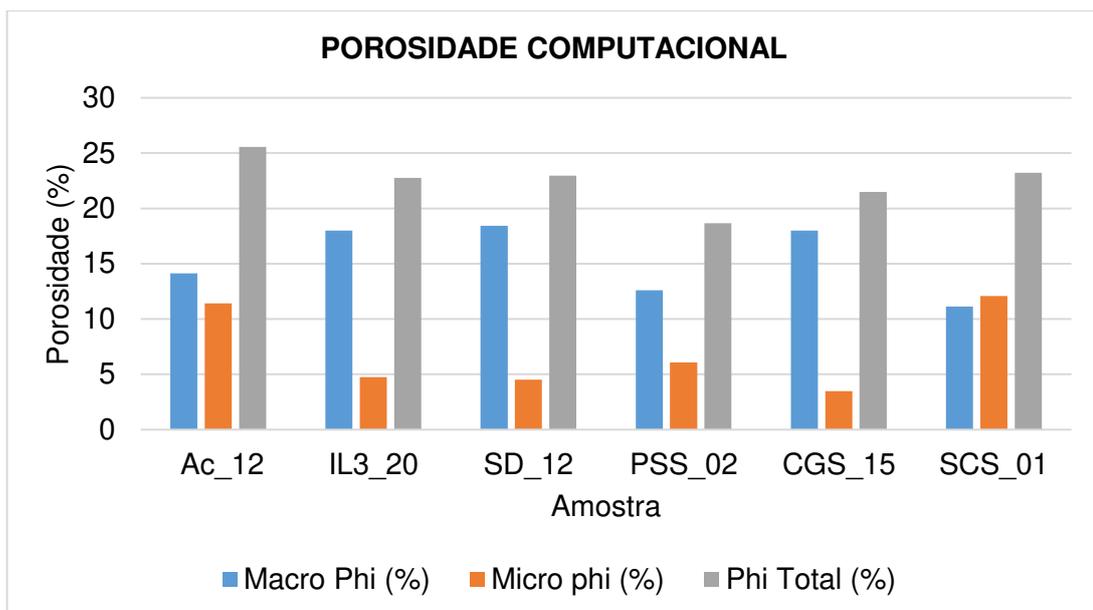


Figura 18 - Comparativo gráfico da porosidade computacional das amostras obtido pelos subvolumes das imagens microtomográficas no *Avizo Fire*®.

6.2 Malhas tridimensionais

Foram geradas as malhas tridimensionais representativas do arcabouço mineral e da rede de poros de cada amostra. Na Figura 19 são demonstradas todas as malhas 3D utilizadas nesta pesquisa.

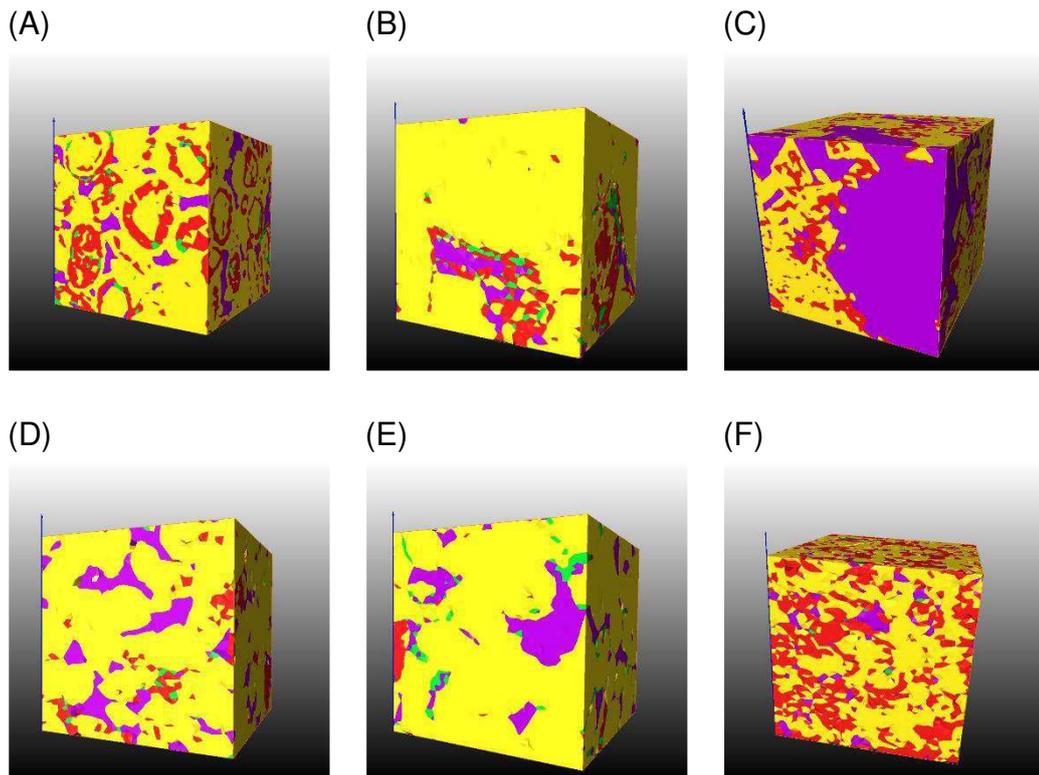


Figura 19 - Malhas tridimensionais. (A) Amostra AC_12. (B) Amostra IL3_20. (C) Amostra SD_12. (D) Amostra PSS_02. (E) Amostra CGS_15. (F) Amostra SCS_01. Em amarelo a matriz; roxo o poro interno; verde o poro externo; vermelho a fase intermediária.

6.3 Conectividade dos Domínios

Com a ferramenta *Euler Number* a conectividade da rede de poros de cada domínio (poro interno e poro externo, representando os macroporos, e da fase intermediária, que contém os microporos) pôde ser identificada. Foram então geradas imagens tridimensionais dessas conectividades em cada amostra estudada (Figura 20, Figura 21, Figura 22, Figura 23, Figura 24, Figura 25). Cada conjunto de poros interconectados é representado com a mesma coloração, revelando se o fluxo de

fluido ocorre mais livremente (alta conectividade), ou se há dificuldade de fluir devido ao isolamento dos poros (baixa conectividade).

Analisando qualitativamente as imagens observa-se que a Amostra AC_12 (Figura 20) apresenta de maneira geral uma fase intermediária muito bem conectada e poros internos (PI) e externos (PE) com baixa conectividade sendo o PI com poros mais bem conectados que o PE.

Em relação a amostra IL3_20 (Figura 21), nota-se que ela apresenta os poros internos bem conectados tal qual a fase intermediária. Já os poros externos são mais isolados. O mesmo é observado pra amostra SD_12 sendo os poros externos dessa amostra ainda mais isolados (Figura 22).

Na amostra PSS_02 (Figura 23), pode-se dizer que é boa a conectividade dos poros internos, porém os poros externos e a fase intermediária demonstram baixa conectividade, sendo a FI melhor conectada que a PE.

Com relação a amostra CGS_15 o mesmo foi observado (Figura 24), PI bem conectado e PE e FI mal conectados. No entanto, nota-se que a amostra CGS_15 aparenta apresentar melhor conectividade do PE do que da FI.

A amostra SCS_01 (Figura 25) demonstra uma excelente conectividade da sua fase intermediária, em contrapartida uma baixa conectividade dos poros externos e internos, sendo o PI um pouco mais conectado que o PE.

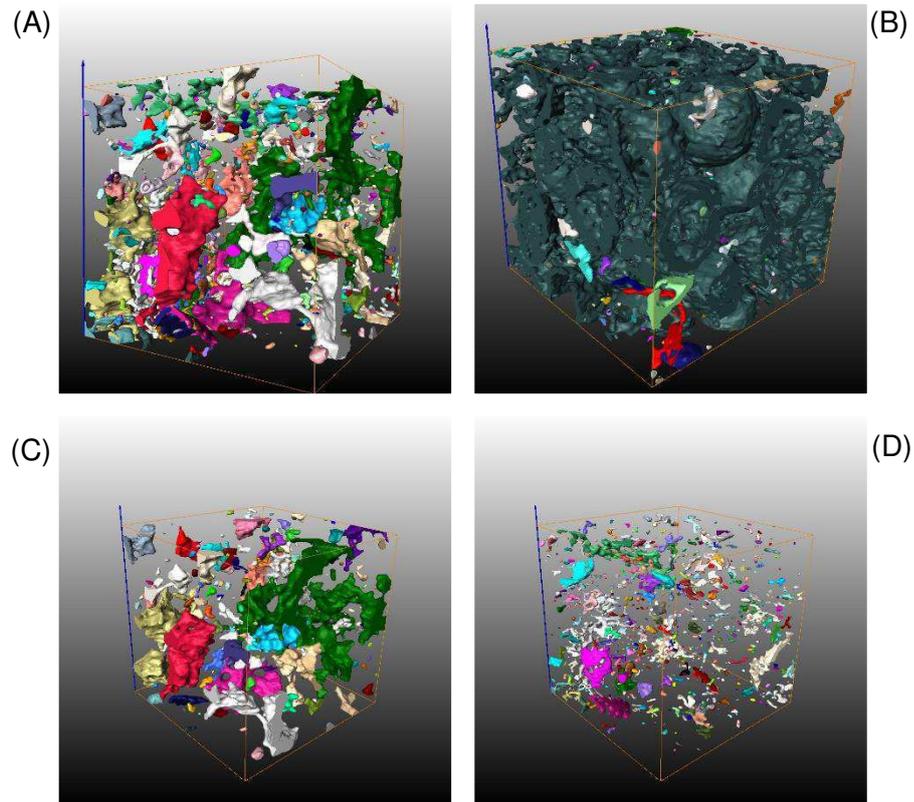


Figura 20 - Amostra AC_12. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

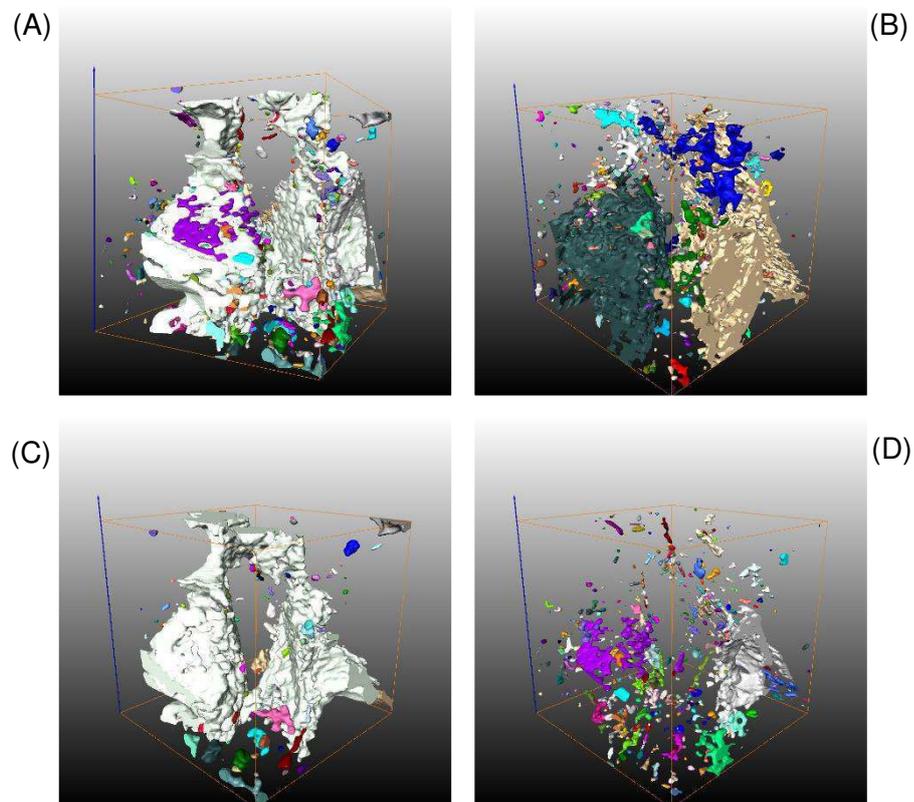


Figura 21 - Amostra IL3_20. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

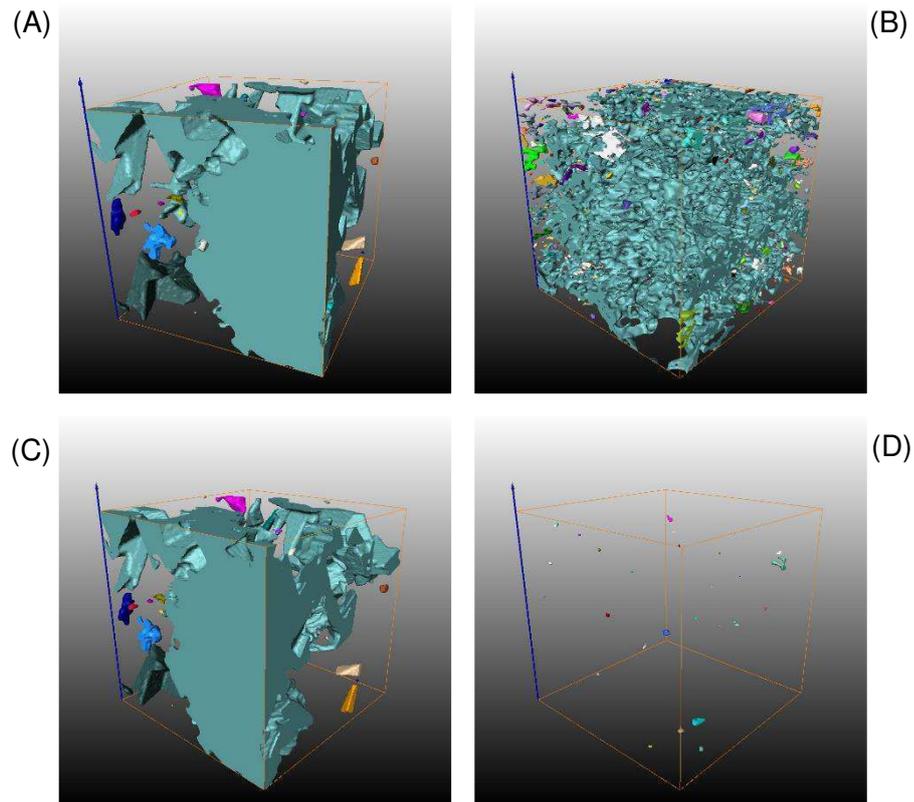


Figura 22 - Amostra SD_12. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

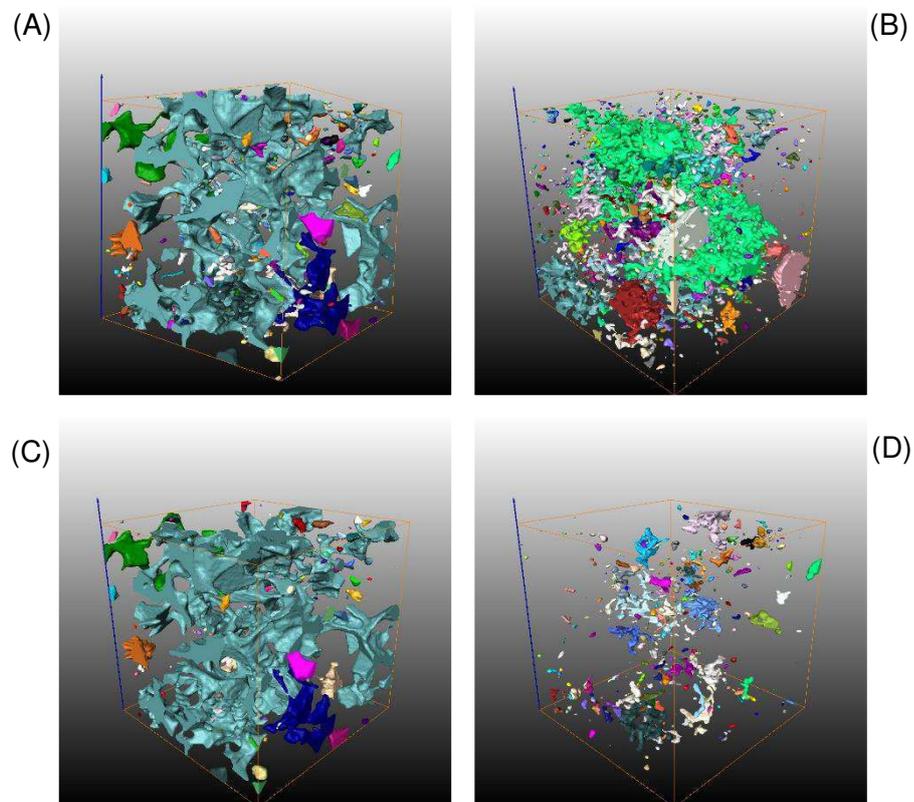


Figura 23 - Amostra PSS_02. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

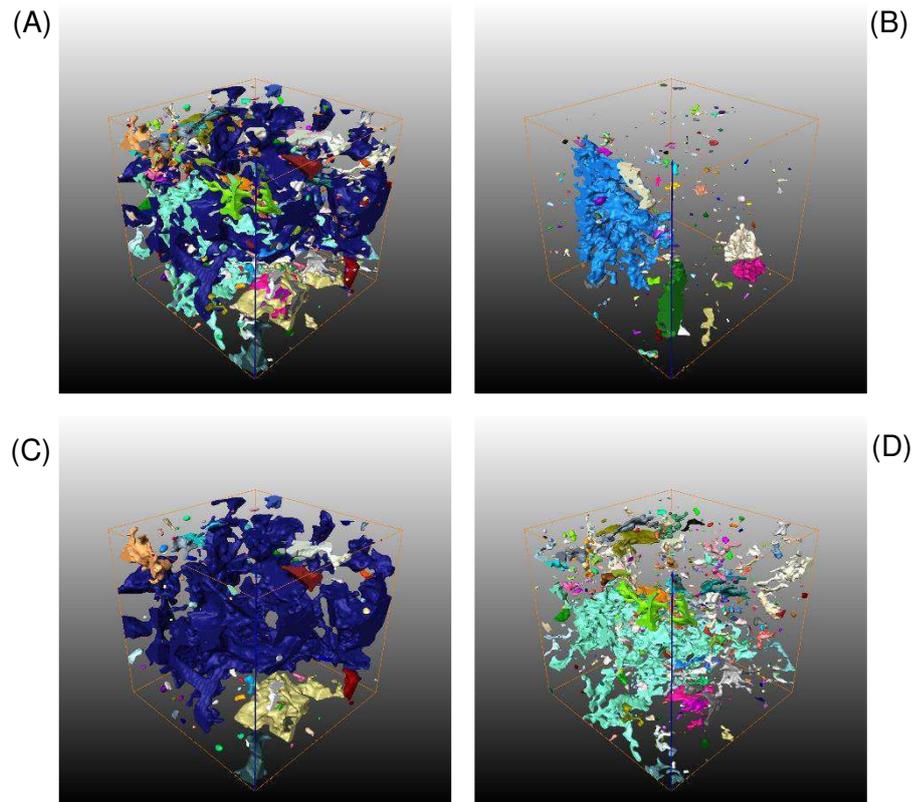


Figura 24 - Amostra CGS_15. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

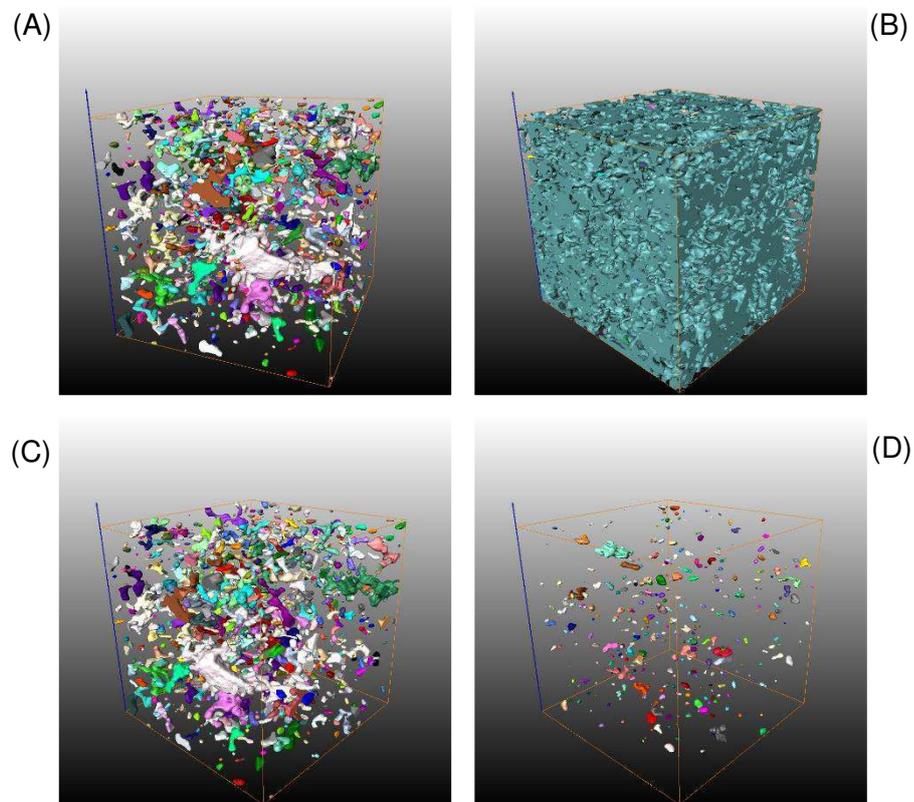


Figura 25 - Amostra SCS_01. (A) Conectividade dos Macroporos (PI e PE); (B) Conectividade da FI; (C) Conectividade dos PI; (D) Conectividade dos PE.

A Figura 26 é uma representação esquemática da descrição qualitativa da conectividade dos domínios das seis amostras analisadas, de acordo com a descrição acima apresentada.

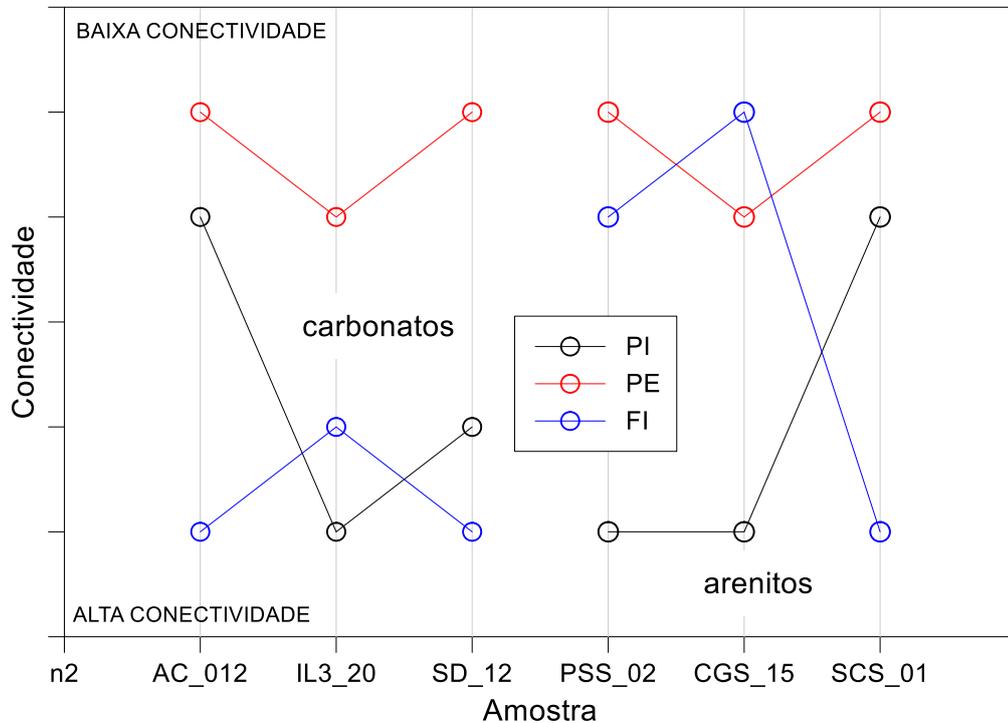


Figura 26 – Representação esquemática da conectividade dos poros internos, poros externos e da fase intermediária a partir da descrição qualitativa.

São exibidos na Tabela 5 o resultado do *Euler Number* (*EN*) de cada domínio (PI, PE e FI) das amostras o qual possibilitou analisar também quantitativamente as conectividades. Vale ressaltar, que pelo fato dos valores do *EN* variarem muito e para ser possível obter uma relação linear, é mais viável aplicar a função logarítmica sobre esses valores de *EN*, como é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados dos *Euler Number* de cada domínio para todas as amostras.

Amostras	EN_PI	EN_PE	EN_FI	log (EN)_PI	Log (EN)_PE	Log (EN)_FI
AC_012	182,5	1295	-1114	2,26	3,11	-3,05
IL3_20	-53	740	170	-1,72	2,87	2,23
SD_12	19,5	55	-1558	1,29	1,74	-3,19
PSS_02	105,5	521,5	840,5	2,02	2,72	2,92
CGS_15	110,5	691	257,5	2,04	2,84	2,41
SCS_01	1085	573	-5377	3,04	2,76	-3,73

É mostrado na Figura 27 um gráfico para sintetizar os valores do $\text{Log}(EN)$ correspondentes para cada domínio das seis amostras. Os menores valores de $\text{Log}(EN)$ são indicativos de uma alta conectividade, em contrapartida os maiores indicam baixa conectividade.

Observa-se que a avaliação quantitativa apresenta, de modo geral, pouca diferença se comparada com a qualitativa. Eventualmente, diferenças entre os dois métodos de análise podem ser devidas à presença de *vugs* ou de um agregado de poros que, embora de dimensões consideráveis, ele não interliga uma extremidade à outra da amostra.

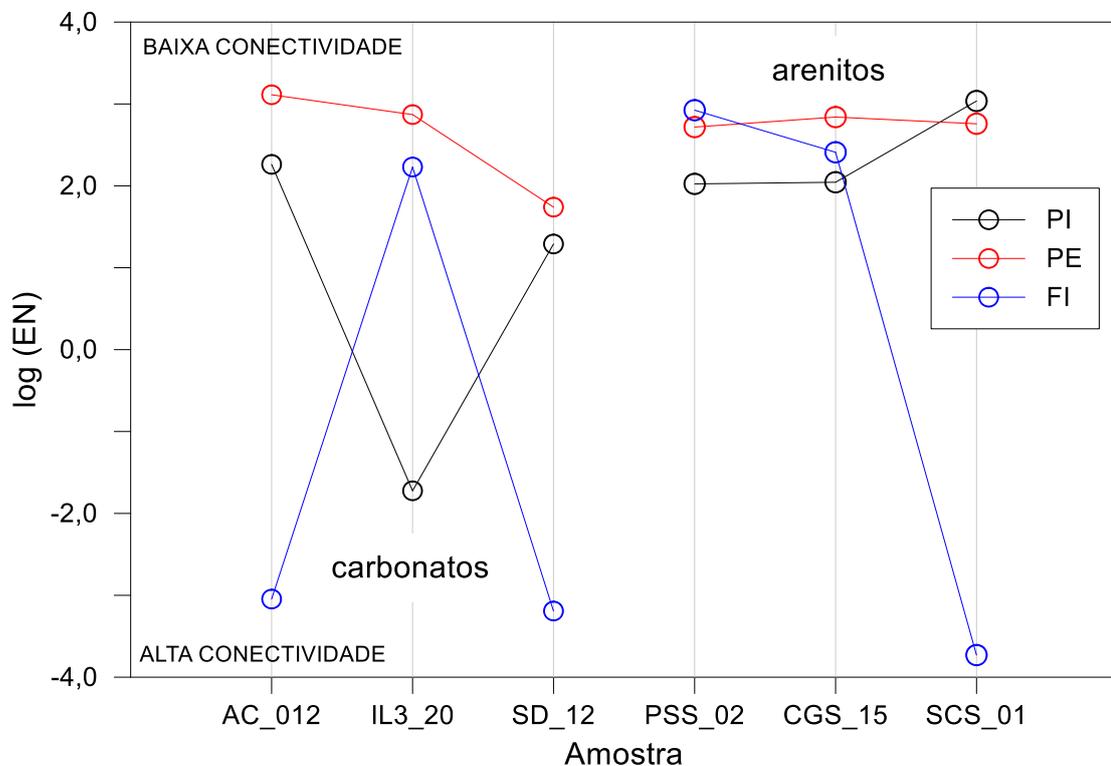


Figura 27 - Representação esquemática da conectividade dos poros internos, poros externos e da fase intermediária a partir do Logaritmo do *Euler Number*.

6.4 Porosidade computacional a partir das malhas 3D

Foram realizados os cálculos dos volumes de cada domínio definido na malha (poro interno, poro externo, fase intermediária e matriz) de todas amostra rochosas utilizadas. Os valores são demonstrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Volumes (μm^3) de cada domínio da malha, volume total e volume poroso total das amostras de rochas.

Amostras	Volume (μm^3)					
	V. Poros internos	V. Poros externos	V. Fase intermediária	V. Matriz	V. Total	V. Poroso total
AC_12	6,53E+06	1,36E+06	2,00E+07	5,62E+07	84134000	1,58E+07
IL3_20	1,69E+07	1,35E+06	6,32E+06	8,46E+07	109147000	2,05E+07
SD_12	1,50E+07	9,41E+03	1,41E+07	5,16E+07	8,07E+07	1,69E+07
PSS_02	1,03E+07	9,86E+05	7,59E+06	9,03E+07	1,09E+08	1,30E+07
CGS_15	1,69E+07	3,96E+06	2,84E+06	1,23E+08	1,47E+08	2,20E+07
SCS_01	4,49E+06	3,25E+05	5,93E+07	4,48E+07	1,09E+08	2,12E+07

A Tabela 7 apresenta o índice médio de microporos na fase intermediária (*mean*) que foi obtido no *Avizo Fire*[®] com o comando *Global Analysis*. Com base no produto do *mean* pelo volume da fase intermediária encontra-se o volume de microporos da amostra.

Tabela 7 - Índice médio de microporos na fase intermediária (*mean*).

Amostras	<i>Mean</i>
AC_012	0,396774
IL3_20	0,369025
SD_12	0,131297
PSS_02	0,219867
CGS_15	0,400332
SCS_01	0,276259

Com isso, também foi possível realizar a avaliação da porosidade computacional a partir das malhas tridimensionais já suavizadas de cada amostra. Portanto, os dados percentuais de macroporosidade (Macroph_i) microporosidade (Microph_i) e porosidade total (Phi total) das amostras foram calculados por meio da relação entre o volume de vazios e o volume total da amostra. Os resultados obtidos são exibidos na Tabela 8.

Tabela 8 - Dados de porosidade computacional de todas as amostras calculados a partir das malhas tridimensionais.

Amostras	Macrophi (%)	Microphi (%)	Phi total (%)
AC_012	9,38	9,44	18,82
IL3_20	16,68	2,14	18,82
SD_12	18,63	2,29	20,92
PSS_02	10,34	1,53	11,87
CGS_15	14,22	0,77	14,99
SCS_01	4,42	15,04	19,46

A Figura 28 compara de maneira gráfica os valores obtidos de macro, micro e porosidade total das amostras calculados com base nas malhas exportadas para o *Comsol Multiphysics®*. Nota-se que o resultado encontrado diretamente a partir das malhas criadas são menores que os alcançados anteriormente a partir dos subvolumes das imagens microtomográficas (Figura 18). Isso se explica pelo fato de que para a geração das malhas há um processo de simplificação das superfícies que exclui elementos pequenos e isolados, para tornar mais rápido o processamento dos ensaios e evitar possíveis falhas por limitação computacional e, conseqüentemente, acaba por excluir alguns poros.

Para esta pesquisa observou-se que seria mais coerente a utilização, para os demais cálculos, dos valores de porosidade computacional com base nas malhas, já que foram realizadas nelas as simulações elétricas.

É válido ressaltar que se no processo de gênese da rocha for privilegiada a formação de macroporosidade, têm-se uma situação mais favorável ao reservatório em termos de permeabilidade.

Nota-se, por exemplo, que a amostra CGS_15 apresenta uma maior macroporosidade em relação à amostra SCS_01, que por sua vez é mais rica em microporos. Com isso, é de se esperar que a amostra CGS_15 tenha uma situação mais favorável ao reservatório pois é provável que sua permeabilidade seja substancialmente superior à da amostra SCS_01. Isso é explicado pelo fato de a permeabilidade ser uma propriedade física preferencialmente controlada pela presença dos macroporos se esses estiverem bem conectados.

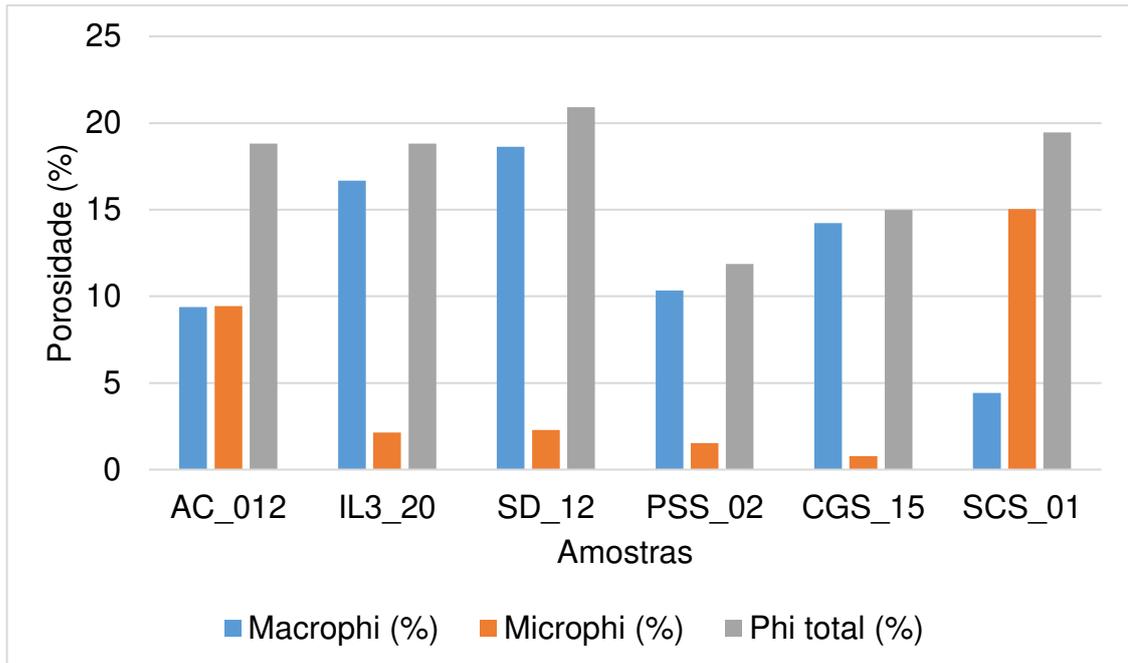


Figura 28 - Gráfico comparativo de porosidade computacional das amostras obtido a partir das malhas tridimensionais no *Comsol Multiphysics®*.

A Figura 29 apresenta as porosidades calculadas para os poros internos e externos além da microporosidade das amostras. Nele observa-se que: 1) a porosidade externa é pequena em todas as amostras, especialmente no caso da amostra SD_12; 2) A porosidade interna, em todas as amostras, é muito superior que a porosidade externa; 3) Nas amostras AC_12 e SCS_01 há uma predominância da microporosidade, diferentemente das demais amostras.

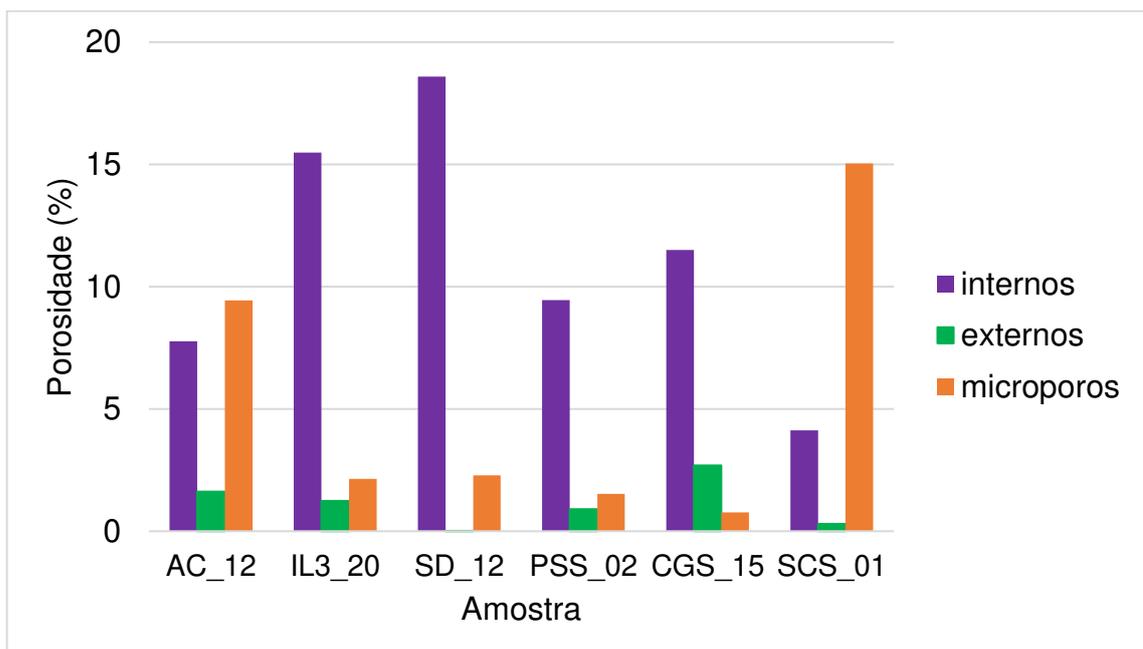


Figura 29 - Gráfico comparativo do percentual de poros internos, externos e microporos.

6.5 Tortuosidade dos caminhos porosos

Além disso, por meio de simulação computacional também foi possível obter o valor da tortuosidade dos caminhos porosos das amostras, como é mostrado na Tabela 9. Essa tortuosidade medida diz respeito apenas a Macro Phi, visto que as imagens de microCT não têm resolução suficiente para individualizar os microporos das amostras.

Tabela 9 - Valores de porosidade total (%) e fator de tortuosidade para cada amostra.

Amostras	Tipo de rocha	Macro Phi (%)	Fator de Tortuosidade
AC_012	Calcário	9,38	2,08
IL3_20	Calcário	16,68	1,71
SD_12	Dolomito	18,63	1,78
PSS_02	Arenito	10,34	2,29
CGS_15	Arenito	14,22	2,09
SCS_01	Arenito	4,42	2,29

Em geral, quanto menor a porosidade, maior a tortuosidade devido ao fato de que uma amostra com porosidade baixa possui menos canais porosos, ou seja, menor número de caminhos preferenciais ao fluxo de fluidos. Se uma amostra contém muitos poros, a tendência é de que eles estejam mais próximos uns dos outros favorecendo o caminho a ser percorrido pelo fluido, conseqüentemente, caminhos menos tortuosos. Figura 30 demonstra essa relação entre a porosidade dos macroporos e a tortuosidade de cada amostra.

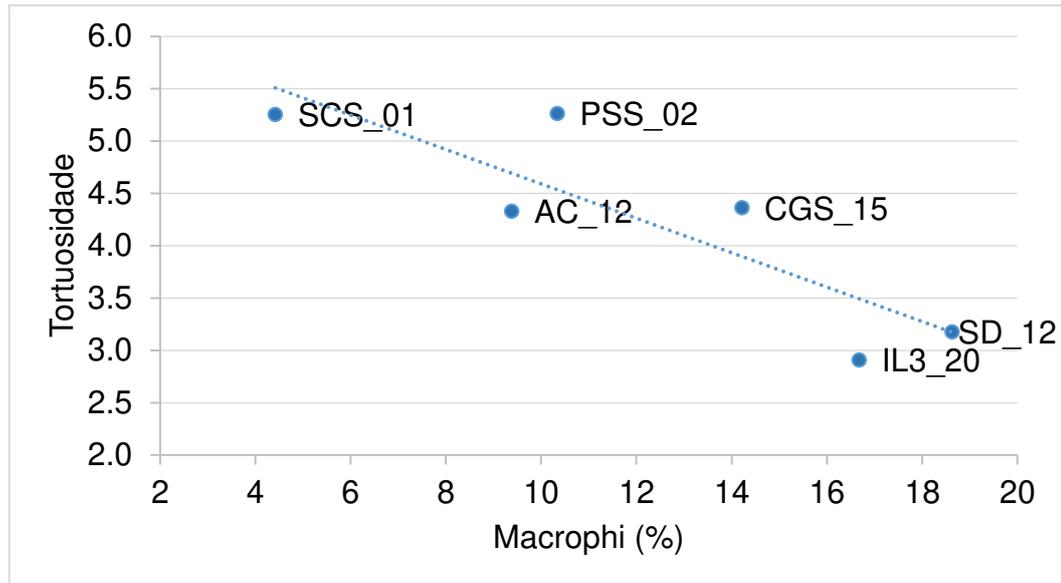


Figura 30 - Relação entre a tortuosidade e a macro porosidade de cada amostra.

6.6 Simulação da propagação do campo elétrico na rocha

As malhas tridimensionais foram importadas para o *software Comsol Multiphysics®* onde foram realizadas as simulações computacionais da passagem de corrente elétrica nas amostras rochosas. Com a aplicação de um campo elétrico, de tensão 12V, atravessando a amostra, é possível observar o comportamento de passagem de corrente, como são demonstradas nas figuras a seguir (Figura 31, Figura 32, Figura 33, Figura 34, Figura 35 e Figura 36). Nota-se que o potencial está sendo aplicado na face inferior (região de coloração vermelha) e que a corrente se propaga em direção à face oposta de coloração mais clara (azul). Percebe-se que na região onde há predominância de poros ocorre uma maior atenuação do potencial, quando esses poros contêm fluido condutivo, ou seja, nas regiões em que há poucos poros o potencial segue com maior intensidade.

Quando o meio é mais resistivo a diferença de potencial elétrico entre dois pontos é maior, e quando o meio é mais condutivo essa diferença de potencial elétrico é menor. Por exemplo, na Figura 31, a imagem C representa a distribuição de potencial elétrico em um meio mais condutivo do que no meio da imagem D pois, embora ambas representem uma amostra com óleo nos poros externos, na imagem C o fluido presente nos poros internos é água condutiva, enquanto na imagem D o

fluido contido é óleo. Comparando o potencial elétrico no ponto médio da aresta central com o potencial no vértice central inferior, vê-se que na imagem C a diferença de potencial é menor do que na imagem D.

Ao comparar as imagens A com C ou B com D (comparação na direção vertical na figura) se está avaliando o efeito do fluido contido nos poros externos, ao passo que ao se comparar as imagens A com B ou C com D (comparação na direção horizontal na figura) avalia-se o efeito do fluido que satura os poros internos. A fase intermediária é considerada condutiva nas quatro imagens, portanto, o seu efeito é sempre o de aumentar a condutividade dos modelos.

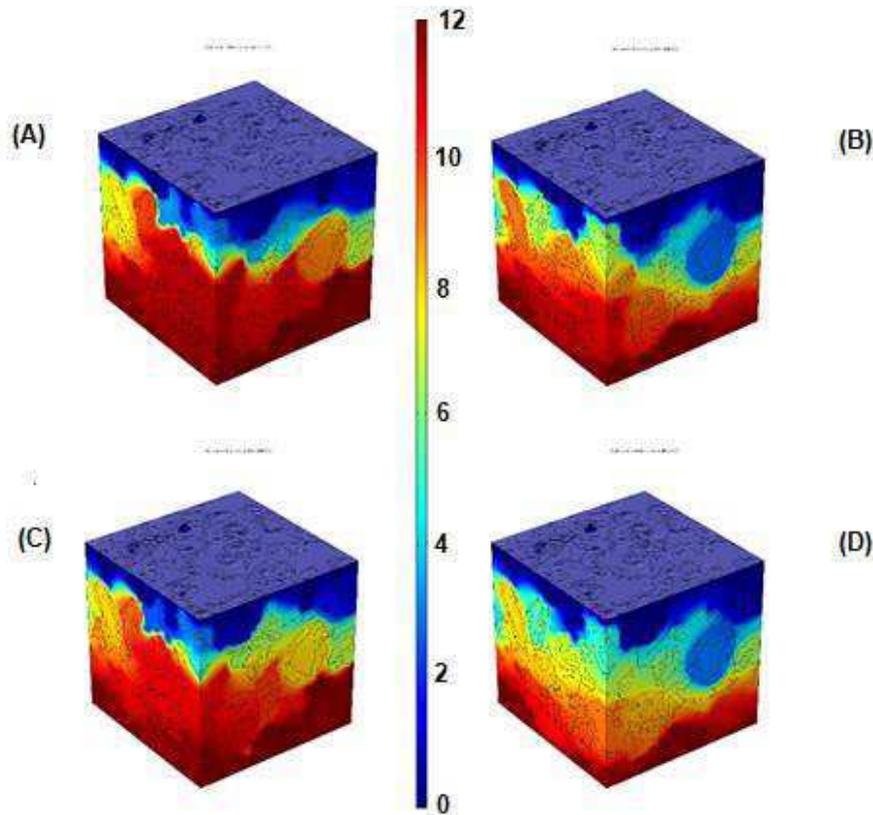


Figura 31 - Passagem de corrente elétrica na amostra AC_12 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

Na Figura 33, referente à amostra CGS_15, nota-se uma maior diferença quando as imagens são comparadas na direção vertical, pois esta é a amostra com porosidade externa mais expressiva, enquanto na Figura 35, que representa a amostra de menor porosidade externa (SD_12), a diferença entre as imagens na direção vertical é a menor de todas.

As amostras SD_12 e SCS_01 apresentam valores próximos para a porosidade total, embora a porosidade da amostra SD_12 seja dominada pelos macroporos (e pelos poros internos) e a da amostra SCS_01 seja dominada pelos microporos. Por esta razão o efeito do fluido saturante (contido nos poros internos) é maior na primeira amostra do que na segunda.

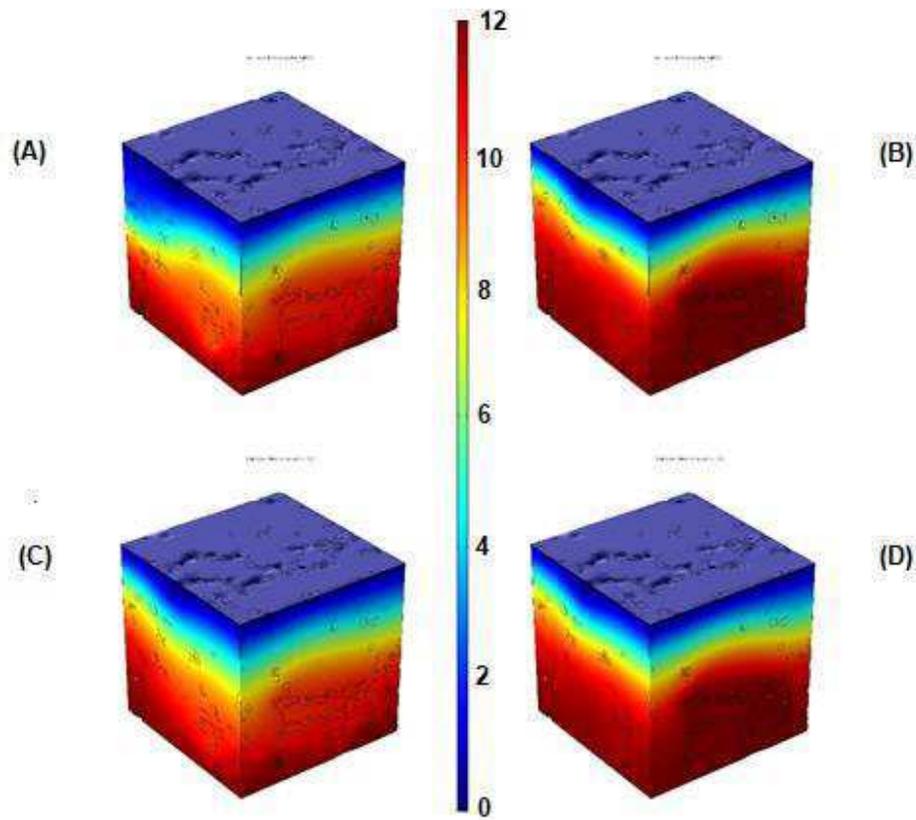


Figura 32 - Passagem de corrente elétrica na amostra IL3_20 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

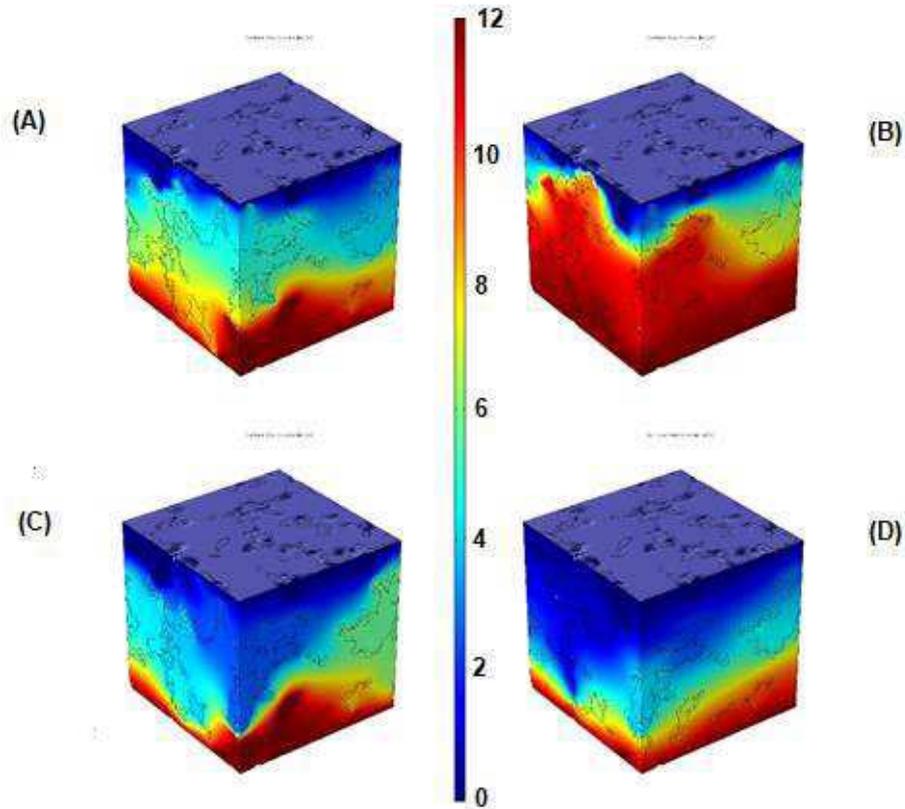


Figura 33 - Passagem de corrente elétrica na amostra CGS_15 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

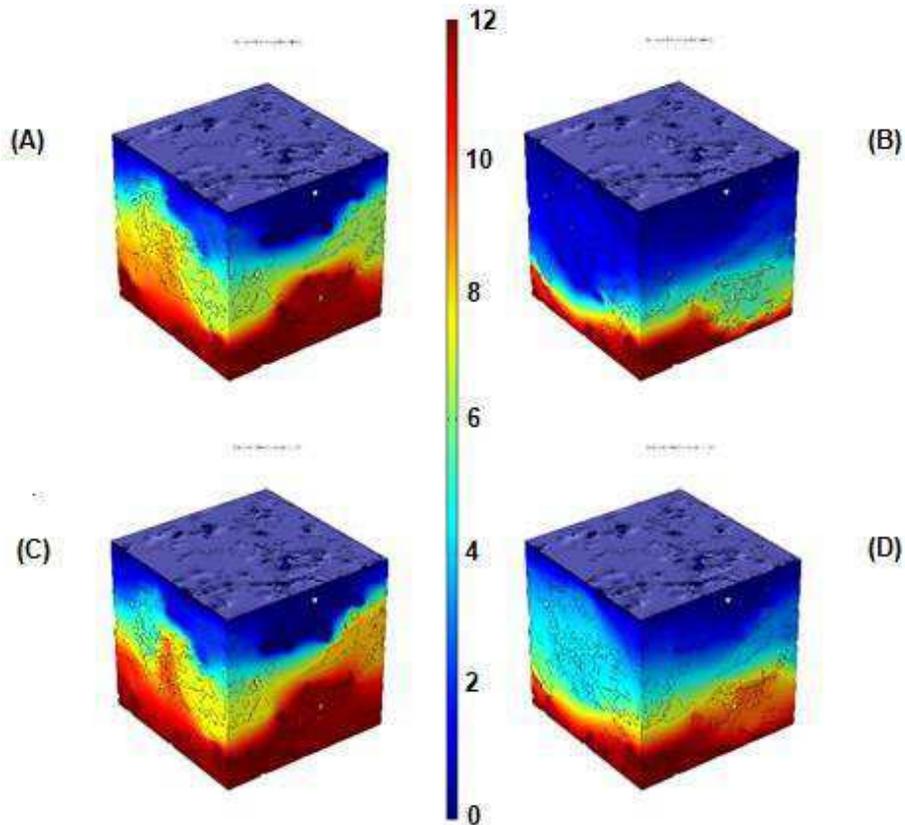


Figura 34 - Passagem de corrente elétrica na amostra PSS_02 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

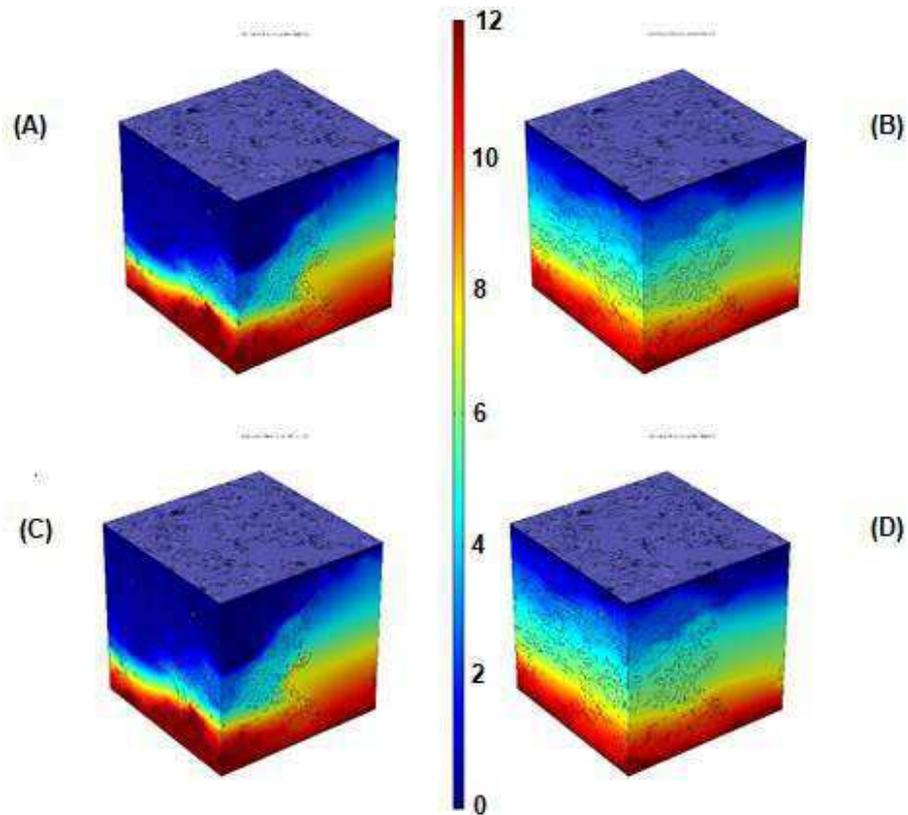


Figura 35 - Passagem de corrente elétrica na amostra SD_12 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

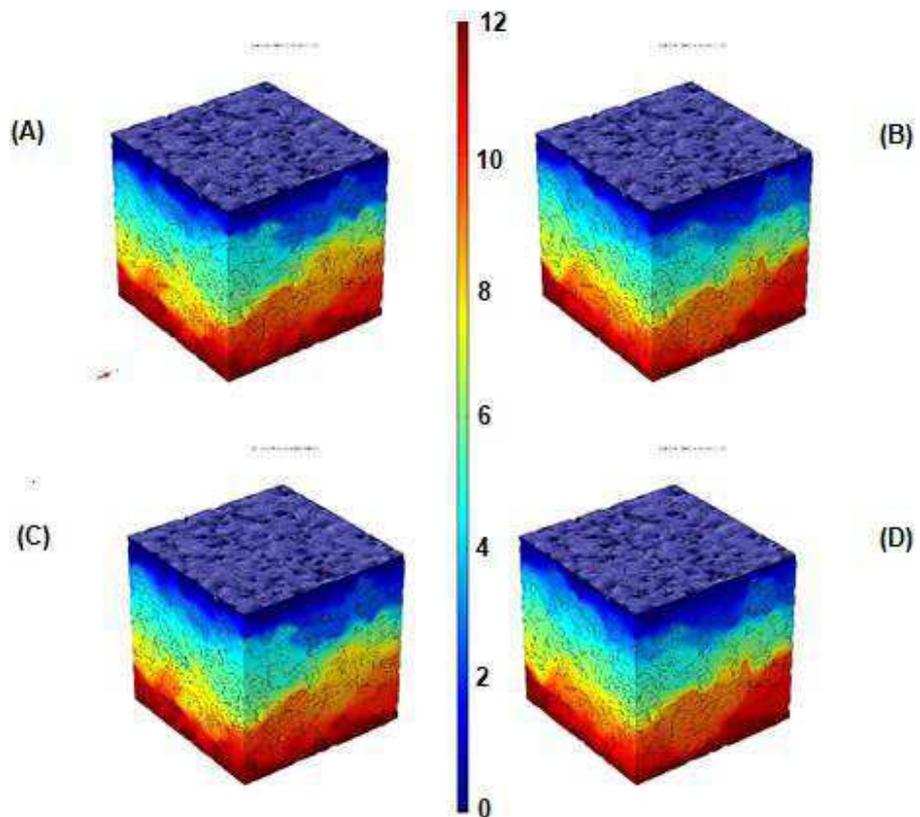


Figura 36 - Passagem de corrente elétrica na amostra SCS_01 submetida a uma tensão de 12V. (A) Caso 1: água no PE e água no PI. (B) Caso 2: água no PE e óleo no PI. (C) Caso 3: óleo no PE e água no PI. (D) Caso 4: óleo no PE e óleo no PI. Para todos os casos a FI é condutiva.

Para cada amostra de rocha foram obtidas as densidades de corrente (A/m^2) para quatro casos, os quais representam situações específicas em termos de saturação fluida. Os valores de densidade de corrente simulados encontram-se na Tabela 10.

Tabela 10 - Densidades de corrente para todas as amostras em cada caso estudado.

Densidade de Corrente (A/m^2)				
Amostras	1º Caso	2º Caso	3º Caso	4º Caso
AC_12	301	68	267	46
IL3_20	3937	15	3365	4
SD_12	10545	65	10537	65
PSS_02	885	2	426	0,5
CGS_15	2542	16	755	0,1
SCS_01	299	151	282	147

No primeiro caso, que foi simulado para uma rocha 100% saturada com água, percebem-se elevados valores de densidade de corrente elétrica devido a condutividade da água. A queda brusca dos valores de densidade de corrente no segundo caso se dá pela presença do óleo nos poros internos da rocha, que apesar de ter água nos poros externos, têm majoritariamente seu espaço poroso preenchido por óleo que por conseguinte tem elevada resistividade conduzindo menos corrente elétrica.

Vale ressaltar que a fase intermediária (que contém os microporos) de todas as amostras está representada por argila de condutividade 5×10^{-2} S/m. Portanto, para amostras que apresentem elevada presença de microporos, como por exemplo a amostra SCS_01, ela apresentará uma queda menos abrupta no valor de densidade elétrica entre o primeiro e o segundo caso.

O terceiro caso, simulando uma rocha com água no poro interno e óleo no externo, mostra que a camada porosa externa criou uma barreira resistiva, porém não suficiente para diminuir consideravelmente a densidade de corrente (em relação ao primeiro caso) em todas as amostras.

No quarto e último caso foi simulado com a rocha preenchida por óleo tanto nos poros internos como nos externos. Com isso, devido a elevada resistividade do óleo é de se esperar que o valor da densidade de corrente seja bastante reduzido, principalmente se comparada ao primeiro caso.

São apresentados na Tabela 11 os valores de resistividade das rochas para os quatro casos estudados. Sabe-se que, por definição, a resistividade trata-se da dificuldade imposta pelo material ao fluxo de corrente elétrica. Portanto, é de se esperar que quando haja presença de hidrocarbonetos na formação o valor de resistividade seja mais alto do que na presença de água (que a torna mais condutiva). Além disso, os valores de resistividade também demonstram grande variabilidade a depender do tipo de rocha em questão.

Para o primeiro caso, são observados baixos valores de resistividade, o que demonstra coerência com o esperado, afinal a rocha encontra-se 100% saturada com água e, portanto, conduzirá melhor a corrente elétrica se comparada com os demais casos.

É possível notar, que mesmo a rocha com água no poro externo, mas contendo óleo no poro interno (caso 2), há um aumento considerável da resistividade, se comparado com o primeiro caso, isso ocorre, pois, a porosidade externa é baixa e não apresenta grande continuidade. O aumento mais expressivo ocorreu na amostra PSS_02 a qual apresenta o menor valor de porosidade total.

Rochas com óleo no poro externo (caso 3 e 4) apresentam um aumento da resistividade devido ao óleo funcionar como um isolante. Ainda assim, pode-se observar que quando a água se fez presente nos poros internos (3º caso), o resultado de resistividade da rocha é bastante influenciado, isso porque essas amostras apresentam porosidade interna maior que a porosidade externa, além dos poros internos estarem melhor conectados que os poros externos. Quando os poros internos estão preenchidos com água servem como um meio condutor da corrente e o filme de óleo presente no poro externo, descontínuo, não é suficiente para resistir à essa passagem de corrente elétrica. Quando os poros internos e os externos estão preenchidos com o óleo podemos observar os mais elevados valores de resistividade da rocha.

É válido destacar que as medidas de resistividade também dependem muito da composição da rocha, dos fluidos intersticiais e da temperatura ao qual ela estará submetida (TIAB & DONALDSON, 2004).

Tabela 11 - Valores obtidos de resistividade da rocha para cada caso estudado.

Amostras	Resistividade da Rocha			
	1º caso	2º caso	3º caso	4º caso
AC_012	90,75	403,99	102,19	592,11
IL3_20	6,35	1664,67	7,43	5996,07
SD_12	2,62	423,88	2,62	424,02
PSS_02	28,25	11653,38	58,66	47813,95
CGS_15	8,91	1411,83	30,00	346433,52
SCS_01	83,51	165,15	88,67	169,71

6.7 Determinação dos parâmetros de Archie

Com a rocha 100% saturada com água é aceitável o cálculo do expoente de cimentação para cada uma das amostras rochosas (ELLIS & SINGER, 2007). Para esse cálculo, é necessário inserir os valores de porosidade, do fator de tortuosidade e do fator de formação da rocha. São apresentados na Tabela 12 os valores do fator de formação e do expoente de cimentação. Os valores obtidos para o expoente de cimentação de cada amostra foram utilizados para todos os casos estudados.

Tabela 12 - Valores de porosidade, fator de tortuosidade, fator de formação e expoente de cimentação obtidos para todas as amostras rochosas em estudo.

Amostras	Porosidade	Fator de Tortuosidade	Fator de Formação	Expoente de Cimentação
AC_012	0,1882	2,08	454	3,224
IL3_20	0,1882	1,71	31,7	1,750
SD_12	0,2092	1,78	13,1	1,275
PSS_02	0,1187	2,29	141	1,933
CGS_15	0,1499	2,09	44,5	1,612
SCS_01	0,1945	2,29	418	3,179

A partir da equação de Archie, é possível obter uma relação empírica quantitativa entre porosidade, resistividade elétrica e saturação de fluidos das rochas. O fator de tortuosidade, juntamente com o expoente de saturação (n) e o expoente de cimentação (m), controlam essa relação.

Dessa forma, foram realizados os cálculos para os casos estudados e obtidos os valores para os expoentes de saturação e para a saturação de água, expostos na Tabela 13. Destaca-se que para o primeiro caso, em que foi simulada uma rocha saturada 100% com água, o cálculo do coeficiente de saturação a partir da lei de Archie tem um ponto de singularidade, ou seja, não é definida para S_w igual a 1. Portanto, os valores dos coeficientes de saturação das amostras foram calculados apenas para o segundo, terceiro e quarto caso.

Tabela 13 - Resultados obtidos para a saturação de água (S_w) e para os expoentes de saturação (n) calculados a partir da equação de Archie.

Amostras	Expoente de Saturação (n)			Saturação de Água (S_w)		
	2º Caso	3º Caso	4º Caso	2º Caso	3º Caso	4º Caso
AC_012	2,807	1,321	2,718	0,587	0,914	0,502
IL3_20	3,243	2,306	3,150	0,180	0,934	0,114
SD_12	2,303	1,361	2,298	0,110	0,999	0,109
PSS_02	3,799	9,231	3,627	0,205	0,924	0,129
CGS_15	3,460	6,133	3,566	0,231	0,820	0,052
SCS_01	2,865	3,874	2,752	0,788	0,985	0,773

É observado na Figura 37 que o expoente de saturação n apresentou um comportamento distinto para as rochas areníticas e para as carbonáticas quando ambas possuem óleo no poro externo, mas com água nos poros internos (caso 3). As três primeiras amostras, que se referem as rochas carbonáticas, apresentaram menores expoentes de saturação no caso 3 se comparados aos resultados do caso 2 e do caso 4. De maneira contrária, as três últimas amostras, que se referem as rochas areníticas, apresentaram maiores expoentes de saturação no caso 3 se comparados aos resultados do caso 2 e do caso 4.

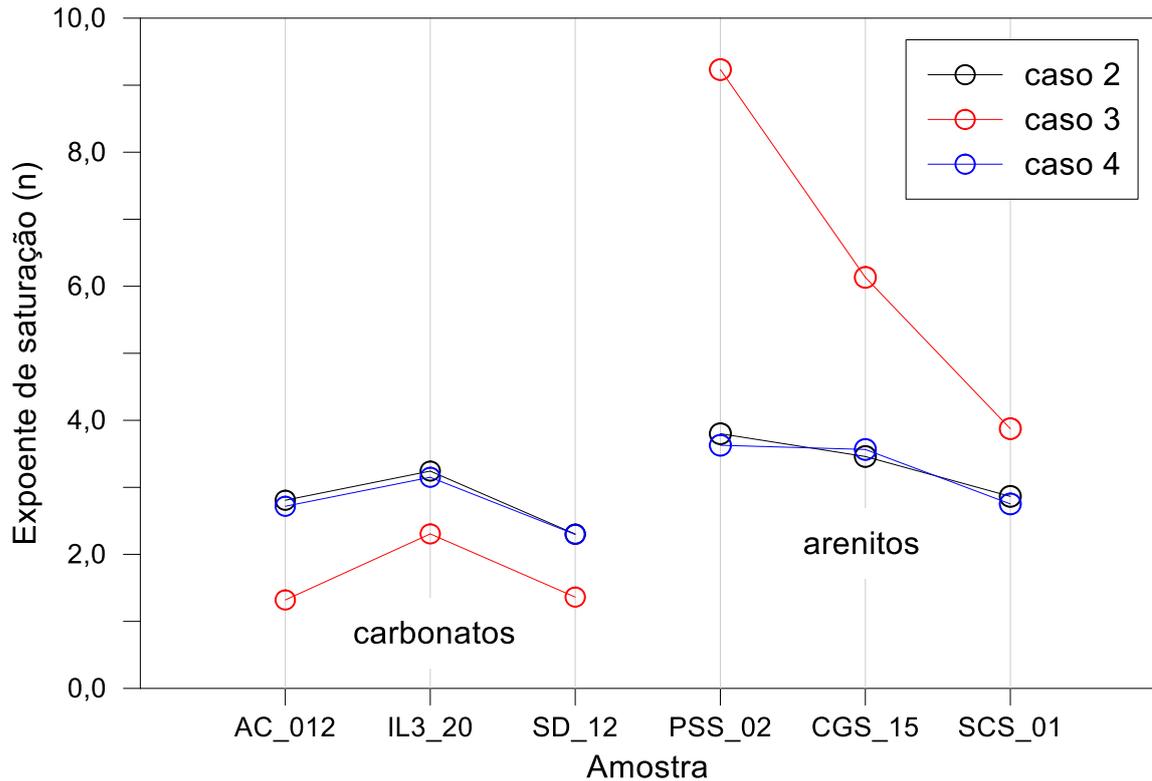


Figura 37 - Comportamento dos expoentes de saturação (n) de todas as amostras para cada um dos casos estudados. Caso 2 (com água no poro externo e com óleo no poro interno); Caso 3 (com óleo no poro externo e com água no poro interno) e Caso 4 (com óleo no poro e externo e com óleo no poro interno).

A partir da equação de Archie é possível denotar que se o expoente de saturação (n) aumentar, a saturação de água (S_w) também deverá ser maior. Já quando a saturação de óleo (S_{hc}) é alta, conseqüentemente, a saturação de água é baixa, o expoente de saturação deverá ser menor. Isso implica concluir que a saturação de água e o expoente de saturação são diretamente proporcionais.

Segundo Tiab & Donaldson (2016), n é essencialmente independente da molhabilidade quando a saturação de água, S_w , é suficientemente alta para formar um filme contínuo nas superfícies dos grãos do meio poroso e, conseqüentemente, para fornecer um caminho contínuo para um fluxo de corrente, ou seja, uma situação representativa de rocha molhável à água. O valor do expoente de saturação n nesses sistemas é aproximadamente igual a 2 e permanece essencialmente constante conforme a saturação de água é reduzida a seu valor irreduzível, S_{wi} . Nota-se com a Figura 37 que o caso 2 deste trabalho condiz, portanto, com a literatura citada para ambas as rochas estudadas: carbonáticas e areníticas.

Ainda, Tiab & Donaldson (2016) afirmam em seu estudo que em sistemas uniformemente molháveis a óleo e com baixas saturações de água, grandes valores do expoente de saturação, devem ser esperados.

Neste trabalho não se observou a influência da molhabilidade sobre os valores do expoente de saturação, diferentemente do que é relatado na maioria dos artigos disponíveis na literatura. Isso ocorre porque na literatura considera-se que um filme constituído pela fase molhante é contínuo, o que não ocorre com os poros externos identificados nesta pesquisa. Portanto, pode-se dizer que os diferentes cenários simulados não refletem uma mudança de molhabilidade.

6.8 Análise da influência das conectividades dos domínios sobre os parâmetros da equação de Archie

6.8.1 Fator de tortuosidade

Foi realizada uma análise estatística de regressão linear múltipla nos dados de fator de tortuosidade e do logaritmo do número de Euler, que representa a conectividade, dos poros internos e externos e da fase intermediária. A Figura 38 apresenta os valores de beta (indicador da influência da variável independente sobre a variável dependente). Nela vemos que a influência da conectividade dos poros internos (PI) é muito maior do que a das conectividades dos poros externos (PE) e da fase intermediária (FI) sobre o valor do fator de tortuosidade. Deve-se notar que a tortuosidade foi estimada considerando apenas os macroporos (que inclui o PE e o PI).

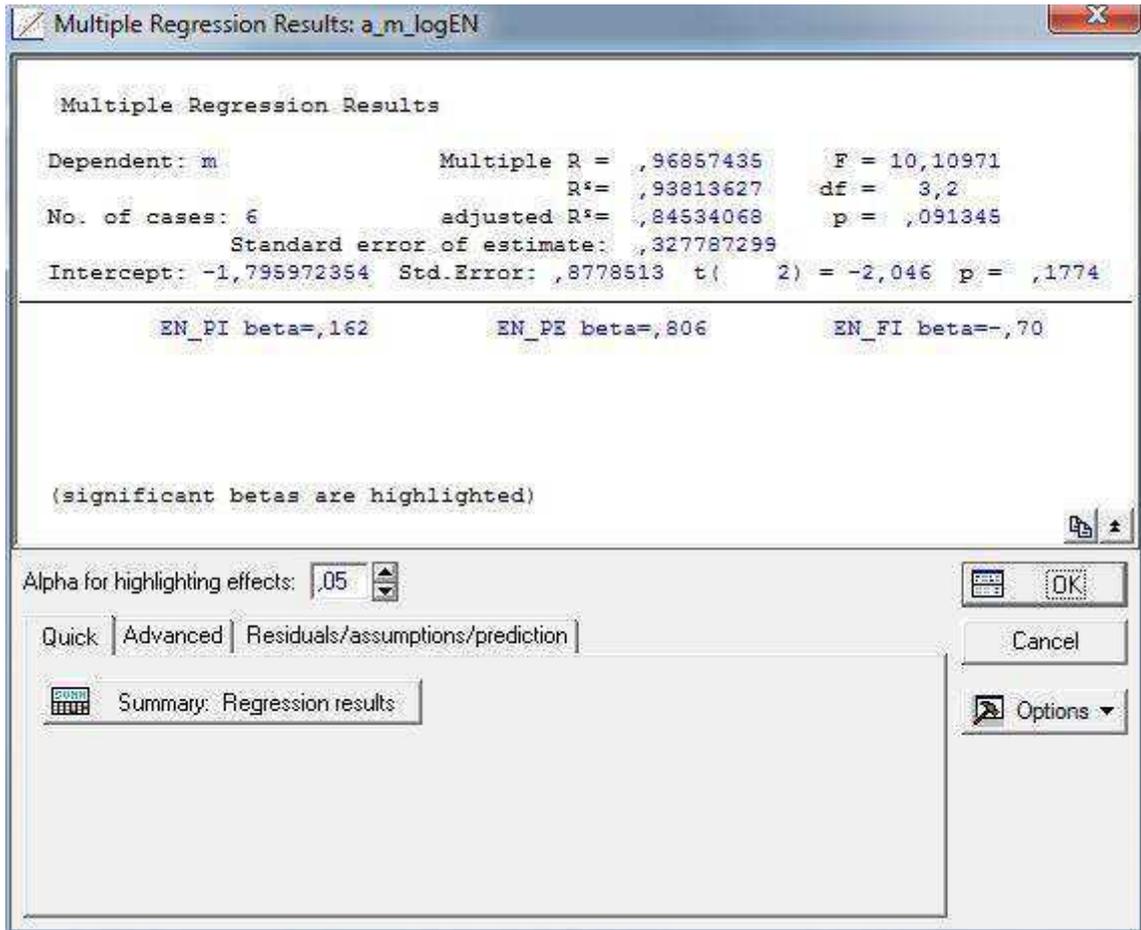


Figura 39 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de cimentação.

6.8.3 Expoente de saturação

A análise também foi realizada para cada um dos casos estudados, pois apresentam padrões de saturação fluida diferentes. Para os casos 2 e 4, as Figuras Figura 40 e Figura 42 mostram que o valor de n é controlado pela conectividade da fase intermediária. No caso 3, o valor de n é controlado também pela conectividade dos poros internos (Figura 41).

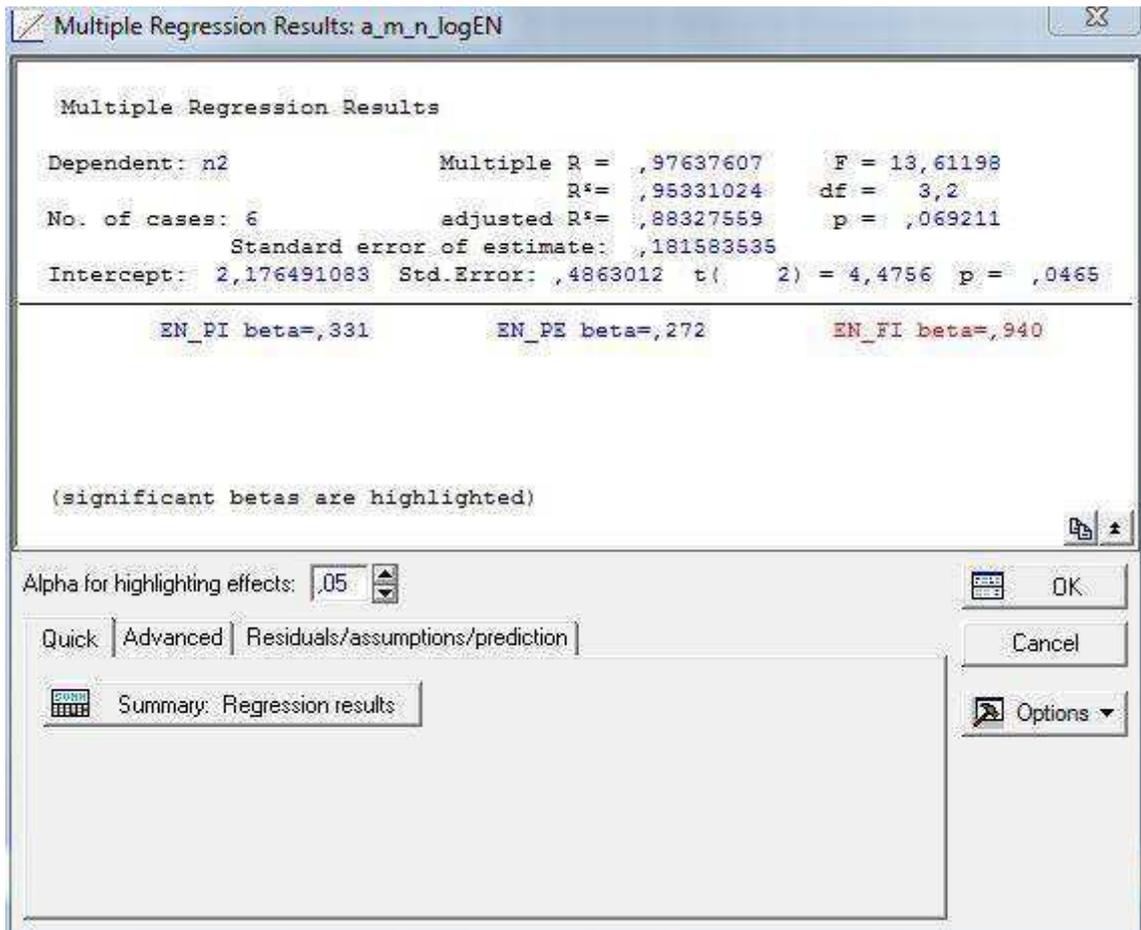


Figura 40 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de saturação do caso 2.

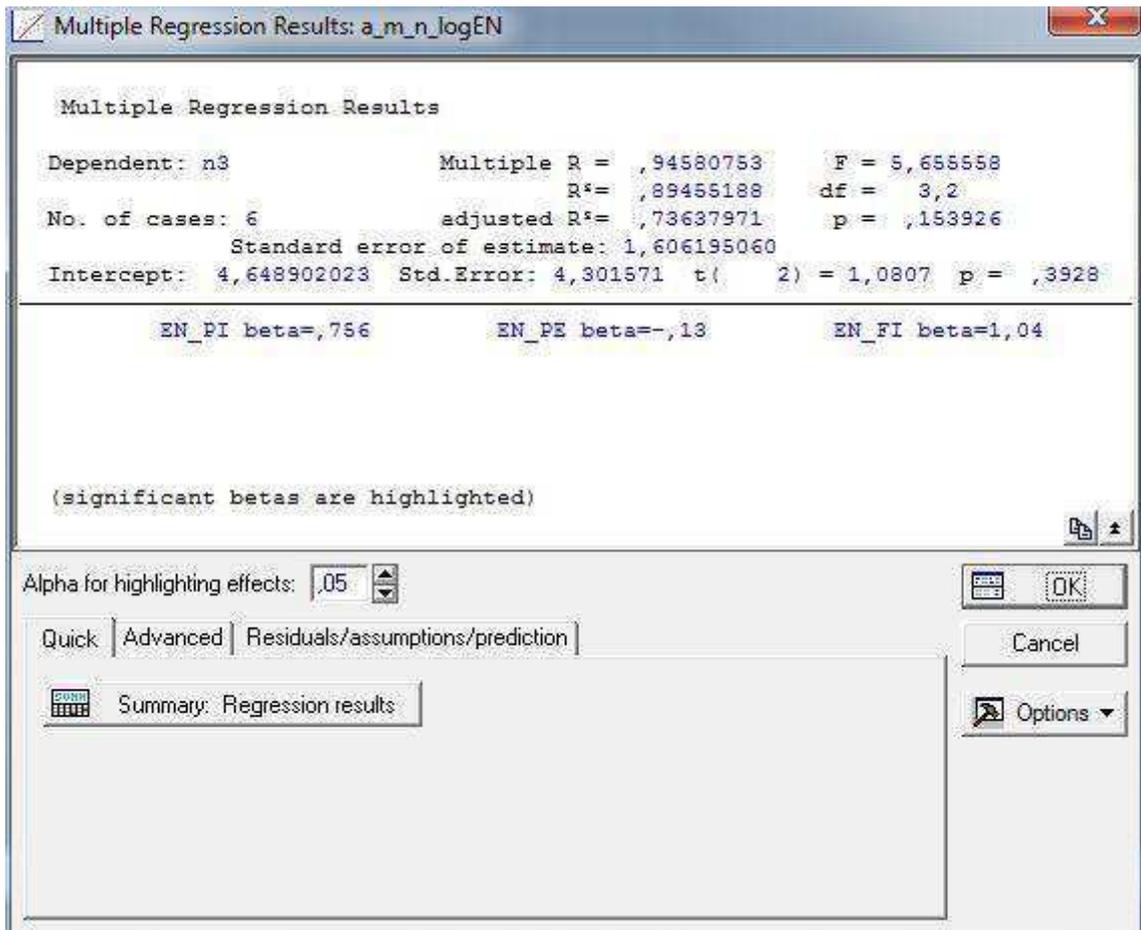


Figura 41 - Regressão linear múltipla para avaliar a influência das conectividades sobre o expoente de saturação do caso 3.

nula. Já no caso da amostra PSS_02, que é a amostra de menor porosidade total e cuja fase intermediária é muito mal conectada, o valor de n é mais alto do que a tendência indicada pelas demais amostras.

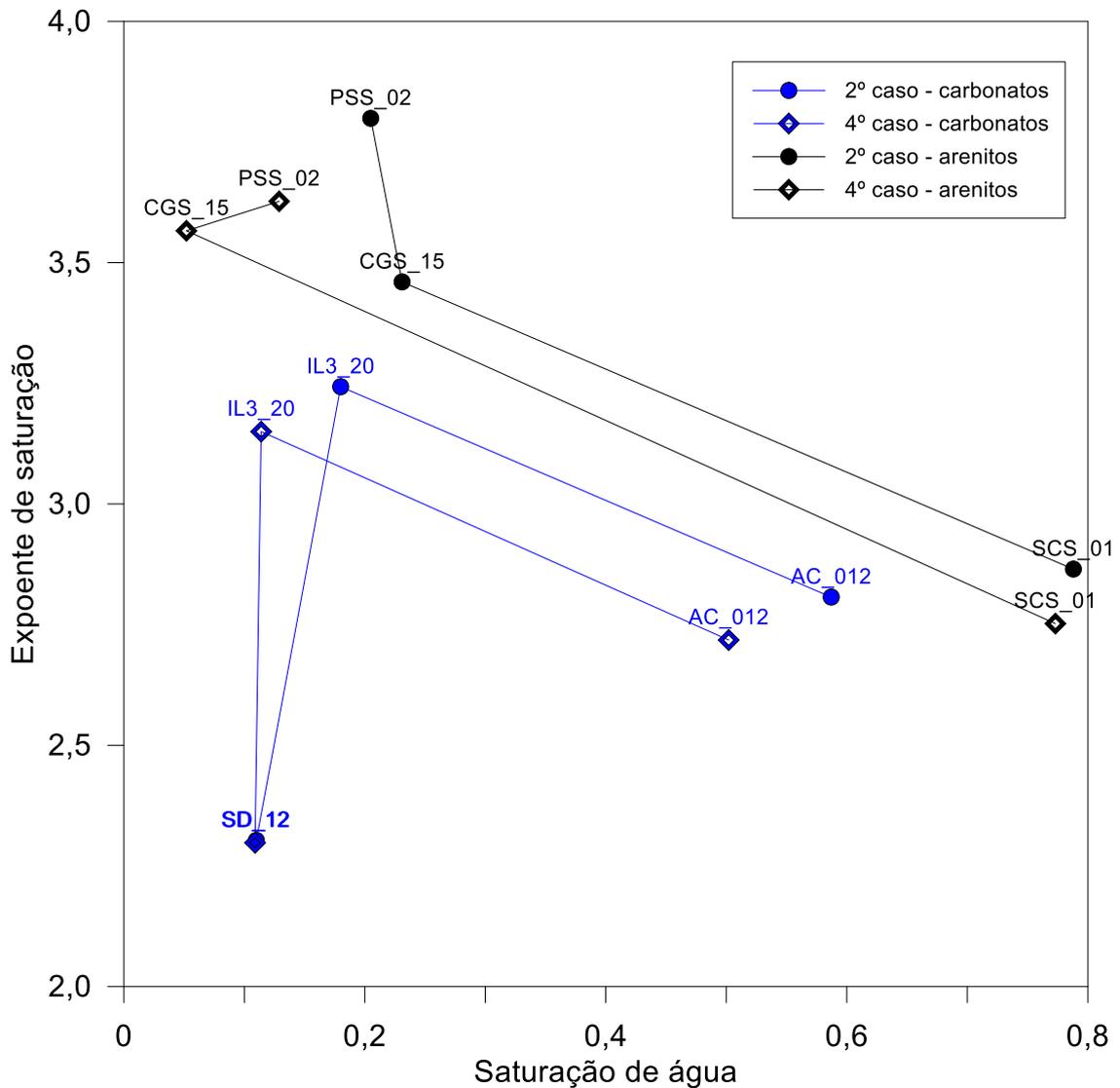


Figura 43 - Variação de n com a saturação de água para os casos 2 e 4 de todas as amostras. A linha em azul se refere as amostras de carbonatos e a linha preta aos arenitos.

6.10 Predição dos parâmetros de Archie a partir das conectividades dos domínios

6.10.1 Fator de tortuosidade

Aplicando uma análise de regressão linear *Piecewise* foram obtidos os modelos 1 e 2 (Equações (27) e (28)) para a predição do fator de tortuosidade em função das conectividades dos domínios do modelo digital de rocha. O *breakpoint* determinado é igual a 2,04. O coeficiente de determinação (R^2) foi igual a unidade, o que representa uma predição perfeita dos valores do fator de tortuosidade.

Modelo 1 (abaixo do *breakpoint*):

$$\alpha = 0,408101 - 1,05829 * LOG(EN_{PI}) + 0,341387 * LOG(EN_{PE}) - 0,671811 * LOG(EN_{FI}). \quad (27)$$

Modelo 2 (acima do *breakpoint*):

$$\alpha = 10,00741 - 0,792244 * LOG(EN_{PI}) - 2,10488 * LOG(EN_{PE}) - 0,134178 * LOG(EN_{FI}). \quad (28)$$

A Tabela 14 apresenta o resultado da aplicação das equações (modelo 1 e 2) da regressão linear *Piecewise* para a estimativa do fator de tortuosidade. Nota-se que para as amostras que têm uma considerável presença de poros internos e de fase intermediária com pelo menos uma dessas fases relativamente bem conectada, o modelo 1 deve ser adotado. Caso contrário, adota-se o modelo 2. As células azuis na Tabela 14 indicam os valores estimados pelas equações coincidentes com os valores medidos pela análise dos modelos digitais de rocha.

Tabela 14 - Valores do fator de tortuosidade resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica *piecewise linear estimation*. Modelo 1: valores menores que o *breakpoint*; Modelo 2: valores superiores ao *breakpoint*.

Amostras	F. de tortuosidade	Modelo 1	Modelo 2
AC_012	2,08	1,12	2,08
IL3_20	1,71	1,71	5,03
SD_12	1,78	1,78	5,75
PSS_02	2,29	-2,77	2,29
CGS_15	2,09	-2,40	2,09
SCS_01	2,29	0,64	2,29

6.10.2 Expoente de cimentação

Da mesma forma, foram obtidos os modelos 1 e 2 (Equações (29) e (30)) de regressão linear *Piecewise* para a predição do expoente de cimentação a partir das conectividades dos domínios. O *breakpoint* determinado é igual a 2,162167. O R^2 também foi igual a unidade.

Modelo 1 (abaixo do *breakpoint*):

$$m = 4,635359 - 0,062467 * LOG(EN_{PI}) - 1,29346 * LOG(EN_{PE}) + 0,322618 * LOG(EN_{FI}). \quad (29)$$

Modelo 2 (acima do *breakpoint*):

$$m = 0,258480 + 0,003872 * LOG(EN_{PI}) + 0,67783 * LOG(EN_{PE}) - 0,278266 * LOG(EN_{FI}). \quad (30)$$

A Tabela 15 mostra o resultado da aplicação das equações (modelo 1 e 2) da regressão linear *Piecewise* para a estimativa do expoente de cimentação. Foi observado que quando há predominância da microporosidade o modelo 2 deverá ser o escolhido, enquanto para os demais casos seleciona-se o modelo 1. As células azuis na Tabela 15 indicam os valores estimados pelas equações coincidentes com os valores medidos pela análise dos modelos digitais de rocha.

Tabela 15 -Valores do expoente de cimentação resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica *piecewise linear estimation*. Modelo 1: valores menores que o *breakpoint*; Modelo 2: valores superiores ao *breakpoint*.

Amostras	Expoente de cimentação	Modelo 1	Modelo 2
AC_012	3,22	-0,51	3,22
IL3_20	1,75	1,75	1,57
SD_12	1,27	1,27	2,33
PSS_02	1,93	1,93	1,29
CGS_15	1,61	1,61	1,52
SCS_01	3,18	-0,32	3,18

6.10.3 Expoente de saturação

Aplicando uma análise de regressão linear *Piecewise* foram obtidos os modelos 1 e 2 para a predição do expoente de saturação em função das conectividades dos domínios do modelo digital de rocha. O coeficiente de determinação (R^2) foi igual a unidade, o que representa uma predição perfeita dos valores do expoente de saturação. A Tabela 16 mostra os valores determinados dos *breakpoints* para os casos 2, 3 e 4.

As Equações (31), (32) e (33) são as que foram geradas para valores menores que o *breakpoint* de cada um dos casos estudados em todas as amostras. Já as Equações (34), (35) e (36) são as que foram geradas para valores maiores que o *breakpoint*.

Modelo 1 (abaixo do *breakpoint*):

$$n_{caso2} = 0,330451 - 0,061531 * LOG(PI) + 0,456045 * LOG(PE) - 0,393544 * LOG(FI). \quad (31)$$

$$n_{caso3} = 13,14521 + 4,70584 * LOG(PI) - 3,72541 * LOG(PE) + 3,565369 * LOG(FI). \quad (32)$$

$$\begin{aligned}
n_{caso4} = & 0,350204464267594 - 0,131442961877277 * LOG(PI) \\
& + 0,442843132892873 * LOG(PE) \\
& - 0,422824421730563 * LOG(FI).
\end{aligned} \tag{33}$$

Modelo 2 (acima do *breakpoint*):

$$\begin{aligned}
n_{caso2} = & 0,251216 + 0,025055 * LOG(PI) + 0,454538 * LOG(PE) \\
& + 0,774599 * LOG(FI).
\end{aligned} \tag{34}$$

$$\begin{aligned}
n_{caso3} = & -0,15043 - 0,659079 * LOG(PI) - 2,04334 * LOG(PE) \\
& + 5,571799 * LOG(FI).
\end{aligned} \tag{35}$$

$$\begin{aligned}
n_{caso4} = & 0,32454139282189 + 0,103232636810049 * LOG(PI) \\
& + 0,804675898497598 * LOG(PE) \\
& + 0,311030903050802 * LOG(FI).
\end{aligned} \tag{36}$$

Os resultados obtidos para o expoente de saturação n das duas equações geradas (Modelo 1 e Modelo 2) estão exibidos

Tabela 17. Para os casos 2, 3 e 4 foram geradas as equações do Modelo 1, que se refere a equação abaixo do *breakpoint*, e do Modelo 2, a equação acima do *breakpoint*.

As células azuis na Tabela 17 contém valores de n que coincidem com os calculados anteriormente a partir da equação de Archie. Assim, é possível demonstrar uma relação entre a conectividade (a partir do Número de Euler) e o expoente de saturação n . Para a escolha do valor entre o Modelo 1 ou Modelo 2, admite-se para os casos 2 e 4 (óleo nos poros internos) a escolha do valor de n cujo valor seja o maior em módulo. Já para o caso 3 (água nos poros internos), adota-se o valor cujo módulo seja o menor. Isso pode ser explicado pela equação de Archie que se $\ln(S_w)$ diminui, é de se esperar um expoente n maior, que é o caso de quando tem-se um fluido mais resistivo no PI. Em contrapartida, se $\ln(S_w)$ aumenta, n tende a diminuir, caso de quando tem-se o fluido mais condutivo no PI.

Esses resultados sugerem que é possível avaliar os valores do expoente de saturação n conhecendo-se apenas a conectividade dos poros externos, internos e microporos, representadas por seus Números de Euler, além do tipo de fluido que

satura os poros internos da rocha. Em caso de ocorrer poros externos gerando filmes contínuos essa afirmativa eventualmente poderá não ser válida.

Tabela 16 - *Breakpoint* das equações para cada caso estudado.

	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Breakpoint	3,08	4,036667	3,02

Tabela 17 - Valores do expoente de saturação n resultantes das duas equações lineares multivariáveis geradas a partir da técnica *piecewise linear estimation*. Modelo 1: valores menores que o *breakpoint*; Modelo 2: valores superiores ao *breakpoint*.

Amostras	n_caso2_1	n_caso2_2	n_caso3_1	n_caso3_2	n_caso4_1	n_caso4_2
AC_012	2,81	-0,64	1,33	-24,98	2,72	2,11
IL3_20	0,87	3,24	2,29	7,55	0,90	3,15
SD_12	2,30	-1,40	1,35	-22,35	2,30	0,87
PSS_02	0,29	3,80	22,97	9,26	0,05	3,63
CGS_15	0,55	3,46	20,78	6,13	0,32	3,57
SCS_01	2,87	-1,31	3,85	-28,57	2,75	1,70

6.11 Análise de saturação fluida e estimativa de reservas

Os perfis geofísicos de um poço do reservatório carbonático do pré-sal são mostrados na Figura 44, enquanto os perfis calculados de saturação de água e os perfis de espessura das camadas portadoras de óleo (*pay thickness*) são apresentados na Figura 45. Foram considerados os parâmetros de Archie normalmente utilizados para o pré-sal ($m = n = 2,5$ e $a = 1$) e os parâmetros estimados neste trabalho para a amostra IL3_20 no caso 2 (com água no poro externo e saturado com óleo) e no caso 4 (com óleo no poro externo e saturado com óleo).

A Figura 44 apresenta as análises dos perfis de poço com carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos. O intervalo de interesse está entre as profundidades de 5225m a 5330m que pode ser identificado pelas curvas de raio gama e de resistividade. A partir do perfil de ressonância nuclear magnética, NMR, é possível observar o tempo de relaxação transversal (T_2). Esse dado é comumente apresentado na forma de uma distribuição de tempo (distribuição de T_2) para cada profundidade. Em uma rocha

identificam-se os macroporos por apresentarem altos valores de T2 e os microporos baixos valores de T2, logo, os fluidos capilares (região verde de microporosidade no quinto *track* da Figura 44) e os fluidos livres (região azul de macroporosidade no mesmo *track* da Figura 44) podem ser distinguidos.

O *cutoff* de T2 para a separação entre fluido preso e fluido livre nos carbonatos do pré-sal costuma ser de 100ms (BASTOS, 2020). Já nos arenitos do pós-sal esse *cutoff* é em torno de 33ms. Vincent *et al.* (2011) assinala que esse *cutoff* para as amostras carbonáticas por ele analisadas seria de 200ms, no entanto as amostras por ele analisadas não são oriundas do pré-sal brasileiro. Por se tratar de um poço do pré-sal nacional optou-se por utilizar neste trabalho um *cutoff* de 100ms. Nesse reservatório, nota-se pela curva vermelha no sexto *track* da Figura 44, que representa a média logarítmica de T2, a predominância dos macroporos por apresentar valores mais elevados (à direita).

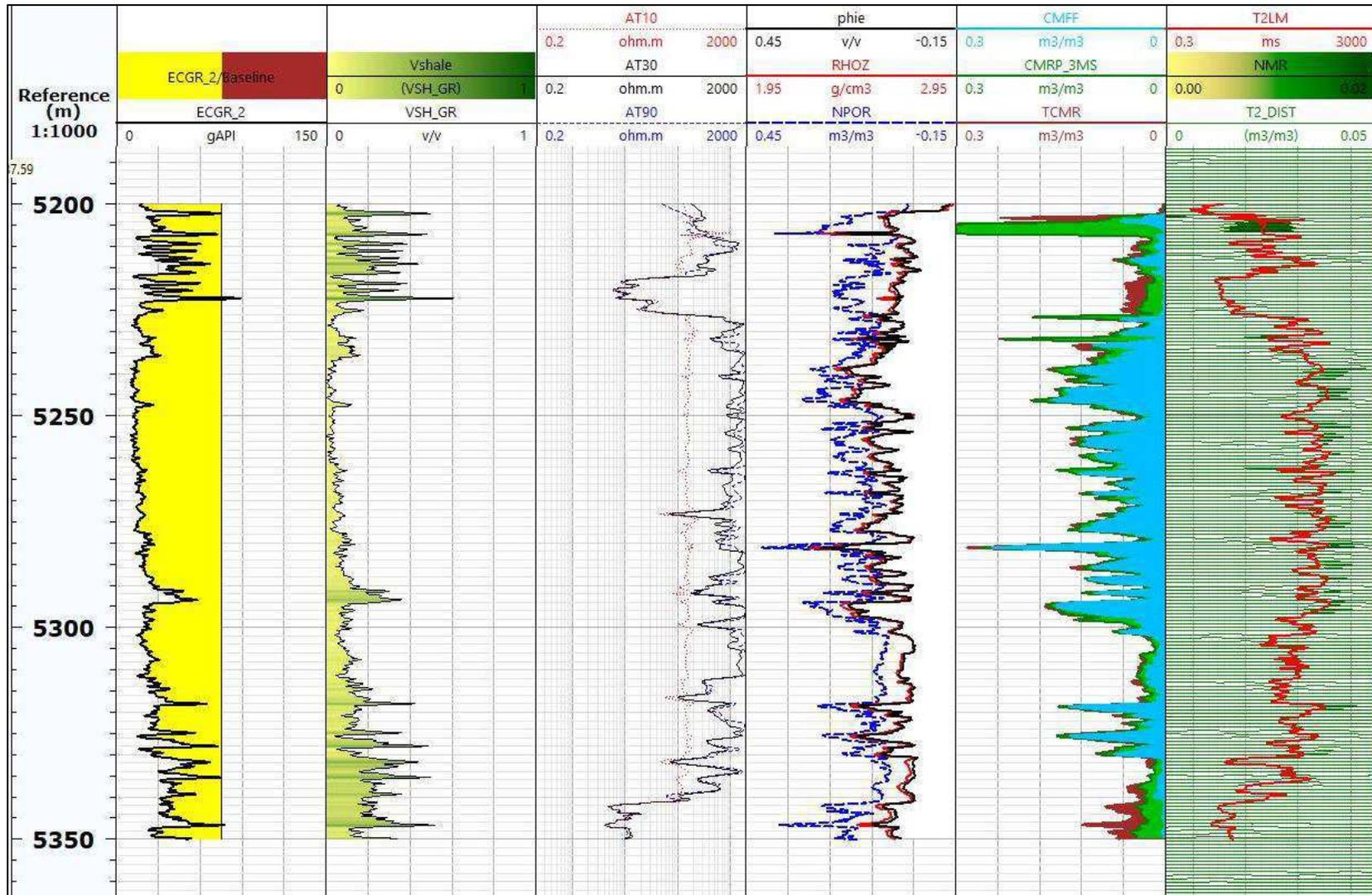


Figura 44 - Perfis geofísicos de um poço em reservatório carbonático do Pré-sal.

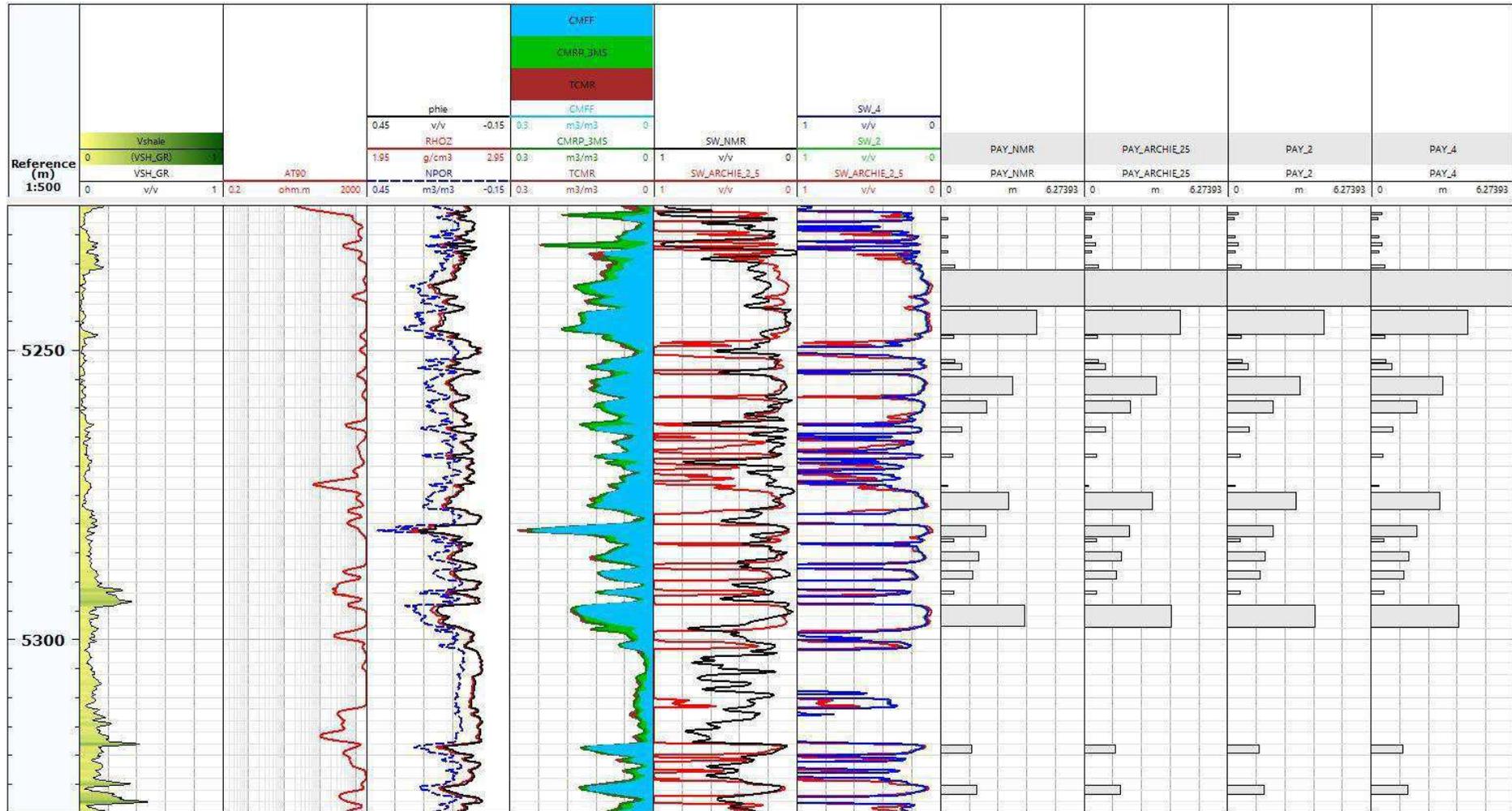


Figura 45 - Perfis de saturação de água e espessuras das camadas portadoras de HC do reservatório do pré-sal da Bacia Santos.

Os perfis de saturação de água calculados para os casos 2 e 4 são muito semelhantes entre si e aproximadamente coincidentes com o perfil de saturação de água calculado usando os parâmetros de Archie comumente utilizados no pré-sal. O perfil de S_w calculado usando o perfil de NMR difere um pouco dos demais, embora essa diferença seja mais expressiva nos intervalos que não são reconhecidos como portadores de hidrocarbonetos ($pay = 0$).

Como discutido na seção 5.2.4, para que uma camada seja considerada com potencial para a produção de hidrocarbonetos ela precisa atender alguns critérios. Portanto, adotando esses critérios foram calculadas as espessuras das camadas de interesse considerando os parâmetros do caso 2, do caso 4, do modelo de Archie com $m = n = 2,5$ e do NMR. Nota-se que as espessuras calculadas são coincidentes para os quatro modelos. A combinação de curvas de saturação de água parecidas e de *pay thickness* semelhantes resulta em avaliações de reservas próximas entre si.

A Tabela 18 apresenta a avaliação de reservas (milhões de barris por km²) efetuada para o reservatório carbonático do pré-sal. Este cálculo considera que o poço utilizado representa o reservatório como um todo. As reservas estimadas são aproximadamente iguais para os três primeiros modelos e a estimativa de reserva usando o perfil NMR se mostrou levemente mais pessimista.

A Tabela 19 mostra as diferenças percentuais entre os casos 2 e 4 em relação ao modelo de Archie (com parâmetros adaptados para o pré-sal) e em relação à avaliação de reservas usando o perfil de saturação da ressonância magnética. Todos os modelos resultam em avaliações muito próximas entre si embora, a calibração nos casos 2 e 4 resultem em reservas levemente inferiores àquela fornecida pelo modelo adaptado de Archie ($m = n = 2,5$) e em reservas levemente superiores em relação à reserva estimada pelo perfil NMR.

Tabela 18 - Volumes de HC *in place* em milhões de barris por Km² para o reservatório carbonático do pré-sal.

Reserva Estimada	Archie_2,5	Caso_2	Caso_4	NMR
Milhões bbl/Km²	21,5	21,2	21,4	20,1

Tabela 19 - Variação percentual entre os casos estudados, Archie e NMR.

Variação	Caso_2	Caso_4
Em relação a Archie_2,5	-1,4%	-0,5%
Em relação ao NMR	+5,5%	+6,5%

A Figura 46 apresenta as análises dos perfis de poço com arenitos do pós-sal da Bacia de Campos. Os intervalos de interesse estão entre as profundidades de 2760m a 2780m e de 2857m a 2880m, também identificados pelas curvas de raio gama e de resistividade. Para este reservatório não se dispõe do perfil NMR de modo que o único modelo de referência é o modelo de Archie para o qual são considerados os parâmetros tradicionais para reservatórios siliciclásticos ($m = n = 2$ e $a = 1$). A fim de testar a influência da representatividade da amostra de rocha como análogo do reservatório, foram consideradas duas amostras de arenito como possíveis análogos desse reservatório siliciclástico: a amostra CGS_15, que apresenta predominância de macroporos, e a amostra SCS_01, que é majoritariamente microporosa, aproximando-se mais do caráter areno-argiloso indicado pela curva VSH do poço analisado.

Quando se considera que a amostra CGS_15 é um análogo do reservatório siliciclástico, a aplicação dos parâmetros tradicionais de Archie resultam em valores mais otimistas para a saturação de hidrocarbonetos em relação às curvas de S_w calculadas aplicando os parâmetros definidos neste trabalho para os casos 2 e 4 (*track* 4 da Figura 46). Observa-se também que as curvas de S_w para os casos 2 e 4 são aproximadamente coincidentes entre si. Em contrapartida, as curvas de S_w para os casos 2 e 4, calculadas considerando a amostra SCS_01 como análogo do mesmo reservatório, se mostraram mais semelhantes à curva de S_w calculada usando os parâmetros tradicionais de Archie (*track* 5 da Figura 46). Tais resultados demonstram a importância da determinação dos parâmetros de Archie para cada rocha específica.

Para que uma camada seja considerada portadora de hidrocarbonetos nos reservatórios siliciclásticos do pós-sal exige-se atender os critérios apresentados na seção 5.2.4. Para os reservatórios arenosos é usual utilizar VSH menor ou igual a 30% (BASTOS, 2020), mas como esse reservatório específico é consideravelmente argiloso, foi adotado para ele $VSH \leq 60\%$. Adotando tais critérios foram calculadas as

espessuras das camadas de interesse considerando os parâmetros do caso 2, do caso 4 e do modelo de Archie com parâmetros tradicionais (BASTOS, 2020).

Com relação as curvas de *pay thickness* nota-se que o modelo tradicional de Archie é levemente mais otimista do que os modelos definidos neste trabalho para os casos 2 e 4 quando se considera a amostra CGS_15 como análogo do reservatório. A combinação de saturação mais alta de hidrocarbonetos e *pay thickness* mais espessos resulta em avaliação de reservas mais otimistas para o modelo de Archie quando se aplicam os parâmetros tradicionais. Por outro lado, quando se admite a amostra SCS_01 como análogo do reservatório, as curvas de S_w são praticamente idênticas à calculada com os parâmetros tradicionais. Como resultado, as reservas calculadas são apenas levemente maiores quando comparadas ao modelo de Archie usando os parâmetros tradicionais.

A Tabela 20 apresenta a reserva estimada (em milhões de barris por Km²) para o reservatório siliciclástico do pós-sal. Os modelos dos casos 2 e 4 fornecem reservas muito próximas entre si, mas consideravelmente menores do que a reserva estimada pelo modelo de Archie com os parâmetros tradicionais quando se admite a amostra CGS_15 como análogo do reservatório. Já quando se considera a amostra SCS_01 como análogo, as reservas estimadas são levemente maiores do que a do modelo com parâmetros tradicionais. Tais diferenças demonstram o elevado impacto que a calibração dos parâmetros de Archie, para um tipo específico de rocha reservatório, pode causar sobre a análise econômica de um dado prospecto.

Tabela 20 - Volumes de HC *in place* em milhões de barris por Km² para o reservatório arenítico do pós-sal.

Reserva Estimada	Archie	Caso_2cgs	Caso_4cgs	Caso_2scs	Caso_4scs
Milhões bbl/Km²	47,5	34,0	33,0	48,7	49,5

Tabela 21 - Variação percentual entre os casos estudados e Archie.

Variação	Caso_2cgs	Caso_4cgs	Caso_2scs	Caso_4scs
Em relação a Archie	-28,4%	-30,5%	+2,5%	+4,2%

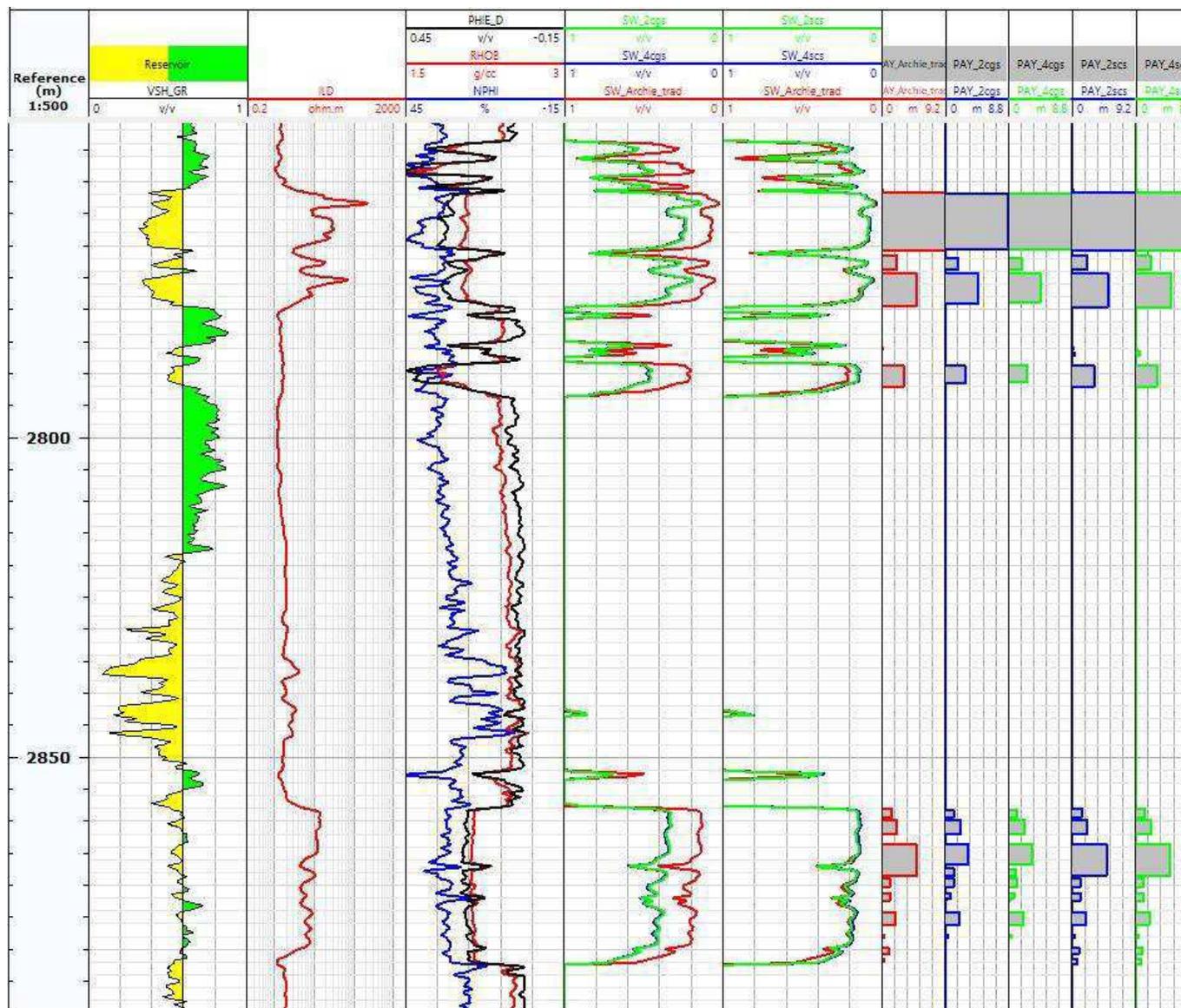


Figura 46 - Perfis de poço com arenitos do pós-sal da Bacia Campos.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho, ficou demonstrada a viabilidade de construção de modelos digitais tridimensionais de rochas carbonáticas e siliciclásticas com quatro domínios (poros internos, poros externos, fase intermediária e matriz) a partir da segmentação de imagens microtomográficas.

A análise dos modelos digitais permitiu quantificar propriedades topológicas das rochas como o fator de tortuosidade dos macroporos e a conectividade, através do número de Euler, dos quatro domínios que compõem os modelos digitais das rochas.

Esses modelos digitais permitiram a simulação da propagação do campo elétrico, para diversos cenários de saturação de água e de óleo, fornecendo a resistividade elétrica da rocha para cada cenário.

Uma característica importante dos modelos digitais de rocha deste trabalho é que os poros externos, que representam a superfície interfacial entre o corpo dos poros internos e os grãos da matriz mineral, são essencialmente descontínuos portanto, não são caminhos preferenciais ao fluxo de corrente elétrica.

O padrão de resistividade, observado para os quatro cenários de saturação fluida simulados, indica que a resistividade elétrica da rocha é dominada pelo grau de conectividade dos domínios condutivos. Por essa razão, se observa uma semelhança nos valores de resistividade entre o primeiro e o terceiro caso, e entre o segundo e quarto caso.

A análise topológica juntamente com a simulação numérica da propagação do campo elétrico, permitiu a quantificação dos parâmetros da equação de Archie (α , m e n) para os litotipos estudados.

A conectividade dos poros internos exerce grande influência sobre o fator de tortuosidade, enquanto o expoente de cimentação é controlado pelas conectividades da fase intermediária e dos poros externos. Já o expoente de saturação é controlado pela conectividade da fase intermediária em todos os casos investigados e adicionalmente pela conectividade dos poros internos no caso 3.

Foram encontrados modelos estatísticos que permitem estimar os parâmetros da equação de Archie, para os diferentes cenários de saturação fluida, a partir da conectividade (número de Euler) dos domínios porosos. Isso implica que, se os modelos estatísticos forem robustos, a metodologia aqui desenvolvida simplifica muito o processo de determinação dos parâmetros da equação de Archie, uma vez que basta estimar a conectividade dos domínios porosos.

A aplicação dos parâmetros de Archie calibrados pela simulação numérica em um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro resultou em estimativas de reservas levemente inferiores àquela fornecida pelo modelo adaptado de Archie ($m = n = 2,5$) e em reservas levemente superiores em relação à reserva estimada pelo perfil NMR. Isso indica que a calibração dos parâmetros de Archie realizada neste trabalho apresentou uma eficiência para a avaliação de reservas semelhante ao modelo de referência (NMR) e ao modelo de Archie usando parâmetros derivados da experiência dos intérpretes de perfil que atuam no pré-sal brasileiro.

Uma vantagem da calibração proposta nesta pesquisa é que esses parâmetros podem ser determinados para cada reservatório específico. Adicionalmente deve-se apontar ainda que a avaliação baseada no perfil NMR está sujeita à incerteza no valor adotado no *cutoff* de T2.

Por sua vez, a aplicação dos parâmetros de Archie calibrados pela simulação numérica em um reservatório siliciclástico do pós-sal brasileiro, adotando duas diferentes amostras como análogos alternativos daquele reservatório, resultou em estimativas de reservas consideravelmente menores do que a reserva estimada pelo modelo de Archie com os parâmetros tradicionais ($m = n = 2$) quando a amostra era predominantemente macroporosa e o reservatório essencialmente areno-argiloso. Já quando se considerou os parâmetros de uma amostra igualmente microporosa as reservas estimadas foram apenas levemente superiores à reserva estimada com a adoção dos parâmetros tradicionais. Isto mostra que a determinação precisa dos parâmetros de Archie para um tipo específico de rocha reservatório impacta substancialmente a análise econômica de um dado prospecto.

Embora o objetivo inicial fosse simular cenários com diferentes molhabilidades, ao separar os domínios dos poros externos e dos poros internos, observou-se que a

distribuição dos poros externos não apresentou um padrão de continuidade esperado para o filme de fluido molhante. Portanto, com as simulações numéricas realizadas neste trabalho não é possível avaliar o efeito da molhabilidade sobre os parâmetros da equação de Archie. Para isso, novos estudos precisam ser conduzidos a fim de obter modelos mais representativos dos diversos cenários de molhabilidade.

Adicionalmente recomenda-se adensar o número de amostras analisadas com o objetivo de tornar os modelos mais estatisticamente representativos. Além disso, utilizar amostras do próprio reservatório para a calibração dos parâmetros de Archie naquele reservatório específico.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALLAH, W.; BUCKLEY, J. S.; CARNEGIE, A.; EDWARDS, J.; HEROLD, B.; FORDHAM, E.; GRAUE, A.; HABASHY, T.; SELEZNEV, N.; SIGNER, C.; HUSSAIN, H.; MONTARON, B.; ZIAUDDIN, M. *Fundamentals of wettability*. Oilfield Review, p. 44-61. (2007). Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/279587401>>. Acesso em 29 de agosto de 2019.

AHR, W.M.; *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*. 296 pp. Ed. Willey, EUA. (2008). DOI:10.1002/9780470370650.

ALMEIDA, L. R. B.; *Análise Petrofísica e Petrográfica de Padrões Internacionais de Arenitos e Carbonatos*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB. (2017).

AMAEFULE, J. O.; ALTUNBAY, M.; TIAB, D.; KERSEY, D. G.; KEELAN, D. K.; *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston – Texas (1993). DOI: doi.org/10.2118/26436-MS. Acesso em 15 de agosto de 2019.

ANDERSON, W. G.; *Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability*. Journal of Petroleum Technology, p 1125-1144. Vol. 38. (1986a). DOI: doi.org/10.2118/13932-PA. Acesso em: 15 de Agosto de 2019.

ANDERSON, W. G.; *Wettability Literature Survey – Part 3: Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media*. Journal of Petroleum Technology, p. 1371-1378. Vol. 38. (1986b). DOI: doi.org/10.2118/13934-PA. Acesso em: 15 de Agosto de 2019.

ARCHIE, G. E.; *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. 942054-G SPE Journal Paper. (1942). DOI: doi.org/10.2118/942054-G. Acesso em 30 de agosto de 2019.

ATTIA, M. A.; *Effects of Petrophysical Rock Properties on Tortuosity Factor*. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 48; P. 185-198; (2005). DOI: doi.org/10.1016/j.petrol.2005.06.012. Acesso em 20 de agosto de 2019.

AVIZO8; *User's Guide*. 721 pp. FEI Visualization Sciences Group. (2013).

AZEVEDO, M. S.; *Análise Geomecânica Aplicada à Análise de Estabilidade de Poços*. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. (2011).

BASTOS, A. C.; Comunicação verbal. setembro de 2020.

BOYD, A.; SOUZA, A.; CARNEIRO, G.; MACHADO, V.; TREVIZAN, W.; SANTOS, B.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; POLINSKI, R.; BERTOLINI, A.; *Presalt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil*. Petrophysics, vol. 56, nº.6; P. 577–591; (2015). Disponível em: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPWLA-2015-v56n6a2>> Acesso em 14 de agosto de 2019.

BROWN, R. J.; FATT, I.; *Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method*. Society of Petroleum Engineers. (1956). DOI 10.2118/743-G. Acesso em 27 de Agosto de 2019.

CEREPI, A.; *Geological control of electrical behaviour and prediction key of transport properties in sedimentary porous systems*. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 241; P. 281–298, França, (2004). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2004.04.049. Acesso em: 21 de janeiro de 2021.

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

COMSOL Multiphysics; Site do software: <https://br.comsol.com/comsol-multiphysics>. Acesso em janeiro de 2020.

COURA, R. L. C.; *Investigação Integrada da Dispersão das Velocidades Elásticas de Rochas Carbonáticas por Microtomografia de Raios-X*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB. (2018).

CRAIG, F. F.; *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME. (1971).

DASHTIAN, H.; YANG, Y.; SAHIMI, M.; *Nonuniversality of the Archie exponent due to multifractality of resistivity well logs*. Geophysical Research Letters, Los Angeles, California, USA; P. 0,655–10,662, (2015). DOI 10.1002/2015GL066400. Acesso em: 21 de janeiro de 2021.

DONALDSON, E. C.; SIDDIQUI, T. K. *Relationship between the Archie Saturation Exponent and Wettability*. SPE Formation Evaluation. Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas – TX, (1989). DOI: doi.org/10.2118/16790-PA. Acesso em 16 de agosto de 2019.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. 2. ed. [S. l.]: Springer Netherlands, 708 pp.; (2007).

FILHO, I. M.; *Determinação de Tortuosidade de Arenitos e Carbonatos utilizando Florestas de Caminhos-Ótimos*. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP. (2017).

GHOLANLO, H. H.; YEGANEH, S. S.; DEHRIZI, V. G.; *Saturation exponent determination by using genetic algorithm in carbonate reservoirs: A case study in Sarvak Formation*. Egyptian Journal of Petroleum 27, P. 241–247, (2018) DOI: 10.1016/j.ejpe.2017.07.013. Acesso em 21 de janeiro de 2021.

KELLER, G.V.; *Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sand*. Oil & Gas Journal, 31, N^o.4; P. 62-65. (1953).

KOCUREK INDUSTRIES INC; *Details for Carbonates and Details for Our Sandstone*. EUA. Disponível em: <<https://kocurekindustries.com/>>. Acesso em: 04 de setembro de 2019.

KRONBAUER, D. P.; *Determinação de Propriedades Petrofísicas de Rochas Reservatórios Usando Modelos de Redes de Poros*. Tese de Doutorado do Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis – SC. (2014).

LEAL, F. B.; *Avaliação das Propriedades Elétricas e de Molhabilidade de Rochas Carbonáticas*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB. (2018).

LEON, C. E.; *Caracterização da Molhabilidade de Coquinas da Formação Coqueiro Seco*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP. (2013).

MACHADO, V.; FREDERICO, P.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; BOYD, A.; SOUZA, A.; ZIELINSKI, L.; JUNK, E.; *Analyzing the petrophysics of carbonates drilled with oil-based mud: World Oil*, Vol. 232, Issue 11, P. 81-88. (2011).

MALISKA, C. R.; SILVA, A. F. C.; HURTADO, F. S. V.; AMBRUS, J.; CONTESSI, B. A.; BRIDI, G. L.; CORDAZZO, J.; *Projeto ReIP (Relative Permeability)*. (2005). Disponível em: <www.sinmec.ufsc.br>. Acesso em 13 de agosto 2019.

MARDI, M.; NUROZI, H.; EDALATKHAH, S.; *A water saturation prediction using artificial neural networks and an investigation on cementation factors and saturation exponent variations in an Iranian oil well*. *Petroleum Science and Technology*, 30:4, P. 425-434. (2012). DOI: 10.1080/10916460903452033. Acesso em 22 de janeiro de 2021.

MARKLEY, M.; SEMINARIO, F.; GABULLE, J.; LUQUEZ, J.; *Microporosity and Laminations in Non-Archie Reservoirs Create Challenges for Water-Saturation Computation and Reserves Evaluation: Camisea, Peru*. SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru. (2010). DOI: 10.2118/139424-ms. Acesso em 30 de janeiro de 2021.

MARZOUK, I.; TAKEZAKI, H.; MIWA, M.; *Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs Abu Dhabi*, U.A.E. SPE Middle East Oil Show. Bahrain (1995). DOI: doi.org/10.2118/29883-MS. Acesso em 18 de agosto de 2019.

MONTE-MOR, L. S.; *Injeção de Salmoura Carbonatada em Rochas Carbonáticas: Efeitos do Transporte Reativo*. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de

Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP. (2018).

NETO, J. M. R.; FIORI, A. P.; LOPES, A. P.; MARCHESE, C.; COELHO, C. V. P.; VASCONCELLOS, E. M. G.; SILVA, G. F.; SECCHI, R. *A Microtomografia Computadorizada de Raios-X Integrada à Petrografia no Estudo Tridimensional de Porosidade em Rochas*. Revista Brasileira de Geociências 41(3): P. 498-508. (2011).

NÚÑEZ, V. R. G. *Deslocamento de Óleo em um Meio Poroso através de Injeção de emulsões Óleo-em-água: Análise de Fluxo Linear*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. (2007).

ODGAARD, A.; GUNDERSEN, H. J. G. *Quantification of connectivity in cancellous bone, with special emphasis on 3-D reconstructions*. *Bone*, 14(2), P. 173–182. (1993). DOI:10.1016/8756-3282(93)90245-6. Acesso em 28 de janeiro de 2021.

RAMAMOORTHY, R.; BOYD, A.; NEVILLE, T.; SELEZNEV, N.; SUN, H.; FLAUM, C.; MA, J.; *A New Workflow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs*. *Petrophysics*, vol. 51, nº. 1; P. 17-31; (2010); Disponível em: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPWLA-2010-v51n1a1>> Acesso em 15 de agosto de 2019.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D.; *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras. 832 p.; (2006).

SALATHIEL, R. A.; *Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks*. *Journal of Petroleum Technology*, P. 1216-1224. (1973).

SCHÖN, J.H.; *Physical Properties of Rocks: A Workbook*. *Handbook of Petroleum Exploration and Production*. Elsevier, vol. 8; 494 pp; (2011).

SCHLUMBERGER; *Oilfield Glossary*. Disponível em: <www.glossary.oilfield.slb.com> Acesso em 12 de agosto de 2019.

SMITH, P. J.; BUCKEE, J. W.; *Calculating In-Place and Recoverable Hydrocarbons: A Comparison of Alternative Methods*. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. (1985). DOI:10.2118/13776-ms.

SOARES, A. P. J.; *Influência da Molhabilidade da Rocha na Recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos*. Tese de Doutorado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal-RN (2016).

SWEENEY, S. A.; JENNINGS, H. Y., JR. *The Electrical Resistivity of Preferentially Water-wet and Preferentially Oil-wet Carbonate Rocks*. Producers Monthly, Vol. 24, P. 29-32. (1960).

TIAB, D.; DONALDSON, E.C.; *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2 ed: Gulf Professional Publishing. 880 pp.; (2004).

TIAB, D.; DONALDSON, E.C.; *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 4 ed: Gulf Professional Publishing. 918 pp.; (2016).

THOMAS, J. E.; *Fundamentos da engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras. 271 pp.; (2001).

VINCENT, B.; FLEURY, M.; SANTERRE, Y.; BRIGAUD, B.; *NMR relaxation of neritic carbonates: An integrated petrophysical and petrographical approach*. Journal of Applied Geophysics, 74, P. 38–58. (2011). DOI: doi.org/10.1016/j.jappgeo.2011.03.002. Acesso em 22 de janeiro de 2021.

WINSAUER, W. O.; SHEARIN JR., H. M.; MASSON, P. H.; M. WILLIAMS. *Resistivity of brine-saturated sands in relation to pore geometry*. AAPG Bulletin, 36 (2): P. 253-277. (1952). DOI: doi.org/10.1306/3D9343F4-16B1-11D7-8645000102C1865D. Acesso em 22 de janeiro de 2021.

XIAO, L.; MAO, Z.; LI, G.; JIN, Y.; *Estimation of saturation exponent from Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logs in low permeability reservoirs*. Appl Magn Reson., 44, P. 333–347, (2013). DOI: 10.1007/s00723-012-0366-1.