



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS



**ESTIMAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCHAS  
SEDIMENTARES A PARTIR DE IMAGENS MICROTOMOGRÁFICAS  
DE RAIOS-X**

**TESE DE DOUTORADO**

ADRIANA LEMOS PORTO

Campina Grande, Agosto de 2015  
PB-Brasil



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS



## **ESTIMAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCHAS SEDIMENTARES A PARTIR DE IMAGENS MICROTOMOGRÁFICAS DE RAÍOS-X**

Adriana Lemos Porto

Tese de Doutorado submetida e apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande, Campus de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia de Processos.

Área de Concentração: Desenvolvimento de Processos

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto  
Orientador

Prof. Dr. José Agnelo Soares  
Orientador

Campina Grande – Paraíba  
Agosto de 2015

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

P853e Porto, Adriana Lemos.  
Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de Raios-X / Adriana Lemos Porto. – Campina Grande, 2015.  
122f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2015.

"Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto, Prof. Dr. José Agnelo Soares".

Referências.

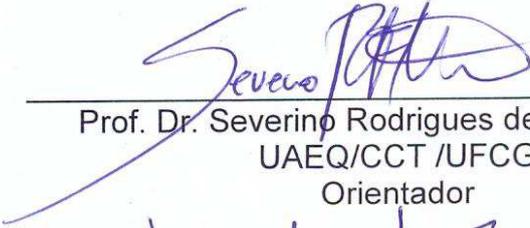
1. Petrofísica. 2. Rochas Sedimentares. 3. Raios X - Microtomografia. I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Soares, José Agnelo. III. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande (PB). IV. Título.

CDU 624.121 (043)

MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA DA TESE DE DOUTORADO DE **ADRIANA LEMOS PORTO** APRESENTADA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS DO CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE.

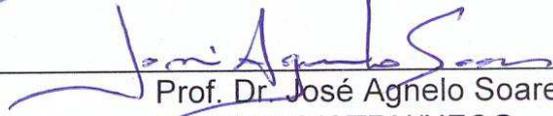
Tese de doutorado **aprovada** em 25 de agosto de 2015.

BANCA EXAMINADORA



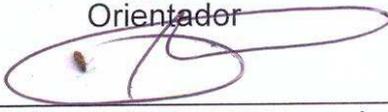
---

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto  
UAEQ/CCT /UFCG  
Orientador



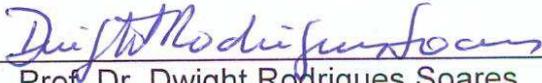
---

Prof. Dr. José Agnelo Soares  
UAMG/CTRN/UFCG  
Orientador



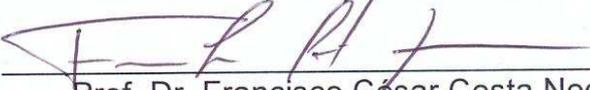
---

Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima  
UAEM /CCT/UFCG  
Examinador Interno



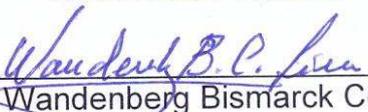
---

Prof. Dr. Dwight Rodrigues Soares  
IFPB/Campina Grande  
Examinador Externo



---

Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira  
UAEM/CCT/UFCG  
Examinador Externo



---

Prof. Dr. Wandenberg Bismarck Colaço Lima  
IFPB/Campina Grande  
Examinador Externo

## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Sônia Maria Lemos Porto e Cleido Sales Porto.  
A minha irmã Andréa Lemos Porto.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado à vida e a capacidade para chegar até aqui.

Ao meu orientador Doutor Professor José Agnelo Soares, pela orientação prestada, pelo seu incentivo, disponibilidade e apoio que sempre demonstrou.

Ao meu orientador Doutor Professor Severino Rodrigues de Farias Neto, pelo seu incentivo e apoio na elaboração deste trabalho.

Ao programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande – UFCG.

Ao Professor Doutor Antonio Gilson Barbosa de Lima pelas ricas contribuições dadas a esse trabalho.

Aos Professores Doutores Dwight Rodrigues Soares, Francisco César Costa Nogueira e Wandenberg Bismarck Colaço Lima por terem aceitado fazer parte da banca examinadora e pelas contribuições dadas a esse trabalho.

A Colega Engenheira de Petróleo Lizianne Carvalho Medeiros pela contribuição muito significativa para esse trabalho.

Ao convênio PETROBRAS/UFCG TC 0050.0057323.10.9 pelo financiamento da pesquisa.

A minha família por todo o apoio, pela força que sempre me prestaram ao longo de toda a minha vida acadêmica.

Agradeço ao IFPB, instituição onde trabalho, pela compreensão e apoio.

Agradeço a CAPES e ao CNPQ, pela concessão da bolsa durante uma parte do período de realização deste doutorado.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. OBJETIVOS .....	3
2.1. Objetivo Geral .....	3
2.2. Objetivos Específicos .....	3
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	4
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	8
4.1. Aquisição de Imagens .....	9
4.2. Reconstrução de Volume .....	9
4.3. Visualização de Volume .....	11
4.4. Microtomografia Computadorizada de Raios-X.....	11
4.4.1. Geração dos Raios-X .....	12
4.4.2. Interação dos Raios-X com a Matéria.....	12
4.4.3. Detecção e Aquisição de Dados.....	13
4.4.4. Processamento de Dados .....	14
4.4.5. Exibição de Imagens .....	18
4.5. Propriedades Avaliadas .....	19
4.5.1. Distribuição Granulométrica .....	20
4.5.2. Composição Mineral .....	21
4.5.3. Porosidade .....	22
4.5.4. Permeabilidade.....	24
4.5.5. Propriedades Elásticas .....	25
4.5.5.1. Ondas Elásticas.....	28
5. MATERIAIS E MÉTODOS .....	31
5.1. Amostras de Rochas .....	31
5.1.1. Aquisição de Imagens de Microtomografia.....	34

5.2.	Programas Computacionais .....	38
5.2.1.	Avizo <sup>®</sup> Fire .....	38
5.2.2.	COMSOL Multiphysics <sup>®</sup> .....	40
5.3.	Metodologia.....	41
5.3.1.	Distribuição Granulométrica .....	42
5.3.2.	Composição Mineral .....	45
5.3.3.	Porosidade .....	49
5.3.4.	Permeabilidade.....	51
5.3.5.	Propriedades Elásticas .....	56
6.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	62
6.1.	Distribuição Granulométrica .....	63
6.2.	Composição Mineral.....	71
6.2.1.	Amostras A4, A7 e A9 .....	71
6.2.2.	Amostras AM10H e AM14V .....	76
6.2.3.	Amostra de Carbonato Rosário .....	79
6.2.4.	Amostra F9 .....	82
6.2.5.	Amostras de Tufa CR e Tufa FG .....	83
6.3.	Permeabilidade .....	90
6.4.	Propriedades Elásticas.....	91
6.4.1.	Amostra A7 .....	92
6.4.2.	Amostra A9.....	97
6.4.3.	Amostra de Tufa CR.....	102
6.4.4.	Amostra de Tufa FG .....	107
7.	CONCLUSÕES .....	115
7.1.	Sugestões para trabalhos futuros.....	116
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	117

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1: Esquema do método de retroprojeção simples.	15
Figura 4.2: Geometria de formação das projeções.	16
Figura 4.3: Representação do pixel.	18
Figura 4.4: Representação do voxel.	19
Figura 4.5: Relação de tensão-deformação.	26
Figura 4.6: Componentes do estado de tensão.	26
Figura 4.7: Padrão de propagação da onda P.	29
Figura 4.8: Padrão de propagação da onda S.	29
Figura 5.1: Testemunhos do furo estratigráfico 1-BSB01-PB da Bacia Rio do Peixe.	34
Figura 5.2: Bacia do Rio do Peixe, com indicação das sub-bacias Sousa (SBS), Brejo das Freiras (SBBF) e Pombal (SBP), além das Falhas Malta (FM) e Portalegre (FP).	32
Figura 5.3: Mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar.	33
Figura 5.4: (A) Plugadeira de bancada e (B) Retificadora.	34
Figura 5.5: Microtomógrafo Skyscan 1173®.	35
Figura 5.6: Microtomógrafo Versa XRM – 500.	35
Figura 5.7: Conjunto de radiografias, slices horizontais e reconstrução 3D de uma sub-amostra.	36
Figura 5.8: Plugues de quatro amostras utilizadas no imageamento.	36
Figura 5.9: Sub-amostras extraídas dos plugues.	38
Figura 5.10: Visualização 3D das subdivisões da sub-amostra.	42
Figura 5.11: Fluxo de trabalho do Avizo® Fire para cálculo do diâmetro de grãos.	42
Figura 5.12: Exemplo do volume total das imagens carregadas de uma amostra.	43
Figura 5.13: Volume do ROI selecionado.	43
Figura 5.14: Volume com separação entre grãos minerais e poros.	44
Figura 5.15: Volume com separação entre grãos minerais.	44
Figura 5.16: Tabela resultante da aplicação da ferramenta I_analyze.	45

Figura 5.17: Histograma de tamanhos de grãos equivalentes.	45
Figura 5.18: Fluxo de trabalho do Avizo® Fire para cálculo da composição mineral.	47
Figura 5.19: Exemplo de histograma de frequência de tons pretos.	47
Figura 5.20: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza escuro.	48
Figura 5.21: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza médio.	48
Figura 5.22: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza claro.	49
Figura 5.23: Exemplo de histograma de frequência de tons brancos.	49
Figura 5.24: Fluxo de trabalho para a quantificação da porosidade.	50
Figura 5.25: Imagens 2D e 3D obtidas após a segmentação.	51
Figura 5.26: Fluxo de trabalho para a simulação de permeabilidade.	53
Figura 5.27: Tela para configuração de parâmetros da ferramenta XLab Hydro.	53
Figura 5.28: Ultra-Pore-Perm 500® utilizado nos ensaios físicos de porosidade e permeabilidade.	54
Figura 5.29: Esquema de funcionamento do porosímetro a gás.	55
Figura 5.30: Fluxo de trabalho para a geração da malha da amostra.	56
Figura 5.31: Exemplo de superfície 3D gerada a partir de slices segmentados.	57
Figura 5.32: Exemplo de malha adaptativa de elementos finitos utilizada na modelagem de propagação da onda P.	58
Figura 5.33: Malha adaptativa de elementos finitos utilizada na modelagem de propagação da onda P no volume 3D de alumínio.	59
Figura 5.34: Tela da construção do modelo para simulação da velocidade compressional.	59
Figura 5.35: Autolab 500® utilizado para a medição das propriedades elásticas.	61
Figura 6.1: Imagens microtomográficas das nove amostras investigadas. A) A4 (Resolução 2,6 $\mu\text{m}$ ); B) A7 (Resolução 2,6 $\mu\text{m}$ ); C) A9 (Resolução 3 $\mu\text{m}$ ); D) AM10H (Resolução 4,36 $\mu\text{m}$ ); E) AM14V (Resolução 3 $\mu\text{m}$ ); F) Carbonato Rosário (Resolução 2,4 $\mu\text{m}$ ); G) F9 (Resolução 2 $\mu\text{m}$ ); H) Tufa CR (Resolução 5 $\mu\text{m}$ ) e I) Tufa FG (Resolução 2,6 $\mu\text{m}$ );	63

Figura 6.2: Distribuição granulométrica da amostra A4.	65
Figura 6.3: Distribuição granulométrica da amostra A7.	65
Figura 6.4: Distribuição granulométrica da amostra A9.	66
Figura 6.5: Distribuição granulométrica da amostra AM10H.	67
Figura 6.6: Distribuição granulométrica da amostra AM14V.	67
Figura 6.7: Distribuição granulométrica da amostra de Carbonato Rosário.	68
Figura 6.8: Distribuição granulométrica da amostra F9.	69
Figura 6.9: Distribuição granulométrica da amostra de Tufa CR.	69
Figura 6.10: Distribuição granulométrica da amostra de Tufa FG.	70
Figura 6.11: Imagem indicando os tons de cinza da amostra A4.	72
Figura 6.12: Composição mineral da amostra A4.	73
Figura 6.13: Composição mineral da amostra A7.	73
Figura 6.14: Composição mineral da amostra A9.	74
Figura 6.15: Difratoograma de raios-X da amostra A4.	75
Figura 6.16: Difratoograma de raios-X da amostra A7.	75
Figura 6.17: Difratoograma de raios-X da amostra A9.	76
Figura 6.18: Composição mineral da amostra AM10H.	77
Figura 6.19: Composição mineral da amostra AM14V.	78
Figura 6.20: Difratoograma de raios-X da amostra AM10H.	78
Figura 6.21: Difratoograma de raios-X da amostra AM14V.	79
Figura 6.22: Composição mineral da amostra de Carbonato Rosário.	80
Figura 6.23: Exemplo destacando a presença de um microfóssil muito poroso na amostra de Carbonato Rosário.	80
Figura 6.24: Exemplo destacando a presença de um microfóssil pouco poroso na amostra de Carbonato Rosário.	81
Figura 6.25: Difratoograma de raios-X da amostra de Carbonato Rosário.	81
Figura 6.26: Composição mineral da amostra F9.	82
Figura 6.27: Difratoograma de raios-X da amostra F9.	83
Figura 6.28: Composição mineral da amostra de Tufa CR.	84
Figura 6.29: Imagem de uma amostra de Tufa CR com a presença de matéria orgânica vegetal.	84

Figura 6.30: Difratoograma de raios-X da amostra de Tufa CR.	86
Figura 6.31: Composição mineral da amostra de Tufa FG.	85
Figura 6.32: Difratoograma de raios-X da amostra de Tufa FG.	86
Figura 6.33: Comparação entre a porosidade experimental e a porosidade simulada para todas as amostras estudadas.	87
Figura 6.34: Comparação entre a permeabilidade experimental e a permeabilidade simulada para todas as amostras estudadas.	91
Figura 6.35: Superfície 3D da amostra A7.	93
Figura 6.36: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra A7.	93
Figura 6.37: Distribuição da onda de pressão em $t = 2 \times 10^{-7}$ s para a amostra A7.	94
Figura 6.38: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A7. A) $t = 2,7 \times 10^{-8}$ s, B) $t = 4,4 \times 10^{-8}$ s.	95
Figura 6.39: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra A7.	96
Figura 6.40: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.	96
Figura 6.41: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra A7.	97
Figura 6.42: Superfície 3D da amostra A9.	98
Figura 6.43: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra A9.	98
Figura 6.44: Distribuição da onda de pressão em $t = 2 \times 10^{-7}$ s para a amostra A9.	99
Figura 6.45: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A9. A) $t = 3,1 \times 10^{-8}$ s, B) $t = 5,2 \times 10^{-8}$ s.	100
Figura 6.46: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra A9.	101
Figura 6.47: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.	101

Figura 6.48: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra A9.	102
Figura 6.49: Superfície 3D da amostra de Tufa CR.	103
Figura 6.50: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra de Tufa CR.	103
Figura 6.51: Distribuição da onda de pressão em $t = 2 \times 10^{-7}$ s para a amostra de Tufa CR.	104
Figura 6.52: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa CR. A) $t = 6,1 \times 10^{-8}$ s, B) $t = 1,12 \times 10^{-7}$ s.	105
Figura 6.53: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra de Tufa CR.	106
Figura 6.54: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.	106
Figura 6.55: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra de Tufa CR.	107
Figura 6.56: Superfície 3D da amostra de Tufa FG.	108
Figura 6.57: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra de Tufa FG.	108
Figura 6.58: Distribuição da onda de pressão em $t = 2 \times 10^{-7}$ s para a amostra de Tufa FG.	109
Figura 6.59: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa FG. A) $t = 2,4 \times 10^{-8}$ s, B) $t = 3,8 \times 10^{-8}$ s.	110
Figura 6.60: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra de Tufa FG.	111
Figura 6.61: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.	111
Figura 6.62: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra de Tufa FG.	112
Figura 6.63: Relação entre a $V_p$ simulada e a $V_p$ experimental para as quatro amostras analisadas.	113

Figura 6.64: Relação entre a  $V_p$  e a porosidade simuladas para as quatro amostras analisadas.

114

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Classificação dos tipos de porosidade baseada no tempo de formação da porosidade.....	23
Tabela 4.2: Relação entre os módulos elásticos, $V_p$ , $V_s$ e densidade total ( $\rho_b$ ).....	30
Tabela 5.1: Amostras imageadas por microtomografia de raios-X.....	37
Tabela 6.1: Classificação granulométrica de Wentworth para sedimentos clásticos.....	64
Tabela 6.2: Participação de grãos de tamanhos de finos e de areia, e tamanho máximo de grãos .....	70
Tabela 6.3: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A4.....	88
Tabela 6.4: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A7.....	88
Tabela 6.5: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A9.....	88
Tabela 6.6: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra AM10H.....	88
Tabela 6.7: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra AM14V.....	89
Tabela 6.8: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Carbonato Rosário.....	89
Tabela 6.9: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra F9.....	89
Tabela 6.10: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Tufa CR.....	90
Tabela 6.11: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Tufa FG.....	90
Tabela 6.12: Propriedades físicas das fases utilizadas na simulação da propagação da onda P.....	92

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>
( )	Coeficiente de absorção no ponto (x,y)	1/m
	Intensidade inicial do raio	Pa
	Intensidade do raio no ponto (x,y)	Pa
( )	Projeção no ângulo em uma posição t	grau
( )	Função que depende da intensidade inicial do raio e dos coeficientes de absorção do meio ao longo do caminho	Pa
( )	Conjunto de projeções para uma determinada amostra	[ - ]
	Porosidade	%
	Volume total de uma rocha reservatório	m <sup>3</sup>
	Volume de grãos	m <sup>3</sup>
	Volume de poros	m <sup>3</sup>
	Velocidade do fluido	m/s
	Área da secção transversal da rocha	m <sup>2</sup>
	Permeabilidade da rocha porosa	mD
	Viscosidade do fluido	kg/ms
	Módulo de Young ou módulo de elasticidade	GPa
	Força aplicada	N
	Área do corpo perpendicular a direção da força	m <sup>2</sup>
	Variação de comprimento da amostra	m
	Comprimento da amostra antes da aplicação da força	m
	Razão de Poisson	[ - ]
	Deformação lateral da amostra	[ - ]
	Deformação longitudinal da amostra	[ - ]
	Incompressibilidade	GPa
	Pressão hidrostática	Pa
	Variação do volume da amostra	m <sup>3</sup>
	Volume da amostra antes da aplicação da força	m <sup>3</sup>
	Tensão de cisalhamento	Pa
	Deformação de cisalhamento	grau
	Velocidade compressional	m/s

	Densidade do material	kg/m <sup>3</sup>
	Velocidade cisalhante	m/s
	Módulo de cisalhamento ou rigidez	GPa
	Densidade total da rocha	kg/m <sup>3</sup>
	Operador de divergência	[ - ]
→	Vetor velocidade do fluido no material	[ - ]
	Operador Laplaciano	[ - ]
	Pressão do fluido no material	Pa
	Vazão do fluxo	m <sup>3</sup> /s
	Amplitude inicial da onda	Pa
	Frequência angular	Hz
	Tempo	s
	Número de onda	[ - ]

## RESUMO

Uma técnica inovadora atualmente em desenvolvimento é a construção de modelos digitais a partir de um conjunto de imagens de tomografia de raios-X de alta resolução adquiridas em amostras de rocha. Essa técnica permite definir a geometria 3D do espaço poroso e dos grãos minerais, bem como o reconhecimento dos minerais presentes na rocha. O objetivo desta pesquisa é estimar as propriedades petrofísicas (distribuição granulométrica, composição mineral, porosidade, permeabilidade e velocidade de propagação da onda P) de rochas sedimentares a partir de imagens de microtomografia de raios-X. Neste trabalho são analisadas cinco amostras de arenito (A4, A7, A9, AM10H e AM14V), uma de folhelho (F9), uma de calcário (carbonato Rosário) e duas de Tufa carbonática (Tufa CR e Tufa FG). Quantificou-se a proporção de finos presentes nas amostras, cuja precisão foi dependente da resolução das imagens analisadas. Neste trabalho propõe-se um novo método para a análise da composição mineral a partir de imagens microtomográficas. Os resultados alcançados para a simulação da composição mineral indicam que as amostras de arenito possuem aproximadamente a mesma composição mineral, a amostra de folhelho apresenta uma composição essencialmente silto-argilosa, e que as amostras carbonáticas são formadas essencialmente por calcita e dolomita. De um modo geral, os resultados de DRX confirmaram a composição mineral indicada pela microtomografia. Verificou-se uma relação aproximadamente linear entre os valores de porosidade medidos nos plugues e aqueles determinados por simulação das imagens microtomográficas. A permeabilidade estimada apresentou valores compatíveis com as permeabilidades medidas em laboratório, exceto para a amostra de folhelho e para a amostra de Tufa CR. Para o caso de amostras que possuem uma composição aproximadamente monominerálica, a simulação da onda acústica apresentou excelentes resultados quando comparados com as velocidades fisicamente medidas. Já para o caso das amostras de rocha que apresentam composição multiminerálica, a geração do modelo não considerou as diferentes fases que compõem a matriz mineral, resultando em velocidades simuladas muito acima das velocidades medidas.

**Palavras-chaves:** microtomografia, petrofísica, rochas sedimentares, simulação numérica.

## ABSTRACT

An innovative technique currently under development is the construction of digital templates from a set of X-ray tomography, high-resolution images acquired in rock samples. This technique allows to define the 3D geometry of the pore space and mineral grains, as well as recognition of the minerals present in the rock. The objective of this research is to estimate the petrophysical properties (grain size distribution, mineral composition, porosity, permeability and P wave velocity) of sedimentary rocks from microtomography X-ray images. This work analyzed five samples of sandstone (A4, A7, A9, AM10H and AM14V), one of shale (F9), another of limestone (Carbonato Rosário) and two samples of carbonatic Tufa (Tufa CR and Tufa FG). Regarding the particle size distribution is possible to quantify the proportion of fines present in the samples, but such concentrations may be changed according to the resolution of the images analyzed. In this work we propose a new method for the analysis of mineral composition from microCT images. The results obtained for the simulations indicate that the mineral composition of the sandstone samples have approximately the same mineral composition, with different proportions of quartz and clay. Shale sample has an essentially clay composition and the carbonate samples are essentially formed by calcite and dolomite. DRX analyses have proved the mineral composition indicated by microCT analysis. In general, it is observed an approximately linear relationship between porosity values measured in the plugs and those determined by simulation of microCT images. The numerical simulation resulted in values of permeability compatible with permeabilities measured in the laboratory, except for the shale sample and for the Tufa CR sample. For the case of samples having an approximately monomineralic composition, acoustic velocity simulations showed excellent results compared with the physically measured velocities. But for the case of multimineralic rock samples the model generation not considered the different phases making up the mineral matrix, which resulted in simulated velocities far above the measured velocities.

**Key-words:** microtomography, petrophysics, sedimentary rocks, numeric simulation.

## 1. INTRODUÇÃO

A qualificação e, principalmente, a quantificação das bacias brasileiras como possíveis produtoras de hidrocarbonetos exige o conhecimento das propriedades petrofísicas das suas formações geológicas. O delineamento do arcabouço estrutural da bacia, os tipos litológicos que o preenchem, a sua distribuição espacial em termos de área e de espessura dos estratos, o *netpay* do intervalo de interesse, as saturações fluidas, o espaço poroso, a conexão entre poros e sua forma de ocorrência, são parâmetros necessários para a quantificação de reservas.

Os recursos naturais energéticos são de fundamental importância para o desenvolvimento econômico e social de uma região. A exploração responsável e controlada desses recursos gera divisas importantes para investimento na oferta de serviços públicos de melhor qualidade, como educação, saúde e segurança. A exploração desses recursos, e conseqüentemente os benefícios dela decorrentes, somente ocorre após o dimensionamento das reservas, o que permite uma avaliação econômico-financeira dos projetos de exploração. Para realizar esse dimensionamento são necessários levantamentos sísmicos, perfuração de poços exploratórios, análises geológicas e petrofísicas.

Uma técnica inovadora atualmente em desenvolvimento é a construção de modelos digitais de rochas a partir de um conjunto de imagens de tomografia de raios-X de alta resolução adquiridas em amostras de rochas. Essa técnica permite definir, com alta precisão, a geometria do espaço poroso e dos grãos minerais, bem como o reconhecimento dos minerais presentes na rocha. De posse dos modelos digitais de rocha, as propriedades físicas da rocha podem ser modeladas sob diversas condições ambientais e de saturação de fluidos, gerando modelos petrofísicos integrados. Esses modelos integrados permitem interpretar os dados sísmicos coletados em campo, o que resulta na redução do risco exploratório dos recursos naturais petrolíferos da bacia.

Muitas das propriedades petrofísicas são dependentes da escala de observação. Esta tese investiga as propriedades na escala dos poros das rochas. Eventualmente tais propriedades não podem ser aplicadas diretamente na escala de reservatório ou de campo. No entanto, as investigações na escala de poro podem

dar suporte ao entendimento do comportamento das rochas em escalas maiores. Além disso, as relações entre propriedades podem se manter inalteradas em diferentes escalas (Dvorkin *et al.*, 2009).

A técnica de utilização de imagens de tomografia de raios-X para caracterização petrofísica de uma bacia está principalmente ligada a aplicações de engenharia de reservatórios. O petróleo armazenado, a partir da rocha reservatório, pode ser explorado com auxílio de poços injetores e produtores. A partir dessa técnica podem ser simuladas as condições atuais do reservatório, levando-se em conta todo o ambiente composto pela rocha reservatório e seus fluidos, bem como pela sua vizinhança - que fornece a energia necessária para a produção de fluidos (Barrilhas, 2005; Lehmann, 2007).

Outra aplicação para os modelos computacionais de rochas dizem respeito à previsão de mudanças no comportamento das propriedades físicas dessas rochas quando submetidas a variações nas condições do ambiente na qual se encontram. Essas possíveis variações de propriedades físicas são responsáveis pelo grande número de cenários possíveis na interpretação de dados coletados na fase de exploração dos reservatórios. Reduzir o número de cenários interpretativos possíveis é uma necessidade para a redução do risco exploratório, o que na indústria de petróleo, representa montantes financeiros bastante expressivos.

Outra área que pode se utilizar dos benefícios da caracterização petrofísica computacional é a engenharia de poço, tanto sob o ponto de vista da perfuração do poço propriamente dita (propriedades mecânicas das rochas) quanto sob o aspecto das propriedades de fluxo de fluidos na interface rocha-poço, o que afeta diretamente o planejamento a respeito dos equipamentos e das técnicas utilizadas para garantir a operação segura e eficiente de poços.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. Objetivo Geral**

Estimar as propriedades físicas de rochas sedimentares, mais especificamente, rochas siliciclásticas (arenitos e folhelhos) e carbonáticas (calcários e tufas) com base em imagens de tomografia de raios-X de alta resolução.

### **2.2. Objetivos Específicos**

- Realizar imageamento por microtomografia de raios-X de alta resolução em amostras de rochas;
- Gerar modelos computacionais tridimensionais das amostras de rocha;
- Fazer estimativa das propriedades petrofísicas: distribuição granulométrica, composição mineral, porosidade, permeabilidade e velocidade de propagação da onda de pressão a partir das imagens digitais;
- Comparar as propriedades estimadas com as obtidas experimentalmente, para validação da metodologia.

### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A tomografia computadorizada (CT) é uma técnica não destrutiva que permite a visualização da estrutura interna de objetos, determinada principalmente por variações na densidade. Ela requer a aquisição de radiografias para posições diferentes do objeto durante a rotação em torno de um eixo central. Em seguida é realizada a reconstrução de cortes transversais bidimensionais perpendiculares ao eixo de rotação.

As imagens de CT registram as diferenças no grau de atenuação dos raios-x, o qual depende do material e da energia da fonte. As interações que são responsáveis por esta atenuação são principalmente o espalhamento *Compton* e a absorção fotoelétrica. Para o nível de energia empregado nos equipamentos de CT, e para os elementos químicos presentes nas rochas sedimentares, o Efeito *Compton* é predominante e a atenuação é determinada principalmente pela densidade (Hearst *et al.*, 2005).

Petrovic *et al.* (1982) analisaram a densidade total de um solo através da aplicação da tomografia computadorizada. Eles investigaram experimentalmente a dependência completa das U.H. (Unidades *Hounsfield*) com a densidade total, com o conteúdo da água no solo e com a energia (intensidade da radiação).

Crestana (1985) apresentou um novo método de investigação da física da água no solo usando a tomografia computadorizada de raios-X. Ele mostrou que o método está de acordo com as técnicas clássicas, tais como a da atenuação de raios gama e a gravimétrica. Também demonstrou que o método permite novos enfoques e análises quantitativas de problemas tais como, estudos dinâmicos bi e tridimensionais, detecção de heterogeneidades do solo e da distribuição da água. Ele também aplicou o método para investigações da infiltração vertical da água em um solo úmido e compactado, para simulação da irrigação por gotejamento e para estudos preliminares de germinação de uma semente "*in situ*". Os resultados de Crestana (1985) complementaram aqueles encontrados por Petrovic *et al.* (1982).

Holleben (1993) discute a utilização da microtomografia computadorizada de raios -X como uma técnica de análise não destrutiva que permite a visualização das estruturas internas das rochas, sendo aplicada na indústria do petróleo para a

caracterização de rochas reservatório e visualização de fluxo de fluidos em meios porosos. Ele apresentou os princípios básicos da técnica, os procedimentos adotados e os resultados obtidos para o cálculo da porosidade e das saturações em sistemas bifásicos e trifásicos.

Gasperi (1999) aplicou um processo de estimativa de propriedades petrofísicas a partir de imagens petrográficas bidimensionais que utiliza a simulação estocástica para reconstrução do modelo tridimensional da rocha. As propriedades estimadas foram à permeabilidade, pressão capilar, fator de formação e a relação entre o índice de resistividade e a saturação de água. A metodologia apresentada foi aplicada a quatro tipos de rochas com diferentes níveis de heterogeneidade. Os resultados apresentados sugerem que estimativas confiáveis daquelas propriedades dependem de imagens com resoluções apropriadas.

Delerue *et al.* (2003) propuseram um novo método para caracterizar o espaço preenchido por fluidos em imagens de meios porosos na escala dos poros. Primeiro, um mapa de abertura foi criado com base em um processo de esqueletonização, para descrever todos os tamanhos de espaços porosos. Então o espaço poroso foi segmentado em poros, definidos como objetos elementares. Usando a imagem segmentada, uma rede de poros foi criada, que é uma representação gráfica do espaço poroso que inclui tamanhos locais e informações diretas sobre a conectividade na escala de poros. Por fim, a condutividade hidráulica equivalente ou permeabilidade para uma amostra de solo foi calculada.

Segundo Van Geet *et al.* (2003), a porosidade das rochas reservatório é uma importante característica petrofísica, e é usada como um parâmetro básico em estudos de simulação para prever a qualidade de reservatórios de hidrocarbonetos. Eles discutem o aspecto de que medições petrofísicas são feitas em amostras volumétricas, enquanto que a petrografia geológica clássica utiliza um microscópio petrográfico e está restrita à análise 2D. Isto leva a uma discrepância entre estudos petrográficos e petrofísicos. Eles também visaram avaliar a tomografia microfocalizada de raios-X ( $\mu$ CT) como uma técnica que pode fazer a ligação entre petrografia e a petrofísica. Eles discutiram limitações da técnica, principalmente devido a artefatos, otimização da qualidade da imagem e procedimentos para a quantificação. E apresentou os resultados de micro CT para medições de

porosidade de uma rocha calcária e de um arenito, comparando-as com as porosidades obtidas por outras técnicas.

Belini *et al.* (2011) discutem a microtomografia computadorizada de raios-X (microCT) como uma das mais avançadas técnicas de análise não destrutiva que possibilita a reconstrução da estrutura anatômica da madeira e de seus produtos. O trabalho aplicou a microCT na análise da anatomia da madeira de *Amburana cearensis* e de *Pinus sp.* A microCT possibilitou a obtenção de imagens da estrutura macro e microscópica da madeira das duas espécies, permitindo a sua caracterização, descrição e comparação com a da literatura. Por fim foram discutidas as vantagens da microCT, em relação à confecção de lâminas histológicas, mantendo a integridade das amostras de madeira, painéis, carvão, papéis, etc.

Oliveira (2012) desenvolveu uma metodologia para análise do sistema poroso de poços a partir das técnicas de perfilagem nuclear e microtomografia computadorizada por transmissão de raios-X. Ela estudou o sistema poroso do poço 2-ITAB-1-RJ perfurado na Bacia Calcária de São José do Itaboraí. Os resultados obtidos por perfilagem permitiram identificar três intervalos de variações de porosidade que foram utilizados para determinar quais amostras seriam retiradas dos testemunhos para análise por microtomografia. A partir dos dados obtidos do escaneamento das amostras foi possível quantificar a porosidade e descrever a forma e conectividade dos poros. As porosidades determinadas pela análise de microCT e por ensaios com o porosímetro foram aproximadamente coincidentes, embora os limiares de segmentação tenham sido determinados de forma visual para cada amostra.

Tseng (2013) aplicou o método de tomografia computadorizada de raios-x com o fim de avaliar a qualidade física de solos em recuperação de áreas degradadas. Ele analisou solo submetido a diferentes tratamentos para a obtenção de propriedades físicas dos solos, tais como: densidade, tamanho dos agregados e porosidade, que são fundamentais para avaliação da qualidade ambiental do solo. Ele descreve diferenças qualitativas e de imagens e, por fim, construiu o modelo tridimensional para visualizar o interior das amostras de solo.

Andrä *et al.* (2013a) estudaram quatro microestruturas 3D; uma amostra de arenito Fontainebleau segmentada (porosidade 14,7%), uma amostra de arenito Berea; uma amostra de carbonato Grosmont; e um pacote de esferas sólidas numericamente construídas (porosidade 34,3%). A segmentação das imagens em escala de cinza por três equipes independentes revelou a incerteza deste processo: o intervalo de porosidade segmentado está entre 18,4% e 20,9% para o arenito Berea, e entre 19,5% e 27,1%, para o carbonato Grosmont.

#### 4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A tomografia computadorizada de alta resolução é uma técnica não destrutiva que permite a visualização da estrutura interna dos objetos ou rochas, e é determinada principalmente por variações de densidade na rocha.

De acordo com Mees *et al.* (2003), a tomografia computadorizada foi desenvolvida a partir de uma imagem médica do corpo humano no início da década de 1970. A possibilidade de seu uso em geologia e engenharia foi logo reconhecida, resultando em grande número de publicações a partir do início de 1980. As primeiras aplicações incluem estudos nos campos da ciência do solo, meteoros, geologia do petróleo, paleontologia, geotecnia e sedimentologia.

A tomografia computadorizada de alta resolução é atualmente um método usado para diversas aplicações na indústria e em áreas de pesquisa (Knackstedt *et al.*, 2009; Dvorkin *et al.*, 2009; Andrä *et al.*, 2013). Na última década, a tomografia computadorizada (*Computed Tomography* - CT) evoluiu para melhores resoluções e reconstruções mais velozes de volumes tridimensionais, permitindo navegação por dentro de uma amostra geológica com resolução micrométrica.

A tomografia computadorizada para estudos geológicos pode levar as análises e pesquisas a novos patamares, ampliando o entendimento das propriedades das rochas, especialmente distribuição espacial de poros, conexões de poros, entre outras propriedades importantes na avaliação de uma reserva petrolífera.

No CT – Scan, imagens de alta qualidade são obtidas com radiação síncrotron, que tem a vantagem de paralelismo, perto do feixe de raios-X e a possibilidade de monocromatização. A desvantagem de alta resolução no sistema é que altas resoluções só podem ser obtidas para amostras pequenas. A tomografia computadorizada é feita com exposições radiográficas sequenciais usando fonte de raios-X, com o detector posicionado atrás do objeto, que é girado a cada exposição até que toda a área de interesse tenha sido radiografada. Após coleta de todas as imagens é feita uma reconstrução tridimensional da amostra que permite a realização de cortes não destrutivos em qualquer direção.

Por muitos anos, a única forma de determinar a estrutura interior de uma amostra com resolução na faixa de micros era cortar e seccionar a amostra, processo demorado e que acaba por destruir a amostra (Stewart, 1991). Porém, com o avanço na tecnologia possibilitou que a tomografia computadorizada utilizando fontes de raios-X com micro foco fosse utilizada pelo pesquisador na exploração de estruturas da amostra na faixa de micros ou até nanômetros (Nogueira, 2011).

#### **4.1. Aquisição de Imagens**

O primeiro passo para reconstruções 3D de uma amostra é adquirir uma série de imagens da amostra. Este processo é feito com exposições radiográficas sequenciais usando fonte de raios-X e um detector retangular posicionado atrás do objeto, enquanto a amostra é rotacionada até completar uma volta, em passos de menos de um grau. Quanto mais imagens adquiridas, ou menor o passo, melhor a qualidade da tomografia, pois contornos e bordas serão mais bem definidos na reconstrução.

Existem várias configurações possíveis do aparelho de raios-X para a aquisição das imagens, sendo a configuração selecionada determinada pelo tamanho da amostra e a resolução desejada, além da disponibilidade e das restrições de acesso. Idealmente, o feixe de raios-X deve ser paralelo ao invés de em forma de cone. Quando o feixe é composto por raios paralelos a resolução é determinada apenas pela qualidade do detector. Alta resolução pode também ser atingida com tubos de raios-X microfocalizados (Mees *et al.*, 2003).

Para obter uma reconstrução acurada dos dados, toda a profundidade e diâmetro da amostra precisam permanecer no campo de visão do cone de radiação, de forma que a amostra seja completamente capturada durante a aquisição. Além disso, toda a geometria da amostra, considerando cada ângulo de aquisição, precisa ser completamente penetrada com o nível de energia em que a amostra está sendo escaneada.

#### **4.2. Reconstrução de Volume**

De acordo com Mees *et al.* (2003), os princípios matemáticos dos procedimentos de retroprojeção necessários para a reconstrução são conhecidos

desde a década de 1960 (Stewart, 1991). Na tomografia de raios-X, uma transformação de pré-reconstrução das radiografias é necessária para melhorar o contraste e a nitidez das imagens de CT. Isso é feito aplicando um filtro digital aos sinais obtidos, como convolução, por exemplo. Para executar a reconstrução de uma secção específica, os dados de atenuação de raios-x no objeto inteiro devem estar disponíveis na forma de radiografias para todos os diferentes ângulos. O objeto deve estar inteiramente no campo de visão para cada uma destas posições de ângulo, ou seja, rodeado de ar em cada radiografia, que limita o tamanho máximo da amostra.

Ainda, segundo Mees *et al.* (2003), a otimização da qualidade da imagem requer uma redução de artefatos, que são inerentes à técnica de CT de raios-X. Diversos tipos comuns de artefatos já podem ser reduzidos em certa medida otimizando as condições de aquisição, mas, mais redução durante a reconstrução é muitas vezes necessária. Este é o caso de: (i) artefatos desalinhados, relacionados a um alinhamento imperfeito entre fonte, detector e eixo de rotação; (ii) artefatos de anel, relacionados a defeitos do detector; (iii) artefatos do tipo estrela, relacionados com a presença de objetos densos; e (iv) artefatos em linha, relacionados à presença de pixels anormalmente luminosos nas radiografias.

A maioria dos artefatos importantes em imagens de CT está relacionada com “endurecimento de feixe”, que remete para a atenuação preferencial de raios-X de baixa energia quando um feixe policromático de raios-X passa através de um objeto. Este efeito pode ser reduzido, em certa medida, usando um filtro de hardware, que envolve uma perda de intensidade do feixe de raios-X e uma diminuição do contraste nas radiografias. Tais filtros de hardware consistem em envolver as amostras com folhas de alumínio e/ou cobre, para a redução do artefato de endurecimento de feixe durante a reconstrução. Endurecimento de feixe é um artefato geralmente observado em imagens tomográficas, como efeito colateral do processo de inversão, que consiste em um aumento da densidade na região de borda do material imageado. Procedimentos de linearização são altamente recomendados para sistemas monominerálicos (Hammersberg & Mangard, 1998). Para sistemas poliminerálicos, uma dupla abordagem de energia permite uma melhoria dramática na qualidade da imagem (De Man *et al.*, 2001).

Cada imagem adquirida contém informações sobre a posição e diferentes características de densidades e absorção da amostra, isto é, a perda de energia sofrida pela radiação ao se propagar através da amostra. Imagens tridimensionais são reconstruídas a partir de um grande número de radiografias, ou seja, de projeções do objeto escaneado, obtidos em ângulos diferentes de projeção. O resultado da reconstrução é uma imagem em tons de cinza, onde o brilho é proporcional ao número CT do material dentro do objeto (Mees *et al.*, 2003).

### **4.3. Visualização de Volume**

Após realizar a reconstrução da amostra, o volume pode ser visualizado, cortado, girado e estudado de acordo com os objetivos. Podem ser atribuídas cores a diferentes níveis da propriedade física estudada, podendo ser feitos cortes virtuais para evidenciar uma região de interesse, efetuar medidas, análises, entre outras opções.

Pela construção de modelos virtuais tridimensionais de rochas e, a partir deles, podem-se estimar as propriedades físicas das rochas e fluidos nelas contidos (porosidade, permeabilidade e propriedades elásticas) pela aplicação de modelos teóricos consagrados na literatura especializada (Mavko *et al.*, 2003; Bourbié *et al.*, 1987; Avseth *et al.*, 2005).

### **4.4. Microtomografia Computadorizada de Raios-X**

A TC (Tomografia Computadorizada) é um método de exploração e análise não destrutivo, que gera a imagem de uma seção (geralmente transversal) de um corpo qualquer. A seção é mapeada matricialmente, originando uma imagem, composta por: pixels e voxels. A matriz gerada é chamada matriz de reconstrução.

A importância da tomografia computadorizada está na capacidade de distinguir quantitativamente pequenas diferenças na atenuação da radiação no corpo examinado, de modo que esta diferença pode ser relacionada às diferenças de densidades físicas no corpo. Nesse método de inspeção, a imagem gerada preserva a informação espacial completa do objeto analisado, sendo derivada de um grande número de observações adquiridas sob diferentes ângulos do conjunto fonte-receptor em relação ao corpo em análise.

Os raios-X, gerados por um tubo, atravessam o corpo, sofrem atenuação, e são registrados por um detector que se encontra diametralmente oposto ao tubo. Tanto o sistema receptor pode girar ao redor do corpo, como o corpo pode girar e o sistema fonte-receptor permanecer fixo.

Para cada posição é registrada uma radiografia, que é a imagem resultante da radiação atenuada por todos os elementos que constituem o corpo. A partir de todas as radiografias registradas, uma para cada posição angular, é realizada um processamento computacional para reconstruir imagens bi- ou tridimensionais do interior do corpo em análise.

Assim pode-se dividir o processo de TC em cinco passos distintos: 1) Geração dos raios-X; 2) Interação dos raios-X com a matéria; 3) Detecção e aquisição de dados; 4) Processamento de dados e, por fim, 5) Exibição das imagens.

#### **4.4.1. Geração dos Raios-X**

Os raios-X são produzidos quando elétrons que se movem rapidamente atingem um alvo sólido. Uma partícula carregada que se move, quando parada subitamente, dá origem a um impulso de radiação na forma de raios-X. Este é o princípio de funcionamento das fontes de raios-X utilizadas nos tomógrafos (Oliveira, 2012).

#### **4.4.2. Interação dos Raios-X com a Matéria**

Após a emissão dos feixes de raios-X pelas fontes dos tomógrafos, estes interagem com os elementos que compõem os corpos em análise. O resultado dessa interação é a atenuação dos raios-X registrados no receptor. A propriedade que caracteriza a atenuação provocada por um dado elemento é mensurada pelo seu coeficiente de atenuação. O coeficiente de atenuação linear de todos os materiais depende da energia do fóton presente no feixe e do número atômico dos elementos no material. O coeficiente de atenuação linear é o produto da densidade pelo coeficiente de atenuação de massa, tendo como unidade o inverso do comprimento.

#### 4.4.3. Detecção e Aquisição de Dados

A aquisição de dados na tomografia é feita basicamente em quatro etapas: captura dos raios-X transmitidos, conversão dos raios-X em um sinal eletrônico (analógico), amplificação do sinal, e conversão para um sinal digital.

Os sinais registrados no sensor de um tomógrafo são sinais elétricos dados em termos de voltagem, os quais representam a atenuação da radiação pelo meio. São os chamados números CT, ou coeficiente de Hounsfield, é definido como -1000 para o ar, 0 para a água e vai até 3000, para materiais muito densos. Em rochas reservatório, os números CT em geral variam entre 1000 e 2000 (Costa, 2007). Em seguida, estes números CT são transformados para uma escala de tons de cinza, onde o preto total (valor zero na escala de cinza) corresponde ao número CT mínimo, e o branco total (valor 255 na escala de cinza) corresponde ao número CT máximo.

No equipamento SkyScan 1173, que é o modelo disponível no Laboratório de Geologia Sedimentar da UFRJ, existem três opções de filtros: “*No Filter*” que não usa nenhum filtro, “*Al Filter*” que usa um filme de alumínio de 0,5 mm de espessura e “*Al+Cu*” que usa uma composição de alumínio e cobre. O filtro selecionado é posicionado em frente à câmera. Isto permite alterar a sensibilidade da câmera à radiação policromática da fonte de raios-X. De acordo com Lasso *et al.* (2008), a opção “*No filter*” é tipicamente usada para objetos com baixa absorção de raios-X ou materiais compostos por elementos com baixos números atômicos em média, pois quanto maior a densidade e o número atômico do material, maior a absorção de raios-X.

Diferentes metais podem ser usados para filtrar raios-X de baixa energia para reduzir o efeito chamado “endurecimento de feixe” (*beam hardening*). Este fenômeno está relacionado com o fato da camada superficial de amostras densas funciona como um filtro de raios-X para o material do interior da amostra.

A radiação de baixa energia é absorvida preferencialmente na camada superficial possibilitando o raio-X de alta energia atravessar a amostra sem sofrer uma absorção significativa. Isto reduz a informação proveniente do interior de amostras densas e distorce a distribuição de densidade na reconstrução, dando a

impressão de que a superfície é mais densa que o interior. Para reduzir este problema podem ser utilizados filtros metálicos colocados em frente à câmera para cortar a radiação de baixa energia permitindo que o sistema trabalhe apenas com a componente de alta energia, que é absorvida tanto na superfície como no interior de amostras densas de forma semelhante. Entretanto, é importante ter em mente que, ao filtrar, uma parte da radiação, o número de fótons detectados será reduzido exigindo um tempo de exposição maior para cada imagem o que acarretará maior tempo de duração para a aquisição.

#### **4.4.4. Processamento de Dados**

Na Tomografia Computadorizada as imagens reconstruídas possibilitam a visualização da distribuição dos coeficientes de atenuação dentro de uma seção transversal do corpo analisado.

Argenta *et al.* (2010) relatam que a geração de imagens de microtomografia se inicia pela obtenção de projeções de raios-X, a qual gera uma sequência de imagens radiológicas. Essas imagens, por sua vez, passam por um processo computacional de reconstrução. Cada imagem ou fatia da amostra é representada na forma de uma matriz digital  $N \times M$  pixels, com  $N$  e  $M$  representando o número de pixels na horizontal e na vertical, respectivamente. A cada pixel é designado um tom de cinza proporcional ao coeficiente de absorção do detector, na escala de 256 níveis de cinza, desde 0 para preto e 255 para branco.

De acordo com Stewart (1991), um método aproximado, mas direto, para realizar o imageamento tomográfico é conhecido como retroprojeção (Figura 4.1). Nesta figura existe uma fonte de raios-X, um objeto e um detector de raios-X do outro lado do objeto. Neste método um sinal atenuado de raios-X é gravado quando um objeto denso se interpõe entre a fonte e o receptor. A atenuação resultante de um único objeto denso é retroprojetada tal que ela é distribuída ao longo do caminho no qual a medição foi feita. Como diferentes retroprojeções são realizadas, o objeto é identificado através de caminhos com orientações diferentes e as retroprojeções individuais são somadas, resultando numa imagem do objeto. Cada ponto do receptor mede a energia de um raio-X atenuado após ele ter se propagado através de um caminho linear por dentro do objeto. A perda total de energia do raio-X ao

longo do seu caminho de propagação, chamada de projeção. As medições das projeções constituem na parte de aquisição de dados do experimento. A parte de reconstrução tomográfica interna do objeto, por sua vez, envolve assinalar a atenuação de raios-X a cada ponto do caminho percorrido pelos raios-X. Assim, a região de atenuação é espalhada (retroprojetada) ao longo do caminho do raio. No entanto à medida que valores retroprojetados de vários ângulos são somados, uma imagem melhor definida começa a aparecer. Este processo de redistribuição da atenuação ao longo do caminho percorrido pelo raio é conhecido como método da retroprojeção filtrada.

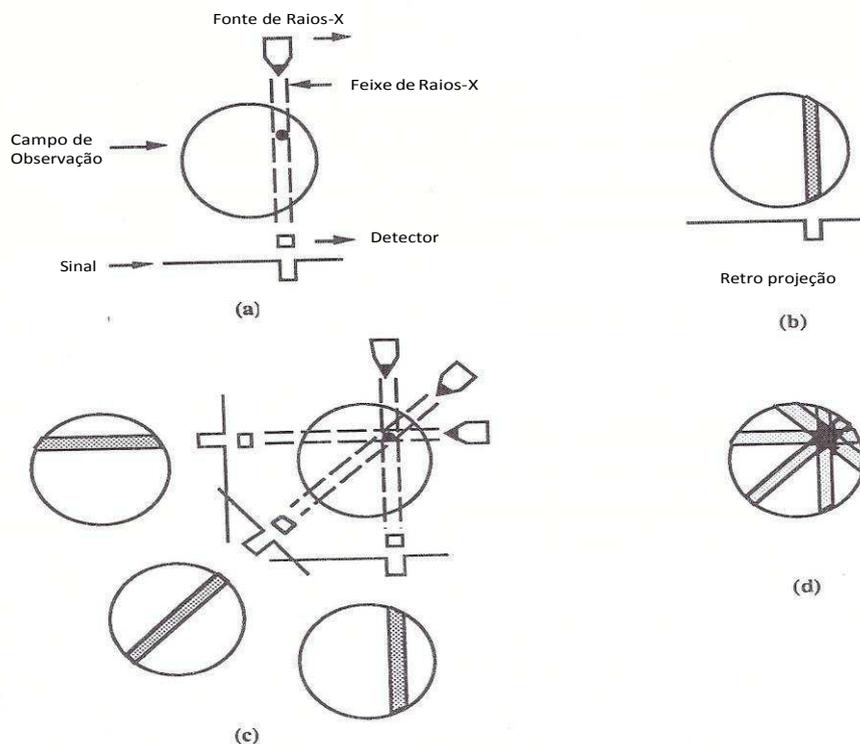


Figura 4.1: Esquema do método de retroprojeção simples. Adaptada de Stewart (1991).

Segundo Oliveira (2012), o método de retroprojeção filtrada pode ser descrito de forma geral, considerando  $f(x, y)$  uma função bidimensional. As linhas que cortam esta função em qualquer direção são chamadas de raios (Figura 4.2). A integral de linha ao longo destes raios é chamada integral de raio, ou raio-soma (Equação 1), e um conjunto de raios-soma, paralelos ou divergentes, forma uma projeção  $P(t)$ . No caso de raios paralelos, uma projeção pode ser descrita matematicamente por:

$$I(x, y) = \int_A^B I_0(x, y) e^{-\int_A^B \mu(x, y) ds} ds \quad (1)$$

onde  $\mu(x, y)$  corresponde ao coeficiente de absorção no ponto  $(x, y)$ ,  $ds$  é o elemento infinitesimal de deslocamento ao longo do caminho do raio,  $I_0$  é a intensidade inicial do raio (na fonte) e  $I(x, y)$  é a intensidade do raio no ponto  $(x, y)$ .

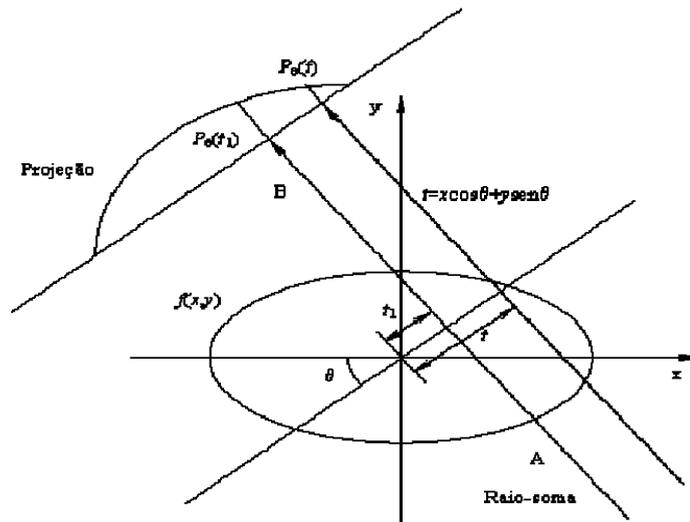


Figura 4.2: Geometria de formação das projeções. Extraída de Oliveira (2012).

O termo  $\int_A^B \mu(x, y) ds$  é chamado de raio-soma e, representa uma soma de coeficientes de atenuação ao longo do caminho do feixe. Se há um conjunto de raios, em um dado ângulo, no plano paralelo ao feixe de radiação, tem-se o termo projeção. Cada projeção é adquirida com o objeto (ou o sistema fonte-detector) girado de certo ângulo em relação à posição original, de modo que, se obtém uma projeção para cada ângulo. Ao termino da aquisição das projeções o sistema irá iniciar a reconstrução (Oliveira, 2012).

$$I(x, y) = \int_A^B I_0(x, y) e^{-\int_A^B \mu(x, y) ds} ds \quad (2)$$

Os limites de integração  $A$  e  $B$  definem a linha  $AB$  (Figura 4.2) ao longo da qual a integral será calculada,  $t$  é a posição do raio soma dentro da projeção,  $ds$  é o passo infinitesimal ao longo do raio e  $\theta$  é a inclinação da linha  $AB$  em relação ao sistema de coordenadas  $XY$ , a partir do eixo  $y$ . O raio  $AB$  pode ser expresso matematicamente pela Equação 2.

(3)

Para certo ângulo  $\theta$ , somente as coordenadas  $x$  e  $y$  que satisfazem a Equação 3 estarão sobre a linha  $AB$  e somente os pontos com estas coordenadas que irão contribuir com a integral de linha  $P_\theta(t)$ . O restante da função fora da linha  $AB$  não entrará no cálculo da integral para a posição  $t$  na projeção. Uma pseudofunção, geralmente usada na matemática para esta situação, é o delta de Krönecker  $\delta(u)$ , dada por:

$$(\delta(u)) = \begin{cases} 1 & \text{se } u = 0 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4)$$

Sabendo que somente as coordenadas  $x$  e  $y$  satisfazem a Equação 4 que vão entrar no cálculo das projeções. Pode-se substituir a integral de linha pela integral dupla, da seguinte forma:

$$(\delta(u)) = \int \int (\delta(u)) \cdot (\dots) \quad (5)$$

Se  $x$  e  $y$  estão sobre a linha  $AB$ , ter-se-á  $(\delta(u)) = 1$ , o que implica em  $(\dots) = (\dots)$ , então:

$$\int \int (\delta(u)) \cdot (\dots) = \int \int (\dots) \quad (6)$$

A função  $(\dots)$  tendo o valor de  $\theta$  fixo, e somente  $t$  como variável, define uma projeção paralela, ou seja, aquela obtida ao longo de um conjunto de raios paralelos. Raios-soma divergentes também podem ser tomados para formar uma projeção. Estas projeções são chamadas de projeções de feixe em leque, uma vez que os raios-soma são divergentes, e neste caso, cada raio-soma contido na projeção em leque corresponderá a um ângulo  $\theta$  diferente, isto é, cada raio-soma terá uma inclinação em relação ao eixo  $Y$ .

Retornando ao problema de determinação dos coeficientes de atenuação, tem-se que cada raio-soma é resultado da integral dos coeficientes de atenuação ao longo de um raio (Equação 1). Se  $(\dots)$  é uma função bidimensional tal como  $(\dots)$  no modelo matemático, então a integral de linha, Equação 5, corresponde a

um raio-soma ( ). Se o corpo de prova é transladado ao longo de uma trajetória perpendicular ao feixe de radiação e, a intervalos regulares deste deslocamento, então obtém-se os valores de . Desta forma com a Equação 6 podem-se obter as projeções:

$$p(\theta, s) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) \delta(s - x \cos \theta - y \sin \theta) dx dy \quad (7)$$

O lado direito da Equação 7 corresponde a Transformada de Radon da distribuição ( ) e expressa a relação linear entre a função do objeto ( ) e os dados experimentais da projeção ( ). A reconstrução de uma imagem tomográfica consiste em inverter a Transformada de Radon para encontrar ( ) a partir de um conjunto de projeções ( ) (Oliveira, 2012).

#### 4.4.5. Exibição de Imagens

Ao término da reconstrução uma imagem digital é apresentada na forma de uma matriz (  $N \times M$  ), o elemento de imagem formado pela interseção das linhas e colunas é denominado pixel (Figura 4.3), uma forma abreviada da expressão *picture element*, quanto maior o número de linhas e colunas melhor será a resolução da imagem.

Cada elemento da imagem terá um tom de cinza proporcional ao coeficiente de absorção ( ), ponto a ponto. A região mais densa aparece mais clara e a região que é menos densa aparece mais escura, ou seja, quanto mais denso mais claro.

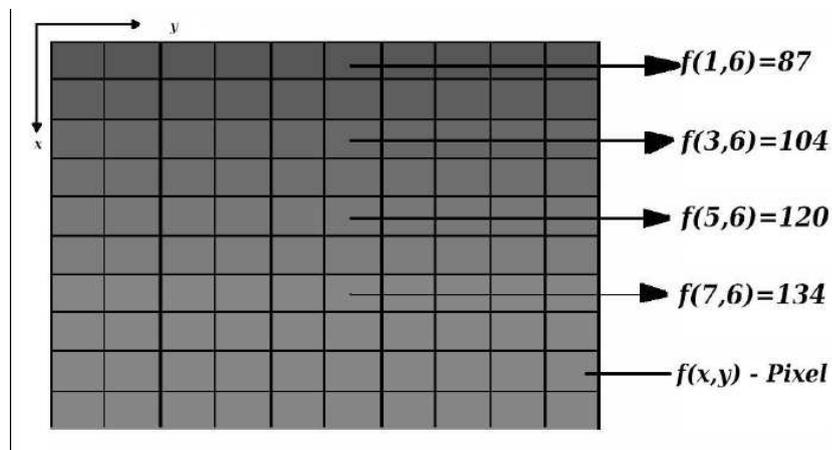


Figura 4.3: Representação do pixel. Extraída de Oliveira (2012).

Em uma representação tridimensional da imagem o modelo da matriz bidimensional é substituído pela matriz volumétrica. A espessura do corte de uma imagem formada pela tomografia computadorizada está relacionada à profundidade do corte. O volume formado pelas dimensões do pixel e profundidade do corte é chamado de voxel (Figura 4.4).

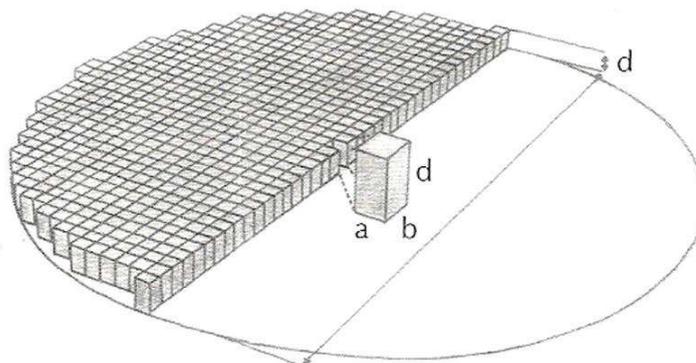


Figura 4.4: Representação do voxel. Extraída de Oliveira (2012).

Como a representação digital da imagem é própria da computação, o número de intervalos da quantização normalmente é uma potência  $2^b$ , onde  $b$  é o número de bits de quantização ou profundidade da imagem. Para monitores com 256 níveis de cinza com um byte (1 byte = 8 bits e  $2^8 = 256$  - o máximo para tais), a escala é realizada da seguinte forma: valor 0 para o preto, e 255 para o branco e, os valores que são intermediários a estes equivalem aos níveis de cinza propriamente dito (Oliveira, 2012). Ao proceder à digitalização de uma imagem de níveis de cinza, cada um dos pontos da imagem-matriz tem que se colocar em dependência de um valor de nível de cinza.

#### 4.5. Propriedades Avaliadas

O resultado final de uma tomografia é um conjunto de dados que representa o objeto analisado por seus coeficientes de atenuação linear. As propriedades avaliadas são calculadas usando *softwares* de análise de dados para o volume total do objeto e para as imagens geradas da seção transversal. Na análise de todo volume os resultados são calculados de forma integrada e para análises das fatias os resultados são baseados na integração de muitas análises 2D da seção transversal. Para obtenção de dados precisos e significativos é recomendado fazer os cálculos a partir da seleção das regiões de interesse.

A partir das análises do modelo tridimensional é possível estimar propriedades, tais como distribuição granulométrica, composição mineral, porosidade, permeabilidade, propriedades elásticas, entre outras. Todas as estimativas em 2D e 3D são realizadas em imagens segmentadas ou binarizadas, sendo assim, a segmentação deve ser feita antes da análise.

#### **4.5.1. Distribuição Granulométrica**

De acordo com Suguio (2003), o diâmetro das partículas de uma rocha sedimentar constitui uma propriedade textural fundamental que é empregada na classificação dos sedimentos de acordo com o tamanho predominante de grãos.

Suguio (2003) cita pelo menos quatro razões porque as análises granulométricas são importantes no estudo de rochas sedimentares:

- a) Fornece a base para uma descrição mais precisa dos sedimentos;
- b) A distribuição granulométrica pode caracterizar os ambientes deposicionais dos sedimentos;
- c) A granulometria pode fornecer informações sobre os processos físicos atuantes durante a deposição;
- d) A distribuição granulométrica está relacionada com outras propriedades, como a porosidade e a permeabilidade.

A distribuição granulométrica dos sedimentos segue um padrão gaussiano, segundo alguns autores (Krumbein, 1934; Bagnold, 1941), ou ainda um padrão log-normal, segundo outros autores (Udden, 1914; Wentworth, 1922). Acredita-se que os materiais transportados se aproximem, em geral, da distribuição log-normal, embora poucas amostras exibam uma distribuição granulométrica próxima da ideal. Em termos físicos, isso significa que as partículas mais grossas tendem a se precipitar primeiro. Desse modo, teoricamente deveria ocorrer uma distribuição linear no tamanho dos grãos. No entanto, quando grãos mais grossos estão misturados com grãos mais finos, a taxa de transporte varia exponencialmente com o tamanho do grão. Isto tende a resultar em uma distribuição granulométrica mais próxima do padrão log-normal.

Existem quatro tipos de explicações gerais para o padrão apresentado pela distribuição granulométrica de uma rocha sedimentar:

- a) Pode ser determinado pelos tipos de rochas presentes na área de onde os sedimentos provêm;
- b) Pode ainda ser controlado pelo tipo de transporte dos sedimentos entre a área fonte e o local de deposição;
- c) E pode ser resultante do tipo de ambiente deposicional no qual os sedimentos foram gerados e depositados;
- d) Os processos sedimentares atuantes durante o transporte e deposição, e os processos modificadores.

#### **4.5.2 Composição Mineral**

As rochas-reservatório dividem-se em dois grandes grupos: siliciclásticas (nesta pesquisa, arenitos e folhelhos) e carbonáticas (calcários e tufas) (Tucker, 2004).

As rochas siliciclásticas são formadas por diferentes tipos de grãos detríticos, tais como quartzo, feldspato e fragmentos de rochas, que podem ser provenientes de uma ou mais áreas fonte. Os grãos do arcabouço são constituídos por uma variada quantidade de quartzo (tanto mono como policristalino), feldspatos alcalinos, fragmentos de rochas diversas (sedimentares, metamórficas e ígneas) e argilo minerais. Podem ainda ocorrer minerais pesados como acessórios (zircão, epidoto, óxido de Ti (leucoxênio), apatita, granada, rutilo, turmalina, estauroлита) e leves (muscovita), além de constituintes intrabaciais, carbonáticos ou não.

Os reservatórios carbonáticos são formados predominantemente por carbonatos originados de processos biológicos e bioquímicos, ou seja, de origem orgânica, embora a precipitação inorgânica de carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ), a partir das águas marinhas, também seja um importante processo (Tucker, 2004).

A cimentação carbonática tem papel importante nos reservatórios, pois cimentos carbonáticos tais como calcita, dolomita, ankerita e siderita, entre outros, podem influenciar de forma positiva ou negativa as propriedades físicas dos reservatórios.

### 4.5.3. Porosidade

Grãos de areia e partículas de material carbonático que constituem reservatórios carbonáticos e arenosos normalmente nunca se encaixam perfeitamente devido ao alto grau de irregularidade na sua forma. O espaço vazio criado nas camadas entre os grãos, chamado de espaço poroso, é ocupado pelo fluido (líquidos e/ou gases). A porosidade de uma rocha reservatório é definida como a fração do volume total de um reservatório que não é ocupado pelas partes sólidas do reservatório, expresso matematicamente como (Tiab & Donaldson, 2004):

$$\text{Porosidade} = \frac{\text{Volume de poros}}{\text{Volume total de uma rocha reservatório}} \quad (8)$$

onde,  $\text{Porosidade}$  corresponde a porosidade,  $\text{Volume total de uma rocha reservatório}$ , volume de grãos,  $\text{Volume de poros}$ .

De acordo com Suguio (2003), a porosidade das rochas sedimentares varia de zero, em sílex compacto não-fraturado, até 80 a 90% em argilas recém-depositadas. Porém os valores mais frequentes de porosidade são da ordem de 5 a 25% e, quando alcançam cifras de 25 a 35%, são referidas como excelentes para armazenar hidrocarbonetos (rochas-reservatório). Suguio (2003) afirma que a morfologia dos poros deve ser descrita detalhadamente em relação à forma, tamanho e distribuição de modo a possibilitar a determinação de volume dos poros. Este parâmetro pode ser obtido em termos de porosidade total que compreende o volume de todos os poros existentes em relação ao volume total da rocha. A porosidade efetiva por outro lado, abrange o volume dos poros interligados entre si e com parte externa da rocha.

De acordo com Murray (1960), a porosidade se classifica em: primária e secundária. Na Tabela 4.1 é apresentada a classificação dos tipos de porosidade baseada no tempo de formação, com aplicação em especial em calcários (Suguio, 2003).

Tabela 4.1: Classificação dos tipos de porosidade baseada no tempo de formação da porosidade.

	Tipo	Origem
Primária ou singenética (sindeposicional)	a) intergranular ou interpartículas	Sedimentação
	b) intragranular ou intra-partículas.	
Secundária ou epigenética (pós-deposicional)	a) Inter cristalina	Cimentação
	b) fenestral (janelas)	
	c) de molde	Dissolução, movimentação tectônica, compactação desidratação.
	d) Vesicular	
	e) de fratura	

Fonte: Suguio (2003)

A porosidade primária depende muito do arcabouço deposicional, (Suguio, 2003). A porosidade de um sedimento, logo após a deposição, depende de quatro fatores:

- a) Granulometria: O efeito da granulometria tende a aumentar a porosidade com a diminuição de tamanho dos grãos. Exemplos de valores médios de porosidade de acordo com a variação da granulometria: areia grossa, de 30 a 41%; areia média, de 41 a 48%; areia fina, de 44 a 49% e silte fino, de 50 a 54%.
- b) Grau de Seleção: Quanto maior for à seleção das partículas de um sedimento, menor será a quantidade de detritos finos para o preenchimento dos espaços vazios deixados entre os mais grossos.
- c) Forma dos grãos: Quanto mais arredondados os grãos, menores são os valores de porosidade, pois os mesmos possui um empacotamento mais fechado.

- d) Arranjo espacial das partículas (petrofábrica): A porosidade é muito difícil de ser medida em rochas consolidadas. As dificuldades de medição relacionam-se ao desconhecimento do controle do ambiente e dos processos deposicionais sobre o empacotamento, bem com os efeitos da compactação pós-deposicional.

#### 4.5.4. Permeabilidade

Além de ser porosa, uma rocha reservatório deve ter a capacidade para permitir que os fluidos de petróleo fluam através dos seus poros interligados. A capacidade da rocha de permitir a condução de fluidos é denominada de permeabilidade. Isto indica que as rochas não porosas não têm permeabilidade. A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, portanto, ela é afetada pelo tamanho dos grãos, forma dos grãos, e pelo grau de consolidação e cimentação. O tipo de argila ou material de cimentação entre os grãos de areia também afeta a permeabilidade, especialmente onde a água doce está presente. Algumas argilas, particularmente esmectitas (bentonites) e montmorilonitas incham na presença de água e têm tendência de bloquear o espaço poroso.

O Engenheiro francês Henry Darcy desenvolveu uma equação de fluxo de fluido que se tornou uma das ferramentas matemáticas padrão da engenharia de petróleo. Esta equação é expressa na forma diferencial como se segue (Tiab & Donaldson, 2004):

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (9)$$

onde  $v$  corresponde a velocidade do fluido, cm/s,  $q$  vazão, cm<sup>3</sup>/s,  $k$  permeabilidade da rocha porosa, Darcy (0.986923 m<sup>2</sup>),  $A$  Área da secção transversal da rocha, cm<sup>2</sup>,  $\mu$  viscosidade do fluido, centipoises (cP),  $L$  comprimento da amostra de rocha, cm,  $\Delta p$  — gradiente de pressão na direção do fluxo, atm/cm.

A permeabilidade da maioria das rochas reservatórios de petróleo é menos de um Darcy. Assim, uma unidade menor de permeabilidade, o millidarcy (md), é amplamente utilizado na indústria petrolífera. Em unidades SI, o micrômetro quadrado (m<sup>2</sup>) é usado no lugar de m<sup>2</sup>.

A permeabilidade,  $K$ , na Equação 9 é denominada permeabilidade "absoluta", se a rocha está 100% saturada com um único fluido (ou fase), tal como: petróleo, gás ou água. Na presença de mais do que um fluido, a permeabilidade é chamada "efetiva" ( $K_0$ ,  $K_g$ , ou  $K_w$ , sendo a permeabilidade efetiva ao óleo, ao gás ou à água, respectivamente). Os fluidos do reservatório tem contato uns com os outros durante o seu movimento através dos canais porosos da rocha.

De acordo com Suguio (2003), existem três fatores que influenciam na permeabilidade:

- a) O efeito da granulometria e seleção: A permeabilidade aumenta com o incremento da granulometria e com a melhoria do grau de seleção. Em sedimentos muito finos, os poros são muito pequenos estrangulando a passagem, e a alta atração capilar das paredes dos poros inibem o fluxo do fluido.
- b) O efeito da forma dos grãos: A esfericidade dos grãos afeta a permeabilidade, de modo que areia com esfericidade mais baixa possui porosidade mais alta, resultando também em permeabilidade mais elevada. No entanto, variações na forma de arranjo e no grau de seleção dos grãos podem alterar essa relação.
- c) O efeito da petrofábrica: Para materiais com determinada granulometria e forma, a permeabilidade depende só da petrofábrica, isto é, do arranjo e do grau de seleção dos grãos.

#### **4.5.5. Propriedades Elásticas**

De acordo com Miranda *et al.* (2012), se uma força for aplicada a um corpo, este sofrerá mudança de forma e/ou volume, essa mudança é chamada de deformação e é responsável pelo deslocamento das partículas de suas posições originais. Quando a força aplicada ao corpo deixa de atuar sobre ele, e o mesmo volta ao seu estado inicial sem que haja deformação permanente do material, isso caracteriza o comportamento elástico. A base da teoria da elasticidade é a lei de Hooke, que considera a deformação diretamente proporcional à força aplicada, porém isso só acontece até o limite elástico. Se este limite for ultrapassado a deformação será não linear e parcialmente irreversível (resultará em deformação

permanente), chamada de deformação dúctil ou plástica. Caso a tensão exceda a tensão de ruptura haverá a quebra do corpo (Sugio, 2003). A Figura 4.5 ilustra o gráfico de tensão-deformação. Neste gráfico pode-se distinguir uma região de comportamento elástico e outra região de comportamento plástico.

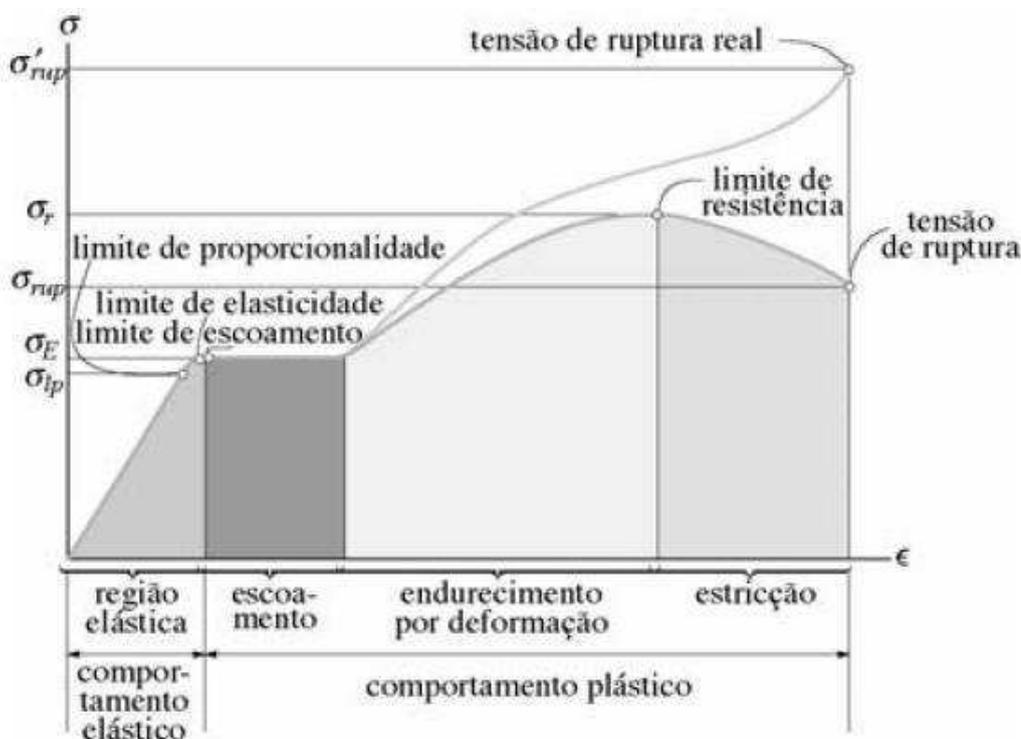


Figura 4.5: Relação de tensão-deformação. Extraída de Hibbler (2010).

Se um corpo está submetido a tensões é possível definir, em qualquer ponto desse corpo, três planos ortogonais que são os eixos principais de tensão. As tensões normais nessas direções são chamadas de tensões principais (Kearey, *et al.*, 2009). A Figura 4.6 ilustra o esquema de uma distribuição genérica de tensões.

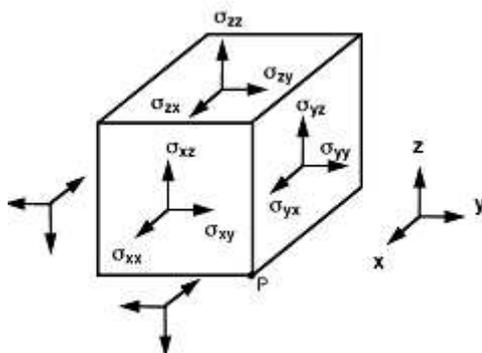


Figura 4.6: Componentes do estado de tensão. Extraída de Mavko *et al.* (2003).

Um indicador da elasticidade de um material é o módulo de Young (E), constante de proporcionalidade, que define a relação entre a tensão aplicada e a deformação sofrida por um material, ambas medidas em uma mesma direção.

$$\frac{F}{A} = E \frac{\Delta l}{l} \quad (10)$$

onde F corresponde à força aplicada, A é a área do corpo perpendicular à direção de aplicação da força F,  $\Delta l$  é a variação do comprimento da amostra na direção de aplicação da força F e l é o comprimento da amostra antes da aplicação da força.

Segundo Kearey *et al.* (2009), se um corpo for submetido a uma força distensiva, o mesmo sofrerá uma diminuição no seu diâmetro, essa deformação ocorre tanto transversal como longitudinalmente. A constante que representa a razão da deformação transversal pela longitudinal é conhecida como razão de Poisson, e é dada pela fórmula:

$$\frac{\Delta d}{d} = -\nu \frac{\Delta l}{l} \quad (11)$$

onde  $\frac{\Delta d}{d}$  corresponde a deformação lateral e  $\frac{\Delta l}{l}$  é a deformação longitudinal da amostra.

O sinal negativo da fórmula deve-se ao fato que o alongamento longitudinal, deformação positiva, causa contração lateral, deformação negativa, e vice-versa.

Conforme Kearey *et al.* (2009), a incompressibilidade K, também chamada de módulo de volume, é obtida pela razão tensão-deformação, sofrida pelo corpo, no caso de uma pressão hidrostática simples P, expressa pela fórmula:

$$K = \frac{P}{\Delta V/V} \quad (12)$$

O módulo de rigidez G é obtido através da razão entre a tensão de cisalhamento  $\tau$  e a deformação de cisalhamento  $\tan \alpha$ , expresso pela fórmula:

#### 4.5.5.1. Ondas Elásticas

De acordo com Kearey *et al.* (2009), as “ondas sísmicas são pacotes de energia de deformação elástica que se propagam radialmente a partir de uma fonte sísmica, como um terremoto ou uma explosão”, e são divididas em dois tipos: as ondas de corpo e as ondas de superfície. As ondas de superfície propagam-se ao longo das superfícies, do sólido, que o limitam e são classificadas em Rayleigh (são uma mistura de ondas P e S, elas vibram no terreno em um padrão elíptico) e Love (ondas do tipo S puras, elas vibram no terreno lado-a-lado e com movimentos verticais), porém por não trazerem informações a respeito da subsuperfície não são utilizadas na exploração geológica. As ondas de corpo podem ser classificadas em dois tipos: ondas compressionais P (Onda sonora), que se propagam por deformação uniaxial na direção de propagação da onda (Figura 4.7), e; ondas cisalhantes S, que se propagam por cisalhamento puro perpendicularmente à direção de propagação da onda (Figura 4.8). As velocidades de propagação das ondas elásticas podem ser obtidas através de fórmulas que dependem da incompressibilidade K, do módulo de rigidez G e da densidade do material .

$$\sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}} \quad (14)$$

$$\sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (15)$$

onde  $V_p$  e  $V_s$  são as velocidades compressional e cisalhante, respectivamente.

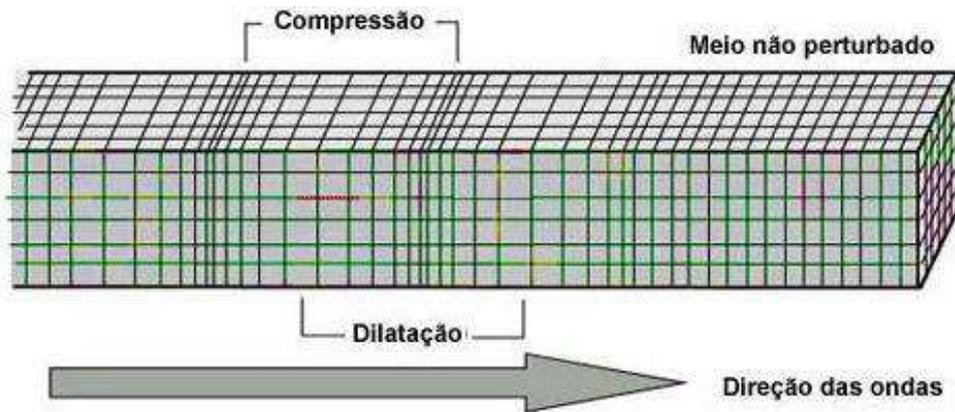


Figura 4.7: Padrão de propagação da onda P. Adaptada de Bolt (1982).

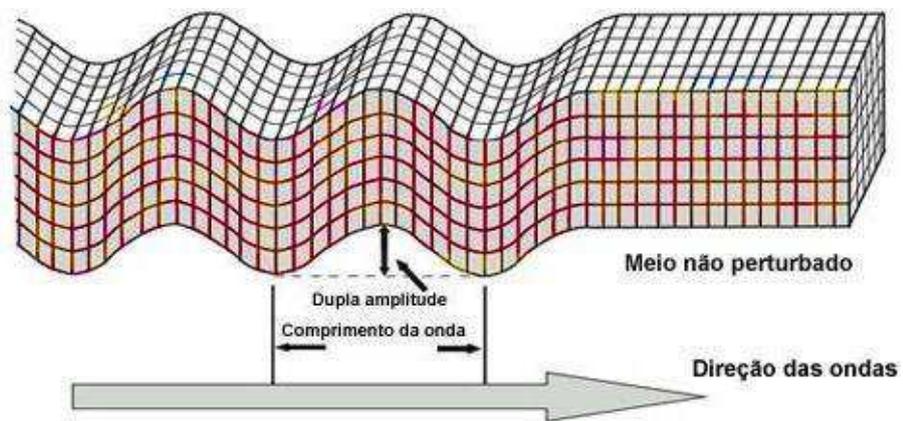


Figura 4.8: Padrão de propagação da onda S. Adaptada de Bolt (1982).

Conhecendo as velocidades compressional ( $V_p$ ) e cisalhante ( $V_s$ ), e a densidade total, pode-se alternativamente calcular os módulos elásticos dinâmicos de um determinado corpo. A Tabela 4.2 apresenta as relações entre os vários parâmetros elásticos e sua relação com os dois principais tipos de velocidades elásticas (Sheriff, 1991; Soares, 1992).

Tabela 4.2: Relação entre os módulos elásticos,  $V_p$ ,  $V_s$  e densidade total ( $\rho_b$ ).

Parâmetros	Conhecidos		
	$E, \nu$	$K, G$	$\rho_b, V_p, V_s$
$E$	$E$	$\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)}$	$\frac{E(1-2\nu)}{(1+\nu)}$
$K$	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$K$	$\rho_b \left( \frac{V_p^2}{V_s^2} - 1 \right)$
$G$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)}$	$G$	$\rho_b V_s^2$
$N$	$N$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)}$	$\frac{E(1-2\nu)}{(1+\nu)}$
	$\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)}$	$\frac{E(1-2\nu)}{(1+\nu)}$	
	$\frac{E(1-2\nu)}{(1+\nu)}$		

Fonte: Soares (1992)

onde:  $E$  corresponde ao módulo de elasticidade,  $K$  é a incompressibilidade,  $G$  é o módulo de cisalhamento,  $\nu$  é a razão de Poisson,  $\rho_b$  é a densidade total da rocha.

## **5. MATERIAIS E MÉTODOS**

Os trabalhos foram realizados no Laboratório de Petrofísica da Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia e no Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem – LPFI da Unidade Acadêmica de Engenharia Química da UFCG, conjuntamente.

### **5.1. Amostras de Rochas**

As amostras de rocha investigadas incluem arenitos e carbonatos, rochas sedimentares que formam reservatórios de petróleo e gás, e folhelhos, que se constituem em rochas encaixantes. Essas amostras em forma de plugues foram extraídas de testemunhos de poços (Figura 5.1) coletados na Bacia Rio do Peixe e de afloramentos nesta bacia e também na Bacia Potiguar.

A Bacia do Rio do Peixe (BRP) consiste de uma bacia interior da região nordeste do Brasil, de idade majoritariamente cretácea, localizada no extremo oeste do estado da Paraíba. A BRP apresenta uma coluna sedimentar que é atribuída ao estágio rifte, de idade neocomiana, de acordo com estudos bioestratigráficos. Litofaciologicamente as três formações da BRP, da base para o topo, Formação Antenor Navarro, Formação Sousa e Formação Rio Piranhas. A Formação Antenor Navarro foi descrita como composta por conglomerados e arenitos grossos arcossianos, associados a arenitos médios a finos, intercalados com siltitos e argilitos. Esta formação teria sido gerada por um sistema fluvial anastomosado e por leques aluviais. A Formação Sousa é caracterizada pela predominância de folhelhos e siltitos avermelhados e delgadas lentes de calcários, além de intercalações de arenitos finos a grossos. Este autor sugeriu que a sedimentação ocorreu em águas calmas em ambiente lacustre raso ou de planície de inundação, com influência fluvial. A Formação Rio Piranhas é composta por arenitos grossos a conglomeráticos, com intercalações de siltitos e argilitos avermelhados. A BRP está localizada imediatamente ao norte do Lineamento Patos, de direção E-W, na junção com ramos NE da zona de Cisalhamento Portalegre, formando duas sub-bacias principais: a sub-bacia de Sousa (SBS), que segue o trend E-W do Lineamento Patos, e a sub-bacia Brejo das Freiras (SBBF), que exhibe a direção da Falha de

Portalegre (Figura 5.2). Adicionalmente, há uma terceira sub-bacia, de menor porte: a sub-bacia de Pombal (SBP).

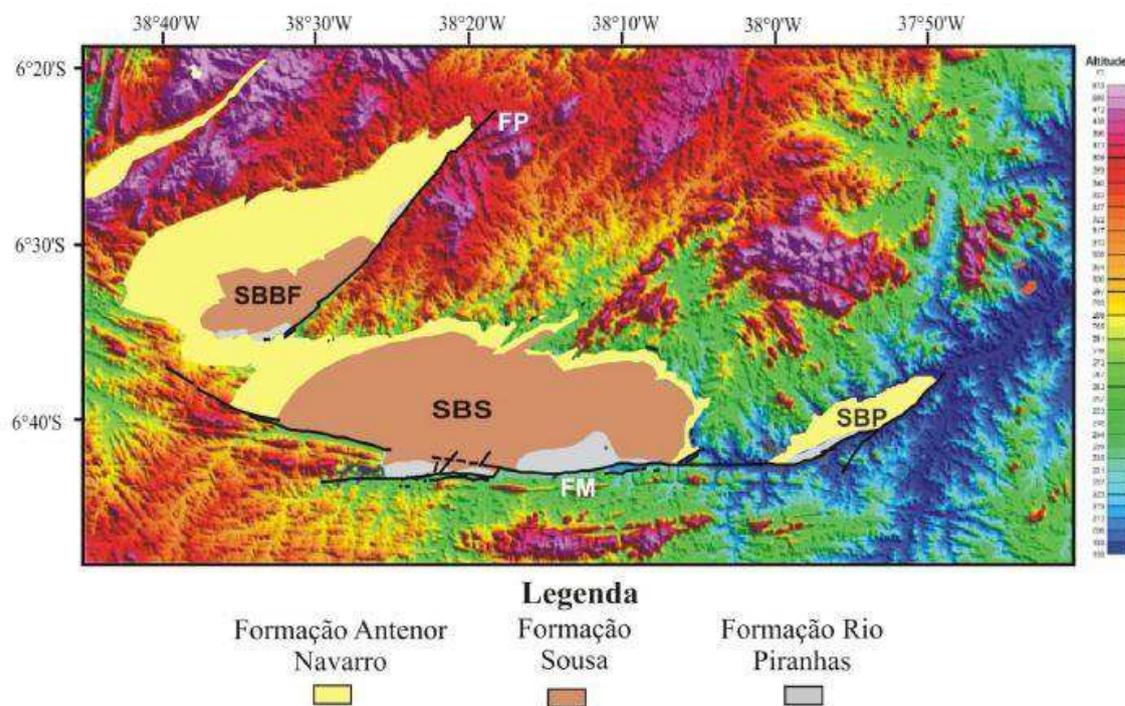


Figura 5.2: Bacia do Rio do Peixe, com indicação das sub-bacias Sousa (SBS), Brejo das Freiras (SBBF) e Pombal (SBP), além das Falhas Malta (FM) e Portalegre (FP).

A Bacia Potiguar está localizada no extremo leste da margem equatorial brasileira compreendida em sua maior parte no estado do Rio Grande do Norte e, parcialmente, no estado do Ceará. A Figura 5.3 apresenta um mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar.

A bacia limita-se a leste pelo Alto de Touros, com a Bacia Pernambuco-Paraíba; a noroeste pelo Alto de Fortaleza com a bacia do Ceará; a sul com o embasamento cristalino; e a norte com o Oceano Atlântico, ocorrendo até cota batimétrica de -200m (Pérez, 2003). Sua área total se estende por 119.300 Km<sup>2</sup> sendo que destes, 33.200 Km<sup>2</sup> encontram-se emersos e a porção complementar, 86.100 Km<sup>2</sup>, encontra-se submersa.

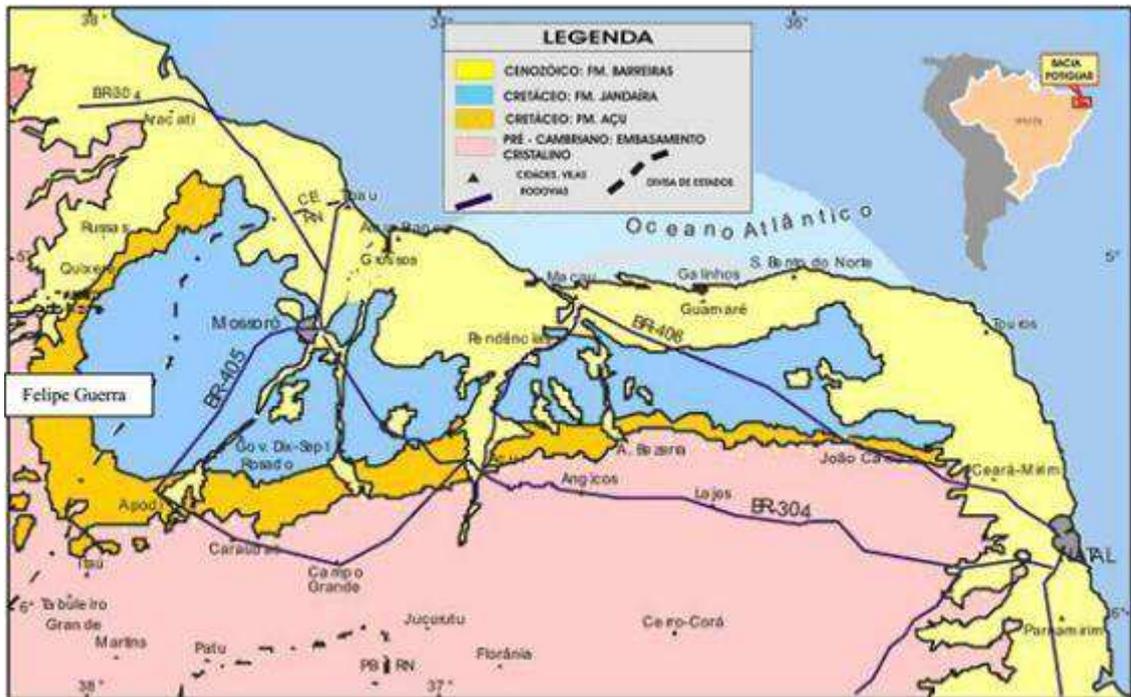


Figura 5.3: Mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar. Fonte: Castro (2007).

A Bacia é dividida em três grandes grupos. Da base para o topo temos o grupo Areia Branca, Apodi e Agulha. O Grupo Areia Branca é composto de material predominantemente siliciclástico e engloba as Formações Pendência, Pescada e Alagamar. O Grupo Apodi encontra-se na parte intermediária e engloba as Formações Açú, Ponta do Mel, Ubarana e Jandaíra. Por fim, o Grupo Agulhas é composto pelas Formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras e tem na sua composição rochas siliciclásticas além de carbonatos tanto de alta quanto de baixa energia.

A Formação Jandaíra, da qual foram extraídas as amostras carbonáticas utilizadas nesta tese, é uma sequência de sedimentação carbonática, de idade eoturoniana-eocampaniana, que se caracteriza pela predominância de carbonatos marinhos, de águas rasas e agitadas, tanto em superfície quanto em sub-superfície (Tibana & Terra, 1981).

Após serrar o testemunho no tamanho desejado utilizou-se uma plugadeira de bancada e uma retificadora de extremidades para garantir faces planas e perfeitamente paralelas nos plugues (Figura 5.4).



Figura 5.1: Testemunhos do furo estratigráfico 1-BSB01-PB da Bacia Rio do Peixe.



Figura 5.4: (A) Plugadeira de bancada e (B) Retificadora.

### 5.1.1. Aquisição de Imagens de Microtomografia

As imagens microtomográficas foram adquiridas em três campanhas de imageamento: A primeira realizada no Laboratório de Geologia Sedimentar da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, usando o microtomógrafo Skyscan 1173<sup>®</sup> (Figura 5.5) e as demais no Laboratório de Meios Porosos e Propriedades

Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, no equipamento XRADIA, modelo Versa XRM – 500 (Figura 5.6).



Figura 5.5: Microtomógrafo Skyscan 1173®.

O equipamento Skyscan 1173 incorpora a recém-desenvolvida fonte de raios-X microfoco de 130 kV, com maior estabilidade da posição do ponto focal, elimina artefatos em forma de anel, possui um detector tipo painel plano sem distorção, trabalha com um tamanho máximo de objetos de até 140mm, apresenta uma resolução espacial 3D superior a  $7\mu\text{m}$ , possui aquisição contínua para objetos longos, analisa imagens em 2D/3D e possui visualização realística.



Figura 5.6: Microtomógrafo Versa XRM – 500.

O equipamento Versa XRM - 500 opera uma fonte de raios-X de 30 a 160 kV, potência de 2 a 10 W, trabalha com um tamanho máximo de objetos de até 300mm de comprimento, apresenta uma resolução espacial 3D de até  $0,7\mu\text{m}$  e lentes com

aumento óptico e geométrico de até 40 vezes. As imagens são adquiridas por uma câmera tipo CCD de 2048X2048 pixels e suporta amostras de até 15 kg de massa.

Os dados do microtomógrafo são registrados na forma de projeções do objeto, em diversos ângulos, sobre o detector plano, obtendo as chamadas radiografias. Em seguida esses dados brutos são processados a fim de gerar os tomogramas bidimensionais (*slices*), os quais quando empilhados, geram uma imagem tridimensional do objeto imageado (Figura 5.7).

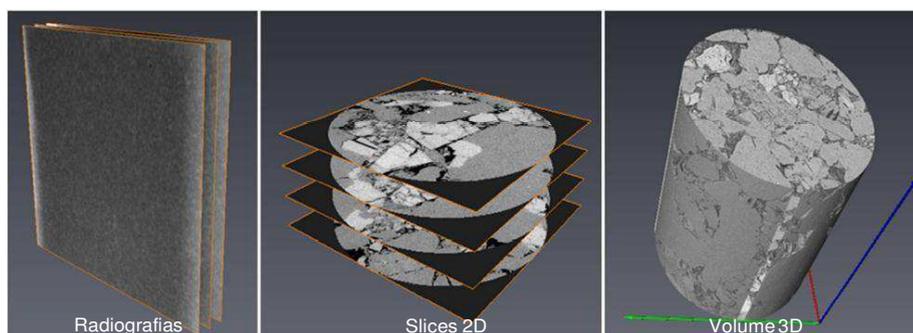


Figura 5.7: Conjunto de radiografias, *slices* horizontais e reconstrução 3D de uma sub-amostra.

Foram feitas 22 aquisições de imagens em três conjuntos de amostras. No primeiro conjunto de amostras analisadas foram imageadas onze amostras, sendo sete delas na forma de plugues com 1 ½" de diâmetro e 2" de comprimento. A Figura 5.8 apresenta quatro das sete amostras em forma de plugues e a Figura 5.9 apresenta sub-amostras cúbicas com dimensões aproximadas de 1,0 cm de lado extraídas de quatro dos sete plugues, as sub-amostras foram extraídas com o objetivo de melhorar a resolução das imagens adquiridas.

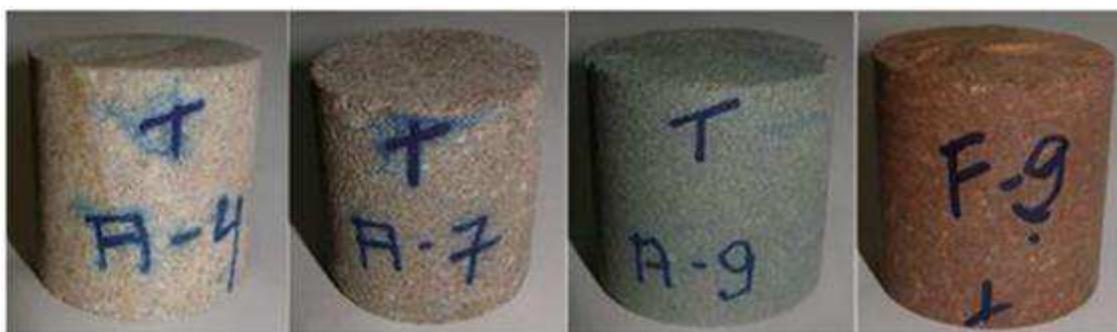


Figura 5.8: Plugues de quatro amostras utilizadas no imageamento.

No segundo conjunto de amostras analisadas foram imageadas seis sub-amostras sendo que quatro delas correspondem a sub-amostras já investigadas na primeira campanha, porém, desta vez com melhor resolução. As duas sub-amostras restantes são rochas carbonáticas, uma de calcário e outra de tufa.

No terceiro conjunto de amostras analisadas foram imageadas três sub-amostras sendo duas de arenito contendo níveis argilosos, as quais foram imageadas em duas resoluções diferentes, e a terceira sub-amostra corresponde a uma tufa calcária.

A Tabela 5.1 descreve os parâmetros de imageamento para todas as amostras analisadas. Os litotipos apresentados nesta tabela indicam a litologia inicialmente descrita para as amostras antes do imageamento.

Tabela 5.1: Amostras imageadas por microtomografia de raios-X.

<b>Conjunto</b>	<b>Amostras</b>	<b>Tipo</b>	<b>Bacia</b>	<b>Litotipo</b>	<b>Resolução</b>
1º	A1	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Fino	23 µm
1º	A4	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Médio	23 µm
1º	A4	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Médio	8 µm
2º	A4	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Médio	2,6 µm
1º	A5	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Médio	23 µm
1º	A7	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Grosso	23 µm
1º	A7	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Grosso	8 µm
2º	A7	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Grosso	2,6 µm
1º	A8	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Grosso	23 µm
1º	A9	Plugue	Rio do Peixe	Arenito Fino	23 µm
1º	A9	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Fino	8 µm
2º	A9	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito Fino	3 µm
3º	AM10H_1	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito com argila	10 µm
3º	AM10H_2	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito com argila	4,36 µm
3º	AM14V_1	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito com Argila	4 µm
3º	AM14V_2	Sub-amostra	Rio do Peixe	Arenito com Argila	3 µm
1º	F9	Plugue	Rio do Peixe	Folhelho	23 µm
1º	F9	Sub-amostra	Rio do Peixe	Folhelho	8 µm
2º	F9	Sub-amostra	Rio do Peixe	Folhelho	2 µm
2º	C. Rosário	Sub-amostra	Potiguar	Calcário	2,4 µm
3º	Tufa CR	Sub-amostra	Potiguar	Tufa Carbonática	5 µm
2º	Tufa FG	Sub-amostra	Potiguar	Tufa Carbonática	2,6 µm

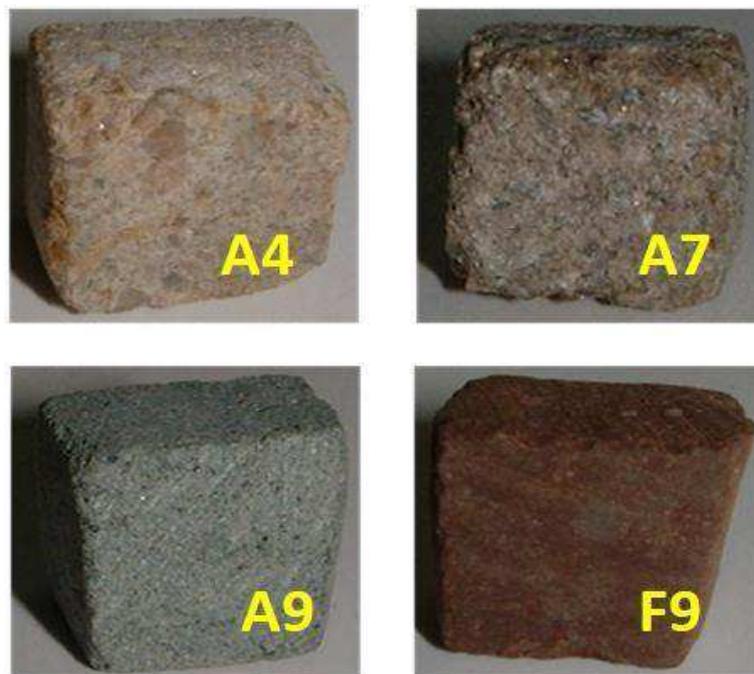


Figura 5.9: Sub-amostras extraídas dos plugues.

## 5.2. Programas Computacionais

### 5.2.1. Avizo® Fire

O Avizo Fire é um programa computacional que realiza análises tridimensionais na linha de ciências dos materiais. Ele oferece um conjunto de ferramentas para obter e visualizar informações qualitativas e quantitativas avançadas a partir de imagens da estrutura dos materiais. Ele pode ser aplicado na tomografia industrial, na cristalografia, evolução da microestrutura dos materiais, na inspeção de nanoestruturas, avaliação e testes não destrutivos, análises petrofísicas, análises de superfícies e na análise de alimentos (Avizo Fire, 2014).

As principais áreas de atuação do Avizo Fire podem ser listadas a seguir:

- Aquisição e processamento de imagens

Importação de dados de tomógrafos e microtomógrafos, equipamentos de ressonância magnética, microscópios eletrônicos de varredura e ópticos, entre outros. Suporte para tratamento de grandes bases de dados com múltiplos canais e series temporais. Calibração e conversão de escalas e reamostragem.

Melhoramento de imagens por filtragem, convolução e transformada de Fourier.

Alinhamento, registro, cálculos aritméticos, correlação e fusão de imagens.

- Segmentação e extração de feições das imagens

Limiarização e auto segmentação, separação de objetos e rotulação automática. Definição de regiões de crescimento, interpolação e suavização. Processamento morfológico. Reconstrução de superfícies 3D e geração de malhas tetraédricas.

- Exploração de dados 3D

Interação 3D intuitiva de alto desempenho, visualização direta de volumes, segmentação interativa ou automática, reconstrução geométrica 3D, comparação de mapas. Fatiamento ortogonal oblíqua cilíndrico e curvo. Definição de contornos e extração iso-superfícies.

- Quantificação e análises

Mais de setenta tipos de medições, incluindo número de ocorrências, volumes, áreas, perímetros, razões de aspecto e orientações. Medidas definidas pelo usuário. Visualizador de resultados com planilha e gráficos. Medidas automáticas de feições individuais e localização 3D. Estatísticas e histogramas. Filtragem de feições usando critério de medição. Interface para o Matlab<sup>®</sup>. Pré e pós-processamento para simulação estrutural e de fluxo. Fluxo de trabalho flexível, automação, linguagem de programação para execução interativa ou automática de tarefas.

- Simulação

Geração de malha baseada em imagens 3D que podem ser utilizadas em simulações de fluidodinâmica computacional (CFD), empregando especialmente o método dos elementos finitos, exportação de malha para algoritmos FEA/CFD. Análise de porosidade e de conectividade de poros. Esqueletonização para modelagem da rede de poros. Simulação direta 3D baseada em imagens: Permeabilidade absoluta, difusividade molecular, resistividade elétrica e condutividade termal.

### 5.2.2. COMSOL Multiphysics®

Este programa computacional proporciona a modelagem e a simulação de um sistema físico, empregando o método de elementos finitos para discretizar as equações diferenciais que descrevem o fenômeno de interesse. Ele inclui uma interface gráfica e um conjunto de interfaces com ferramentas de modelagens físicas. Um conjunto de produtos adicionais expande a plataforma de simulação multifísica para modelar áreas de aplicação específicas (COMSOL Multiphysics, 2014).

Os módulos adicionais de simulação física aumentam a capacidade de modelagem e simulação do COMSOL, fornecendo interfaces para aplicações elétricas, mecânicas, químicas e de escoamento de fluidos. Para a simulação das propriedades elásticas neste trabalho foi utilizado o módulo Acústico do COMSOL.

O módulo acústico foi criado especificamente para simular trabalhos com equipamentos que produzem, medem e utilizam ondas acústicas. Neste módulo podem ser modeladas vibrações e ondas elásticas em fluidos e em sólidos, materiais piezoelétricos e estruturas poro-elásticas.

Simulações acústicas com a interface física para pressão acústica pode modelar problemas clássicos, tais como: espalhamento, difração, emissão, radiação e transmissão do som. A interface de pressão acústica descreve e resolve o campo de som por meio de um campo escalar de pressão acústica. Este campo representa a variação acústica com relação à pressão do ambiente. Esta interface física permite resolver o problema da pressão acústica tanto no domínio da frequência como em um sistema transiente, no qual a equação clássica da onda é resolvida. Neste trabalho adota-se a solução transiente.

Uma grande variedade de condições de contorno está disponível e incluem *hard walls* (deslocamento nulo nas extremidades) e condições de impedância, radiação, simetria e condições periódicas. A interface também possui vários modelos que simulam o comportamento da propagação do som em meios complexos como materiais porosos.

Este programa possui uma biblioteca de materiais com mais de dois mil e quinhentos tipos de materiais com até 24 propriedades físicas cada, incluindo elementos químicos minerais, ligas metálicas, isoladores térmicos, semicondutores e materiais piezoelétricos

A modelagem física da propagação da onda acústica em um plugue cilíndrico de rocha no COMSOL começa com a definição da geometria da amostra e da fonte piezoelétrica (forma e dimensões) e a definição dos materiais que preenchem os elementos geométricos da amostra (tipo de material e suas propriedades). Em seguida define-se a física a ser adotada, que neste caso é o modelo de pressão acústica transiente, as condições de contorno, os valores iniciais e a função de ativação da fonte.

O segundo passo corresponde à geração da malha empregando elementos prismáticos ou piramidais. O terceiro passo envolve a solução numérica do sistema de equações diferenciais parciais que representa a solução geral do conjunto de todos os elementos que compõem o modelo. Finalmente, os resultados são apresentados na forma de imagens uni, bi ou tridimensionais, além da exportação de planilhas com resultados numéricos.

### **5.3. Metodologia**

Uma sub-amostra imageada por microtomografia de raios-X é composta por mais de mil *slices*, sendo que cada *slice* é composto por alguns milhões de *bytes*. Por esta razão a simulação das propriedades petrofísicas de uma sub-amostra pode se constituir em uma tarefa que exige muitos recursos computacionais. Como mostrado na Figura 5.10, as sub-amostras são novamente subdivididas em subvolumes e/ou ROIs (*Regions of Interest*), os quais são processados individualmente e, posteriormente, têm seus resultados integrados para fornecer a propriedade petrofísica de interesse representativa de toda a sub-amostra.

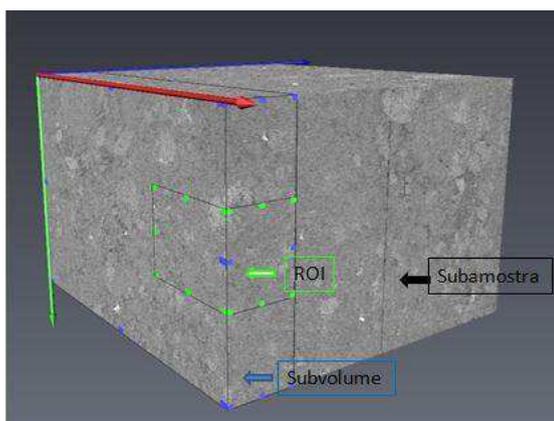


Figura 5.10: Visualização 3D das subdivisões da sub-amostra.

### 5.3.1. Distribuição Granulométrica

A distribuição granulométrica baseada na análise das imagens de microtomografia de raios-X é realizada no software Avizo® Fire de acordo com o procedimento ilustrado na Figura 5.11.

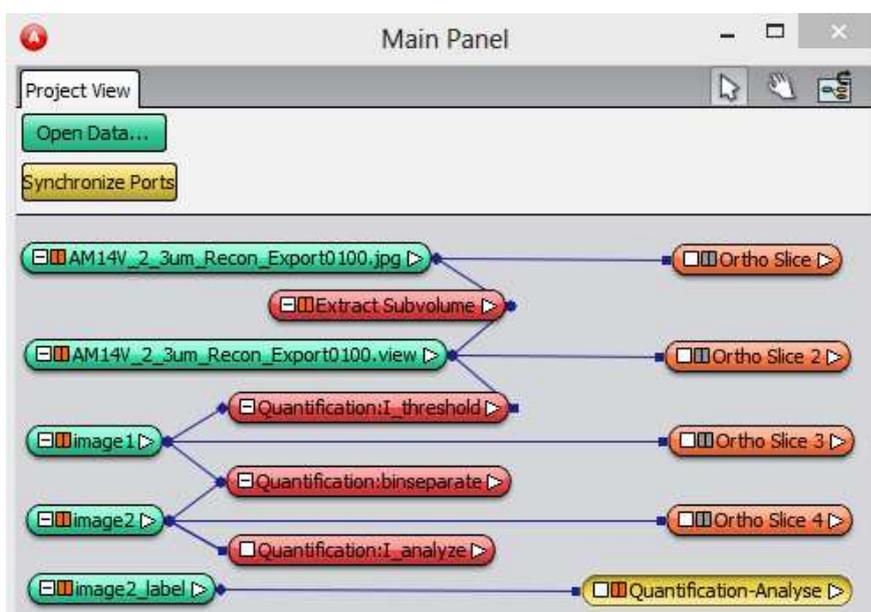


Figura 5.11: Fluxo de trabalho do Avizo® Fire para cálculo do diâmetro de grãos.

Inicialmente as imagens dos tomogramas bidimensionais da amostra são carregadas e, em seguida, se extrai um ROI (Região de Interesse), pela aplicação da ferramenta *Extract Subvolume*, no qual será feita a análise granulométrica. Durante a aplicação das ferramentas necessárias para se obter a distribuição

granulométrica, pode-se adicionar a ferramenta *Ortho Slice* a cada passo, essa ferramenta permite a visualização dos resultados de todas as ferramentas usadas durante a estimacão. Sobre o ROI selecionado se aplica a ferramenta *I\_threshold*, a qual separa os grãos dos poros. Neste caso foi utilizado o tom de cinza máximo igual a 35, na escala de 0 a 255, para a separacão poro-grão aplicando processo de segmentacão. A determinacão do limiar (valor máximo que o poro ou componente mineral pode atingir na escala de tons de cinza) igual a 35 foi feita de forma visual, de modo que a imagem binarizada representasse de forma mais fiel à distribucão dos espaços porosos da rocha. Para obter o valor de separacão entre o poro e o grão é necessária a visualizacão utilizando a ferramenta *Ortho Slice*.

A Figura 5.12 apresenta um exemplo do volume total da amostra que foi carregado no Avizo® Fire, enquanto que a Figura 5.13 apresenta o subvolume (ROI) extraído do volume total da amostra.

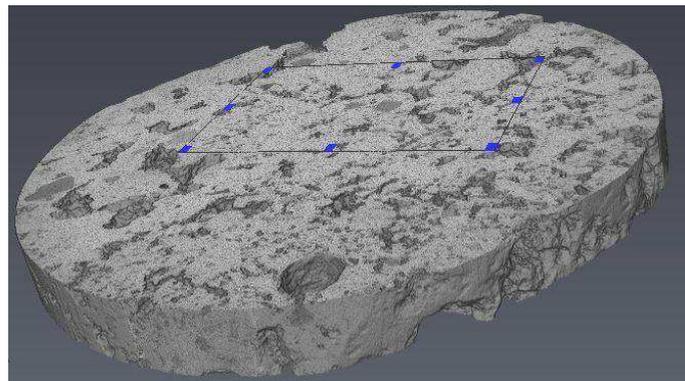


Figura 5.12: Exemplo do volume total das imagens carregadas de uma amostra.

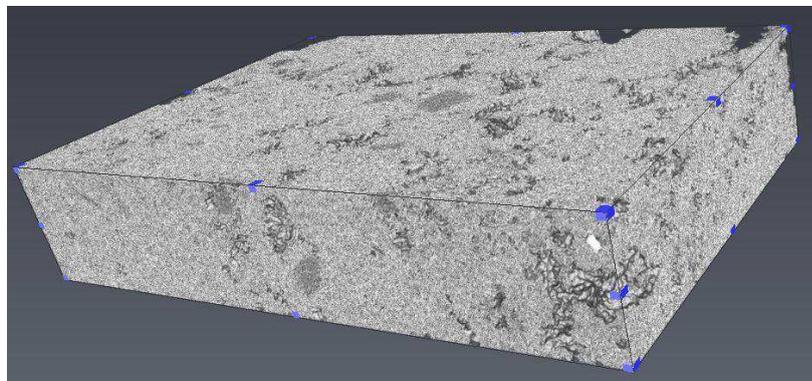


Figura 5.13: Volume do ROI selecionado.

A Figura 5.14 apresenta o resultado da aplicação da ferramenta *I\_threshold*, separando os grãos minerais (na cor azul) dos poros (na cor preta). A Figura 5.15 mostra o resultado da separação entre os grãos minerais efetuadas pela ferramenta *binseparate*. Nessa ferramenta podem-se escolher valores de separação entre pixels da mesma cor que compõem a imagem, por exemplo, se escolhermos o valor “1”, o programa vai fazer a separação do grão mineral a cada pixel de cor diferente.

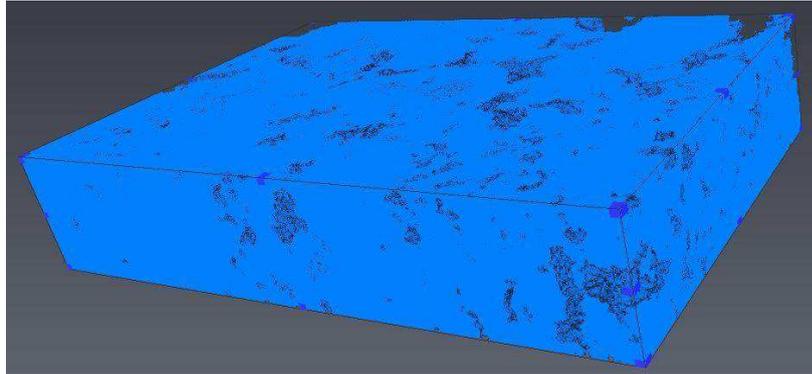


Figura 5.14: Volume com separação entre grãos minerais e poros.

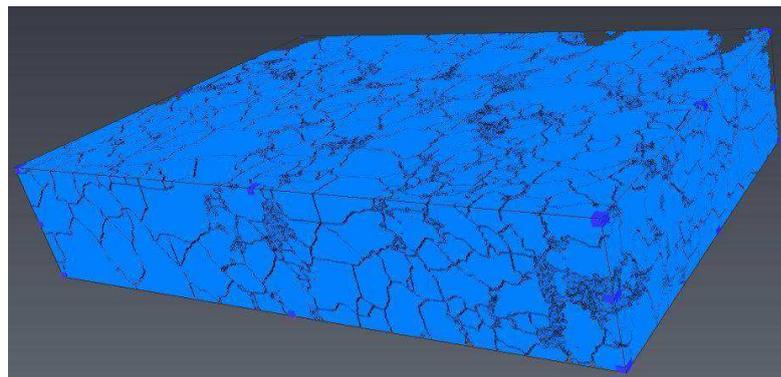


Figura 5.15: Volume com separação entre grãos minerais.

Finalmente a ferramenta *I\_analyze* tem como resultado do seu processamento uma tabela que apresenta, entre outras variáveis, os diâmetros equivalentes de todos os grãos minerais que compõe o ROI. O diâmetro é dito equivalente porque o software supõe que o volume de cada grão corresponde a uma esfera de mesmo volume, de tal modo que ele calcula o diâmetro dessa esfera equivalente. A Figura 5.16 apresenta como exemplo, parte de uma tabela resultante do processamento da ferramenta *I\_analyze*.

Result Viewer - [Analysis an1]

File Edit View Format Window ?

Nb objects : 1746

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1									
2			Volume3d (mm <sup>3</sup> )	Area3d (mm <sup>2</sup> )	Mean	FirstPointX (pixel)	FirstPointY (pixel)	FirstPointZ (pixel)	EqDiameter (mm)
3		1	688240.9	60733.66	1	70	1	1	109.542
4		2	10339030	331214.4	1	164	1	1	270.2882
5		3	362417.1	45088.12	1	340	1	1	88.45792
6		4	3636334	165823.2	1	402	1	1	190.7898
7		5	577652.8	45831.78	1	419	1	1	103.3291
8		6	736539.8	55114.25	1	459	1	1	112.0467
9		7	9584473	395742.9	1	521	1	1	263.5461
10		8	568689	53147.89	1	548	1	1	102.7919
11		9	400908.5	38910.84	1	567	1	1	91.4848
12		10	183175.6	23994.39	1	625	1	1	67.79831
13		11	9596.495	2975.438	1	715	1	1	26.36562
14		12	11966760	443558	1	754	1	1	283.7871
15		13	23305.77	8414.85	1	979	1	1	35.43956
16		14	66419.7	13571.37	1	995	1	1	50.24577
17		15	39862.36	9735.701	1	1007	10	1	42.38266

Figura 5.16: Tabela resultante da aplicação da ferramenta *I\_analyze*.

A Figura 5.17, está exemplificando um histograma gerado com os dados de tamanho equivalente de grãos.

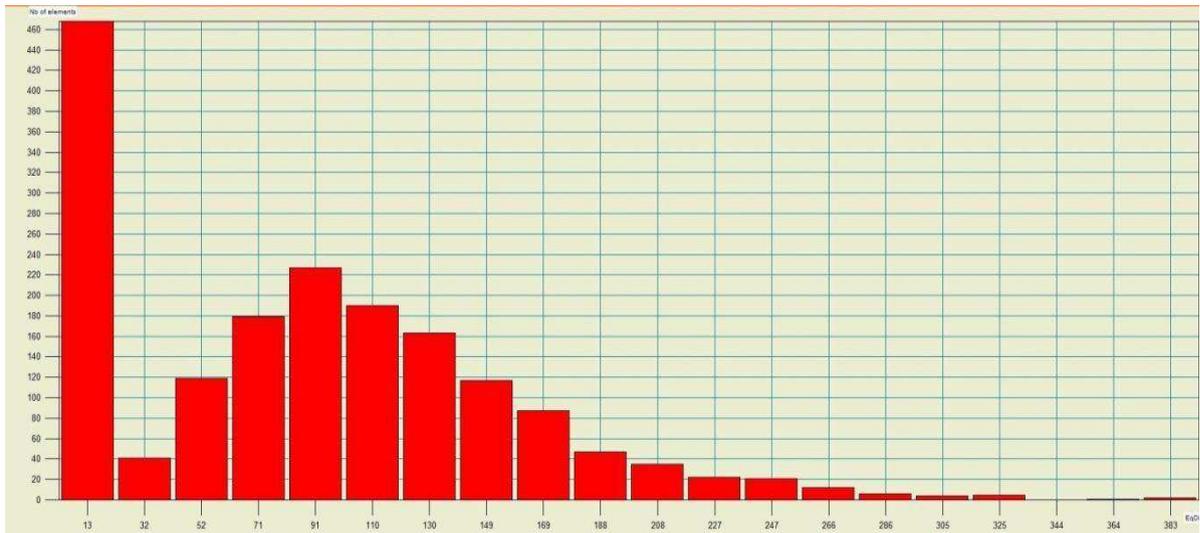


Figura 5.17: Histograma de tamanhos de grãos equivalentes.

### 5.3.2. Composição Mineral

A análise de composição mineral realizada por meio de imagens de microtomografia é feita segundo a seguinte sequência de passos:

1. Carrega uma imagem representativa da rocha, a qual contém as várias frações minerais representadas por diversos níveis de tons de cinza;

2. Extrai um sub-volume da imagem para cada fração mineral observada, e a partir de um histograma, determina o intervalo e o valor médio de tons de cinza característico de cada fração mineral;
3. Em seguida, constrói-se um gráfico de dispersão, no qual são plotados os valores de tons de cinza médio e de densidade das frações minerais e de poros conhecidas;
4. Ajusta-se uma função contínua de potência aos pontos do gráfico;
5. Para as frações minerais desconhecidas, por interpolação pela função de ajuste de potência, determina-se a densidade.
6. De posse da densidade calculada através da função de potência, é pesquisado na literatura o mineral com densidade correspondente.
7. Para conhecer a percentagem de cada mineral componente da amostra utiliza-se a ferramenta *Multi-Thresholding* para limiarizar cada fração mineral a partir dos intervalos de tons de cinza correspondente de cada fração e em seguida aplica-se a ferramenta *Material Statistics*, o resultado dessa ferramenta é uma tabela com o número de pixels corresponde ao espaço poroso e as frações minerais, a percentagem de cada fração mineral é dada pela razão entre o número de pixels de cada fração sobre o número total de pixels.

A Figura 5.18 ilustra o fluxo de trabalho para o cálculo da composição mineral no Avizo<sup>®</sup> Fire .

Nas Figuras 5.19 a 5.23 são apresentadas exemplos de cinco histogramas de tons de cinza gerados para a composição mineral da amostra, obtidos pelo Avizo Fire.

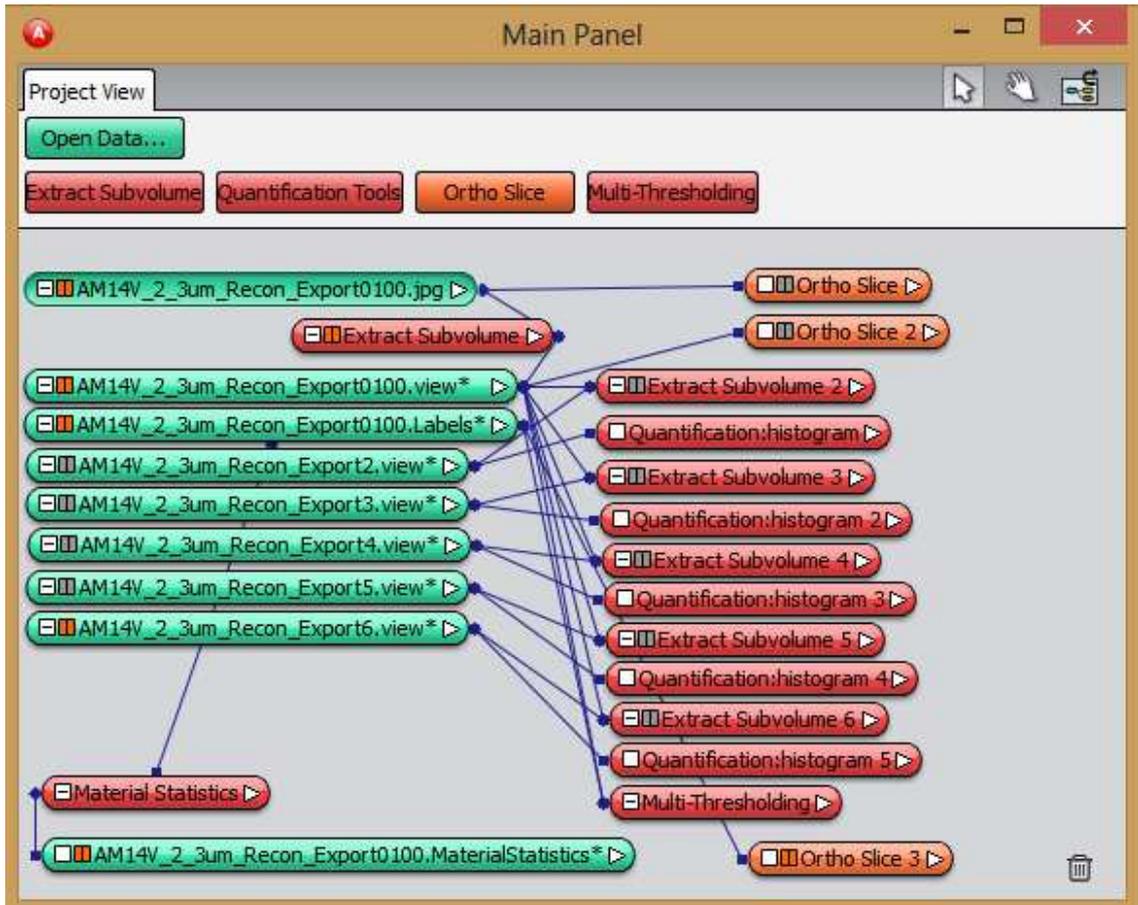


Figura 5.18: Fluxo de trabalho do Avizo® Fire para cálculo da composição mineral..

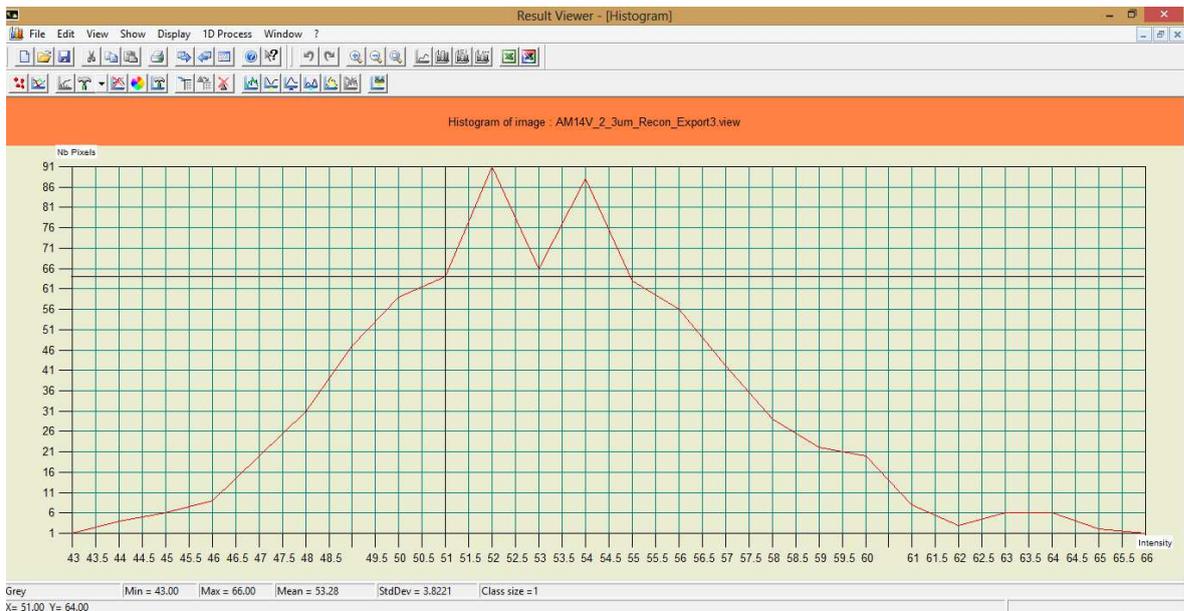


Figura 5.19: Exemplo de histograma de frequência de tons pretos.

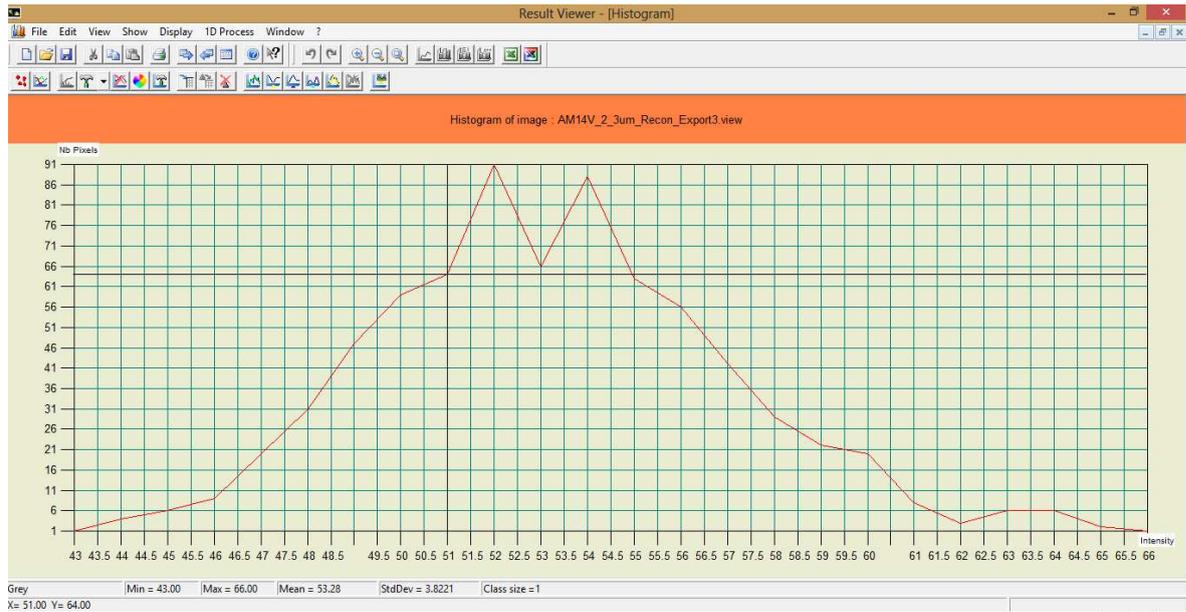


Figura 5.20: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza escuro.

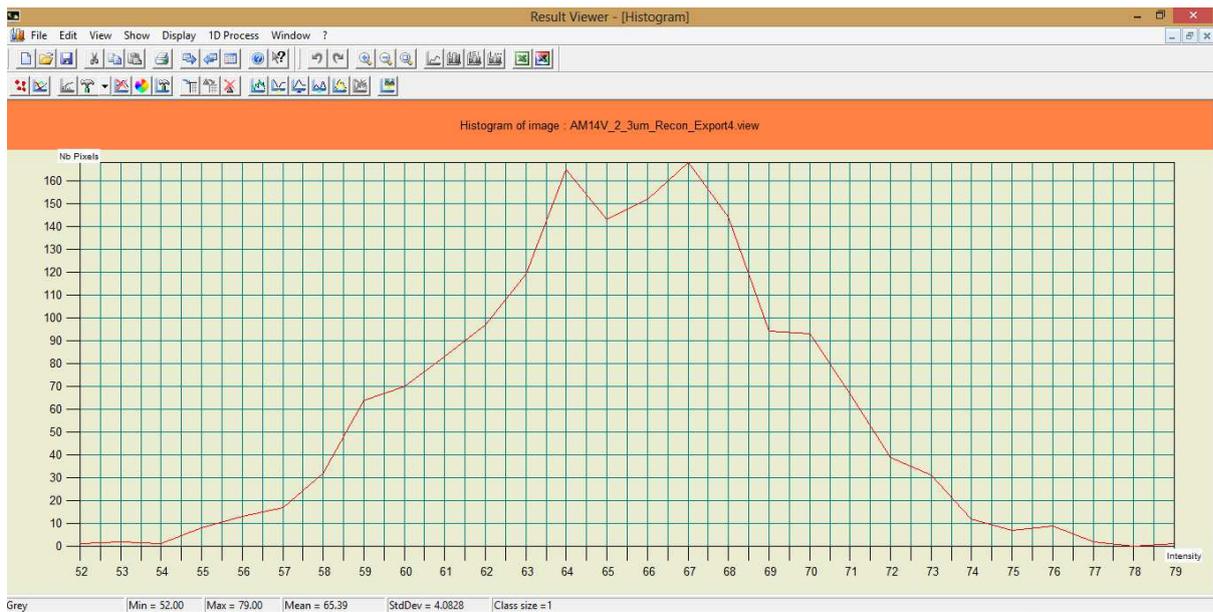


Figura 5.21: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza médio.

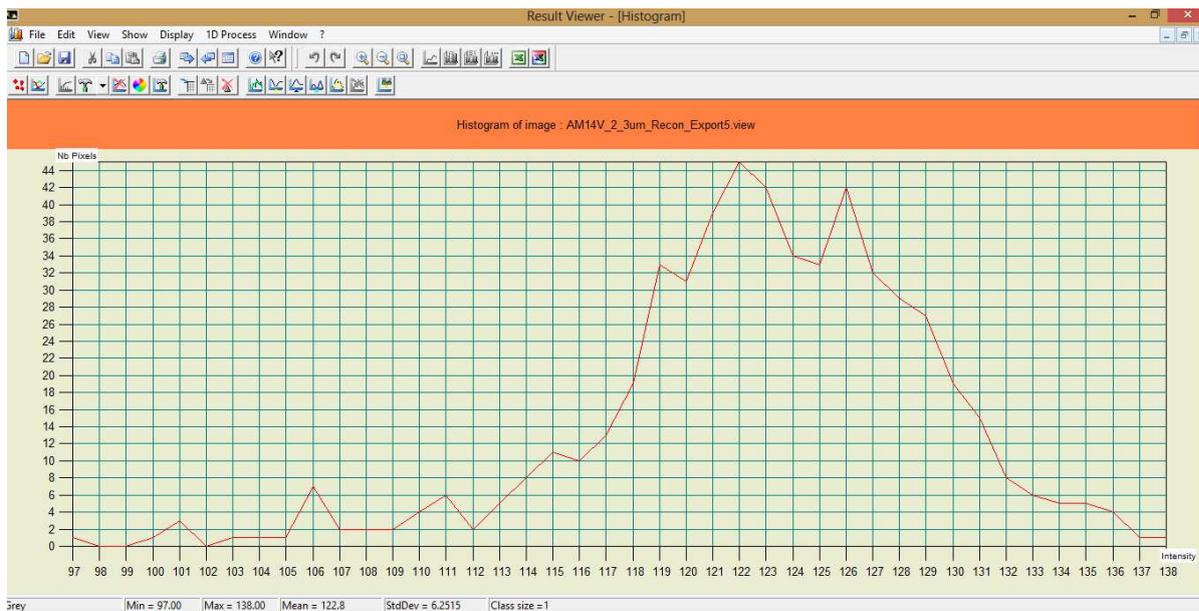


Figura 5.22: Exemplo de histograma de frequência de tons de cinza claro.

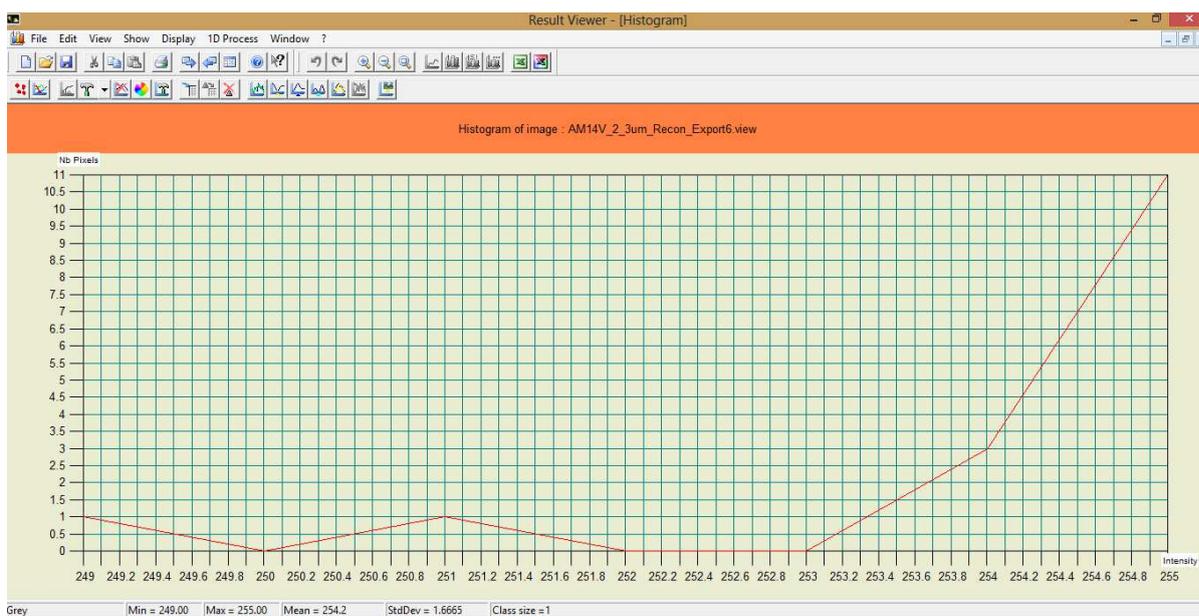


Figura 5.23: Exemplo de histograma de frequência de tons brancos.

Os resultados de composição mineral estimados por microtomografia são confrontados com aqueles obtidos por Difractometria de Raios-X (DRX).

### 5.3.3. Porosidade

Na Figura 5.24 é apresentado o fluxo de trabalho para a estimativa da porosidade utilizando o Avizo Fire<sup>®</sup> a partir de imagens de microtomografia para visualizar e quantificar o espaço poroso. Para a estimação dos valores de

porosidade deve-se inicialmente abrir o arquivo da imagem e anexar a ela as ferramentas de visualização *Ortho slice*. Devido a limitações do computador usado para o processamento das imagens que compõem toda a sub-amostra, aplica-se a ferramenta *Extract Subvolume* para delimitar a área da amostra a ser processada. Assim, a amostra é dividida em vários grupos com mesmo número de *slices*. As imagens são então submetidas ao processo de segmentação. Neste trabalho foi utilizado ferramenta *Threshold*. Ele se baseia na determinação de um limiar de tom de cinza que separa a matriz mineral dos poros, que é um critério manual de visualização. A matriz é reconhecida como sendo os pixels que apresentam cor cinza mais clara, e os poros como sendo os pixels mais escuros da imagem. A Figura 5.25 apresenta um exemplo de imagem 2D segmentada e o modelo 3D formado pelo conjunto de *slices* do subvolume.

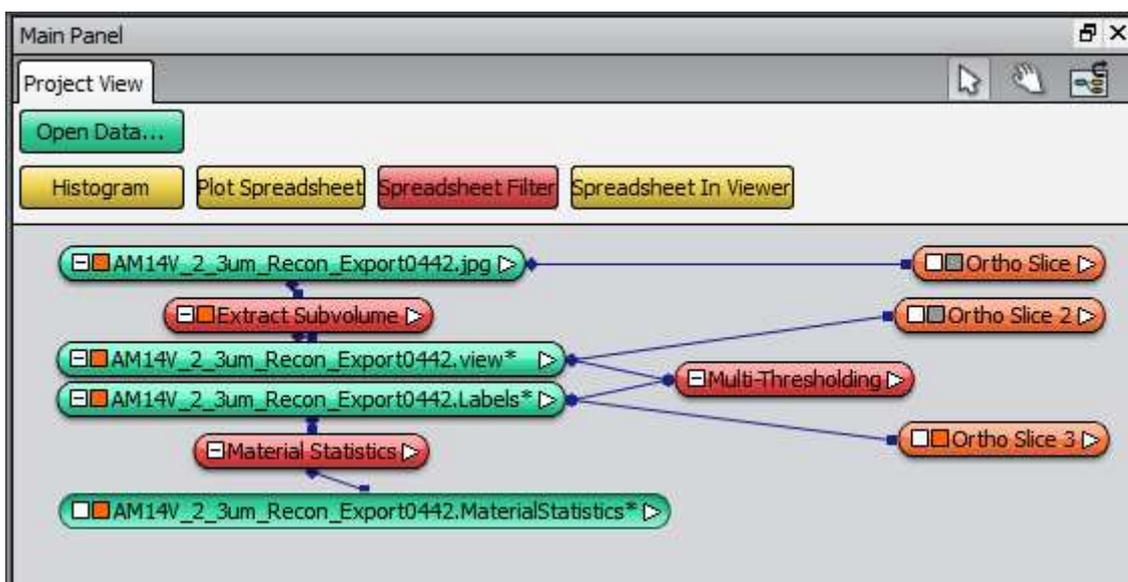


Figura 5.24: Fluxo de trabalho para a quantificação da porosidade.

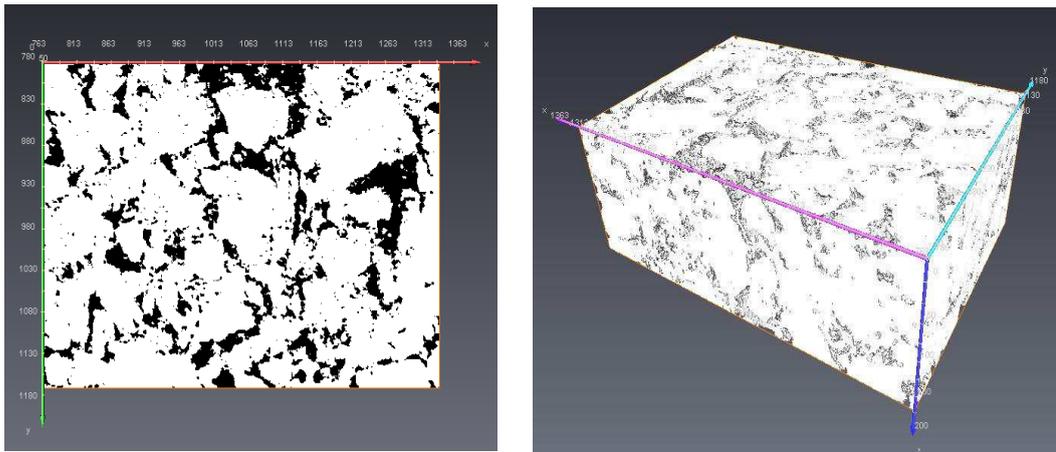


Figura 5.25: Imagens 2D e 3D obtidas após a segmentação.

O programa dispõe de uma ferramenta para medição do volume de material existente na imagem, a *Material Statistics*. A partir dessa ferramenta é possível obter o volume do espaço poroso (pixels mais escuros que o limiar) e o volume da matriz mineral (pixels mais claros que o limiar). O resultado dessa ferramenta é uma tabela com o número de pixels de material exterior (corresponde ao espaço poroso) e de material interior (matriz mineral). A porosidade do subvolume é dada pela razão entre o número de pixels de material exterior sobre o número total de pixels. A porosidade da sub-amostra é, por sua vez, a média aritmética dos valores de porosidade obtidos para cada subvolume.

#### 5.3.4. Permeabilidade

A permeabilidade absoluta do meio poroso, a partir do conjunto de imagens microtomográficas, é estimada por uma simulação numérica baseada nas equações de conservação de massa e momento linear (Navier – Stokes), desconsiderando o termo convectivo e de gravidade, e adotando as seguintes considerações:

- Um fluido incompressível, viscosidade e densidade constante;
- Um fluido newtoniano;
- Um escoamento no regime permanente,
- Regime de escoamento laminar, o que significa que as velocidades são suficientemente pequenas para não produzir turbulência.

As equações de conservação resultantes são:

$$\rightarrow \quad (16)$$

$$\rightarrow \quad (17)$$

onde,  $\nabla$  corresponde ao operador de divergência,  $\vec{v}$  é o vetor velocidade do fluido no material,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido,  $\nabla^2$  é o operador Laplaciano e  $p$  é a pressão do fluido no material.

Uma vez este sistema de equações resolvido é possível estimar o coeficiente de permeabilidade aplicando a Lei de Darcy.

A permeabilidade absoluta aparece na Lei de Darcy como um coeficiente constante que relaciona propriedades do fluido e do material com a vazão:

$$Q = \frac{k A \Delta p}{\mu L} \quad (18)$$

onde,  $Q$  é a vazão do fluxo através do material,  $A$  é a área da secção reta da amostra através da qual o fluido flui,  $k$  é a permeabilidade absoluta,  $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido,  $\Delta p$  é a queda de pressão do fluido ao passar pela amostra,  $L$  é o comprimento da amostra.

A Figura 5.26 apresenta o fluxo de trabalho para a simulação computacional da permeabilidade. O início do processo é o mesmo utilizado na estimativa da porosidade. É necessário abrir o arquivo das imagens de microtomografia, anexar às ferramentas de visualização *Ortho slice*, delimitar a área a ser estudada pelo *Extract Subvolume*, e segmentar o conjunto de imagens. O próximo passo é escolher a ferramenta *XLab Hydro*, a qual calcula a permeabilidade pelo método *Lattice Boltzmann* de solução da equação de Navier-Stokes, e configurar quais são as condições de contorno, os valores de entrada dessas condições, a direção do escoamento e a viscosidade do fluido que são adotados na simulação. A Figura 5.27 apresenta a tela de configuração de parâmetros da ferramenta *XLab Hydro*. Os resultados de saída desta ferramenta são campo de pressão e/ou velocidade do fluido. Ao término do processamento é obtida uma tabela com os valores de permeabilidade absoluta (em Darcy e na unidade escolhida para a análise, neste caso,  $\mu\text{m}^2$ ).

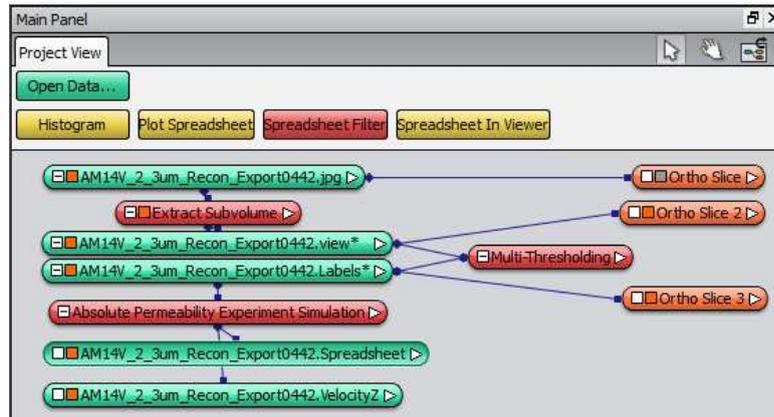


Figura 5.26: Fluxo de trabalho para a simulação de permeabilidade.

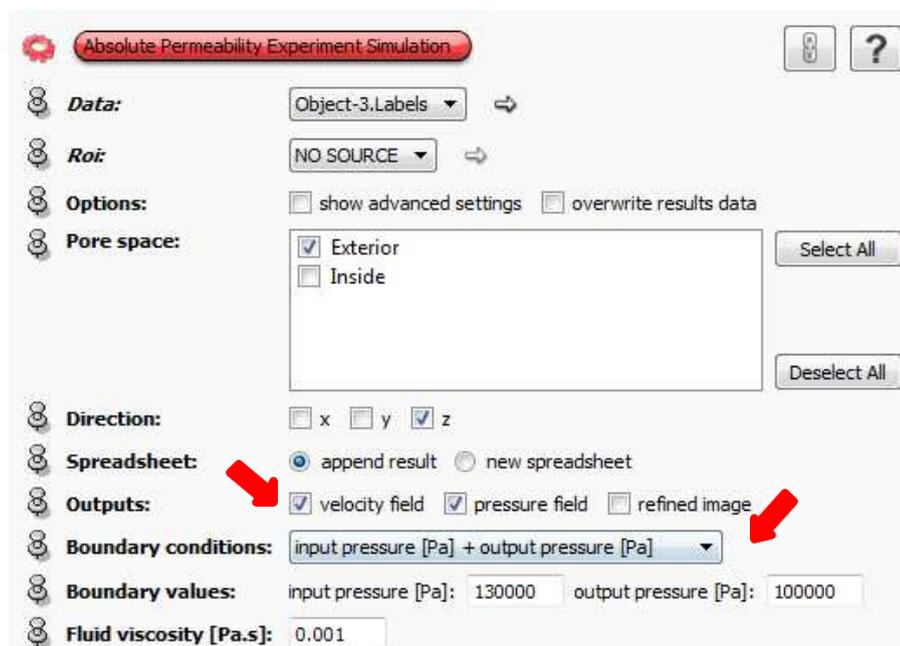


Figura 5.27: Tela para configuração de parâmetros da ferramenta *XLab Hydro*.

Cada subvolume foi dividido em ROIs e, em seguida, a permeabilidade de cada ROI foi simulada, sendo a permeabilidade de um subvolume estimada como a média das permeabilidades dos ROIs que pertencem aquele subvolume. Embora Tiab & Donaldson (2004) recomendem o uso da média geométrica para o cálculo da permeabilidade a partir de um conjunto de valores simulados, neste trabalho observou-se que a média aritmética dos ROIs se aproxima melhor dos valores de permeabilidade medidos fisicamente.

Para fins de comparação, foram utilizados métodos de injeção gasosa nos plugues para a medição da porosidade e da permeabilidade, através dos ensaios

petrofísicos convencionais, utilizando o Ultra-Pore-Perm 500<sup>®</sup> fabricado pela *Core Lab Instruments* e disponível no Laboratório de Petrofísica da UFCG (Figura 5.28).

O método de medição de porosidade é baseado na lei de Boyle-Mariotte. Essa lei fundamental dos gases relaciona a variação de volume e pressão de um gás ideal em temperatura constante. Neste trabalho o gás utilizado foi o nitrogênio.

(19)



Figura 5.28: Ultra-Pore-Perm 500<sup>®</sup> utilizado nos ensaios físicos de porosidade e permeabilidade.

A Figura 5.29 ilustra um porosímetro, o qual apresenta uma câmara de gás de volume constante  $V_1$ , onde o gás é injetado e armazenado a uma pressão  $P_1$ . Essa câmara de gás está ligada à câmara de compressão da amostra de volume  $V$ .

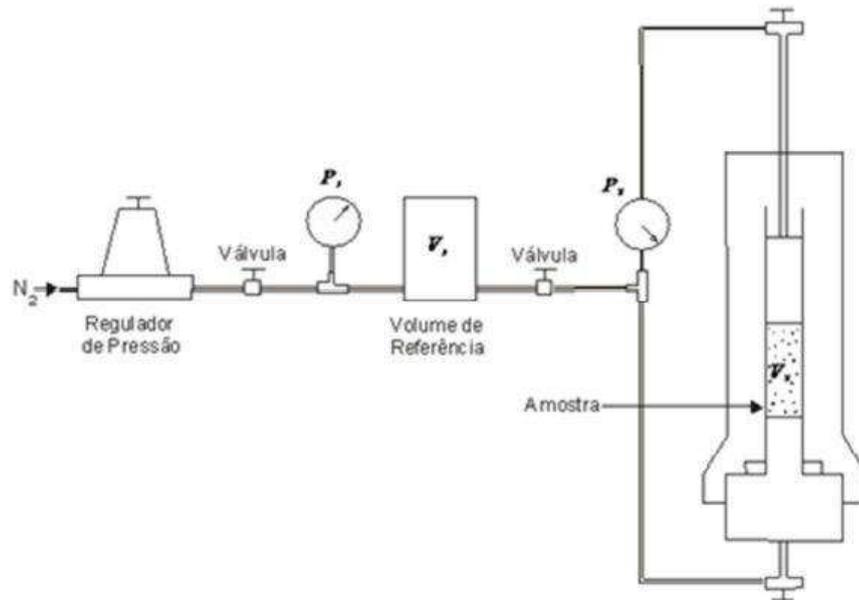


Figura 5.29: Esquema de funcionamento do porosímetro a gás. Fonte: Cupertino (2005)

Quando a câmara de compressão contém uma amostra cujo volume de sólidos é  $V_S$ , ela não pode conter mais do que  $V - V_S$  de volume de gás. No momento em que a válvula de ligação da câmara de gás com a câmara de compressão é aberta e o gás é liberado isotermicamente para penetrar na amostra, ocorre uma variação de volume  $\Delta V$  e uma nova pressão  $P_2$  é medida. Na equação (20)  $\Delta V$  é o volume de gás na amostra, ou em outras palavras, o volume de poros da amostra.

$$(\quad) \quad (20)$$

Na equação (21) calcula-se a porosidade como sendo a razão entre o volume de poros e o volume total da amostra.

$$(\quad) \quad (21)$$

A permeabilidade é medida através da aplicação da equação de Darcy (22), que diz que a perda de pressão ( $dp/dx$ ) que um fluido sofre ao atravessar um meio poroso é diretamente proporcional à vazão ( $Q$ ) desse fluido.

$$\text{---} \quad (22)$$

A permeabilidade absoluta ( $k$ ) do meio é uma constante de proporcionalidade entre a vazão e a perda de pressão. Desta forma, conhecendo-se as dimensões da amostra, basta monitorar a vazão e a perda de pressão do fluido para se obter a permeabilidade absoluta do meio a um fluido com dada viscosidade ( ).

### 5.3.5. Propriedades Elásticas

Neste trabalho a obtenção da velocidade de propagação da onda compressional (Velocidade acústica - Onda P) a partir das imagens microtomográficas é baseada em uma modelagem 3D que emprega o método numérico de elementos finitos na simulação da propagação da onda. Para isto foi utilizado o software Comsol<sup>®</sup>.

A Figura 5.30 apresenta o fluxo de trabalho para a geração da malha da amostra utilizando o software Avizo Fire<sup>®</sup>, onde são utilizados os *slices* segmentados nas etapas anteriores e, a partir da ferramenta *Generate Surface*, uma superfície 3D é gerada, como é mostrada na Figura 5.31.

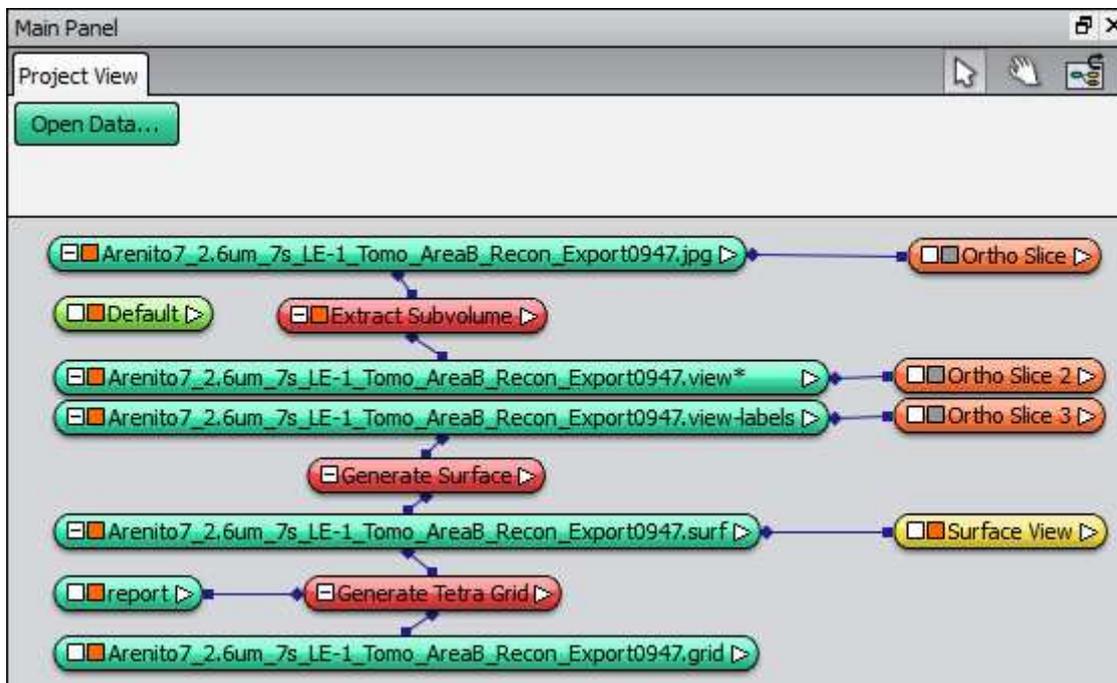


Figura 5.30: Fluxo de trabalho para a geração da malha da amostra.

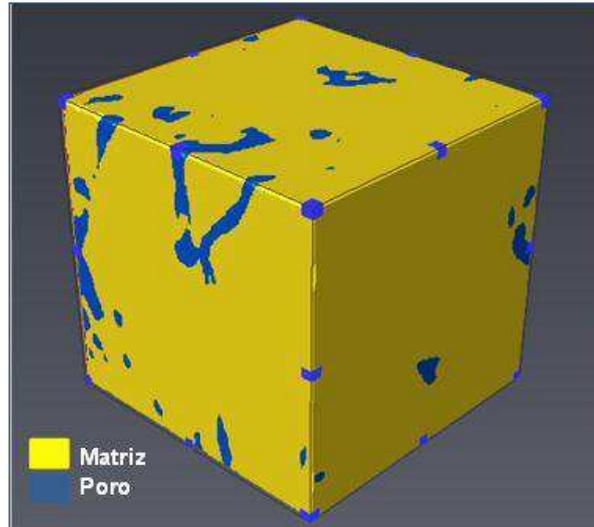


Figura 5.31: Exemplo de superfície 3D gerada a partir de *slices* segmentados.

Neste trabalho foram geradas malhas variando de cerca de 44.000 a 228.000 tetraedros em um volume de  $120^3$  *slices*, para quatro amostras: A7, A9, Tufa CR e Tufa FG empregando a ferramenta *Generate Tetra Grid*. Quanto mais complexa a superfície, maior o número de tetraedros gerados.

Para que a malha seja gerada não podem existir interseções entre os elementos da superfície, assim é necessário aplicar alguns testes como o *intersections test* e o *orientation test*. Foram também aplicados alguns filtros como o *prepare generate tetra grid*, e o *fix intersection* com o objetivo de obter uma malha bem representativa. Após a malha ser gerada exporta-se para o Comsol® e define-se o modelo matemático e as condições de contorno. Na Figura 5.32 está ilustrado um exemplo da distribuição dos elementos tetraédricos na malha e como ela se adapta às heterogeneidades do domínio, de modo que os elementos são maiores dentro dos grãos minerais de maiores dimensões e menores nos poros e nos grãos menores.

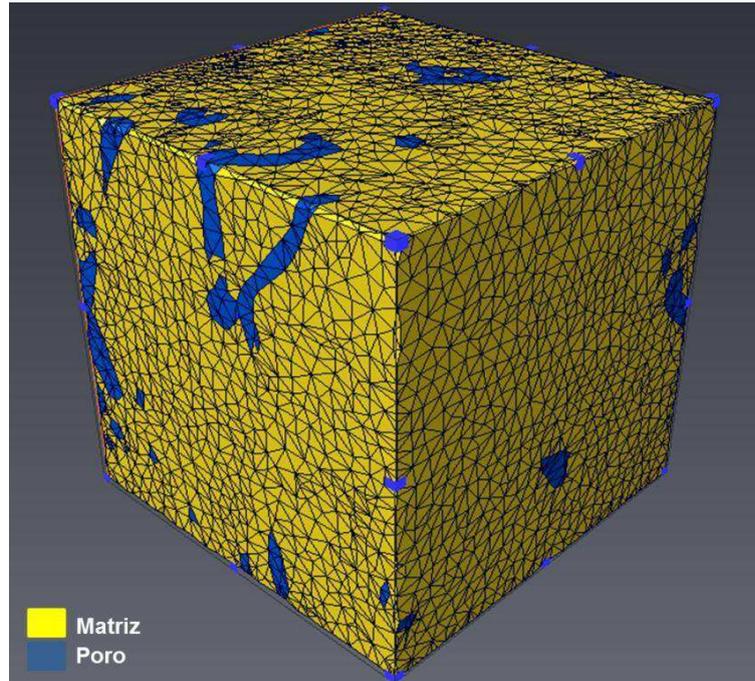


Figura 5.32: Exemplo de malha adaptativa de elementos finitos utilizada na modelagem de propagação da onda P.

Inicialmente os algoritmos da modelagem foram aplicados para o caso de um domínio 3D de alumínio. Isto foi feito como uma forma de calibrar o modelo de simulação da onda compressional em um domínio de propriedades elásticas simples e previamente conhecidas.

Para a propagação da onda P no volume de alumínio foi adotada na extremidade superior do domínio uma pressão gerada a partir de uma fonte de onda, oscilando em uma frequência de 1 MHz. A malha adaptativa adotada é composta por 55.000 elementos tetraédricos, conforme apresentado na Figura 5.33.

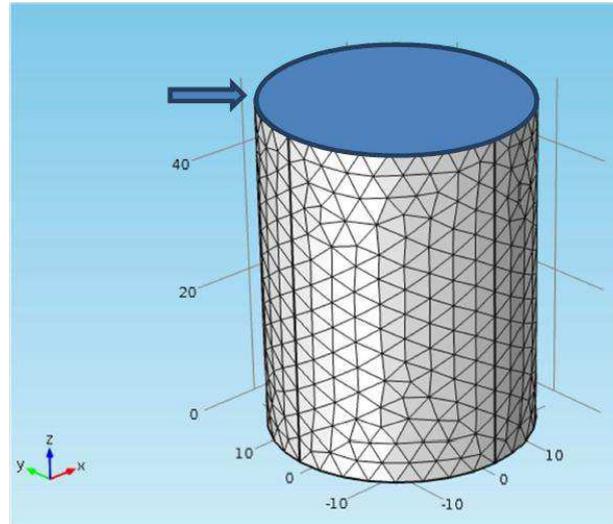


Figura 5.33: Malha adaptativa de elementos finitos utilizada na modelagem de propagação da onda P no volume 3D de alumínio.

Na Figura 5.34 está representada a tela do Comsol para preparar a simulação da velocidade de compressão.

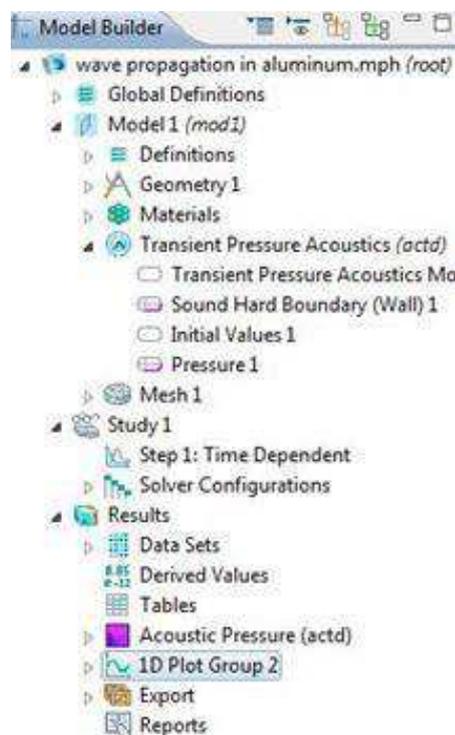


Figura 5.34: Tela da construção do modelo para simulação da velocidade compressional.

Para a modelagem da propagação de onda foi utilizado o módulo de Pressão Acústica Transiente, adotando na fonte uma onda de pressão do tipo  $P = A_p \sin(\omega t)$ ,

onde  $A_p$  é a amplitude inicial da onda,  $\omega$  é a frequência angular e  $T$  é o tempo de propagação.

A propagação de onda no domínio é baseada na equação de Helmholtz e como condição de contorno foi assumida que nas laterais externas do domínio há um meio que não permite a propagação da onda.

A equação de Helmholtz corresponde à equação da onda expressa por:

(23)

onde,  $\nabla^2$  corresponde o operador Laplaciano,  $k$  é o número de onda e  $A_p$  é a amplitude.

As condições iniciais e de contorno para a simulação da propagação da onda  $P$  nas amostras são:

- a) No instante  $t = 0$ s não há onda de propagação de pressão;
- b) A fonte de vibração inicial é definida pela equação  $P = A_p \sin(\omega T)$  na face superior da amostra, conforme indicado na Figura 5.33;
- c) A onda compressional não se propaga além dos limites da amostra de rocha (*Sound Hard Boundary*), ou seja, não se propaga na face longitudinal da amostra.

Neste trabalho foram feitas medições das velocidades de propagação das ondas  $P$ , em amostras secas e submetidas a pressões confinantes de 5 a 40 MPa, sob temperatura ambiente e com pressão de poros igual à pressão ambiente.

Para a medição das velocidades elásticas foi utilizado o sistema Autolab 500®, fornecido pela *New England Research*, o qual permite registrar simultaneamente três formas de onda: a onda  $P$ , que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas  $S$  com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue:  $S_1$  e  $S_2$ . A Figura 5.35 mostra o sistema Autolab 500® disponível no Laboratório de Petrofísica da UFCG.



Figura 5.35: Autolab 500<sup>®</sup> utilizado para a medição das propriedades elásticas.

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com a revisão bibliográfica, e a metodologia apresentadas nesta tese, a microtomografia de raio-X tem sido amplamente utilizada para a visualização da estrutura interna de amostras de rocha. Para isso é preciso realizar a aquisição de dados, a reconstrução e a visualização das imagens. Durante a aquisição são geradas radiografias da amostra de rocha sob diferentes ângulos de incidência. O processamento dessas radiografias conduz à geração de fatias tomográficas bidimensionais (tomogramas), que juntas formam a imagem 3D da amostra de rocha.

Neste trabalho, além das etapas já descritas na literatura, são estimadas algumas propriedades físicas das rochas imageadas por microtomografia de raio-X. Estas propriedades são: distribuição granulométrica, composição mineral, porosidade, permeabilidade e propriedades elásticas.

Foram realizadas 22 aquisições microtomográficas em 12 amostras de rochas sedimentares, sob diversas resoluções. Destas, 3 amostras foram imageadas apenas na resolução mais baixa (23 $\mu$ m), a qual se mostrou inadequada para a simulação das propriedades físicas. Das demais, 9 aquisições foram realizadas em resoluções mais altas para cada amostra. Estas imagens foram utilizadas na etapa de simulação, sendo 5 amostras de arenito, 1 de folhelho, 1 de calcário e 2 de tufas carbonáticas.

Na etapa de simulação das propriedades físicas foram utilizados os softwares Avizo Fire (distribuição granulométrica, composição mineral, porosidade, permeabilidade) e Comsol Multiphysics (propriedades elásticas). O fluxo de trabalho, desenvolvido nessa tese para a simulação de cada propriedade, utilizando estes softwares, é apresentado.

A Figura 6.1, apresenta as imagens tomográficas das nove amostras investigadas. Nestas imagens os espaços porosos aparecem como regiões negras ou muito escuras, enquanto que as frações minerais apresentam tons de cinza variados, de acordo com a sua densidade. A partir das imagens, se podem observar também o tamanho, a forma e o arranjo dos grãos.

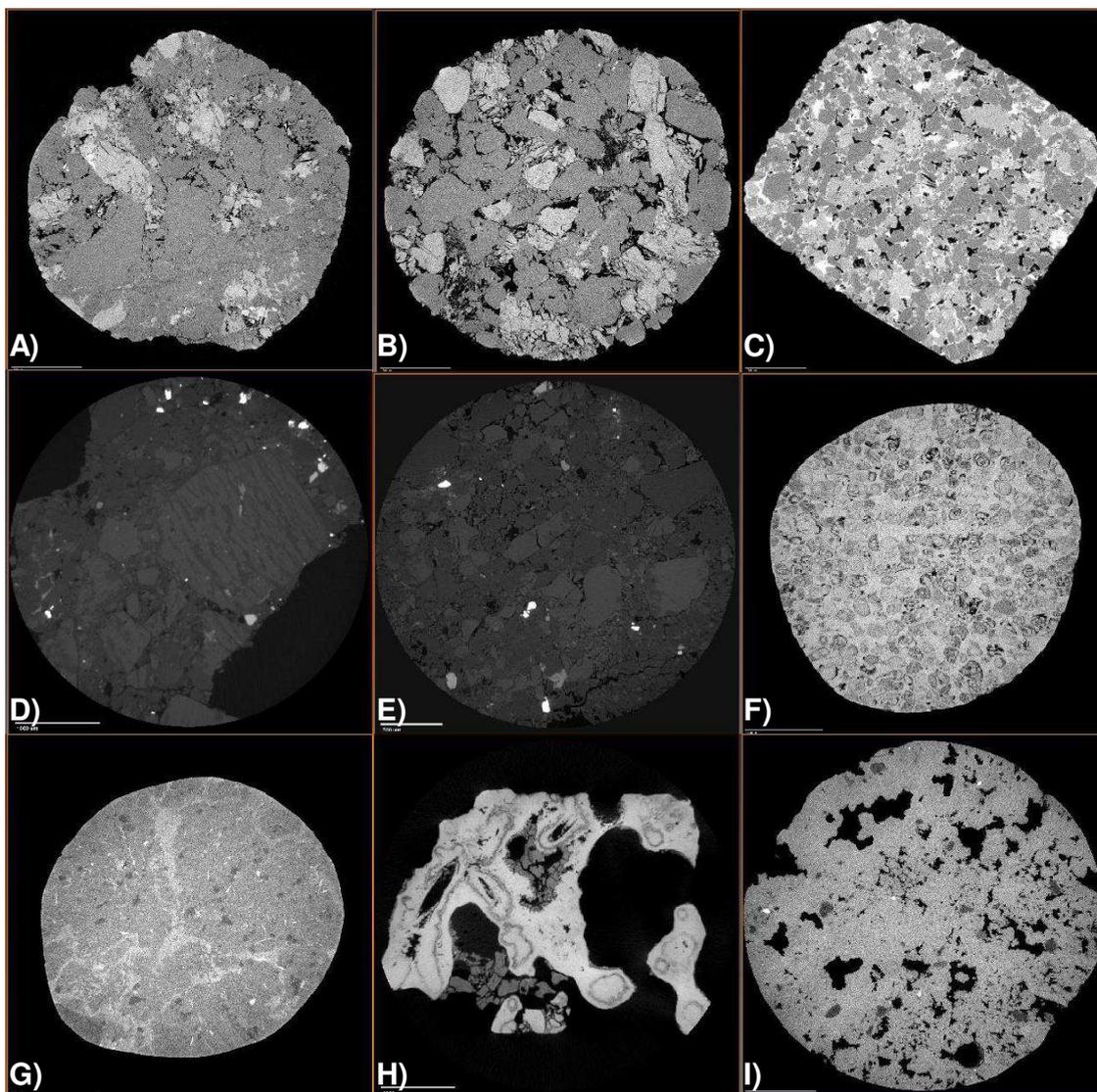


Figura 6.1: Imagens microtomográficas das nove amostras investigadas. A) A4 (Resolução 2,6  $\mu\text{m}$ ); B) A7 (Resolução 2,6  $\mu\text{m}$ ); C) A9 (Resolução 3  $\mu\text{m}$ ); D) AM10H (Resolução 4,36  $\mu\text{m}$ ); E) AM14V (Resolução 3  $\mu\text{m}$ ); F) Carbonato Rosário (Resolução 2,4  $\mu\text{m}$ ); G) F9 (Resolução 2  $\mu\text{m}$ ); H) Tufa CR (Resolução 5  $\mu\text{m}$ ) e I) Tufa FG (Resolução 2,6  $\mu\text{m}$ );

### 6.1. Distribuição Granulométrica

As Figuras 6.2 a 6.10 apresentam as distribuições granulométricas, determinadas pela análise das imagens microtomográficas das amostras A4, A7, A9, AM10H, AM14V, Carbonato Rosário, F9, Tufa CR e Tufa FG, respectivamente. As classes de tamanho de grãos apresentadas nessas figuras estão definidas de

acordo com a Tabela 6.1, na qual Wentworth (1922) propôs uma escala de classificação granulométrica para sedimentos clásticos que é muito utilizada até os dias atuais. Da granulação mais fina, para a de maior tamanho, tem-se:

Tabela 6.1: Classificação granulométrica de Wentworth (1922) para sedimentos clásticos.

<b>Classe</b>	<b>Tamanho de Grão</b>
1 – Argila	< 4 $\mu\text{m}$
2 - Silte muito fino	> 4 $\mu\text{m}$ e < 8 $\mu\text{m}$
3 - Silte fino	> 8 $\mu\text{m}$ e < 16 $\mu\text{m}$
4 - Silte médio	> 16 $\mu\text{m}$ e < 31 $\mu\text{m}$
5 - Silte grosso	> 31 $\mu\text{m}$ e < 62 $\mu\text{m}$
6 - Areia muito fina	> 62 $\mu\text{m}$ e < 125 $\mu\text{m}$
7 - Areia fina	> 125 $\mu\text{m}$ e < 250 $\mu\text{m}$
8 - Areia média	> 250 $\mu\text{m}$ e < 500 $\mu\text{m}$
9 - Areia grossa	> 500 $\mu\text{m}$ e < 1000 $\mu\text{m}$
10 - Areia muito grossa	> 1000 $\mu\text{m}$ e < 2000 $\mu\text{m}$

Da Figura 6.2 observa-se que os grãos da amostra A4 possuem diâmetro equivalente até a classe areia grossa, sendo que 17,3% correspondem ao tamanho de grão de argila, 25,6% à classe silte e 57,1% restantes à classe areia. Portanto, essa amostra pode ser classificada como arenito fino silte-argiloso.

A Figura 6.3 mostra que os grãos da amostra A7 apresentam diâmetro correspondente até areia média, sendo que 13,6% dos grãos possuem diâmetro de tamanho argila, 42,7% de tamanho silte e 43,7% equivalente à classe areia. Dessa forma essa amostra pode ser classificada como um arenito muito fino silte-argiloso.

A Figura 6.4 mostra que os grãos da amostra A9 apresentam diâmetro de grãos que corresponde até a classe areia média, sendo 3,9% dos grãos de tamanho argila, 10,5% silte e 85,6% da classe areia. Isso permite classificar essa amostra como sendo arenito fino a muito fino.

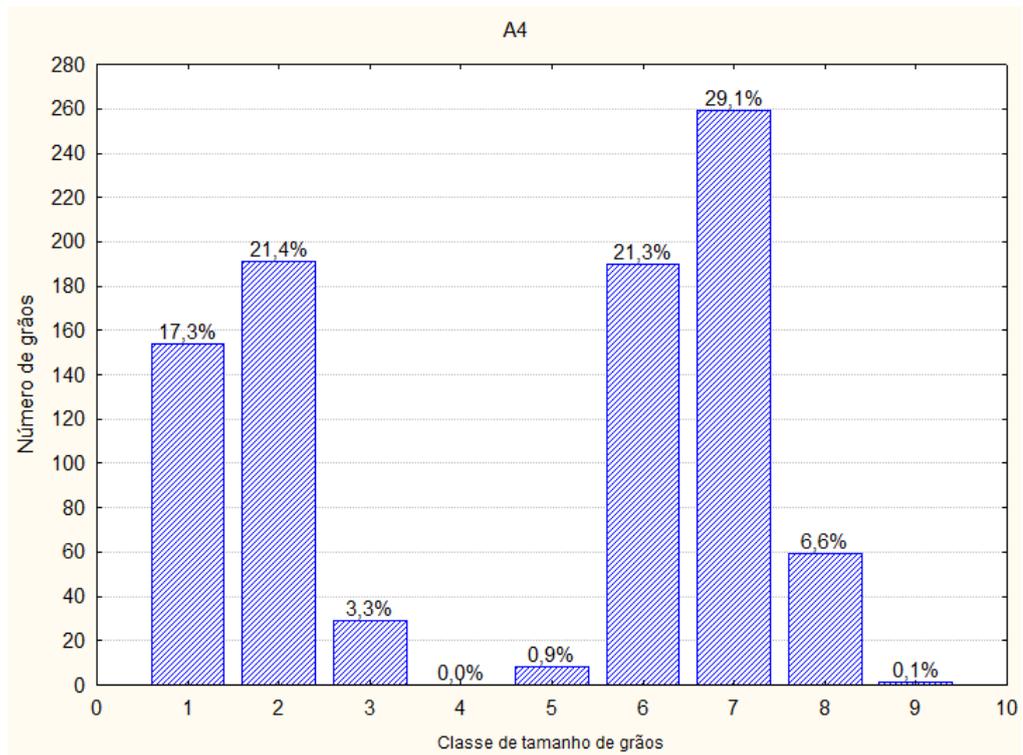


Figura 6.2: Distribuição granulométrica da amostra A4.

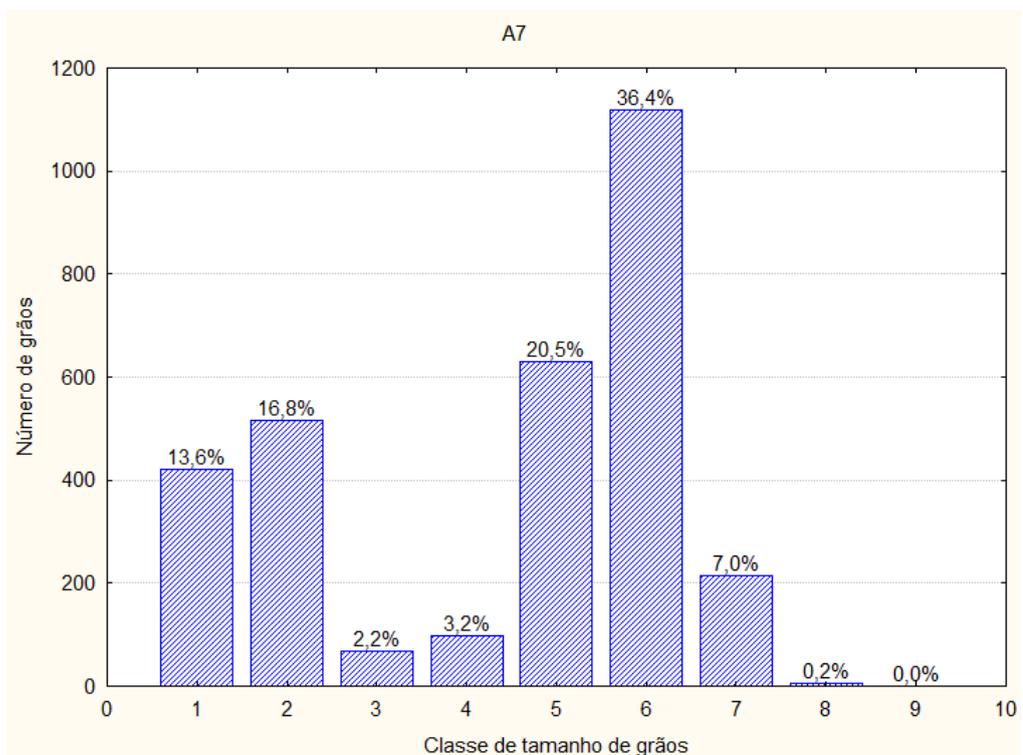


Figura 6.3: Distribuição granulométrica da amostra A7.

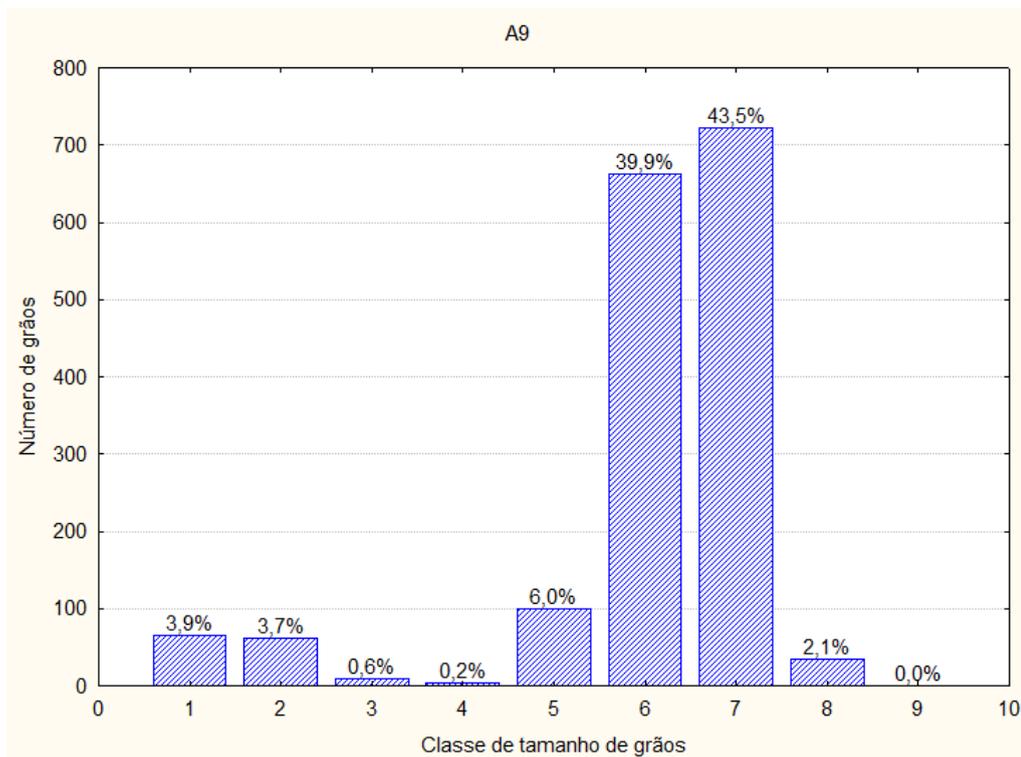


Figura 6.4: Distribuição granulométrica da amostra A9.

A Figura 6.5 mostra que os grãos da amostra AM10H apresentam diâmetro compatível com tamanho de grãos até a classe areia grossa, sendo que 17,6% dos grãos são do tamanho silte e 82,4% equivale à classe areia. Portanto essa amostra pode ser classificada como um arenito fino.

A Figura 6.6 mostra que os grãos da amostra AM14V apresentam diâmetro de até a classe areia média, sendo que 3,8% dos grãos são do tamanho argila, 34,3% do tamanho silte e 61,9% do tamanho areia. Esta amostra pode ser classificada como um arenito muito fino siltoso.

Na Figura 6.7 a amostra de Carbonato Rosário possui grãos cujo tamanho máximo corresponde ao da areia média, sendo que 5,3% são do tamanho de grão argila, 26,2% do tamanho silte e 68,5% do tamanho areia. Portanto essa amostra carbonática pode ser classificada como um calcarenito.

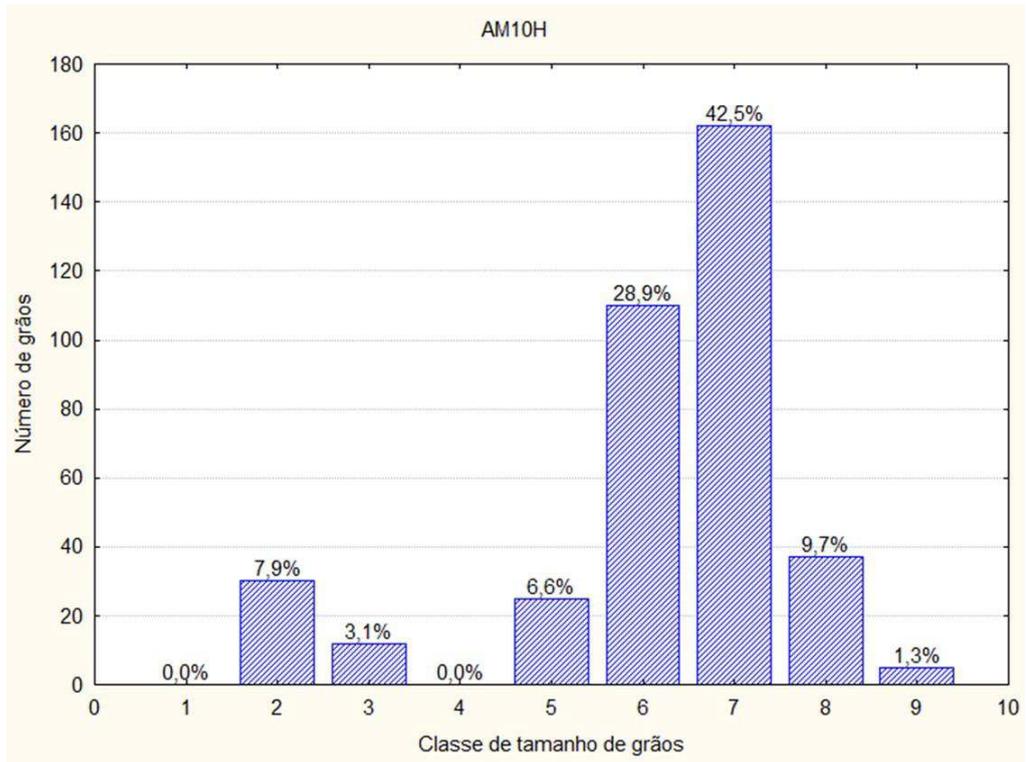


Figura 6.5: Distribuição granulométrica da amostra AM10H.

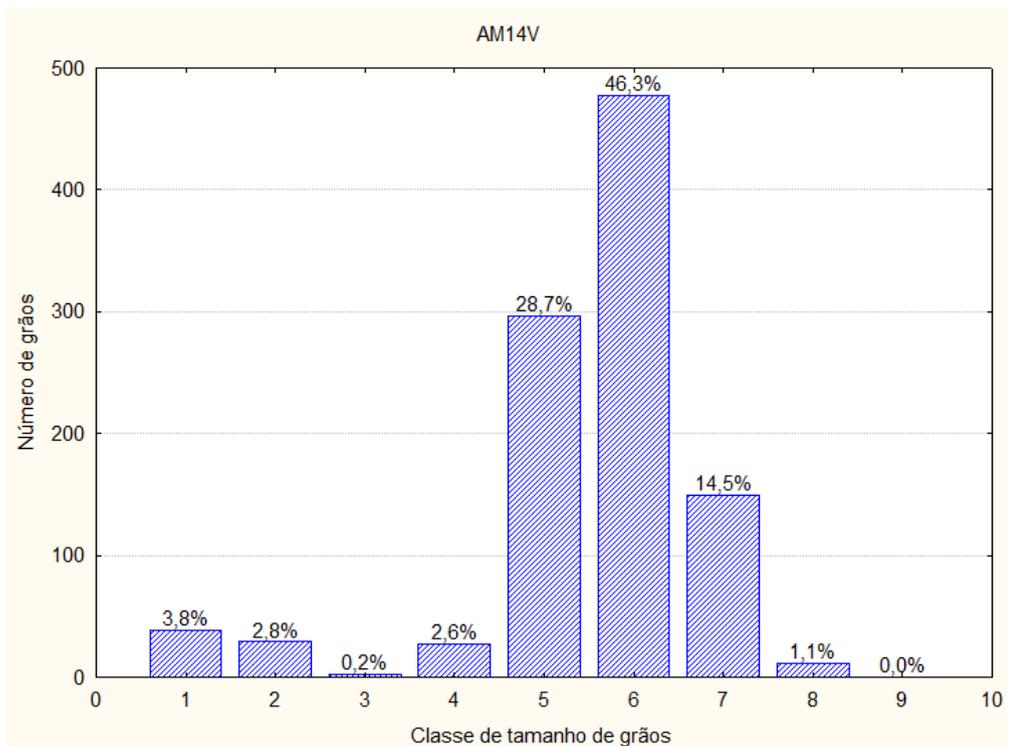


Figura 6.6: Distribuição granulométrica da amostra AM14V.

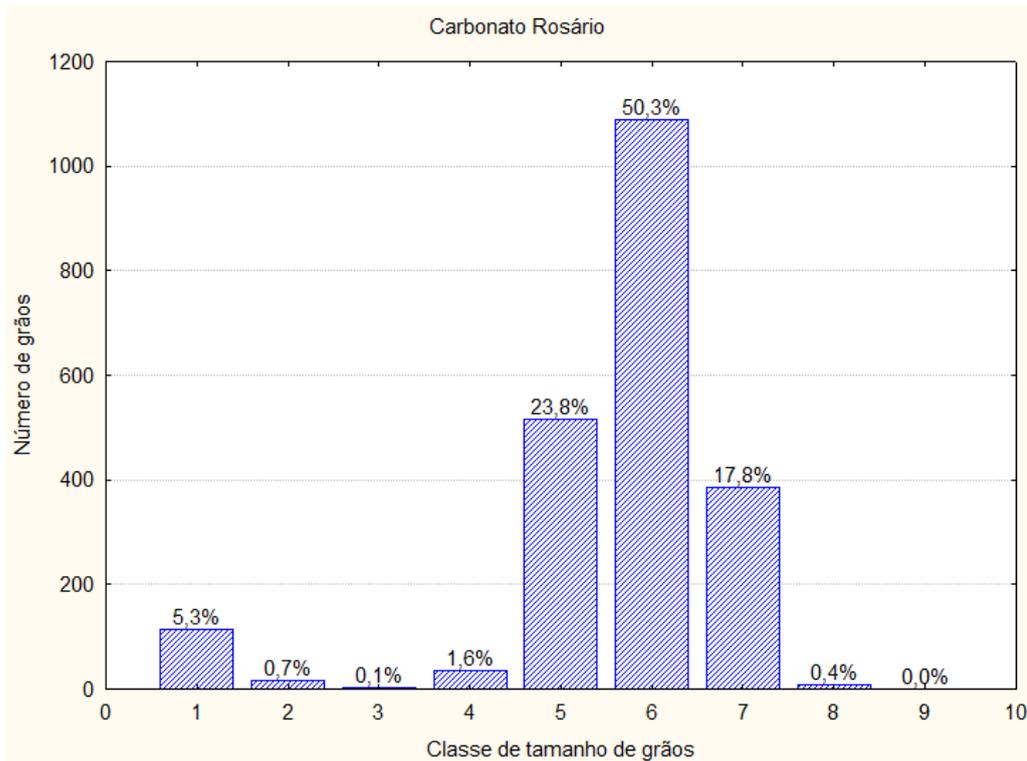


Figura 6.7: Distribuição granulométrica da amostra de Carbonato Rosário.

A Figura 6.8 mostra que os grãos da amostra F9 apresentam diâmetro correspondente até a classe areia fina. No entanto, 10,8% correspondem ao tamanho argila, 71,7% ao tamanho silte e 17,5% ao tamanho areia. De acordo com essa distribuição granulométrica a amostra F9 pode ser classificada como um silte. Entretanto, sabe-se que essa amostra é na verdade um folhelho. A resolução (2m um) da imagem microtomográfica é insuficiente para reconhecer todos os grãos de argila como tal, aumentando o número de grãos da classe silte.

A Figura 6.9 mostra que os grãos da amostra de Tufa CR apresentam diâmetro máximo equivalente ao de areia média, sendo que aproximadamente metade dos grãos é de tamanho silte e a outra metade corresponde ao tamanho de areia. Esses dados indicam que essa amostra de tufa carbonática é composta por uma matriz micrítica com grãos carbonáticos de tamanho areia fina.

A Figura 6.10 mostra que os grãos da amostra de Tufa FG apresentam tamanho de grão equivalente a areia muito fina, sendo 11% dos grãos de tamanho argila e 50,8% de tamanho areia. Isto sugere que essa amostra de tufa carbonática é composta por uma matriz micrítica com grãos carbonáticos de tamanho areia muito fina, em proporções aproximadamente iguais.

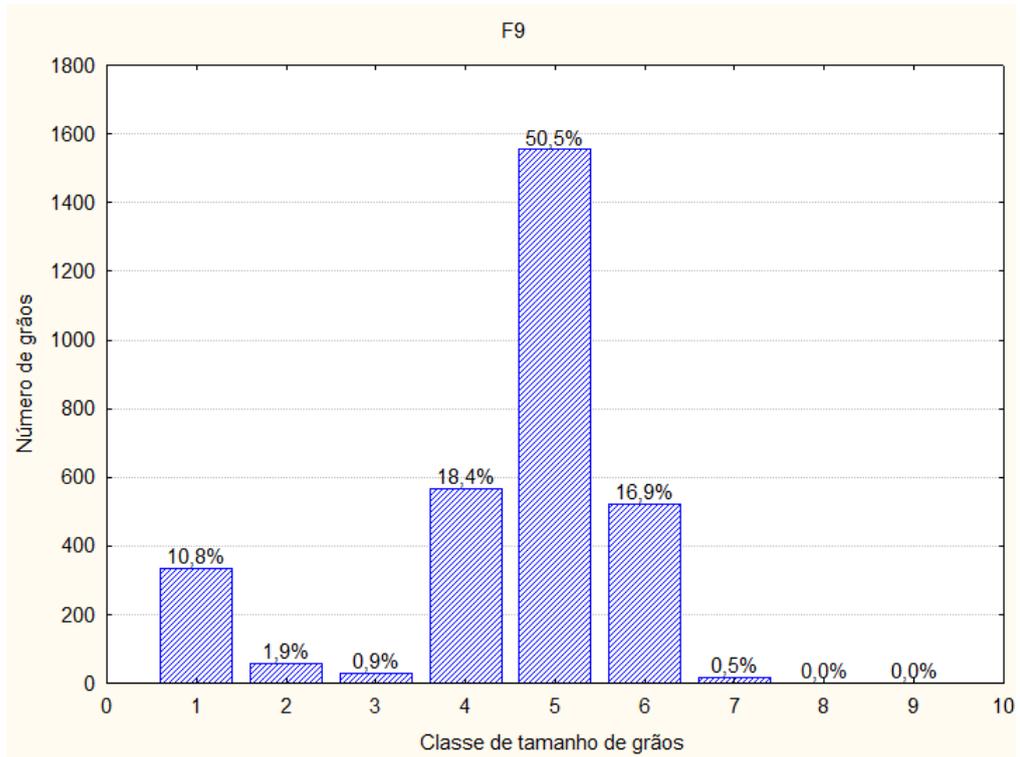


Figura 6.8: Distribuição granulométrica da amostra F9.

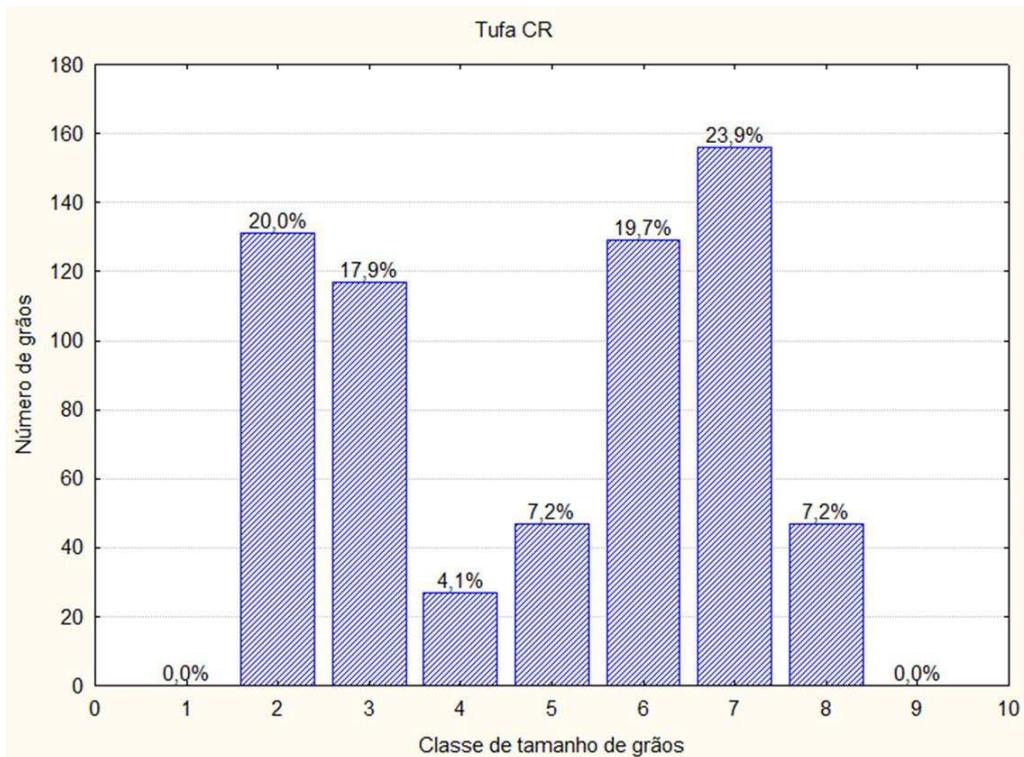


Figura 6.9: Distribuição granulométrica da amostra de Tufa CR.

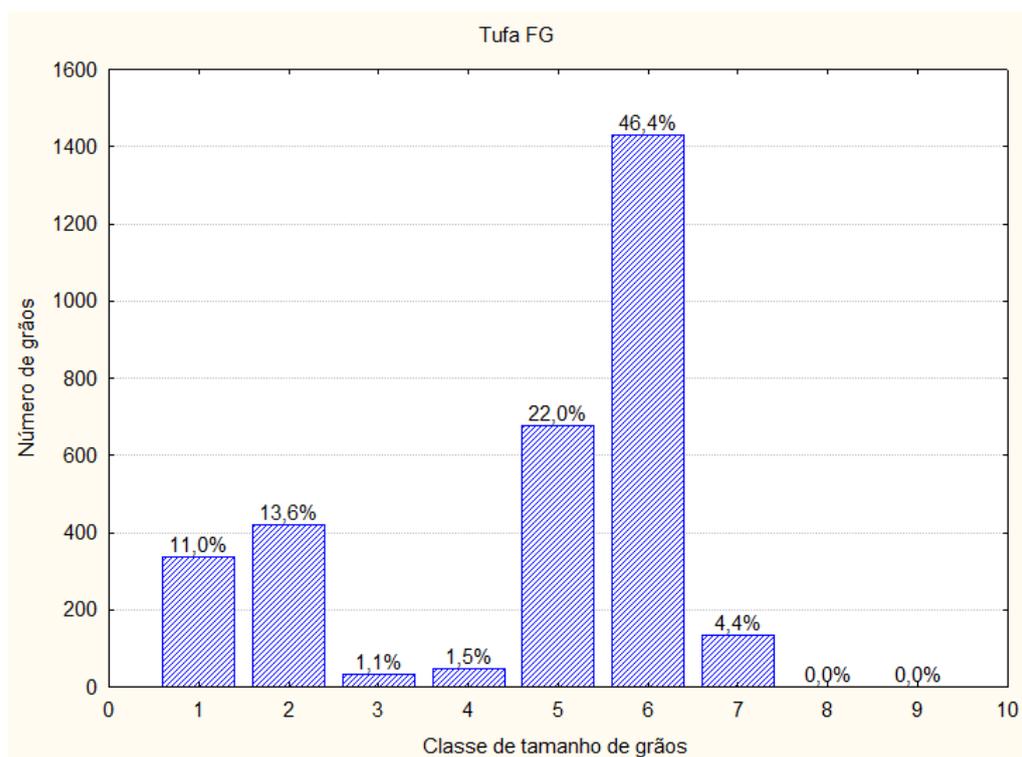


Figura 6.10: Distribuição granulométrica da amostra de Tufa FG.

A fim de sintetizar os resultados alcançados na análise da distribuição granulométrica das amostras, é apresentada a Tabela 6.2, a qual sumariza a participação de grãos finos (tamanhos argila e silte) e de grãos de tamanho areia fina.

Tabela 6.2: Participação de grãos de tamanhos de finos e de areia, e tamanho máximo de grãos.

<b>Amostras</b>	<b>Finos (%)</b>	<b>Areia (%)</b>	<b>Tamanho Máximo de Grãos (<math>\mu\text{m}</math>)</b>
A4	42,9	57,1	540
A7	56,3	43,7	360
A9	14,4	85,6	420
AM10H	17,6	82,4	660
AM14V	38,1	61,9	420
Carbonato Rosário	31,5	68,5	360
F9	82,5	17,5	180
Tufa CR	49,2	50,8	480
Tufa FG	49,2	50,8	240

De acordo com a classificação de Wentworth (1922), cinco amostras apresentam tamanhos máximos de grãos compatíveis com areia média, duas amostras com areia fina e duas com areia grossa. Vale ressaltar que a classificação de Wentworth é para rochas siliciclásticas e que, portanto, para as rochas carbonáticas, ela possui um significado comparativo apenas em termo de tamanho de grãos.

## **6.2. Composição Mineral**

Com relação à composição mineral, pelo menos 3 elementos precisam ser reconhecidos nas imagens microtomográficas: poro e mais 2 componentes minerais. Assim são obtidos os tons de cinza representativos desses 3 elementos, cujas densidades são previamente conhecidas. Com isso pode-se determinar a função de regressão entre os tons de cinza e as densidades dos componentes minerais. O reconhecimento dos demais componentes é feito através do cálculo da sua densidade usando o tom de cinza correspondente e a função de regressão.

### **6.2.1. Amostras A4, A7 e A9**

Os arenitos são rochas sedimentares formadas basicamente pela desintegração de granitos, que por sua vez, são formados por quartzo, em maior quantidade; feldspato e outros minerais em pequenas quantidades ou minerais acessórios. De acordo com Dana (1974) o quartzo possui densidade igual a  $2,65 \text{ g/cm}^3$  e os feldspatos possuem densidades diferentes para as seguintes variações: (Albita ( $\rho = 2,62 \text{ g/cm}^3$ ) e Anortita ( $\rho = 2,76 \text{ g/cm}^3$ )).

Na Figura 6.11 está representada uma imagem bidimensional da amostra A4, nela podemos observar as quatro variações de tons de cinza (preto, cinza escuro, cinza claro e branco) e os componentes minerais conhecidos e o componente desconhecido.

Na Figura 6.12 está representada a densidade do material em função do Nível de Tom de Cinza (NTC). Nesta figura são conhecidos os pontos relativos aos componentes: poro, quartzo e feldspato. Este último componente apresenta tom de cinza bem mais claro do que o do quartzo, indicando uma densidade bem mais alta ( $\rho = 2,76 \text{ g/cm}^3$ ) do que a do quartzo ( $\rho = 2,65 \text{ g/cm}^3$ ), sendo classificado como

anortita (Dana, 1974). A albita ( $\rho = 2,62 \text{ g/cm}^3$ ), feldspato da mesma série da anortita, apresentaria um tom de cinza levemente mais escuro que o do quartzo.

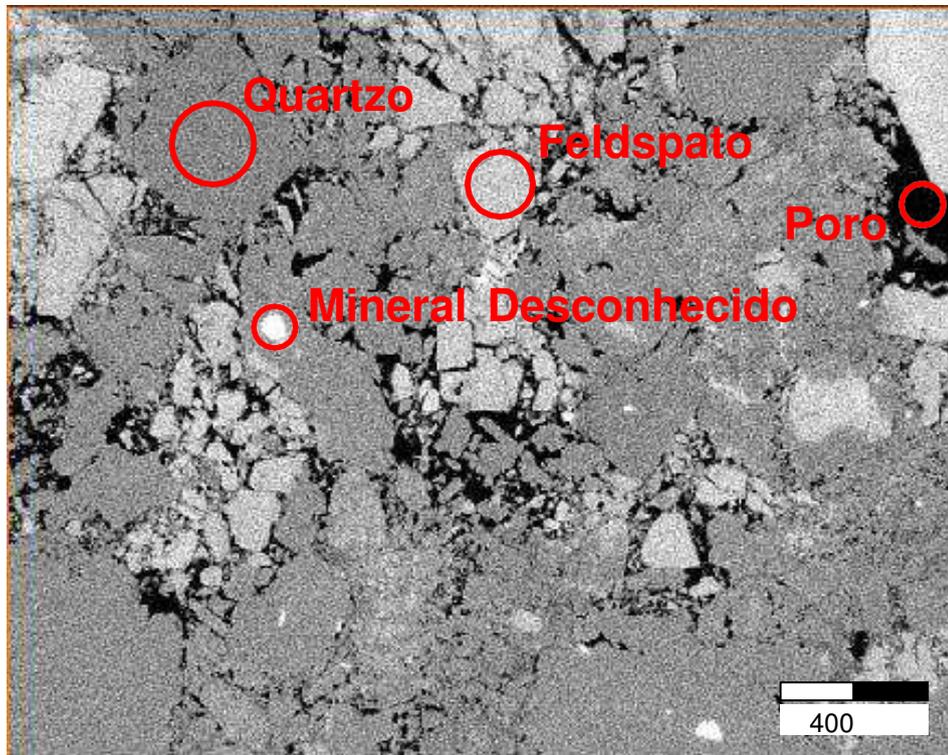


Figura 6.11: Imagem indicando os tons de cinza da amostra A4.

A partir dos três pontos conhecidos obteve-se a função de ajuste não-linear (função de potência). Aplicando-se o tom de cinza registrado para o componente mineral desconhecido destacado na cor vermelha, calculou-se a sua densidade como sendo igual a  $2,79 \text{ g/cm}^3$ . Analisando a composição típica para um arenito, um componente comum com essa densidade é a mica (Biotita:  $\rho = 2,8$  a  $3,2 \text{ g/cm}^3$ ; Moscovita:  $\rho = 2,76$  a  $3,1 \text{ g/cm}^3$ ) (DANA, 1974).

Por se tratar do mesmo tipo de rocha, para o caso da amostra A7 (Figura 6.13) foi aplicado um procedimento semelhante ao da Figura 6.12, resultando nos mesmos componentes minerais. As funções de ajuste não-linear são próximas, mas não exatamente iguais, devido a diferenças granulométricas. Para a amostra A7, a densidade calculada para o componente mineral desconhecido foi igual a  $2,82 \text{ g/cm}^3$ , que é um valor de densidade compatível com minerais micáceos como a biotita ou moscovita.

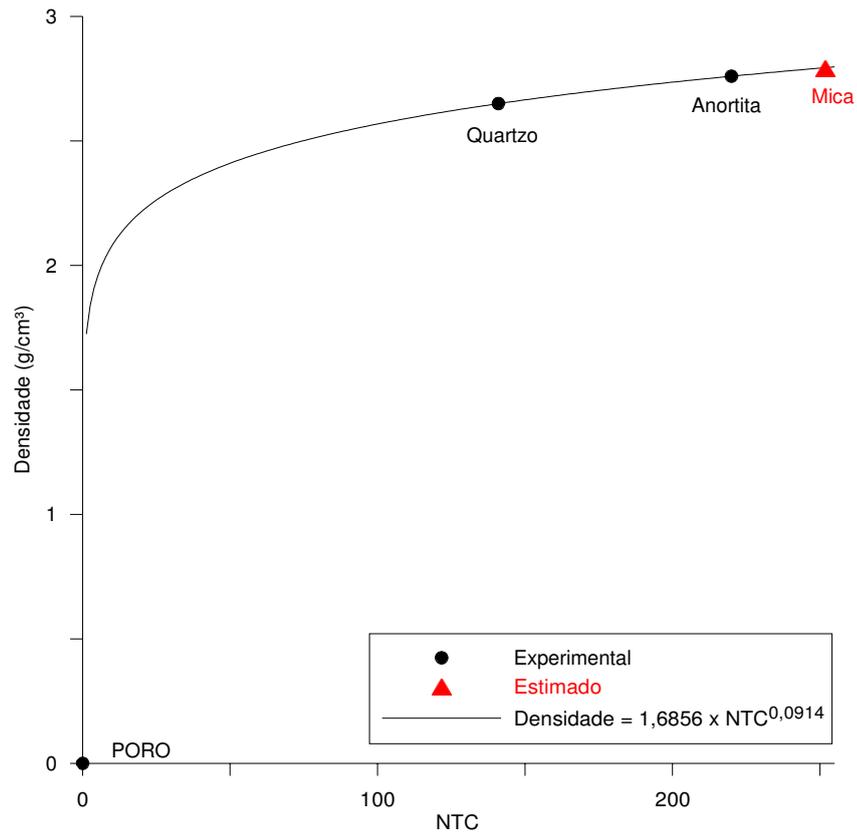


Figura 6.12: Composição mineral da amostra A4.

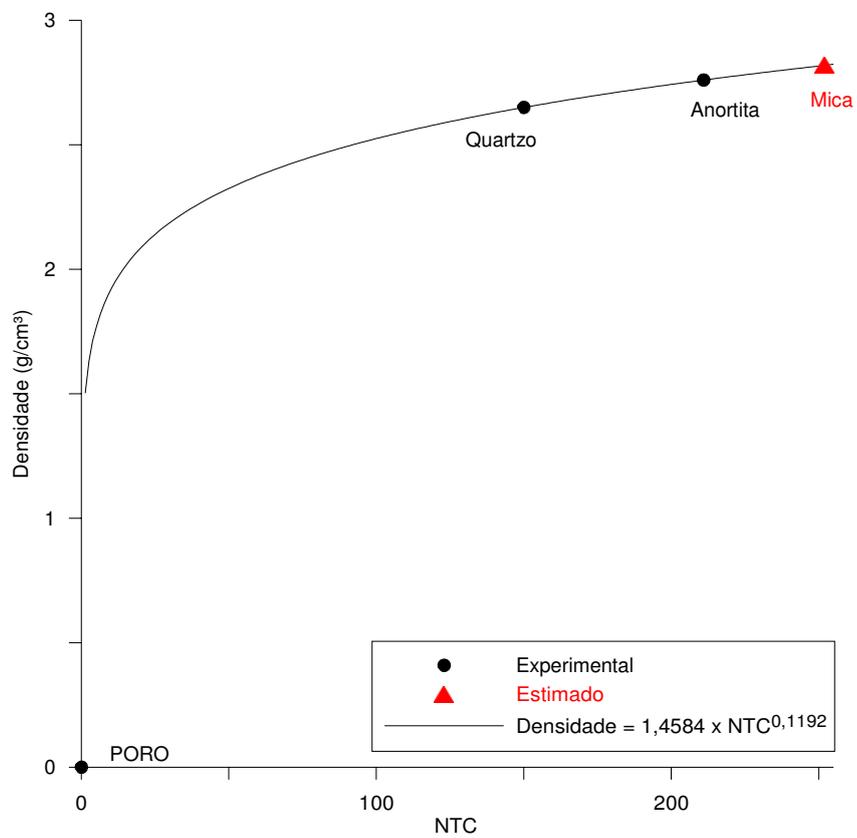


Figura 6.13: Composição mineral da amostra A7.

Para a amostra A9 (Figura 6.14) são válidas as mesmas observações já mencionadas para as amostras A4 e A7, pois essa amostra possui os mesmos componentes minerais e função de ajuste não-linear parecida, mas não exatamente igual. Nessa amostra, a densidade calculada para o componente mineral desconhecido foi igual a  $2,87 \text{ g/cm}^3$ , que é um valor de densidade também compatível com minerais micáceos como a biotita ou moscovita.

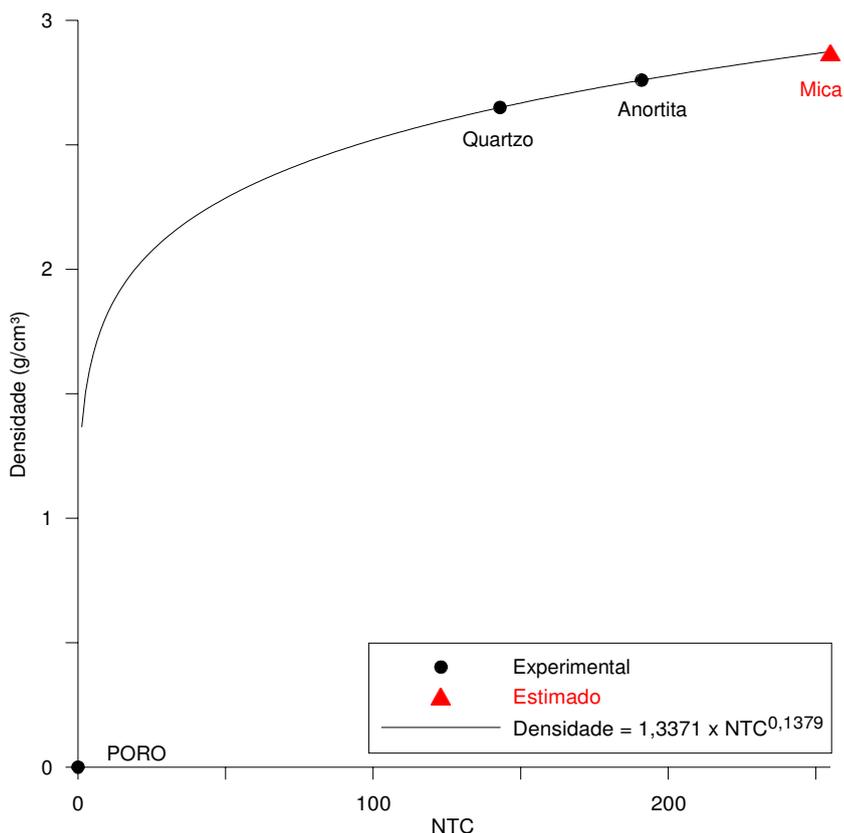


Figura 6.14: Composição mineral da amostra A9.

Os resultados alcançados para a simulação da composição mineral indicam que as três amostras de arenito (A4, A7 e A9) possuem aproximadamente a mesma composição mineral, formada basicamente por quartzo, feldspato (anortita), e traços de mica. A amostra A9 apresenta um teor de anortita mais elevado que as demais, o que permite classificar essa amostra como sendo de um arenito arcoseano.

Os resultados da análise de DRX nas amostras A4, A7 e A9 são apresentados nas Figuras 6.15, 6.16 e 6.17. Estas amostras de arenito da Bacia do Rio do Peixe apresentam, de acordo com as análises de DRX, composição mineral bastante semelhante entre si e concordantes com as análises de composição

mineral obtida através da microtomografia de raios-X. Todas possuem em sua composição quartzo, anortita e muscovita. Além desses minerais, a amostra A4 apresenta ainda albita, e a amostra A9, montmorillonita e caulinita.

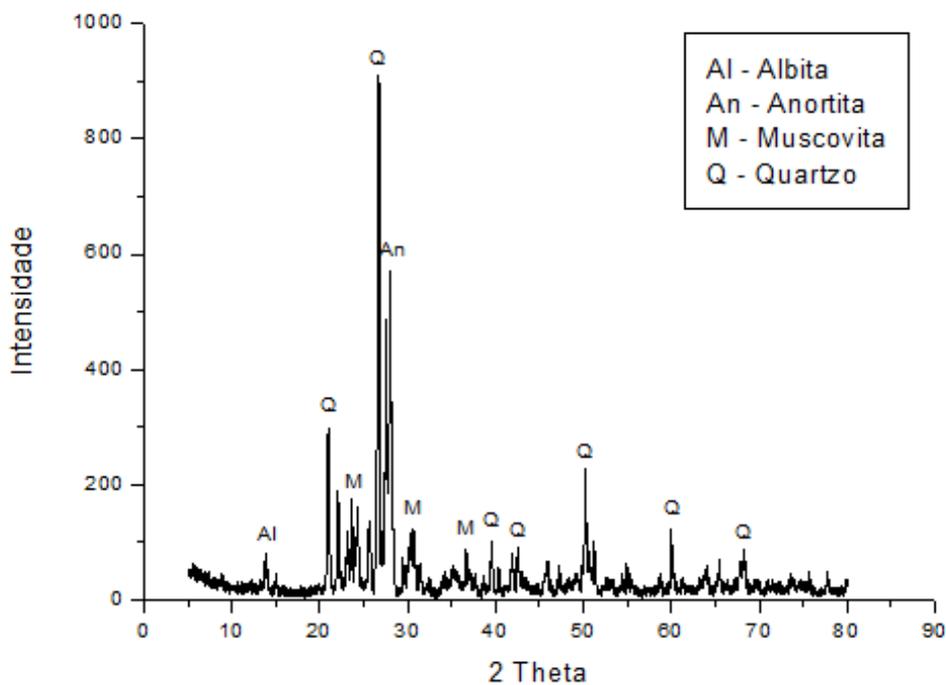


Figura 6.15: Difratoograma de raios-X da amostra A4.

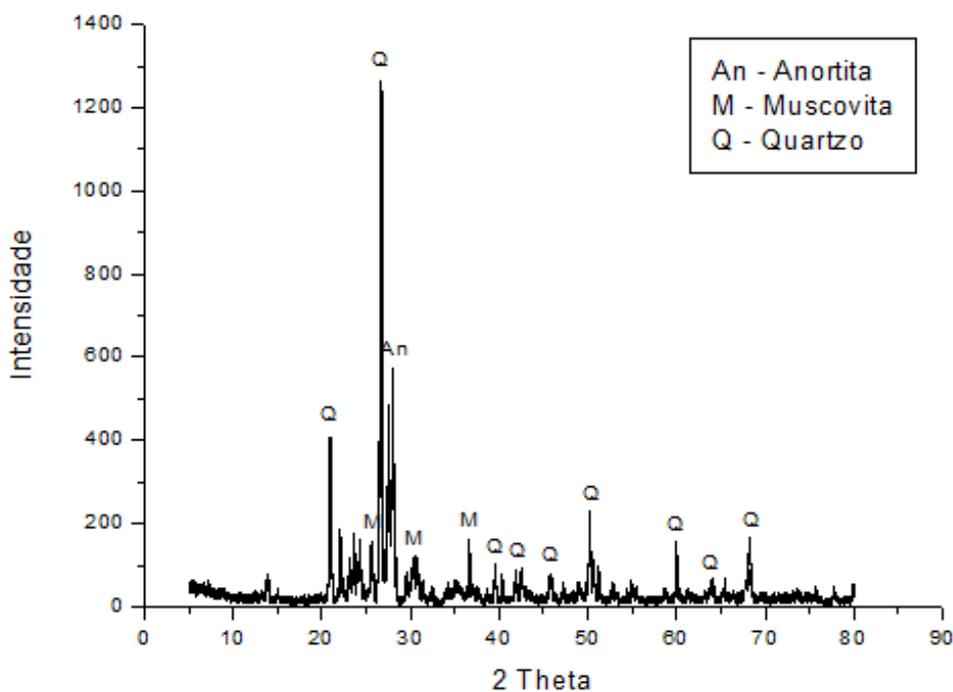


Figura 6.16: Difratoograma de raios-X da amostra A7.

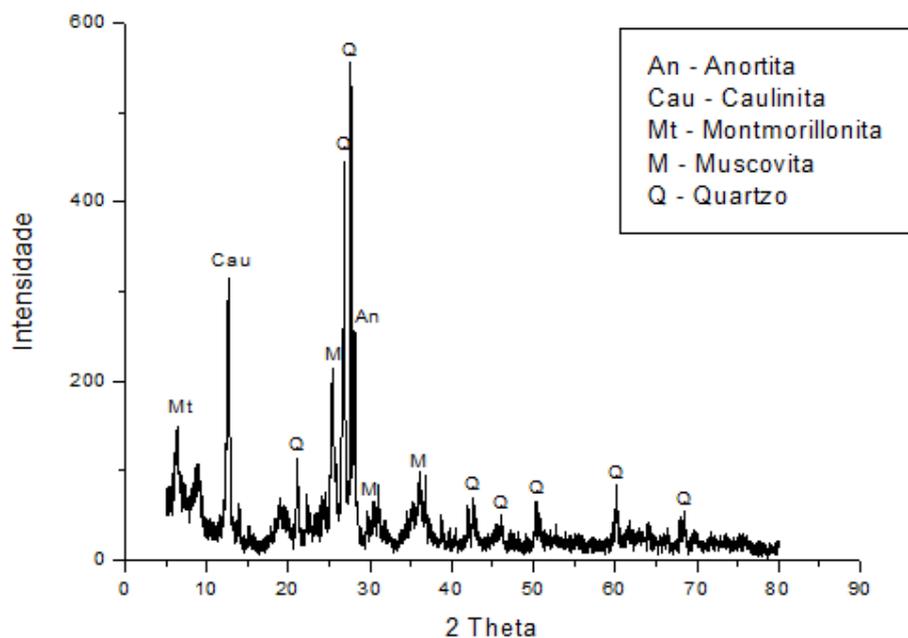


Figura 6.17: Difratograma de raios-X da amostra A9.

### 6.2.2. Amostras AM10H e AM14V

As amostras AM10H e AM14V possuem uma participação de argilo-minerais em sua composição, pois foram extraídas em bandas de deformação presentes em arenitos da Formação Antenor Navarro, na Bacia do Rio do Peixe.

Nas imagens microtomográficas obtidas por essas amostras, observou-se 5 níveis de tons de cinza (preto, cinza escuro, cinza médio, cinza claro e branco), a partir dos níveis de tons de cinza (NTC) determinados para os componentes minerais conhecidos (poro, quartzo e pirita) foi determinada uma função de ajuste não-linear (Figura 6.18 e 6.19). Aplicando-se os valores de NTC para os componentes desconhecidos, estes foram identificados como ilita (NTC=70,  $\rho = 2,98 \text{ g/cm}^3$ ) e limonita (NTC=136,  $\rho = 3,89 \text{ g/cm}^3$ ) para a amostra AM10H e para a amostra AM14V, os componentes desconhecidos foram identificados como caulinita (NTC=51,  $\rho = 2,38 \text{ g/cm}^3$ ) e limonita (NTC=128,  $\rho = 3,62 \text{ g/cm}^3$ ).

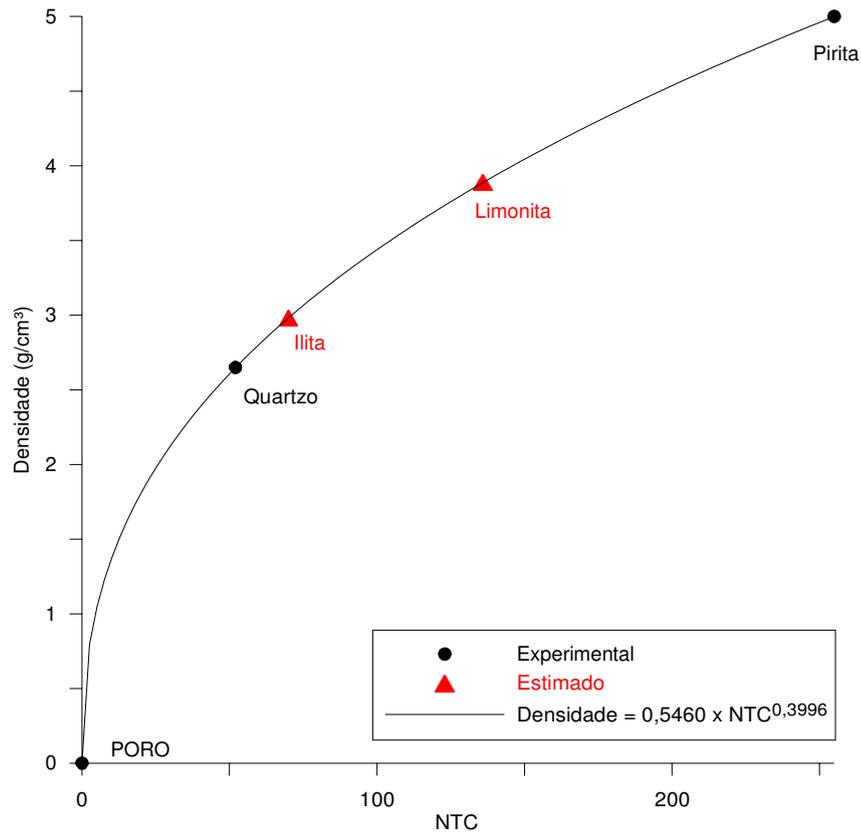


Figura 6.18: Composição mineral da amostra AM10H.

As análises de DRX realizadas nas amostras AM10H e AM14V são apresentadas nas Figuras 6.20 e 6.21 respectivamente. Estas análises indicam que ambas as amostras apresentam em sua composição quartzo, ilita e limonita. Além desses minerais, a amostra AM14V contém albita. quartzo e limonita foram também detectados, em ambas as amostras, através da microtomografia de raios-X. No entanto, a microtomografia indicou à presença de pirita em ambas as amostras, e ilita também foi detectada na amostra AM10H, embora o argilomineral detectado na amostra AM14V tenha sido caulinita. Possivelmente estas discrepâncias ocorrem pelo fato da amostra utilizada em cada uma das técnicas provenha de porções diferentes dentro de um mesmo plugue.

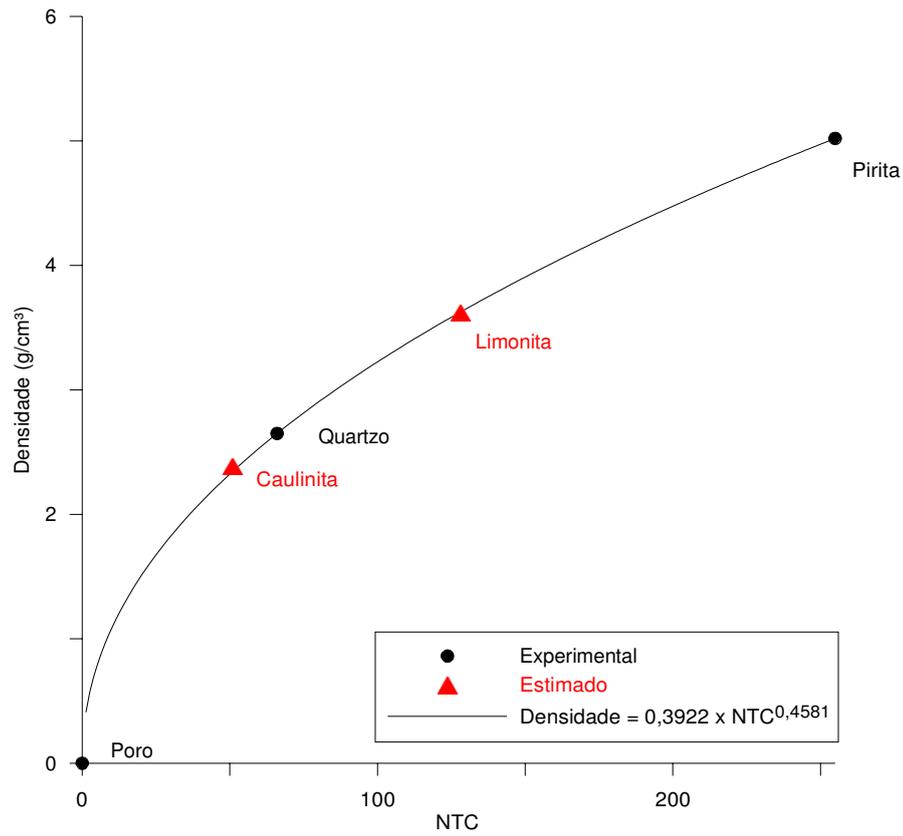


Figura 6.19: Composição mineral da amostra AM14V.

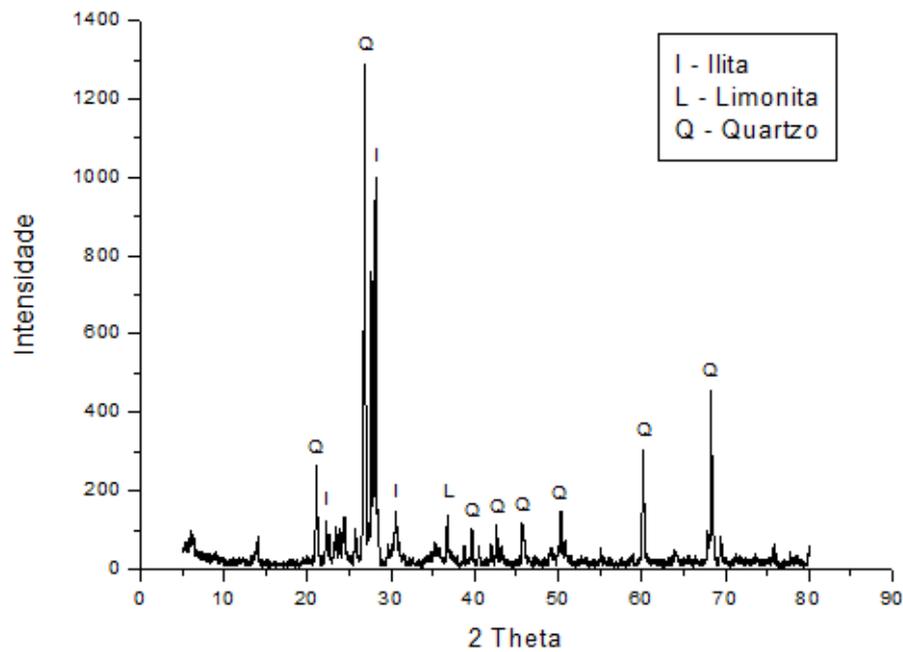


Figura 6.20: Difratoograma de raios-X da amostra AM10H.

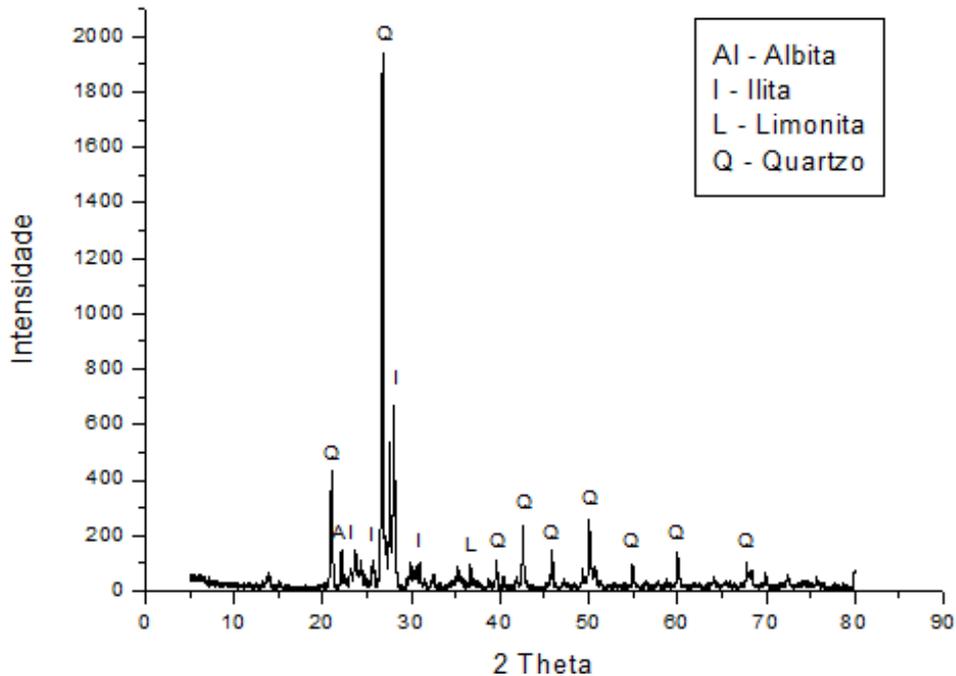


Figura 6.21: Difratoograma de raios-X da amostra AM14V.

### 6.2.3. Amostra de Carbonato Rosário

Na Figura 6.22, a partir dos níveis de tons de cinza (NTC) determinados para os componentes minerais conhecidos (poro, calcita e ankerita) foi determinada a função de ajuste não-linear. Aplicando-se os valores de NTC para os componentes desconhecidos, estes foram identificados como microfósseis mais porosos (NTC=96,  $\rho = 2,16 \text{ g/cm}^3$ ) e menos porosos (NTC=152,  $\rho = 2,54 \text{ g/cm}^3$ ). As Figuras 6.23 e 6.24 apresentam, respectivamente, imagens microtomográficas formada por vários microfósseis porosos e mostra também a diferença de NTC entre microfósseis muito porosos e pouco porosos.

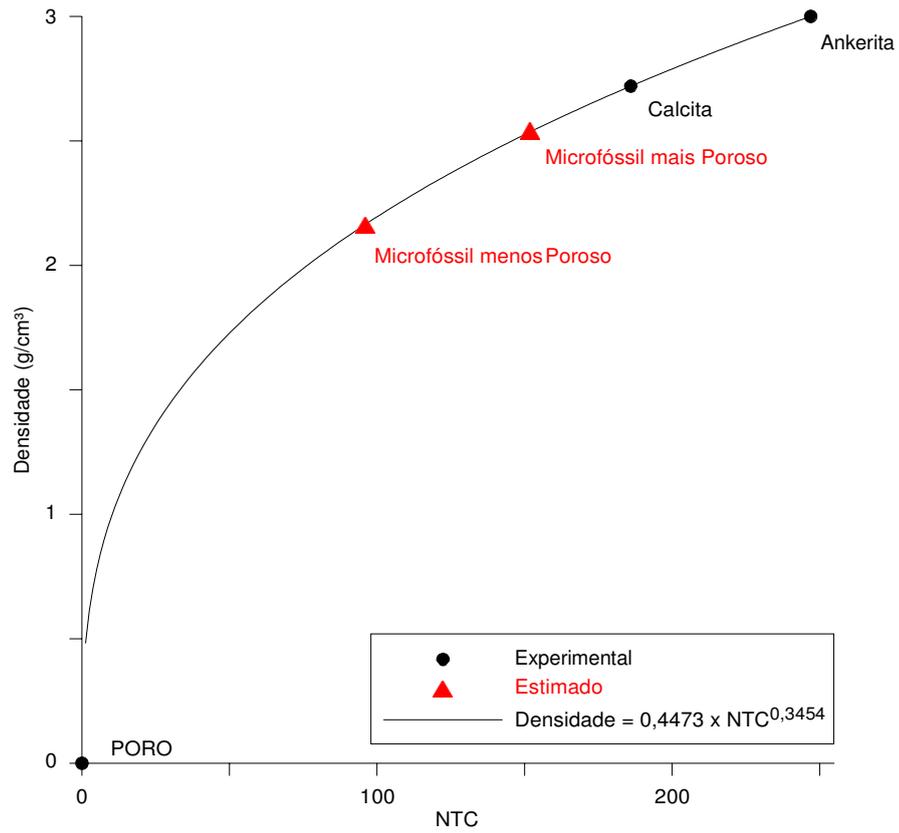


Figura 6.22: Composição mineral da amostra de Carbonato Rosário.

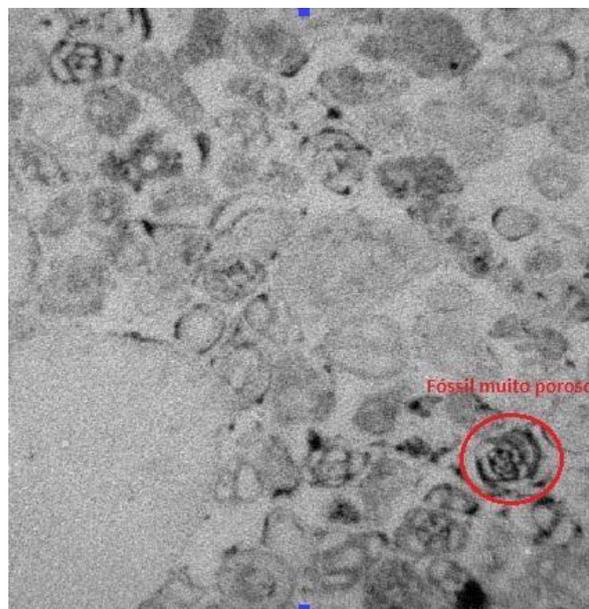


Figura 6.23: Exemplo destacando a presença de um microfóssil muito poroso na amostra de Carbonato Rosário.

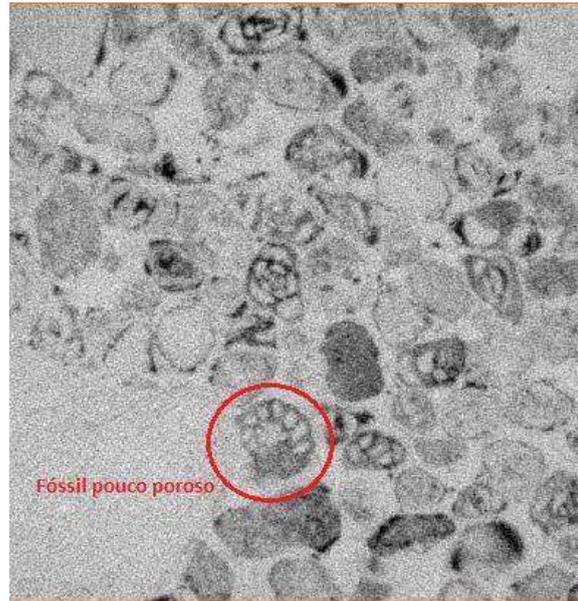


Figura 6.24: Exemplo destacando a presença de um microfóssil pouco poroso na amostra de Carbonato Rosário.

A Figura 6.25 apresenta o resultado do DRX para a amostra de Carbonato Rosário. A composição mineral indicada pelo DRX é calcita e anquerita. Os mesmos minerais também foram reconhecidos pela microtomografia de raios-X, que também detectou a presença de microfósseis, que são compostos basicamente por calcita.

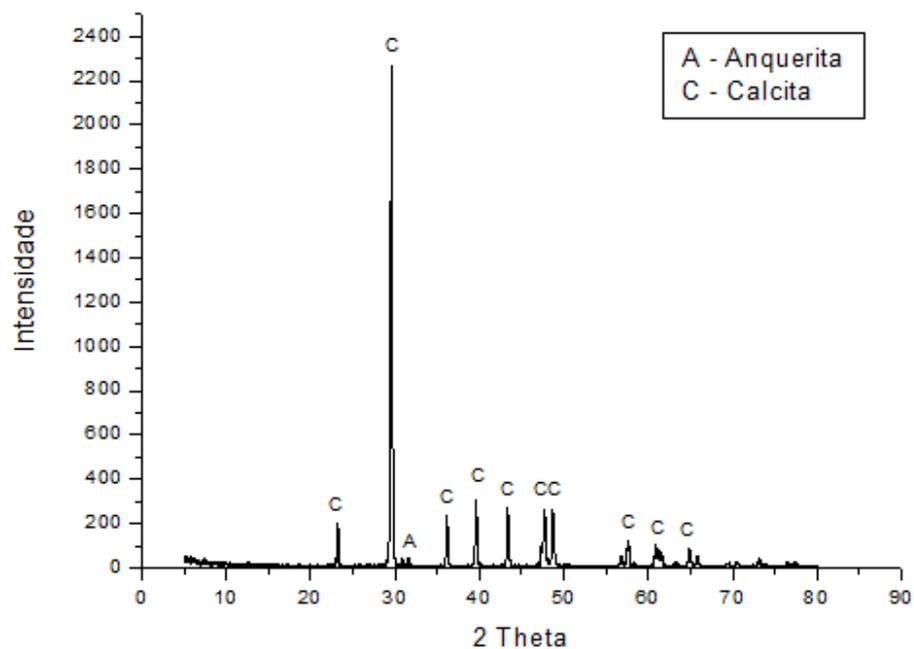


Figura 6.25: Difratograma de raios-X da amostra de Carbonato Rosário.

#### 6.2.4. Amostra F9

Na Figura 6.26, a partir dos níveis de tons de cinza (NTC) determinados para os componentes minerais conhecidos (poro, limonita e pirita) foi determinada a função de ajuste não-linear. Aplicando-se os valores de NTC para os componentes desconhecidos, estes foram identificados como matéria orgânica (NTC=108,  $\rho = 1,91 \text{ g/cm}^3$ ) e ilita (NTC=152,  $\rho = 2,54 \text{ g/cm}^3$ ).

A amostra F9 (Folhelho) é composta por 67% do argilo-mineral ilita, o que é compatível com o folhelho, que é uma rocha essencialmente argilosa. A coloração avermelhada dessa amostra é dada por cerca de 23% do mineral limonita, o qual se constitui em um óxido de ferro de ocorrência muito comum no ambiente sedimentar.

A Figura 6.27 apresenta o resultado do DRX para a amostra F9. A composição mineral indicada pela microtomografia é ilita, limonita, matéria orgânica e pirita. Já o DRX indica a ocorrência de ilita, limonita, quartzo e pirita.

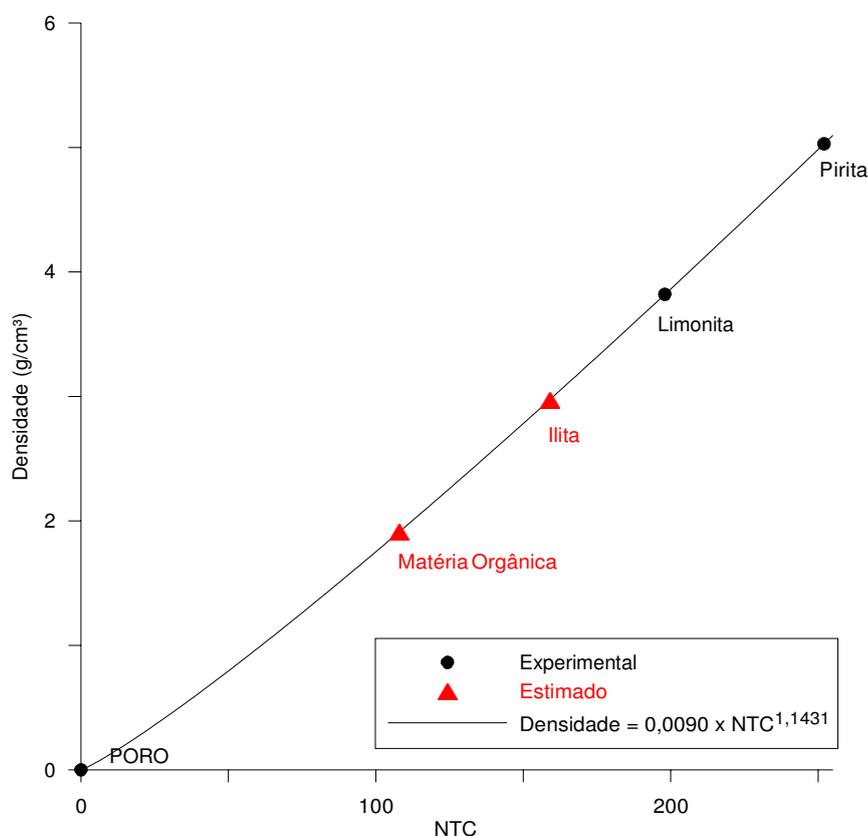


Figura 6.26: Composição mineral da amostra F9.

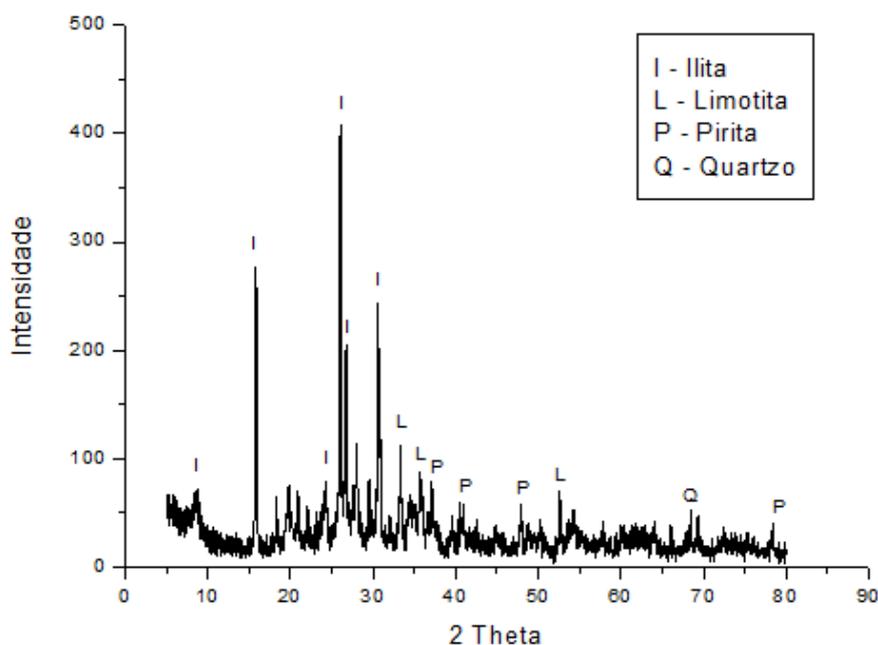


Figura 6.27: Difratograma de raios-X da amostra F9.

### 6.2.5. Amostras de Tufa CR e Tufa FG

Os resultados da análise da composição mineral indicam uma matriz calcítica para a amostra de Tufa CR e uma matriz dolomítica para amostra de Tufa FG. Este resultado é compatível com a composição mineral das rochas carbonáticas da Bacia Potiguar apresentada por Cavalcanti *et al.* (2013), os quais indicam que as rochas carbonáticas da parte norte da região estudada são majoritariamente calcíticas e que as da região sul são predominantemente dolomíticas. O afloramento da Tufa CR se encontra a aproximadamente 6 km ao norte do afloramento da Tufa FG.

Na Figura 6.28, os componentes minerais conhecidos foram: poro, calcita e ankerita, após ter determinado a função de ajuste não-linear, aplicou-se os valores de NTC para os componentes desconhecidos, estes foram identificados como dois tipos de matéria orgânica, um com NTC=116 e  $\rho = 1,88 \text{ g/cm}^3$  e outro com NTC=123 e  $\rho = 1,95 \text{ g/cm}^3$ . A Figura 6.29 comprova a ocorrência de matéria orgânica vegetal em uma amostra de Tufa CR.

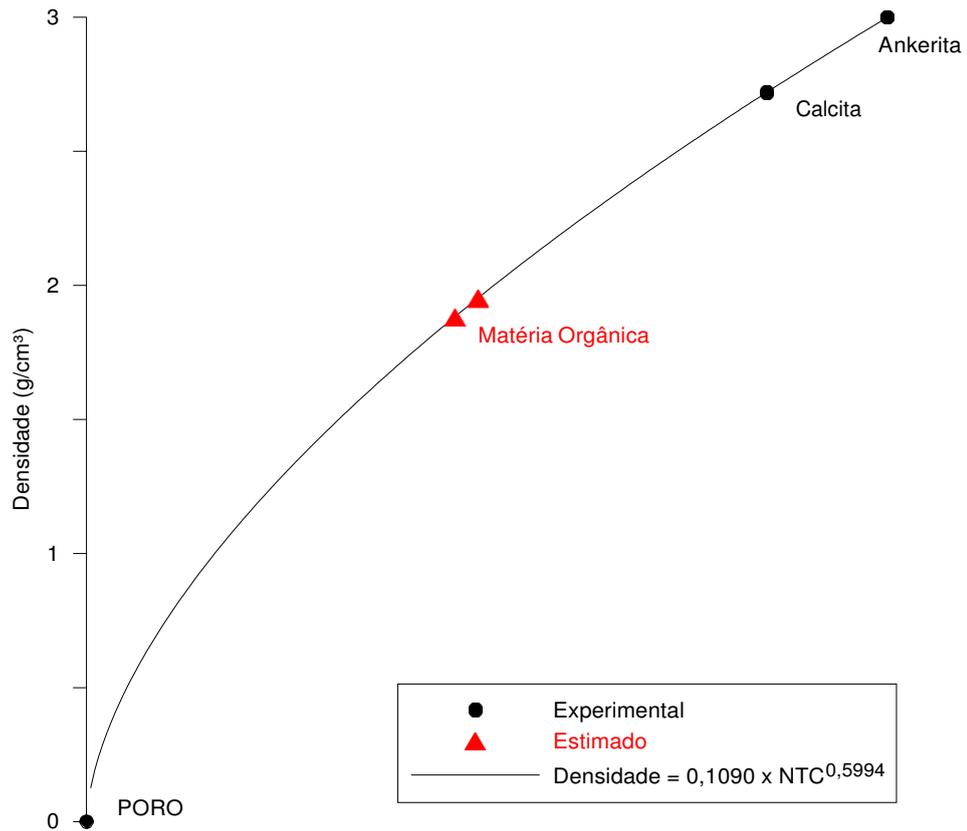


Figura 6.28: Composição mineral da amostra de Tufa CR.



Figura 6.29: Imagem de uma amostra de Tufa CR com a presença de matéria orgânica vegetal.

A Figura 6.30 apresenta o resultado do DRX para a amostra de Tufa CR. A composição mineral indicada pela microtomografia é calcita, ankerita e matéria orgânica. Já o DRX indica a ocorrência de ilita, calcita e ankerita. A técnica de DRX não reconhece materiais amorfos como a matéria orgânica.

Na Figura 6.31, os componentes minerais conhecidos foram: poro, dolomita e ankerita e após aplicação dos valores de NTC para o componente mineral desconhecido, este foi identificado como argila (NTC=79,  $\rho = 2,49 \text{ g/cm}^3$ ).

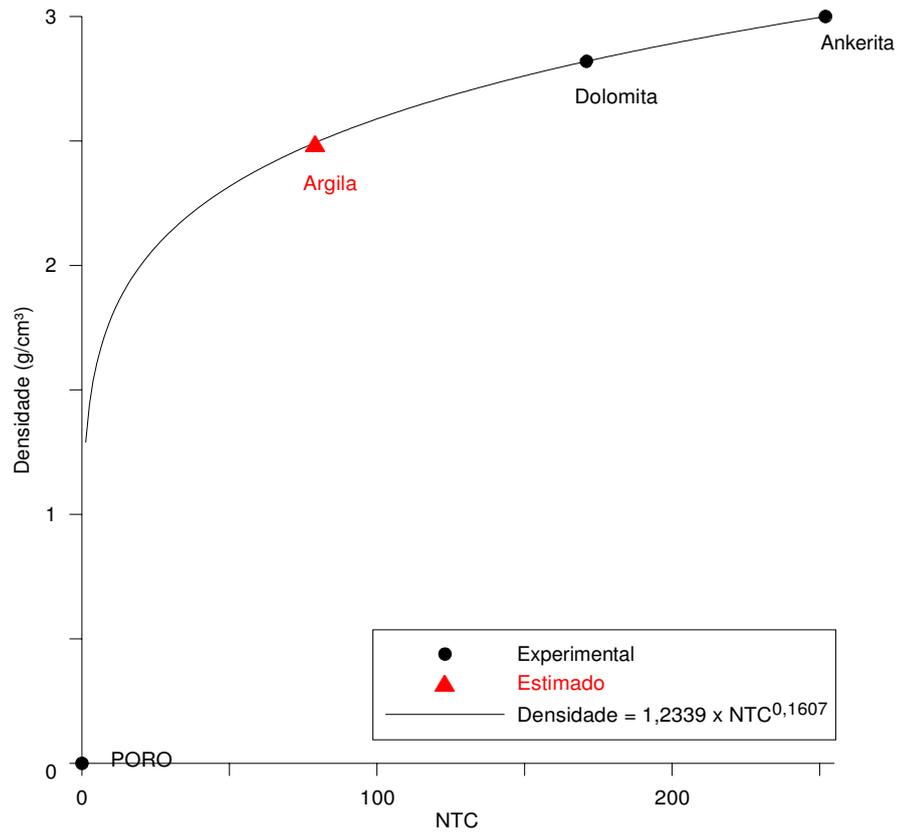


Figura 6.31: Composição mineral da amostra de Tufa FG.

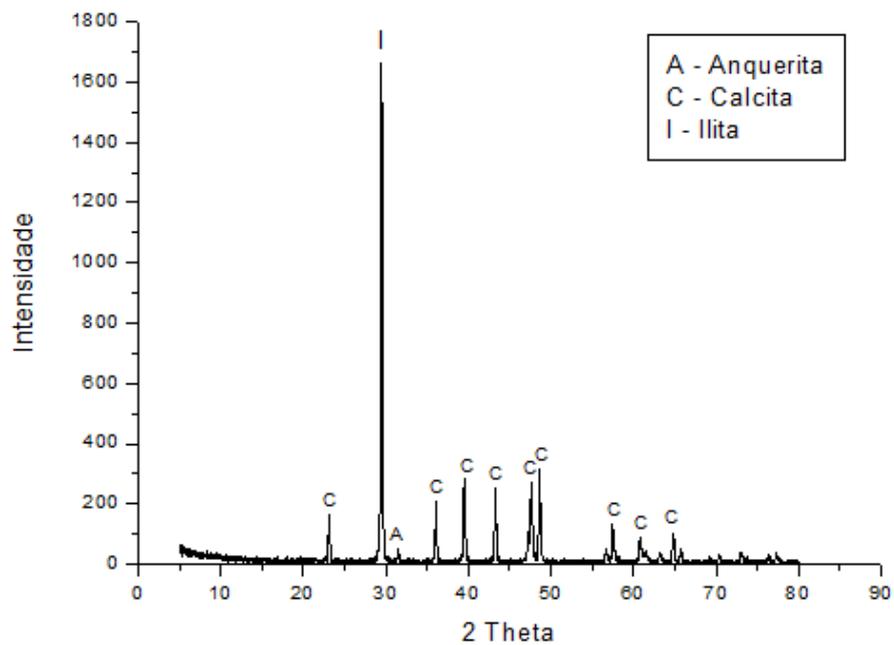


Figura 6.30: Difratoograma de raios-X da amostra de Tufa CR.

A Figura 6.32 apresenta o resultado do DRX para a amostra de Tufa FG. A composição mineral indicada pela microtomografia é argila, ankerita dolomita. Já o DRX indica a ocorrência de caulinita, calcita e ankerita, dolomita e pirita.

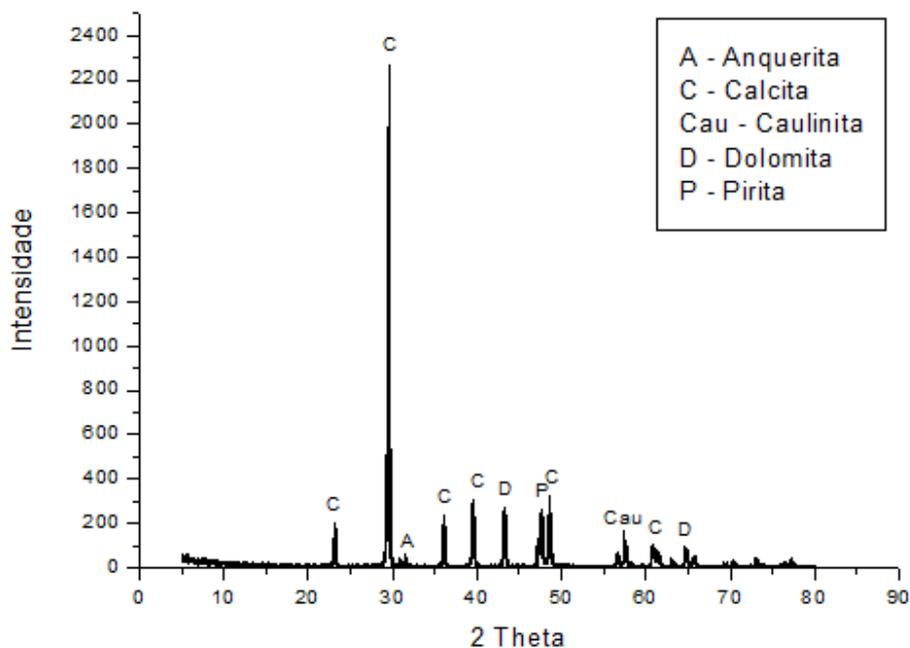


Figura 6.32: Difratoograma de raios-X da amostra de Tufa FG.

A porosidade é determinada pela delimitação de um tom de cinza que separa o poro da matriz mineral. Este processo é conhecido como segmentação da

imagem. A Figura 6.33 apresenta um gráfico comparativo entre a porosidade experimental e a porosidade simulada a partir das imagens microtomográficas para todas as amostras estudadas. De um modo geral, se observa uma relação aproximadamente linear entre os valores de porosidade medidos nos plugues e aqueles determinados por simulação das imagens microtomográficas. Embora esta relação se apresente paralela à linha diagonal (valores simulados iguais a valores medidos em laboratório), na maioria das amostras a porosidade medida nos plugues tende a ser maior do que a porosidade simulada nas sub-amostras. Isto indica que parte da porosidade dos plugues não está devidamente representada nas sub-amostras analisadas. Este efeito de escala pode ser controlado pelo tamanho e localização da sub-amostra, bem como pela resolução da imagem. A porosidade simulada não inclui a possível ocorrência de microporosidade, a qual necessita de resoluções mais elevadas para ser quantificada.

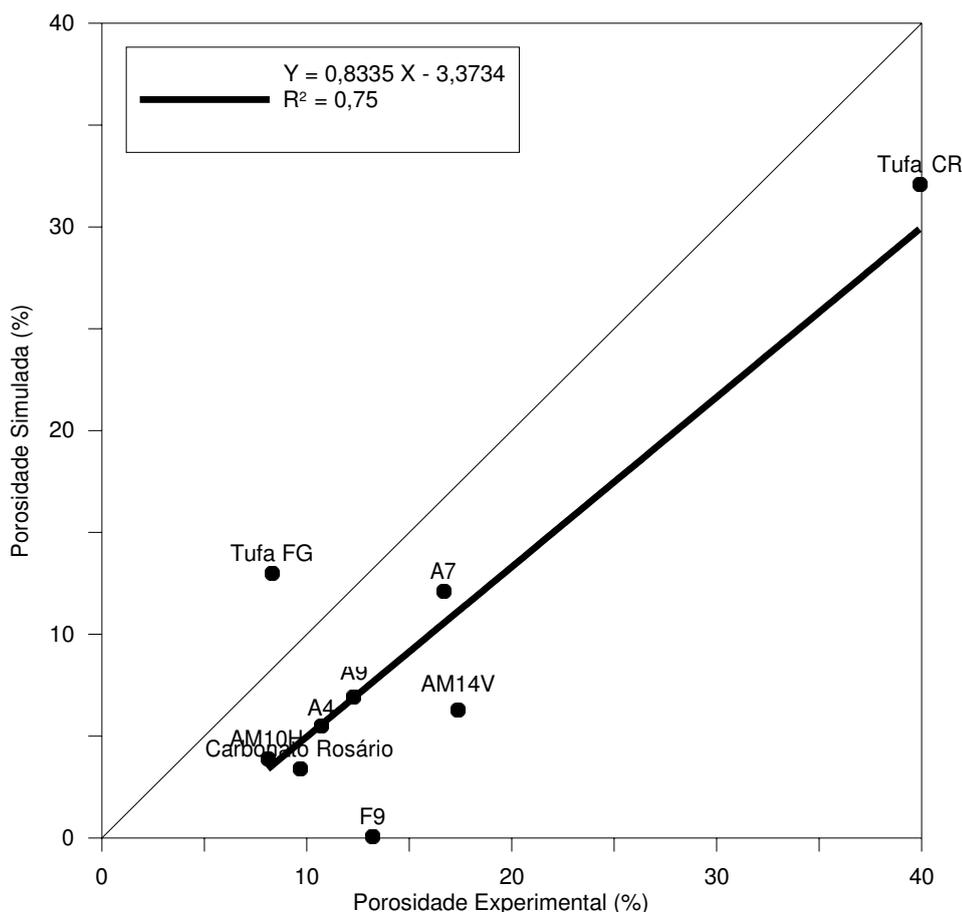


Figura 6.33: Comparação entre a porosidade experimental e a porosidade simulada para todas as amostras estudadas.

As Tabelas 6.3 a 6.11 apresentam a composição mineral, densidade e a porosidade para todas amostras estudadas.

Tabela 6.3: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A4.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>A4</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	18.177.788	5,51	0	0
Cinza_Escuro	Quartzo	257.294.128	77,97	141	2,65
Cinza_Claro	Anortita	51.921.184	15,73	220	2,76
Branco	Mica	2.606.904	0,79	252	2,79
		330.000.004	100,00		

Tabela 6.4: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A7.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>A7</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	38.253.800	12,14	0	0
Cinza_Escuro	Quartzo	227.525.792	72,23	150	2,65
Cinza_Claro	Anortita	48.451.600	15,38	211	2,76
Branco	Mica	768.803	0,24	252	2,82
		314.999.995	100,00		

Tabela 6.5: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra A9.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>A9</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	7.177.293	6,85	0	0
Cinza_Escuro	Quartzo	43.866.196	41,88	143	2,65
Cinza_Claro	Anortita	48.468.488	46,28	191	2,76
Branco	Mica	5.222.102	4,99	255	2,87
		104.734.079	100,00		

Tabela 6.6: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra AM10H.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>AM10H</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	944.023	3,90	0	0
Cinza_Escuro	Quartzo	13.417.117	55,46	52	2,65
Cinza_Médio	Ilita	9.787.988	40,46	70	2,98
Cinza_Claro	Limonita	11.938	0,05	136	3,89
Branco	Pirita	31.492	0,13	255	5
		24.192.558	100,00		

Tabela 6.7: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra AM14V.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>AM14V</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	1.881.718	6,27	0	0
Cinza_Escuro	Caulinita	20.086.016	66,95	51	2,38
Cinza_Médio	Quartzo	7.878.429	26,26	66	2,65
Cinza_Claro	Limonita	118.805	0,40	128	3,62
Branco	Pirita	35.031	0,12	255	5
		29.999.999	100,00		

Tabela 6.8: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Carbonato Rosário.

<b>Composição Mineral, Densidade e Porosidade</b>					
<b>Carbonato Rosário</b>					
<b>Componente</b>	<b>Material</b>	<b>Contagem</b>	<b>Porcentagem (%)</b>	<b>NTC</b>	<b>Densidade (g/cm<sup>3</sup>)</b>
Preto	Poros	6.539.484	3,41	0	0
Cinza_Escuro	Fóssil mais Poroso	13.087.353	6,82	96	2,16
Cinza_Médio	Fóssil menos Poroso	78.229.088	40,74	152	2,54
Cinza_Claro	Calcita	93.983.328	48,95	186	2,72
Branco	Ankerita	160.754	0,08	247	3
		192.000.007	100,00		

Tabela 6.9: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra F9.

Composição Mineral, Densidade e Porosidade					
F9					
Componente	Material	Contagem	Porcentagem (%)	NTC	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )
Preto	Poros	50.366	0,05	0	0
Cinza_Escuro	Matéria Orgânica	8.094.432	7,89	108	1,91
Cinza_Médio	Ilita	69.294.376	67,54	159	2,97
Cinza_Claro	Limonita	24.097.524	23,49	198	3,82
Branco	Pirita	1.063.303	1,04	252	5
		102.600.001	100,00		

Tabela 6.10: Composição mineral, porosidade e densidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Tufa CR.

Composição Mineral, Densidade e Porosidade					
Tufa CR					
Componente	Material	Contagem	Porcentagem (%)	NTC	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )
Preto	Poros	13.006.145	32,11	0	0
Cinza_Escuro	Matéria Orgânica	1.203.785	2,97	116	1,88
Cinza_Médio	Matéria Orgânica	3.842.356	9,49	123	1,95
Cinza_Claro	Calcita	22.446.756	55,42	214	2,72
Branco	Ankerita	957	0,00	252	3
		40.499.999	100,00		

Tabela 6.11: Composição mineral, densidade e porosidade determinadas pela análise das imagens de microtomografia de raios- X da amostra de Tufa FG.

Composição Mineral, Densidade e Porosidade					
Tufa FG					
Componente	Material	Contagem	Porcentagem (%)	NTC	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )
Preto	Poros	15.560.759	12,97	0	0
Cinza_Escuro	Argila	7.702.873	6,42	79	2,49
Cinza_Claro	Dolomita	96.711.256	80,59	171	2,82
Branco	Ankerita	25.110	0,02	252	3
		119.999.998	100,00		

### 6.3. Permeabilidade

A Figura 6.34 apresenta os valores de permeabilidade experimental e simulada numericamente para todas as amostras de rochas. Observa-se que, em geral, há uma boa correlação entre as permeabilidades apresentadas pelos dois métodos. No entanto, a relação não é boa para o caso das amostras F9 e Tufa CR. No caso da amostra F9, isso acontece porque se trata de uma amostra de folhelho, cujo tamanho de grão é muito pequeno e a imagem não possui resolução suficiente para identificar corretamente os seus espaços porosos. Por sua vez, a amostra Tufa

CR possui porosidade predominantemente vugular caracterizada por poros grandes, com distribuição aproximadamente aleatória. Devido às dimensões da amostra analisada os grandes poros não estão devidamente representados na amostra digital, por isso a permeabilidade simulada é consideravelmente menor do que a permeabilidade medida no plugue.

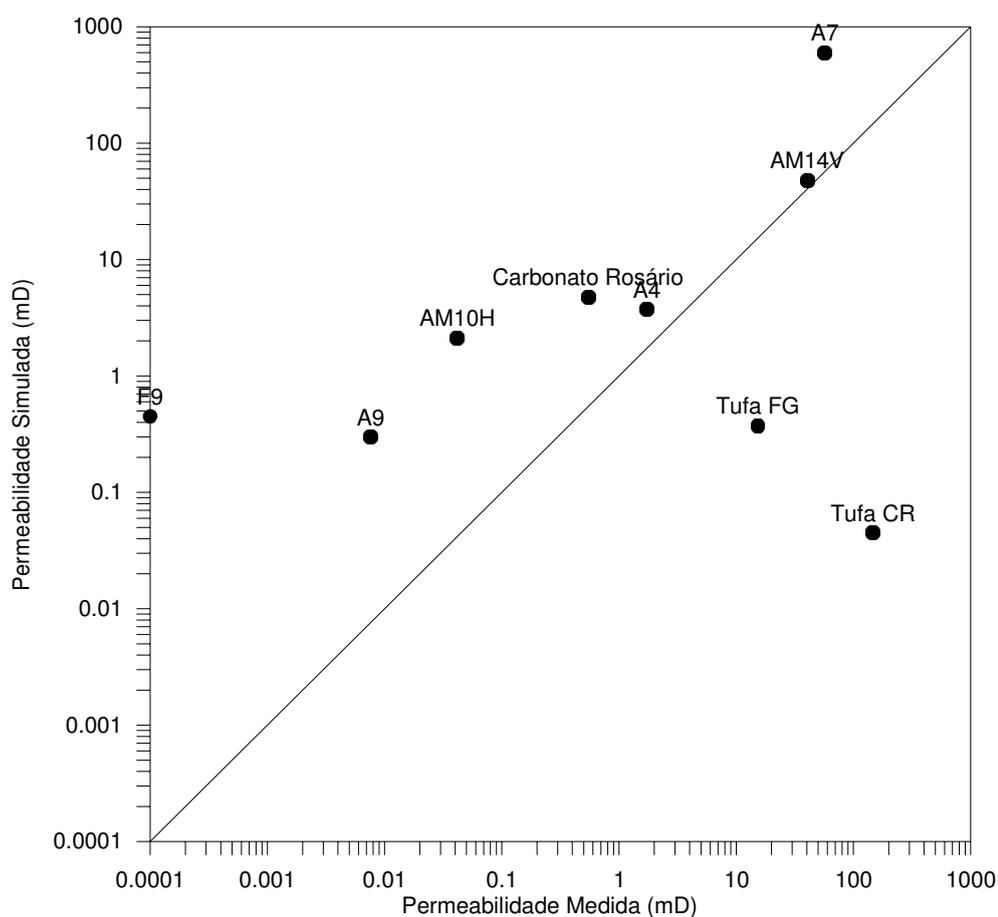


Figura 6.34: Comparação entre a permeabilidade experimental e a permeabilidade simulada para todas as amostras estudadas.

#### 6.4. Propriedades Elásticas

A propriedade elástica simulada corresponde à velocidade de propagação da onda elástica compressional (onda P). Nesta seção são apresentados os resultados obtidos na simulação numérica, da propagação da onda P em quatro modelos digitais de rochas, sendo duas amostras de arenito (A7 e A9) e duas amostras de tufas carbonáticas (Tufa CR e Tufa FG). Estas quatro amostras correspondem aquelas que apresentam poros maiores. As demais amostras apresentam sistemas

porosos mais complexos para os quais os recursos computacionais disponíveis não foram suficientes para simular a propagação da onda P em tais sistemas.

Após a geração da superfície do modelo tridimensional da amostra, é gerada uma malha adaptativa de elementos tetraedrais, a qual é exportada para o software COMSOL, o qual realiza a simulação da propagação da onda P sobre a malha representativa do modelo digital de rocha.

Os materiais utilizados na representação das fases (poro e matriz mineral) foram, no caso das amostras de arenito, a matriz mineral composta por arenito quartzoso, e no caso das tufas a matriz mineral é composta por carbonato. Em todos os casos, o espaço poroso foi preenchido por argila. As propriedades físicas desses elementos se encontram listadas na Tabela 6.12.

Tabela 6.12: Propriedades físicas das fases utilizadas na simulação da propagação da onda P.

Amostra	Poro		Matriz Mineral	
	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	Vp (m/s)	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	Vp (m/s)
<b>A7</b>	2.000	2.500	2.300	5.800
<b>A9</b>	2.000	2.500	2.300	5.800
<b>Tufa CR</b>	2.000	2.500	2.800	6.500
<b>Tufa FG</b>	2.000	2.500	2.800	6.500

#### 6.4.1. Amostra A7

A Figura 6.35 apresenta a superfície 3D da amostra A7, nela observam-se as fases (poro e matriz mineral) segmentadas. Todas as malhas desta tese foram geradas a partir de 120 slices e, em cada slice, 120 pixels nas direções x e y. Na direção z cada slice possui a espessura de 1 pixel. A dimensão de cada voxel da malha é o tamanho do lado do pixel elevado a terceira potência. No caso da amostra A7, isto resulta em uma malha cúbica de 312 µm de lado. Para a amostra A7 a malha foi construída por 44.885 tetraedros. A Figura 6.36 apresenta a malha representativa da amostra A7 que se adapta reduzindo ou aumentando a densidade de elementos e o tamanho no interior dos poros ou nos grãos.

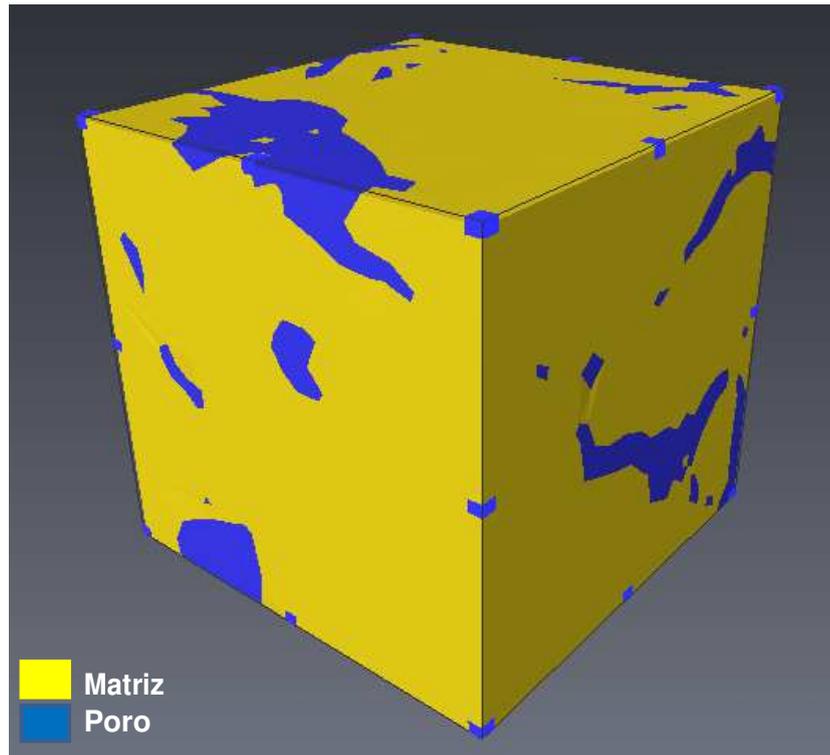


Figura 6.35: Superfície 3D da amostra A7.

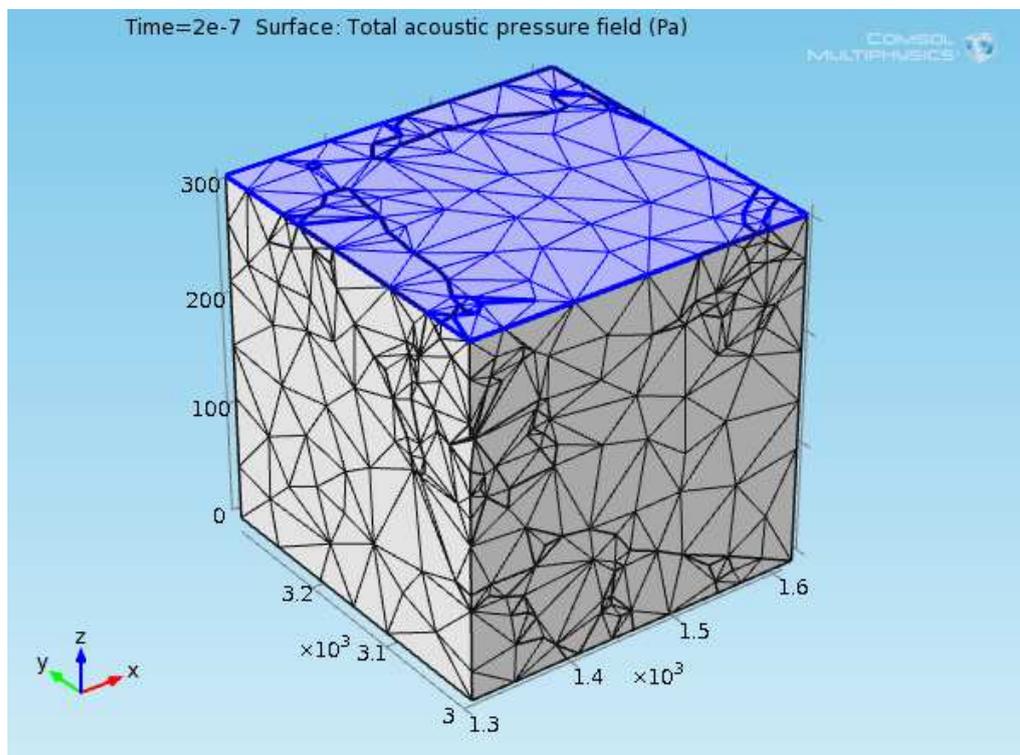


Figura 6.36: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra A7.

A Figura 6.37 apresenta a propagação da onda P em um dado momento (tempo igual a  $2 \times 10^{-7}$  s) simulada sobre a malha de elementos finitos apresentada na Figura 6.36. A escala de cores indica áreas sob compressão (cores quentes) e sob decompressão (cores frias) causadas pela passagem da onda compressional. A direção da propagação da onda é paralela ao eixo Z, de cima para baixo. Se o meio fosse homogêneo, as ondas de compressão e decompressão, se alternaria na forma de camadas, como acontece no cilindro de alumínio. No entanto, rochas são materiais heterogêneos. Por esta razão, o padrão de distribuição das zonas de compressão e decompressão é complexo. Pode-se observar que a onda é guiada pelas interfaces entre poros e matriz mineral, o que resulta em tempos diferentes de propagação para diferentes pontos de observação na outra extremidade do modelo.

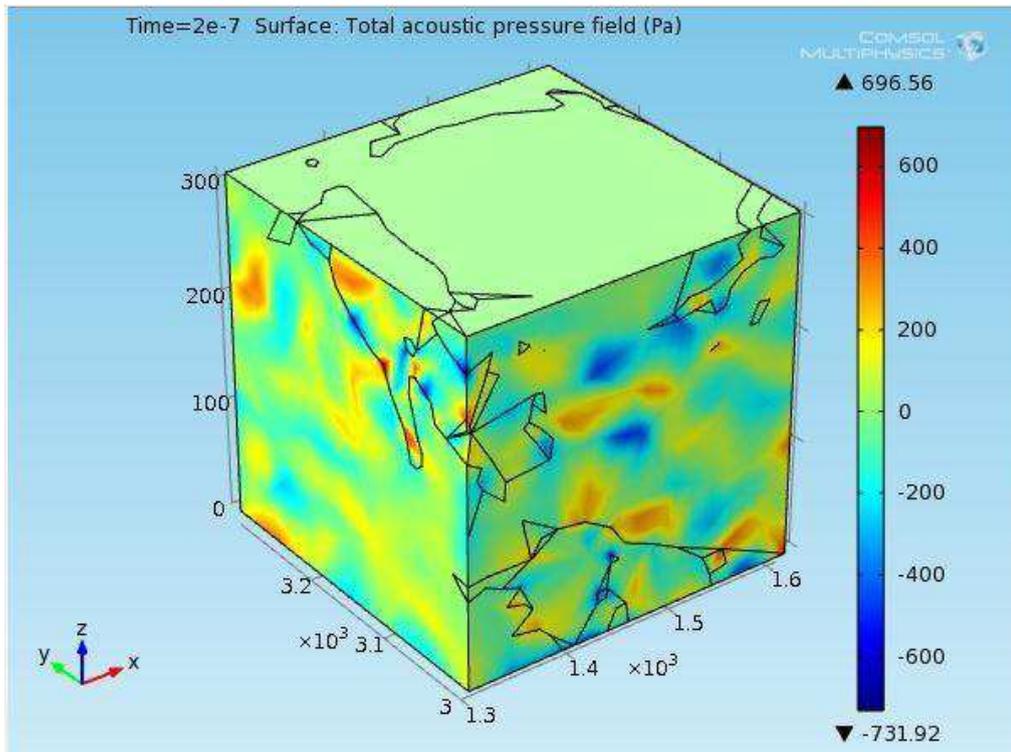


Figura 6.37: Distribuição da onda de pressão em  $t = 2 \times 10^{-7}$  s para a amostra A7.

A Figura 6.38 apresenta a rede de poros e os planos internos YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A7 para os tempos  $2,7 \times 10^{-8}$  s e  $4,4 \times 10^{-8}$  s.

A Figura 6.39 apresenta o modelo digital da rocha para a amostra A7 ressaltando os pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros. A

fim de registrar a evolução da onda de pressão na extremidade oposta à incidência da onda, foi escolhido um dos pontos conforme a indicação na Figura 6.40.

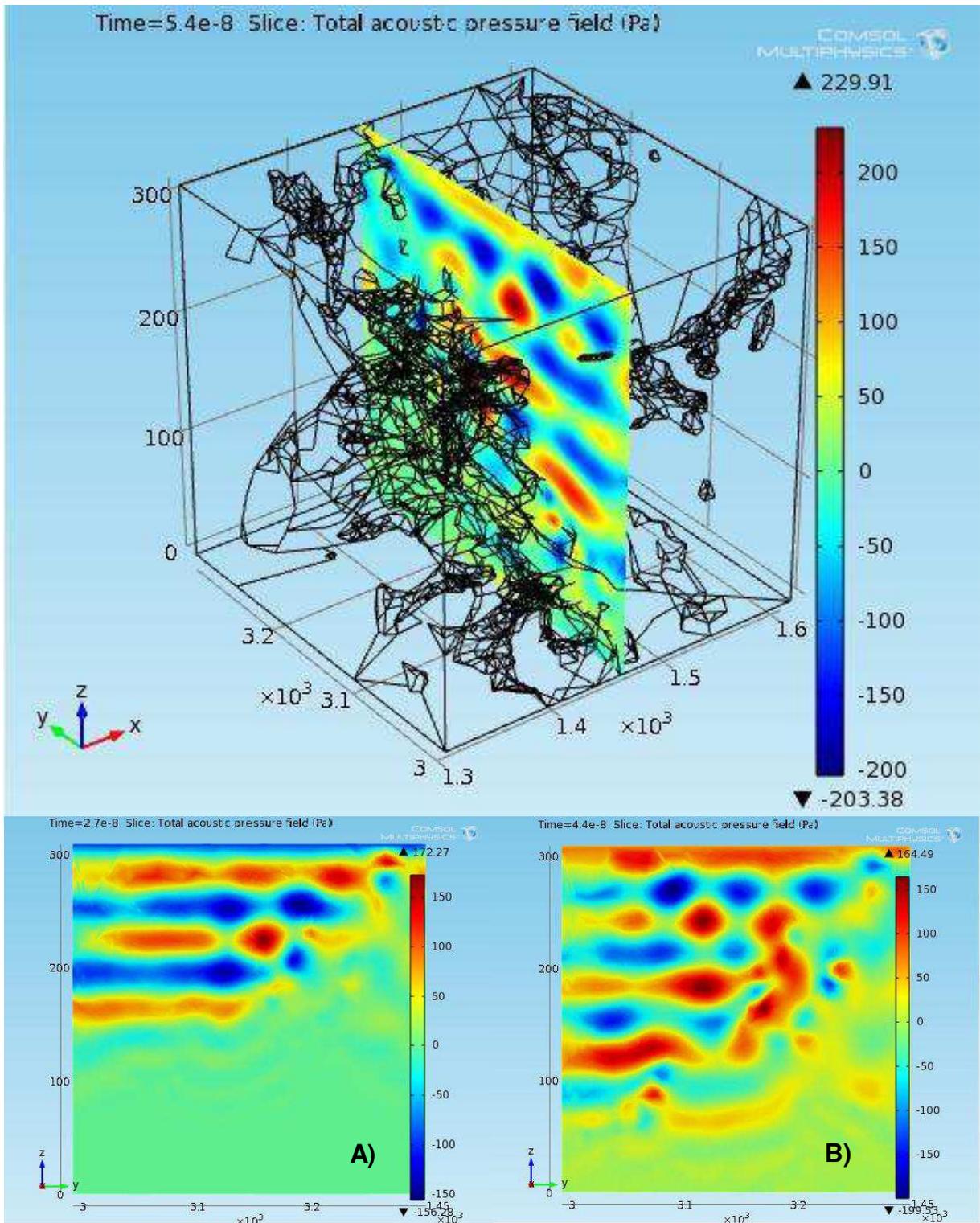


Figura 6.38: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A7. A)  $t = 2,7 \times 10^{-8}$  s, B)  $t = 4,4 \times 10^{-8}$  s.

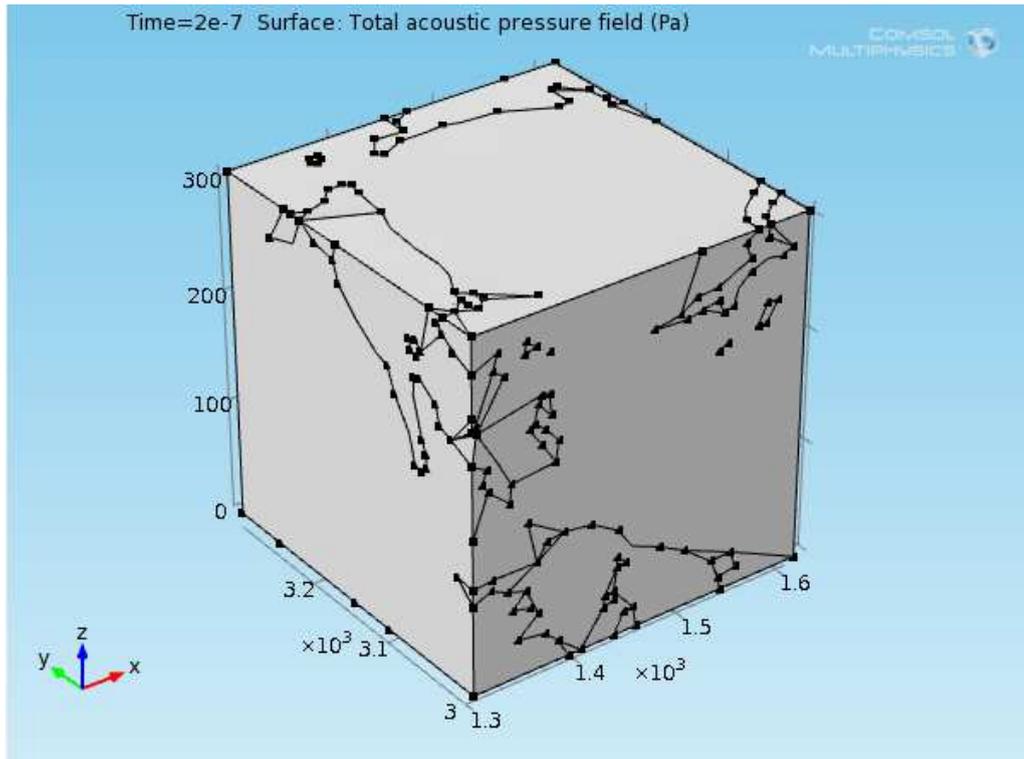


Figura 6.39: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra A7.

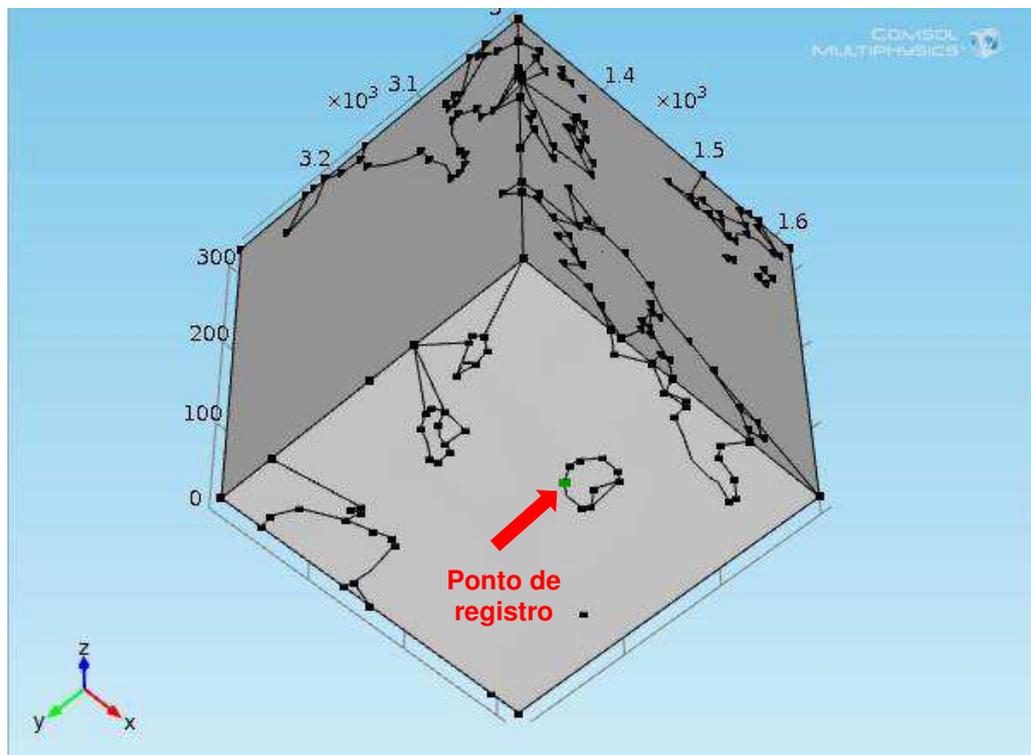


Figura 6.40: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.

Figura 6.41 apresenta a evolução da onda P com o tempo registrado no ponto indicado na Figura 6.40. O tempo de chegada da onda P no ponto de registro é de aproximadamente  $5,4 \times 10^{-8}$  s, o que é compatível com a velocidade da onda na matriz mineral. Isto ocorre porque, dada às dimensões do modelo e o fato dos poros se apresentarem de modo esparso, os poros não modificaram substancialmente a velocidade da rocha em relação à sua matriz mineral. Em caso de adoção de um modelo digital de rocha de maiores dimensões, o efeito dos poros poderia ser mais bem ressaltado.

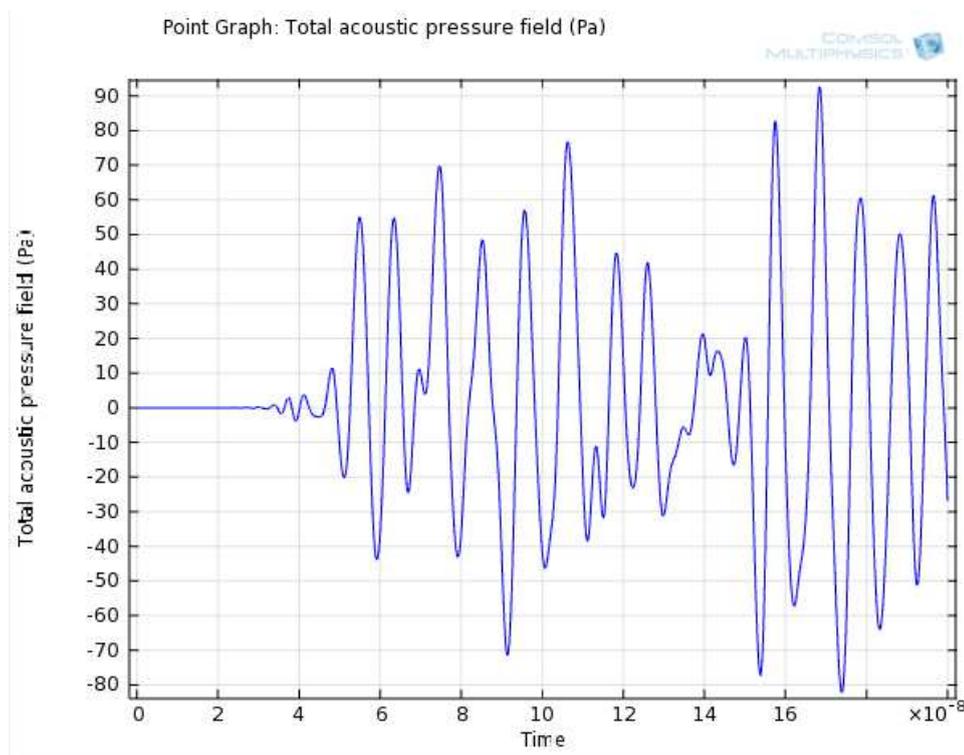


Figura 6.41: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra A7.

#### 6.4.2. Amostra A9

A Figura 6.42 apresenta a superfície 3D da amostra A9 e a Figura 6.43 apresenta uma malha cúbica de 360  $\mu$ m de lado construída com 227.674 tetraedros para essa amostra.

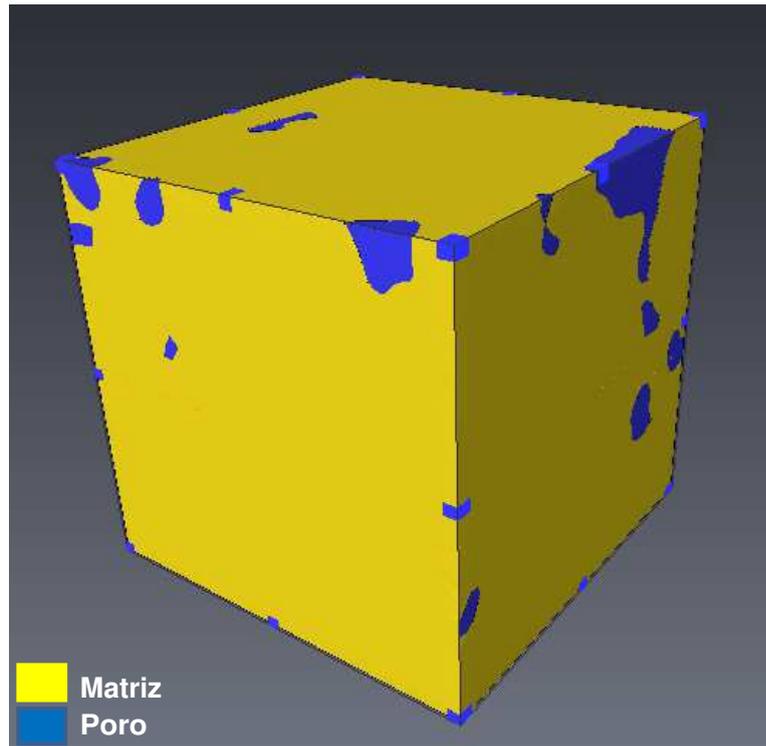


Figura 6.42: Superfície 3D da amostra A9.

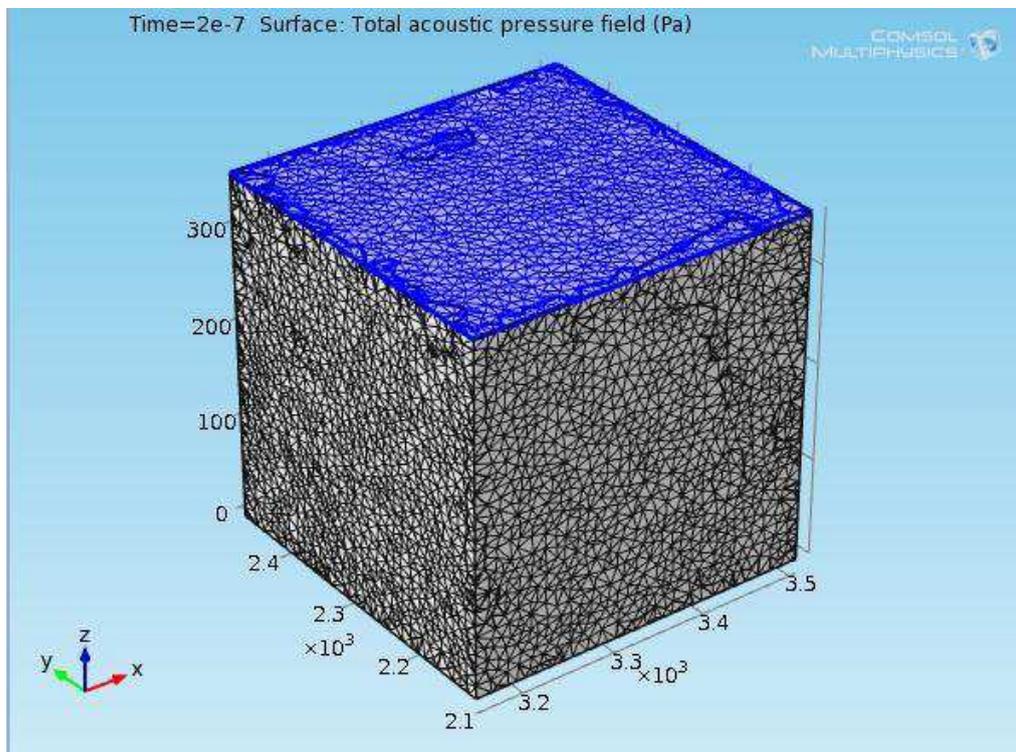


Figura 6.43: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra A9.

A Figura 6.44 apresenta a propagação da onda P em um dado momento (tempo igual a  $2 \times 10^{-7}$  s) simulada sobre a malha de elementos finitos apresentada na Figura 6.43.

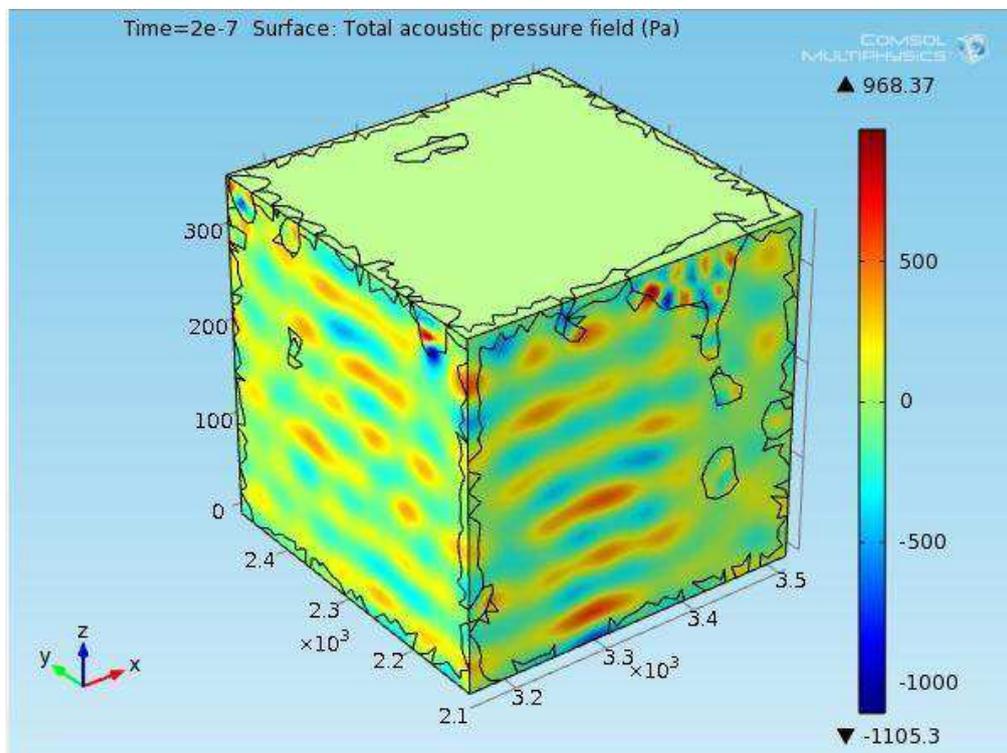


Figura 6.44: Distribuição da onda de pressão em  $t = 2 \times 10^{-7}$  s para a amostra A9.

A Figura 6.45 apresenta a rede de poros e os planos internos YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A9 para os tempos  $3,1 \times 10^{-8}$  s e  $5,2 \times 10^{-8}$  s.

A Figura 6.46 apresenta o modelo digital de rocha para a amostra A9 ressaltando os pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros. O ponto escolhido para registrar a evolução da onda de pressão está indicado na Figura 6.47.

A Figura 6.48 apresenta a evolução da onda P registrado no ponto indicado na Figura 6.47. O tempo de chegada da onda P no ponto de registro é de aproximadamente  $6,2 \times 10^{-8}$  s, o que é compatível com a velocidade da matriz mineral.

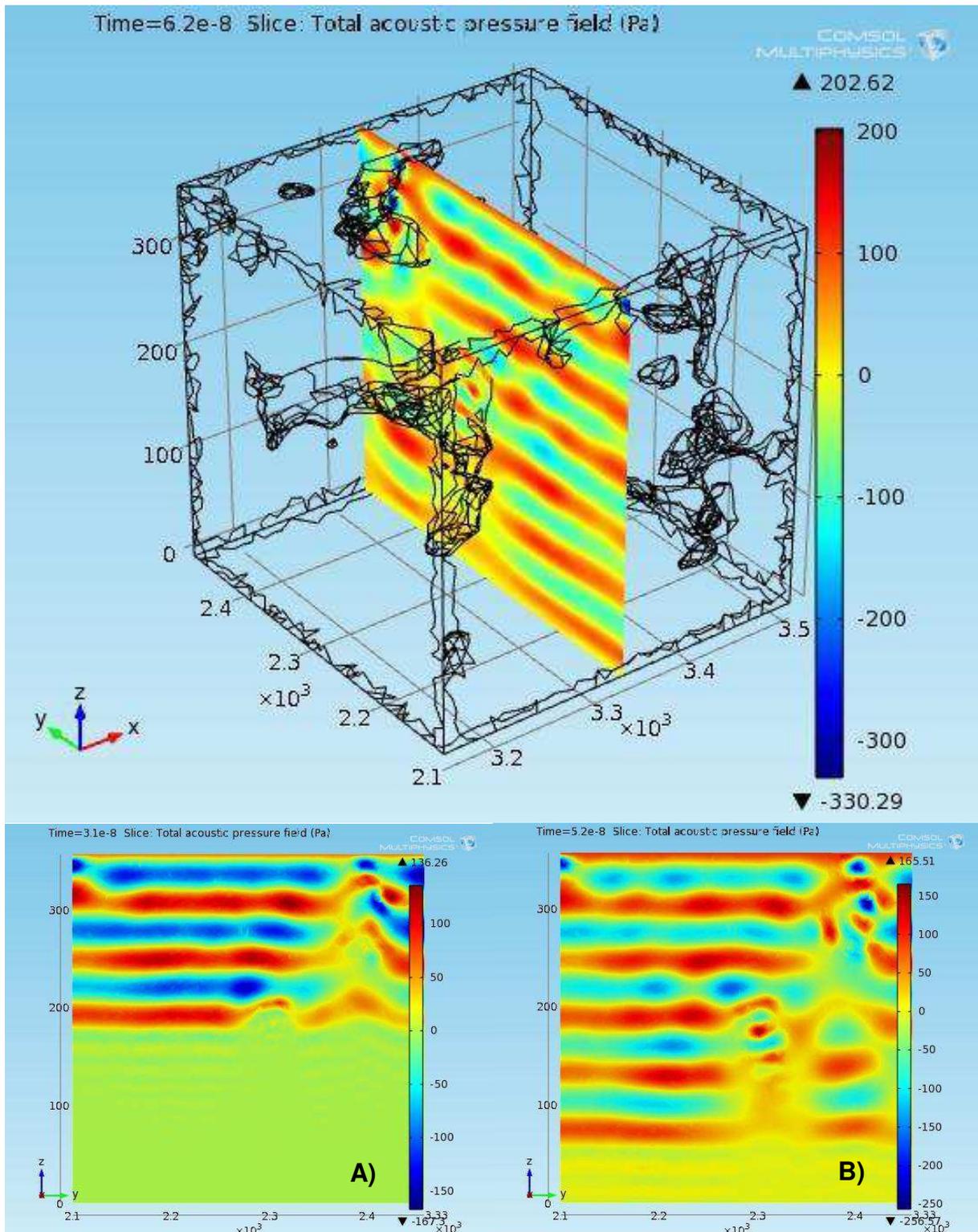


Figura 6.45: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra A9. A)  $t = 3,1 \times 10^{-8}$  s, B)  $t = 5,2 \times 10^{-8}$  s.

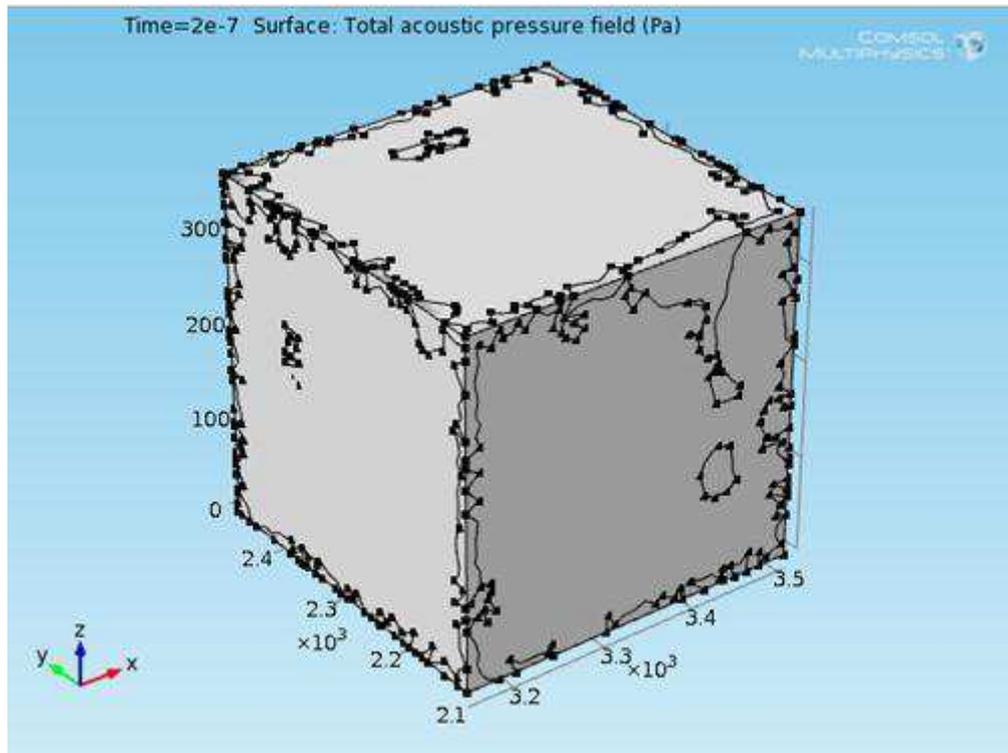


Figura 6.46: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra A9.

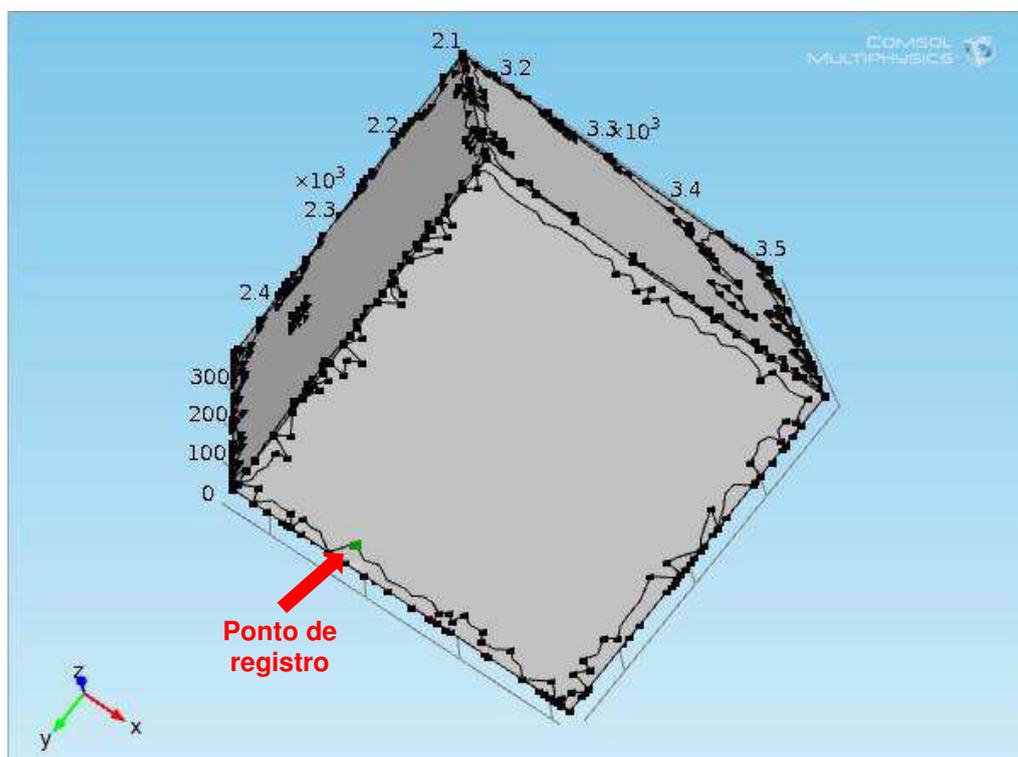


Figura 6.47: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.

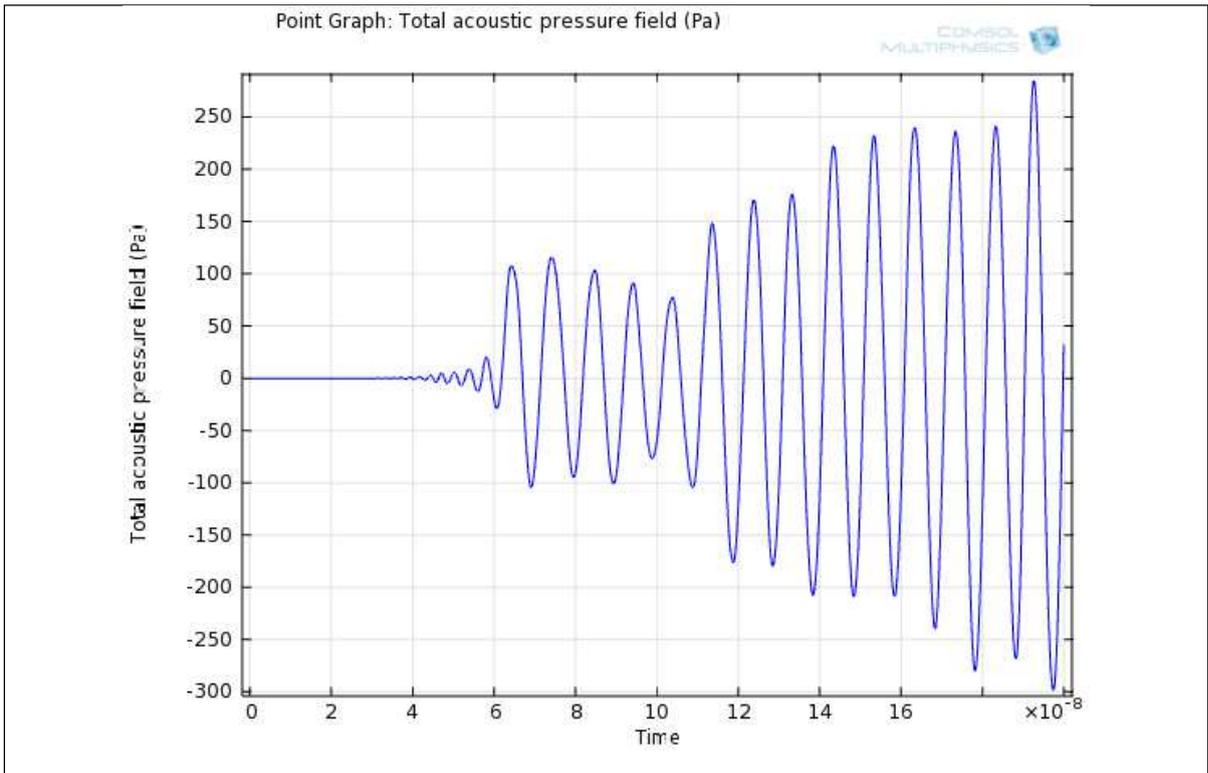


Figura 6.48: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra A9.

### 6.4.3. Amostra de Tufa CR

A Figura 6.49 apresenta a superfície 3D da amostra de Tufa CR e a Figura 6.50 apresenta uma malha cúbica de 600  $\mu\text{m}$  de lado construída com 213.399 tetraedros para essa amostra.

A Figura 6.51 apresenta a propagação da onda P em um dado momento (tempo igual a  $2 \times 10^{-7}\text{s}$ ) simulada sobre a malha de elementos finitos apresentada na Figura 6.50.

A Figura 6.52 apresenta a rede de poros e os planos internos YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa CR para os tempos  $6,1 \times 10^{-8}\text{s}$  e  $1,12 \times 10^{-7}\text{s}$ .

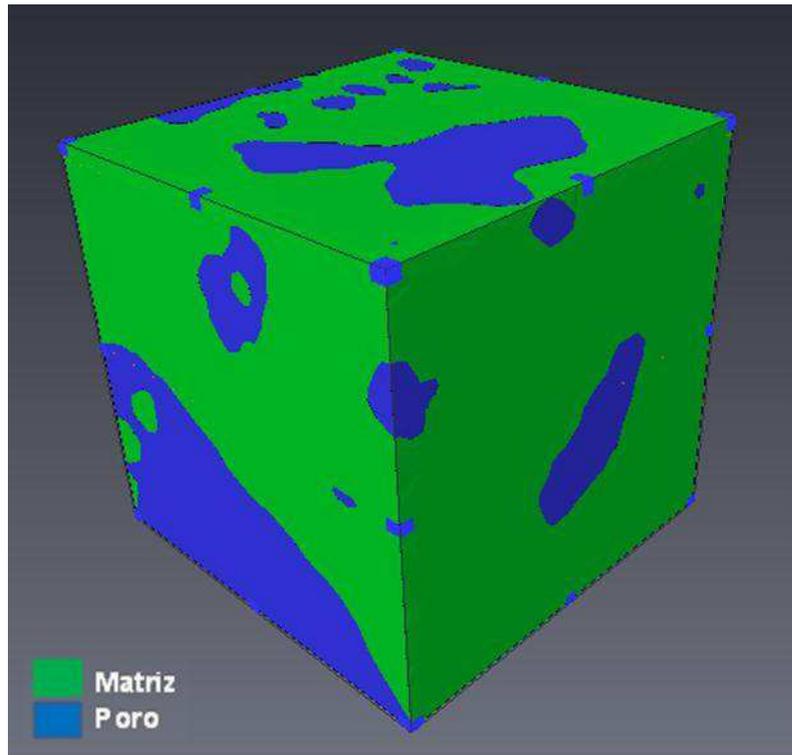


Figura 6.49: Superfície 3D da amostra de Tufa CR.

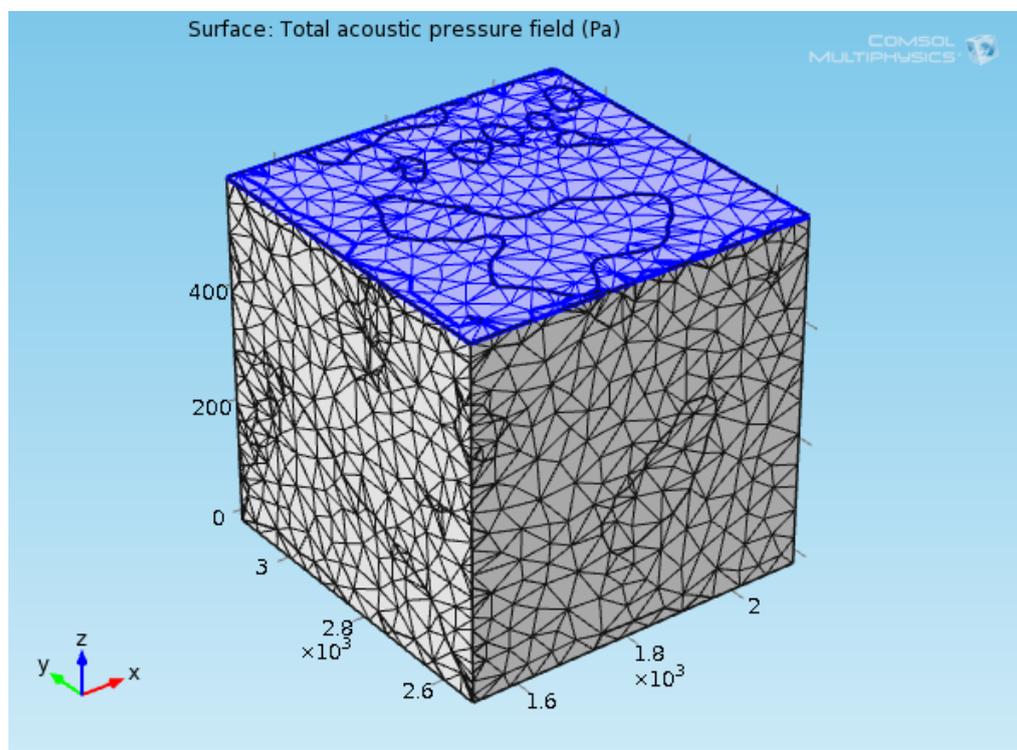


Figura 6.50: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra de Tufa CR.

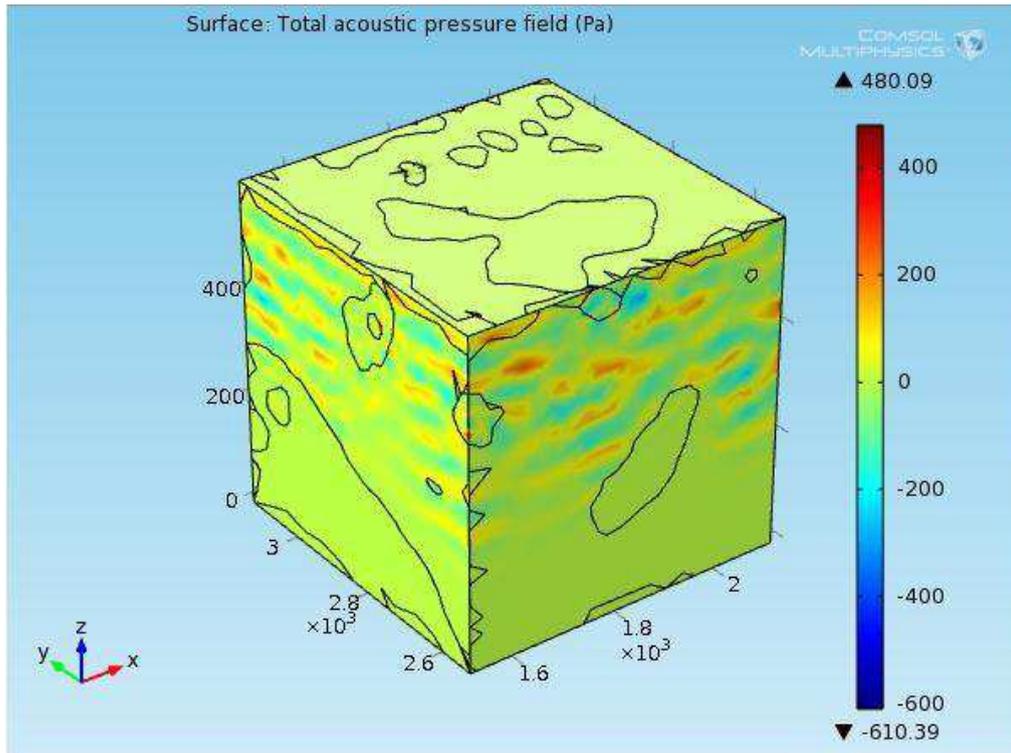


Figura 6.51: Distribuição da onda de pressão em  $t = 2 \times 10^{-7}$  s para a amostra de Tufa CR.

A Figura 6.53 apresenta o modelo digital de rocha para a amostra de Tufa CR ressaltando os pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros.

A Figura 6.55 apresenta a evolução da onda P registrado no ponto indicado na Figura 6.54. O tempo de chegada da onda P no ponto de registro é de aproximadamente  $12,2 \times 10^{-8}$  s, o que é compatível com a velocidade da matriz mineral.

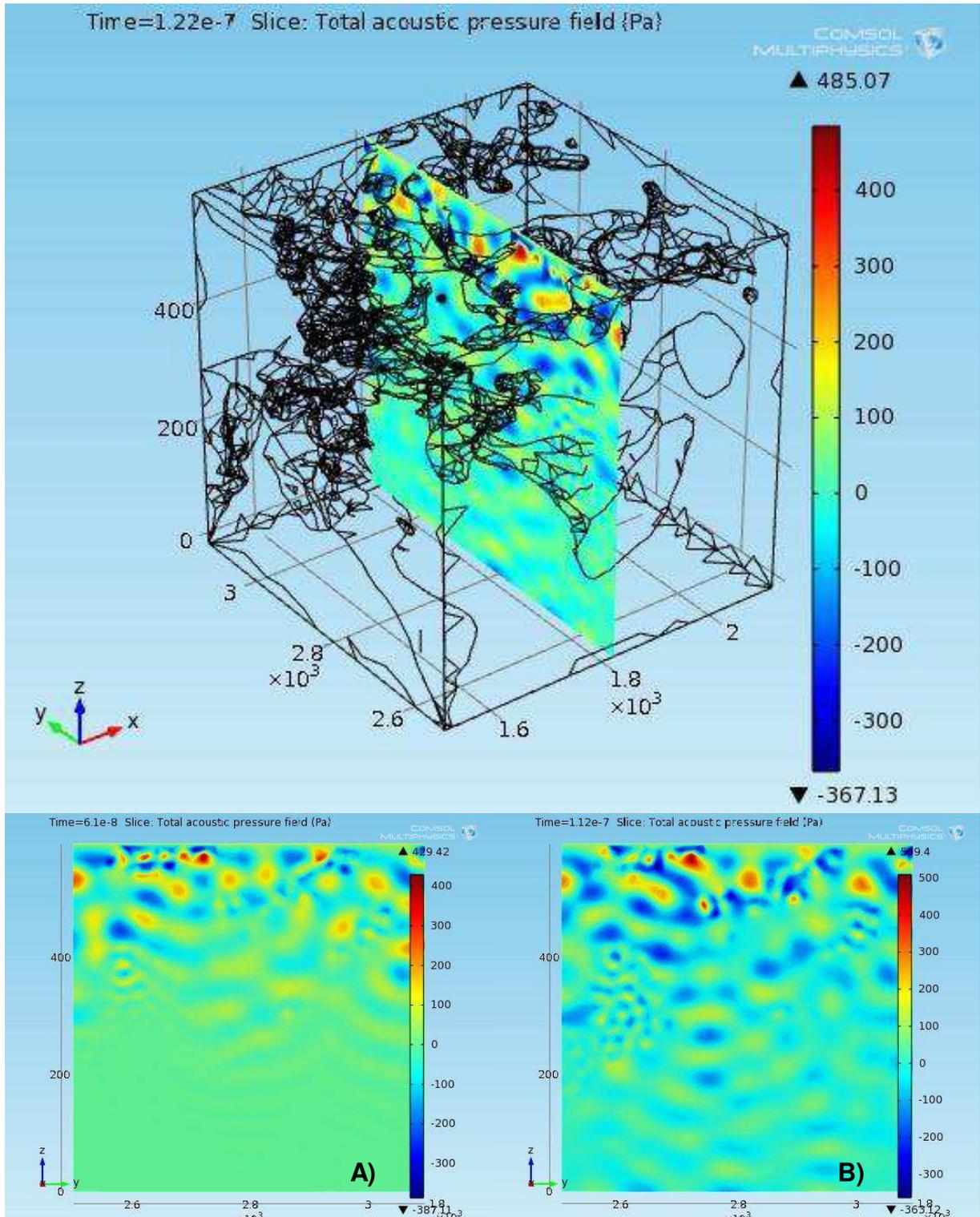


Figura 6.52: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa CR. A)  $t = 6,1 \times 10^{-8}$ s, B)  $t = 1,12 \times 10^{-7}$ s.

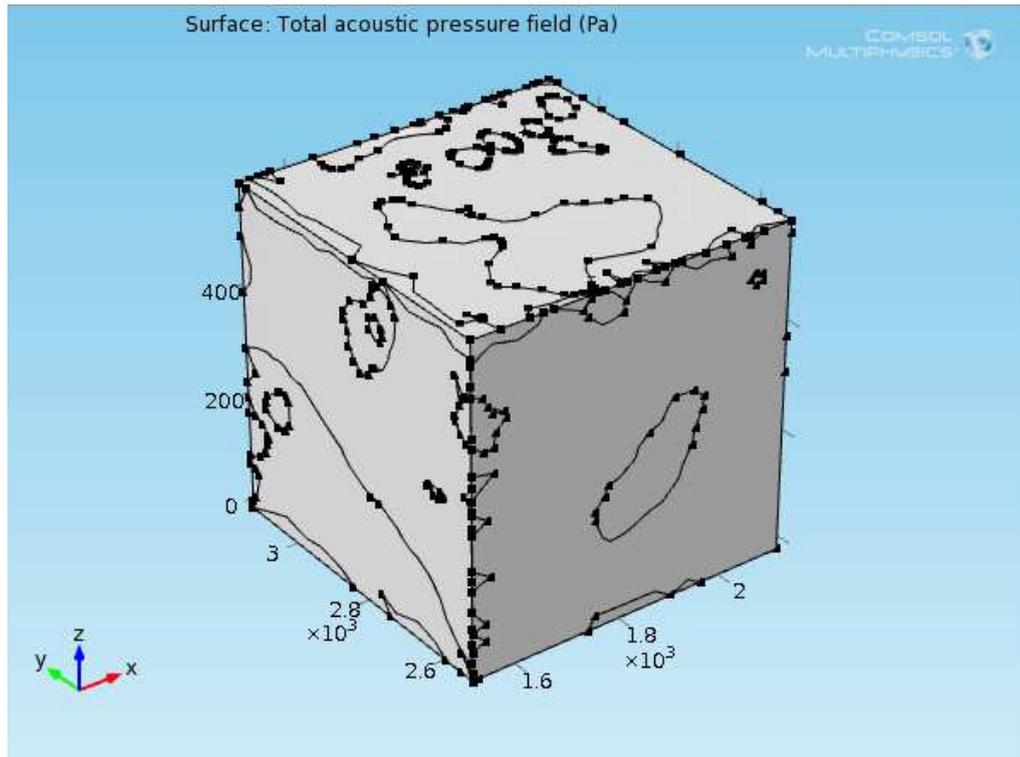


Figura 6.53: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra de Tufa CR.

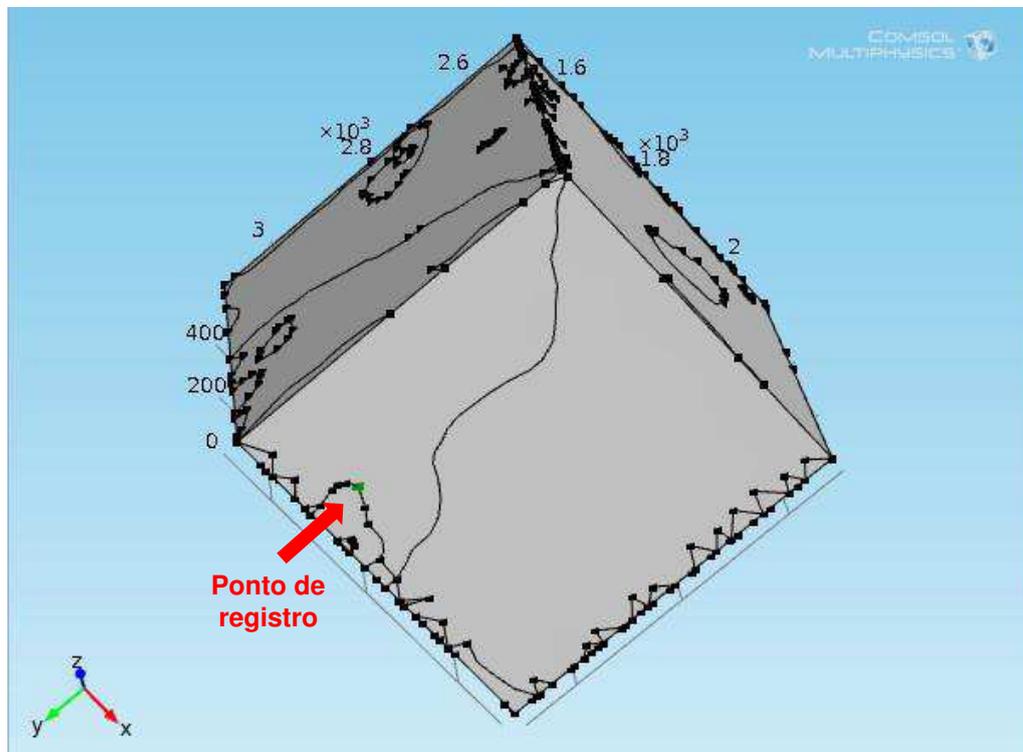


Figura 6.54: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.

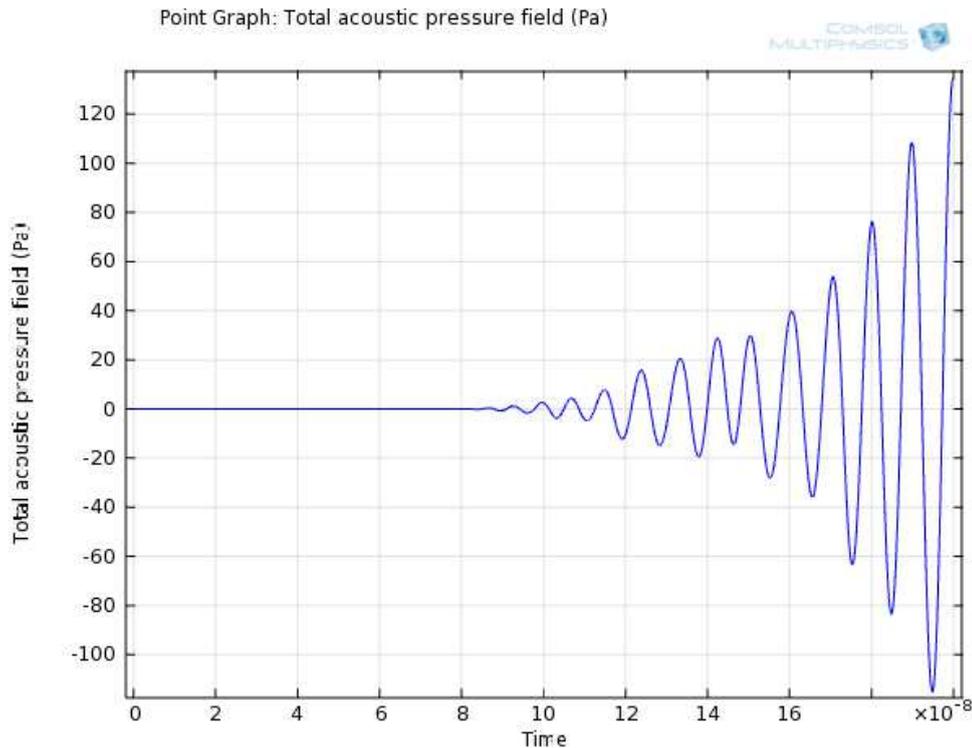


Figura 6.55: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra de Tufa CR.

#### 6.4.4. Amostra de Tufa FG

A Figura 6.56 apresenta a superfície 3D da amostra de Tufa FG e a Figura 6.57 apresenta uma malha cúbica de  $312 \mu\text{m}$  de lado construída com 181.490 tetraedros para essa amostra.

A Figura 6.58 apresenta a propagação da onda P em um dado momento (tempo igual a  $2 \times 10^{-7}$  s) simulada sobre a malha de elementos finitos apresentada na Figura 6.57.

A Figura 6.59 apresenta a rede de poros e os planos internos YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa FG para os tempos  $2,4 \times 10^{-8}$  s e  $3,8 \times 10^{-8}$  s.

A Figura 6.60 apresenta o modelo digital de rocha para a amostra de Tufa FG ressaltando os pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros.

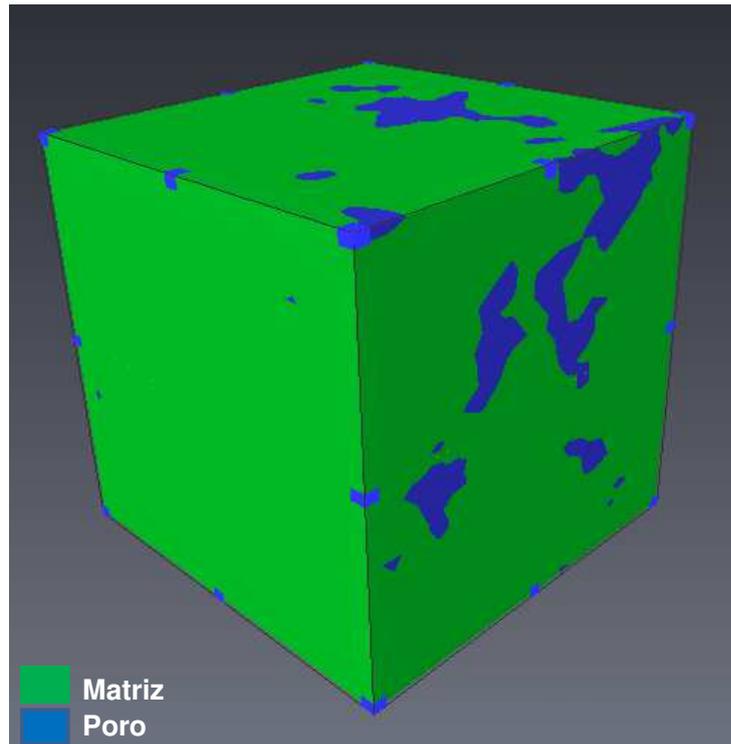


Figura 6.56: Superfície 3D da amostra de Tufa FG.

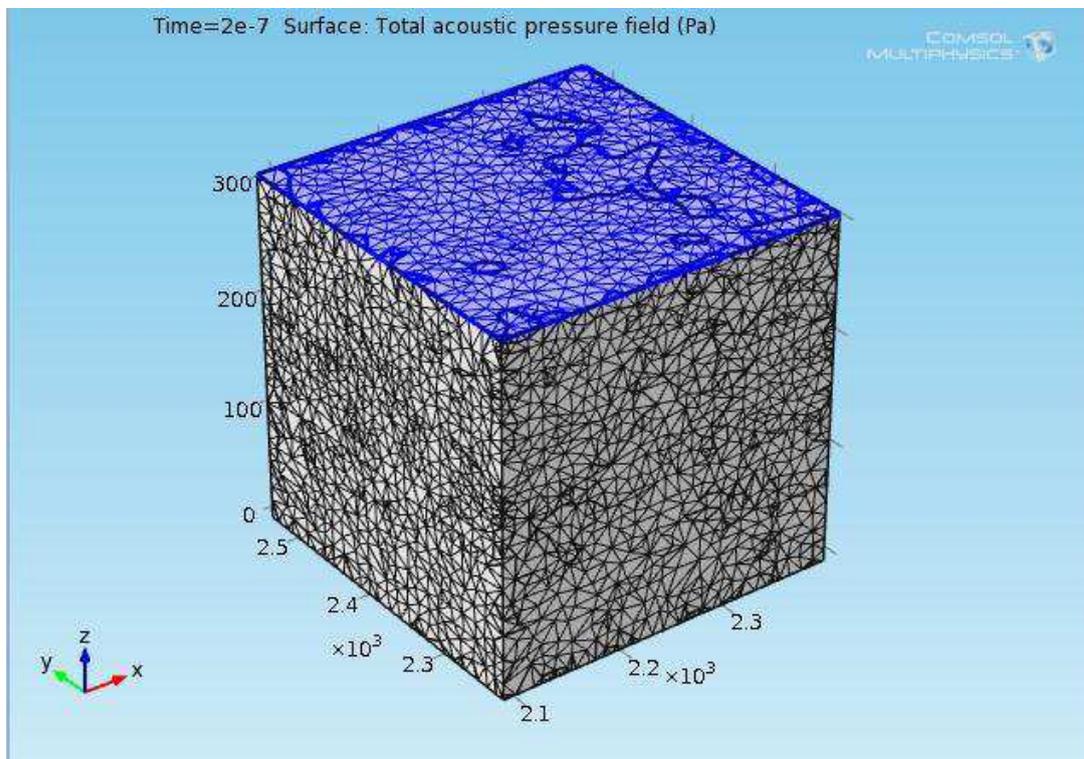


Figura 6.57: Malha de elementos tetraedrais gerada para representar o modelo digital da amostra de Tufa FG.

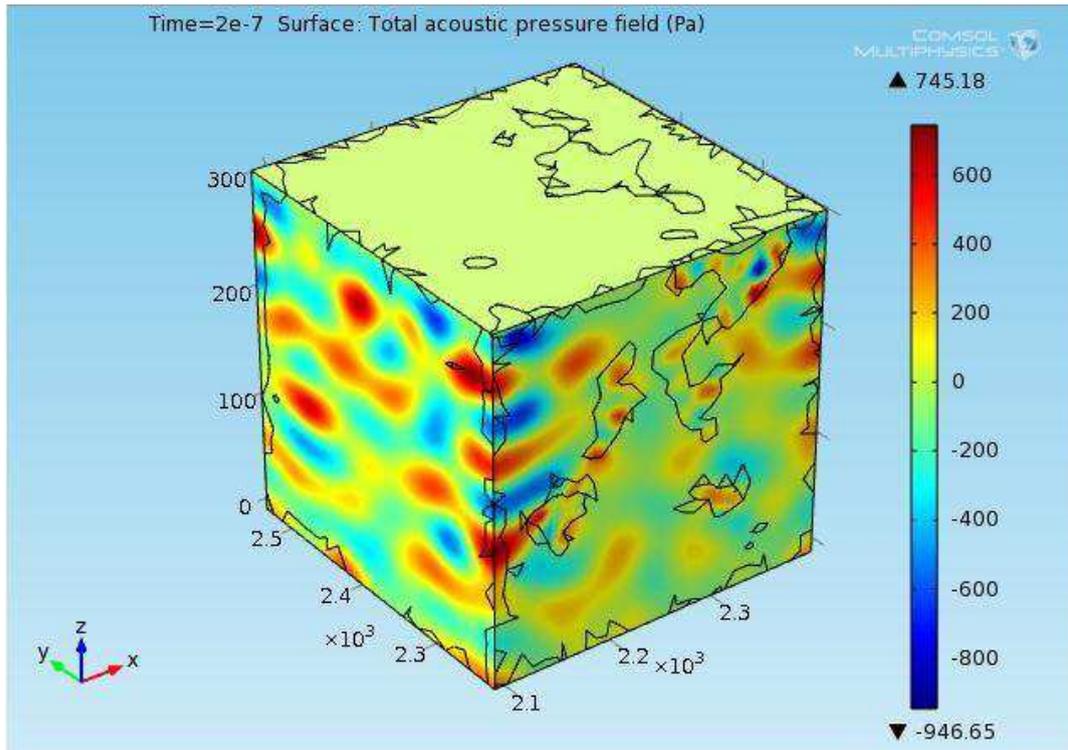


Figura 6.58: Distribuição da onda de pressão em  $t = 2 \times 10^{-7}$  s para a amostra de Tufa FG.

A Figura 6.62 apresenta a evolução da onda P registrado no ponto indicado na Figura 6.61. O tempo de chegada da onda P no ponto de registro é de aproximadamente  $4,8 \times 10^{-8}$  s, o que é compatível com a velocidade da matriz mineral.

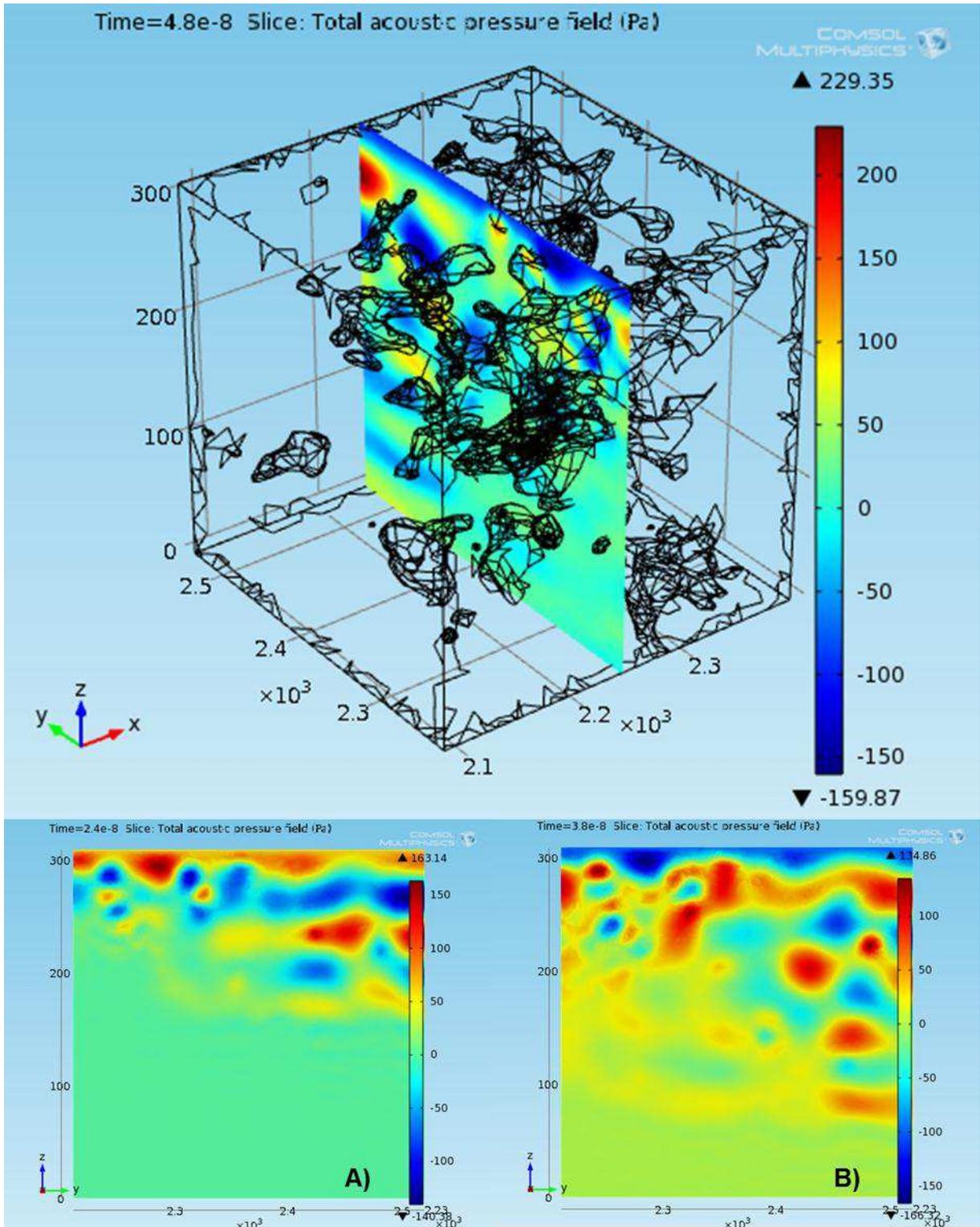


Figura 6.59: Rede de poros e plano interno YZ mostrando a propagação da onda de pressão na amostra de Tufa FG. A)  $t = 2,4 \times 10^{-8}$ s, B)  $t = 3,8 \times 10^{-8}$ s.

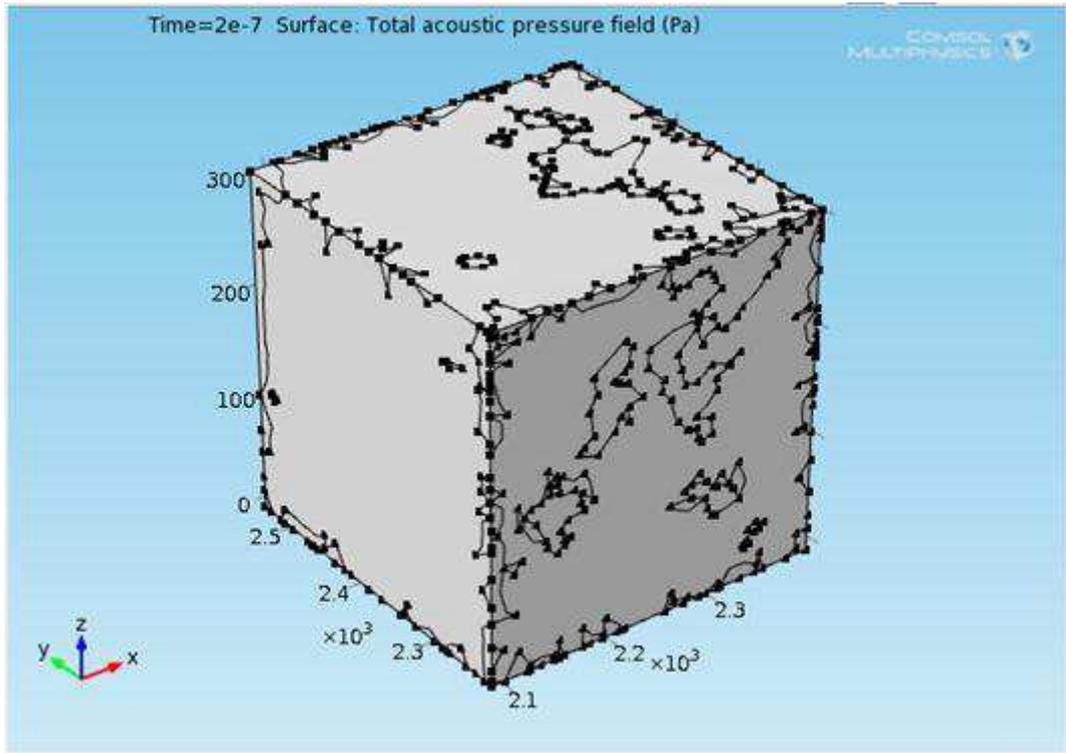


Figura 6.60: Representação dos pontos que definem as interfaces entre a matriz mineral e os poros para a amostra de Tufa FG.

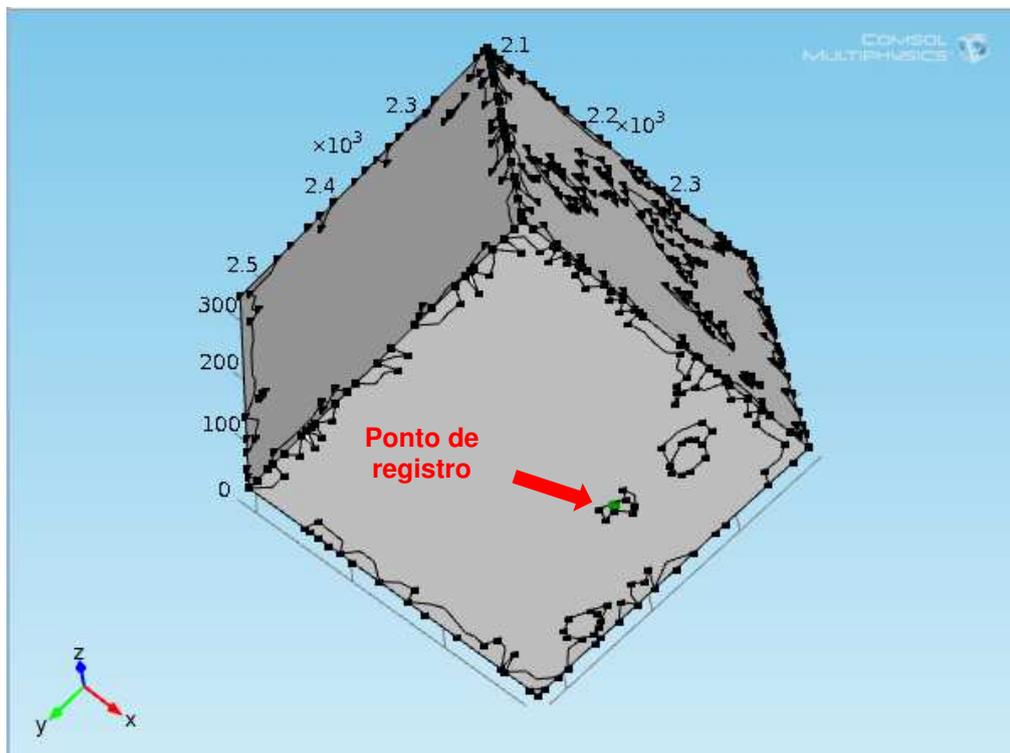


Figura 6.61: Representação dos pontos que definem as interfaces entre matriz mineral e o poro, destacando o ponto de registro da evolução da onda de pressão.

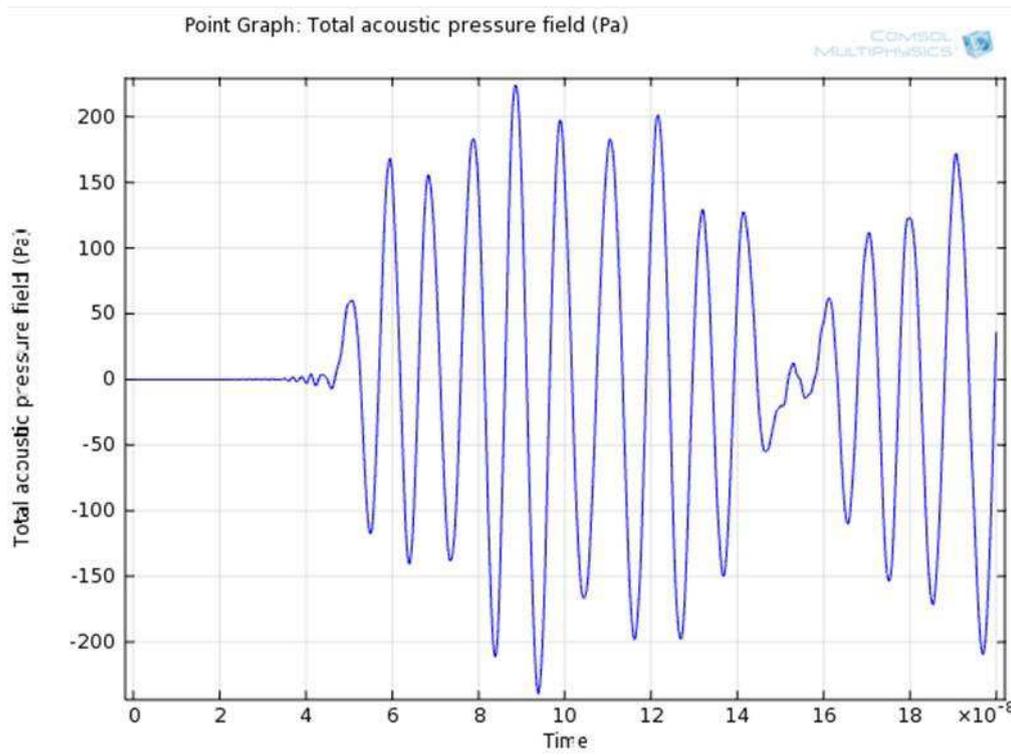


Figura 6.62: Evolução da onda P com o tempo (s) registrado no ponto indicado para a amostra de Tufa FG.

A Figura 6.63 apresenta a relação entre a velocidade de propagação da onda P simulada e a sua correspondente medida em laboratório para as quatro amostras analisadas. Observa-se que no caso das amostras de Tufa as velocidades de onda P simuladas são praticamente iguais às velocidades medidas em laboratório, enquanto que no caso das amostras de arenito as velocidades simuladas são consideravelmente maiores do que as velocidades medidas. Há duas razões que podem explicar essa diferença de comportamento:

a) No caso das amostras arenosas a simulação considerou que a matriz mineral era composta apenas por grãos de quartzo, e no caso das amostras de Tufa, uma era composta inteiramente por calcita (Tufa CR) e a outra composta por dolomita (Tufa FG). No entanto, a análise da composição mineral (Item 6.2) indica que as amostras de arenito possuem teores consideráveis de anortita (aproximadamente de 46% na amostra A9 e de 15% na A7). Uma vez que a velocidade do quartzo é superior a da anortita, o fato de considerar, na simulação, a matriz mineral 100% composta por quartzo, aumenta o valor da velocidade simulada para aquelas amostras. Já para o caso das tufas a análise da composição mineral

indicou teores menores de matéria orgânica e argila, portanto, o efeito desses componentes sobre a velocidade simulada é residual.

b) Devido a uma limitação do método de simulação da onda P pelo método dos elementos finitos, o qual não permite contrastes muito fortes de velocidade entre a matriz mineral e os poros da rocha, para todas as amostras simuladas considerou-se que os poros estavam preenchidos por argila. Uma vez que a matriz mineral das tufas apresenta velocidades mais elevadas do que a matriz das amostras de arenito, a velocidade das amostras de tufa é mais controlada pela velocidade da matriz e menos afetada pelo material que preenche os poros.

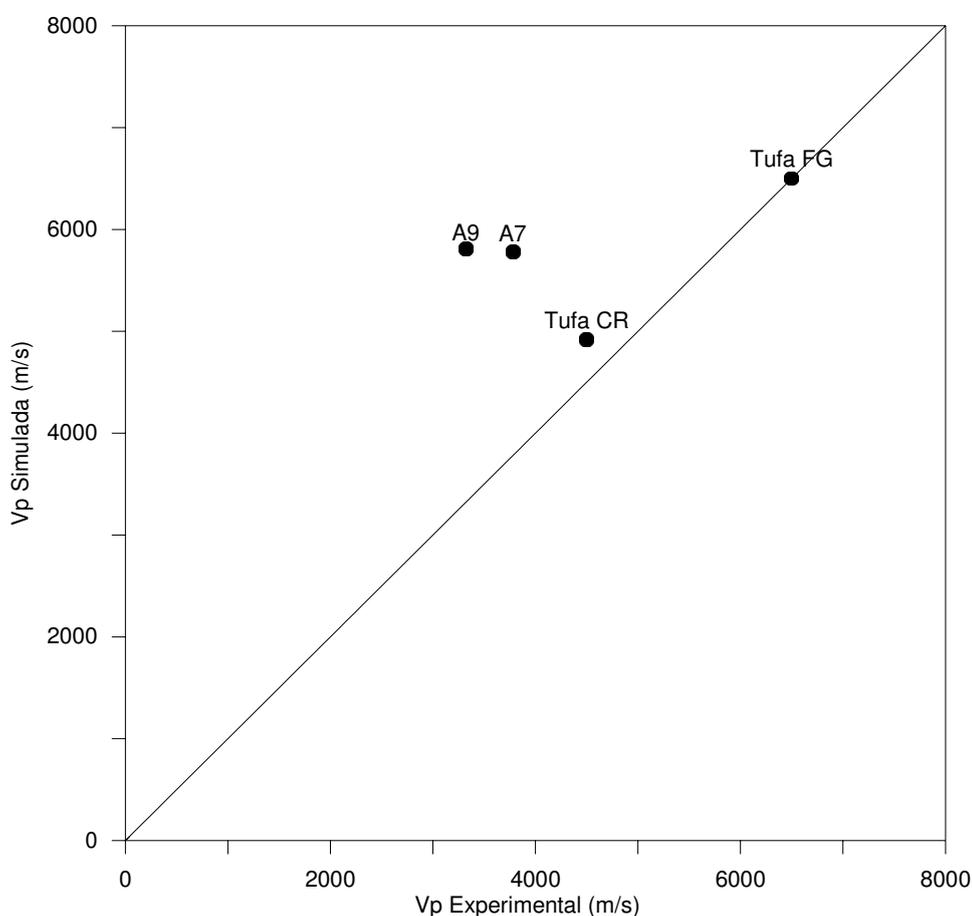


Figura 6.63: Relação entre a Vp simulada e a Vp experimental para as quatro amostras analisadas.

A Figura 6.64 apresenta a relação entre a velocidade de propagação da onda P e porosidade simuladas para as quatro amostras analisadas. De modo geral se observa que a velocidade da onda P diminui com o aumento da porosidade, conforme esperado. No entanto, essa relação depende do tipo de matriz mineral.

Uma vez que as amostras carbonáticas apresentam matriz com velocidade da onda P mais elevada que as amostras de matriz arenosa (Ver Tabela 6.12), a relação entre VP e a porosidade para as amostras carbonáticas, nesta figura, se apresenta mais elevada do que a relação para as amostras arenosas.

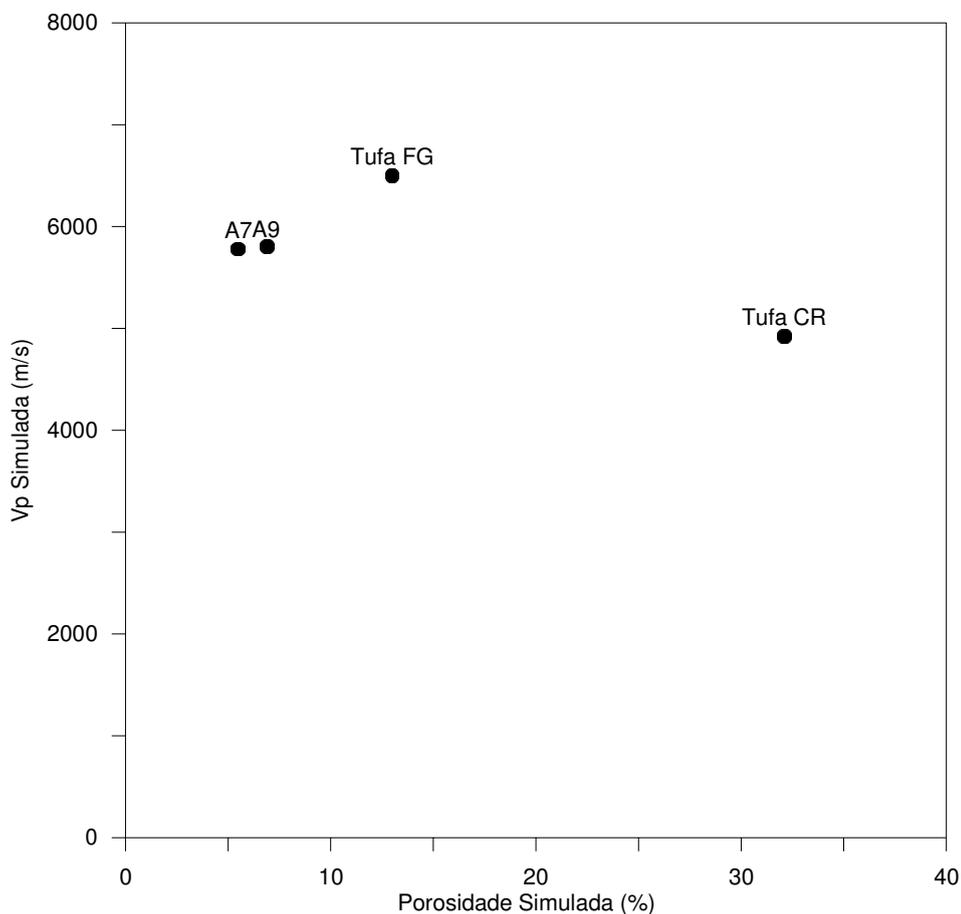


Figura 6.64: Relação entre a Vp e a porosidade simuladas para as quatro amostras analisadas.

## 7. CONCLUSÕES

Esta pesquisa demonstra a viabilidade da caracterização das propriedades físicas de rochas sedimentares a partir do imageamento destas por microtomografia computadorizada de raios-X. As imagens digitais foram processadas gerando modelos digitais tridimensionais segmentados.

A simulação numérica da distribuição granulométrica nos modelos digitais resultou em valores de tamanho de grão compatíveis com os esperados para os tipos de rochas analisados.

Os resultados mostram que a amostra de folhelho é composta majoritariamente por grãos finos, o que permite a sua classificação como uma rocha não-reservatório. Por outro lado às amostras carbonáticas e de arenito apresentam menor participação de finos na sua granulometria, o que as caracteriza potencialmente como rocha-reservatório.

Nesta tese é proposto um novo método para a análise da composição mineral de rochas baseado no processamento das imagens microtomográficas. Os teores minerais obtidos são compatíveis com os tipos de rochas analisados.

Observa-se uma relação aproximadamente linear entre a porosidade medida nos plugues e a determinada por simulação das imagens microtomográficas. Na maioria das amostras a porosidade medida tende a ser maior do que a simulada, indicando que parte da porosidade dos plugues não está devidamente representada nas sub-amostras analisadas.

Os resultados da permeabilidade estimadas via simulação numérica foram compatíveis com as permeabilidades medidas em laboratório, exceto para a amostra de folhelho, cuja resolução da imagem foi insuficiente para investigar as propriedades permoporosas; e para a amostra de Tufa CR, a qual apresenta porosidade vugular que não está devidamente representada na sub-amostra digital.

A simulação da onda acústica apresentou excelentes resultados quando comparados com as velocidades fisicamente medidas.

As propriedades petrofísicas estimadas por microtomografia de raios-X são importantes para a caracterização de reservatórios uma vez que esse procedimento permite estimar várias propriedades, sob diversas condições de pressão, temperatura e saturação fluida, a partir de um conjunto de imagens que permite reconstruir o modelo tridimensional interno da rocha.

### **7.1. Sugestões para trabalhos futuros**

- Fazer imageamento de mais de uma sub-amostra do plugue;
- Reproduzir as análises da amostra em um número maior de sub-volumes durante a análise de imagens;
- Utilizar a mesma amostra física para o imageamento e para o DRX;
- Mapeamento, em escala microtomográfica, da distribuição de tamanho de poros na amostra, classificando os tipos de poros quanto ao tamanho e ao grau de conectividade.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRÄ, H.; COMBARET, N.; DVORKIN, J.; GLATT, E.; HAN, J.; KABEL, M.; KEEHM, Y.; KRZIKALLA, F.; LEE, M.; MADONNA, C.; MARSH, M.; MUKERJI, T.; SAENGER, E.; SAIN, R.; SAXENA, N.; RICKER, S.; WIEGMANN, A.; ZHAN, X. Digital rock physics benchmarks - part I: Imaging and segmentation. *Computers & Geosciences*, 50, pp. 25 – 32, 2013a.

ANDRÄ, H.; COMBARET, N.; DVORKIN, J.; GLATT, E.; HAN, J.; KABEL, M.; KEEHM, Y.; KRZIKALLA, F.; LEE, M.; MADONNA, C.; MARSH, M.; MUKERJI, T.; SAENGER, E.; SAIN, R.; SAXENA, N.; RICKER, S.; WIEGMANN, A.; ZHAN, X. Digital rock physics benchmarks - part II: Computing effective properties. *Computers & Geosciences*, 50, pp. 33 – 43, 2013b.

ARGENTA, M. A.; TIAGO, M. B.; e MILDRED, B. H. “Metodologia para a obtenção de parâmetros físicos e geométricos do osso trabecular função de imagens de micro tomografia.” XXXI Iberian-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, 15-18 de Novembro de 2010.

AVIZO FIRE. 3D Analysis Software for Materials Science. Disponível em: [www.vsg3d.com/avizo/fire](http://www.vsg3d.com/avizo/fire), Acesso em 07 Mar.2014.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. Quantitative Seismic Interpretation. Cambridge University Press. UK, 2005.

BAGNOLD, R. A. Physics of blown sand and desert dunes. Londres: Methuen & Company, 1st Edition, 1941.

BARRILHAS, J. L. M. Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.

BELINI, U. L.; FILHO, M. T.; CASTRO, V. R.; MUNIZ, G. I. B.; LASSO, P. R. O.; VAZ, C. M. P. Microtomografia de Raios X (microCT) Aplicada na Caracterização Anatômica da Madeira de Folhosa e de Conífera. *Floresta e Ambiente*. 18(1): pp 30-36, 2011.

- BOLT, B. A. Inside the Earth: Evidence From Earthquakers. San Francisco: Freeman, pp. 191,1982.
- BOURBIÉ, T.; COUSSY, O.; ZINSZNER, B. Acoustics of porous media. Éditions Technip. Paris, 1987.
- CASTRO, T. J.; CRUZ, J. C.; BEZERRA, F. H. R.; BEZERRA, M. E. P. Controle Estrutural de Cavernas da FM Jandaíra em Felipe Guerra/RN: Dados Preliminares. Anais do XXIX Congresso Brasileiro de Espeleologia, Sociedade Brasileira de Espeleologia, Ouro Preto, 2007.
- CAVALCANTI, B.M.; SOARES, J.A.; FREIRE, L.A.; SOUSA, W.B.; TABOSA, L.D.G. Análise Petrofísica de Carbonatos da Formação Jandaíra, Bacia Potiguar. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, 2013.
- COMSOL MULTIPHYSICS. Product Suite. Disponível em: [www.comsol.com/products](http://www.comsol.com/products), Acesso em 07 Mar.2014.
- COSTA, A.; Um Estudo Experimental Utilizado em Tomografia de Raio-X com Mecanismos Associados a Produção de Areia em Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2007.
- CRESTANA, S. A. Tomografia computadorizada como um novo método para estudos da física da água no solo. Tese de doutorado. Instituto de Física e Química de São Carlos da Universidade de São Paulo, 1985.
- CUPERTINO, D. F. Caracterização de propriedades do meio poroso em solo arenoso através de permo-porosímetro a gás - Rio de Janeiro. Trabalho de conclusão de curso de Geologia, IGeo/UFRJ. Monografia, pp. 61 , 2005.
- DANA, J. D. Manual de Mineralogia. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, 1974.
- DELERUE, J. F.; PERRIER, E.; TIMMERMAN, A.; SWENNEN, R. 3D soil image characterization applied to hydraulic properties computation. in: Applications of

X-ray Computed Tomography in the Geosciences, Published by The Geological Society. London, 2003.

DE MAN, B., NUYTS, J., DUPONT, P., MARCHAL, G. & SUETENS, P. An iterative maximum-likelihood polychromatic algorithm for CT. Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Medical Imaging, 20, pp. 999-1008, 2001.

DVORKIN, J. ; DERZHI, N.; FANG, Q.; NUR, A.; NUR, B.; GRADER, A.; BALDWIN, C.; TONO, H.; DIAZ, E. From micro to reservoir scale: Permeability from digital experiments. The Leading Edge, Society of Petroleum Geophysicists. Tulsa, EUA, pp. 1446-1453, 2009.

GASPERI, P. M. S. Estimativa de propriedades petrofísicas através de reconstrução 3D do meio poroso a partir de análise de imagens. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, SP, 1999.

HAMMERSBERG, P. & MANGARD, M. Correction of beam hardening artefacts in computerized tomography. Journal of X-ray Science and Technology, 8, pp. 75-93, 1998.

HEARST, J.R.; NELSON, P.H.; PAILLET, F.L. Well Logging for Physical Properties: A Handbook for Geophysicists, Geologists and Engineers. Second Edition. John Wiley & Sons, Ltd. England, 2005.

HIBBLER, R. C. Resistência dos Materiais. Tradução Marques. 7. Edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, pp. 637, 2010.

HOLLEBEN, C. R. C. Determinação de porosidade e saturações de fluidos através da tomografia computadorizada de raios – X. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo. Universidade Estadual de Campinas, SP, 1993.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Geofísica de Exploração. Tradução Maria. São Paulo: Oficina de Textos, pp. 438, 2009.

KNACKSTEDT, M. A.; LATHAM, S.; MADADI, M.; SHEPPARD, A.; VARSLOT, T.; ARNS, C. Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to

acoustic and flow properties. The Leading Edge, Society of Petroleum Geophysicists. Tulsa, EUA, pp. 28-33, 2009.

KRUMBEIN, W. C. Size frequency distributions of sediments. Journal of Sedimentary Petrology, 4, pp. 65-77. 1934.

LASSO, P.R.O.; VAZ, C.M.P.; NAIME, J. M.; Recomendações para utilização do microtomógrafo de raios-X Sky Scan 1172 em ciências agrárias e biológicas. Embrapa Instrumentação Agropecuária. São Carlos, SP, 2008.

LEHMANN, B. Seismic Traveltime Tomography for Engineering and Exploration Applications. EAGE Publications, The Netherlands, 2007.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. The Rock Physics Handbook. Cambridge University Press. UK, 2003.

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

MEES, F.; SWENNEN, R.; VAN GEET, M. & JACOBS, P. Applications of X-ray computed tomography in the geosciences, in: Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences, Published by The Geological Society. London, 2003.

MIRANDA, J.M.; LUIS, J. F.; COSTA, P.T.; SANTOS, Fundamentos de Geofísica – Capítulo 2, São Paulo, 2012. Disponível em: [http://www.iag.usp.br/~marcelo/agg232info/Apostilas%20do%20monitor/Fund\\_Geofisica4.pdf](http://www.iag.usp.br/~marcelo/agg232info/Apostilas%20do%20monitor/Fund_Geofisica4.pdf). Acesso em: 14 abr. 2014.

MURRAY, R. C. Origin of porosity in carbonate rock. Journal of Sedimentary Petrology, 30, pp. 59-84, 1960.

NOGUEIRA, L.P. Microtomografia computadorizada e microfluorescência de raios X por luz síncrotron para avaliação dos efeitos da radiação em microestruturas ósseas de ratos. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Nuclear, COPPE. UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.

- OLIVEIRA, M. F. S. Avaliação de meios geológicos porosos por técnicas atômicas e nucleares. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Nuclear, COPPE. UFRJ. Rio de Janeiro, 2012.
- PEREZ, Y. A. R. Caracterização da Geometria de Depósitos Sedimentares na Borda Sudoeste da Bacia Potiguar. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal, 2003.
- PETROVIC, A. M.; SIEBERT, J. S; RIEKE, P.E. Soil bulk density analysis in three dimensions by computed tomographic scanning. Soil Science Society of America Journal, 46, pp. 445-450, 1982.
- RAYNAUD, S.; FABRE, D.; MAZEROLLE, F.; GERAUD, Y.; LATIE`RE, H.J. Analysis of the internal structure of rocks and characterization of mechanical deformation by a non-destructive method: X-ray tomodensitometry, Tectonophysics. v.159, n 1-2, pp. 149-159, 1989.
- SHERIFF, R. E. Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, EUA, 1991.
- SOARES, J. A. Um estudo da estabilidade mecânica de poços a partir de perfis geofísicos em formações pouco consolidadas. Dissertação (Mestrado em Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 1992.
- STEWART, R. R. Exploration seismic tomography: Fundamentals. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, EUA, 1991.
- SUGUIO, K. Geologia Sedimentar. Edgard Blucher LTDA, São Paulo, 2003.
- TIAB, D. & DONALDSON, E. C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier. Oxford, UK, 2004.
- TIBANA, P. & TERRA, G.J.S. Sequências carbonáticas do Cretáceo na Bacia Potiguar. Boletim Técnico da Petrobrás, nº 24, 1881.
- TSENG, C. L. Tomografia computadorizada de raios-X aplicada a análise da qualidade ambiental de solos, no entorno da usina hidrelétrica de Ilha Solteira

(SP). Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

TUCKER, M.E. Sedimentary Petrology: An Introduction to the origin of sedimentary rocks. Blackwell Publishing. pp. 202. 2004.

UDDEN, J. A. The Mechanical composition of clastic sediments. Geological Society of America Bulletin. 25, pp. 655-744, 1914.

VAN GEET, M.; LAGROU, D.; SWENNEN, R. Porosity Measurements of sedimentary rocks by means of microfocus X-ray Computed Tomography ( $\mu$ CT). in: Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences, Published by The Geological Society. London, 2003.

WENTWORTH, C. K. A scale of grade and class terms for clastic sediments. Journal of Sedimentary Petrology, 30, pp. 377-392, 1922.