



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR  
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR  
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES

PAMALLA RAFAELLY BARBOSA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE LAMINITOS CALCÁRIO  
ANÁLOGOS DO PRÉ SAL POR MEIO DA TOMOGRAFIA DE RAIOS X E GAMA**

Recife  
2020

PAMALLA RAFAELLY BARBOSA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE LAMINITOS CALCÁRIO  
ANÁLOGOS DO PRÉ SAL POR MEIO DA TOMOGRAFIA DE RAIOS X E GAMA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

**Área de concentração:** Aplicações de Radioisótopos na Indústria e Medicina

**Orientador:** Prof. Dr. Carlos Costa Dantas

**Coorientador:** Prof. Dr. José Antonio Barbosa

Recife  
2020

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4 / 1502

O48a

Oliveira, Pamalla Rafaelly Barbosa de.

Análise de Propriedades Petrofísicas de Laminitos Calcário Análogos do Pré Sal por Meio da Tomografia de Raios X e Gama. / Pamalla Rafaelly Barbosa de Oliveira. - Recife, 2020.

77 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Costa Dantas.

Coorientador: Prof. Dr. José Antonio Barbosa.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia nuclear. 2. Rochas calcárias. 3. Microtomografia. 4. Raios X. 5. Raios gama. I. Dantas, Carlos Costa, orientador. II. Barbosa, José Antonio, coorientador. III. Título.

621.48 CDD (22. ed.)

UFPE (BDEN 2021-05)

PAMALLA RAFAELLY BARBOSA DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE LAMINITOS CALCÁRIO  
ANÁLOGOS DO PRÉ SAL POR MEIO DA TOMOGRAFIA DE RAIOS X E GAMA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovada em: 17/12/2020

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Carlos Costa Dantas (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. José Antonio Barbosa (Coorientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Antonio Celso Dantas Antonino (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Viviane Khoury Asfora (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>o</sup>. Dr. Igor Fernandes Gomes (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus e aos espíritos de luz que permitiram que eu pudesse chegar até aqui.

Agradeço também a minha mãe que é a minha maior fonte de inspiração e resiliência e também a minha irmã, Paolla Oliveira, que sempre me apoiou, incentivou e assumiu o meu papel familiar durante minhas ausências, eu não teria chegado até aqui sem vocês.

À Taiwana Buarque, minha companheira, que acreditou em mim, lutou comigo, me acalmou durante a travessia desse longo caminho e me mostrou que é possível vencer.

Aos meus amigos, em especial a Victor Hugo por toda proteção e sabedoria e também à Cássia Machado, minha grande amiga, que me incentivou e lutou comigo para que eu pudesse finalizar este trabalho.

À Bruno Gomes, Milton Viana e Eudes Bertony que me motivaram e fizeram parte desta jornada.

Ao meu orientador Prof. Carlos Costa Dantas, ao Prof. Antonio Celso Dantas Antonino e em especial ao meu co-orientador Prof. José Antonio Barbosa pelo suporte, paciência e pela grande contribuição na realização desta dissertação.

À PETROBRAS pelo suporte financeiro para realizar esta pesquisa.

## RESUMO

O consumo de petróleo no mundo está em constante crescimento, com isso são realizadas diversas técnicas para caracterizar estruturalmente o reservatório e assim poder melhorar a extração dos hidrocarbonetos presentes neles. As rochas carbonáticas do tipo calcário apresentam grande importância como reservatórios de hidrocarbonetos. A identificação de propriedades petrofísicas deste tipo de rocha é de extrema importância para caracterizar o armazenamento e o escoamento de fluidos. Grande parte das técnicas que são utilizadas na caracterização de rochas são destrutivas e geram em sua maioria imagens bidimensionais, o que resulta na limitação de informações das mesmas. A Microtomografia de Raios X além ser uma técnica não destrutiva produz imagens tridimensionais com alta resolução, ampliando assim as informações petrofísicas das rochas analisadas. Porém esta técnica apresenta limitação na aquisição e no processamento das imagens, o que resulta em uma diminuição de informações das propriedades das rochas. A Tomografia de Raios Gama também é uma técnica não destrutiva que gera informações sobre as propriedades petrofísicas das rochas, esta por sua vez melhora consideravelmente as limitações apresentadas pela Microtomografia de Raios X. Este estudo utilizou cinco plugues de rochas do tipo laminitos calcário originadas na Formação Crato, Bacia do Araripe, Ceará. Foram realizados os imageamentos dos plugues pela Microtomografia de Raios X e pela Tomografia de Raios Gama afim de correlacionar a caracterização das análises de propriedades petrofísica obtidas em ambas irradiações. Os resultados alcançados mostram que a Microtomografia de Raios X é bastante eficiente na identificação de propriedades heterogêneas e também na determinação do perfil de variação das densidades dos laminitos calcários. Os dados da Tomografia de Raios Gama quando combinado como a da Microtomografia de Raios X resulta na complementação de informações sobre as propriedades petrofísicas analisadas.

**Palavras-chave:** Rochas Calcárias. Microtomografia. Raios X. Raios Gama.

## ABSTRACT

The world's oil consumption is in constant growth, with that in mind, various techniques are performed to structurally feature the reservoir so the extraction of hydrocarbons in them can get improved. The carbonate rocks of the limestone type present a huge importance as hydrocarbon reservoirs. The identification of petrophysical properties of this type of rock is of extreme importance to characterize the storage and transmission of fluids. A big part of the techniques used in the description of rocks is destructive and generates mostly bidimensional images, which results in the limitation of information gathered from it. Aside from being a non-destructive technique, The X-Ray Microtomography yields tridimensional images in high resolution, amplifying the petrophysical information of the analyzed rocks. However, this technique presents a limitation on the acquisition and processing of images, which results in a decrease of the rock's properties' information. The Gamma-ray Tomography is also a non-destructive method that generates information on the rock's petrophysical properties, which considerably increases the limitations presented by The X-Ray Microtomography. This study used 5 rock plugs of the "limestone laminitis" type originated in the Crato Formation, Araripe Basin, Ceará. Imaging of the plugs were carried out by the X-Ray Microtomography and The Gamma-ray Tomography with the goal of correlating the characterization of the analysis of the petrophysical properties obtained in both irradiations. The reached results show that the X-Ray Microtomography is very efficient in the identification of the heterogeneous properties and when determining the density variation of the limestone laminates. The data from Gamma Ray's Tomography when combined with X-Ray's Microtomography results in the complementation of the analyzed petrophysical properties.

**Keywords:** Limestone Rocks. Microtomography. X-Rays. Gamma Rays.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Rocha do tipo Reservatório típico de petróleo e gás.	15
Figura 2 –	Coeficiente de Atenuação Mássico para diferentes elementos.	19
Figura 3 –	Princípio de formação da imagem tomográfica de Raios X.	22
Figura 4 –	Representação de um Pixel e um Voxel.	23
Figura 5 –	Representação das secções, resultando na imagem 3D.	24
Figura 6 –	Sistema tomográfico de Primeira Geração.	25
Figura 7 –	Fluxograma Geral.	27
Figura 8 –	Fluxograma para obtenção e a análise das imagens de micro-CT de Raios X.	27
Figura 9 –	Fluxograma para obtenção de dados oriundos da Tomografia Gama.	28
Figura 10 –	Formação Crato, Bacia do Araripe, Ceará.	28
Figura 11 –	Equipamentos para a confecção dos plugues.	29
Figura 12 –	Plugues.	29
Figura 13 –	Paquímetro Digital.	30
Figura 14 –	micro-CT de Raios X modelo NIKON XT H 225 ST	32
Figura 15 –	Sistema de detecção (a); Conjunto de Filtros (b).	33
Figura 16 –	Computador de Aquisição.	33
Figura 17–	Captura da projeção.	34
Figura 18 –	Porta amostra.	35
Figura 19 –	Projeção seccionada (a); Volume Tridimensional (b).	35
Figura 20 –	Visualização do volume 3D e 2D em variados planos.	36
Figura 21 –	Fatia (slice) irregular.	38
Figura 22 –	Eliminação das bordas dos slices.	38
Figura 23–	Fatia com maior heterogeneidade.	39

Figura 24 – Gráfico da Radiodensidade do Plugue.	39
Figura 25 – Conversão da unidade de slices.	40
Figura 26 – Gráfico do percentual de radiodensidade do plugue.	41
Figura 27 – Visão geral do Tomógrafo de Raios Gama.	42
Figura 28 – Espectro Gama.	42
Figura 29 – Interface de controle.	43
Figura 30 – Imageamento do Plugue.	44
Figura 31 – Arquivo gerado do imageamento do plugue.	44
Figura 32 – Conversão da unidade dos passos.	45
Figura 33 – Gráfico da Média de Contagens do plugue irradiado.	46
Figura 34 – Gráfico da Atenuação da Rocha.	47
Figura 35 – Gráfico do Coeficiente de Atenuação Mássico do plugue.	48
Figura 36 – Slice heterogêneo do Plugue TBLW1.	50
Figura 37 – Slice heterogêneo do Plugue TBLW3.	50
Figura 38 – Slice heterogêneo do Plugue TLW1.	51
Figura 39 – Slice heterogêneo do Plugue TT02.	51
Figura 40 – Slice heterogêneo do Plugue TG03.	52
Figura 41 – Perfil de Radiodensidade do Plugue TBLW1.	53
Figura 42 – Perfil de Radiodensidade do Plugue TBLW3.	54
Figura 43 – Perfil de Radiodensidade do Plugue TLW1.	55
Figura 44 – Perfil de Radiodensidade do Plugue TT02.	56
Figura 45 – Perfil de Radiodensidade do Plugue TG03.	57
Figura 46 – Distribuição dos valores de TBLW1	58
Figura 47 – Distribuição dos valores de TBLW3	58
Figura 48 – Distribuição dos valores de TLW1	59
Figura 49 – Distribuição dos valores de TT02	59
Figura 50 – Distribuição dos valores de TG03	60

Figura 51 –	Identificação de Heterogeneidade nos plugues.	62
Figura 52 –	Radiodensidade da Heterogeneidade.	63
Figura 53 –	Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TBLW1.	64
Figura 54 –	Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TBLW3.	65
Figura 55 –	Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TLW1.	65
Figura 56 –	Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TT02.	66
Figura 57 –	Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TG03.	66
Figura 58 –	Coeficiente de Atenuação Mássico para diferentes minerais.	69

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Informações do Paquímetro Digital.	30
Tabela 2 –	Dimensões dos Plugues.	30
Tabela 3 –	Características gerais dos calcários laminados.	31
Tabela 4 –	Parâmetros de Aquisição das Amostras.	34
Tabela 5 –	Conjunto de dados da irradiação por micro-CT de Raios X.	40
Tabela 6 –	Conjunto de dados da irradiação Gama.	45
Tabela 7 –	Análise da região dos Plugues.	49
Tabela 8 –	Valores de Radiodensidade dos Plugues.	61
Tabela 9 –	Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico -TBLW1, TBLW3 e TLW1.	67
Tabela 10 –	Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico -TT02 e TG03	68
Tabela 11 –	Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico.	70
Tabela 12 –	Médias das densidades das laminações escuras em relação as laminações claras.	70

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1	OBJETIVOS .....	14
1.1.1	<b>Objetivos Gerais</b> .....	<b>14</b>
1.1.2	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	<b>15</b>
2.1	ROCHA-RESERVATÓRIO.....	15
2.1.1	<b>Rocha-Reservatório Carbonática</b> .....	<b>16</b>
2.2	MÉTODO RADIOMÉTRICO.....	17
2.3	INTERAÇÃO DA RADIAÇÃO COM A MATÉRIA.....	17
2.3.1	<b>Interação da Radiação Gama</b> .....	<b>18</b>
2.3.2	<b>Coeficiente de Atenuação Mássico</b> .....	<b>18</b>
2.3.3	<b>Interação da Radiação X</b> .....	<b>20</b>
2.4	MICROTOMOGRÁFIA DE RAIOS X.....	20
2.4.1	<b>Aquisição</b> .....	<b>21</b>
2.4.2	<b>Reconstrução</b> .....	<b>22</b>
2.4.3	<b>Visualização</b> .....	<b>24</b>
2.4.4	<b>Processamento</b> .....	<b>24</b>
2.5	TOMOGRÁFIA DE RAIOS GAMA .....	25
<b>3</b>	<b>MATERIAL E MÉTODOS</b> .....	<b>27</b>
3.1	DESCRIÇÃO DAS AMOSTRAS .....	28
3.2	MICRO-CT DE RAIOS X.....	31
3.2.1	<b>Aquisição das Imagens de micro-CT de Raios X</b> .....	<b>32</b>
3.2.2	<b>Reconstrução das Imagens de micro-CT de Raios</b> .....	<b>35</b>
3.2.3	<b>Visualização das Imagens</b> .....	<b>36</b>
3.2.4	<b>Processamento das Imagens</b> .....	<b>37</b>
3.2.4.1	ImageJ .....	37
3.3	TOMOGRÁFIA DE RAIOS GAMA .....	41
3.3.1	<b>Irradiação da Rocha</b> .....	<b>41</b>
3.3.2	<b>Transmissão Gama</b> .....	<b>43</b>
3.3.3	<b>Coeficiente de Atenuação</b> .....	<b>47</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADO E DISCUSSÃO</b> .....	<b>49</b>
4.1	MICRO-CT DE RAIOS X.....	49

<b>4.1.1</b>	<b>Identificação de Heterogeneidade .....</b>	<b>62</b>
<b>4.2</b>	<b>TOMOGRAFIA DE RAIOS GAMA .....</b>	<b>63</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>72</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>73</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A rocha-reservatório de petróleo é formada por uma matriz sólida e uma rede de poros, apresentando quantidades econômicas de recursos como água, óleo ou gás (BUCHELI, 2005). As rochas-reservatório podem apresentar composição siliciclástica (arenitos) ou calcária.

A caracterização de reservatórios consiste na representação destes sistemas porosos e seu comportamento através de determinadas grandezas, denominadas de propriedades petrofísicas. Dentro da petrofísica os estudos estão voltados para a determinação de: heterogeneidades, densidade, porosidade, distribuição de tamanhos de poros e conectividade da rocha reservatório (MACHADO, 2016).

Esta caracterização é de grande validade para a indústria, uma vez que possibilita, a realização de uma estimativa do volume de hidrocarbonetos existentes, a determinação das melhores localidades para perfuração de poços, revelam o comportamento do reservatório ao longo de sua exploração, prever o transporte de fluidos injetados em recuperações secundárias e otimizar a extração dos recursos existentes (PLUCENIO, 2016).

A estimativa para o consumo de petróleo nos próximos anos está entre 80 e 100 milhões de barris diários e as expectativas são de que novas descobertas não sejam capazes de suprir essa demanda que é uma crescente no cenário mundial (XAVIER, 2013). Com isso, a necessidade de estudos voltados para a composição e caracterização desse tipo de rocha vem aumentando, no intuito de encontrar uma melhor forma de prolongar a extração dos “componentes” presentes nelas.

Existem várias formas de estudos sobre a caracterização petrofísica de reservatórios, estas, são realizadas há várias décadas por meio de técnicas convencionais, algumas destrutivas, como petrografia, ensaios petrofísicos e mecânicos. Os Testes Não Destrutivos (TND), são considerados um forte recurso para estudar o reservatório. As técnicas não destrutivas visam obter informações da falta de homogeneidade da estrutura de uma rocha ou das características tecnológicas de um material, equipamentos e estruturas sem danificá-los (ABENDI, 2013).

Uma grande parte de estudos em rochas de reservatório utiliza metodologias convencionais, porém o método de transmissão de Raios X e Gama é mais preciso, rápido e permite resultados sem interferir na integridade da amostra (POTTKER, 2000). O estudo da metodologia de transmissão de Raios X e Gama em amostras de

solo e rocha em laboratório foi introduzido por PHOGAT e AYLMORE (1989), aplicando a Tomografia Computadorizada (TC) que é uma técnica que utiliza radiação ionizante de forma não invasiva e que permite avaliar a variação no coeficiente de atenuação da radiação interagindo com a amostra sem destruí-la (ARAÚJO, 2018).

Estas técnicas chegam a fornecer imagens tridimensionais de todo espaço, possibilitando a identificação e quantificação do volume das estruturas internas das rochas (PALOMBO, 2017). Diante do exposto, propomos nesse trabalho, a combinação da utilização da Tomografia de Raios Gama e da Microtomografia (micro-CT) de Raios X, para que juntas possamos obter dados necessários para a caracterização petrofísica de laminitos calcários análogos do pré-sal.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivos Gerais

Estudar as características petrofísicas associadas a estruturas dos laminitos da Formação Crato, que constituem facies análogas a facies de reservatório do intervalo pré-sal da Bacia de Santos (CATTO *et al.*, 2016; TERRA *et al.*, 2010; MIRANDA *et al.*, 2018) com apoio da tomografia de Raios Gama e da Microtomografia de Raios X.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

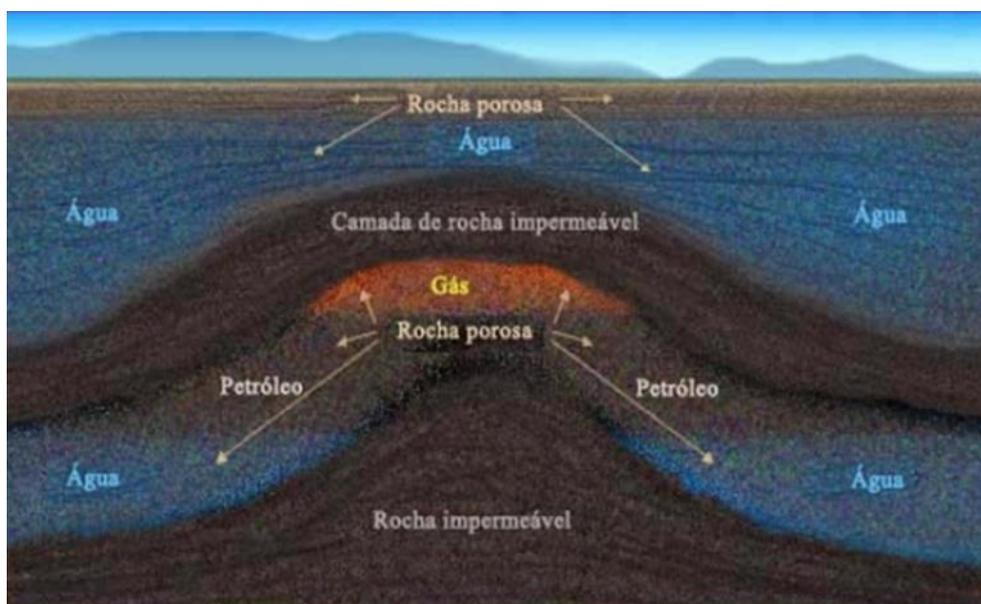
- Definir parâmetros e condições para a realização da aquisição, reconstrução, visualização e processamento das imagens de micro-CT de Raios X para os laminitos.
- Definir parâmetros e condições para a realização de aquisição de dados de Tomografia Gama nos laminitos estudados.
- Desenvolver metodologia para a definição de propriedades físicas de rochas laminadas (heterogeneidades de pequena escala), em especial a variação de densidade em relação a processos diagenéticos.
- Correlacionar os resultados da caracterização petrofísica obtida através da micro-CT de Raios X com os dados obtidos a partir da aplicação da tomografia de Raios Gama.

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 ROCHA-RESERVATÓRIO

As rochas-reservatório são muito estudadas em várias áreas de conhecimento, como por exemplo, geologia do petróleo, hidrogeologia, engenharias e petrofísica (ZINSZNER; PELLERIN, 2007). Estas, em geral, possuem a capacidade de armazenamento e condutividade de água, petróleo e gás, porém há uma certa dificuldade de caracterizar e correlacionar a capacidade de armazenamento e condutividade desses fluidos (DILLINGER *et al.*, 2014). Essas rochas provêm de bacias sedimentares, originadas pela deposição de detritos de outras rochas e geralmente são classificadas como porosas (BUCHELI, 2005) e seu esquema de formação é descrito na Figura 1.

Figura 1 – Rocha do tipo Reservatório típico de petróleo e gás.



Fonte: BITTENCOURT (2012).

A capacidade de armazenamento e escoamento de fluidos está intimamente ligada a distribuição, caracterização e condutividade dos poros presentes nelas. Os reservatórios devem a sua porosidade e permeabilidade aos processos de deposição, diagênese ou fratura (AHR, 2008).

As características físico-químicas dessas rochas são diretamente ligadas à sua composição mineralógica, sendo constituídas principalmente por materiais inorgânicos, como o quartzo ( $\text{SiO}_2$ ) e carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) (SUGUIO, 2003). As ocorrências comerciais de petróleo em sua maioria são formadas principalmente por rochas como arenitos e calcários (PALOMBO, 2017).

### 2.1.1 Rocha-Reservatório Carbonática

As rochas reservatórias de um modo geral, são divididas em siliciclásticas ou carbonáticas, essa divisão leva em conta a origem de seus sedimentos geradores. As siliciclásticas são formadas pelos depósitos de fragmentos de rochas pré-existentes na superfície, que são sujeitas ao intemperismo. Já as carbonáticas, são formadas pela sobreposição de sedimentos químicos e bioquímicos (RIOS, 1990). Após a deposição, os sedimentos passam por processos que convertem os sedimentos em rocha consolidada. Com o passar do tempo o peso do material sobrejacente comprime os sedimentos das camadas, fazendo com que os grãos sejam pressionados, conectando-os uns aos outros, reduzindo os espaços entre eles (MANTOVANI, 2013).

As rochas carbonáticas somam apenas 20% das rochas sedimentares registradas até hoje, porém correspondem a mais de 50% dos recursos de hidrocarboneto comprovado no mundo (ARNS *et al.*, 2005). Os hidrocarbonetos, são substâncias compostas unicamente por carbono e hidrogênio, o petróleo e o gás natural são formados basicamente, por uma mistura de hidrocarbonetos e algumas quantidades de não hidrocarbonetos (SELLEY, 1998: TIAB e DONALDSON, 1999). O hidrocarboneto, quando ocorre na fase líquida é denominado de petróleo, quando ocorre na forma gasosa é definido como gás natural (MANTOVANI, 2013).

Os minerais das rochas carbonáticas em maior abundância são a calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) e a dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), porém também pode ser encontrados outros minerais como: fosfatos, glauconita, anquerita, siderita, feldspatos, minerais argilosos e pirita. Esses minerais dependem do ambiente de deposição e da história diagenética (NOVA, 2020).

Diante do exposto, nota-se que a caracterização das rochas carbonáticas do tipo calcária é de extrema importância para uma boa exploração de petróleo.

## 2.2 MÉTODO RADIOMÉTRICO

O método Radiométrico de maneira geral é um conjunto de técnicas que auxiliam na quantificação de componentes estruturais de um objeto com a utilização de radiação ionizantes.

As Radiações ionizantes são todas radiações cuja energia é superior à energia de ligação dos elétrons com o núcleo de átomo. As mesmas possuem energia suficiente para ejetar elétrons de seus orbitais (CEMBER; JOHNSONS, 2008).

Os principais tipos de radiações ionizantes utilizadas na quantificação de componentes estruturais são Raios X e os Raios Gama, estas por sua vez, são classificadas com radiação ondulatória e apresentam alto poder de penetração devido à ausência massa e carga.

Neste trabalho utilizaremos a tomografia de Raios X e a de Raios X, que por sua vez será importante para a análise de heterogeneidade dos calcários laminados.

## 2.3 INTERAÇÃO DA RADIAÇÃO COM A MATÉRIA

No processo de interação da radiação com a matéria, os fótons do feixe incidente podem ser completamente absorvidos ou espalhados em alguma direção com ou sem perda de energia.

O Efeito Fotoelétrico, o Efeito Compton e a Produção de Pares representam os principais tipos de interações da radiação com a matéria, sendo o último para fótons com alta energia.

O Efeito Fotoelétrico predomina para os materiais que interagem com fótons de baixas energias, mas à medida que a energia aumenta, a probabilidade de ocorrência do efeito fotoelétrico reduz e o efeito Compton se torna o efeito predominante no meio (TURNER, 2007; CEMBER; JOHNSONS, 2008).

### 2.3.1 Interação da Radiação Gama

Para um feixe de Raios Gama que por sua vez é monoenergético, quando incidindo sobre um material de espessura  $x$ , parte da radiação incidente é espalhada, parte é absorvida e uma outra parte atravessa o material.

A intensidade  $I$  do feixe emergente está relacionada à intensidade  $I_0$  do feixe incidente, como o coeficiente de atenuação linear, que por sua vez é descrito na Equação 1 (lei de Lambert- Beer).

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (1)$$

Em que:

$I$  - é a intensidade após a interação com o material;

$I_0$  - é a intensidade antes da interação com o material;

$\mu$  - é o coeficiente de atenuação linear do material;

$x$  - é a espessura do material.

Na qual,  $\mu$  ( $\text{cm}^{-1}$ ) é a probabilidade de o feixe sofrer atenuação devido a eventos de espalhamento Compton, absorção fotoelétrica ou formação de pares, sendo denominado de Coeficiente de Atenuação Linear. Assim, negligenciando as reações fotonucleares e o espalhamento Rayleigh (NOVA, 2020), o coeficiente de atenuação linear total pode ser escrito como na Equação 2:

$$\mu = \sigma + k + \tau \quad (2)$$

Em que:

$\sigma$  - é o coeficiente de atenuação linear Compton total (espalhamento e absorção);

$k$  - é o coeficiente de atenuação devido ao efeito fotoelétrico;

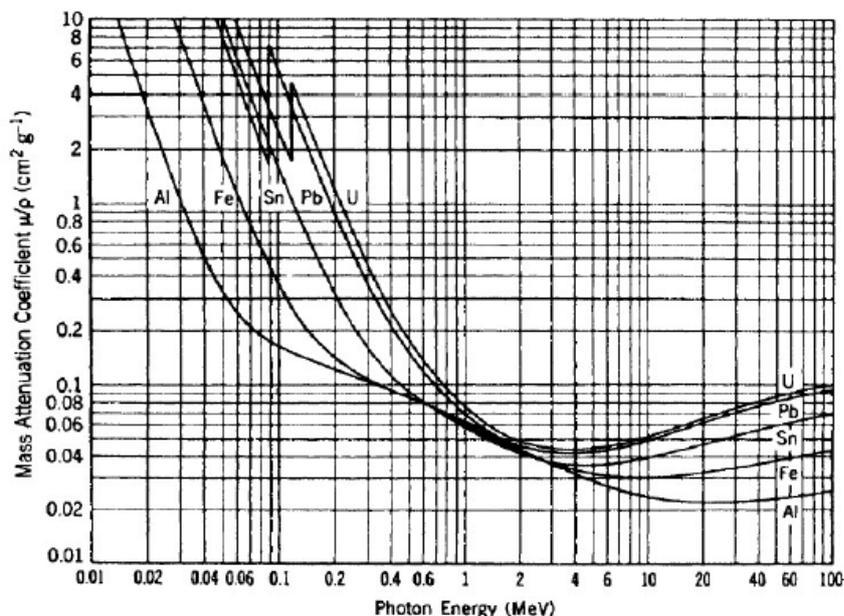
$\tau$  - é o coeficiente de atenuação linear devido à formação de par.

### 2.3.2 Coeficiente de Atenuação Mássico

O coeficiente de atenuação varia com o estado físico do material, com isso, se define então a coeficiente de atenuação de massa ( $\mu_m$ ). Este por sua vez representa a razão entre o coeficiente de atenuação linear pela densidade do material ( $\mu/\rho$ ). Sendo agora aplicado na Equação 1 no lugar coeficiente de atenuação linear.

Neste contexto, Ferraz e Mansell (1979) apresentaram na Figura 2, que o coeficiente de atenuação de massa para um material está diretamente relacionado à composição química desse material.

Figura 2 – Coeficiente de Atenuação Mássico para diferentes elementos.



Fonte: MORGAN e TURNER (1967).

Logo, sabendo a composição química do material é possível saber o seu coeficiente de atenuação mássico, este valor pode ser obtido através de um software chamado de NIST XCOM. O NIST XCOM é um banco de dados disponível na web que possui uma listagem com os coeficientes de atenuação de materiais compostos, misturas ou substâncias. Introduzindo a composição química da amostra na interface de entrada do XCOM, é fornecido uma tabela de dados de acordo com a energia e o coeficiente de atenuação, além da contribuição de cada processo de interação no valor total de  $\mu$ .

O programa permite o cálculo do coeficiente de atenuação em uma energia específica (HUBBEL e BERGER, 1987). Os dados oriundos do NIST XCOM, juntamente com os valores de intensidades ( $I$  e  $I_0$ ) obtidos no tomógrafo gama, serão fundamentais na análise de propriedades petrofísicas como heterogeneidades e variação de densidade.

### 2.3.3 Interação da Radiação X

Para um feixe de Raios X que por sua vez é poli energético, as equações citadas até o momento, não são válidas. Neste caso, a interação e o coeficiente de atenuação dependerão do espectro da Radiação X e das diferentes densidades dentro do material. Como a amostra de rocha não é formada pelo mesmo material, a trajetória do feixe inclui vários coeficientes de atenuação ( $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \dots, \mu_n$ ), sendo agora calculado o somatório desses coeficientes (SILVA, 2009; MACHADO, 2016). Desta forma a Equação 3, é aplicada no cálculo de intensidade para feixes de Raios X (TEIXEIRA, 2016).

$$I = \int_0^{E_{m\acute{a}x}} I_0 \exp[-\sum \mu_i(x_i, y_i, E) dl] dE \quad (3)$$

Em que:

$\mu_i(x_i, y_i)$  - é a atenuação linear para misturas ou substâncias químicas compostas;

$l$  - é o caminho atravessado pelo feixe desde a fonte até o sistema de detecção;

$E$  - é a energia dos Raios X.

## 2.4 MICROTOMOGRAFIA DE RAIOS X

A Microtomografia (micro-CT) de Raios X é uma técnica não destrutiva, que permite a obtenção de imagens tridimensionais de um objeto com resolução espacial da ordem de micrômetros. Na micro-CT de Raios X, assim como na tomografia computadorizada, a fonte de Raios X realiza irradiação sobre o objeto analisado, com isso são realizadas várias projeções, enquanto o mesmo é rotacionado em pequenos ângulos. Após a aquisições de todas as projeções, essas, por sua vez, são processadas por um código numérico que converte as informações contidas nas projeções em secções bidimensionais, por consequência ocorre a conversão em imagens tridimensionais (3D).

A tomografia computadorizada ajuda a distinguir quantitativamente pequenas diferenças na atenuação do objeto estudado, de modo que esta diferença

possa ser relacionada com as diferenças de densidades físicas do mesmo. Essas diferenças no grau de atenuação dos Raios X, depende do material analisado e da energia da fonte. (PORTO, 2015).

Quanto maior a densidade do material, ligada diretamente a atenuação de fótons, mais claro será o tom de cinza que se apresenta na imagem, quanto menos denso mais escuro o tom de cinza que se apresenta na imagem (TEIXEIRA, 2016).

Com base nestas diferenças de tons de cinzas presentes na imagem é possível realizar uma análise físico-química do objeto estudado e assim obter também parâmetros quantitativos e/ou morfológicos dependendo do interesse da investigação (KETCHAM & CARLSON, 2001). Esse processo é dividido em quatro principais etapas sendo elas: aquisição, reconstrução, visualização e processamento.

A micro-CT de Raios X vem sendo utilizada em diversos estudos relacionados ao solo. Costa *et al.* (2016, 2018) fez uma caracterização morfométrica do sistema poroso. Machado (2019) realizou a caracterização da distribuição de água em solos com lamelas.

Esta técnica apresenta várias vantagens em relação à caracterização de estruturas internas relacionadas às pesquisas do Solo e na área Petrofísica, porém a mesma possui algumas limitações intrínsecas ao método de imageamento e reconstrução de volumes (CNUDDLE; BOONE, 2013).

#### **2.4.1 Aquisição**

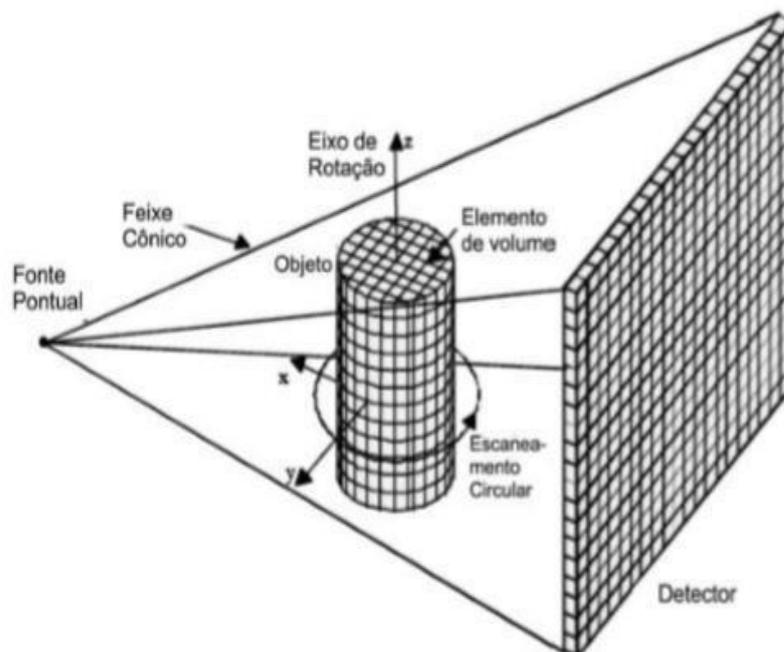
O princípio físico da micro-CT de Raios X se baseia da mesma forma que o da Tomografia Computadorizada, na atenuação dos Raios X quando o mesmo interage com o objeto. A intensidade dos fótons que passam através do objeto e chegam ao detector de radiação depende do número de átomos por unidade de volume e do tipo de átomos ao longo do caminho do feixe de radiação (MACHADO, 2012).

Porém, evidencia-se que com o aumento da espessura do objeto assim como o maior coeficiente de atenuação irá contribuir para a diminuição da intensidade captada pelo detector. (TEIXEIRA, 2016).

Sobre o detector de radiação, este possui a função de captar os fótons que ultrapassam o objeto, transformando-os em um sinal elétrico que por sua vez será digitalizado, dando origem assim às imagens.

No sistema de micro-CT, o objeto é colocado no caminho do feixe (cônico) em uma distância de acordo com a resolução espacial e o ponto em que se quer adquirir a imagem. Para a obtenção de vários planos 2D (bidimensional) o objeto é rotacionado no eixo z, conforme a Figura 3 (TEIXEIRA, 2016).

Figura 3. Princípio de formação da imagem tomográfica de Raios X.



Fonte: MACHADO (2012).

Devido à natureza poli energética do feixe do tubo de raios X, evidencia-se os fótons de baixa energia. Esses, ao atingir a amostra são absorvidos nas bordas da mesma, atuando com uma barreira para o feixe. Isso resulta em uma contagem de densidade errônea, logo, o algoritmo de reconstrução das imagens converte erroneamente as informações. Esse artefato é chamado de *beam hardening* (MANTOVANI, 2013). Esse efeito pode ser minimizado com a aplicação de filtros metálicos (Cu, Al, Ag e etc.) que são acoplados na saída do tubo de Raios X.

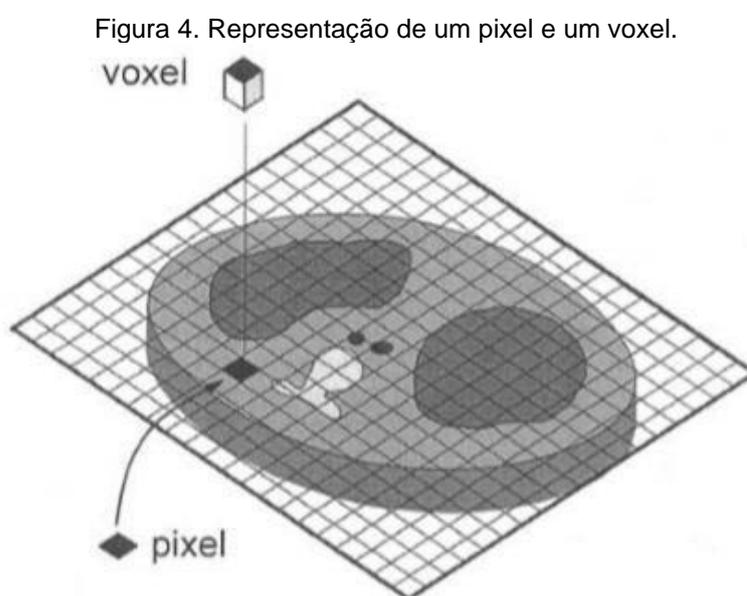
#### 2.4.2 Reconstrução

De posse do conjunto de projeções, pode-se realizar a reconstrução, obtendo assim diferentes secções do objeto analisado (MACHADO, 2016). Os algoritmos de

reconstrução estão baseados nas diversas geometrias dos feixes de Raios X (COSTA e ARAUJO, 2010).

A sua maior vantagem é que ele permite a reconstrução de um espaço 3D diretamente através dos dados de projeção 2D, sem a necessidade de reconstruir cada fatia até a formação do volume (MACHADO, 2016).

A imagem reconstruída é apresentada em forma de uma matriz digital  $N \times M$  pixel<sup>3</sup>, onde  $N$  representa o número de pixels na vertical e  $M$  os pixels na horizontal. O pixel (Picture elemento) é a representação básica de um elemento 2D em uma imagem digital. O equivalente tridimensional de o pixel é o voxel, ambos são ilustrados na Figura 4 (MANTOVANI, 2013).



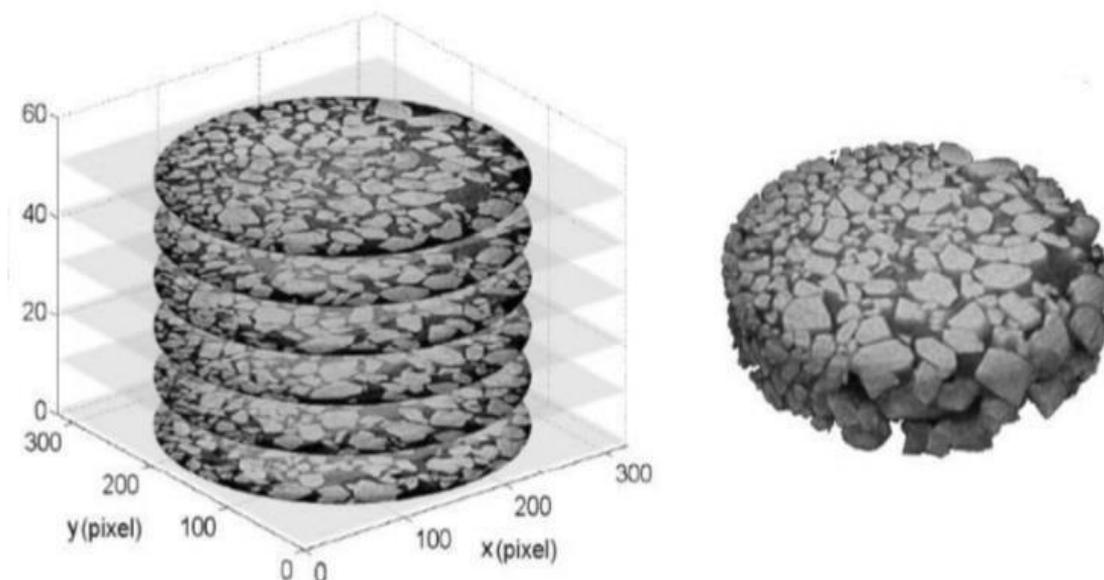
Fonte: LIMA (2006).

Como as imagens são em tons de cinzas, cada pixel receberá um valor de cinza, este valor será proporcional ao coeficiente de atenuação, ou seja, a densidade e número atômico do material que este pixel representa.

Quando todas as secções estão reconstruídas, este conjunto pode ser representado por uma pilha de fatias, como demonstrado na Figura 5, gerando assim uma imagem tridimensional, que é a representação digital do objeto analisado.

Quanto mais alto for a amostragem ao longo de  $z$  (de fatias) se produz uma representação 3D mais precisa.

Figura 5. Representação das secções, resultando na imagem 3D.



Fonte: LIMA (2006).

### 2.4.3 Visualização

Após a aquisição e reconstrução, a próxima etapa da micro-CT é a visualização do objeto estudado. A partir das fatias (*slices*) reconstruídas, a visualização pode ser feita tanto em 3D, quanto em 2D seja nas secções transversais, coronais e sagitais (MACHADO, 2016).

Podem ser atribuídas cores aos diferentes níveis das propriedades físicas estudadas, podendo ser feitos cortes virtuais para evidenciar uma região de interesse, efetuar medidas, análises entre outras opções.

### 2.4.4 Processamento

O processamento da imagem tomográfica faz parte de um conjunto de técnicas que visam a extração de informações através da separação de um subvolume de interesse do restante do volume reconstruído.

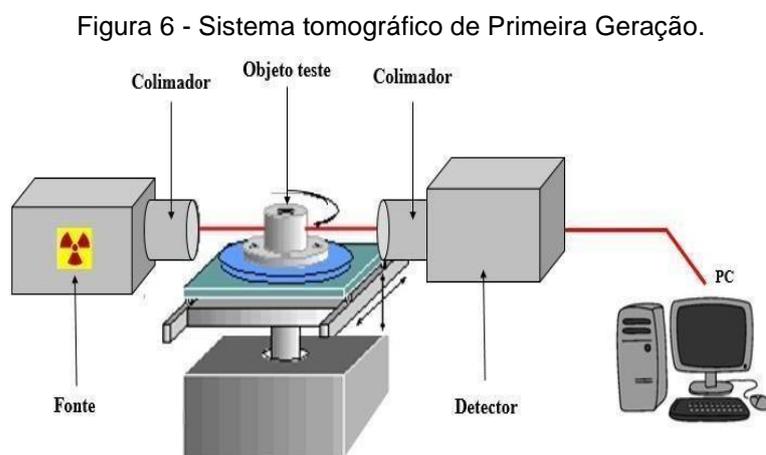
Quando aplicada aos estudos de solos e rochas, essas técnicas de processamento podem-se estimar as propriedades físicas das rochas e fluídos nelas contidos como por exemplo: porosidade, permeabilidade e radio densidade (MAVKO *et al.*, 2003; BOURBIÉ *et al.*, 1987; AVSETH *et al.*, 2005)

Sendo as informações de radiodensidade da rocha bastante significativa nas análises de propriedades petrofísicas, essas por sua vez são de extrema importância na caracterização dos calcários laminados.

## 2.5 TOMOGRAFIA DE RAIOS GAMA

A Tomografia de Raios Gama é uma técnica não destrutiva, que permite a análise interna das estruturas estudadas. Essa técnica já vem sendo explorada no grupo de Fluidodinâmica e Tomografia Gama – DEN/UFPE há algum tempo, com destaque para os trabalhos de Guedes (2016), onde foi avaliado um tubo de aço com *phaton* de alumínio no seu interior e Oliveira (2017) em que foi possível realizar a detecção de defeito na solda em tubos de aço, ambos por meio do tomógrafo gama de primeira geração.

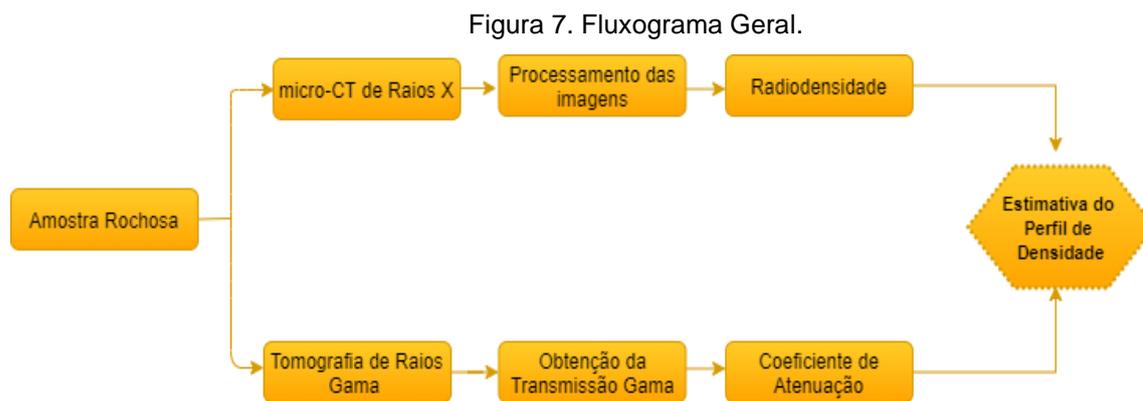
Os tomógrafos de primeira geração são caracterizados por apresentarem um único feixe, por possuírem um arranjo fonte-detector fixo, movimentos de rotação e translação do objeto. Para cada direção de varredura são feitas várias translações em intervalos iguais. Para cada uma dessas translações são contabilizados os fótons que atravessam a amostra durante um tempo de contagem pré-determinado. Ao final de cada varredura completa, o equipamento retorna à sua posição inicial de translação (BORGES, 2012). A Figura 6 mostra o sistema tomográfico de primeira geração.



Esses sistemas tomográficos permitem analisar a atenuação sofrida por um feixe de radiação gama que atravessa um objeto, que por sua vez é captado pelo detector de radiação. Após a captação do feixe de radiação o mesmo é transformado em sinais elétricos que serão registrados e processados em um sistema operacional (ARAÚJO, 2018), gerando assim um banco dados que correspondem à interação da radiação com o objeto. Através deste banco de dados e com as aplicações de equações matemáticas pode-se obter informações sobre as propriedades petrofísicas das rochas. Para as pesquisas em física dos solos, geralmente são utilizadas fontes de  $^{137}\text{Cs}$  com energia média de 661,6 keV e  $^{241}\text{Am}$  com energia de 59,5 keV com feixes colimados de radiação (APPOLONI; POTTKER, 2005).

### 3 MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia deste trabalho foi separada em duas partes de forma a facilitar o entendimento e a melhor descrição. A Figura 7 apresenta o fluxograma que demonstra essa divisão.



Fonte: A autora.

A Figura 8 apresenta o fluxograma da primeira parte da metodologia, mostrando as etapas do processo de obtenção das imagens de micro-CT de Raio X.

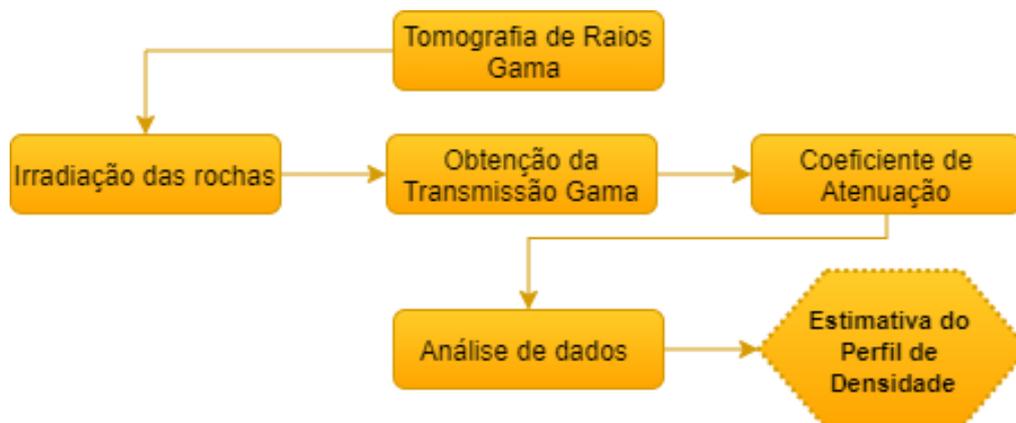
Figura 8. Fluxograma para obtenção e análises das imagens de micro-CT de Raios X.



Fonte: A autora.

A Figura 9 apresenta o fluxograma da segunda parte da metodologia, mostrando as etapas da obtenção dos dados oriundos da Tomografia de Raios Gama.

Figura 9. Fluxograma para obtenção de dados oriundos da Tomografia Gama.



Fonte: A autora.

### 3.1 DESCRIÇÃO DAS AMOSTRAS

As amostras rochosas utilizadas neste trabalho são rochas carbonáticas composta por calcário laminado, proveniente do Projeto da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em parceria com a PETROBRAS e a Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco (FADE-UFPE).

Essas amostras foram cedidas pelo Laboratório de Geologia Sedimentar e Ambiental (LAGESE), do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Pernambuco, as mesmas, tem origem na Formação Crato, Bacia do Araripe, região de Nova Olinda, Ceará (Figura10).

Figura 10. Formação Crato, Bacia do Araripe, Ceará.



Fonte: Projeto Crato UFPE / PETROBRAS.

Depois de coletadas, as amostras rochosas possuíam geometria irregular, estas precisaram passar pela etapa de confecções dos plugues (Figura 11). Uma vez que os mesmos precisavam possuir dimensões compatíveis com os equipamentos de micro-CT de Raios X e de Tomografia de Raios Gama.

Figura 11. Equipamentos para a confecção dos plugues.



a) Serra; b) Plugadeira de bancada; c) Retificadora de extremidade

Fonte: Soares, J.A, 2013.

Foram utilizados 5 plugues de laminitos, composto por lâminas plano-paralelas de calcita micrítica que variam de 0,5 a 3mm de espessura, em geral. Os laminitos apresentam concentrações de pirita, dolomita e silicificação local.

Os plugues de laminitos foram nomeados de TBLW1, TBLW3, TLW1, TT02 e TG03 (Figura 12).

Figura 12. Plugues.



Fonte: A autora.

Para a medição da altura e do diâmetro dos plugues, realizou-se cinco medidas com o paquímetro digital (Figura 13) posicionado em diferentes posições, para obter uma boa reprodutibilidade, a fim de atender as incertezas de medição. As informações do equipamento utilizado estão descritas na Tabela 1. O resultado dessas medições está descrito na Tabela 2.

Figura 13. Paquímetro Digital.



Fonte: A autora.

Tabela 1. Informações do Paquímetro Digital.

INSTRUMENTO	MARCA	MODELO	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS
Paquímetro Digital	Mitutoyo Mycal	Digimatic	Precisão: $\pm 0,02$ mm; Resolução: $\pm 0,01$ mm; Repetibilidade: $\pm 0,03$ mm;

Fonte: A autora.

Tabela 2. Dimensões dos Plugues.

PLUGES	DIÂMETRO (cm)	ALTURA (cm)
TBLW1	$3,799 \pm 0,027$	$7,111 \pm 0,009$
TBLW3	$3,908 \pm 0,059$	$6,788 \pm 0,029$
TLW1	$3,802 \pm 0,031$	$6,631 \pm 0,008$
TT02	$3,521 \pm 0,033$	$6,408 \pm 0,007$
TG03	$3,406 \pm 0,016$	$5,878 \pm 0,012$

Fonte: A autora.

Soares, J.A do laboratório de Petrofísica da UFCG realiza estudos com rochas do tipo laminitos calcário, o mesmo apresentou em um relatório interno do Projeto Turing – UFPE/FADE/PETROBRAS um conjunto de características gerais para 37 laminitos calcários.

Este relatório possui grande relevância dentro da área petrofísica, uma vez que o mesmo apresenta valores de porosidade, permeabilidade, densidade de grão, densidade total e entre outras informações que são extremamente importantes na caracterização deste tipo de rocha.

Por meio deste relatório encontrou-se uma porosidade média de aproximadamente 11,74% e uma densidade média de aproximadamente 2,69 g/cm<sup>3</sup>. Algumas características presentes no relatório e que são importantes para a elaboração deste trabalho estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 3. Características gerais dos calcários laminados.

<b>LITOLOGIA</b>	<b>POROSIDADE (%)</b>	<b>PERMEABILIDADE (MD)</b>	<b>DENSIDE DE GRÃOS (GM/CC)</b>	<b>DENSIDADE TOTAL</b>
calcário lam	12,2110	0,0001	2,6970	2,3680
calcário lam	11,5440	0,0001	2,7020	2,3900
calcário lam	10,2000	0,0229	2,6990	2,4240
calcário lam	10,7510	0,0207	2,7030	2,4120
calcário lam	10,9330	0,0157	2,7040	2,4080
calcário lam	10,6090	0,0001	2,7050	2,4180
calcário lam	9,5340	0,0232	2,7050	2,4470
...	...	...	...	...

Fonte: SOARES, 2013.

### 3.2 MICRO-CT DE RAIOS X

As aquisições das imagens dos plugues foram realizadas no microtomógrafo NIKON XT H225 ST, localizado no Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios X do Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Pernambuco, Brasil.

### 3.2.1 Aquisição das Imagens de micro-CT de Raios X

O aparelho utilizado foi um micro-CT de Raios X de terceira geração, modelo NIKON XT H225 ST, sendo demonstrado na Figura 14. A geração de Raios X ocorre entre um filamento de tungstênio (cátodo) e um alvo de tungstênio (ânodo) em tensão aplicada ao tubo de Raios X (Figura 15) de até 225kV e corrente elétrica máxima de 2 mA.

Figura 14: micro-CT de Raios X modelo NIKON XT H 225 ST.



Fonte: A autora.

O detector desse dispositivo possui 1918 x 1534 sensores (Figura 15 a), o equipamento também dispõe de um conjunto de filtros (Figura 15 b) de diferentes materiais e espessuras que são utilizados na saída do tubo com a finalidade de diminuir o efeito *beam hardening*, este por sua vez, resulta em uma contagem de densidade errônea, logo, o algoritmo de reconstrução das imagens converte erroneamente as informações, gerando assim uma imagem não verídica.

Figura 15. Sistema de detecção (a); Conjunto de Filtros (b).



Fonte: A autora.

No computador de aquisição (Figura 16), são estabelecidos os parâmetros utilizados durante o processo de captura das projeções (Figura 17). As aquisições das diversas imagens foram realizadas ao longo de uma rotação de 360° com passos precisos em que os plugues foram submetidos. Essas aquisições resultaram em várias imagens, todas com resolução espacial de 40  $\mu\text{m}$  (40 x 40  $\mu\text{m}^2$ ).

Figura 16. Computador de Aquisição.



Fonte: A autora.

Figura 17. Captura da projeção.



Fonte: A autora.

Durante o desenvolvimento desse trabalho, na micro-CT de Raios X foram realizadas análises em vários tipos de rochas reservatório, com variados tamanhos, sendo testadas também diferentes combinações na projeção dos Raios X. Por meio das diversas tentativas, afim de otimizar o tempo e de encontrar a melhor nitidez das imagens tomográficas conseguiu-se estabelecer o valor de tensão, corrente, tempo de exposição, filtros e outros aspectos que deixaram as imagens com características suficientes par a realização das análises petrofísicas, os parâmetros descritos na Tabela 4, foram utilizados no escaneamento de todos plugues.

Tabela 4. Parâmetros de Aquisição das Amostras.

<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
Tensão (kV)	150
Corrente ( $\mu$ A)	70
Filtros (mm)	0,25 Al
Tempo de Exposição (ms)	500
Resolução ( $\mu$ m)	40

Fonte: A autora.

As amostras rochosas foram colocadas em uma porta amostra feito de ferro (Figura 18), o qual permite a não movimentação durante todo o procedimento de aquisição, evitando assim o aparecimento de artefatos de movimento na imagem.

Figura 18. Porta amostra.

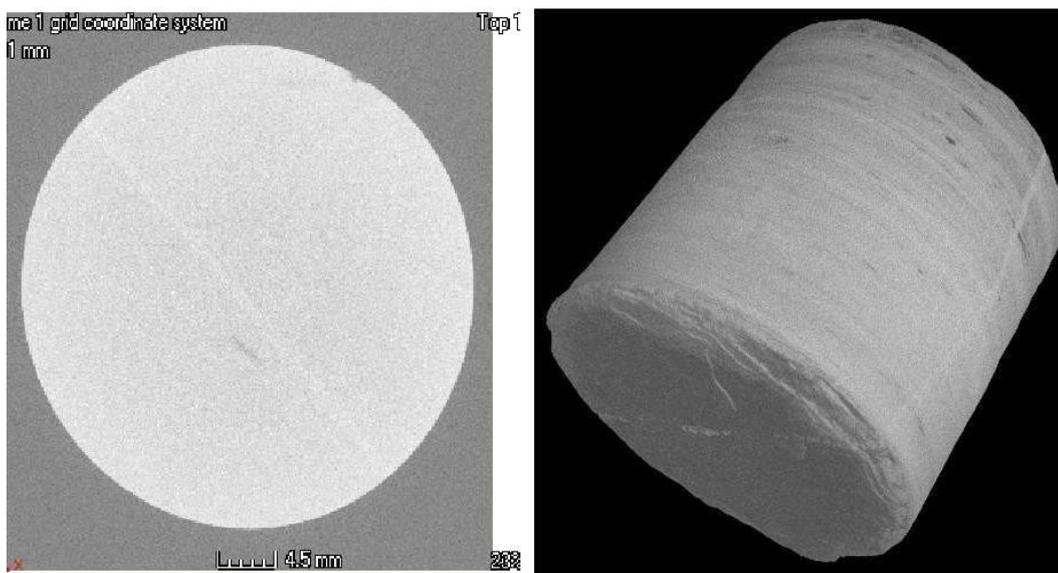


Fonte: A autora.

### 3.2.2 Reconstrução das Imagens de micro-CT de Raios X

As reconstruções das projeções foram realizadas utilizando-se o programa o CTPro 3D XT 3.0.3 (Nikon Metrology NV). Esse processo consiste na “união” das projeções seccionadas (Figura 19a), resultando assim em um volume com três dimensões, o mesmo está demonstrado na (Figura 19b) e os seus subvolumes estão descritos na Tabela 5.

Figura 19: Projeção seccionada (a); Volume Tridimensional (b).

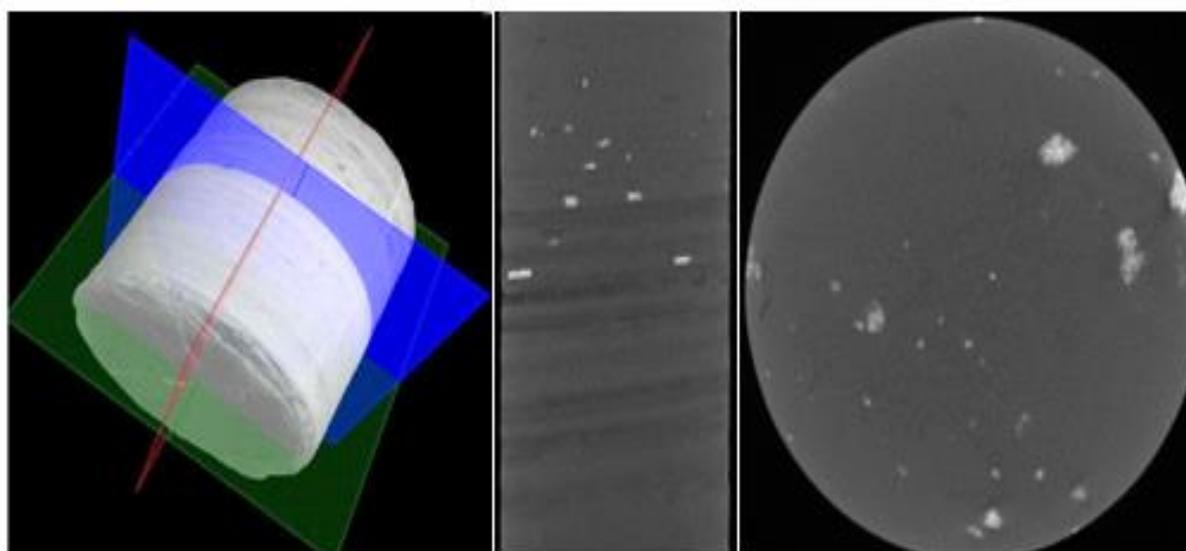


Fonte: A autora

### 3.2.3 Visualização das Imagens

Para a visualização da imagem reconstruída foi utilizado o programa VGStudio MAX 2.2 (Volumegraphics, Heidelberg, Alemanha), nele é possível através das imagens reconstruídas, a visualização em 2D em diferentes planos e também a visualização em 3D (Figura 20).

Figura 20: Visualização do volume 3D e 2D em variados planos.



Fonte: A autora.

No mesmo, as imagens foram convertidas para a escala de Hounsfield ou também chamada de unidade Hounsfield, onde esta escala é a transformação original do coeficiente de atenuação linear para uma escala adimensional. Nessa escala, a radiodensidade da água destilada sob condições padrão de temperatura e pressão (CPTP) é definida com o valor de 1000 na unidade Hounsfield (HU), enquanto a radiodensidade do ar nas CPTP é definida como zero HU. A escala é comumente utilizada entre 0 HU e 6500 HU (FONSECA, 2017).

A atenuação de Hounsfield (HU) de um dado material é determinada pela Equação 4:

$$HU = 1000 \times \frac{\mu - \mu_{ar}}{\mu_{\text{água}} - \mu_{ar}} \quad (4)$$

Também foi utilizado o filtro de Gauss para a minimização dos ruídos, deixando assim a imagem tomográfica mais nítida.

### 3.2.4 Processamento das Imagens

Para o processamento das imagens, utilizou-se o programa ImageJ 1.5h1, um software de domínio público, onde o mesmo realiza segmentações, que por sua vez é essencial na identificação de propriedades petrofísicas das rochas.

Os arquivos gerados nesta etapa foram trabalhados no Cluster do Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios X do Departamento de Energia Nuclear, da Universidade de Federal de Pernambuco (DEN – UFPE), este possui uma ótima capacidade de processamento.

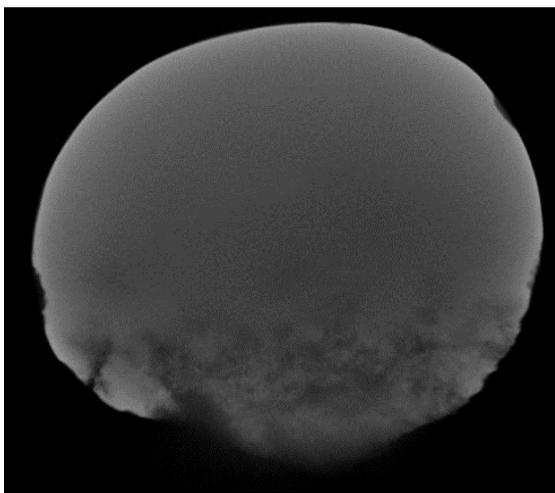
#### 3.2.4.1 ImageJ

Após as importações das imagens no ImageJ, foram utilizados os seguintes plug-ins na análise de propriedades petrofísicas das rochas:

- **Delete Slice** (Image → Stacks → Delete Slice): Utilizado para excluir as fatias.
- **Specify** (Edit → Selection → Specify): Utilizado para definir as dimensões das fatias.
- **Duplicate** (Image → Duplicate): Utilizado para duplicar as fatias.
- **Set Scale** (Analyse → Set Scale → Remove Scale): Utilizado para alterar/remover a escala de medição das fatias.
- **Plot Z-axis Profile** (Image → Stacks → Plot Z-axis Profile): Utilizada para gerar gráfico representando o valor médio de cinza das fatias ao longo do eixo Z (vertical).

As imagens são importadas em formato circular com resolução de 16 bits, para o melhor processamento se faz necessária a eliminação de fatias (slices) irregulares (Figura 21) e a mudança do formato das mesmas, uma vez que em formato circular elas apresentam bordas e estas interferem nas análises.

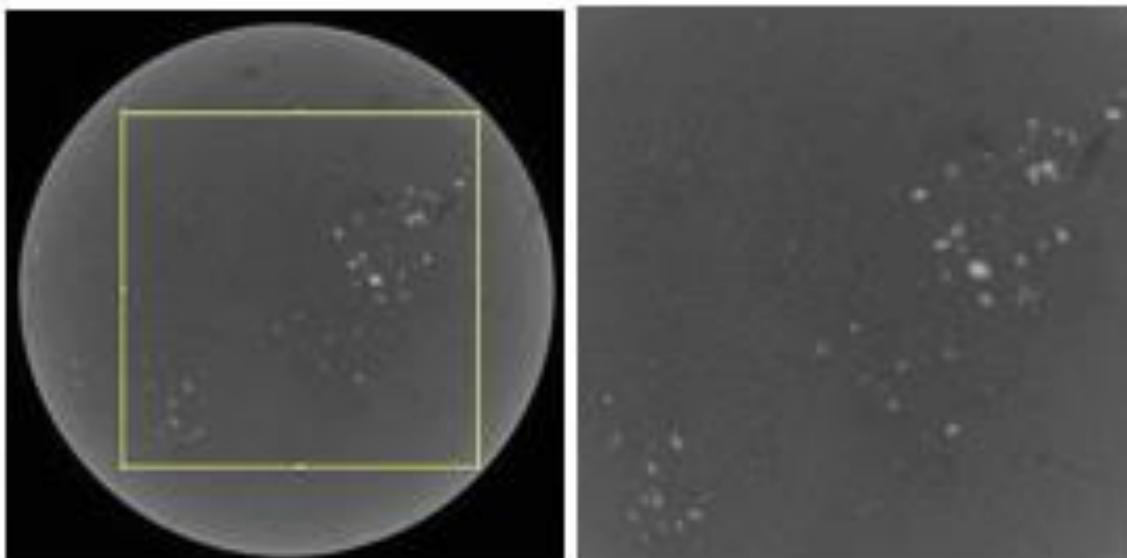
Figura 21. Fatia (slice) irregular.



Fonte: A autora.

Sendo assim, foi definido as dimensões que variaram (por rochas) entre 600x600 a 650x650, dando origem ao formato quadrangular, este, foi estabelecido para todas as amostras, eliminando assim as bordas e mantendo a resolução (Figura 22).

Figura 22. Eliminação das bordas dos slices.



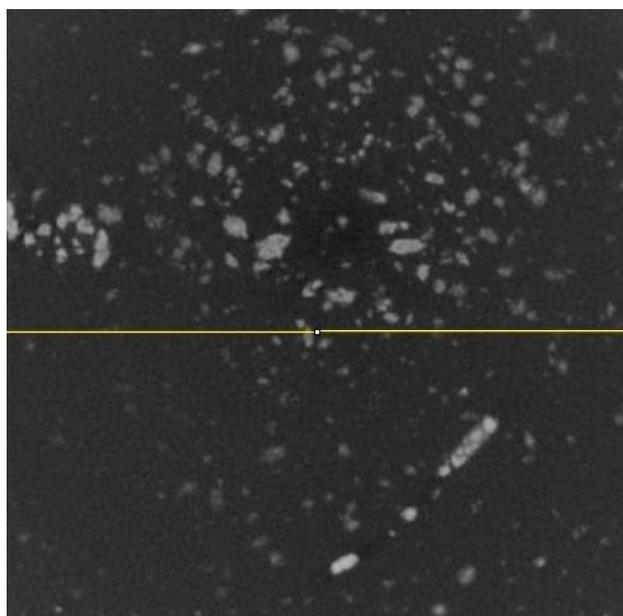
Fonte: A autora.

Após as definições das dimensões quadrangulares, se fez necessário duplicar o conjunto de fatias (todas) dando origem às fatias com dimensões quadrangulares,

para assim poder iniciar as análises. Após as duplicações, se fez necessário a alteração da escala das fatias, deixando-as na escala de pixels.

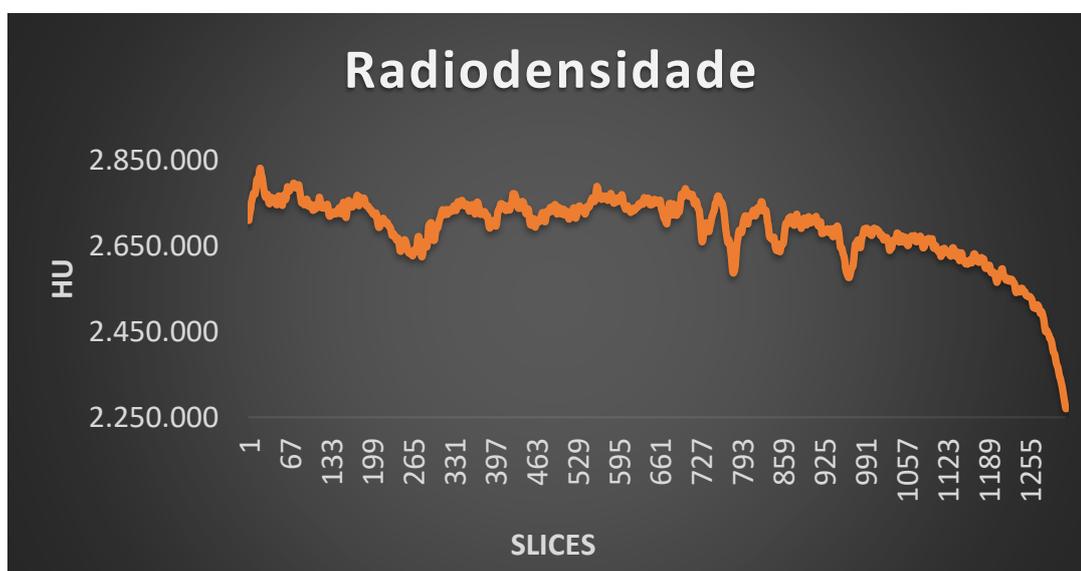
A próxima etapa foi selecionar o slice com maior heterogeneidade (Figura 23), a escolha do mesmo resulta em uma melhor identificação das propriedades. Após a escolha aplicou-se o plugin *Plot Z-axis Profile*, este gera um gráfico representando o valor médio de cinza (HU) das fatias ao longo do eixo Z (vertical). É através deste gráfico que se inicia as análises de densidades (Figura 24).

Figura 23. Fatia com maior heterogeneidade.



Fonte: A autora.

Figura 24 Gráfico da Radiodensidade do Plugue.



Fonte: A autora.

O volume de valores de radiodensidade (HU) por fatias obtidas com a irradiação por micro-CT de Raios X, resultou em um banco de dados muito extenso, o que impossibilitou uma análise de forma detalhada. Visando eliminar este problema, determinou-se a média dos valores de radiodensidade a cada 75 slices, resultando em um único valor médio.

A escolha dessa quantidade de slices, se deve ao fato das lâminas individuais presentes nos plugues se apresentam entre 2 a 3 mm de espessura (HEIMHOFER *et al.*, 2009). Visando melhorar ainda mais as análises das lâminas presentes nos plugues de calcário laminados, utilizamos a escala de slices em cm (Figura 25), foi obtido também os valores máximo e mínimo de radiodensidade para assim definir um percentual de radiodensidade por cm, isso pode ser melhor descrito na Tabela 5.

Figura 25. Conversão da unidade de slices.



Fonte: A autora.

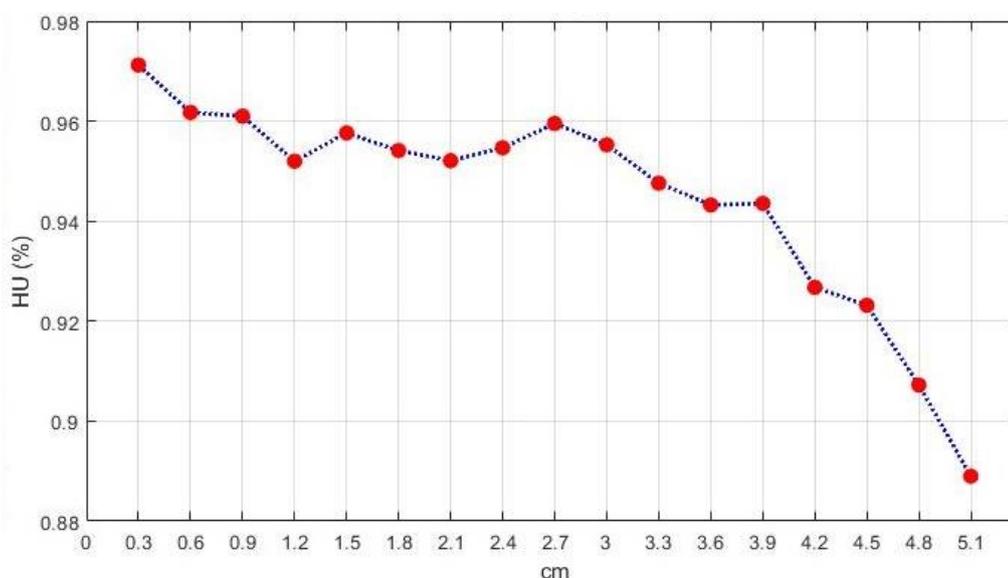
Tabela 5. Conjunto de dados da irradiação por micro-CT de Raios X.

X (Slices)	Y (HU)	% (+)	V. Máximo	V. Mínimo	
1	2.709.675	96%	2.832.231	2.269.657	
2	2.723.913	96%	cm	média	% (+)
3	2.731.943	96%	0-0,3	2.773.033	97,91%
4	2.739.323	97%	0,3-0,6	2.746.476	96,97%
5	2.748.554	97%	0,6-0,9	2.734.165	96,54%
6	2.756.095	97%	0,9-1,2	2.660.208	93,93%
7	2.763.039	98%	1,2-1,5	2.733.974	96,53%
...	...	...	...	...	...

Fonte: A autora.

Com isso obtivemos o gráfico do percentual de radiodensidade do plugue, e a partir desse gráfico (Figura 26) realizou-se as análises de propriedades petrofísicas.

Figura 26. Gráfico do percentual de radiodensidade do plugue.



Fonte: A autora.

### 3.3 TOMOGRAFIA DE RAIOS GAMA

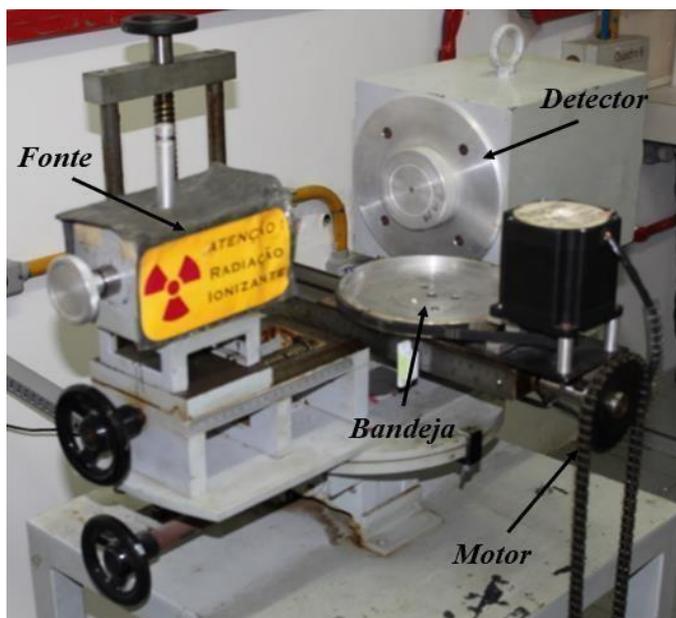
Os plugues foram irradiados com o Tomógrafo Gama Industrial de 1ª Geração (TGI-1º) que pertence ao grupo de Tomografia Gama e Fluidodinâmica, do Laboratório Prof. Dr. Cornelius Keller do Departamento de Energia Nuclear (DEN) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Este, foi construído obedecendo aos critérios de avaliação para tomografia industrial, onde a resolução espacial, temporal e o contraste do tomógrafo foram avaliados e dados como satisfatórios como visto no trabalho de DANTAS *et al.* (2008).

#### 3.3.1 Irradiação da Rocha

O tomógrafo de 1ª geração usado é composto por uma fonte de transmissão gama de Césio ( $Cs^{137}$ ), com atividade de  $7,40 \times 10^9$  Bq (07/02/1997), tempo de meia-vida 30,1 anos e energia de fotopico em torno de 662 keV. Para a detecção da radiação gama foi utilizado um cintilador de iodeto de sódio dopado com tálio (NaI-Tl) de face circular com 5,08 cm de diâmetro, acoplado a uma fotomultiplicadora. Tanto a fonte quanto o detector possuem blindagens e colimadores com diâmetro de 5,5 mm.

O equipamento possui um sistema mecânico composto por dois motores para movimentação (rotação e translação) da bandeja (Figura 27).

Figura 27. Visão geral do Tomógrafo de Raios Gama.

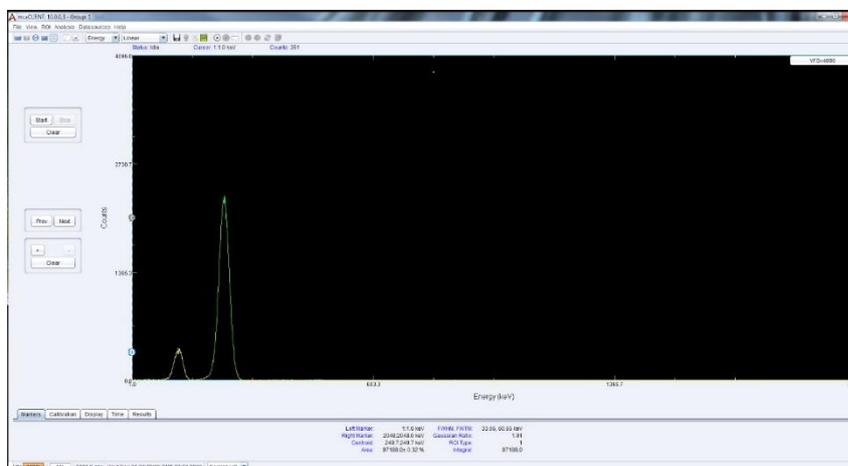


Fonte: ARAÚJO, 2018.

O sistema de aquisição de dados está ligado a um computador através do programa McaClient, e este programa é responsável por receber os dados do detector e gerar o espectro gama (Figura 28).

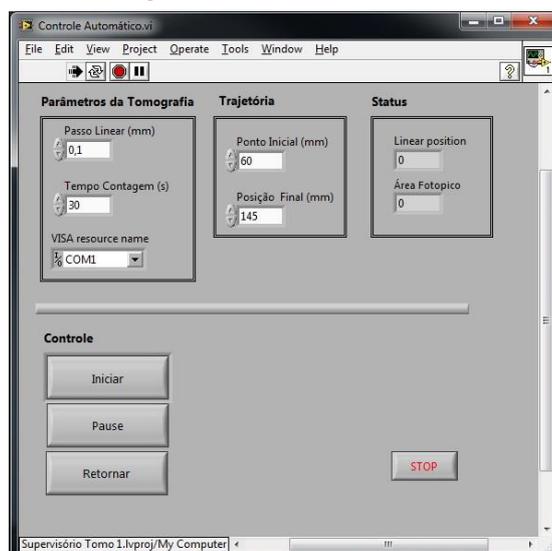
Ao McaClient, há uma interface de controle baseada em LabView que é responsável pelo armazenamento dos dados obtidos da medida de transmissão gama. O conjunto fonte e detector move-se transladando a amostra e este movimento é controlado por meio de uma interface também em LabView, como mostrada da Figura 29.

Figura 28. Espectro Gama.



Fonte: A autora.

Figura 29. Interface de controle.



Fonte: A autora.

Os plugues foram irradiados de modo a obter as medidas de transmissão gama ( $I$  e  $I_0$ ), afim de calcular o coeficiente de atenuação e em seguida realizar uma análise do perfil de densidade.

### 3.3.2 Transmissão Gama

O imageamento do plugue ocorre no eixo axial do mesmo, o mesmo se move lateralmente ao conjunto fonte e detector, fazendo todo o eixo axial da amostra (Figura 30). A altura da amostra é ajustada manualmente, então o operador precisa ajustar a altura de forma que o feixe gama passe pelo diâmetro da amostra. O início e fim da varredura está intimamente ligado à geometria do plugue irradiado e também ao suporte utilizado, variando-se de plugue pra plugue uma vez que os mesmos podem apresentar diâmetros distintos.

Em parâmetros da tomografia, a primeira entrada é o passo linear. O passo linear é o quanto a amostra vai se movimentar para a aquisição de dados. O passo de 0.1 mm, significa que a amostra irá se mover 0,1 mm, e durante o intervalo de tempo determinado em Tempo de Contagem (s), serão somadas as contagens no fotopico, e este valor será mostrado em Área do Fotopico. Terminado o tempo de contagem, a amostra irá se mover mais 0,1 mm, e voltar a contar.

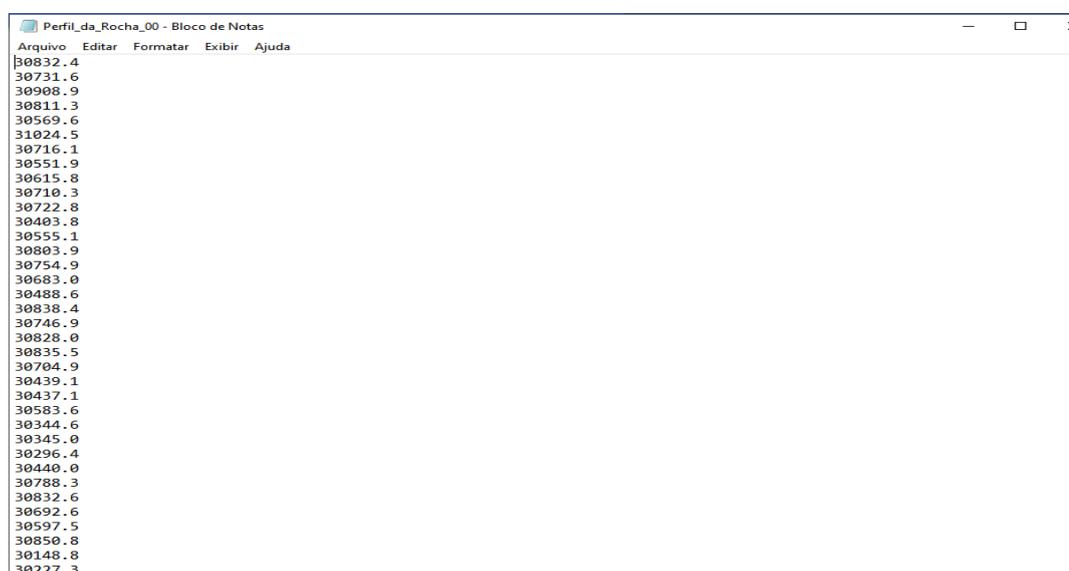
Figura 30. Imageamento do Plugue.



Fonte: A autora.

O intervalo que a amostra pode percorrer é de 0 a 130 mm, entretanto não é necessário percorrer todo esse comprimento. Esse intervalo pode ser ajustado ao tamanho da amostra, como no caso da Figura 28, em que o intervalo foi de 60 à 145 mm, como pode ser visto trajetória. *Visa resource name*, é uma informação referente a entrada no computador. A coluna Status representa a posição linear atual. Os dados da integração do fotopico em cada um dos pontos analisados da amostra, são armazenados em um arquivo de extensão (.txt) e é salvo em um diretório pré-estabelecido, como mostrado na Figura 31.

Figura 31. Arquivo gerado do imageamento do plugue.



Fonte: A autora.

O volume das contagens obtidas com a irradiação gama através de passos de 0,1 mm, resultou em um volume de dados muito extenso, o que dificultou a análise de forma detalhada. Visando solucionar esse problema, determinou-se a média de contagens a cada 30 passos (mm), resultando em um único valor médio.

A escolha dessa quantidade de passos (30), se deve ao fato das lâminas individuais presentes nos plugues se apresentam entre 2 a 3 mm de espessura (HEIMHOFER *et al.*, 2009), visando melhorar ainda mais as análises das lâminas presentes nos plugues de calcário laminados, utilizamos a escala de passos em cm (Figura 32), isso pode ser melhor descrito na Tabela 6.

Figura 32. Conversão da unidade dos passos.



Fonte: A autora.

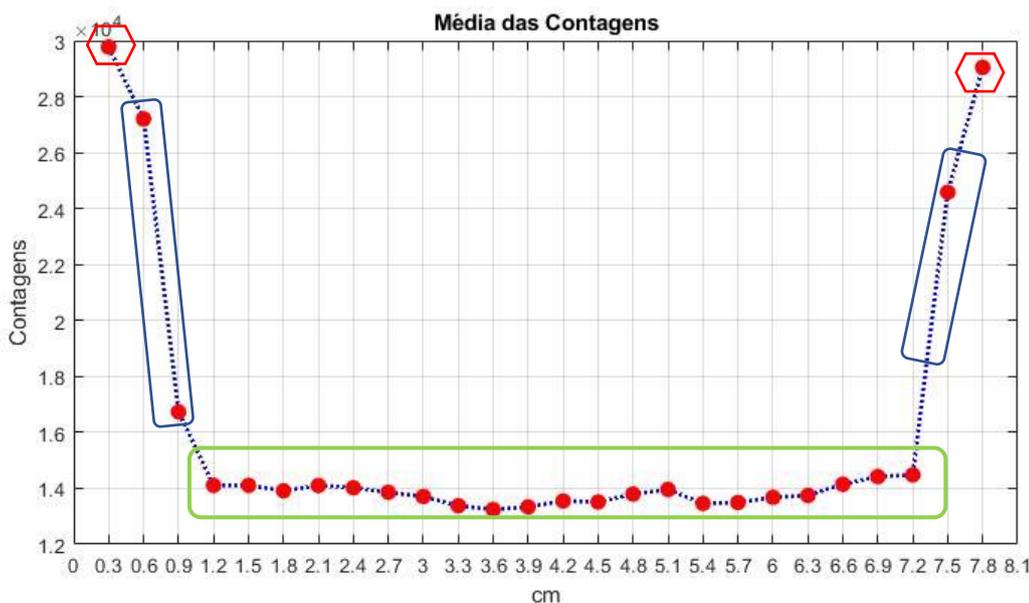
Tabela 6. Conjunto de dados da irradiação Gama.

<b>mm</b>	<b>Contagens</b>	<b>cm</b>	<b>Média das contagens</b>
0,1	29829,3	0-0,3	29771,0167
0,2	29686	0,3-0,6	27200,7467
0,3	29716,6	0,6-0,9	16732,36
0,4	29687,5	0,9-1,2	14118,5903
0,5	30183,9	1,2-1,5	14106,73
0,6	29814,6	1,5-1,8	13912,9967
0,7	28901,6	1,8-2,1	14100,14
0,8	30069,4	2,1-2,4	14021,6
0,9	30049,6	2,4-2,7	13857,8367
1	29346,9	2,7-3,0	13707,4467
...	...	...	...

Fonte: A autora.

A partir das médias das contagens e do intervalo de distância em centímetros, gerou-se um gráfico das médias das contagens (Figura 33), sendo possível distinguir três regiões distintas, sendo elas: o ar (vermelho), o efeito de borda (azul) e a amostra rochosa (verde).

Figura 33. Gráfico da Média de Contagens do plugue irradiado.



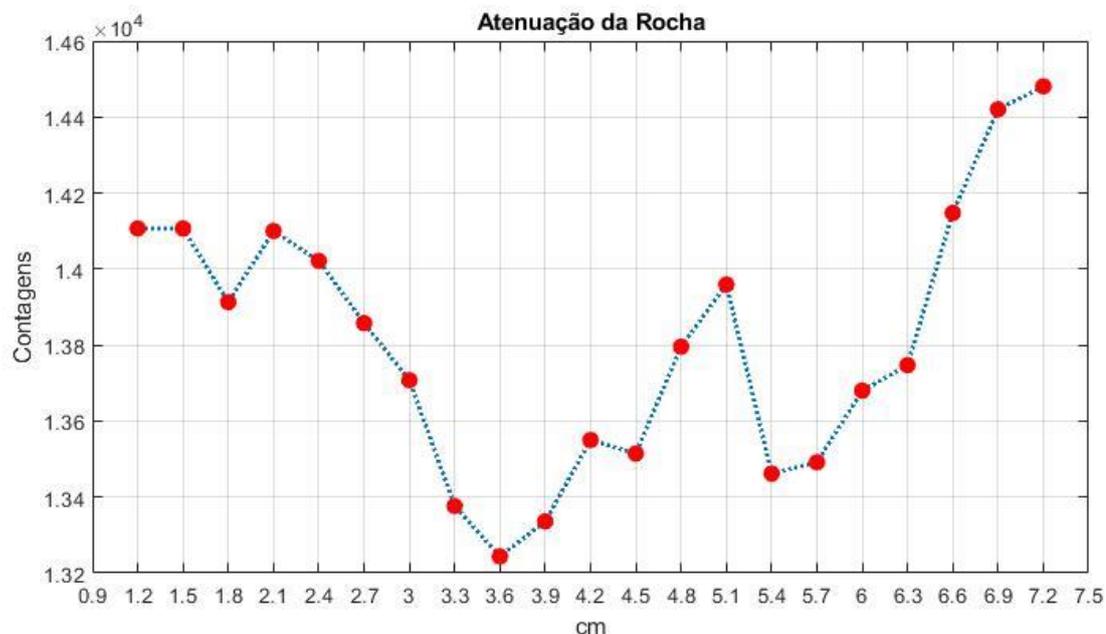
Fonte: A autora.

Na primeira região que está em vermelho, o ar fica entre a fonte de radiação gama e o detector, nesta região há um aumento nos números de contagens. Utiliza-se a média dessas contagens como a Intensidade Inicial ( $I_0$ ).

A segunda região que se encontra em azul, é caracterizada pelo efeito de borda, este se dá através da interação dos fótons gama com o ar e a amostra rochosa. Nesta região há uma diminuição no número de contagens em relação a primeira região. As contagens desta região são descartadas pois não apresenta conteúdo significativo para a realização das análises de propriedade da rocha.

A terceira região, em verde, é onde ocorre a diminuição das contagens, uma vez que a amostra rochosa realiza a atenuação dos raios gama. Essas contagens são determinadas como a Intensidade Final ( $I$ ). Utiliza-se as contagens desta região para gerar um gráfico (Figura 34) onde os valores descritos no mesmo serão importantes para dar início as análises das propriedades petrofísicas.

Figura 34. Gráfico da Atenuação da Rocha.



Fonte: A autora.

### 3.3.3 Coeficiente de Atenuação

Por meio dos dados de transmissão de fótons Gama ( $I_0/I$ ) obtidos pela irradiação do plugue e da espessura do mesmo, calcula-se o coeficiente de atenuação linear, sendo este descrito na Equação 5:

$$\mu = \frac{1}{x} \ln \frac{I_0}{I} \quad (5)$$

Em que:

$\mu$  - Coeficiente de Atenuação Linear (cm<sup>-1</sup>);

$x$  - Espessura (cm);

$I$  - Contagens que incidiu no detector com a atenuação do plugue;

$I_0$  - Contagens que incidiu diretamente no detector sem a atenuação do plugue.

A partir do coeficiente de atenuação linear, obteve-se o coeficiente de atenuação mássico, este por sua vez é descrito na Equação 6:

$$\mu_m = \frac{\mu}{\rho} \quad (6)$$

Em que:

$\mu_m$  - Coeficiente de Atenuação Mássico;

$\mu$  - Coeficiente de Atenuação Linear;

$\rho$  - Densidade do plugue.

O valor de densidade dos plugues foi determinado através da média dos valores obtidos por Soares, J.A do laboratório de Petrofísica da UFCG em um relatório interno do Projeto Turing – UFPE/FADE/PETROBRAS, o mesmo analisou 37 laminitos calcário e por meio dessa análise encontrou-se uma densidade média de aproximadamente 2,69 g/cm<sup>3</sup> e os valores de espessura para cada plugue estão descritos na tabela 2. Com isso obtivemos um gráfico do coeficiente de atenuação mássico do plugue e a partir desse gráfico (Figura 35) é possível realizar as análises de propriedades petrofísicas das rochas.

Figura 35. Gráfico do Coeficiente de Atenuação Mássico do plugue.



Fonte: A autora.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 MICRO-CT DE RAIOS X

Os gráficos gerados pela irradiação por micro-CT de Raios X dos plugues utilizados neste trabalho correspondem apenas a uma determinada área dos mesmos. Uma vez que durante o processo de aquisição e processamento das imagens houve a eliminação de alguns slices, resultando em uma diminuição na análise da região do plugue. A Tabela 7 demonstra a análise das regiões de cada plugue por meio da micro-CT de Raios X.

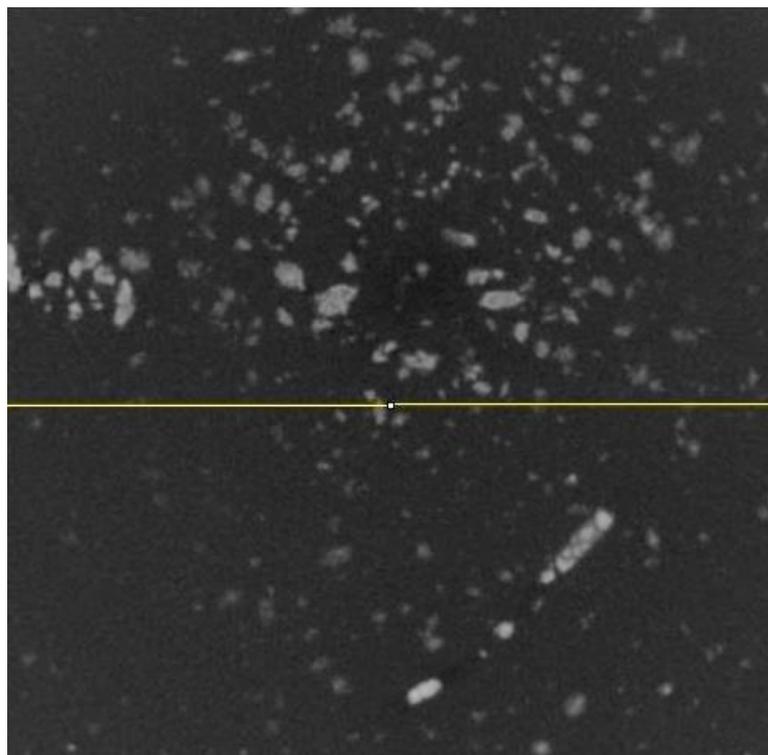
Tabela 7. Análise da região dos Plugues.

<b>PLUGUE</b>	<b>TBLW1</b>	<b>TBLW3</b>	<b>TLW1</b>	<b>TT02</b>	<b>TG03</b>
Tamanho (cm)	7,1	6,74	6,65	6,40	5,87
Pós - Irradiação	1516 slices – 6,06 cm	1517 slices – 6,06 cm	1503 slices – 6,01 cm	1497 slices – 5,98 cm	1393 slices – 5,57 cm
Pós- Processamento	1331 slices – 5,32 cm	1313 slices – 5,25 cm	1246 slices – 4,98 cm	1255 slices – 5,02 cm	1139 slices – 4,55 cm
Área de Interesse	650x650	650x650	650x650	600x600	600x600
Slice Heterogêneo	230	279	38	319	645

Fonte: A autora.

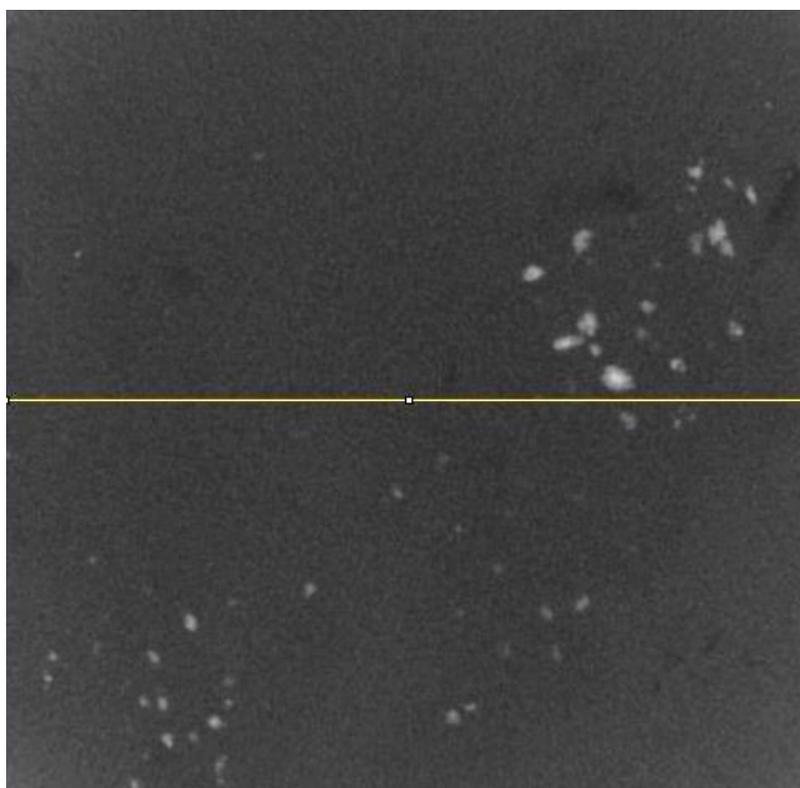
Para o processamento das imagens de cada plugue foi selecionado o slice mais heterogêneo para a aplicação do plugin *Plot Z-axis Profile*. Este por sua vez gera um gráfico que é essencial na análise de densidade dos plugues. O slice heterogêneo dos plugues TBLW1, TBLW3, TLW1, TT02 e TG03 são demonstrados nas Figuras 36, 37, 38, 39 e 40, respectivamente.

Figura 36. Slice heterogêneo do Plugue TBLW1.



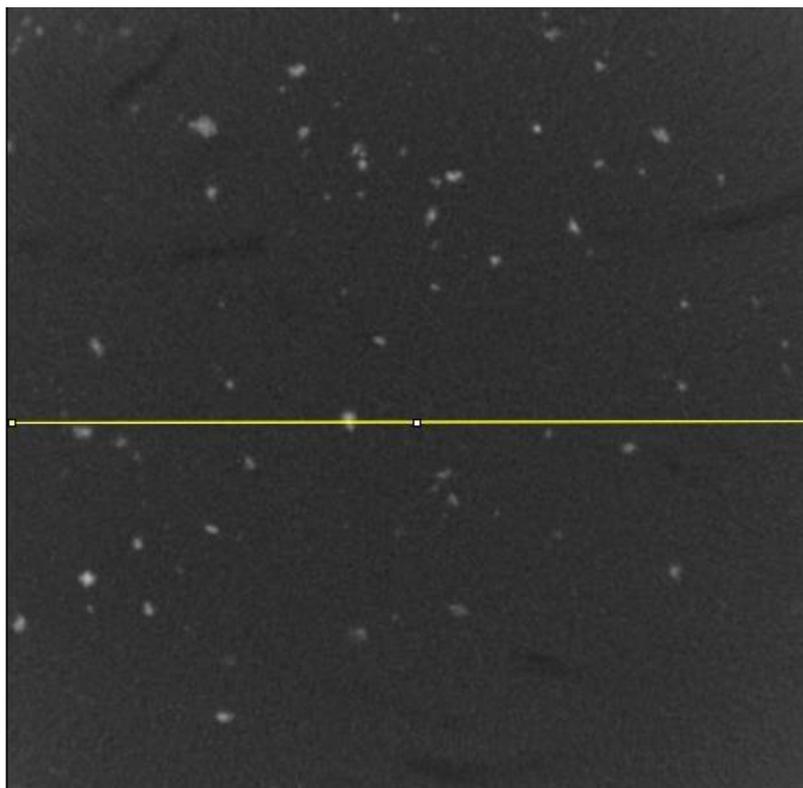
Fonte: A autora.

Figura 37. Slice heterogêneo do Plugue TBLW3.



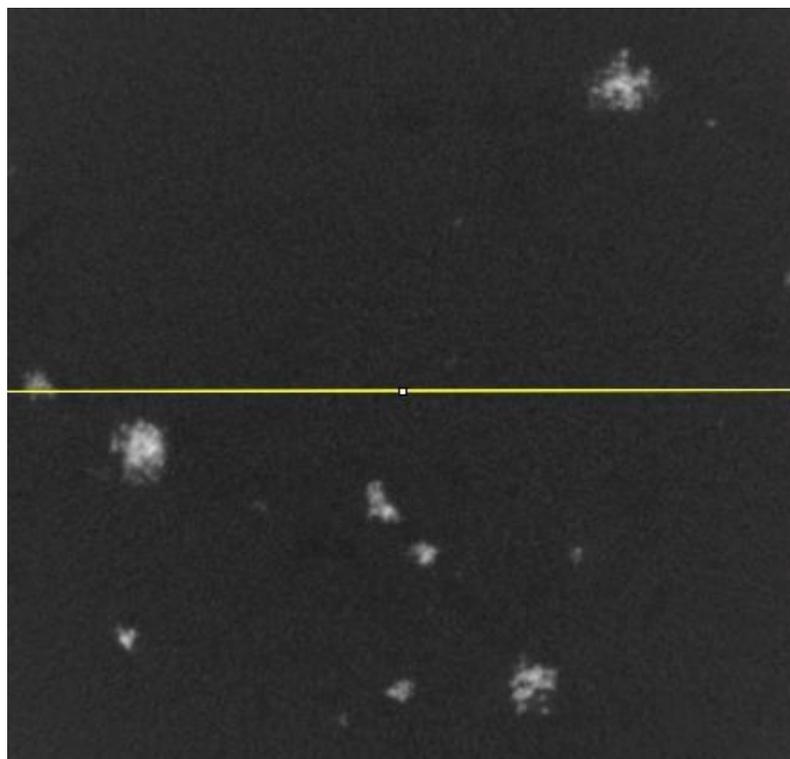
Fonte: A autora.

Figura 38. Slice heterogêneo do Plugue TLW1.



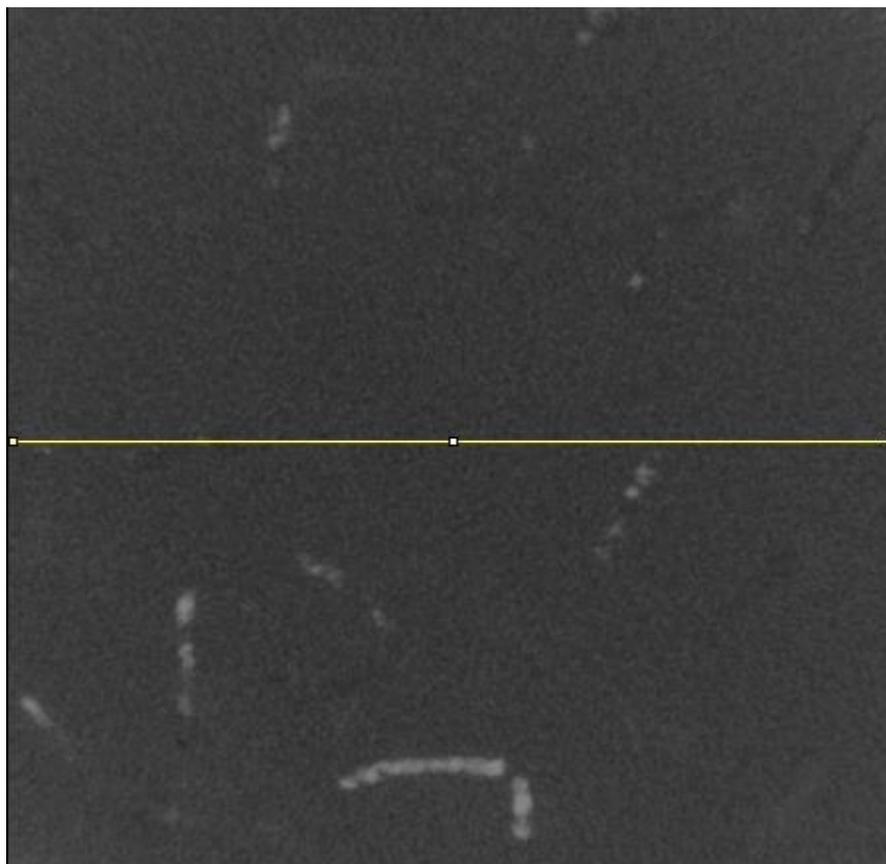
Fonte: A autora.

Figura 39. Slice heterogêneo do Plugue TT02.



Fonte: A autora.

Figura 40. Slice heterogêneo do Plugue TG03.

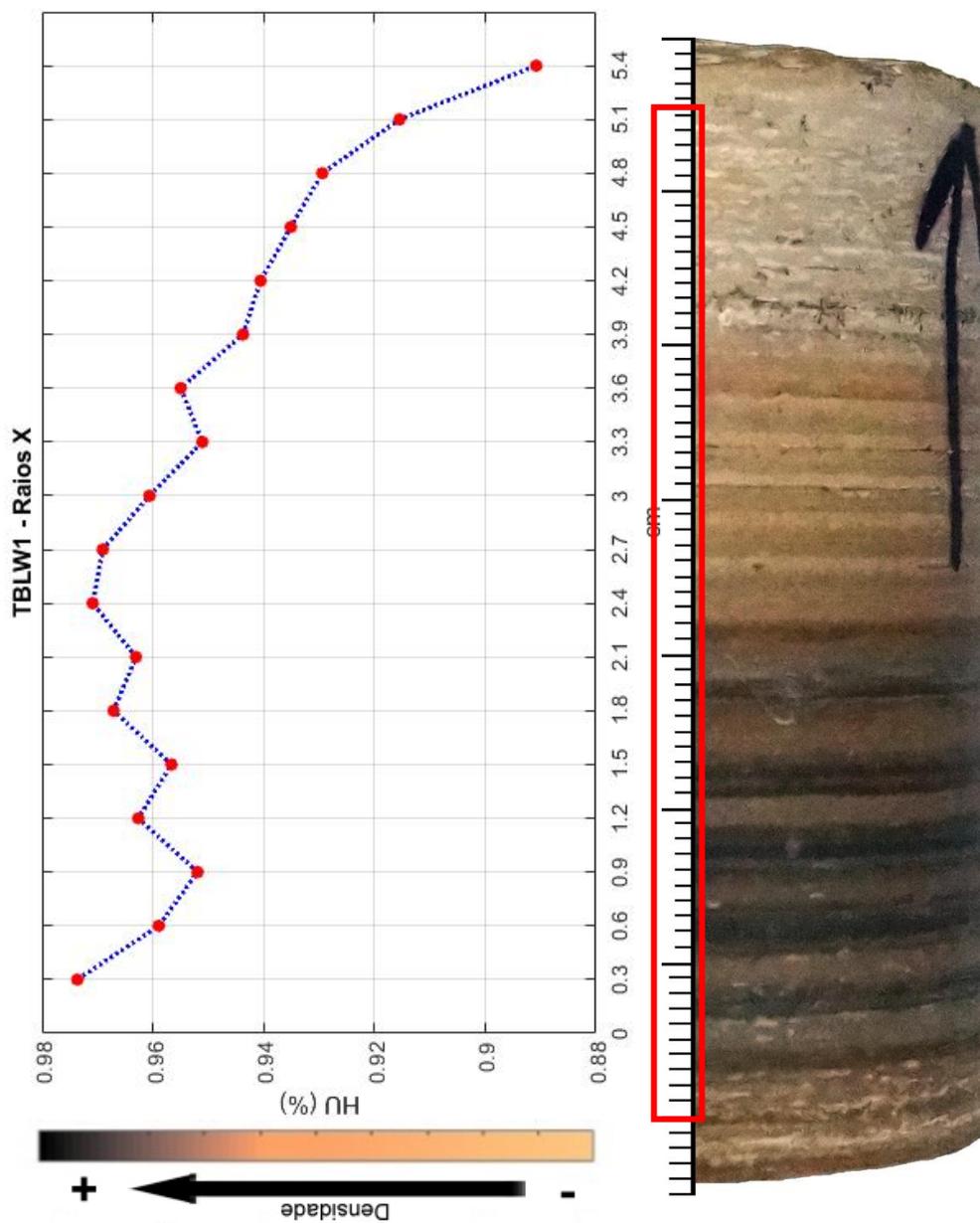


Fonte: A autora

As Figuras a seguir apresentam os perfis de Radiodensidade dos plugues, obtidos por meio da irradiação pela micro-CT de Raios X. Evidencia-se que quanto maior os percentuais expressos nos gráficos, mais escura é a laminação e quanto menor estes percentuais mais claros é a laminação presente nos laminitos calcário. Nota-se também que ao final de todos os gráficos ocorre uma queda dos percentuais, isso é resultado da diminuição de densidade nesta região da rocha. Isso ocorre uma vez que o topo do plugue fica exposto as ações climáticas, já a base do mesmo fica dentro do afloramento, preservando assim as características físico-químicas.

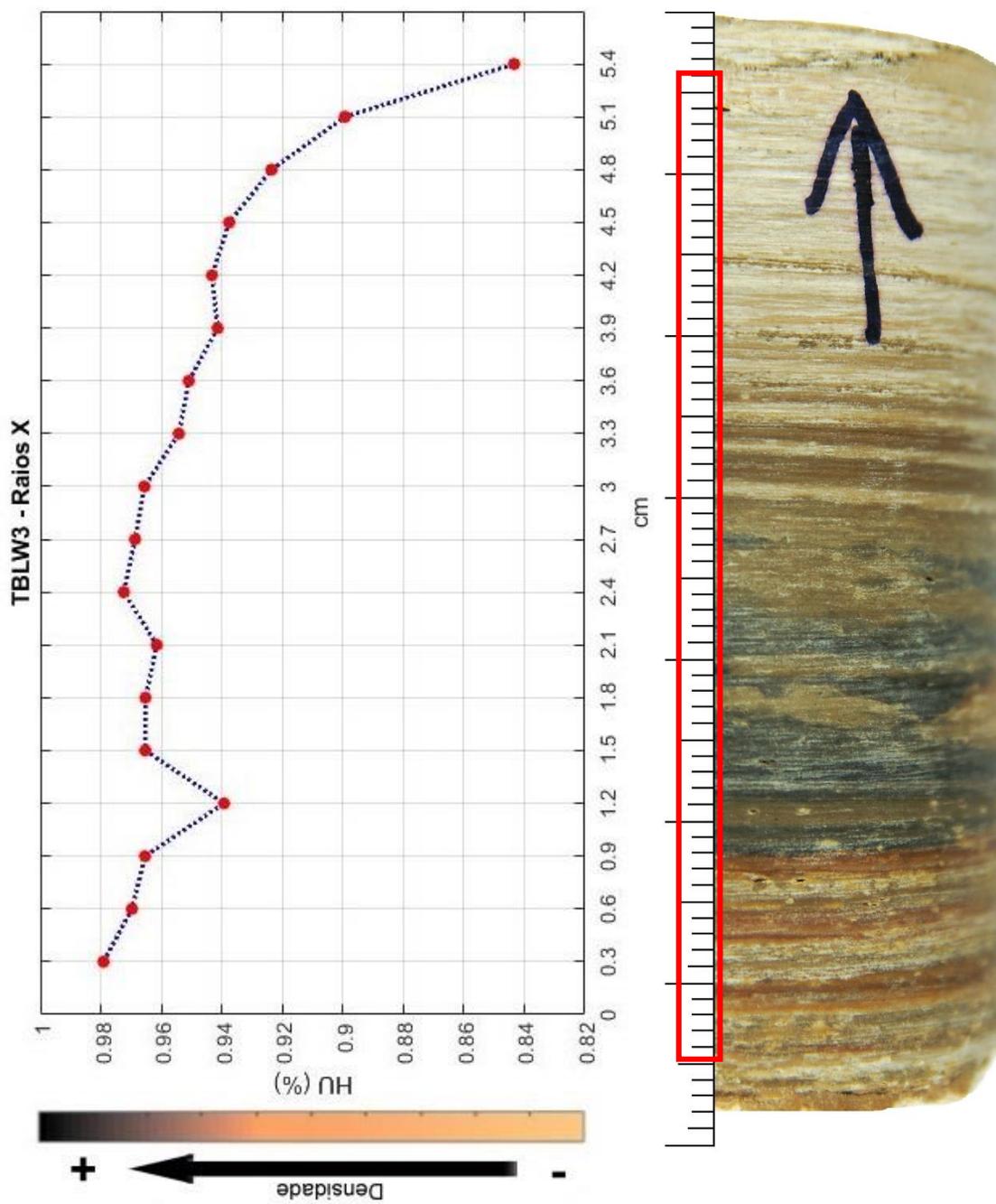
As Figuras 41, 42, 43, 44 e 45 apresentam os perfis de radiodensidade dos plugues TBLW1, TBLW3, TLW1, TT02 e TG03, respectivamente.

Figura 41. Perfil de Radiodensidade do Plugue TBLW1.



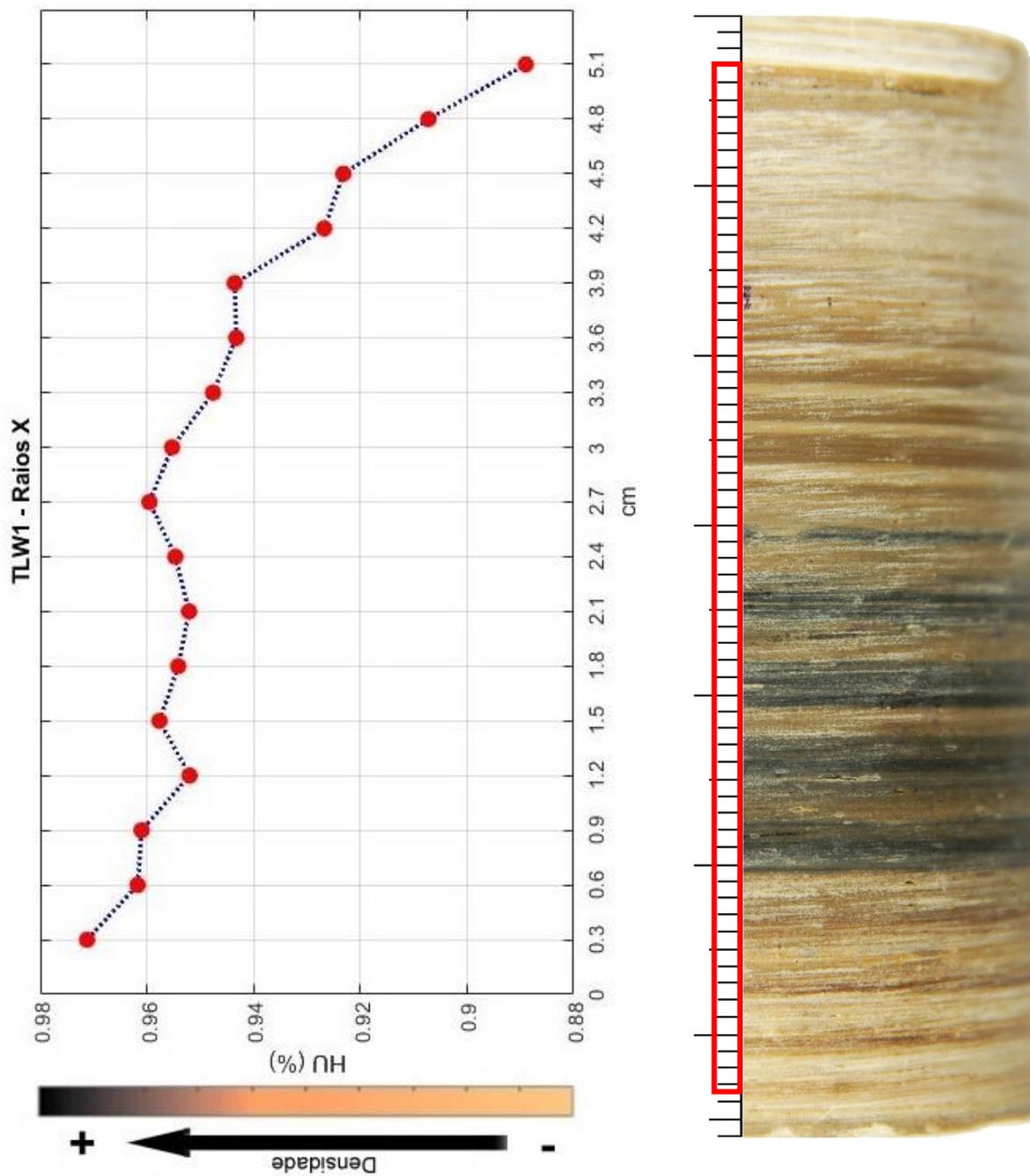
Fonte: A autora

Figura 42. Perfil de Radiodensidade do Plugue TBLW3.



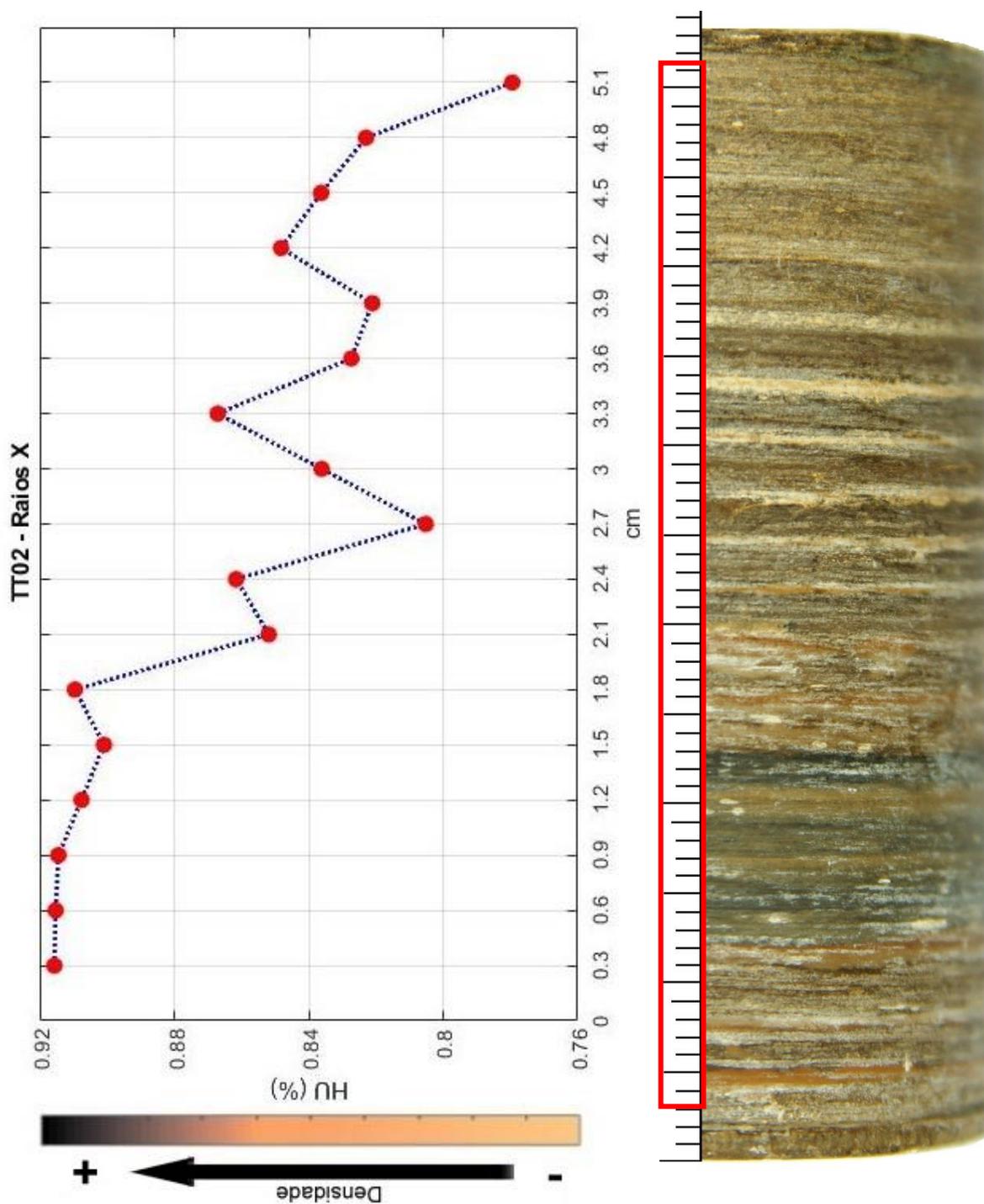
Fonte: A autora.

Figura 43. Perfil de Radiodensidade do Plugue TLW1.



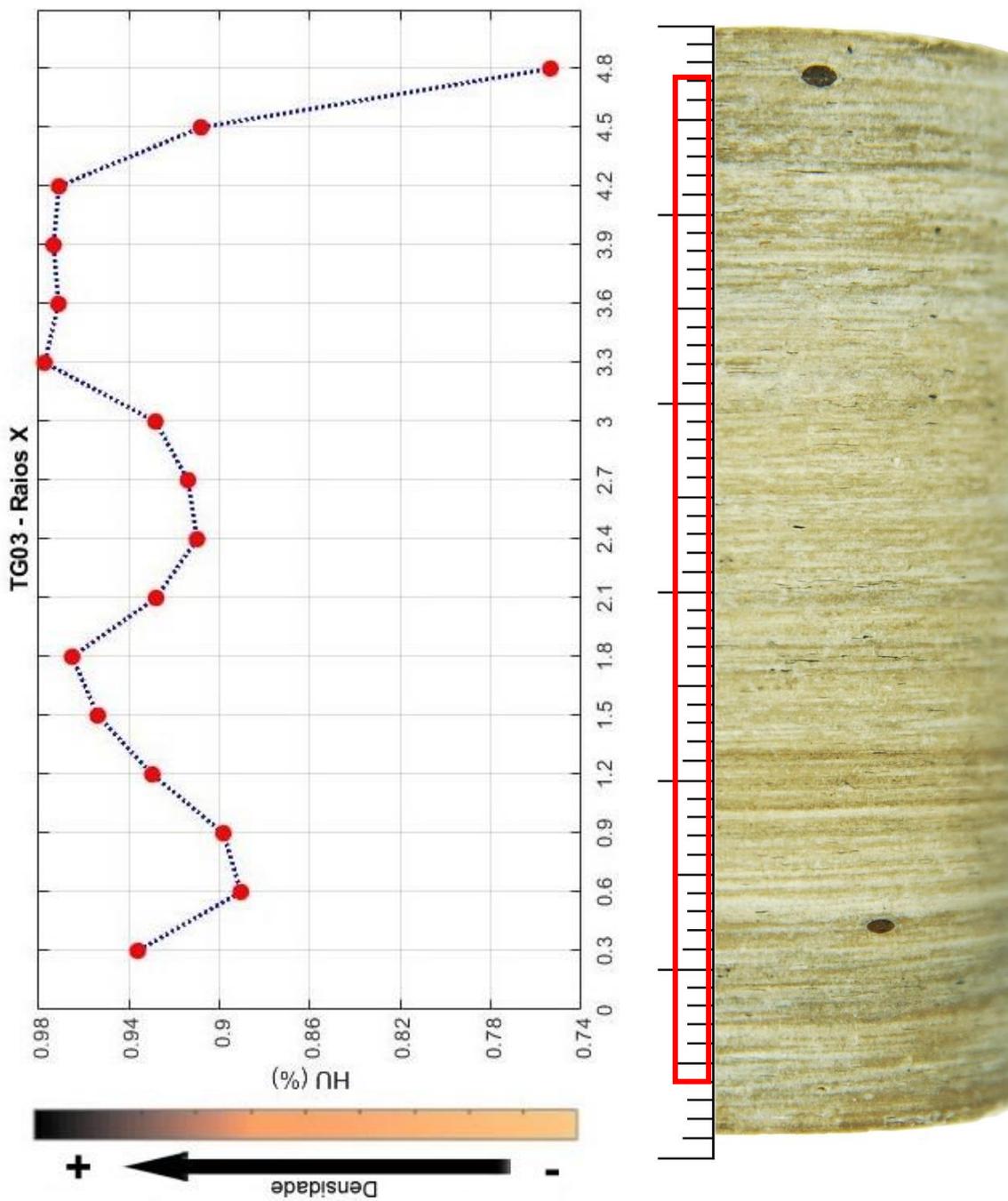
Fonte: A autora.

Figura 44. Perfil de Radiodensidade do Plugue TT02.



Fonte: A autora.

Figura 45. Perfil de Radiodensidade do Plugue TG03.

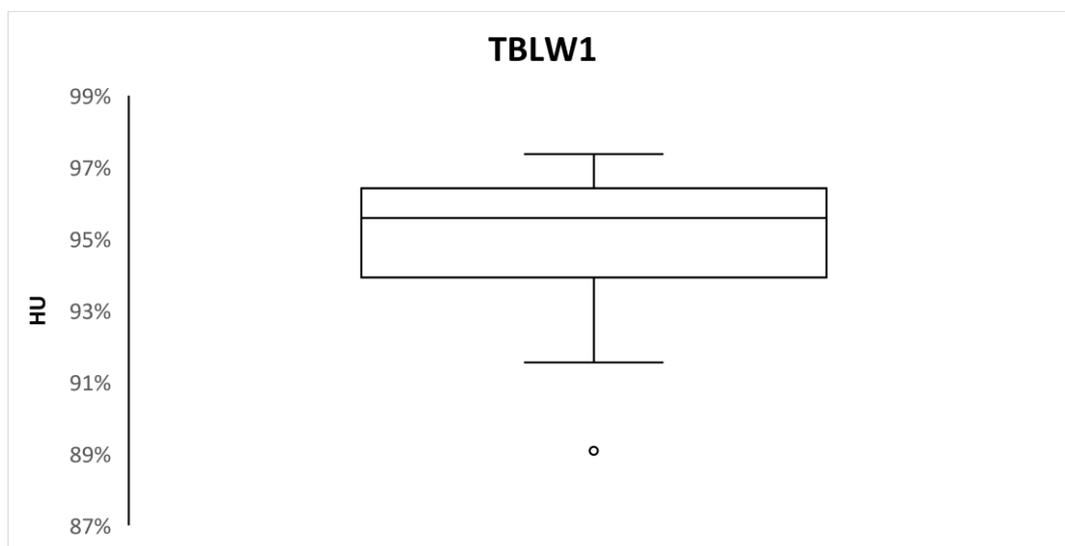


Fonte: A autora.

Visando garantir que todos os percentuais em queda no final do gráfico do Perfil de Radiodensidade de cada plugue, seja de fato pela ação climática, realizou-se a análise dos conjuntos de dados dos mesmos. A análise teve em vista a identificação e distribuição dos valores discrepantes (outliers) de cada plugue.

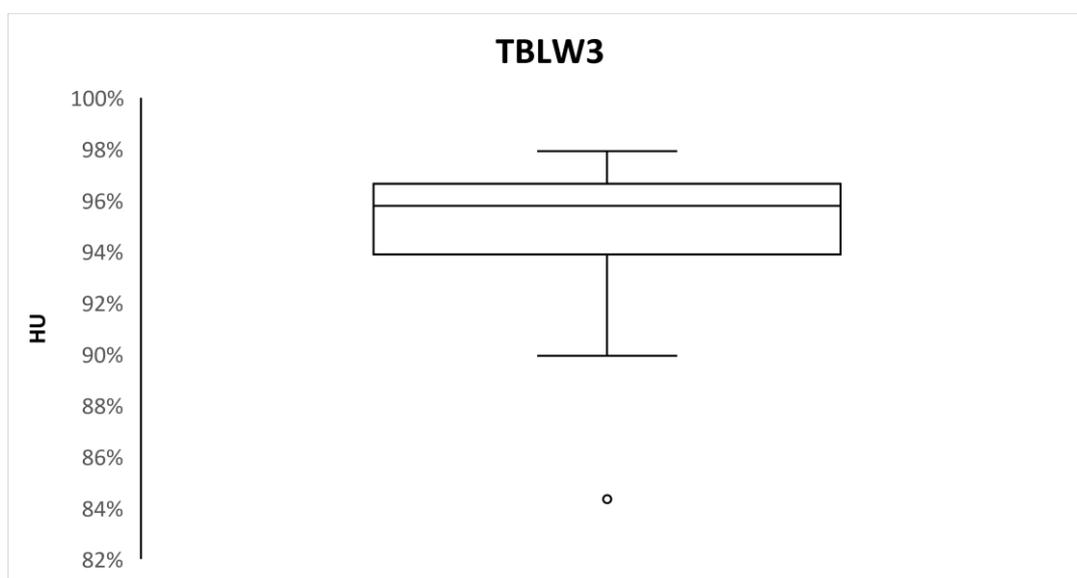
As Figuras 46, 47, 48, 49 e 50 apresentam o resultado das análises das distribuições dos valores dos plugues TBLW1, TBLW3, TLW1, TT02 e TG03, respectivamente.

Figura 46. Distribuição dos valores de TBLW1.



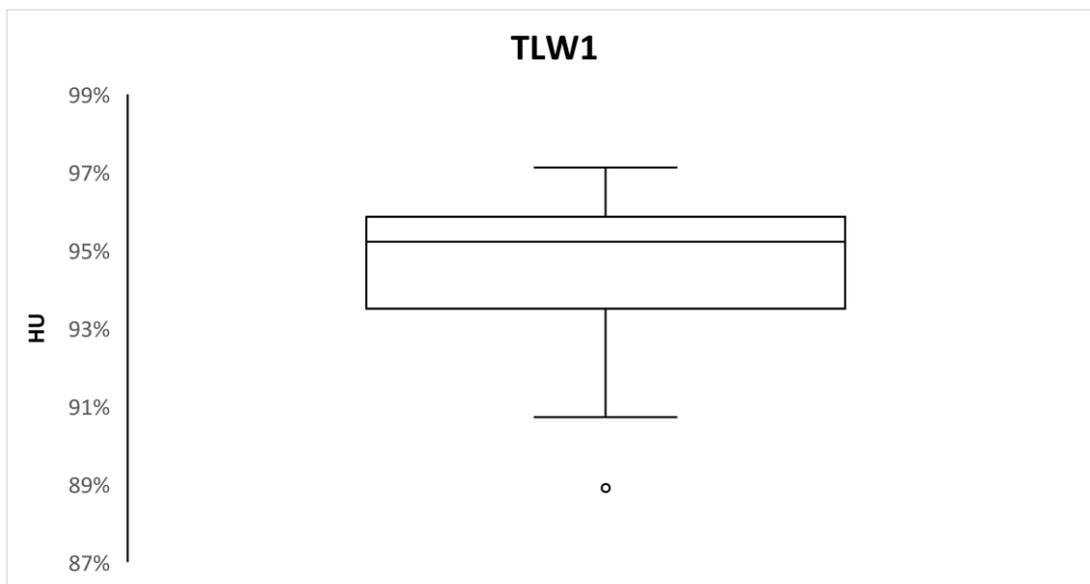
Fonte: A autora.

Figura 47. Distribuição dos valores de TBLW3.



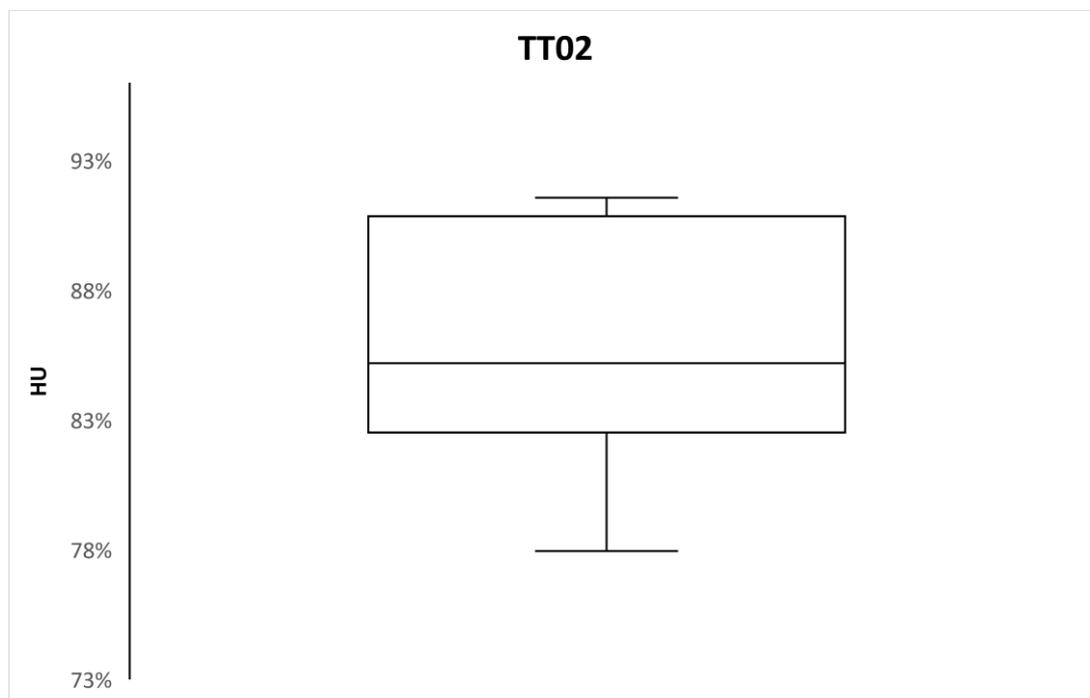
Fonte: A autora.

Figura 48. Distribuição dos valores de TLW1.



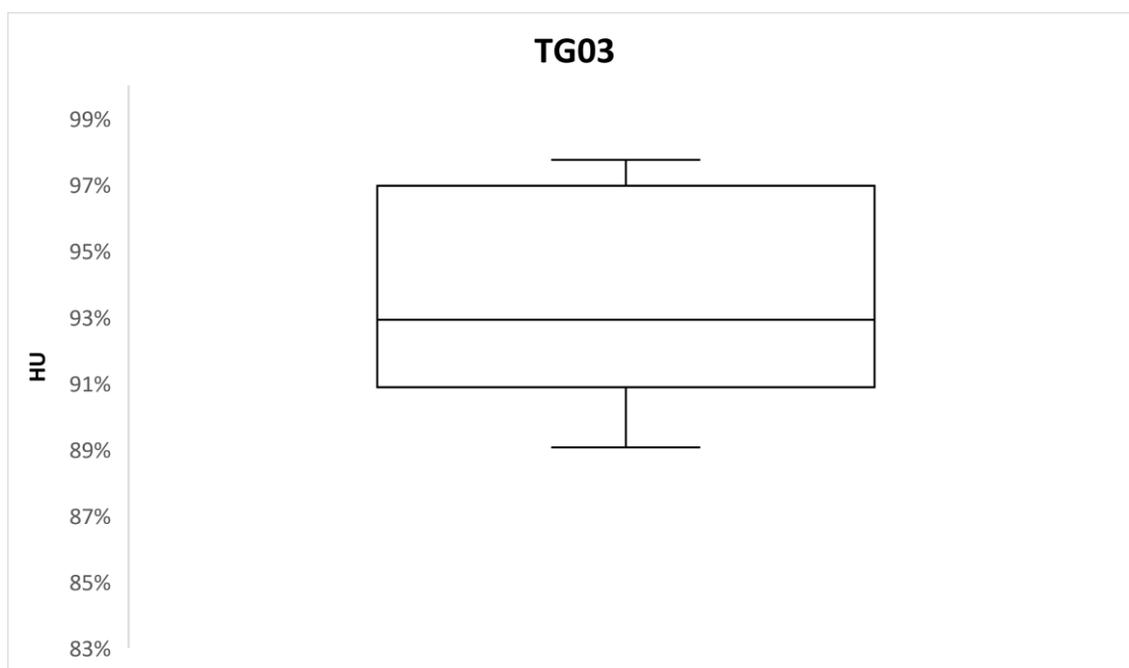
Fonte: A autora.

Figura 49. Distribuição dos valores de TT02.



Fonte: A autora.

Figura 50. Distribuição dos valores de TG03.



Fonte: A autora.

Evidenciou-se que os conjuntos de dados presentes nos plugues TBLW1, TBLW3 e TLW1 apresentam outliers. Outliers são dados que divergem drasticamente dentro de um conjunto. Neste contexto isso significa que esses dados não trazem informação sobre radiodensidade, sendo assim descartados durante as análises.

Ainda sobre as análises de dados dos Perfis de Radiodensidade, percebeu-se que os plugues TT02 e TG03 apresentaram uma amplitude maior nos seus percentuais, isso significa que os mesmos possuem uma razão de densidade maior entre a lâmina escura e clara.

A Tabela 8 detalha os valores de radiodensidade de cada plugue presente em seus respectivos gráficos. Desta forma é possível evidenciar que os intervalos de distância apresentam variações nos valores de radiodensidade, onde as mesmas correspondem à coloração de claro e escuro das laminações dos plugues.

Tabela 8. Valores de Radiodensidade dos Plugues.

TBLW1		TBLW3		TLW1	
cm	%	cm	%	cm	%
0,3	97	0,3	98	0,3	97
0,6	96	0,6	97	0,6	96
0,9	95	0,9	97	0,9	96
1,2	96	1,2	94	1,2	95
1,5	96	1,5	97	1,5	96
1,8	97	1,8	97	1,8	95
2,1	96	2,1	96	2,1	95
2,4	97	2,4	97	2,4	95
2,7	97	2,7	97	2,7	96
3	96	3	97	3	96
3,3	95	3,3	95	3,3	95
3,6	95	3,6	95	3,6	94
3,9	94	3,9	94	3,9	94
4,2	94	4,2	94	4,2	93
4,5	94	4,5	94	4,5	92
4,8	93	4,8	92	4,8	91
5,1	92	5,1	90	5,1	89
5,4	89	5,4	84		

TT02		TG03	
cm	%	cm	%
0,3	92	0,3	94
0,6	92	0,6	89
0,9	91	0,9	90
1,2	91	1,2	93
1,5	90	1,5	95
1,8	91	1,8	97
2,1	85	2,1	93
2,4	86	2,4	91
2,7	81	2,7	91
3	84	3	93
3,3	87	3,3	98
3,6	83	3,6	97
3,9	82	3,9	97
4,2	85	4,2	97
4,5	84	4,5	91
4,8	82	4,8	75
5,1	78		

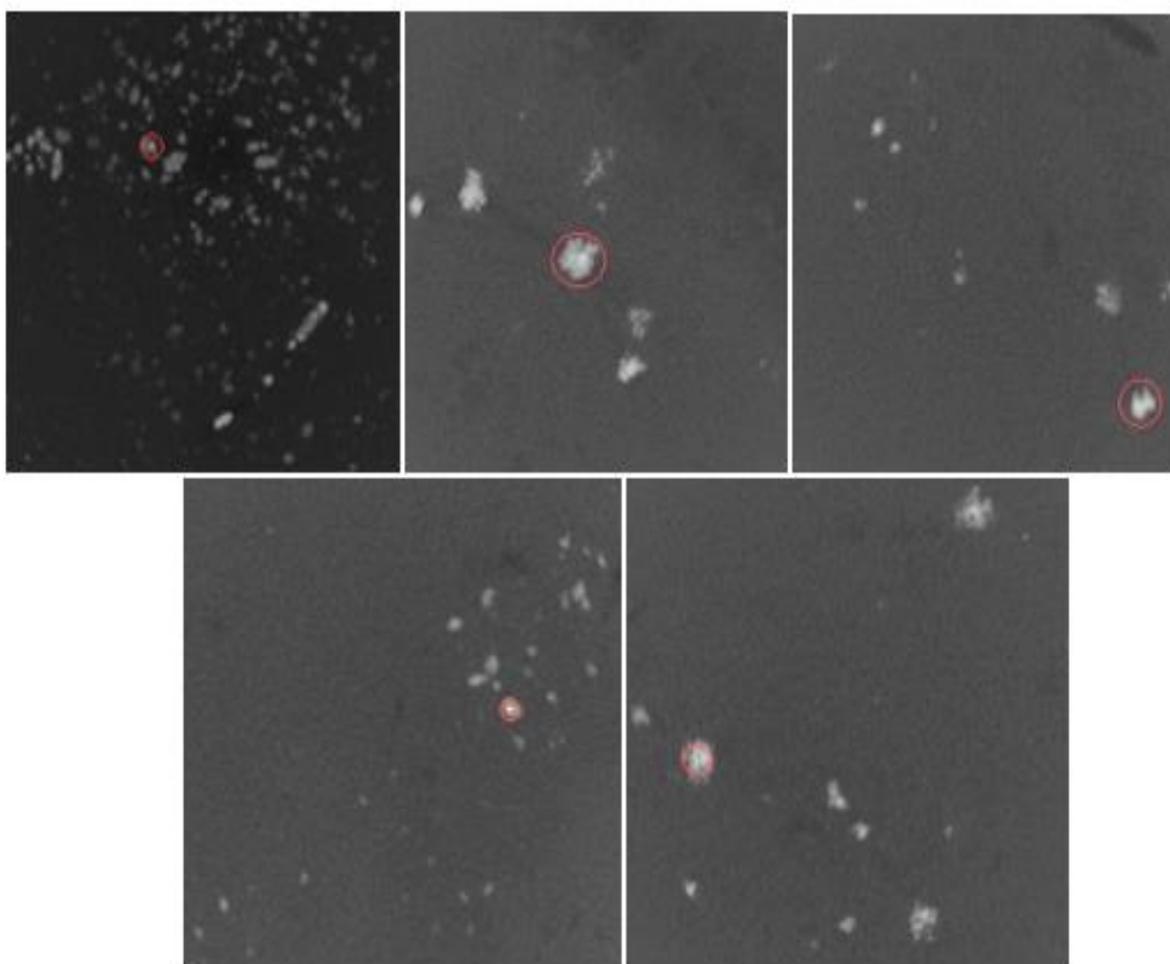
Fonte: A autora.

#### 4.1.1 Identificação de Heterogeneidade

Segundo Heimhofer *et al.* (2009), o calcário laminado tem em sua composição a presença de Ca, S e Fe, e apresentam concentrações variadas. A correlação entre mudanças de cor e variações é evidente na presença de S e Fe, onde as lâminas escuras estão associadas com intensidades crescentes destes elementos.

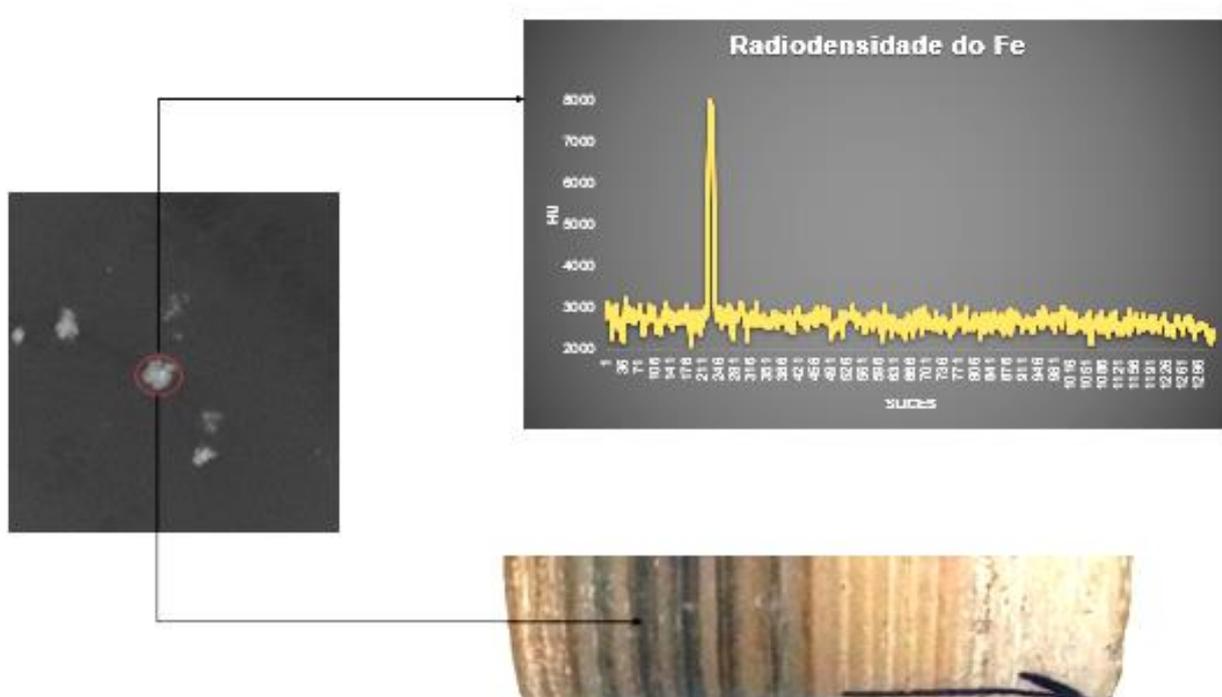
A imagem a seguir mostra a presença de Fe em diferentes rochas (Figura 51) obtidas durante o processamento das mesmas, levando em consideração o slice com maior heterogeneidade. Visando garantir a identificação deste elemento, gerou-se um gráfico do perfil de radiodensidade dessa heterogeneidade. O valor de radiodensidade apresentado é muito próximo da densidade do Fe (7,874 g/cm<sup>3</sup>), este por sua vez é descrito na Figura 52.

Figura 51. Identificação de Heterogeneidade nos plugues.



Fonte: A autora.

Figura 52. Radiodensidade da Heterogeneidade.



Fonte: A autora.

## 4.2 TOMOGRAFIA DE RAIOS GAMA

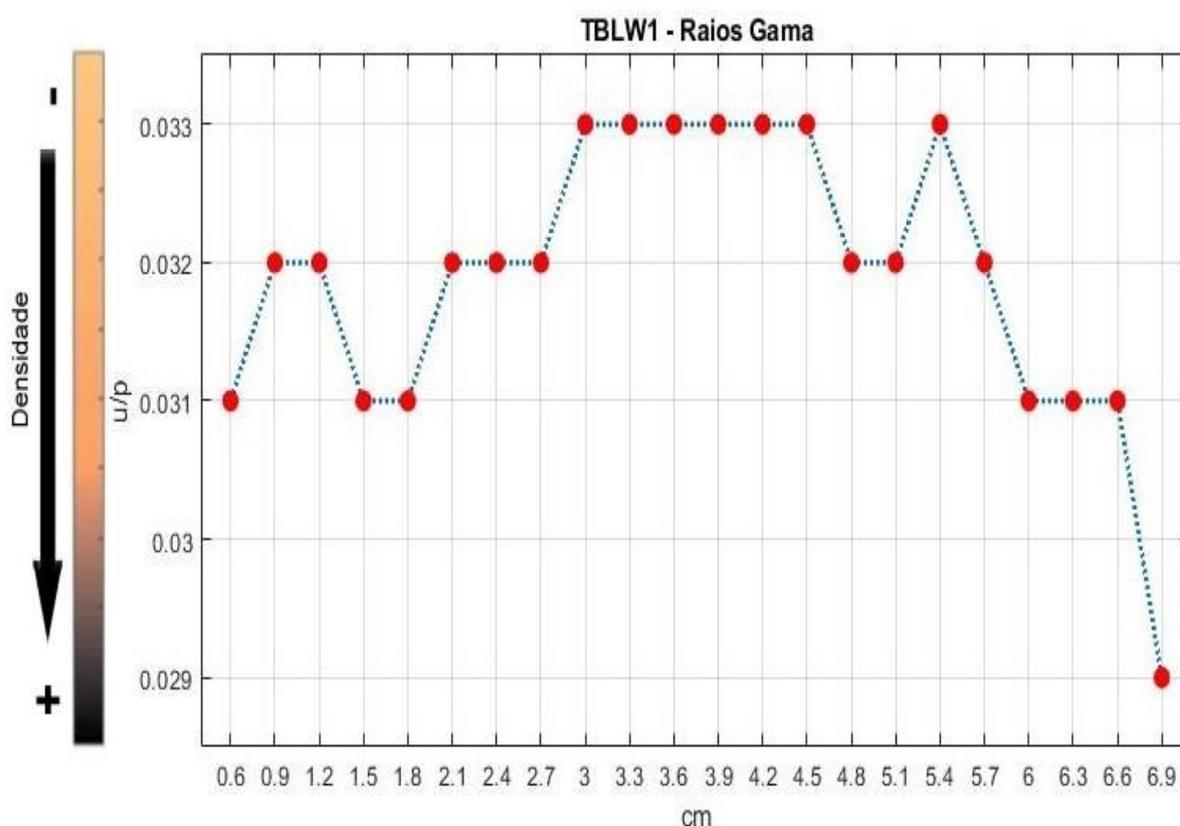
Os gráficos gerados pela irradiação da Tomografia de Raios Gama dos plugues utilizados neste trabalho correspondem a avaliação da área total dos mesmos. A obtenção do coeficiente de atenuação mássico dos plugues, fornece informações a respeito de suas características petrofísicas, entre elas, o perfil de densidade.

Para a determinação do coeficiente de atenuação mássico dos plugues, utilizou-se as espessuras dos mesmos que estão descritas na tabela 2 e o valor médio de densidade de  $2,69 \text{ g/cm}^3$ . Este valor foi obtido através de um relatório interno do Projeto Turing – UFPE/FADE/PETROBRAS, do laboratório de Petrofísica da UFCG (SOARES, 2013).

Evidencia-se que quanto menor os valores dos coeficientes de atenuação mássico expressos nos gráficos, mais escura é a laminação e quanto maior estes valores mais claros é a laminação presente nos laminitos calcário.

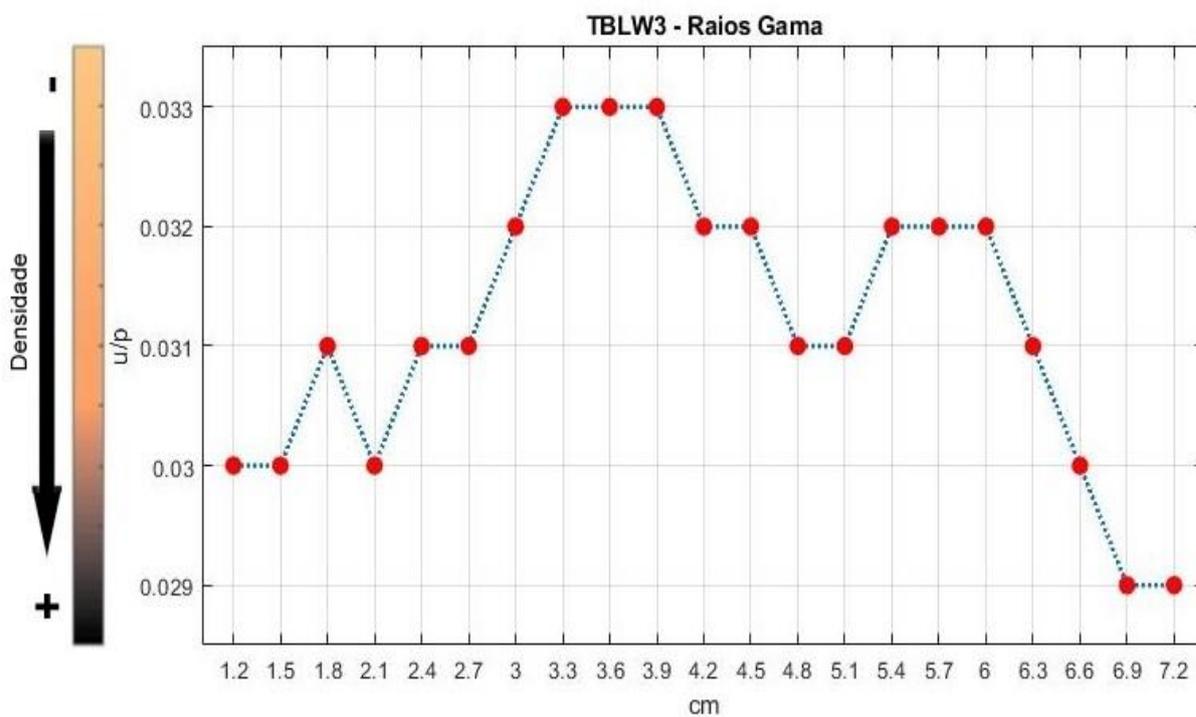
É importante ressaltar que em todos os gráficos gerados pela irradiação dos plugues, os mesmos apresentam o início dos valores de coeficientes de atenuação mássicos em variados valores de centímetros, isso acontece pois se faz necessário retirar os valores dos coeficientes que não correspondem a atenuação dos plugues, variando assim os valores de centímetros presentes nos gráficos. Esse fenômeno foi descrito anteriormente no tópico sobre Transmissão Gama (3.3.2) e também é demonstrado na Figura 33. As Figuras a seguir demonstram os coeficientes de atenuação mássico dos plugues.

Figura 53. Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TBLW1.



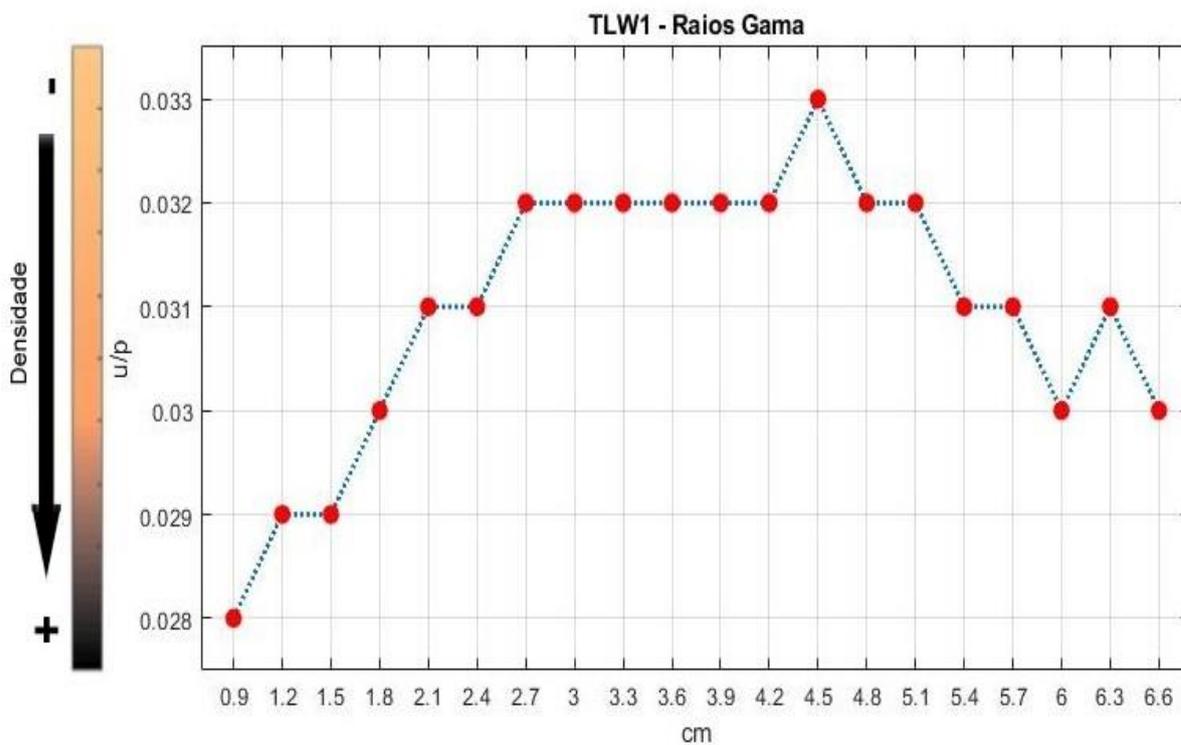
Fonte: A autora.

Figura 54. Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TBLW3.



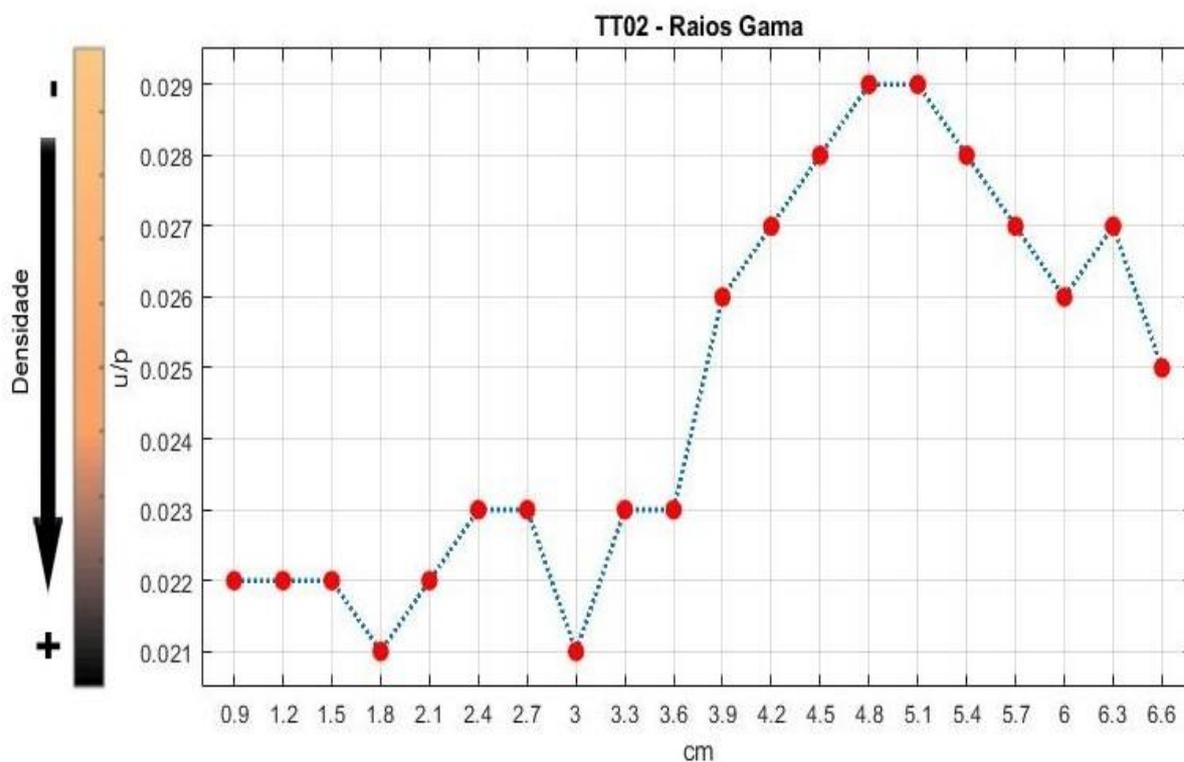
Fonte: A autora.

Figura 55. Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TLW1.



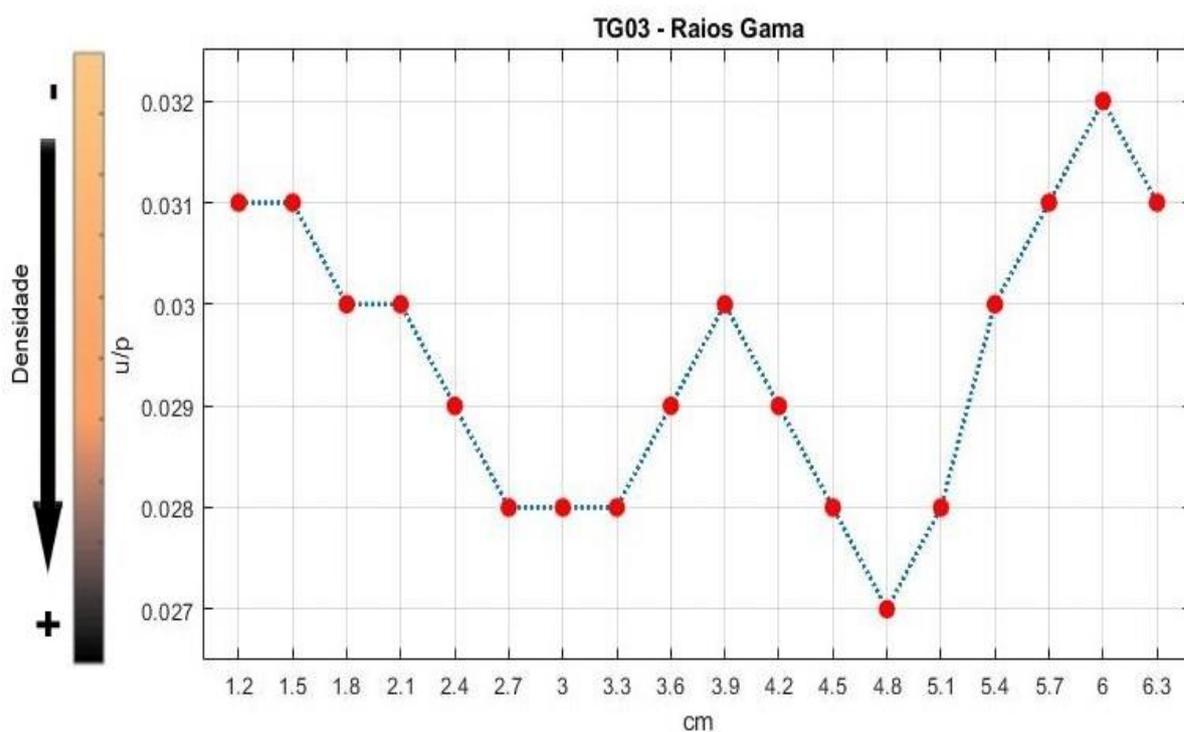
Fonte: A autora.

Figura 56. Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TT02.



Fonte: A autora.

Figura 57. Coeficiente de Atenuação Mássico do Plugue TG03.



Fonte: A autora.

As Tabelas 9 e 10 detalham os valores do coeficiente de atenuação mássico de cada plugue presente em seus respectivos gráficos. Nota-se também que a variação dos valores do coeficiente de atenuação mássico presentes em todos os gráficos é pequena, isso é resultado da faixa de energia em que os plugues foram irradiados.

Tabela 9. Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico -TBLW1, TBLW3 e TLW1.

TBLW1		TBLW3		TLW1	
cm	$\mu/\rho$	cm	$\mu/\rho$	cm	$\mu/\rho$
0,6	0,031	1,2	0,030	0,9	0,028
0,9	0,032	1,5	0,030	1,2	0,029
1,2	0,032	1,8	0,031	1,5	0,029
1,5	0,031	2,1	0,030	1,8	0,030
1,8	0,031	2,4	0,031	2,1	0,031
2,1	0,032	2,7	0,031	2,4	0,031
2,4	0,032	3	0,032	2,7	0,032
2,7	0,032	3,3	0,033	3	0,032
3	0,033	3,6	0,033	3,3	0,032
3,3	0,033	3,9	0,033	3,6	0,032
3,6	0,033	4,2	0,032	3,9	0,032
3,9	0,033	4,5	0,032	4,2	0,032
4,2	0,033	4,8	0,031	4,5	0,033
4,5	0,033	5,1	0,031	4,8	0,032
4,8	0,032	5,4	0,032	5,1	0,032
5,1	0,032	5,7	0,032	5,4	0,031
5,4	0,033	6	0,032	5,7	0,031
5,7	0,032	6,3	0,031	6	0,030
6	0,031	6,6	0,030	6,3	0,031
6,3	0,031	6,9	0,029	6,6	0,030
6,6	0,031	7,2	0,029		
6,9	0,029				

Fonte: A autora.

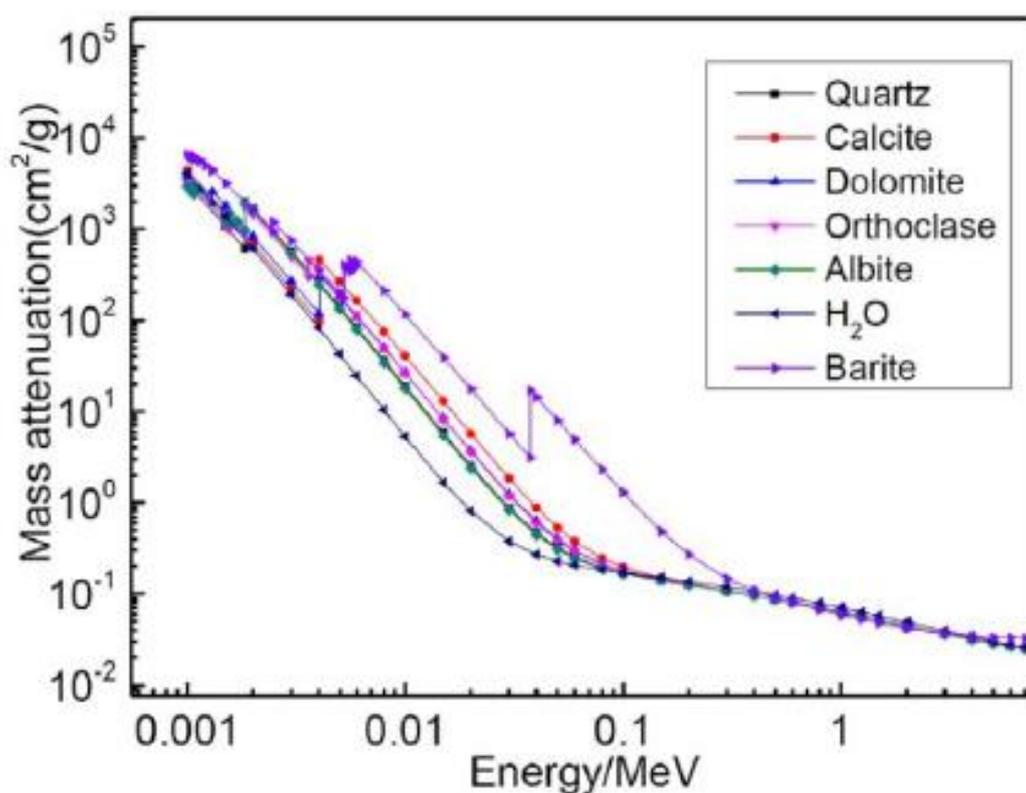
Tabela 10. Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico -TT02 e TG03.

TT02		TG03	
cm	$\mu/\rho$	cm	$\mu/\rho$
0,9	0,022	1,2	0,031
1,2	0,022	1,5	0,031
1,5	0,022	1,8	0,030
1,8	0,021	2,1	0,030
2,1	0,022	2,4	0,029
2,4	0,023	2,7	0,028
2,7	0,023	3	0,028
3	0,021	3,3	0,028
3,3	0,023	3,6	0,029
3,6	0,023	3,9	0,030
3,9	0,026	4,2	0,029
4,2	0,027	4,5	0,028
4,5	0,028	4,8	0,027
4,8	0,029	5,1	0,028
5,1	0,029	5,4	0,030
5,4	0,028	5,7	0,031
5,7	0,027	6	0,032
6	0,026	6,3	0,031
6,3	0,027		
6,6	0,025		

Fonte: A autora.

Os plugues foram irradiados com uma fonte de  $^{137}\text{Cs}$ , que possui energia média de 661,6 keV e para esta faixa de energia os valores de coeficiente de atenuação mássico são muito próximos. A Figura 61 demonstra esses coeficientes para vários minerais presentes em rochas-reservatório com diferentes faixas de energias (LIU *et al.*, 2018).

Figura 58. Coeficiente de Atenuação Mássico para diferentes minerais.



Fonte: (LIU *et al.*, 2018).

Realizou-se uma média das medidas dos coeficientes de atenuação mássico das rochas analisadas de forma experimental e obteve-se também o coeficiente de atenuação mássico através do NIST XCOM. Para a obtenção dos valores do XCOM, utilizou-se a composição primária do Calcário ( $\text{CaCO}_3$ ) e a energia selecionada foi de 662 keV, já para os valores experimentais foi tomada a média dos valores dos coeficientes de cada plugue, esses valores estão descritos na Tabela 11.

Tabela 11. Valores dos Coeficientes de Atenuação Mássico.

PLUGUES	COMPOSIÇÃO PRIMÁRIA	$\mu_m$ Experimental (cm <sup>2</sup> /g)	$\mu_m$ XCOM (cm <sup>2</sup> /g)
TBLW1	CACO3	0,032	0,077
TBLW3	CACO3	0,031	0,077
TLW1	CACO3	0,031	0,077
TT02	CACO3	0,025	0,077
TG	CACO3	0,029	0,077

Fonte: A autora.

Como não foi possível identificação e quantificação precisa da composição dos plugues, foi estabelecido a composição primária para a determinação do coeficiente de atenuação mássico pelo XCOM. Isso resultou em valores um pouco divergentes do coeficiente de atenuação mássico experimental.

A tabela 12 apresenta os valores da média de densidade das laminações escuras em relação as laminações claras por meio da utilização da micro-CT de Raios X e da Tomografia de Raios Gama.

Tabela 12. Médias das densidades das laminações escuras em relação as laminações claras.

PLUGUES	MICRO-CT DE RAIOS X	TOMOGRAFIA DE RAIOS GAMA
TBLW1	1,08	0,87
TBLW3	1,16	0,87
TLW1	1,08	0,84
TT02	1,17	0,75
TG03	1,25	0,84

Fonte: A autora.

Para encontrar os valores das médias das laminações escuras em relação às claras pela micro-CT de Raios X, calculou-se a razão entre o maior valor de radiodensidade presente no gráfico de cada plugue (lâmina escura) pelo menor valor de radiodensidade (lâmina clara) presente no gráfico de cada plugue. Esta razão demonstra o quanto em média a lâmina escura é mais densa que a lâmina clara.

Para obter os valores das médias das laminações escuras em relação às claras pela Tomografia de Raios Gama, calculou-se a razão entre o menor valor do coeficiente de atenuação mássico presente no gráfico de cada plugue (lâmina escura)

pelo maior valor do coeficiente de atenuação mássico (lâmina clara) presente no gráfico de cada plugue. Esta razão demonstra o quanto em média a lâmina escura é mais densa que a lâmina clara.

Os resultados descritos na tabela 8 diferem significativamente, afinal o mecanismo utilizado para a irradiação dos plugues foi distinto (micro-CT e Tomografia de Raios Gama). Os valores de energia e tempo de aquisição são diferentes para ambas as técnicas de irradiação, resultando assim em valores oriundos de processos de interação da radiação diferentes.

## 5 CONCLUSÃO

A Microtomografia de Raios X, se mostrou um método de análise, rápida, confiável e segura na identificação de propriedades petrofísicas como o perfil de densidade e a presença de heterogeneidades presentes nos plugues de calcário laminado.

Esta técnica apresenta algumas limitações, sendo as principais, a resolução espacial e a limitação de campo no escaneamento, uma vez que suporte do plugue acaba impedindo a irradiação em determinada região do mesmo. Com isso, há uma diminuição do campo a ser irradiado que por sua vez resultará em uma menor região para a realização das análises de propriedades.

A micro-CT de Raios X, permite a visualização do volume bidimensional em diferentes planos e também o tridimensional, facilitando assim as identificações das lâminas presentes neste tipo de rocha.

Foi possível identificar qual o principal componente das heterogeneidades presentes nas lâminas por meio do radiodensidade. Esta técnica foi alcançada durante o processamento das imagens dos plugues de calcário laminado.

A tomografia de Raios Gama se mostrou um método de análise precisa na identificação de propriedades petrofísicas como o perfil de densidade presentes nos plugues de calcário laminado.

Porém, esta técnica por sua vez apresenta uma limitação, uma vez que se faz necessário conhecer a composição dos plugues, para que assim seja possível realizar uma análise de forma detalhada e precisa das propriedades petrofísicas dos plugues analisados.

Com isso, conclui-se que a combinação das técnicas de micro-CT de Raios X e a Tomografia de Raios Gama permite a análise, caracterização e identificação de propriedades petrofísicas dos plugues de calcário laminado.

## REFERÊNCIAS

ABENDI – **Associação Brasileira de Ensaaios Não Destrutivos e Inspeção**. São Paulo, 2013

Disponível em < <http://www.abendi.org.br> >. Acessado em: 09 jan. 2017.

AHR, W. M. **Geology of carbonate reservoirs the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks**. Hoboken, N. J. Wiley 2008.

APPOLONI C.; POTTKER, W. **Non-destructive porosity profile measurement of amorphous materials by gamma-ray transmission**, Applied Radiation and Isotopes, v.61, n.6, p.1133-1138. Jan. 2005.

ARAÚJO, J. M. B. F. **Identificação da Potencialidade de Amostras Geológicas para Inspeção de Petróleo utilizando Tomografia Computadorizada Gama**. Dissertação de Mestrado em Ciências Nucleares. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2018.

ARNS, C. H.; BAUGET, F.; GHOUS, A.; SAKELLARIOU, A.; SENDEN, T. J.; SHEPPARD, A. P.; SOK, R. M.; PINCZEWSKI, W. V.; KELLY, J. e KNACKSTED, M. A. **Digital core laboratory: Petrophysical analysis from 3D imaging of reservoir core fragments**. Petrophysics, 46, 2003.

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

BITTENCOURT, E. **Petróleo Infonet, 2012**. Disponível em <<http://petroleoinfonet.blogspot.com.br> > Acessado: 25 de out de 2018.

BORGES, J.A.R., PIRES, L.F., PEREIRA, A.B. **Tomografia computadorizada para estimar a área elementar representativa para medições de porosidade do solo**. The Scientific World Journal, 2012

BOURBIÉ, T.; COUSSY, O.; ZINSZNER, B. **Acoustics of porous media**. Éditions Technip. Paris, 1987

BUSHONG, S. C. **Ciência Radiológica para Tecnólogos A**. 9ª edição, 2010.

BUCHELI, A. J., 2005, **Estudo de Propriedades e Comportamento Geomecânico de Rochas-Reservatório**. Dissertação de M. Sc, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CATTO, B., Jahnert, R.J., Warren, L.V., Varejao, F.G., Assine, M.L., 2016. **The microbial nature of laminated limestones: lessons from the upper aptian, Araripe Basin, Brazil**. Sediment. Geol. 341, 304–315.  
<https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.05.007>.

CEMBER, H., JOHNSON, T. E. **Introduction to Health Physics**, ed.4, McGraw-Hill, 2008.

COSTA, L. F.; ANTONINO, A. C. D.; HECK, R. J.; COUTINHO, A. P.; PIMENTEL, R. M. M.; SALES, F. J. R.; MACHADO, C. B.; VASCONCELOS, T. C.; DUARTE, D. A. **Microtomografia computadorizada de raios-X na caracterização morfométrica dos poros de Neossolo Regolítico Eutrófico**, Journal of Environmental Analysis and Progress, v. 1, n. 1, p. 24-33, 2016.

COSTA, L. F.; ANTONINO, A. C. D.; HECK, R. J.; COUTINHO, A. P.; VASCONCELOS, T. C. MACHADO, C. B. **X-ray computed microtomography in the evaluation of the porous system of soils**, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v.22, n.4, p. 249-254, 2018.

COSTA, P. R., ARAUJO, E. C A. **“Aplicação do algoritmo FDK para reconstrução de imagens tomográficas multicortes”**. Revista Brasileira de Engenharia Biomédica, v. 26, n. 2 (Ago), pp. 105-120, 2010.

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

DANTAS, C. C. *et al.* **Measurement of Density Distribution of a Cracking Catalyst in Experimental Riser With a Sampling Procedure for Gamma Ray Tomography**. Nuclear Instruments and Methods in Physics Research, p. 841–848, 2008.

DILLINGER, A. *et al.* **Impacto f diagenesis on reservior quality in a sedimentar geothermal play: a case study in ther Cooper Basin, South Australia**. Basin Reseach, p. 1-21, 2014.

FERRAZ, E.S.B.; MANSELL, R.S. **Determining water content and bulk density of soil by gamma ray attenuation methods**. Flórida: IFAS - Institute of Food and Agricultural Sciences, University of Florida, 1979.

FONSECA, A. C. G. **Aplicação das tomografias computadorizadas de Raios-X e Gama na análise de Solo Simulado**, Tese (doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2017.

GUEDES, K. A. N. **Simulação por Meio do Código MCNPX de Tomografia Gama e Validação com Dados Experimentais**. Dissertação de mestrado – Departamento de Energia Nuclear – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2016.

HEIMHOFER *et al.* **Deciphering the depositional environment of the laminated Crato fossil beds (Early Cretaceous, Araripe Basin, North-eastern Brazil)**, Sedimentology, 2009.

HUBBEL, J. H.; BERGER, M. J., **X-COM: Photon cross section on a personal computer**. NBSIR 87-3597, US Department of Commerce, National Bureau of Standards, Gaithersburg, MD, 1987.

KETCHAM, R. A. e CARLSON W. D. **Acquisition, optimization and interpretation of x-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences**. Computers & Geosciences, v. 27, 2001.

LIMA, I. C. B. **Caracterização de estruturas internas ósseas através das técnicas de Microtomografia tridimensional e Fluorescência de raios X**. Tese de Doutorado, CPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2006

LIU, J.; LIU, S.; YUAN, C.; ZHANG, F.; YAN, H.; MIAO, B.; LI, H. **A Method for Improving the Evaluation of Elemental Concentration in Neutron-Induced Gamma-Ray Spectroscopy Logging**. Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, p.24-26, 2018.

MACHADO, A. C. **Estudo de Acidificação em Rochas Carbonáticas Utilizando Microtomografia por Transmissão De Raios X**. Tese de Doutorado em Engenharia Nuclear. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2016.

MACHADO, A. C. **Estudos de parâmetros microestruturais de rochas reservatório para diferentes resoluções utilizando microtomografia computadorizada 3D**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Nuclear - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MACHADO, C.B. **Caracterização da distribuição de água em solos com lamelas com Tomografia Computadorizada de Raio – X**. Tese de Doutorado - Departamento de Energia Nuclear – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2019.

MANTOVANI, I. F. **Microtomografia e Nanotomografia de Raios X Aplicada à Caracterização Multiescalar de Sistema Poroso Carbonáticos**. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia de Materiais. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2013.

MAVKO, G.; MUKERJO, T.; DVORKIN, J. **The Rock Physic Handbook**. Cambridge University Press. Uk, 2003.

MORGAN, K. Z.; TURNER J. E. **History of Damage and Protection from Ionizing Radiation**, New York, 1967.

NOVA, A. A. V. **Quantificação da Porosidade em rochas Calcárias por meio da Tomografia Computadorizada de Raios X e de Raios Gama**. Dissertação de Mestrado – Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2020.

OLIVEIRA, K. M. **Tomografia Gama Computadorizada e Simulações com MCNPX Aplicados para Estudo da Solda**. Dissertação de mestrado –

Departamento de Energia Nuclear – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2017.

PALOMBO, L. **A Microtomografia de Raios X e a porosimetria por intrusão de mercúrio na determinação de porosidade e densidade de rochas reservatório.** Dissertação de Mestrado em Ciências. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2017.

PHOGAT, V.K., and AYLMOORE, L.A.G., **Evaluation of Soil Structure by Using Computer Assisted Tomography, Soil Physics and Hydrology**, vol 27, 1989.

PORTO, A. L. **Estimação de Propriedades Petrofísicas de Rochas Sedimentares a partir de imagens Microtomográficas de Raios-X.** Tese de Doutorado em Engenharia de Processos. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2015.

PLUCENIO, D. M. **Caracterização de rochas reservatório de petróleo a partir da modelagem do sistema poroso em rede de poros.** Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2016.

POTTKER, W. E., & APPOLONIL C. **Medida da Porosidade de Materiais Amorfos por Transmissão de Raios Gama.** Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual de Londrina, UEL, Londrina, 2000.

RIOS, J. L.P. **Curso de Sedimentologia** – CEFETE – Rio de Janeiro. 1990.

SELLEY, R. C. **Elements of petroleum geology.** San Diego Academic Press, 1998

SILVA, A. M. **Análise Morfométrica 2D e 3D de amostras de Ossos Trabecular utilizando Microtomografia Tridimensional por Raios-X.** Dissertação de Mestrado em Bioengenharia, Instituto de Química, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar.** São Paulo: Ed. Blucher, 2003.

SOARES, J. A. Projeto Turing – Propriedades permoporosas e elastodinâmicas de rochas carbonáticas e evaporíticas da bacia do Araripe. UFPE/FADE/PETROBRAS, 2013.

TEIXEIRA, J. B. **Petrografia de Rochas Reservatório Areníticas e Relação com diferentes Técnicas de obtenção de Parâmetros Petrofísicos.** Dissertação de Mestrado em Geoquímica Ambiental, Curso de Pós-Graduação em Geociências da Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2016.

TERRA, J.G.S., Spadini, A.R., França, A.B., Leite, C., Zambonato, E.E., Costa, L., Arienti, L.M., Erthal, M.M., Blauth, M., Franco, M.P., Matsuda, N.S., Goulart, N., Augusto, P., Junior, M., Francisco, R.S., Avila, D., Souza, R.S., De Tonietto, S.N.,

Maria, S., 2010. **Classificações Clássicas De Rochas Carbonáticas**, vol 18. B. Geoci. Petrobras, Rio Janeiro, pp. 9–29.

TIAB, D. e DONALDSON, E. C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Gulf Publishing Company, Houston – USA, 1999.

T.S. Miranda, R.F. Santos, J.A. Barbosa, I.F. Gomes, M.L. Alencar, O.J. Correia, T.C. Falcão, J.F.W. Gale, V.H. Neumann, **Quantifying aperture, spacing and fracture intensity in a carbonate reservoir analogue: Crato Formation, NE Brazil**, Marine and Petroleum Geology, Volume 97, 2018, Pages 556-567, ISSN 0264-8172, <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.07.019>.

TURNER, J. E. **Atoms, Radiation, and Radiation Protection**, ed.3, WILEY-VCH, 2007.

XAVIER, A. R., 2013, “**Caracterização de reservatórios**”. Boletim SBGF, 84, 16-19.

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