



AVALIAÇÃO DE MEIOS GEOLÓGICOS POROSOS POR TÉCNICAS ATÔMICAS
E NUCLEARES

Milena Ferreira de Siqueira Oliveira

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Nuclear, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Nuclear.

Orientador: Ricardo Tadeu Lopes

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2012

AVALIAÇÃO DE MEIOS GEOLÓGICOS POROSOS POR TÉCNICAS ATÔMICAS
E NUCLEARES

MILENA FERREIRA DE SIQUEIRA OLIVEIRA

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA NUCLEAR.

Examinada por:

Prof. Ricardo Tadeu Lopes, D.Sc.

Profa. Inayá Corrêa Barbosa Lima, D.Sc

Prof. Edgar Francisco Oliveira de Jesus, D.Sc.

Prof. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, D.Sc.

Prof. Hugo Reuters Schelin, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2012

Oliveira, Milena Ferreira de Siqueira

Avaliação de meios geológicos porosos por técnicas atômicas e nucleares / Milena Ferreira de Siqueira Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

X, 149 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Ricardo Tadeu Lopes

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Nuclear, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 134-144.

1. Porosidade. 2. Microtomografia Computadorizada. 3. Perfilagem Nuclear. I. Lopes, Ricardo Tadeu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Nuclear. III. Título.

Aos meus pais Suely e Roberto,
Aos meus meninos Cauê e KiKo
e ao meu marido Itamar Oliveira

AGRADECIMENTOS

A Deus e Nossa Senhora por estarem à frente nesta jornada.

Ao meu marido Itamar Oliveira, pela ajuda, companheirismo, conselhos e paciência.

A minha mãe Suely Siqueira por estar ao meu lado me apoiando em todos os momentos. E ao meu pai Roberto Siqueira pelo amor e carinho.

Ao Prof. Ricardo Tadeu Lopes (PEN/COPPE/UFRJ) pela orientação, disponibilidade, compreensão, apoio e aconselhamentos nos momentos mais importantes.

A Prof. Inayá Corrêa Barbosa Lima (PEN/COPPE/UFRJ) pela orientação e participação ao longo de todo trabalho.

Aos amigos Dr. Paula Lucia Ferruccio e Dr. Carlos Jorge Abreu por terem me recebido e apresentado à geologia com muito carinho.

Ao Prof. Leonardo Borghi (Departamento de Geologia/IGEO/UFRJ) pelo suporte, compreensão e amizade durante esta pesquisa.

Aos meus amigos, todos, pela amizade, carinho e ajuda.

Ao Programa de Engenharia Nuclear da COPPE/UFRJ, pela oportunidade de realização deste trabalho.

Ao Laboratório de Geologia Sedimentar- LAGESED/IGEO/UFRJ, pelo suporte tecnológico necessário para implementação desta pesquisa.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

AValiação DE MEIOS GEOLÓGICOS POROSOS POR TÉCNICAS ATÔMICAS E NUCLEARES

Milena Ferreira de Siqueira Oliveira

Fevereiro/2012

Orientadores: Ricardo Tadeu Lopes

Programa: Engenharia Nuclear

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma metodologia para análise do sistema poroso de poços a partir das técnicas de perfilagem nuclear e microtomografia computadorizadas por transmissão de raios X. No processo de implementação da metodologia foram utilizados os perfis geofísicos de densidade e nêutron para registro das variações de porosidade do poço levando a tomada de decisão das amostras a serem retiradas dos testemunhos para análise e quantificação da porosidade por microtomografia. Para perfilagem foram utilizadas as ferramentas nucleares TRISONDE e NEUTRON SONDE que foram corridas em poço aberto e revestido com velocidades de 4 m/min e 5 m/min respectivamente. As amostras retiradas dos testemunhos foram adquiridas pelo scanner Skyscan 1173 com energia de 90 kV e corrente 88 μ A, rotacionando 180° com passo de 0.5°. A fim de aplicar a metodologia desenvolvida foi estudado 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.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

POROSITY EVALUATION OF GEOLOGY FORMATIONS BY ATOMIC AND
NUCLEAR TECHNIQUE

Milena Ferreira de Siqueira Oliveira

February/2012

Advisors: Ricardo Tadeu Lopes

Department: Nuclear Engineering

The aim of this work was to develop a methodology for pore space system analysis in well. For this purpose it was used two techniques: Nuclear logging and X-ray computed Microtomography. During the development of this methodology was used nuclear logging to record porosity variations in the well. From this technique had been possible to determine which sample was taken from the core. In order to quantify porosity and describe connectivity these samples were analyzed by X-ray computed Microtomography. The methodology was applied to study the pore space system of 2-ITAB-1-RJ well drilled on Limestone São José do Itaboraí basin, to acquire the nuclear logging was used two nuclear tools, TRISONDE and NEUTRON SONDE. They were used in open well with 4 m/min and 5 m/min of speed, respectively. For microtomography scanning was used Skyscan 1173 scanner with 90 kV and 88 μ A of X-ray source, 180° in rotation and 0.5° in step. The results obtained by nuclear logging were possible to identify three porosity variation intervals. These intervals were used to choose which samples could be taken from the cores and analysed by Microtomography. The results obtained by μ CT scanning allowed determining the porosity values and describe the shape and connectivity of pores.

ÍNDICE

Página

CAPÍTULO I	01
I-INTRODUÇÃO	01
CAPÍTULO II	04
II – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	04
II.1 - μ -CT Aplicada a Geociências	04
II.2 – Perfilagem Nuclear ou Radioativa	08
CAPÍTULO III	10
III – FUNDAMENTOS TEÓRICOS	10
III.1 – Porosidade	10
III.1.1 – Porosidade Total ou Absoluta (ϕ)	13
III.1.2 – Porosidade Efetiva (ϕ_{eff})	14
III.1.3 – Porosidade em Rochas Reservatório	14
III.1.4 – Uso Quantitativo da Porosidade	16
III.2 – Perfilagem Geofísica de poços	17
III.2.1 – Tipos de perfis	18
III.2.2 – Conceitos Operacionais	19
III.2.3 – Perfilagem Geofísica Nuclear	21
III.3 – Microtomografia Computadorizada por Transmissão de Raios X	52
III.3.1 – Raios X	52
III.3.2 – Tomografia Computadorizada	57

CAPÍTULO IV **69**

IV. MATERIAIS E MÉTODOS	69
IV.1 – Perfilagem Nuclear de Poços	70
IV.1.1 – Density Gamma Sonde	70
IV.1.2 - Neutron Sonde	71
IV.1.3 – Procedimentos para Aquisição dos Perfis	72
IV.1.4 – Testes de Perfilagem no poço UFRJ-1-RJ	76
IV.2 – Aplicação da μ -CT na determinação da porosidade total	78
IV.2.1 – Avaliação do equipamento de microtomografia	78
IV.3 – Análises para Aprimoramento na Segmentação e Construção de Modelos tridimensionais de Materiais Porosos	80
IV.3.1 – Descrição das Amostras	80
IV.3.2- Microtomografo de Raios X	82
IV.3.3 – Técnica de Petrofísica Convencional – Porosímetro a gás	84
IV.4 – Metodologia para Análise do Sistema Poroso de Poços a partir da Técnica de Perfilagem Nuclear e μ -CT	86
IV.5 – Estudo de Caso: Sistema Poroso do poço 2-ITAB-1-RJ	87
IV.5.1 – Descrição Geológica	87
IV.5.2 – Aquisição dos Perfis	90

CAPÍTULO V **92**

V. RESULTADOSE DISCUSSÕES	92
V.1 – Perfilagem Nuclear de Poços	92
V.1.1. – Poço UFRJ-1-RJ	92
V.2 – Aplicação da μ -CT na determinação da porosidade total	95
V.2.1 – Resolução Espacial	95

V.2.2 – Processos de Reconstrução e Minimização de Artefatos	95
V.2.3 – Determinação do Nível de Segmentação e Construção de Modelo 3D	98
V.3 – Estudo de Caso: Sistema Poroso do Poço 2-ITAB-1-RJ	108
V.3.1 – Perfilagem Nuclear	108
V.3.2 – Caracterização da Porosidade Total no poço 2-ITAB-1-RJ	111
<u>CAPÍTULO VI</u>	<u>131</u>
VI. CONCLUSÕES PARCIAIS	131
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>134</u>
<u>APÊNDICE</u>	<u>145</u>
A – Fotografia das amostras retiradas dos testemunhos do poço 2-ITAB-1-RJ	145
A.1 – INTERVALO I	145
A.2 – INTERVALO II	146
A.3 – INTERVALO III	149

CAPÍTULO I

I - INTRODUÇÃO

Pesquisas associadas à identificação do potencial de produção das rochas portadoras de hidrocarbonetos são de grande importância na área de Engenharia de Reservatório. Para a avaliação de um reservatório existem diferentes parâmetros a serem determinados como temperatura, pressão capilar, porosidade e permeabilidade. A porosidade, por representar a capacidade direta de acúmulo de fluidos e indireta de condicionar a permeabilidade, torna-se um dos principais parâmetros petrofísicos a serem investigados.

Uma grande parte dos estudos para caracterização geológica de reservatórios utilizam técnicas convencionais de petrofísica como lâmina delgada, microscopia eletrônica de varredura, saturação em água, e injeção de mercúrio ou gás para determinação da quantidade de poros e observação da estrutura interna das rochas, entretanto, estas são técnicas de análise que não oferecem informações quantitativas da forma e da distribuição dos poros. Desta forma, no campo da caracterização de do espaço poroso, tem crescido às pesquisas de aplicação da microtomografia computadorizada por transmissão de raios X (μ -CT) para visualização da estrutura de poros e/ou fraturas e caracterização da fluidez do reservatório a partir das variações no coeficiente de atenuação da radiação ao interagir com a rocha [1-2].

A μ -CT é uma técnica que utiliza imagens radiográficas em conjunto com algoritmos matemáticos para gerar imagens tridimensionais da estrutura interna do material com resolução espacial que podem chegar a ordem de micrometros. Esta técnica não exige preparação de material e para uma grande quantidade de materiais, em especial material geológico, é uma técnica totalmente não-destrutiva [3].

A porosidade das rochas também pode ser determinada a partir de métodos indiretos que utilizam perfilagem geofísica de poços. O perfil de um poço é a curva quantitativa ou qualitativa, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades da rocha perfurada obtida pelo deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem dentro do poço.

Os perfis diretamente responsáveis pela estimativa da porosidade são os perfis: sônico, densidade e neutrônico. Sendo os perfis densidade e neutrônico denominados perfis radioativos ou nucleares por fazerem uso de fontes radioativas para determinação da porosidade [4].

O objetivo desta pesquisa foi desenvolver uma metodologia para integração dos resultados obtidos em trabalhos de campo com perfilagem radioativa de poços, com os resultados obtidos a partir da análise de amostras de testemunho por microtomografia obtendo uma descrição do sistema poroso do poço perfurado. Para o desenvolvimento desta metodologia foi realizado:

1. Estudo das respostas dos perfis obtidos a partir da perfilagem radioativa no poço UFRJ-1-RJ;
2. Estudo da performance e da viabilidade da μ -CT na avaliação da porosidade;
3. Aplicação das técnicas no poço 2-ITAB-1-RJ que possui formação geológica análoga a rochas reservatório.

A perfilagem radioativa apresenta o perfil qualitativo da porosidade das rochas atravessadas pelo poço e com a utilização da μ -CT na análise dos testemunhos é possível não somente quantificar a porosidade como também, descrever e visualizar a conectividade e distribuição dos poros sem a necessidade de preparação de amostras (como impregnação e polimento), conservando as características naturais dos poros.

A análise dos testemunhos a partir da técnica de microtomografia computadorizada por transmissão de raios X foi desenvolvida no Laboratório de Geologia Sedimentar – LAGESED – Departamento de Geologia/UFRJ e os trabalhos em campo para perfilagem radioativa foram realizadas no Laboratório de Perfilagem e Petrofísica Jadir da Conceição da Silva – LPP – Departamento de Geologia/UFRJ em parceria com Laboratório de Instrumentação Nuclear – LIN – COPPE/UFRJ.

Capítulo II

II - Revisão Bibliográfica

Nesta seção será apresentado um breve histórico do uso da microtomografia computadorizada por transmissão de raios X (μ -CT) em geociências e o uso da técnica de perfilagem radioativa para estimativa da porosidade em rochas.

II.1- μ -CT aplicada a geociências

A microtomografia computadorizada por transmissão de raios X é uma técnica não destrutiva originalmente desenvolvida para área médica que permite a reconstrução bidimensional e tridimensional da estrutura interna de um objeto. Devido a sua abrangente utilização, esta técnica tem sido utilizada na área de geociências em diferentes aplicações, como para a geologia do petróleo, mecânica das rochas e dos solos [3]. RITMAN *et al* [5] descreveu a microtomografia computadorizada como uma ferramenta para análise de estruturas em redução de escala fornecendo informações tridimensionais com resolução na ordem de micrometros.

MASSCHAELEA *et al* [6], formaram um grupo de pesquisa em física da radiação, geologia sedimentar e engenharia de geologia. Este grupo estudou a instalação da técnica μ -CT para diferentes aplicações utilizando um microtomografo de bancada modelo skyscan 1072 para aquisições com maior flexibilidade e alta resolução. Os autores mostraram neste estudo que esta técnica pode ser implementada para uma grande quantidade de materiais variando desde material biológico e geológico até amostras de patrimônio cultural e amostras industriais como aço.

MORENO-ATANASIO *et al* [7], realizaram um estudo do uso da μ -CT em conjunto com algoritmos de simulação computacional para análise de granulometria e porosidade de diferentes materiais. Os autores utilizaram dois métodos principais, o primeiro criando uma ligação entre os algoritmos e a μ -CT a partir da determinação de parâmetros físicos ou geométricos, estabelecendo uma ligação paramétrica de ajuste a um modelo de processos.

E o segundo método foi a utilização direta da imagem digital por comparação da quantidade numérica de pixels gerados. Exemplos dos resultados obtidos a partir dos dois estudos foram apresentados para modelos de transporte de material rochoso e carga mecânica e as análises dos resultados mostraram que as ligações entre a μ -CT e os algoritmos de simulação são baseadas principalmente em comparações visuais permitindo concluir que parâmetros quantitativos, como números de partículas em contato ainda são pouco representativos para uma ligação entre as técnicas.

KETCHAM E CARLSON[8] apresentaram um trabalho em que interpretaram imagens obtidas por μ -CT de diferentes tipos de rocha e mostraram que esta técnica pode ser utilizada na análise quantitativa de texturas e formação de rochas metamórficas, na migração de fluidos e caracterização da porosidade em rochas reservatórios.

GEET *et al.*[9] analisaram quantitativamente rochas reservatórios utilizando μ -CT e concluíram que uma importante vantagem desta técnica é a característica de ser não destrutiva e possibilitar a visualização em três dimensões obtendo medidas quantitativas de porosidade e mineralogia. COLESE *et al.* [10] em seu trabalho caracterizaram testemunhos de reservatórios usando μ -CT fornecendo informações detalhadas da geometria, porosidade e distribuição mineralógica.

COX *et al* [11] estudaram porosidade em cimentos utilizando μ -CT e mostraram que ao analisar 18 amostras de cimento, pobremente agregado, os resultados obtidos por μ -CT na estimativa da porosidade total foram melhores que os obtidos por técnicas bidimensionais. REMEYSEN E SWENNEN [12] estudaram as possibilidades e limitações da μ -CT na análise de rochas carbonáticas em relação a lâmina delgada, esta é uma técnica convencional de petrofísica largamente utilizada em laboratórios. Os autores concluíram que as distribuições em três dimensões das fases mineralógicas e da conectividade dos poros oferecem uma maior vantagem na caracterização ao comparar com as clássicas lâminas delgadas, entretanto, os autores advertem que correções nos artefatos gerados nas imagens deveriam ser implementadas, pois estes dificultam a interpretação.

Os mesmos autores [13] estudaram a formação de artefatos nas imagens geradas por μ -CT devido ao endurecimento do feixe e propuseram que os artefatos poderiam ser minimizados utilizando o método de dupla emissão de raios X no qual, dois conjuntos de análises com diferentes energias são combinados.

KALAM *et al* [14] realizaram um estudo da técnica de física digital aplicada a análise de rochas utilizando microtomografia computadorizada e processamento digital de imagem tridimensional. Este estudo analisou reservatórios carbonáticos com objetivo de determinar parâmetros petrofísicos, como permeabilidade e porosidade, que permitem a avaliação do reservatório em diferentes aspectos. As análises destes dados mostraram que a porosidade e a permeabilidade podem ser determinadas a partir das imagens reconstruídas obtidas pela microtomografia computadorizada e que estes dados podem ser utilizados como dados de entrada para simulação numérica, análises das variações de pressão transiente entre outros parâmetros para caracterização do reservatório.

WALLS E SINCLAIR [15] estudaram o uso da técnica de tomografia computadorizada para descrever a conectividade dos poros em reservatórios não convencionais. A partir do uso desta técnica foi possível descrever a porosidade e a distribuição de poros em folhelhos utilizando para isso diferentes níveis de resolução variando desde macro imagem pelo estudo do testemunho até micro imagem a partir de estudos em amostras retiradas de testemunhos.

ARNSE *et al.* [16] realizaram um estudo da caracterização de poros utilizando μ -CT em rochas carbonáticas e conseguiram uma resolução de $42\mu\text{m}$ em amostras de 40mm de diâmetro o que permitiu a caracterização do tamanho, forma e distribuição espacial dos grãos. Devido à alta resolução das imagens foi possível identificar a característica intragranular dos poros.

KETCHAM E ITURRINO [17] estudaram a distribuição de poros e sua conectividade em rochas mineralogicamente mais complexas e alcançaram resoluções que variavam de 5 a $100\mu\text{m}$ o que permitiu a geração de um mapa da porosidade das rochas gerado pelo escaneamento das rochas secas e infiltrada com água destilada.

CNUDD*Et al.*[18] estudaram a caracterização de rochas de construção quanto a sua microestrutura e porosidade utilizando técnica de petrofísica convencional e microtomografia computadorizada. A técnica de petrofísica aplicada foi porosímetro por injeção de mercúrio (MIP) sendo os resultados comparados a μ -CT. Os resultados mostraram que μ -CT e MIP medem grãos de diferentes tamanhos e o uso das duas técnicas combinadas pode levar a informações sobre micro-fraturas devido a presença do mercúrio nos poros da rocha, apesar da presença do mercúrio gerar artefatos nas imagens. Os autores concluem que ambas as técnicas possuem limitações e que uma pode complementar a outra.

GEIGER*et al* [19] apresentaram um estudo da análise da heterogeneidade das rochas quando estas diferenças se apresentam em escala micrométrica utilizando μ -CT. Os autores utilizaram rochas de diferentes litologias como: margas argilosas, siltos e arenitos fino com mesma idade geológica, grau de diagênese e sistema deposicional. Os resultados mostraram que as unidades de Hounsfield (HU) podem identificar as diferenças nas texturas identificando o tipo de rocha.

CUNNINGHAM*et al* [20] realizaram um estudo da porosidade vugular de testemunhos de poços perfurados na Flórida, Estados Unidos. Este trabalho baseou-se na descrição de um método para quantificação de porosidade vugular a partir de imagens digitais. O método consiste em interpretar e quantificar a porosidade baseado na diferença de tom de cinza de cada imagem digital obtida das amostras. Os resultados mostraram que este método para determinação de porosidade é confiável e efetivo podendo ser aplicado a qualquer aquífero carbonático.

ALTMAN *et al* [21] realizaram um estudo sobre aplicação da microtomografia computadorizada como um método para visualização do processo de transporte de fluidos. Os autores concluíram que esta técnica é adequada para visualização de transporte quando algumas condições são realizadas:

- 1) O tamanho do espaço poroso quantificado irá depender da geometria de aquisição e do tamanho da amostra podendo variar de 2 a 50 μ m.
- 2) A amostra possua geometria e granulometria que permita a representação de um volume com diâmetro entre 2 a 10 mm.

3) O transporte seja lento o suficiente para que nenhuma mudança representativa seja registrada em 25 a 50 min, tempo este necessário para coleta dos dados.

Os autores ROBB *et al* [22], ARGANDOÑA *et al* [23], KARACANE OKANDAN [24] EGOLDESTEN [25] também realizaram estudos sobre a utilização da μ -CT para quantificação, visualização e avaliação do transporte de fluidos nos poros das rochas e mostraram que é possível investigar a microestrutura dentro dos macro poros, os processo de distribuição e agregamento dos poros e o transporte de fluidos em micro escala.

II.2 – Perfilagem radioativa

A técnica de perfilagem radioativa tem aplicação direta na avaliação de poços aberto ou revestido, CHARBUCINSKI E NICHOLS [26] estudaram o uso da ferramenta SIROLOG gama-gama e nêutron-gama (PGNAA) para proceder a perfilagem de um poço fornecendo características das rochas atravessadas por este poço. A ferramenta gama-gama fornece informações sobre a densidade volumétrica das rochas atravessadas e a nêutron-gama forneceu informações sobre a quantidade de hidrogênio presente nas rochas. A partir destas informações foi possível estimar as reservas do poço investigado sem a necessidade de retirada de amostras do poço por testemunhagem.

WEBBER *et al* [27] apresentou um estudo da qualidade do carvão a partir das propriedades físicas lidas pelas sondas de perfilagem, utilizando a radiação retroespalhada (gama-gama) para identificar a camada de carvão e inferir qualidade a partir das diferenças de densidade, obtendo resultados com alto coeficiente de correlação entre as variações de densidade e a qualidade do carvão, com relativa rapidez em relação a técnicas que utilizam a análise das amostras em laboratório.

AL-SABTI [28] estudou o uso dos perfis radioativos para identificação de litologias em poço utilizando os perfis raio gama natural e densidade. Os resultados mostraram que foi possível identificar oito eletrofácies diferentes.

ROSS *et al* [29] utilizaram a teoria e a metodologia da técnica de perfilagem por emissão de nêutrons para estudar a temperatura da formação em campos geotérmicos. O trabalho consistiu em avaliar a resposta da sonda de temperatura em ambientes que simulavam fraturas de porosidade em rochas graníticas em temperaturas encontradas em reservatórios geotérmicos. Para isto, o efeito da alta temperatura ambiente na resposta dos detectores de nêutrons presente na sonda foi estudado com o objetivo de corrigir as contagens no detector e obter uma análise do conjunto de dados para correlação entre os efeitos de baixa porosidade com a alta temperatura.

O uso dos perfis radioativos para caracterização de rochas a partir de propriedades físicas tem sido largamente utilizado, por esta razão, diferentes autores se dedicaram a estudar os fatores de poço que afetam os dados obtidos. HEIDARI *et al* [30] estudou como o ambiente do poço, sua geometria e alguns parâmetros petrofísicos (argila e lama) afetam os perfis de densidade e nêutrons utilizando modelagem numérica com código de Monte Carlo (MCNP). Seus resultados mostraram que a simulação numérica utilizando o MCNP permite verificar a acurácia e a confiabilidade das medidas adquiridas com as ferramentas nucleares.

SILVA[31] utilizou a simulação por Monte Carlo para estudar a resposta dos detectores de radiação apresentando resultados que podem ser utilizados para modelagem de efeitos de detecção de perfilagem nuclear. MENDONZA *et al* [32] utilizou o código de Monte Carlo para simular os efeitos de invasão de fluidos de perfuração na resposta das ferramentas nucleares, obtendo espectros com diferenças na porosidade devido a presença da lama de perfuração.

Os trabalhos envolvendo simulação de Monte Carlo mostram os problemas gerados nas respostas dos perfis nucleares devido a influencia de fatores como geometria do poço, fluido de perfuração e volume de argila, para reduzir esses efeitos as empresas que utilizam a perfilagem radioativa trabalham com cartas de correções [33].

Capítulo III

III – FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos teóricos necessários para o entendimento da porosidade das rochas, assim como a conceituação das técnicas de perfilagem geofísica de poços e microtomografia computadorizada por transmissão de raios X.

III.1 - 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 através de 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. E pode ser expresso matematicamente como [33]:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (I)$$

Onde,

ϕ = porosidade

V_b = volume total de uma rocha reservatório

V_{gr} = volume de grãos

V_p = volume de poros

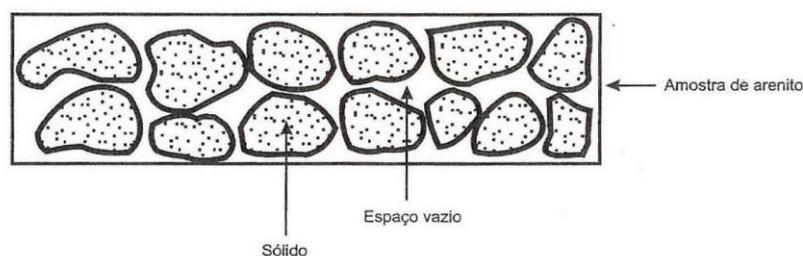


Figura III.1: Definição de porosidade [35]

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas no estudo de um reservatório, pois ela determina a capacidade de armazenamento de fluidos [35]. Os poros são formados pelo resultado de processos geológicos, físicos e químicos e são gerados durante a gênese da rocha, onde recebem a denominação de porosidade primária e/ou durante a história geológica da rocha onde são identificados como porosidade secundária.

Por esta razão a porosidade pode ser classificada em relação a sua textura petrográfica, forma dos grãos (esfericidade e arredondamento), grau de seleção, compactação, dissolução, cimentação e grau de conexão entre os poros. Em relação à textura petrográfica a porosidade pode ser distinguida como [36]:

a) **Porosidade intergranular:** Este é um tipo de porosidade primária decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida por cimentação. A porosidade inicial depende do grau de seleção dos grãos.

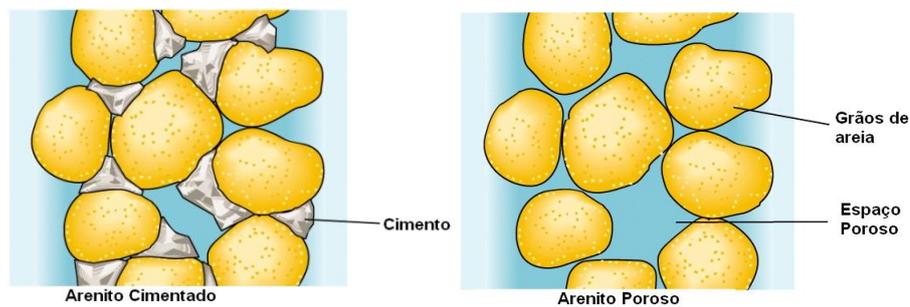


Figura III.2: Porosidade intergranular [36].

b) **Porosidade intragranular:** Gerada por contração ou diminuição do tamanho dos grãos.

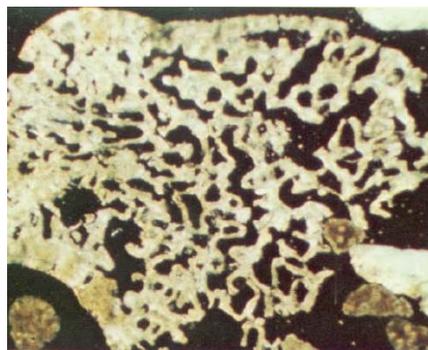


Figura III.3: Porosidade intragranular [36].

c) **Fraturas ou Fissuras:** É causada principalmente por ações mecânicas e químicas que ocorrem na rocha como processos de solução, dolomitização e fraturamento por choques. Estas são porosidades secundárias.

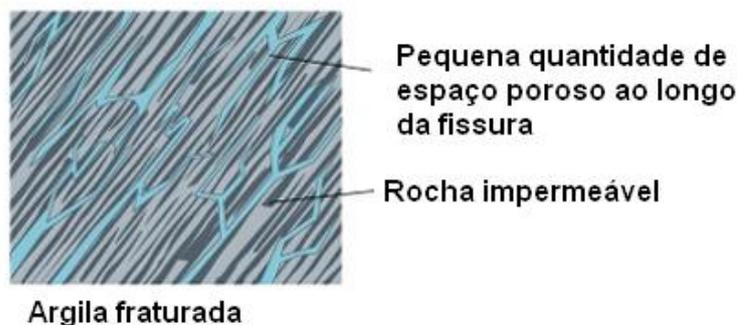


Figura III.4: Fraturas ou Fissuras [36].

d) **Porosidade vugular:** Causada pela ação de microorganismos durante a gênese ou por ação química, podendo ser primária e/ou secundária.

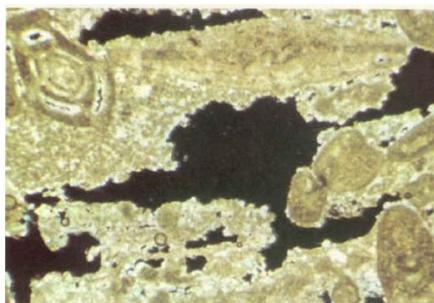


Figura III.5: Porosidade Vugular [36].

A forma e o grau de conexão entre os poros não são facilmente classificados por possuírem uma geometria de espaços vazios muito complexa. Segundo, Graton, L. C., and Fraser, H. J.[37] quanto mais esféricos e arredondados os grãos, menores são os valores de porosidade, a porosidade aumenta com o incremento do grau de seleção e quanto maior a seleção, menor é o preenchimento dos espaços vazios por sedimentos mais finos (figura III.6).

Em resultado as descrições dos fatores que afetam e constituem a porosidade nas rochas, esta pode ser classificada como: **Porosidade Total e Porosidade Efetiva**

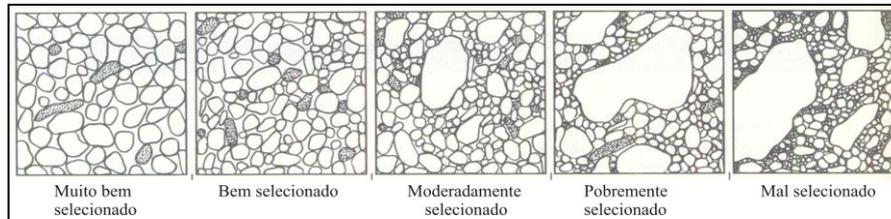


Figura III.6: Esfericidade, arredondamento e grau de seleção dos grãos [37]

III.1.1 - Porosidade Total ou absoluta (ϕ)

A porosidade total ou absoluta é a relação entre volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

$$\phi = \phi_{\text{primária}} + \phi_{\text{secundária}} \quad (\text{III.2})$$

III.1.2 - Porosidade Efetiva (ϕ_{eff})

A porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. A porosidade efetiva é o valor que representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

A porosidade das rochas é muito individual e isto geralmente dificulta a determinação de um valor médio por grupos ou tipos de rocha. Sendo então recomendado considerar valores de porosidade para diferentes tipos de rocha [35].

III.1.3 - Porosidade em rochas reservatórios

A maioria dos depósitos comerciais de petróleo ocorre em reservatórios formados por rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente em arenitos e rochas carbonáticas. Na próxima seção será apresentada uma descrição da porosidade em rochas carbonáticas, formação esta estudada nesta pesquisa [34].

III.1.3.1 - Descrição da porosidade em rochas carbonáticas

As rochas carbonáticas são aquelas geradas por carbonatos formados, por processos químicos ou biológicos, dentro da própria bacia de acumulação, ou seja, são de natureza endógena. Os depósitos carbonáticos são formados, basicamente em função do CO₂ e do desenvolvimento de organismos vivos. Conceitualmente, do ponto de vista puramente químico, as rochas carbonáticas são formadas predominantemente por calcários, dolomitas e as intermediárias entre os dois [38].

Estes reservatórios diferem dos reservatórios de arenito. Rochas siliciclásticas são compostas por grãos oriundos do intemperismo de rochas preexistentes, ígneas, metamórficas e sedimentares fora da bacia de deposição. As rochas carbonáticas são formadas por grãos e componentes dentro da própria bacia de deposição, como foi explicado no primeiro parágrafo. Os principais constituintes dos sedimentos carbonáticos são: arcabouço, matriz e o cimento. O arcabouço é formado pelos aloquímicos e é responsável pela estruturação da rocha.

A matriz é formada pela micrita ou calcita microcristalina que é o material de suspensão. O cimento é o material precipitado quimicamente e é formado pela calcita [38].

A porosidade primária em rochas carbonáticas é predominante intergranular, o reconhecimento deste tipo de porosidade irá depender do tamanho e da forma do grão na matriz da rocha. Em rochas formadas por grãos grosseiros, os poros intergranulares podem ser facilmente identificados. Em grãos finos como calcários ou dolomitas, os poros intergranulares são mais difíceis de serem identificados. A porosidade vulgular pode aparecer conectada por canais de poros intergranulares ou por fraturas. A inspeção visual deste tipo de porosidade é complicada tornando necessário o uso de técnicas de

alta resolução, pois as fraturas podem ser induzidas durante os trabalhos de retirada do testemunho. Existem diferentes tipos de classificação da porosidade em rochas carbonáticas a que será apresentada na figura III.7 foi feita por Choquette & Pray [39].



Figura III.7: Classificação de porosidade em rochas carbonáticas por Choquette & Pray [39].

A classificação de Choquette & Pray [39] divide a porosidade em textura seletiva e não seletiva. A textura seletiva ocorre quando é possível estabelecer uma relação de dependência entre a porosidade e os elementos que constituem a textura da rocha. A porosidade de textura não seletiva ocorre quando não é possível estabelecer uma relação de dependência entre a porosidade existente e os elementos que constituem a textura da rocha.

III.1.4 – Uso quantitativo da porosidade

A determinação da porosidade pode ser feita por métodos diretos e indiretos. De forma direta, por análise em laboratório, a porosidade pode ser inferida, entre outros métodos, por contagem de pontos em lâminas delgadas, análise de imagens digitais, saturação em água e injeção de mercúrio ou gás.

Os três parâmetros básicos de medida de porosidade em laboratório são volume total, volume de sólidos e volume de poros, onde para determinar a porosidade é necessário dois desses três parâmetros básicos.

No método indireto utiliza-se a perfilagem de poços, e dentre uma grande variedade de perfis existentes, os diretamente responsáveis pelo cálculo da porosidade são sônico, neutrônico e densidade. A porosidade também pode ser estimada, de forma indireta, por testemunhos ensaiados com microtomografia computadorizada por transmissão de raios X.

III.1.4.1 – Incerteza na porosidade

Dados obtidos a partir de técnicas experimentais envolvem um grau de incerteza relacionado a possíveis erros nas medidas. A medida da porosidade é função do volume de poros (V_p), volume da matriz (V_m) e ou volume total da rocha (V_T).

Se a porosidade é definida de acordo com a equação (III.14) tem-se, pelo método de propagação de erro que:

$$\frac{d\phi}{\phi} = \frac{\partial V_p}{V_p} + \frac{\partial V_T}{V_T} \quad (III.3)$$

$$\frac{\Delta\phi}{\phi} = \sqrt{\left(\frac{\partial V_p}{V_p} \sigma_{V_p}\right)^2 + \left(\frac{\partial V_T}{V_T} \sigma_{V_T}\right)^2} \quad (III.4)$$

Onde σ_{V_p} é a incerteza associada ao volume de poros e σ_{V_T} é a incerteza associada ao volume total da rocha.

III.2 - Perfilagem Geofísica de poços

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas. As rochas podem ser identificadas em função de suas propriedades *elétricas* (condutividade elétrica, polarização induzida, constante dielétrica ou potencial eletroquímico natural), *acústicas* (velocidade de propagação ou tempo de trânsito de ondas elásticas compressoriais ou cisalhantes), *nucleares* (radioatividade natural ou induzida), *mecânicas*, *térmicas* etc..

Estas propriedades podem ser obtidas com o deslocamento contínuo de um ou mais sensores de perfilagem (sonda) dentro de um poço e foram denominados genericamente, no passado, de *perfis elétricos*, independentemente do processo físico de medição utilizado. O ideal é dizer-*se perfis geofísicos elétricos, acústicos, nucleares, mecânicos, térmicos* etc., a depender da propriedade usada para registro.

A medição dos parâmetros petrofísicos é realizada por meio de sofisticadas ferramentas, contendo os mais diversos tipos de sensores, em deslocamento ascensional, constante e uniforme, dentro do poço, denominadas de "*sondas ou ferramentas de perfilagem*". Desta forma, podem ser definidas duas fases distintas durante uma operação de perfilagem: Uma inicial denominada de *aquisição*, na qual os sinais (correlacionáveis às propriedades petrofísicas) são captados pelos sensores e enviados à superfície, em tempo real, por sistemas eletrônicos. Estes sinais são então submetidos a *processamentos e registros* dentro de unidades laboratoriais (ou caminhões), gerando um **Perfil Geofísico** [40].

III.2.1 – Tipos de Perfis

Existem diversos tipos de perfis, com aplicações diferentes, mas todos com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos [4]. Será apresentado a seguir um resumo dos principais tipos de perfis. Entretanto, o foco deste trabalho está nos perfis geofísicos nucleares que serão discutidos em maiores detalhes na seção III.2.3.

III.2.1.1 – Potencial Espontâneo (SP)

Este perfil mede a diferença de potencial entre dois eletrodos, um na superfície e o outro dentro do poço, permitindo detectar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas e auxiliar na correção de informações com poços vizinhos.

III.2.1.2 – Raio gama (GR)

Detecta a radioatividade total da formação geológica. Utilizado para identificação da litologia, identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argilas ou argilosidade.

III.2.1.3 – Neutrônico (NPHI)

Este perfil detecta a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termiais da rocha após o bombardeio com uma fonte de nêutrons. São utilizados para estimativas de porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

III.2.1.4 – Indução (ILD)

Fornece leitura aproximada da resistividade da rocha, através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas.

III.2.1.5 – Sônico (DT)

Mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação entre poços, estimativa de grau de compactação das rochas ou estimativa das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio á sísmica para elaboração de sismograma sintético.

III.2.1.6– Densidade (RHOB)

Detecta os raios gama que interagem com a formação por meio de espalhamento Compton, após terem sido emitidos por uma fonte nuclear emissora de raios gama dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade e a identificação das zonas de gás. É utilizado também como apoio a sismica para cálculo do sismograma sintético.

III.2.2 – Conceitos Operacionais

Para melhor entendimento de como ocorre o registro das informações sobre o poço será discutido nesta seção o conceito operacional das ferramentas de perfilagem assim como o ambiente do poço e como estes fatores interferem na leitura e interpretação dos dados.

III.2.2.1 – Profundidade de Investigação

A profundidade de investigação de um perfil é definida pela distância a partir da parede do poço pela qual a ferramenta de perfilagem pode medir. A zona investigada depende diretamente das características mecânicas das ferramentas e do ambiente do poço.

III.2.2.2 – Resolução Vertical

A resolução vertical é a capacidade da sonda de perfilagem em distinguir as camadas atravessadas. Este parâmetro depende das especificações mecânicas da ferramenta e pode variar de poucos milímetros (ferramentas de alta resolução) a poucos metros (ferramentas *slim hole*) [41].

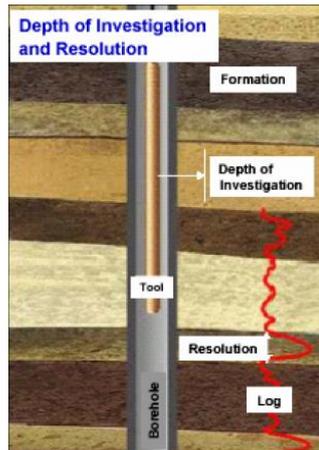


Figura III.8: Desenho esquemático da resolução vertical dentro do poço [41].

III.2.2.3 – Ambiente do Poço

Durante a perfuração do poço a pressão hidrostática da coluna da lama perfuração é maior que a pressão dos poros da formação perfurada. Esta diferença de pressão permite que a lama invada as camadas permeáveis da formação. Esta invasão afeta todos os perfis. A litologia e a porosidade não são fortemente afetadas pela lama de perfuração. Entretanto, a saturação tem que ser computada para zona não invadida, pois a invasão modifica o fluido de saturação.

A lama de perfuração ao penetrar nas camadas permo-porosas sofre segregação de suas partes líquida e sólida formando *o reboco* e *o filtrado*. O reboco é a camada de partículas sólidas que se acumula em frente às camadas permo-porosas. O filtrado é a fase líquida da lama que penetra nas camadas permo-porosas, invadindo e expulsando os fluidos originalmente presentes nos poros das rochas. Esse processo de invasão se dá até certa distância radial a partir do eixo do poço. Forma-se assim, radialmente ao poço, três zonas distintas de misturas fluidas [40].

- a) *Zona lavada*: Nesta primeira zona o fluido original foi totalmente substituído pelo filtrado;
- b) *Zona invadida*: É uma zona de transição onde a mistura do fluido original e do fluido de invasão;
- c) *Zona virgem*: Zona que não foi afetada pela invasão, preservando o fluido original;

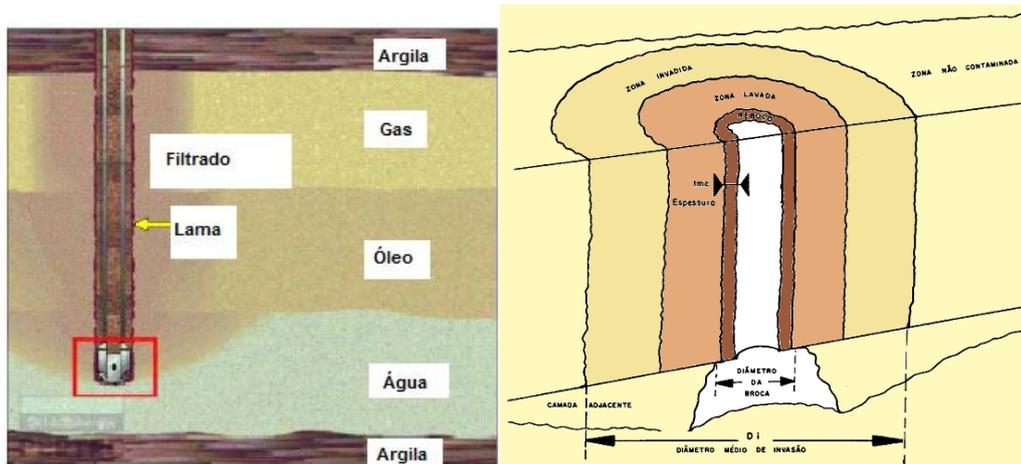


Figura III.9 : Ambiente do poço [41].

III.2.3 – Perfilagem Geofísica Nuclear

III.2.3.1 – Física Nuclear aplicada à geofísica de poços

As radiações são produzidas por processos de ajustes que ocorrem no núcleo, nas camadas eletrônicas, pela interação de outras radiações ou partículas com o núcleo ou com o átomo. A radiação nuclear é o nome dado às partículas ou ondas eletromagnéticas emitidas pelo núcleo durante o processo de reestruturação interna, para atingir a estabilidade.

Todo e qualquer processo de emissão de radiação por parte de um nuclídeo radioativo recebe o nome de desintegração nuclear ou decaimento nuclear. Os principais processos de decaimento são: decaimento alfa (emissão de partícula alfa), decaimento beta (emissão de partícula beta) e decaimento gama (emissão de radiação gama).

Após a descoberta da radiação foi determinada a sua quantificação, que foi chamada de medida da quantidade de energia transportada. A unidade empregada foi o *elétron-volt* (eV). Um eV é a energia cinética adquirida por um elétron ao ser acelerado por uma diferença de potencial elétrica de 1 Volt. As radiações nucleares trabalhadas na geofísica de poço alcançam energias entre elétron volts (eV) e milhões de elétrons volts (MeV) [42].

III.2.3.1.1 – Decaimento alfa (α)

Um núcleo pesado com número de massa (A) maior ou da ordem de 150 é energeticamente instável contra a emissão de uma partícula alfa. Entretanto, para que tal emissão seja efetiva, a partícula alfa precisa vencer a barreira Coulombiana criada pelo núcleo residual. Quando a repulsão elétrica entre os prótons supera a força nuclear atrativa, pode ocorrer a emissão pelo núcleo de partículas constituídas de 2 prótons e 2 nêutrons (núcleo do elemento hélio).

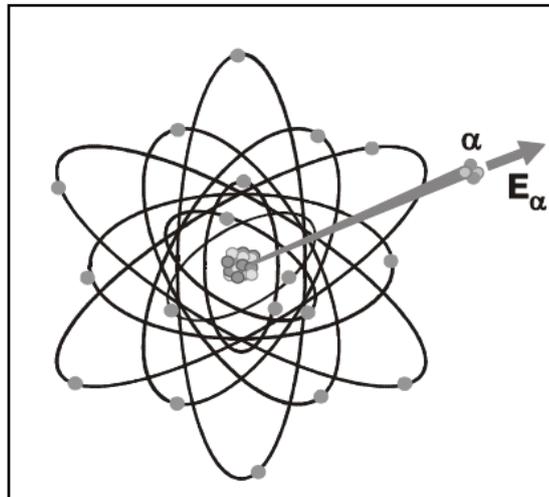


Figura III.10: Emissão alfa [43]

A emissão α representa transições com energias bem definidas e, portanto, com valores discretos. O espectro da contagem das partículas em função da energia apresenta vários picos cada uma correspondendo a uma transição alfa, pois o processo de decaimento ocorrer por caminhos alternativos, emitindo partículas alfas com diferentes energias [43].

III.2.3.1.2 – Decaimento Beta (β)

Emissão β é o termo usado para descrever elétrons de origem nuclear, carregados positivamente (β^+) ou negativamente (β^-). Sua emissão constitui um processo comum em núcleos de massa pequena ou intermediária, que possuem excesso de nêutrons ou de prótons em relação a estrutura estável correspondente.

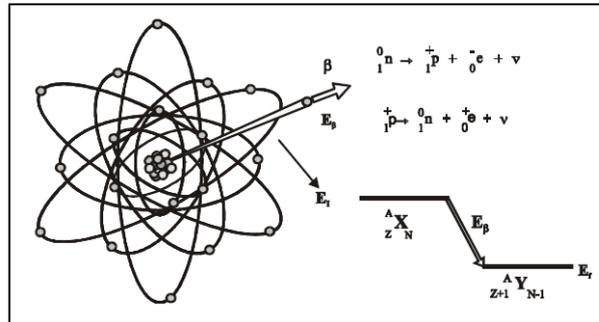


Figura III.11: Decaimento beta [43]

Quando um núcleo tem excesso de nêutrons em seu interior, mecanismo de compensação ocorre através da transformação de um nêutron em um próton mais um elétron, que é emitido no processo de decaimento. A emissão de radiação tipo β^+ provém da transformação de um próton em um nêutron.

A energia da transição é bem definida, mas como é repartida entre elétron e o neutrino, a energia da radiação beta detectada terá um valor variando de 0 até um valor máximo denominado E_{\max} . Desta maneira, o espectro de radiação beta é contínuo iniciando em 0 e terminando em E_{\max} [43].

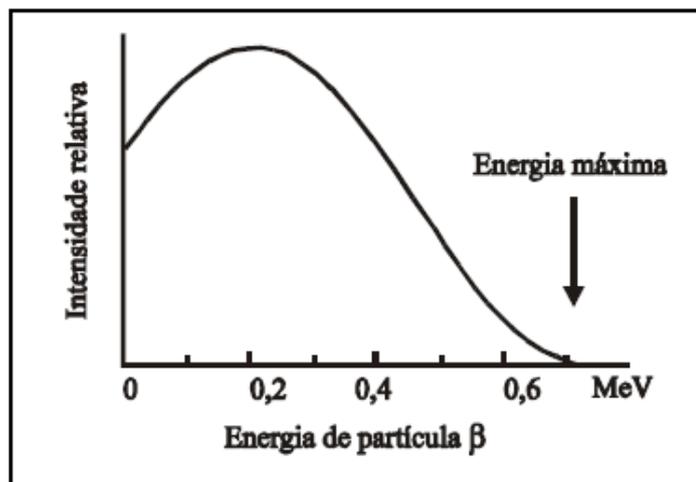


Figura III.12: espectro de radiação [43]

III.2.3.1.3 – Decaimento Gama

Quando um núcleo decai por emissão de radiação alfa ou beta, geralmente o núcleo residual tem seus nucleons fora da configuração de equilíbrio, ou seja, estão alocados em estados excitados. Assim para atingir o estado fundamental, emitem a energia excedente sob a forma de radiação eletromagnética denominada radiação gama (γ). A energia da radiação gama é bem definida e depende somente dos valores inicial e final de energia dos orbitais envolvidos na transição [43].

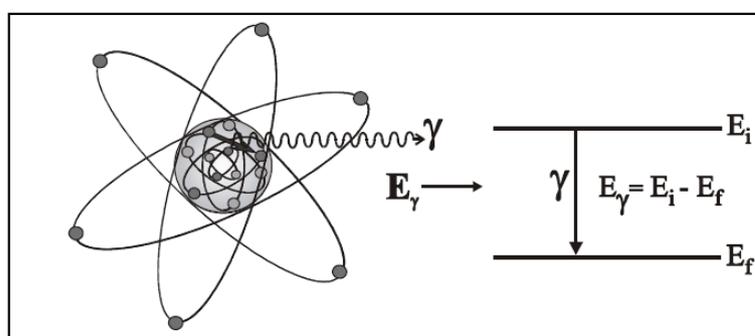


Figura III.13: Emissão da radiação gama [43]

III.2.3.2 – Interação da radiação gama com a matéria

Na seção III.2.3.1 foram apresentadas formas de decaimentos nucleares, entretanto as fontes de radiação mais interessante para geofísica de poços são as de emissão de radiação gama. Ao interagir com a matéria, os raios gama devido a seu caráter ondulatório, ausência de carga e massa de repouso podem penetrar em um material e percorrer um longo caminho antes de sofrer a primeira interação. Nesta interação os raios gama podem transformar toda ou somente parte da energia em outro tipo de radiação [43]. Os principais processos de interação dos raios gama com a matéria são: *efeito fotoelétrico*, *espalhamento Compton* e a *produção de pares*. Nas seções a seguir será apresentada uma descrição dos principais processos de interação da radiação com a matéria.

III.2.3.2.1 – Efeito Fotoelétrico

Ao interagir com a matéria o fóton incidente pode ser totalmente absorvido por um elétron do átomo e ser ejetado com uma energia cinética T_e (equação III.1) esta forma de interação é denominada como efeito fotoelétrico [42].

$$T_e = h\nu - W \quad (\text{III.5})$$

Onde ν é a frequência do fóton incidente e W , a função trabalho do material. A equação III.5 expressa a lei de conservação de energia, pois a energia do fóton ($h\nu$) é uma parte usada para compensar a energia de ligação do elétron dentro do átomo (W) e outra parte para ejetar o elétron de sua órbita, com energia cinética (T_e).

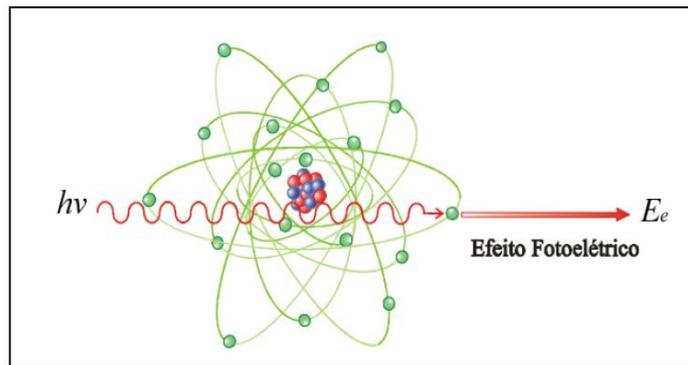


Figura III.14: Representação do efeito fotoelétrico [43].

O efeito fotoelétrico é predominante para baixas energias e para elementos químicos de elevado número atômico Z . A probabilidade de ocorrência aumenta com (Z^4) e decresce rapidamente com o aumento da energia.

III.2.3.2.2 – Espalhamento Compton

O espalhamento Compton é caracterizado pela interação de um fóton com o elétron de um átomo como se fosse uma partícula, ou seja, a interação ocorre como uma colisão elástica entre o fóton e o elétron, com conservação de energia e momento. A energia do fóton após espalhamento é mostrada na equação III.6 [42].

$$h\nu = \frac{h\nu_o}{1 + \alpha(1 - \cos \phi)} \quad (III.6)$$

Onde $\alpha = \frac{h\nu_o}{m_e c^2}$, ν_o é a frequência do fóton antes do espalhamento e ϕ o ângulo do espalhamento.

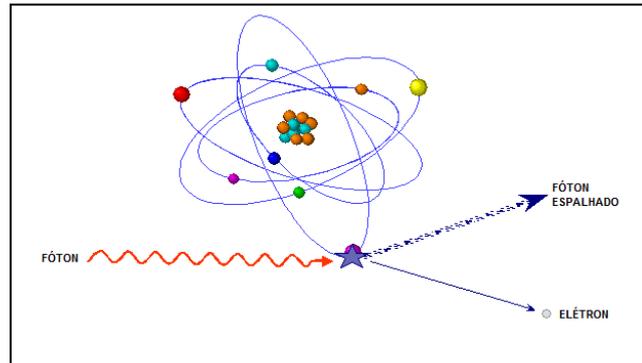


Figura III.15: Representação do espalhamento Compton [43].

De acordo com a equação III.6, o fóton é espalhado ao se chocar com um elétron e este recebe somente parte de sua energia, continuando sua sobrevivência dentro do material em outra direção e a quantidade de energia que permanece no fóton emergente depende da energia inicial incidente e do ângulo com que o fóton emergente se desvia da trajetória do fóton incidente (ϕ), quanto maior for esse ângulo, maior será a energia transferida para o elétron, logo menos energético será o fóton emergente (figura III.16).

A probabilidade de ocorrência de espalhamento Compton aumenta quando a energia de ligação dos elétrons orbitais se torna desprezível em face da energia do fóton incidente, dependendo da densidade do absorvedor e do número de elétrons por grama de material [43].

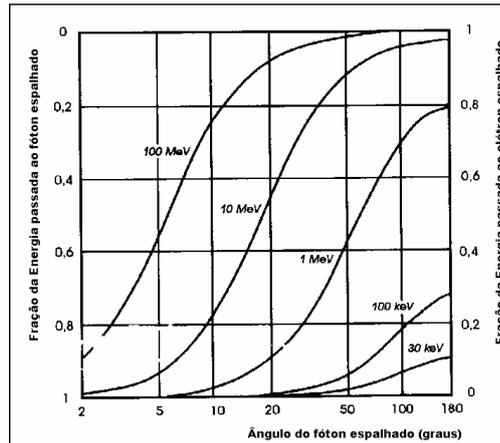


Figura III.16: Ângulo de espalhamento para diferentes energias [44].

III.2.3.2.3 – Produção de par elétron-pósitron

A produção de pares elétron-pósitron é a forma de interação predominante para altas energias. Este efeito ocorre para fótons com energia superior a 1.022 MeV que passam perto de núcleos de número atômico elevado, interagindo com o forte campo elétrico nuclear, a radiação desaparece e dá origem a um par elétron-pósitron.

As duas partículas transferem a sua energia cinética para o meio material, sendo que o pósitron volta a se combinar com um elétron do meio e dá origem a dois fótons, cada um com energia de 511 keV.

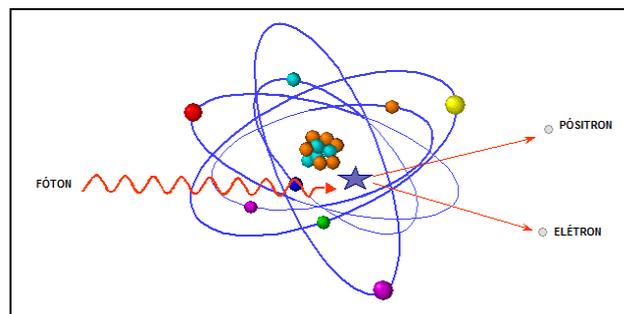


Figura III.17: Representação da Produção de pares [43].

As três formas de interação da radiação com a matéria são probabilísticas e dependem da energia do fóton incidente e do número atômico do material a figura III.18 mostra a importância relativa de cada efeito em função do Z e da energia dos fótons [43].

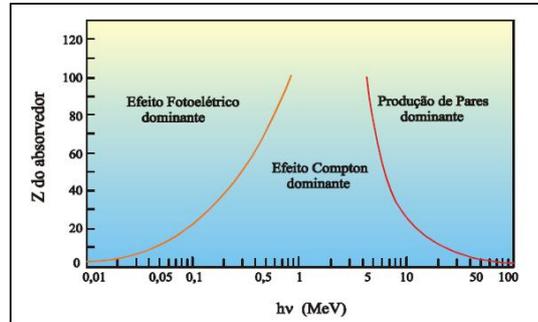


Figura III.18: Variação da participação de cada um dos processos de interação [43].

III.2.3.2.4 – Quantificação da Interação com a matéria

Considerando uma fonte de Raios Gama com um fluxo de intensidade Φ incida em um material de espessura x , parte dos fótons são espalhados e parte absorvidos pelos processos de interação da radiação com a matéria. Supondo que a variação da intensidade $d\Phi$, após passar pela camada, seja proporcional à intensidade Φ e a espessura dx , então:

$$d\Phi = -\mu\Phi dx \quad (III.7)$$

O coeficiente de proporcionalidade μ é conhecido como coeficiente de absorção e é a probabilidade do feixe sofrer atenuação devido aos processos de espalhamento Compton, efeito fotoelétrico e produção de pares. Assim;

$$\mu = \sigma + \tau + \kappa \quad (III.8)$$

Onde, σ é o coeficiente de atenuação linear Compton total (espalhamento e absorção), que é a probabilidade do fóton ser espalhado para fora da direção inicial do feixe pelo material absorvedor; τ é o coeficiente de atenuação devido ao efeito fotoelétrico; κ é o coeficiente de atenuação linear devido à formação de par.

Integrando a equação III.6 fornece:

$$\Phi = \Phi_0 e^{-\mu x} \quad (III.9)$$

Este resultado mostra que um feixe homogêneo de raios X, ao passar por uma fina camada de material absorvedor tem sua intensidade reduzida exponencialmente [42].

III.2.3.3 - Deposição dos radionúclídeos

As rochas podem ser mais ou menos radioativas dependendo da maior ou menor quantidade de elementos radioativos presentes na sua composição. Na natureza existem três séries, ou famílias radioativas que são: Série do Urânio, Série Actínio e Série do Tório.

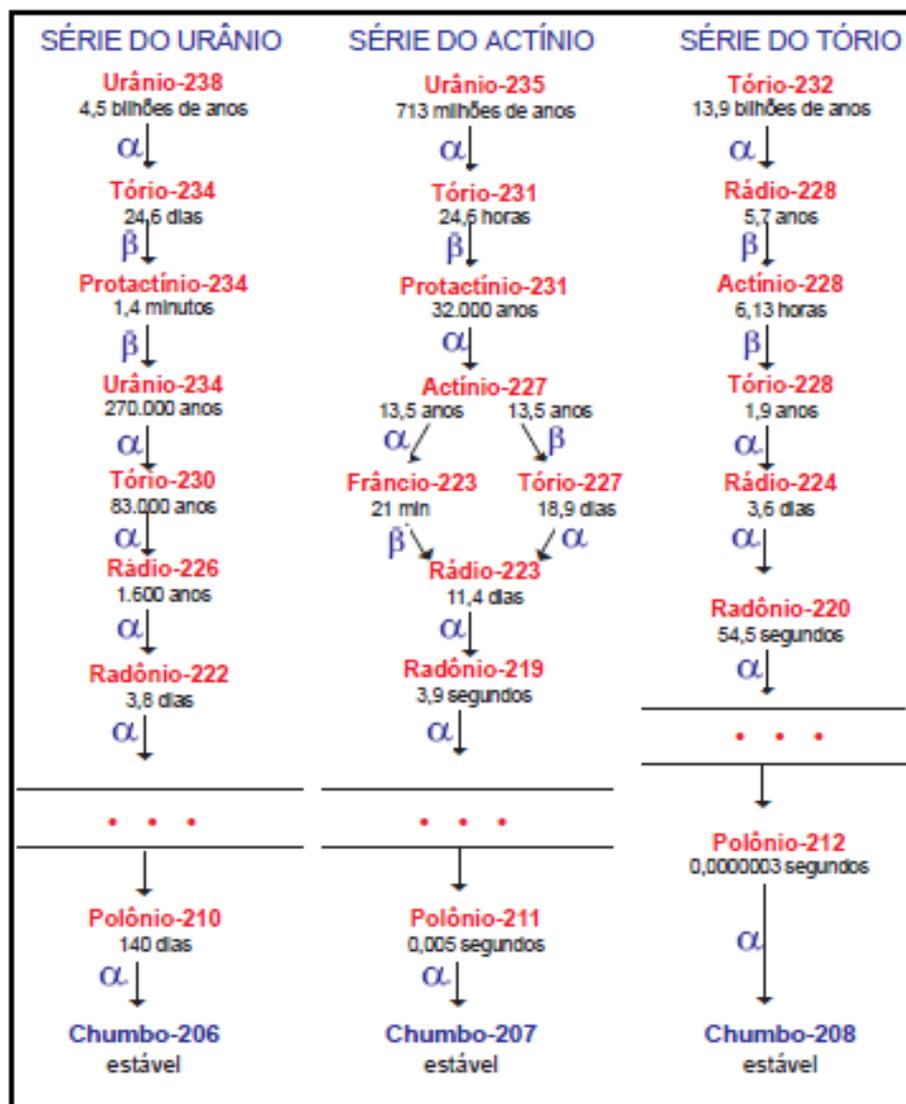


Figura III.19: Series radioativas com os principais elementos [45].

A série do Actínio recebe este nome, pois se pensava que o início da série era no elemento Actínio-227, entretanto esta série se inicia no urânio –235. Como a meia-vida do urânio-235 é de 713 milhões de anos e a do urânio-238 é de 4.5 bilhões de anos, o urânio-235 decai muito mais rapidamente e, portanto, é muito mais “consumido” que o urânio-238 [45].

Desta forma, a série de menor importância para a perfílge m radioativa é a do Actínio, devido a sua presença na natureza ser ínfima. O mesmo não acontece com o ^{40}K , responsável por 0,012% de todo o potássio natural existente nas rochas da crosta [46].

Qualquer elemento radioativo natural ocorre originalmente nas rochas ígneas, os quais, durante os processos de erosão e redistribuição dos fragmentos, são espalhados dentro das rochas sedimentares e na água do mar. A maior ou menor concentração desses elementos preferenciais depende de vários fatores, dentre eles: a natureza em si dos fragmentos e a presença de organismos vivos nas águas em que ocorreu a deposição.

As argilas e/ou folhelhos são os elementos mais naturalmente radioativos entre as rochas sedimentares, em parte pela presença do K^{40} e devido à habilidade em reter íons metálicos, entre eles Urânio e o Tório. A radiação emitida pelo K^{40} , geralmente é da ordem de 20% do total registrado.

As rochas podem ser divididas, de acordo com sua radioatividade natural, em três grupos distintos [46]:

a) Rochas altamente radioativas – folhelhos/argilas de águas profundas (formados por lamas de radiolários e globigerinas), folhelhos pretos betuminosos, evaporitos potássicos (carnalita, silvinita, taquidrita etc) e algumas rochas ígneas/metamórficas.

b) Rochas medianamente radioativas – folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas, e carbonatos e dolomitos argilosos.

c) Rochas de baixas radioatividades – grande maioria de carvões e evaporitos não potássicos (halita, anidrita, gipsita etc).

O *American Petroleum Institute* (API) realizou análise em 200 amostras de folhelho para estabelecer a concentração de radioisótopos, para a calibração das ferramentas de Raios Gama, mostrando o seguinte resultado, modificado de Keys, 1989 [47].

Tabela III.1: Características físicas dos fótons de raio gama dos elementos radioativos mais abundantes na natureza [47]

Elemento	Energia do pico principal (MeV)	Fótons/segundo	Média em ppm
Potássio-40	1,46	3,4	20.000
Urânio-238	1,76	$2,8 \times 10^4$	6.000
Tório-232	2,62	$1,0 \times 10^4$	12.000

III.2.3.4 – Perfil raio gama natural

O perfil gama natural detecta a radioatividade natural das formações atravessadas pelo poço. Em formações sedimentares este perfil reflete o volume de argila e folhelhos presente, pois os elementos radioativos estão presentes nestes tipos de rocha. Sendo assim, este permite distinguir os folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos.

Para se obter um perfil deste tipo basta um detector de radiação gama. O detector mais utilizado é o detector à cintilação do tipo iodeto de sódio (NaI) por serem mais eficientes que os contadores Geiger-Mueller primeiramente utilizados. A ferramenta contendo o detector é deslocada a uma velocidade uniforme dentro do poço e a curva registrada, em relação a profundidade, é denominada de Raio Gama (RG ou GR).

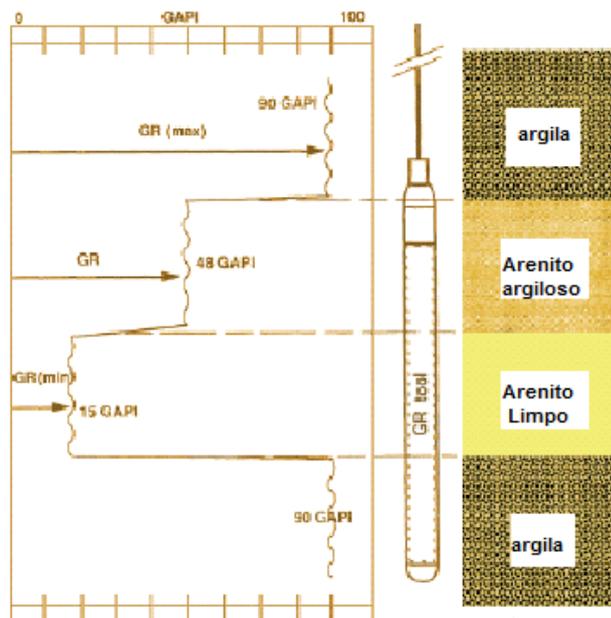


Figura III.20: Perfil raios gama [40]

A principal vantagem desse perfil reside no fato de ser possível a sua realização por dentro de tubulações (poços revestidos), tornando-se muito útil em trabalhos de completção e restauração dos poços. A presença de elementos pesados na lama do poço (baritina), revestimento e cimento provocam uma redução na amplitude da leitura realizada pelo perfil. O efeito da interposição de material adicional entre o detector e a camada, além da lama e reboco, tais como cimento e o revestimento, reduz a intensidade da radiação útil detectada, mas não descarta totalmente o valor quantitativo a ser registrado pelo perfil.

Existem cartas ou gráficos para correção destes fatores que afetam a leitura do perfil. A partir destes gráficos é possível recuperar os sinais, reduzidos ou absorvidos pelo revestimento, lama e cimento. Em poços em aberto (sem revestimento metálico) tais correções não se fazem necessárias.

Sabendo-se que o perfil gama natural reflete a proporção de folhelho ou argila de uma camada, pode-se utilizá-lo com um indicador do teor de folhelho ou argilosidade das rochas (VSHGR).

$$VSHGR = \frac{(GR_{ido} - GR_{min})}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (III.10)$$

O perfil raio gama é também usado para detecção e avaliação de minerais radioativos, tais como Urânio, Tório etc. Para manter a correlação visual de perfis de áreas distintas retirados por companhias diferentes foi criada uma unidade padrão para perfis de raio gama o **API**.

A radioatividade total registrada por um detector qualquer pode ser expressa em termos de peso de um elemento conhecido que produza uma quantidade de radiação equivalente. Assim, surgiu a Unidade ou Grau Padrão API (UAPI ou GAPI), que é a medida da radioatividade de uma rocha (radioativa artificialmente), que serve de normalização, na qual foi disseminada quantidade conhecida de Urânio, Tório e Potássio. Ela representa 1/200 da deflexão entre um valor máximo e um mínimo de um poço padrão artificialmente radioativo [48].

III.2.3.5 – Perfil densidade

O perfil densidade é principalmente usado como perfil de porosidade, apesar de também poder ser utilizados para identificação de minerais, detecção de gás, determinação de densidade de hidrocarbonetos, avaliação de arenitos argilosos e litologias complexas, determinações de campos de óleos e cálculos de pressão e tensão das rochas [46].

III.2.3.5.1 - Princípio físico

O princípio físico deste perfil é o registro da interação dos fótons de raio gama, por espalhamento Compton, com a formação. A partir da detecção dos fótons é possível registrar continuamente as variações das densidades das camadas em profundidade.

Um feixe de raios gama, de intensidade fixa, ao sair da fonte, choca-se sucessivamente com os elétrons da formação. A cada colisão os raios gama perdem parte de sua energia. O número de colisões por espalhamento Compton está diretamente relacionado com o número de elétrons da formação, conseqüentemente, a resposta detectada determina a densidade eletrônica (quantidade de elétrons por volume) da formação, como apresentado na equação III.9.

A figura III.21 mostra o desenho esquemático do processo de aquisição da radiação gama atenuada e espalhada pela matéria. Em (A) e (B) os raios gama são transmitidos sem muita dispersão, como a espessura da amostra é elevada a intensidade dos raios gama diminui devido à atenuação exponencial, para que o sinal seja amplificado é utilizada uma fotomultiplicadora. Em (C) mostra o desenho esquemático de uma ferramenta de densidade no qual há um absorvedor de raios gama para blindar a fotomultiplicadora dos raios gama originados da fonte e detectar somente os raios gama que interagiram com a amostra.

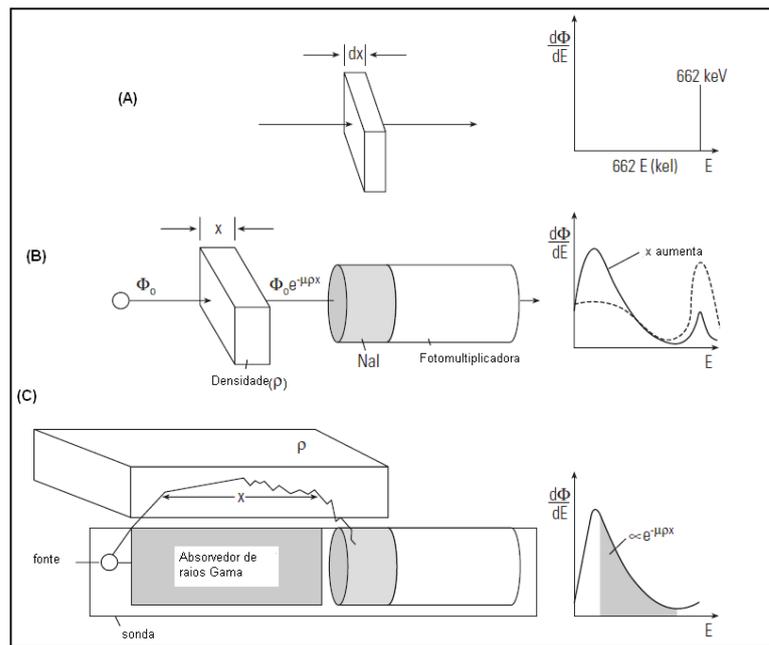


Figura III.21: Desenho esquemático da geometria de determinação da densidade através do uso de radiação gama atenuada e espalhada [49].

Para que a relação entre o registro da densidade da formação e determinação da porosidade seja real é necessário que se tenha uma fonte radioativa com energia baixa para não gerar interação por produção de pares, e suficientemente alta para favorecer a interação por espalhamento Compton. E o detector deve ser blindado para evitar o efeito fotoelétrico. Como a probabilidade de ocorrência de um choque entre os raios gama e a matéria depende das propriedades nucleares do material envolvido e da energia do fóton, a maior parte das ferramentas utiliza fonte de Césio-137 que é monoenergética e possui 662 keV de energia o que favorece a interação por espalhamento Compton com rochas sedimentares [46].

III.2.3.5.2 - Princípio da Ferramenta

Para minimizar a influência da lama de perfuração e do reboco a ferramenta de densidade, corre o poço, pressionada contra a parede da formação e possui dois detectores colocados em diferentes profundidades, um mais próximo a fonte e outro mais distante. O primeiro detector que é identificado como detector de curta distancia (Short-spacing) ou detector da camada (bed-spacing) é mais afetado pelos fótons que interagem com a lama de perfuração e o detector de longa distância (Long-Spacing) registra os fótons que penetram mais na formação, ou seja, alcançam a zona virgem. A partir dos registros desses dois detectores é possível construir gráficos de correções (long-spacing versus short-spacing). Utilizando esses gráficos de correção é possível determinar a densidade volumétrica compensada pelos fatores que influenciam no registro do sinal. A figura III.22 mostra um desenho esquemático de uma ferramenta de densidade e a figura III.23 mostra um exemplo de uma carta de correção que é comumente chamado de gráfico “*spine and ribs*”. A curva “*spine and ribs*” não é utilizada para poços abertos, pois a densidade volumétrica é quantificada automaticamente no software de aquisição dos dados [40].



Figura III.22: Desenho esquemático de uma ferramenta de densidade

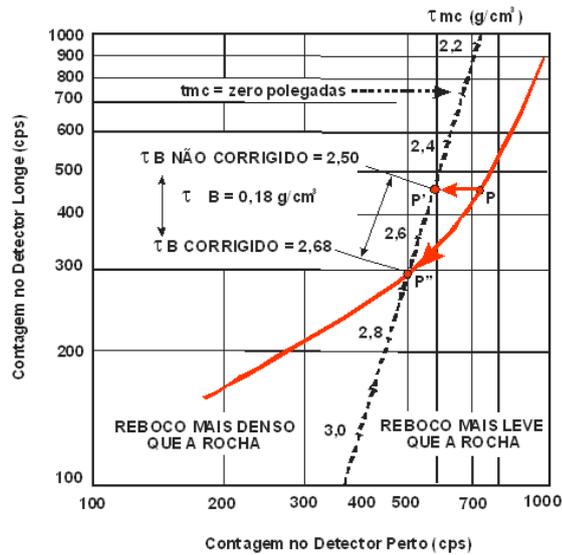


Figura III.23: Gráfico “Spine and Ribs”: Carta de correção dos efeitos da lama e filtrado na medida da densidade [40].

A densidade da formação pode ser estimada simplesmente observando a taxa de contagem em cada detector. Geralmente as taxas registradas pelo detector de longe são representativas da densidade eletrônica da formação. Isto pode ser observado a partir da equação III.9 onde μx representa o declive do logaritmo da taxa de contagem como função da densidade [46].

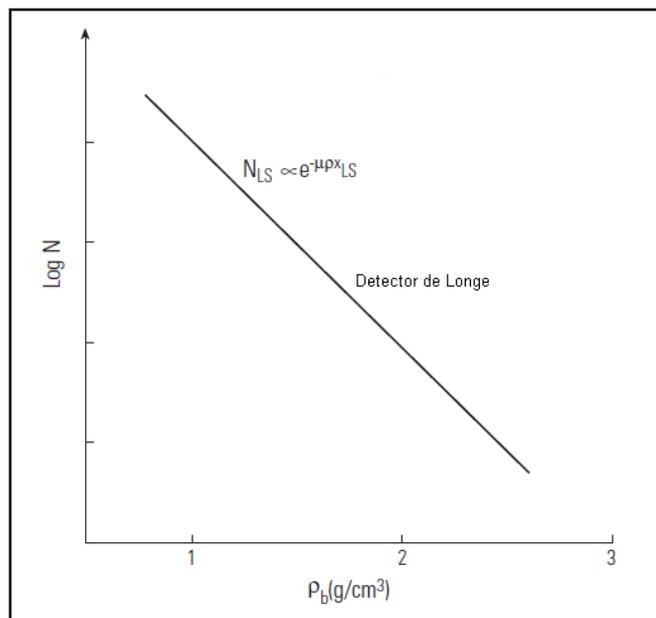


Figura III.24: Modelo ideal da variação da taxa de contagem do detector de longe de uma ferramenta de densidade em relação a densidade da formação [46].

III.2.3.5.3 – Determinação da densidade volumétrica

O perfil densidade corresponde a densidade eletrônica da formação. Por definição, densidade eletrônica (ρ_E) é a quantidade de elétrons por volume. Para um único elemento é possível correlacionar a densidade eletrônica com a densidade volumétrica a partir da relação apresentada na equação III.18.

$$\rho_E = \rho_B \left(\frac{2Z}{A} \right) \quad (III.11)$$

Onde, ρ_B é a densidade volumétrica, Z é o numero atômico e A é o numero de massa . Para substâncias moleculares a relação será:

$$\rho_E = \rho_B 2 \left(\frac{\sum Z}{P \cdot Mol} \right) \quad (III.12)$$

A tabela III.3 mostra que a razão $2 Z/A$ é próximo da unidade para os elementos mais comuns das rochas. A tabela III.4 mostra uma comparação entre os valores da densidade total (ou obtida em laboratório), a eletrônica e aquela registrada pelas ferramentas de densidade [48].

Tabela III.2 - Valores da razão 2 Z/A para os elementos mais comuns das rochas sedimentares [48].

ELEMENTO	A	Z	2 Z/A
H	1.008	1	19.841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	10.000
Na	22.990	11	0.9569
Mg	24.320	12	0.9657
Al	26.980	13	0.9637
Si	28.090	14	0.9968
S	32.070	16	0.9978
Cl	35.460	17	0.9588
K	39.100	19	0.9719
Ca	40.080	20	0.9980

Tabela III.3 - Valores comparativos entre as densidades de laboratório (ρ_B), eletrônica (ρ_e) e a registrada pelo perfil de densidade (ρ_{FDC}) para as rochas sedimentares mais comuns [48].

COMPOSIÇÃO	FÓRMULA	ρ_B	$C = 2 \left(\frac{\sum Z}{P \cdot Mol} \right)$	ρ_B	ρ_{FDC}
Quartzo	SiO ₂	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcita	CaCO ₃	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomita	CaCO ₃ MgC ₃	2.850	0.9977	2.863	2.850
Anidrita	CaSO ₄	2.960	0.9990	2.957	2.977
Metano	CH	ρ_{METANO}	1.2470	$1.247\rho_{MET}$	$1.335\rho_{MET} - 0.188$
Água Doce	H ₂ O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Água salgada	200.000 ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Óleo	n<CH ₂ >	0.850	1.1407	0.970	0.850
Gás	C _{1.1} H _{4.2}	$\rho_{GÁS}$	1.2380	$1.2380 \rho_{GÁS}$	$1.335\rho_{gás} - 0.188$

Nas litologias homogêneas (arenitos, calcários e dolomitos), com água, o fato de $Z/A \approx 1$ faz com que $\rho_{FDC} = \rho_b$. Entretanto, ocorrendo outros materiais nos poros (hidrocarbonetos), ρ_{FDC} difere de ρ_b , exigindo correções das leituras. Essas correções são feitas a partir de uma calibração primária.

A calibração primária é feita utilizando uma rocha de matriz conhecida para a obtenção da equação de calibração (III.12). As ferramentas de densidade são calibradas em formações de calcário (CaCO_3) com alta pureza e com água doce em seus poros.

$$\rho_{FDC} = \rho_{mLS} (1 - \phi) + \phi \rho_w \quad (III.13)$$

$$\rho_{eLS} = \rho_{mLS} C_{LS} (1 - \phi) + \phi \rho_w C_w \quad (III.14)$$

Retirando ϕ ,

$$\rho_{FDC} = \rho_{eLS} \left(\frac{\rho_{mLS} - \rho_w}{\rho_{mLS} - \rho_w C_w} \right) - \left(\frac{\rho_{mLS} \cdot \rho_w (C_{LS} - C_w)}{\rho_{mLS} C_{LS} - \rho_w C_w} \right) \quad (III.15)$$

Substituindo-se ρ_{mLS} , ρ_w , C_{LS} e C_w pelos seus valores respectivos, mostrados na tabela III.4, obtem-se:

$$\rho_{FDC} = 1.0704 \rho_E - 0.1883 \quad (III.16)$$

A partir da densidade é possível determinar a porosidade como mostrado nas equações III.13 e III.14 onde ϕ representa a porosidade. Para uma matriz conhecida, assim como seu fluido pode-se determinar a porosidade a partir da equação III.17.

$$\phi = \left(\frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_F} \right) \quad (III.17)$$

Onde ρ_m é a densidade da matriz, ρ_F é a densidade do fluido e $\rho_B = \rho_{FDC}$ densidade lida pelo perfil.

III.2.3.6 – Perfil neutrônico

O perfil neutrônico é principalmente utilizado para determinação da porosidade de uma formação. Este perfil responde primariamente a quantidade de hidrogênio presente em uma formação.

III.2.3.6.1- Interação dos Nêutrons com a Matéria

O nêutron é uma partícula extremamente abundante, entretanto interage com o meio através de mecanismos diferentes das radiações alfa, beta e gama. O nêutron possui massa inercial de 1.008664904(14) u.m.a, ou seja, tem massa igual à do próton, sendo 0.1% mais pesado e por não possuir carga é quase insensível a campos eletromagnéticos, o que faz com que sua interação com a matéria seja praticamente por meio da interação nuclear forte. Nêutrons cruzam as camadas eletrônicas sem qualquer perturbação maior e não sentem a barreira coulombiana que interfere com partículas carregadas ao se aproximarem do núcleo [49].

A principal forma de interação dos nêutrons com a matéria é através de espalhamento (elástico e inelástico), mas também podem interagir por reação de absorção ou fissão.

No espalhamento elástico o núcleo não sofre nenhuma modificação em sua composição isotópica ou na sua energia interna após a colisão. A energia dos nêutrons se mantém. No espalhamento inelástico o núcleo não sofre nenhuma modificação em sua composição isotópica, mas é deixado em estado excitado. O nêutron transfere parte de sua energia para o núcleo. Na reação de fissão o nêutron colide com certos núcleos pesados que se quebram em dois fragmentos, liberando considerável energia.

As reações de absorção ou captura acompanham a emissão de radiação gama ou partículas carregadas em função da energia do nêutron incidente e do produto final. Os nêutrons podem ser divididos em três faixas de energia.

A primeira faixa são os *nêutrons térmicos* com energia média de 0.025 eV. A faixa seguinte são os *nêutrons epitérmicos*, essa faixa compreende os nêutrons que estão além dos térmicos. A terceira faixa é a dos *nêutrons rápidos*, ou seja, nêutrons com energia suficiente para interagir com a grande maioria dos núcleos através de reações limiares, e não só via captura neutrônica ou espalhamento, geralmente, possui energia entre 100 a 200 keV. A atenuação de um feixe de nêutrons por um material é do tipo exponencial de acordo com a equação III.18.

$$I = I_0 e^{-\sum_{tot} x} \quad (III.18)$$

$$\sum_{tot} = N \cdot \sigma \quad (III.19)$$

$$N = N_A \cdot \rho / A \quad (III.20)$$

A seção de choque macroscópica total (\sum_{tot}) é a probabilidade, por unidade de comprimento de o nêutron sofrer espalhamento ou captura. Um nêutron rápido ao sair da fonte e interagir com a matéria passará pelas fases: colisão, amortecimento, termalização e captura [49].

a) Colisão: A mecânica clássica descreve os choques entre os nêutrons e núcleos em repouso, como semelhantes àqueles entre partículas dotadas de energia. Após o choque, o nêutron adquire uma nova trajetória diferente da original, separada por um ângulo definido. O núcleo atingido, por sua vez, recebe parte da energia cinética do nêutron incidente e se afasta de sua direção original com um ângulo, também definido. A relação entre ângulos e a velocidade de ambas as partículas, após a colisão, é determinada pela lei da conservação da energia e do momento linear. Na figura III.25 são mostradas as curvas de probabilidade de colisão em relação a energia dos nêutrons, para um arenito de porosidade igual a 15%.

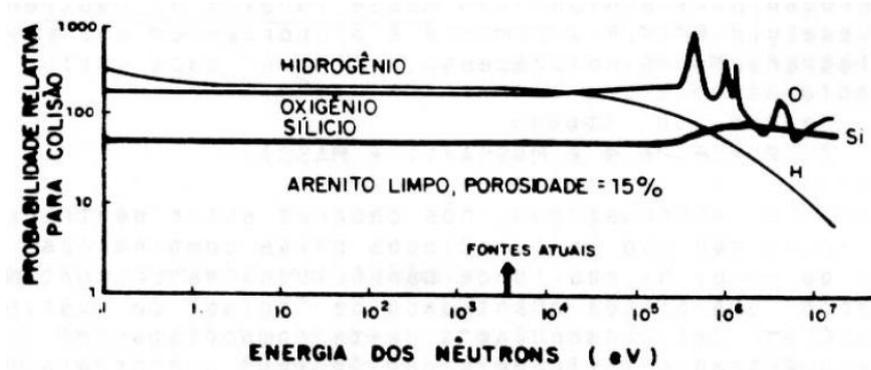


Figura III.25: Probabilidade relativa de colisão em função da energia dos nêutrons [48]

b) Amortecimento: Dois são os fatores relevantes no amortecimento energético dos nêutrons rápidos. Um deles é a perda de energia sofrida pelo nêutron em choques com os núcleos de uma dada espécie. O outro é a probabilidade do nêutron entrar realmente em colisão com os mesmos. Estudos demonstram que as primeiras chances preferenciais de amortecimento ocorrerão com os núcleos de oxigênio e hidrogênio, em proporções aproximadamente iguais [49]. À medida que a energia dos nêutrons vai diminuindo, devido aos choques sucessivos, as chances relativas ao hidrogênio prevalecem em relação ao oxigênio. A figura III.26 mostra a curva de amortecimento em função da energia para arenito, sendo possível observar a influência do hidrogênio em relação ao amortecimento em relação ao oxigênio e o silício.

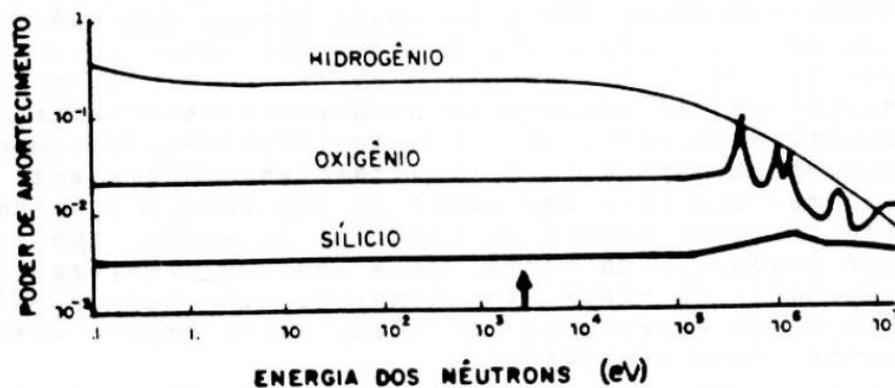


Figura III.26: Curva de probabilidade de colisão versus energia dos nêutrons, para um arenito de 15% de porosidade [48]

c) Termalização: Tendo os nêutrons adquirido um nível energético igual ao do meio ambiente (0,025 eV), ocasionados por choques sucessivos, com os elementos presentes, continuam eles ainda em processos de colisões, porém sem maiores mudanças energéticas, cada vez mais se afastando da fonte. A característica fundamental da fase de termalização está na invariabilidade energética e nas pequenas distâncias percorrida entre choques.

d) Captura: O processo de captura de nêutrons termalizados se dá pela incorporação do mesmo a um núcleo, não necessariamente de hidrogênio, mas de qualquer outro do meio.

III.2.3.6.2 - Efeito dos nêutrons dentro de uma rocha

Durante a “existência” de um nêutron dentro das rochas, verifica-se que população termal é função das fases de amortecimento e termalização. Assim, qualquer elemento do meio que afete uma destas duas fases, afeta, também, a distribuição espacial final dos nêutrons e, conseqüentemente, o índice de hidrogênio ou porosidade calculada pelo perfil.

O poder de amortecimento de uma rocha é exercido, preferencialmente, pelo elemento hidrogênio. Por outro lado, a fase de termalização pode ser afetada pela presença de elementos absorvedores que compõem a matriz da rocha e pela concentração daqueles elementos com maiores probabilidades de capturar nêutrons termais. A figura III.27 mostra a seção eficaz de absorção e espalhamento dos elementos mais encontrados em rochas sedimentares.

ELEMENTO		SEÇÃO EFICAZ (BARNs)		COLISÕES NECESSÁRIAS PARA REDUZIR A ENERGIA DOS NÊUTRONS DE 2 MeV PARA 0,025 eV	ENERGIA EMITIDA PELO RAIOS GAMA DE CAPTURA (MeV)
Z	SÍMBOLO	DE CAPTURA OU ABSORÇÃO	DE ESPALHAMENTO OU ABORTECIMENTO		
1	H	0,30	20	18	2,23
4	Be	0,009	6,1	87	
5	B	700	3	105	
6	C	0,0032	4,8	115	4,05 - 4,95
7	N	1,88	10,0	130	
8	O	0,002	4,1	150	
11	Na	0,505	3,5	215	
12	Mg	0,4	3,6	227	3,92 - 8,16
13	Al	0,230	1,5	251	3,02 - 7,72
14	Si	0,13	1,7	261	4,95 - 6,4
16	S	0,53	1,5	297	4,84 - 5,43
17	Cl	31,6	10	329	7,42 - 7,77
19	K	2,2	1,5	362	
20	Ca	0,43	9,5	371	5,89 - 6,42
26	Fe	2,5	11,0	514	
48	Cd	2500	5,3	1028	
56	Ba	1,25	8	1252	

Figura III.27: Seção eficaz dos principais elementos [48]

Um dos elementos absorvedores de grande importância neste aspecto é o cloro. Átomo por átomo, o cloro é cerca de cem vezes mais absorvedor do que o próprio hidrogênio, de modo que sua presença nas águas porosas pode reduzir a densidade de nêutrons termais. A presença dos absorvedores nas rochas proporciona um efeito de importância vital na interpretação dos perfis neutrônicos, que é a redução da população termal a qualquer distância da fonte, porquanto eles atuam como se fossem hidrogênio – espalhando e absorvendo os nêutrons. A redução na contagem final dos nêutrons termais poderá ser interpretada como uma alta porosidade, caso não se leve em consideração à concentração de cloro e demais absorvedores na água da formação.

A figura III.28 mostra curvas teóricas da densidade de nêutrons termais em função da distância a partir da fonte. Os cálculos foram realizados para arenitos silicosos, saturados com água e porosidade variando entre 10 e 40%. Qualquer que seja a porosidade da rocha, o fluxo de nêutrons termal diminuiu com a distância.

Um detector localizado próximo da fonte, dentro a zona "S", mostra que as rochas com altas porosidades apresentam uma maior à contagem. A proporção em que o afastamos da fonte, ainda na zona "S", ocorre uma diminuição na contagem do detector para todos os valores de porosidade. Além desta diminuição de contagem, a resolução na porosidade também diminui. Isto ocorre porque as curvas de porosidade convergem para uma zona de indefinição (I), fazendo com que o equipamento se torne cada vez menos sensível às variações de porosidade. Afastando-se mais ainda o detector um pouco mais, para dentro da zona "L", verifica-se que a população de nêutrons termiais diminui com o aumento da porosidade. Como consequência, este procedimento melhora a resolução da ferramenta nas baixas porosidades, onde as contagens são também normalmente baixas. O resultado prático destas noções é que a escolha da distância fonte - detector deve ser adequada para a resolução da porosidade, em função de uma melhor contagem [49].

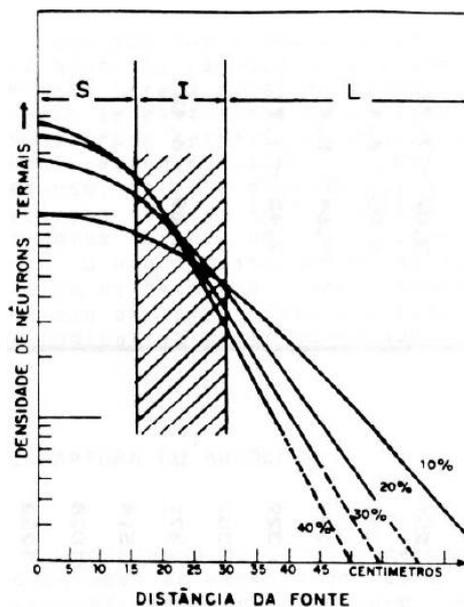


Figura III.28: A diminuição da concentração de nêutrons termiais independe da porosidade da rocha [48].

III.2.3.6.3 – Princípio da Ferramenta Neutrônica

Uma ferramenta Neutrônica possui uma fonte e um detector de nêutrons. A fonte radioativa de nêutrons mais utilizada é a do tipo Amerício-Berílio, que consiste na junção de um material radioativo emissor de partículas alfa (Amerício) em íntimo contato com um elemento que tenha nêutrons fracamente ligados (Berílio). A partícula alfa produzida pelo amerício induz uma reação nuclear no berílio provocando a emissão de um nêutron, de acordo com a reação mostrada na figura III.29. Os nêutrons produzidos nesse tipo de reação têm um espectro contínuo de energia entre 0-13 MeV, com energia média em torno de 5.48 MeV.

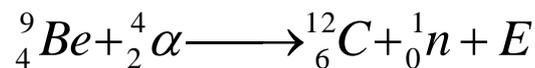
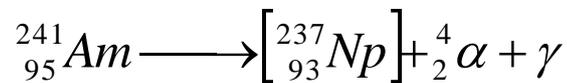


Figura III.29: Reação Nuclear Am-Be

O detector mais utilizado é o contador proporcional de nêutrons, especificamente desenhado para este tipo de equipamento. Ele consiste de um cilindro de aço inoxidável cheio de gás hélio-3, com isoladores de cerâmica suportando um fio central que é o ânodo. O hélio age tanto como material sensível a nêutrons como gás ionizante. A fim de eliminar ao máximo o efeito dos nêutrons térmicos, protege-se o contador por uma camada de cádmio. Apenas os nêutrons com energia superior a 0.025eV penetram no detector, fornecendo um pulso cuja altura é proporcional à energia da partícula incidente.

As principais vantagens desta ferramenta são:

a) Minimização do efeito matricial - os nêutrons são coletados com nível energético superior ao térmico, tendo, portanto menor tempo de interação com a matriz das rochas;

b) Minimização dos efeitos do poço (lama e reboco) - pois a ferramenta encontra-se pressionada contra a parede do poço;

A figura III.30 mostra um desenho esquemático de uma ferramenta neutrônica utilizada em poços de diâmetro reduzido (“*slim hole*”).

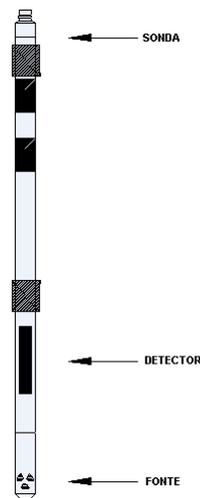


Figura III.30: Desenho esquemático de uma ferramenta neutrônica

III.2.3.6.4 - Uso dos perfis Neutrônicos

Os perfis neutrônicos registram diretamente as porosidades das rochas, tanto em poço aberto como em poço revestido, isto acontece, pois, a ferramenta neutrônica reflete a quantidade de hidrogênio na formação.

Para apresentar o perfil neutrônico em termos de porosidade é necessário que se faça calibrações em água e em rocha. Onde um poço com rocha de alta pureza, normalmente, calcário com porosidade em torno de 11% e 22% é simulado [48].

A partir da calibração para água é possível identificar zonas de gás ou hidrocarbonetos leves, quando o perfil é plotado em relação ao perfil Densidade. Sob as mesmas condições de temperatura e pressão, e para um mesmo volume investigado de rocha, a presença do gás, ou hidrocarboneto leve, por ser expansivo, reduz a densidade de hidrogênio (concentração/volume), quando comparada ao óleo ou água. Quanto mais leve o fluido, menor a quantidade de hidrogênio na rocha.

Assim, em uma zona com gás, o perfil Densidade tem suas leituras de ρ_B aumentadas, enquanto que os neutrônicos têm seu índice ou densidade de hidrogênio diminuído. Este contraste entre as duas porosidades, obtidas por princípios físicos diferentes, é diagnóstico da presença de hidrocarbonetos leves e/ou gás. Em zonas de água e defronte a rochas limpas, sem argila, as duas porosidades lêem aproximadamente iguais valores de porosidade, isto é, $\Phi_D \sim \Phi_N$.

Outros fatores afetam a leitura do perfil neutrônico, desta forma para uma correta interpretação é necessário analisar a **lama** e o **diâmetro do poço**, pois, quanto maior o diâmetro do poço (desmoronamento ou desabamento), maior a possibilidade de se ter lama/reboco entre a sapata e a parede do poço, maior a quantidade de hidrogênio (concentração/volume) em torno do detector e menor a resposta proveniente das camadas. O reboco é uma lama com mais sólidos, ou mais compactada, e, portanto não pode ser esquecida. A argila dentro das camadas significa um alto teor de água adsorvida, dando origem a uma maior porosidade nas rochas argilosas do que nas limpas. No confronto Densidade x Neutrônico, uma zona argilosa terá $\Phi_N > \Phi_D$, efeito diametralmente oposto ao do gás.

A figura III.31 mostra um perfil de neutrônico (CNL) em relação ao perfil densidade (FDC) em escala de porosidade. As zonas de afastamento destacadas nos perfis indicam zonas de gás.

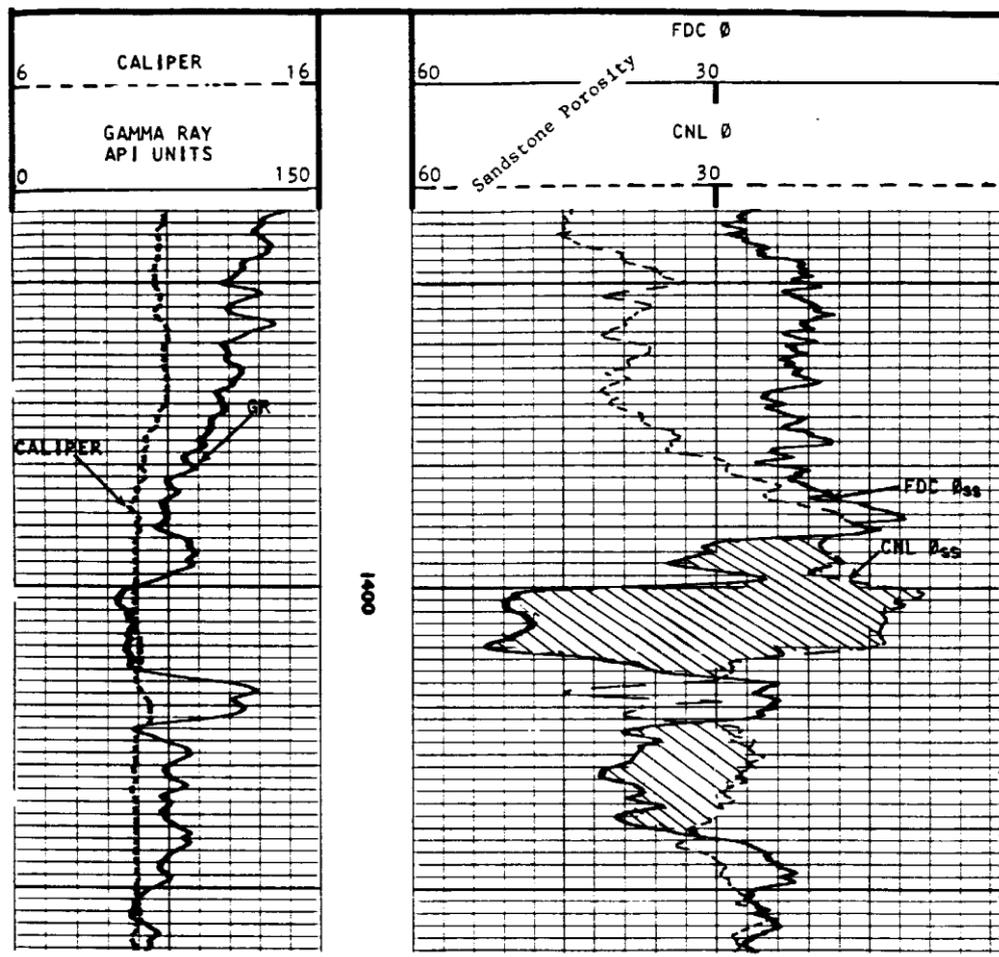


Figura III.31: Perfis Densidade e Neutrônico[40].

III.3 – Microtomografia Computadorizada por Transmissão de Raios X

A técnica de Microtomografia Computadorizada por transmissão de raios X (μ -CT) tem sido especialmente desenvolvida para a inspeção de pequenas estruturas [50]. Esta técnica tem o mesmo princípio da tomografia computadorizada. Entretanto algumas adaptações foram realizadas para permitir uma melhora na resolução.

Na μ -CT o detector e o tubo de raios X são fixos, a rotação do corpo de prova permite obter um número maior de projeções. Uma vantagem importante é que filtros podem ser facilmente colocados em frente à fonte de raios X e/ou detector. Com esta configuração as projeções podem ser feitas com menos vibrações o que permite uma melhora na resolução [51].

Uma segunda adaptação foi a redução do tamanho do foco tubo de raios X. O tamanho do foco pode variar desde 4 à 1 mm (foco normal) até 100 à 1 μ m (micro foco), passando pelas dimensões de 1 à 0.1 mm (minifoco) [52]. A redução no diâmetro do foco do tubo de raios X é um atributo muito importante do ensaio de μ -CT, pois quanto menor for esse parâmetro melhor se dará a focalização das estruturas inspecionadas que está relacionada com a qualidade da imagem adquirida [53].

Na figura III.32 os raios X são atenuados por uma amostra que está representada no detector a partir de (d) até (e). À direita de (f) não há atenuação pela amostra, mas a intensidade dos raios X acaba sendo quantificada. Entre (e) e (f) somente parte dos raios X serão atenuados. Isto é chamado de intervalo de penumbra e esta transição do máximo de atenuação para nenhuma atenuação, cria um algum borramento na imagem. Reduzindo o tamanho do foco reduz também a penumbra, assim como, o borramento na imagem [51].

Desta forma, haverá um ganho na qualidade da imagem, pois as características que determinam uma melhora na imagem são: nitidez (clareza da imagem) e contraste (reconhecimento entre as diversas estruturas da imagem). A nitidez da imagem está ligada a desfocagem geométrica (penumbra) e à ampliação da imagem e o contraste está relacionado com o coeficiente de atenuação. Pode-se entender então que quanto menor o diâmetro do tubo de raios X menor será a desfocagem geométrica e, portanto melhor será a qualidade da imagem [54]

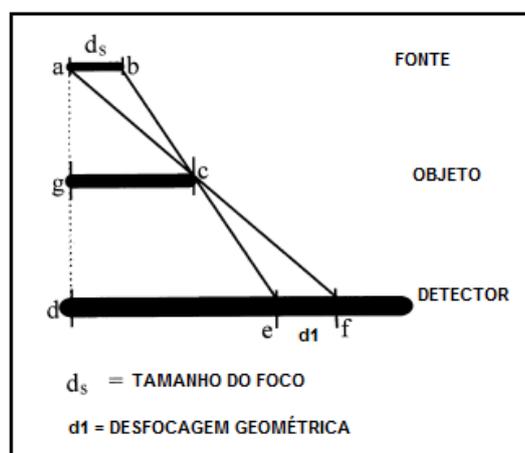


Figura III.32: Ilustração do efeito do tamanho do tubo na qualidade da imagem [51]

Nas seções a seguir será apresentado um breve histórico sobre a descoberta dos raios X e o desenvolvimento da tecnologia da tomografia computadorizada.

III.3.1 - Raios X

III.3.1.1 - Histórico

No final do século XIX, em 1895, o físico alemão, Wilhelm Conrad Röntgen (figura III.33) publicou a primeira descrição dos raios X, no qual apresentou uma caracterização experimental da nova radiação. Röntgen descobriu os raios X realizando experiências com raios catódicos, nome utilizado na época para designar o fluxo de elétrons gerado em tubo com vácuo parcial onde era aplicada alta tensão.

Röntgen estava trabalhando com um tubo de raios catódicos coberto por uma blindagem de papelão preto. Um pedaço de papel com platino-cianeto e bário estava na mesa e ao passar uma corrente pelo tubo notou uma linha preta no papel [55].



Figura III.33: Wilhelm Conrad Röntgen fotografia tirada em 1896 [55]

Desta forma, o cientista observou que os raios catódicos, ao atravessarem o tubo com vácuo e se depararem com uma tela pintada com platino-cianeto e bário, geravam uma fluorescência visível e que esta fluorescência somente ocorria durante a descarga [55]. Como os raios catódicos não atravessavam mais que alguns centímetros de ar, este fenômeno não podia ser causado pelos raios catódicos. Röntgen, então, concluiu que a fluorescência era proveniente da emissão de um novo tipo de radiação e atribuiu ao aparecimento da linha preta no papel a uma radiação que saía da ampola e que também atravessava o papel preto. Este novo tipo de radiação foi nomeado por ele como raios X, já que sua origem era desconhecida [56].

Röntgen passou a trabalhar intensamente para descobrir as propriedades da nova radiação. Ele descobriu que ao colocar um material opaco entre o tubo e o alvo, a intensidade da fluorescência diminuía, mas não desaparecia por completo. Com isso ele pôde mostrar que os raios X podiam atravessar materiais que são opacos à luz visível. O cientista ainda investigou se os raios X apresentavam qualquer das propriedades da luz, com exceção a propagação retilínea. Os resultados obtidos por ele foram todos negativos, não encontrando reflexão nos espelhos, refração no vidro ou em qualquer outra substância, também não conseguindo ver difração nos retículos e polarização pela passagem dos raios X através dos cristais [56].

Ele, então, dirigiu os raios X para chapas fotográficas sensíveis e conseguiu registrar a imagem dos ossos da mão de sua esposa, figura III.34. Essa foi a primeira radiografia já feita, e viria a ser uma das mais famosas imagens do mundo científico [57]. Estudos posteriores com uma técnica mais aperfeiçoada mostraram que os raios X podiam ser refletidos, refratados, polarizados, difratados e atenuados, o que evidenciou a caracterização dos raios X como radiação eletromagnética, assim como a luz, porém com um comprimento de onda muito menor [58].

Nos dias de hoje os raios X são definidos como ondas eletromagnéticas de alta frequência (pequeno comprimento de onda), normalmente emitida durante a relaxação dos elétrons orbitais mais internos dos átomos [59].



Figura III.34: Radiografia da mão da esposa de Röntgen [56].

III.3.1.2 – Produção dos raios X

Raios X é a denominação dada a radiação eletromagnética de alta energia que tem origem na eletrosfera ou no freamento de partículas carregada no campo eletromagnético do núcleo atômico ou dos elétrons [57]. Os raios X são produzidos quando elétrons são acelerados por uma alta tensão e posteriormente desacelerados bruscamente ao se depararem com um alvo sólido e de elevado número atômico. Nesta desaceleração, parte da energia que o elétron adquiriu é transformada em radiação eletromagnética, mais conhecida como radiação de Bremsstrahlung ou radiação de freamento [60].

Os raios X podem ser gerados artificialmente num tubo de raios X (figura III.35). Aplicando uma diferença de potencial elevada entre os terminais do tubo de raios X, onde uma placa metálica chamada anodo ou alvo é polarizado positivamente e o filamento, catodo, negativamente. A partir do aquecimento o filamento emite elétrons que são acelerados, na direção do alvo. Os átomos do alvo metálico absorvem a energia dos elétrons e reemitem essa energia como raios X. Os raios X que são produzidos no alvo e escapam do tubo através de uma janela, que pode ser construída de vidro ou berílio metálico.

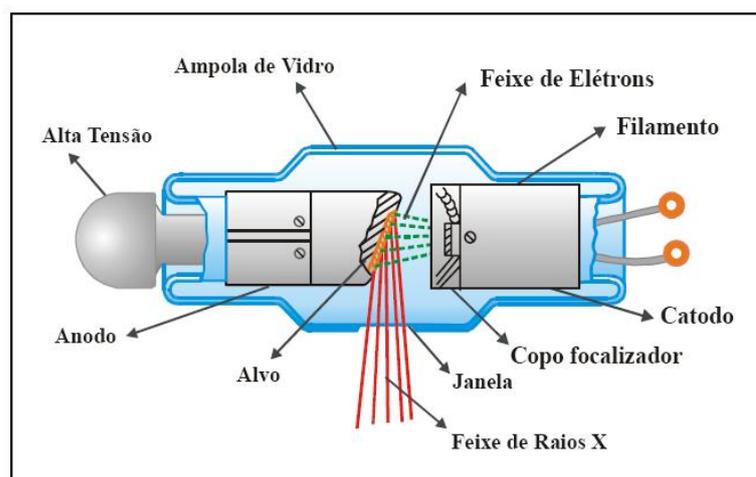


Figura III.35: Desenho esquemático de um tubo de raios X [43].

Quanto maior a tensão aplicada ao tubo, maior será a energia dos raios X gerados e maior também será o seu poder de penetração, tanto a energia média quanto a energia máxima irão variar. A variação da corrente entre o ânodo e cátodo, influencia na intensidade dos raios X emitidos, porém não altera o formato do espectro de energia. A energia efetiva (figura III.36) [43]

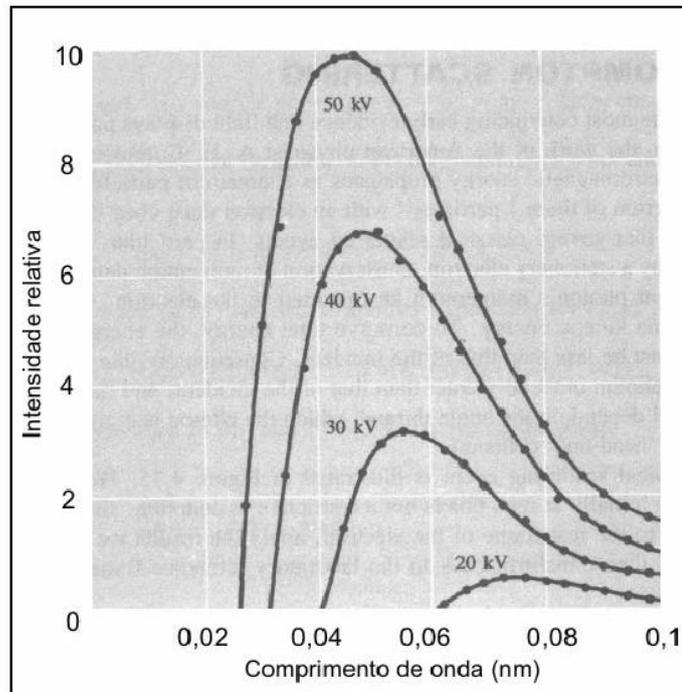


Figura III.36: Espectro contínuo de Raios X para uma placa de tungstênio [44].

III.3.1.3 – Espectro dos raios X

Quando partículas carregadas, principalmente elétrons, interagem com o campo elétrico de núcleos de número atômico elevado ou com a eletrosfera, elas reduzem a energia cinética, mudam de direção e emitem a diferença de energia sob a forma de ondas eletromagnéticas, denominadas raios X de freamento ou bremsstrahlung [61]. A energia dos raios X de freamento depende fundamentalmente da energia da partícula incidente. Esse processo de produção dos raios X depende da energia e da intensidade de interação da partícula incidente com o núcleo e de seu ângulo de saída (figura III.37). A energia da radiação produzida pode variar de zero a um valor máximo, sendo contínuo seu espectro em energia.

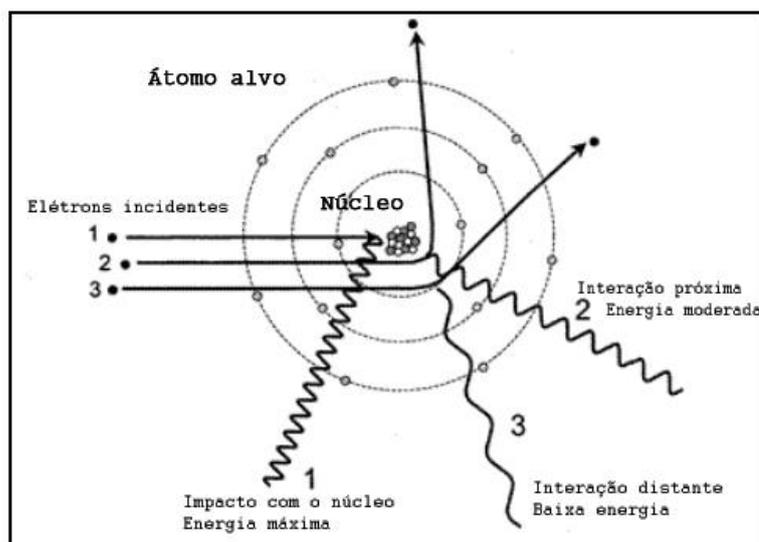


Figura III.37: Diferentes maneiras de interação do elétron com o átomo [56].

Na produção de raios X são produzidos também raios X característicos referentes ao material com o qual a radiação está interagindo. Esses raios X recebem essa denominação, pois os fótons emitidos são monoenergéticos e revelam detalhes da estrutura eletrônica do elemento químico, e assim sua energia e intensidade permitem a identificação do elemento de origem.

Os raios X característicos são dependentes dos níveis de energia da eletrosfera e seu espectro de distribuição em energia, dessa forma, é discreto. Sendo assim, o espectro de emissão de raios X é uma combinação dos dois processos, o espectro discreto (característico de cada material, uma vez que cada elemento possui níveis de energia específicos) de raios X e o espectro contínuo de raios X gerado pela radiação bremsstrahlung [61].

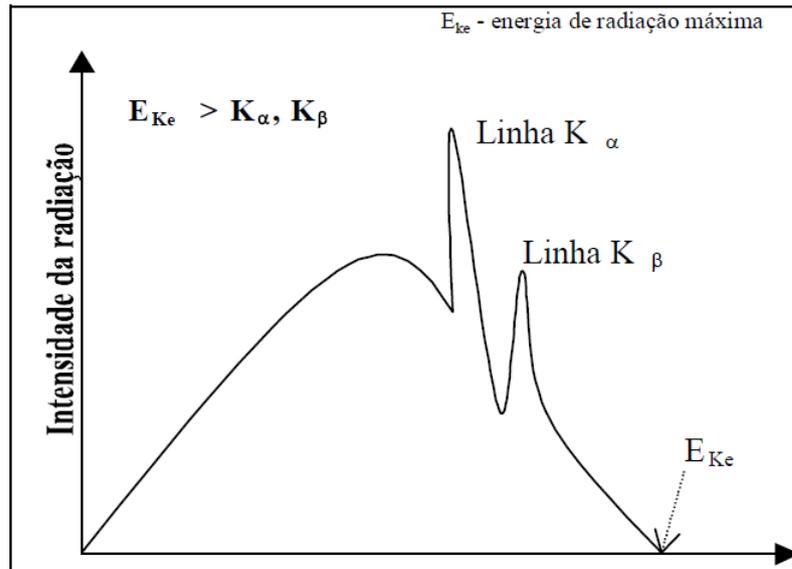


Figura III.38: Espectro combinado de raios X [62].

Quando ocorre algum processo que retira elétrons da eletrosfera do átomo, a vacância originada pelo elétron é preenchida por algum elétron de orbitais superiores. Quando a lacuna originada está situada na camada K, a mais interna, e elétrons da camada eletrônica seguinte (camada L) preenchem este vazio, eles liberam uma energia que é igual a diferença de energia entre o estado inicial e o final (raios X característico) sendo criada à chamada "linha K_{α} " (figura III.6). Entretanto se o elétron for originado da camada eletrônica superior a camada L, camada M, a diferença de energia entre as camadas K e M será maior, assim, também sendo a energia do fóton emitido. Esse rearranjo menos freqüente (tipicamente 10% dos casos de preenchimento de uma lacuna na camada K) dará origem à linha característica chamada K_{β} [62].

III.3.1.4 – Interação dos raios X com a matéria

Os raios X, assim como os raios gama, apresentam caráter ondulatório, ausência de carga e massa de repouso. Desta forma, sua interação com a matéria ocorre pelos mesmos princípios descritos na seção III.2.3.2.

III.3.2 – Tomografia Computadorizada

A tomografia computadorizada é uma técnica de ensaio não destrutivo que combina o uso dos raios X obtidos por tubos de alta potência com computadores adaptados para processar grande volume de informação e produzir imagens com alto grau de resolução. Esta técnica foi originalmente desenvolvida como método de diagnóstico médico na década de 70 por Godfrey N. Hounsfield, o que lhe rendeu o prêmio Nobel de medicina de 1979 [63].

O método obteve grande repercussão devido as suas propriedades de avaliação de tecidos até então difícil de serem demonstradas. A introdução desta técnica causou uma revolução no diagnóstico médico por permitir a reconstrução bi e tridimensional da estrutura interna de sistemas e órgãos do corpo humano [63].

No final da década de 80 inicio da década de 90 a tomografia computadorizada despertou o interesse de pesquisadores no campo da geologia [64-70] mais especificamente com pesquisas relacionadas à petrofísica e petrografia. Entretanto a resolução dos tomógrafos médicos era baixa (60 μm) para análises de rochas reservatórios.

Com o desenvolvimento da microtomografia computadorizada ($\mu\text{-CT}$) foi possível superar o problema da resolução. E esta técnica passou a ser implementada principalmente para estudo de rochas sedimentares, na caracterização de reservatórios [71 -74].

A tomografia apresenta um tubo de raios X que emite um feixe de radiação laminar em forma de leque e de espessura muito fina que atravessa o corpo de prova sensibilizando o detector. O sistema de detecção transmite a radiação detectada em forma de correntes elétricas de pouca intensidade a um sistema eletrônico que transforma os sinais obtidos em dígitos de computador.

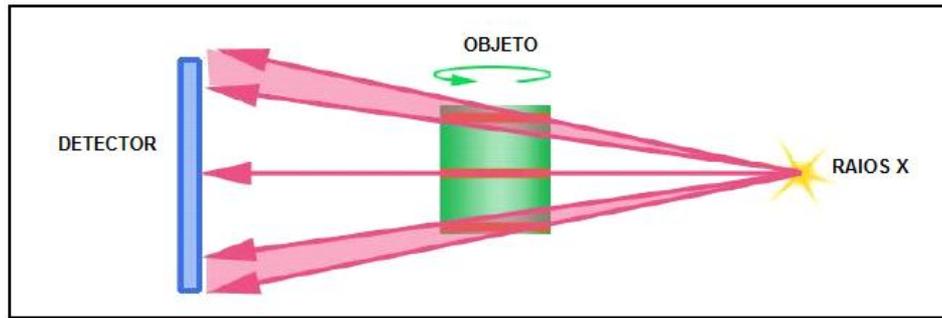


Figura III.39 – Processo de aquisição.

A aquisição das imagens é feita rotacionando o corpo de prova segundo a direção da radiação e gerando primariamente cortes transversais ao plano do material. O processo tomográfico mede a atenuação da radiação nos diferentes cortes do material, de acordo com a equação III.9. Na prática os tubos de radiação utilizam feixes polienergéticos nas seguintes condições:

$$I = \int_0^{E_{\max}} I_o \exp\left(-\int_L \mu(x, y, E) dl\right) dE \quad (III.21)$$

Como o feixe não é monocromático o coeficiente de absorção total ficará mais complexo, pois este depende do espectro de energia da radiação e a presença de fótons de baixa energia acarretará no deslocamento espectral devido à absorção preferencial destes fótons que penetram no corpo de prova, esse efeito é chamado de endurecimento de feixe. Este efeito é causado pela filtragem do espectro de energia pelo próprio corpo de prova. Conforme o feixe atravessa o corpo de prova, sua energia vai mudando, interferindo no valor de $\mu(x,y,E)$ [75].

A solução para minimizar o efeito de endurecimento do feixe é a colocação de um filtro de radiação de metal na janela de saída dos raios X. O objetivo do filtro é reduzir a quantidade de raios X de baixa energia e, com isto, aumentar a quantidade de energia mais alta [75]. A filtragem é especialmente necessária quando o corpo de prova apresenta grandes diferenças de espessura. Os materiais típicos para os filtros são o cobre, o latão e o chumbo. Na figura III.40 está apresentado um gráfico com os principais filtros utilizados para diferentes energias.

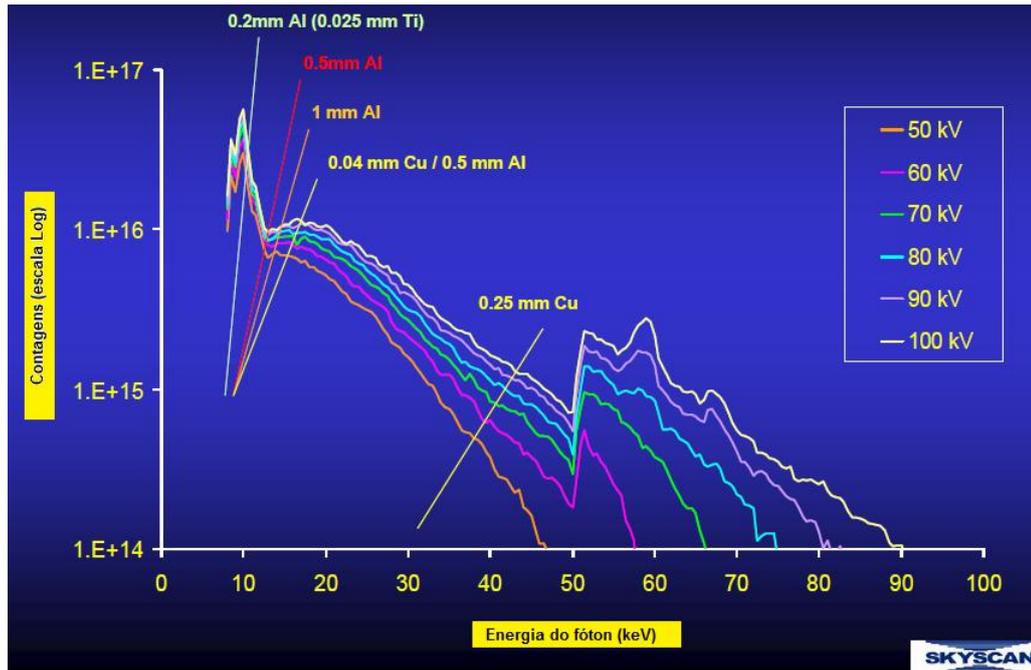


Figura III.40: Gráfico com os principais filtros utilizados em μ -CT em diferentes energias [76]

Ao realizar uma tomografia o interesse em determinar os coeficientes do corpo de prova em sua natureza bidimensional. Desta forma, a equação III.9 pode ser reescrita como:

$$\int_{\text{raio}} \mu(x, y) = \ln\left(\frac{I_o}{I}\right) \quad (\text{III.22})$$

O termo $\ln\left(\frac{I_o}{I}\right)$ 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 [44].

III.3.2.1 – Reconstrução

A teoria de reconstrução tomográfica se baseia na determinação dos coeficientes de atenuação ao longo do corpo de prova sob uma perspectiva matemática. O método matemático utilizado para reconstrução das imagens consiste basicamente na obtenção de diferentes projeções, com a somatória dos resultados obtidos em cada projeção. Esse método matemático é chamado de algoritmo de retroprojeção filtrada.

De forma geral, considerando $f(x,y)$ uma função bidimensional, as linhas que cortam esta função em qualquer direção são chamadas de raios (figura III.41). A integral de linha ao longo destes raios é chamada integral de raio, ou raio-soma (equação III.22), 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:

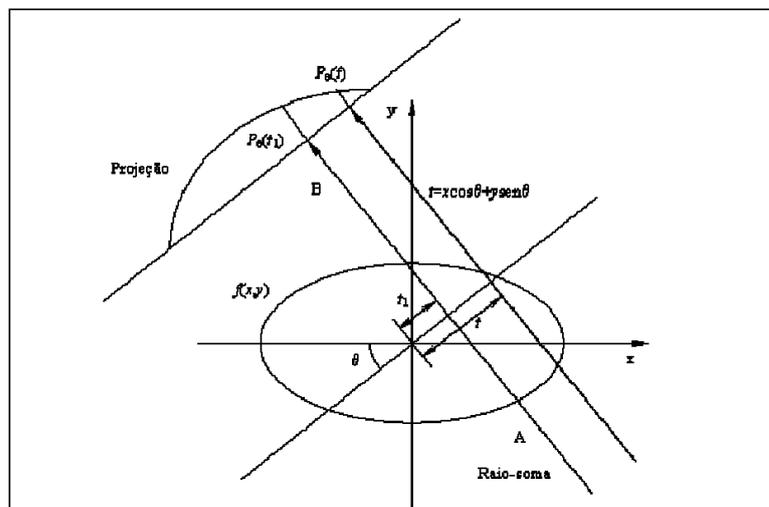


Figura III.41: Geometria de formação das projeções [77].

$$P_{\theta}(t) = \int_{AB} f(x, y) ds \quad (III.23)$$

Onde AB define a linha ao longo do 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 θ 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 3.4.

$$t = x \cos \theta + y \sin \theta \quad (III.24)$$

Para certo ângulo θ , somente as coordenadas x e y que satisfazem a equação III.24 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 $\delta(u)$. Ele é representado da seguinte forma:

$$\delta(u) = \begin{cases} 1, & \text{se } u = 0 \\ 0, & \text{se } u \neq 0 \end{cases} \quad (III.25)$$

Sabendo que somente as coordenadas x e y satisfazem a equação III.25 que vão entrar no cálculo das projeções. Pode-se substituir a integral de linha pela integral dupla, da seguinte forma:

$$P_\theta(t) = \int_{AB} f(x, y) ds = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) \delta(x \cos \theta + y \sin \theta - t) dx dy \quad (III.26)$$

Se x e y estão sobre a linha AB , teremos $x \cos \theta + y \sin \theta - t = 0$, o que implica em $\delta(x \cos \theta + y \sin \theta - t) = \delta(0) = 1$, então:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) \delta(x \cos \theta + y \sin \theta - t) dx dy = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) dx dy \quad (III.27)$$

A função $P_\theta(t)$ tendo o valor de θ 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 θ 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 III.22). Torna-se familiar que se $\mu(x,y)$ é uma função bidimensional tal como $f(x,y)$ no modelo matemático, então a integral de linha acima corresponde a um raio-soma $P_\theta(t)$. Se o corpo de prova é translado ao longo de uma trajetória perpendicular ao feixe de radiação e, a intervalos regulares deste deslocamento, levantaremos os valores de I . Desta forma com a equação (III.27) podem-se obter as projeções:

$$\lambda_\theta(\nu) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} dx dy \delta(x \cos \theta + y \sin \theta - t) \mu_B(x, y) \quad (III.28)$$

O lado direito da equação (III.28) é chamado de Transformada de Radon da distribuição $\mu_B(x,y)$ e expressa a relação linear entre a função do objeto $\mu_B(x,y)$ e os dados experimentais da projeção $\lambda_\theta(\nu)$. A reconstrução de uma imagem tomográfica consiste em inverter a Transformada de Radon para encontrar $\mu_B(x,y)$ a partir de um conjunto de projeções $\lambda_\theta(\nu)$ [78].

III.3.2.2 - Gerações das imagens

Ao término da reconstrução uma imagem digital é apresentada. A imagem digital é mostrada em forma de uma matriz (N x M), o elemento de imagem formado pela interseção das linhas e colunas é denominado pixel (figura III.42), 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 $\mu(x,y)$, ponto a ponto. A região mais densa aparece mais escura e a região que é menos densa aparece menos escura, ou seja, quanto mais denso mais escuro.

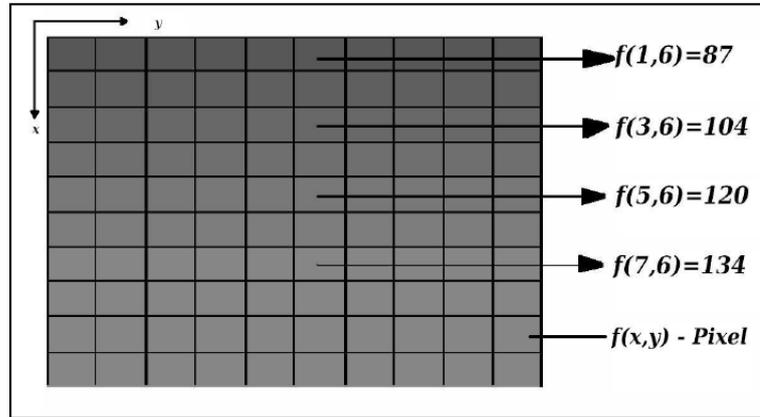


Figura III.42: Representação do pixel [77].

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 III.43).

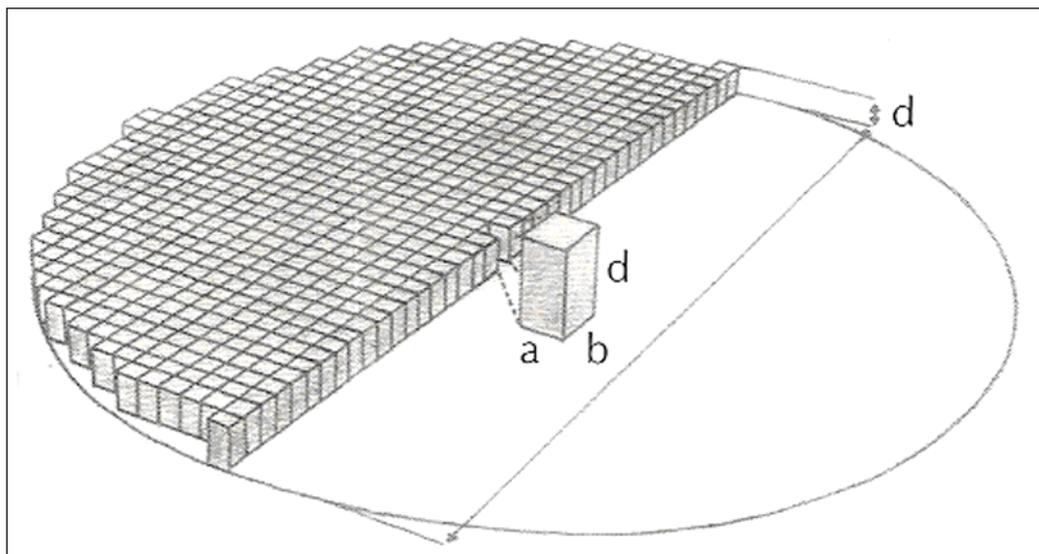


Figura III.43: Representação do voxel [63].

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 [79]. 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 níveis de cinza. São usados números duais devido ao aproveitamento da memória, de forma que os tamanhos da matriz são utilizados em forma de (512 x 512 ou 1024 x 1024 pontos da imagem, etc.) [63].

III.3.2.3 - Parâmetros quantificados

O resultado final de uma tomografia é um conjunto de dados que representa o objeto analisado através dos seus coeficientes de atenuação linear. Os parâmetros morfométricos são calculados pelo software 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 que se faça os cálculos a partir da seleção das regiões ou volume de interesse. A região de interesse (ROI) irá se referir a uma região selecionada de uma imagem única e transversal e o volume de interesse (VOI) a região selecionada de todo objeto. A partir da análise 2D feita dentro de um ROI, também é possível obter o volume 3D sendo que este será a soma coletiva de todos os ROIs sobre um conjunto contínuo de imagens da seção transversal. E, portanto, deve ser entendido que estes resultados são baseados na integração de muitas análises 2D e isso não é o mesmo que obter os resultados a partir da análise de todo o volume.

A partir das análises do volume é possível produzir cálculos (ou estimativas) de parâmetros, tais como superfícies, volumes e espessuras de objetos, entre outros. Todas as medições de parâmetros morfométricos em 3D e 2D são realizados nas imagens

segmentadas ou binarizadas (figura III.44), sendo assim, a segmentação deve ser feita antes da análise morfométrica [76].

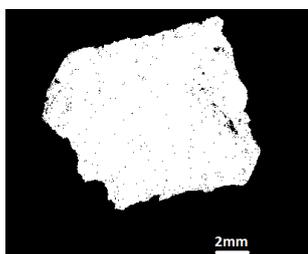


Figura III.44: Imagem Binarizada de uma amostra de calcário travertino

Na tabela III.4 estão apresentados os parâmetros morfométricos quantificados para análises integradas do volume (VOI), que são de interesse para este trabalho

Tabela III.4: Análise morfométrica em 3D [76]

Análise 3D integrada de todo objeto		
Parâmetro	Símbolo	Unidade
Volume total (VOI)	TV	mm ³
Volume de objeto	Obj.V	mm ³
Porcentagem de volume e objeto	Obj.V/TV	%
Volume ocupado por poros fechados	Po.V(cl)	mm ³
Superfície ocupada por poros fechados	Po.S(cl)	mm ²
Porcentagem de poros fechados	Po(op)	%
Volume de poros conectados	Po.V(op)	mm ³
Porcentagem de volume de poros conectados	Po(op)	%
Volume total de poros	Po.V(tot)	mm ³
Porosidade total	Po(tot)	%

O volume total de interesse (VOI) é o volume quantificado baseado no tamanho do voxel da imagem binarizada, a porcentagem de volume e objeto é a proporção de volume de interesse ocupada pelos objetos sólidos da imagem binarizada. Este

parâmetro torna-se relevante, somente se o volume estudado é bem definido dentro da região de sólidos, ou seja, o volume de interesse não pode conter as bordas da imagem binarizada.

O volume total de vazios também pode ser estimado. Primeiramente, pode ser obtido o volume total de espaços vazios (poros) completamente fechados. Um poro fechado é determinado a partir da imagem binarizada como voxels pretos que estão completamente cercados, por todos os lados, por voxels brancos. A porosidade fechada ou porcentagem de poros isolados é definida como a quantidade de poros fechados existentes em relação ao volume total. É possível determinar também a quantidade de poros conectados, onde um poro conectado (voxel preto) é definido como qualquer espaço vazio localizado dentro de um sólido (voxel branco) ou entre os sólidos que apresente alguma conexão em 3D com o espaço fora do sólido. A porosidade efetiva ou porcentagem de poros conectados é o volume de poros conectados como uma porcentagem do volume total de interesse. A partir da porosidade fechada e da porosidade efetiva é possível determinar a porosidade total que será o volume de todos os poros presentes na imagem (conectados e isolados) como uma porcentagem do volume total de interesse. O volume total de interesse (VOI) é o volume quantificado baseado no tamanho do voxel da imagem binarizada, a porcentagem de volume e objeto é a proporção de volume de interesse ocupada pelos objetos sólidos da imagem binarizada. Este parâmetro torna-se relevante, somente se o volume estudado é bem definido dentro da região de sólidos, ou seja, o volume de interesse não pode conter as bordas da imagem binarizada.

A porosidade efetiva ou porcentagem de poros conectados é o volume de poros conectados como uma porcentagem do volume total de interesse. A partir da porosidade fechada e da porosidade efetiva é possível determinar a porosidade total que será o volume de todos os poros presentes na imagem (conectados e isolados) como uma porcentagem do volume total de interesse [76].

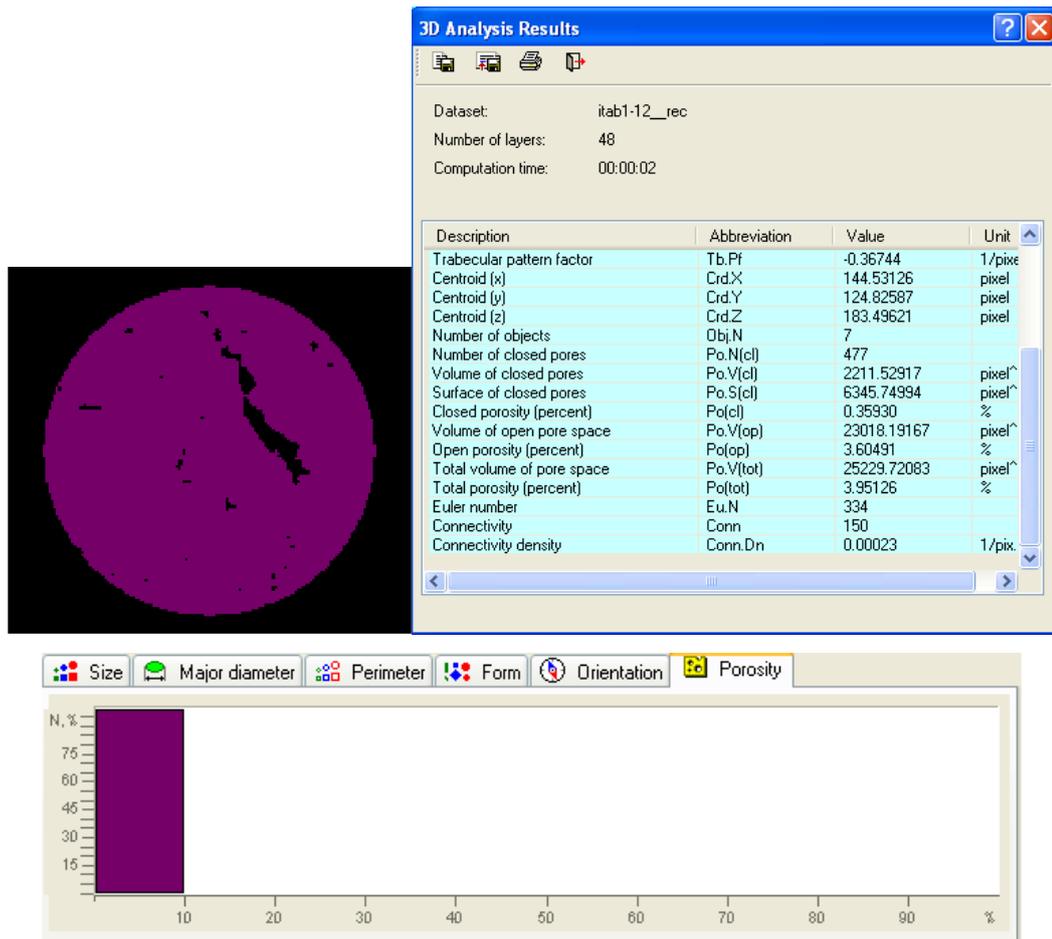


Figura III.45: Imagem processada para quantificação da porosidade

CAPÍTULO IV

IV. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo será apresentado e descrito as atividades desenvolvidas para implementação e desenvolvimento da metodologia proposta para caracterização de meios geológicos porosos a partir das técnicas de microtomografia computadorizada por transmissão de raios X (μ -CT) e perfilagem nuclear de poços.

Primeiramente será apresentado os trabalhos desenvolvidos para implementação da técnica de perfilagem nuclear incluindo os cuidados com a proteção radiológica. Seguido dos estudos realizados para utilização da técnica de μ -CT para quantificação da porosidade total e construção de modelos tridimensionais. Desta forma, este capítulo está dividido seguinte forma:

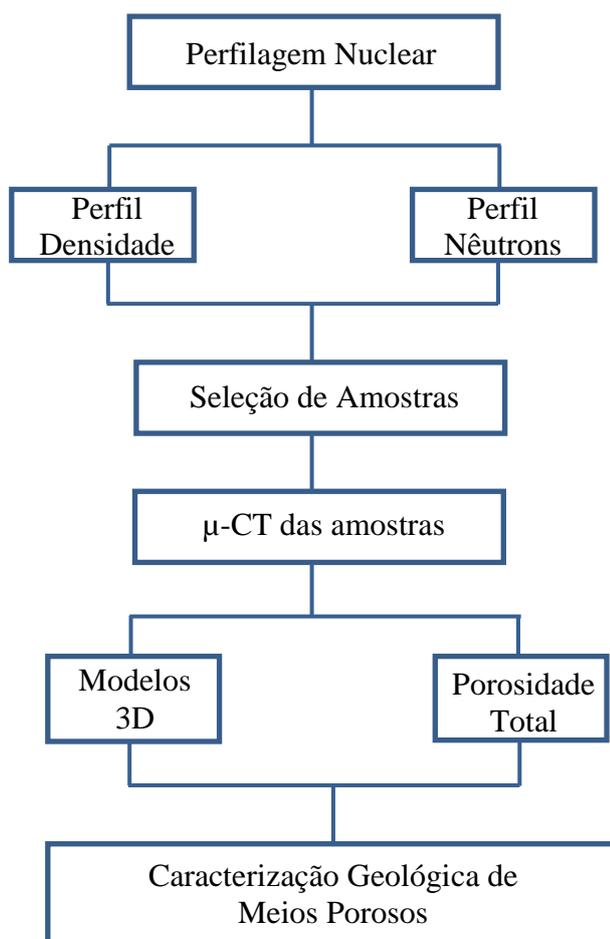


Figura IV.1 – Diagrama de fluxo das atividades desenvolvidas
IV.1 Perfilagem Nuclear de Poços

Para realizar a perfilagem nuclear foram utilizadas duas ferramentas de perfilagem, DENSITY GAMMA SONDES (TRISONDE) e NEUTRON SONDE, estas são ferramentas em que fontes radioativas são acopladas em sua base. As fontes utilizadas são Cs-137 para ferramenta TRISONDE e Am-Be para ferramenta NEUTRON SONDE. Nas seções seguintes tem-se a descrição das ferramentas utilizadas.

IV.1.1 – Density Gamma Sonde (Trisonde)

A Density Gamma Sonde possui 2,27m de comprimento incluindo a fonte radioativa (Cs- 137 com atividade de 10 mCi), 38 mm de diâmetro, com peso igual a 7,6 kg, suportando pressão de até 20 MPa e variações de temperatura de 0 a 70 °C, podendo ser utilizada para estimativa da variação de densidade volumétrica da formação, identificação de litologia e correlação entre poços.

Esta ferramenta possui três detectores cintiladores do tipo NaI(Tl) distantes entre si, o primeiro detector identificado como NGAM no perfil faz a leitura dos fótons oriundos da radiação natural da rocha os demais, identificados como LSD e BRD fazem a detecção dos fótons emitidos pela fonte de Cs-137 que se chocam com a formação. O BRD é um perfil mais afetado pela camada (revestimento e fluido de perfuração) e LSD é o perfil que atinge a zona virgem da formação. A ferramenta possui uma calibração interna que transforma o sinal detectado em API unidade utilizada para leitura de perfil de gama natural, com este perfil é possível identificar as litologias atravessadas pela formação e zonas argilosas.

Neste trabalho a ferramenta foi utilizada com o objetivo de determinar as variações na porosidade das rochas a partir das variações de densidade na rocha, baseado na equação (III.5 e III.23).

IV.1.2 – Neutron Sonde

A Neutron Sonde possui 2,31 m de comprimento, incluindo a fonte radioativa de Amerício berílio com 1 Ci de atividade, 38 mm de diâmetro e suporta temperaturas variando de 0 a 70°C e pressão até 20MPa. Esta ferramenta permite a estimativa da porosidade da formação, a identificação de litologias e a correlação entre poços revestidos e não revestidos.

O princípio de funcionamento é baseado na detecção dos nêutrons que retornam após sucessivos choques com a formação. A quantidade de nêutrons dentro de uma rocha é função das fases de amortecimento e termalização. O poder de amortecimento dentro de uma rocha é exercido preferencialmente pelo hidrogênio e a termalização pode ser realizada pelos elementos que compõem a matriz e suas concentrações (Cd, B, Cl, Fl, K, N, Na). Na prática a concentração destes elementos é mínima sendo representativa a diminuição dos nêutrons devido aos choques com hidrogênios. Em rochas o hidrogênio esta presente no fluido, desta forma, quanto mais fluido há na rocha maior é a sua porosidade.

O perfil gerado pela *nêutron sonde* é a resposta da quantidade de nêutrons detectados, sendo assim, quanto maior as contagens menor será o índice de hidrogênio no intervalo levando a conclusão que menor será a porosidade. Para detecção dos nêutrons a ferramenta utiliza um detector proporcional He-3.



Figura IV.2: Fotografias das ferramentas de perfilagem Trisonde Density Sonde e Neutron Sonde

IV.1.3 – Procedimentos para Aquisições dos perfis

Como descrito na seção III.5 os perfis densidade e nêutron são perfis que utilizam fontes nucleares para aquisição de dados, desta forma antes do início do procedimento de perfilagem é necessário que se faça algumas etapas para garantia da segurança da operação.

IV.1.3.1- Ações que devem ser realizadas pela equipe de perfilagem

Para garantir a segurança durante o procedimento de perfilagem a equipe deve possuir um controle de todos os equipamentos e monitores que foram retirados do laboratório e levados para campo. Antes da saída para campo deve ser checadadas as condições dos monitores de radiação (bateria, calibração e aferição com micro-fonte teste).

Todos os envolvidos com o trabalho devem estar portando dosímetro individual. Antes do descarregamento do caminhão um levantamento radiométrico do local deve

ser realizado com o objetivo de determinar a área a ser classificada como área controlada com colocação de sinalização apropriada (barreiras físicas e placa com símbolo internacional de radiação). Um monitor de radiação deve estar presente na área controlada ligado, para monitoração do nível de radiação.

Todo o equipamento deve ser descarregado e as fontes devem ser as últimas a deixar o caminhão e as primeiras a retornar. Ao término da perfilagem, com o obturador da fonte fechado, um novo levantamento radiométrico do local deve ser feito, para garantia de que não houve contaminação do local. Após a certificação dos níveis de radiação as fontes devem retornar ao caminhão, assim como todo o equipamento. Deve ser mantido em arquivo todo relatório da operação, juntamente com os resultados da monitoração.

IV.1.3.2- Procedimento para aquisição dos perfis

No poço UFRJ-1-RJ foram realizadas três perfilagens nuclear que estão dispostas na tabela IV.2. Para que os dados sejam adquiridos com confiabilidade é necessário que a perfilagem ocorra no sistema down-up e, ou seja, de baixo para cima, a ferramenta desce até a profundidade desejada, sempre desligada, e a perfilagem é feita da base para o topo.

Tabela IV.1: Perfilagem realizadas no poço UFRJ-1-RJ

Perfilagem Nuclear	Data da perfilagem	Ambiente
Perfil I	27 de junho de 2009	Revestimento de aço
Perfil II	02 de fevereiro de 2010	Revestimento de PVC
Perfil III	27 de julho de 2010	Revestimento de PVC

Antes do início da perfilagem é necessário que se faça o teste da sonda que consiste em observar se o sinal registrado pela ferramenta possui amplitude que ocupa 80% do alcance disponível, para isso pode-se variar o ganho, que possui um alcance 0 - 31. O sinal que indica o nível de segmentação deve estar posicionado a 50% da altura do pico e seu alcance pode variar de 0-127, o sinal registrado pode ser visto na figura IV.3.

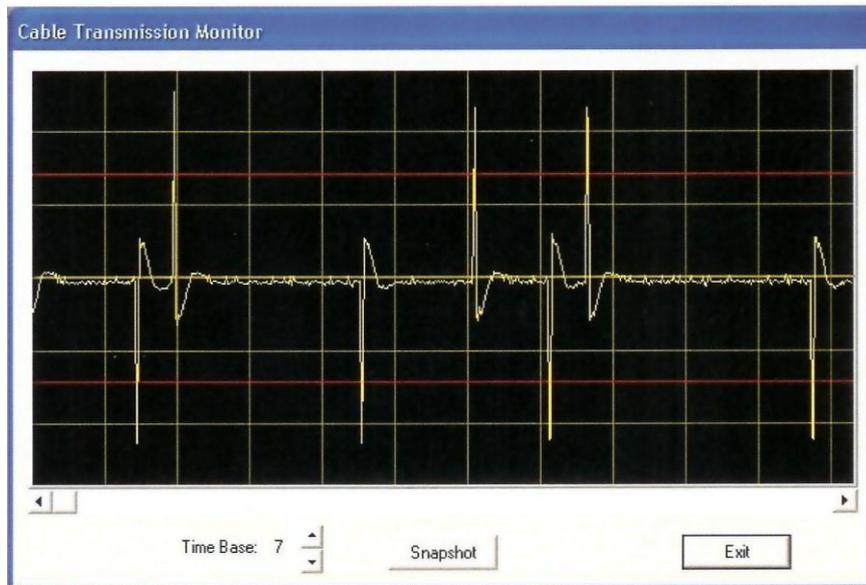


Figura IV.3: Sinal registrado no teste da sonda [81]

Para que o sinal esteja sendo adquirido, de acordo com os parâmetros descritos no teste da sonda, ou seja, com qualidade deve ser utilizado uma configuração de aquisição de dados padrão (figura IV.4) para as duas ferramentas.

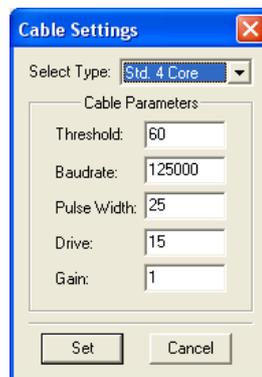


Figura IV.4: Configuração do cabo para TRISONDE e NEUTRON SONDE [81]

Os perfis são adquiridos no software de aquisição **WinLoG15** da *Robertson Geollogging* (figura IV.5). Este software possui calibração interna para perfil gama natural (NGAM) da ferramenta TRISONDE, onde sua resposta está calibrada para API, os demais perfis LSD e BRD, assim como, NEUT (perfil de nêutrons) apresentam resposta em contagens por segundo (CPS). Ao término da perfilagem é indicativo realizar uma repetição de uma faixa, escolhida aleatoriamente, este procedimento dev ser feito para assegurar a repetibilidade dos dados.

Desta forma, os perfis são plotados em um canal do programa Winlog que recebe o nome de *Merge Log*, se os perfis (repetição e perfilagem) estiverem com as mesmas contagens é indicativo de que os dados foram bem adquiridos. A interpretação dos dados é feita baseado no ambiente do poço descrito durante a perfuração e nas especificações de medida da ferramenta. Na tabela IV.3 estão descritas as especificações das ferramentas utilizadas neste trabalho.



Figura IV.5: Ilustração do software WinLog15 de aquisição dos dados de perfilagem[81]

Tabela IV.2: Especificações de medida das ferramentas [81]

	TRISONDE	NEUTRON SONDE
Velocidade	4 m/min	5 m/min
Resolução vertical	30,48cm	30,48cm
Acurácia	± 5%	± 5%
Profundidade de Investigação	~60,96cm	~23,00cm
Poço	Revestido ou aberto	Revestido ou aberto

IV.1.4 – Testes de Perfilagem no poço UFRJ-1-RJ

O poço UFRJ-1-RJ foi perfurado na área de calibração do laboratório de Perfilagem e Petrofísica (LPP), que pertence ao Departamento de Geologia, UFRJ e esta localizado no Campus Ilha do Fundão. Este poço foi perfurado com o objetivo de realizar o treinamento para utilização das ferramentas e aferição dos perfis obtidos.

O poço UFRJ-1-RJ atingiu 54m de profundidade com 75 mm de diâmetro de furo. A perfuração foi feita no período de 13-17 de julho de 2009, sendo utilizado água como fluido de perfuração. Este poço foi 100% testemunhado com estimativa de recuperação de 100%, apresentando basicamente um tipo de formação Gnaisse. O poço foi revestido ao termino da perfuração com aço nos primeiros 9m onde foi realizada a primeira perfilagem e depois foi trocado o revestimento para PVC mantendo a coluna de 9m sem uso de material entre a rocha e o revestimento. Ambos os revestimento possuíam 75mm de diâmetro com 4mm de espessura.

Para verificar se os perfis obtidos pelas ferramentas nucleares concordavam com as características do poço foi feita primeiramente a descrição dos testemunhos (figura IV.3). Apesar das diferenças nas fases minerais, o poço atravessa uma única litologia: o gnaisse. O gnaisse é uma rocha de origem metamórfica resultante da deformação de sedimentos arcósicos ou de granitos.

Sua composição é de diversos minerais como: feldspato potássico, plagioclásio, e ainda quartzo e biotita [80]. A descrição macroscópica dos testemunhos estão apresentado na tabela VI.2.

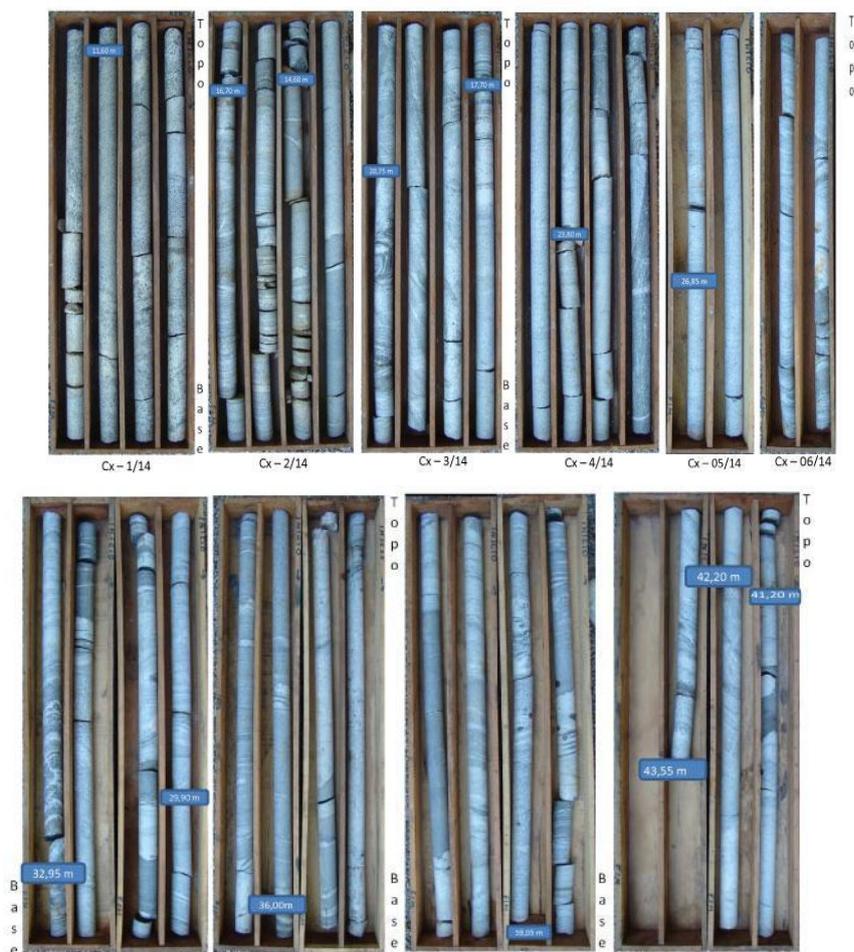


Figura VI.3: Fotos dos testemunhos retirado do poço UFRJ-1-RJ

Tabela IV.3: Descrição dos testemunhos em profundidade

Profundidade (m)	Litologia
0 – 9	Revestimento do poço. PVC para perfis após – Julho-2009 e Aço para perfis em Julho 2009.
9 – 13	Biotita Gnaissé mesocrático média a grossa.
13 – 15	Biotita granito fino (Haloleucocrático); Biotita gnaissé fino melanocrático
15 – 20	Biotita gnaissé médio laminado (meso a leucocrático); biotita gnaissé homogêneo.
20 – 27,50	Biotita Gnaissé médio mesocrático dobrado; biotita granito fino (haloleuco)
27,50 - 30	Biotita Gnaissé dobrado (médio a fino) laminado
30 – 33,25	Biotita granito fino
33,25 – 35	Pegmetito hololeucocrático
35 – 37,5	Biotita gnaissé fino laminado mesocrítico melano

IV.2 Aplicação da μ -CT na determinação da porosidade total

Com o objetivo de estudar o uso da técnica de μ -CT para análise e estimativa da porosidade de rochas foram realizados testes de avaliação do equipamento de microtomografia e análises para aprimoramento na segmentação e construção de modelos tridimensionais de material geológico utilizando os softwares de análises *CT-Analyser* (CTAnR versão 1.11.8).

IV.2.1 – Avaliação do Equipamento de Microtomografia

Foram realizados testes de avaliação do desempenho a partir da análise da resolução espacial e dos artefatos gerados durante a aquisição (efeito de endurecimento do feixe e anel).

Estudos mostraram [83-84], que para implementar qualidade e segurança na análise do sistema os testes realizados devem ser de fácil reprodutibilidade e para que os resultados possam ser comparados os mesmos foram colocados na mesma posição e orientação a cada aquisição.

IV.2.1.2 – Resolução Espacial

A resolução espacial foi avaliada qualitativamente por inspeção visual. Foram realizados testes com resolução de 8 μ m, 15 μ m e 26 μ m utilizando uma amostra (GPR1-Amg) retirada do testemunho do poço GPR1 perfurado na região de Ponte dos arcos em Resende, figura IV.10.

Os ensaios foram realizados sob seguintes condições: energia de 90 kV, corrente de 88 μ A (ponto focal < 5 μ m), filtro de alumínio (1,0mm) e filtro de Cobre (0,15 mm), passo de 0,5° e rotação de 180°.



Figura IV.10 – Amostra retirada do testemunho a 20 m do poço GPR1

IV.2.1.3 – Artefatos

Os artefatos gerados na imagem durante a aquisição podem esconder detalhes de interesse ou gerar diferentes valores de tom de cinza de um mesmo material na imagem produzida. Os dois artefatos gerados mais importantes para este trabalho são o efeito de endurecimento do feixe e a formação de artefato em anel.

O efeito de endurecimento do feixe ocorre quando os raios X são espalhados em materiais de alta densidade como os minerais anidrita e pirita presente em rochas carbonáticas o que faz com que a borda do material apareça mais densa do que na realidade. Os artefatos em forma de anel estão associados a calibrações no detector e podem ser minimizados a partir de softwares de correção da imagem e recalibração do detector.

Para minimizar estes problemas foram realizados testes de reconstrução na aquisição da amostra GPR1-Amg.

- a) Teste 1: reconstrução sem correção de endurecimento de feixe e efeito de anel.
- b) Teste 2: reconstrução com correção de endurecimento de feixe e efeito de anel.

IV.3 - Análises para aprimoramento na segmentação e construção de modelos tridimensionais de materiais porosos

Para definir o melhor método para segmentação das imagens e por conseqüência a quantificação da porosidade e construção dos modelos tridimensionais foram aqquisitadas cinco amostras retiradas de testemunhos do poço GPR1 em diferentes profundidades.

As amostras de rochas retiradas para os estudos de porosidade possuía mdescrição geológica macroscópica e estimativa de porosidade por técnica convencional de petrofísica [85-86]. A técnica de petrofísica aplicada foi a determinação dos espaços vazios (poros) por variação de pressão em câmara confinante.

IV.3.1 - Descrição das Amostras

As amostras utilizadas para estimativa da porosidade por μ -CT pertencem aos testemunhos do poço identificado como GPR1 atingiu 50,9 m de profundidade. O poço está localizado em um afloramento na região de “Ponte dos Arcos” na bacia de Resende, Porto Real, Rio de Janeiro (figura IV.11).

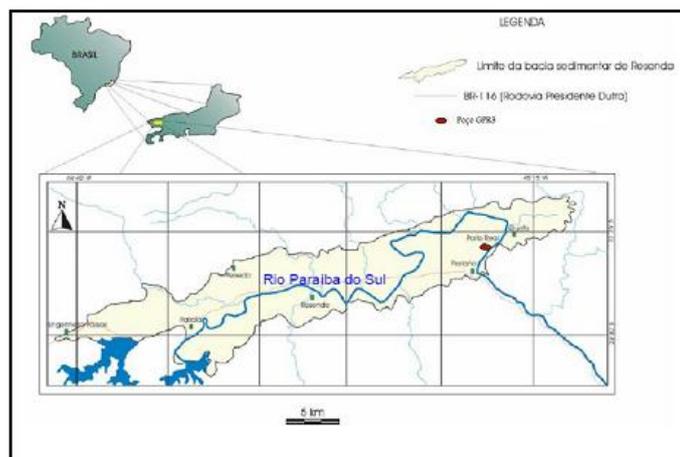


Figura IV.11: Localização do poço GPR1 [87]

A bacia de Resende situa-se no curso médio do rio Paraíba do Sul e abrangem os municípios de Engenheiro Passos, Barra Mansa, Porto Real, Resende, Itatiaia e Quatis, na região Sudeste do Brasil, sendo esta essencialmente caracterizada por arenitos e conglomerados acompanhados por argilitos e siltitos. Na descrição dos testemunhos foram reconhecidas cinco fácies sedimentares [85]: quatro fácies arenosas e uma fácies síltica. A tabela IV.6 mostra a identificação das amostras retiradas dos testemunhos e a descrição das fácies sedimentares.

Tabela IV.4: Descrição em profundidade das amostras retiradas dos poços GPR1 [85].

PROFUNDIDADE (m)	CÓDIGO	LITOLOGIA
6,0	Amf	Arenito fino a muito fino, podendo chegar em alguns intervalos a arenito médio e com grãos sub-arredondados, mal selecionados.
12,0	S	Siltito arenoso, bioturbado
20,0	Amg	Arenitos médios a muito grossos, maciços, com matriz argilosa e grãos sub-angulosos a sub arredondados, mal selecionados.
36,0	Amfs	Arenito fino a muito fino, podendo chegar em alguns intervalos a arenito médio e com grãos sub-arredondados, mal selecionados.
41,0	Acg	Arenito conglomerático fino constituído por sedimentos de tamanho areia muito grossa a grânulo, suportados por clastos, muito mal selecionados, e em sua maioria, sub-angulosos. Não sendo possível a identificação de qualquer estrutura sedimentar a fácies pode ser considerada maciça.

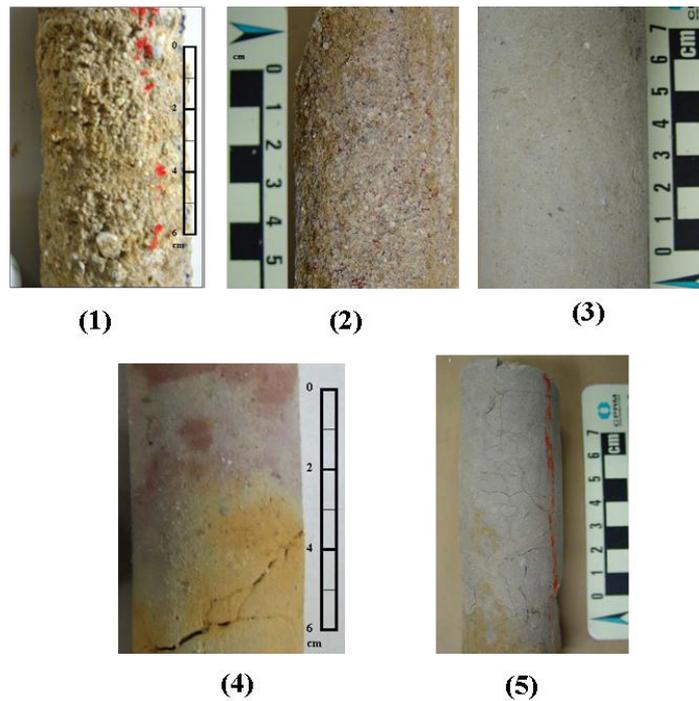


Figura IV.12: Amostras de testemunho de cada fácies sedimentar identificada:
 (1) arenito conglomerático (Acg); (2) arenitos médios a muito grossos (Amg);
 (3) arenito muito fino (Amf); (4) arenitos muito finos a finos sílticos (Amfs);
 (5) Siltito (S).

IV.3.2 - Microtomógrafo de Raios X

Para aquisição das microtomografias foi utilizado o microtomógrafo Skyscan 1173 pertencente ao Laboratório de Geologia Sedimentar (LAGESED), Departamento de Geologia, UFRJ. O Skyscan 1173 (figura IV.13) é um microtomógrafo de bancada em que o porta amostra e a câmera de raios X são móveis o que permite uma combinação de imagem com alta resolução e velocidade de aquisição.

Este equipamento possui um tubo de raios X microfocado com anodo de tungstênio, ponto focal menor que $5\mu\text{m}$ e potência de 8 W, que pode ser operado com energia variando entre 40 kV e 130 kV e corrente de 0 a $100\mu\text{A}$. Este $\mu\text{-CT}$ utiliza um detector do tipo “flat panel” com matriz 2240 X 2240 pixels e 12bits com reconstrução máxima de objetos com 140 mm de diâmetro e 200 mm de comprimento.

Este sistema utiliza geometria de feixe em forma de leque para aquisição das imagens transmitidas por feixes de raios X do objeto em diferentes posições angulares. Durante a aquisição dos dados o objeto pode rotacionar 180° ou 360° com um passo fixo, a cada passo uma imagem transmitida é adquirida sendo salvas como arquivos 16 bit extensão em TIFF. Após o processo de aquisição, a imagem capturada é reconstruída usando um algoritmo de reconstrução Feldkamp [52]. Quando a reconstrução é terminada, a imagem está pronta para ser processada e analisada.

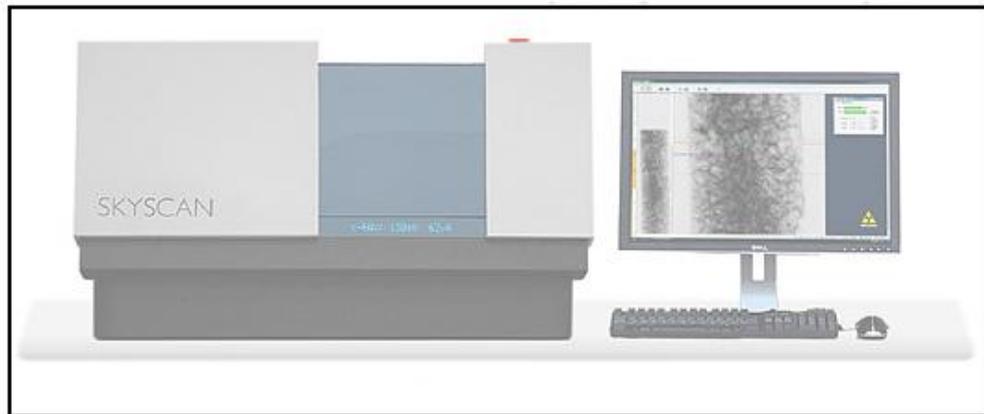


Figura IV.13: Ilustração do microtomógrafo Skyscan 1173 [88]

As imagens foram obtidas operando o μ -CT com energia de 90 kV, corrente de 88 μ A, filtros de alumínio (1,0 mm) e cobre (0,15 mm), passo de 0,5° , rotação de 180 ° e resolução de 26 μ m.

A estimativa de porosidade é feita usando o software de tratamento de imagem *CT-Analyser (CTAnR)* versão 1.11.8. A imagem reconstruída sofre um tratamento onde é determinada a região de interesse na rocha, a imagem é binarizada, sendo representada em pixels pretos (poros) e brancos (material sólido). A porosidade é estimada a partir da análise tridimensional da imagem binarizada. E se dá pela razão entre o número de voxels pretos e o número total de voxels (brancos e pretos).

IV.3.3 – Técnica de Petrofísica Convencional - Porosímetro a gás

Com o objetivo de comparar a porosidade estimada pela μ -CT com os dados obtidos por uma técnica convencional de petrofísica foi utilizado neste trabalho os resultados obtidos a partir do uso do porosímetro a gás para quantificação da porosidade nas amostras analisadas.

O porosímetro a gás é uma técnica utilizada por geólogos e engenheiros para estimativa e avaliação de propriedades petrofísicas como porosidade e permeabilidade em reservatórios. O equipamento Ultra-Poro-Perm® 500 da *Core Laboratories Inc.* pertencente ao Departamento de Geologia do Instituto de Geociências – CCMN – UFRJ utiliza o método de medição por variação de pressão em câmara confinante.

O UltraPoro-Perm® 500 é um permo-porosímetro a gás em câmara de compressão. É a combinação de um instrumento de medição de permeabilidade, um medidor de volume de poros e uma câmara simples de compressão hidrostática. Desta forma, as medidas de volume de poros e permeabilidade são obtidas separadamente em equipamentos independentes, mas com o uso da mesma câmara de amostras.

A câmara de compressão apresenta um cilindro de borracha interno de aproximadamente 1 polegada, dentro do qual a amostra é inserida, limitada por dois êmbolos de aço, móveis e adaptáveis ao comprimento da amostra. Este cilindro de borracha está inserido dentro de um vaso de pressão ligado a uma bomba hidráulica a óleo. O vaso de pressão pode ser submetido a uma pressão de até 10.000 psi. Porém, durante o ensaio para medição de porosidade e/ou permeabilidade, a amostra precisa estar submetida a uma pressão confinante mínima de 400 psi.

Esta pressão mínima é exigida, pois se deve eliminar o espaço entre a amostra e a parede do cilindro de borracha, evitando a passagem de gás neste contato e restringindo-a apenas ao interior da amostra.

O equipamento de porosidade é baseado na lei de Boyle-Mariotte, uma das leis fundamentais dos gases, que relaciona a variação de volume e pressão de um gás ideal em temperatura constante [89].

$$p_i V_i = p_f V_f \quad (IV.2)$$



Figura IV.14: Ilustração do porosímetro Ultra poro perm's 500 [89]

O porosímetro apresenta uma câmara de gás de volume constante V_1 , onde o gás nitrogênio é injetado e armazenado a uma pressão P_1 . Esta câmara de gás está ligada à câmara de compressão da amostra de volume V . Quando a câmara de compressão da amostra contém um volume de amostra V_A , ela não pode conter mais do que $V - V_A$ de volume de gás.

Então, no momento em que a válvula de ligação da câmara de gás com a câmara de compressão é aberta, e o gás nitrogênio é liberado isotermicamente para penetrar na amostra, ocorre uma variação de volume ΔV e uma nova pressão P_2 é medida.

$$p_1 V_1 = p_2 (V_1 + \Delta V) \quad (IV.3)$$

Onde, $\Delta V = V - V_A$, ou seja, ΔV é o volume de gás na amostra, ou em outras palavras, o volume de espaços porosos na amostra em cm^3 . A porosidade da amostra é calculada a partir da relação:

$$\Phi = \frac{\Delta V}{V} \quad (IV.4)$$

V.4 – Metodologia para análise do sistema poroso de poços a partir da técnica de Perfilagem nuclear e μ -CT

A técnica de perfilagem nuclear trabalha como um mapeamento dos pontos de interesse a serem estudados no reservatório e a microtomografia computadorizada torna-se uma importante ferramenta para descrição e quantificação da porosidade. Para correta integração dos dados, a perfilagem nuclear deve ser feita imediatamente após a perfuração do poço para garantia da integridade do diâmetro e evitar problemas com desmoronamento. A partir dos perfis nucleares, densidade e nêutron, são determinados intervalos significativos de variação de porosidade.

Amostras são retiradas dos testemunhos com base na descrição macroscópica do poço e na resposta dos perfis densidade e nêutron. A quantidade de amostra retirada de cada intervalo identificado será baseada na resposta dos perfis podendo existir intervalos de maior relevância para caracterização do meio poroso do que outros. Os ensaios em μ -CT deverão ser realizados com resolução da ordem de 20 a 26 μ m, a esta resolução foi mostrado que é possível à identificação da fase porosa com amostras que apresentem tamanho significativo para descrição da porosidade, referencias [90-93] mostraram que amostras variando entre 25,4 a 38,1 mm (1' e 1,5') de diâmetro e 63,5 mm (2,5') de comprimento possuem o tamanho ideal para análise de porosidade em rochas carbonáticas.

O conjunto formado pelas seções transversais das imagens em μ -CT com os modelos tridimensionais irão permitir a descrição da forma e da conectividade dos poros, associando a segmentação das imagens será possível a quantificação da porosidade efetiva, isolada e desta forma a porosidade total. Sendo assim, a metodologia proposta neste trabalho foi aplicada no poço 2-ITAB-1-RJ, perfurado na bacia calcária de São José do Itaboraí, e os resultados obtidos serão apresentados nas subsequentes seções.

IV.5 – Estudo de Caso: Sistema Poroso do poço 2-ITAB-1-RJ

IV.5.1 – Descrição Geológica

O poço 2-ITAB-1-RJ está localizado na bacia calcária de São José do Itaboraí no Sítio Paleontológico de Itaboraí, sendo esta uma das menores bacias brasileiras.

A bacia de Itaboraí fica situada a cerca de 34 km a nordeste da cidade do Rio de Janeiro. Esta bacia apresenta uma forma elíptica, com seu eixo maior na direção nordeste medindo cerca de 1,4 km, eixo menor na direção noroeste com cerca de 0,5 km e profundidade máxima de 100 m.

Sua geologia é caracterizada pela presença de três litofácies principais: calcários fitados, cortados por canais de dissolução preenchidos por argilas, calcários travertino de origem inorgânica; que possui um arranjo bandado lembrando estruturas estromatolíticas e calcários fitados intercalados por calcário argiloso, quartzo, feldspato e gnaisses [82].



Figura IV.6: Foto do sitio Paleontológico de Itaboraí

O poço 2-ITAB-1-RJ foi perfurado em outubro de 2009 atingindo 70m de profundidade, com 75mm de diâmetro e testemunhagem continua com estimativa de

recuperação em torno de 50%, figuras IV.7 e IV.8, a descrição macroscópica do poço esta apresentada na figura IV.9, o fluido de perfuração utilizado foi uma mistura em gel de água e argila e o poço foi revestido com 30 m de aço com aproximadamente 4mm de espessura e 75mm de diâmetro desta forma não houve necessidade de material entre o revestimento e a formação. Amostras foram coletadas dos testemunhos dos poços com um total de 39 pontos amostrados. Estas amostras foram destinadas a análises de microtomografia computadorizada.



Figura IV.7: Foto da perfuração do poço 2-ITAB-1-RJ

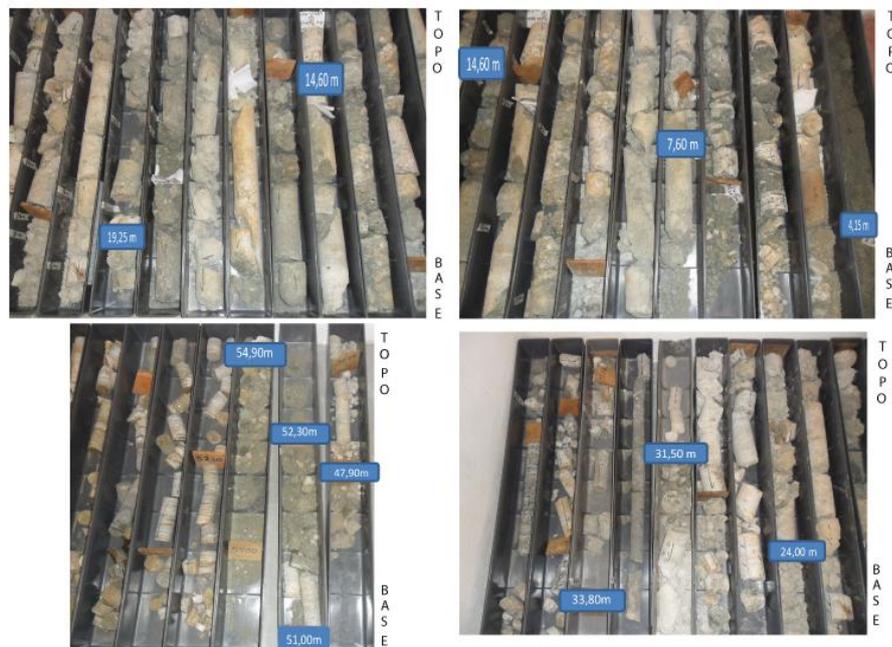


Figura IV.8: Testemunhos retirados do poço 2-ITAB-1-RJ

Prof. (m) 1:200	Litologia	Descrição
		0-3 m - Material areno argiloso, inconsolidado, cinza. A fração siltico-argilosa apresenta coloração cinza.
5,0		3 -7m - Intercalações de níveis delgados de calcário travertino fitado, com laminação estromatolítica com vugs preenchidos por carbonatos e níveis de margas cinza escuras
10,0		7 - 14 m - Marga cinza média com fragmentos de travertino calcário duro Diamectito com matriz de marga com intercalações de carbonato róseo Travertino fitado creme-róseo, com vugs preenchidos por calcita. Intervalos brechados e níveis de marga
15,0		14 -20 m - Calcário fitado brechado Vugs preenchidos por carbonatos
20,0		Marga cinza, com fragmentos de calcário, quartzo e feldspato Conglomerado (diamectito) com clastos de carbonato róseo e quartzo, matriz areno-argilosa carbonática
25,0		20 - 30 m - Calcário Conglomerático, duro, cimentado, com clastos de calcário cristalino e matriz areno-argilosa Clasto de k-feldspato róseo conglomerado (diamectito) com grande clastos de feldspato
30,0		Calcário travertino(fitado), róseo, com vugs alongados e vugs menores Calcário argiloso com marga
35,0		30 - 38 m - Calcarenito argiloso Calcarenito conglomerático, maciço com matriz argilosa carbonática Conglomerado com matriz areno-argilosa
40,0		35 - 40 m - Material areno-conglomerático, cinza-escuro com clastos de quartzo e feldspato
45,0		Biotita Gnaisse
50,0		40 - 50 m - Biotita Gnaisse
		Material areno-conglomerático, cinza-escuro com clastos de quartzo e feldspato

Figura IV.9 – Descrição Litológica do poço 2-ITAB-1-RJ

IV.5.2- Aquisição dos perfis nucleares

Ao término da perfuração, no dia 24 de outubro de 2009, ainda na presença do sondador, foi realizada a perfilagem nuclear do poço. O procedimento de realização da perfilagem ao término da perfuração tornou-se de grande importância neste trabalho, pois, as ferramentas utilizadas não possuem *caliper* (instrumento que identifica mudanças no diâmetro do poço). Desta forma, era necessário que a perfilagem fosse feita com o poço recém perfurado (sem desmoronamentos e entupimentos) e na presença do sondador que possui instrumentação que garantiu um diâmetro de 75mm ao longo da profundidade perfilada.

Como descrito anteriormente o poço atingiu 70 m de profundidade, entretanto, foram perfilados 50 m de profundidade, os primeiros 30 m possuíam revestimento de aço e os 20 m encontrava-se em rocha pura. A perfilagem foi feita até esta profundidade, pois era indicada pelo sondador da garantia na uniformidade do diâmetro. Os procedimentos descritos no poço UFRJ-1-RJ para aquisição dos perfis foram repetidos com os mesmos cuidados com a proteção radiológica e com a qualidade dos perfis.

As amostras retiradas dos testemunhos para aquisição da μ -CT foram coletadas a partir das informações obtidas dos perfis nucleares de densidade e concentração de hidrogênio (nêutron). O poço foi dividido em três intervalos de interesse, intervalo I de 4m a 10 m de profundidade, intervalo II de 10 m a 32,5 m e intervalo III de 32,5 a 50 m de profundidade, as amostras retiradas e sua descrição litológica está apresentada na tabela IV.5.

Tabela IV.5: amostras retiradas do poço 2-ITAB-1-RJ

Profundidade (m)	Amostra	Litofácies
4,2	ITAB-01	Calcário travertino
5,0	ITAB-02	Travertino fitado
5,5	ITAB-03	Marga com fragmento de travertino
7,7	ITAB-04	Travertino fitado
9,0	ITAB-05	Calcário duro com textura brechada
9,5	ITAB-06	Diamectito com matriz de marga
10,5	ITAB-07	Quartzo feldspato e mica
11,6	ITAB-08	Diamectito cinza
16,5	ITAB-09	Marga com fragmentos de calcário
18,5	ITAB-10	Conglomerado com matriz de marga
19,2	ITAB-11	Conglomerado com clastos de carbonato
24,2	ITAB-12	Calcário conglomerático
26,5	ITAB-13	Calcário travertino
28,6	ITAB-14	Calcário travertino duro
29,8	ITAB-15	Calcarenito com matriz carbonática síltico argiloso
30,2	ITAB-16	Calcário argiloso
31,6	ITAB-17	Calcarenito argiloso
32,1	ITAB-18	Calcarenito conglomerático
32,8	ITAB-19	Calcarenito conglomerático
34,0	ITAB-20	Conglomerático com matriz areno argilosa
39,0	ITAB-21	Biotita gnaisse

CAPÍTULO V

V. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na implementação da metodologia de análise do meio poroso de poços a partir das técnicas de perfilagem nuclear e microtomografia computadorizada, assim como, a aplicação da metodologia no estudo de caso do sistema poroso do poço 2-ITAB-1-RJ.

V.1 – Perfilagem Nuclear de poços

V.1.1 – Poço UFRJ-1-RJ

Com o objetivo de estudar os dados obtidos pelas ferramentas nucleares foram realizadas, no poço UFRJ-1-RJ, três perfilagem nuclear em datas diferentes como disposto na tabela IV.3 e os perfis obtidos estão apresentados na figura V.1. Na figura V.2 é possível ver a descrição macroscópica das rochas atravessadas pelo poço UFRJ-1-RJ, em conjunto com os perfis nucleares (Perfil I). Realizando a correlação rocha-perfil ao longo da profundidade, nota-se que no primeiro intervalo de 0-9 m o poço esta revestido de aço e este revestimento esta localizado sobre a rocha friável do poço não sendo relevante para análise dos resultados das ferramentas.

Ao longo de toda a profundidade do poço (9 – 40 m) o perfil LSD que corresponde ao perfil densidade não apresenta nenhuma variação significativa, isto ocorre devido a presença de uma única litologia ao longo de todo o poço. O gnaiss é uma rocha dura e fechada (baixa porosidade) com densidade em torno de $2,7 \text{ g/cm}^3$. Desta forma, foi possível afirmar que o sinal registrado correspondia a litologia local e que se manteve estável ao longo do primeiro ano de uso da ferramenta. O segundo perfil analisado foi o perfil NEUT, como descrito no capítulo III e IV este perfil detecta os nêutrons que retornam de sucessivos choques com a formação. Apesar das rochas atravessadas por este poço possuírem baixa porosidade, o perfil detectou algumas variações significativas como nos intervalos de 10 - 15m e 30 – 34m. Estas variações não detectaram variações de porosidade e sim presença de fraturas que puderam ser confirmadas com o perfil sônico [94]

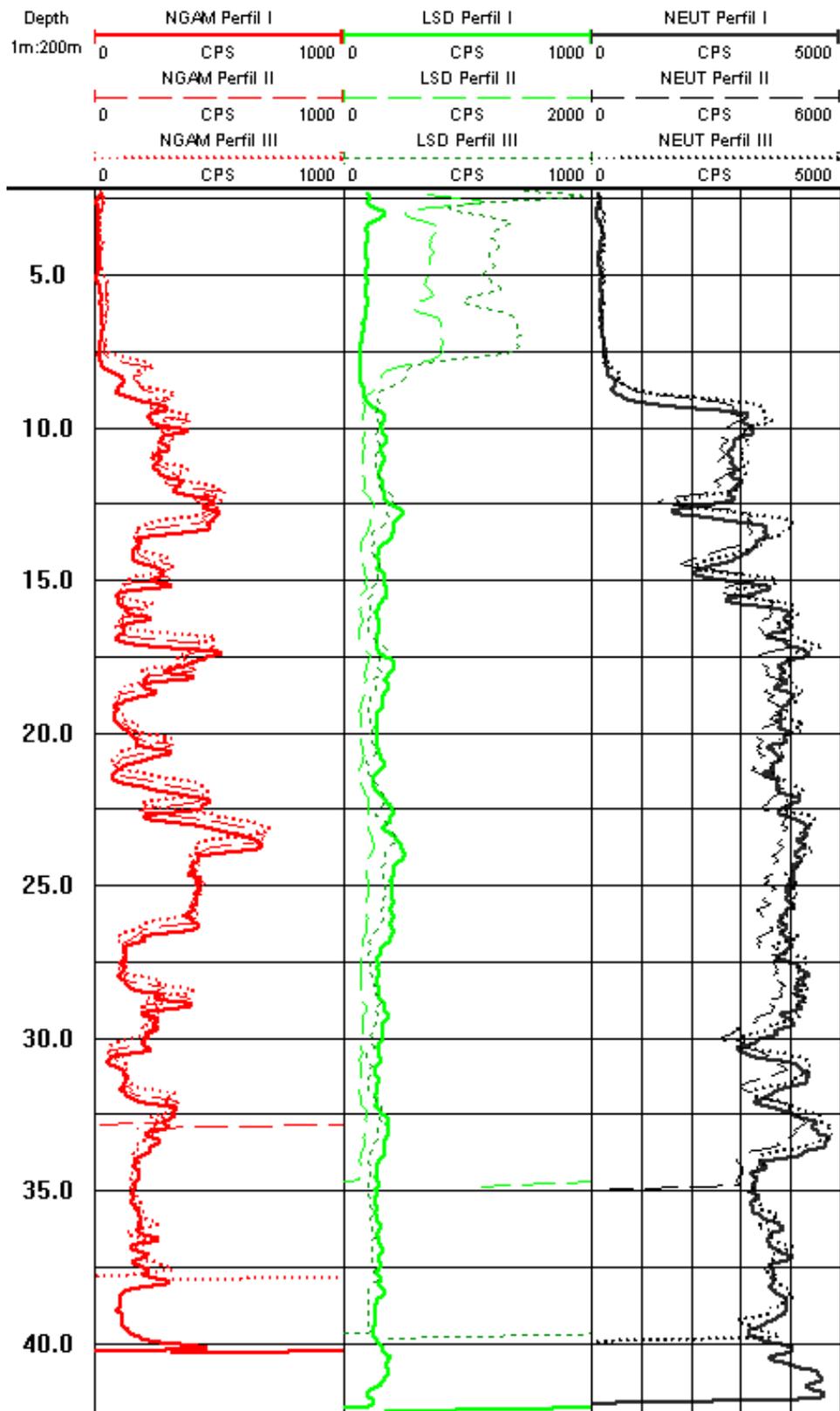


Figura V.1: Perfis Nucleares do poço 1-UFRJ-RJ.

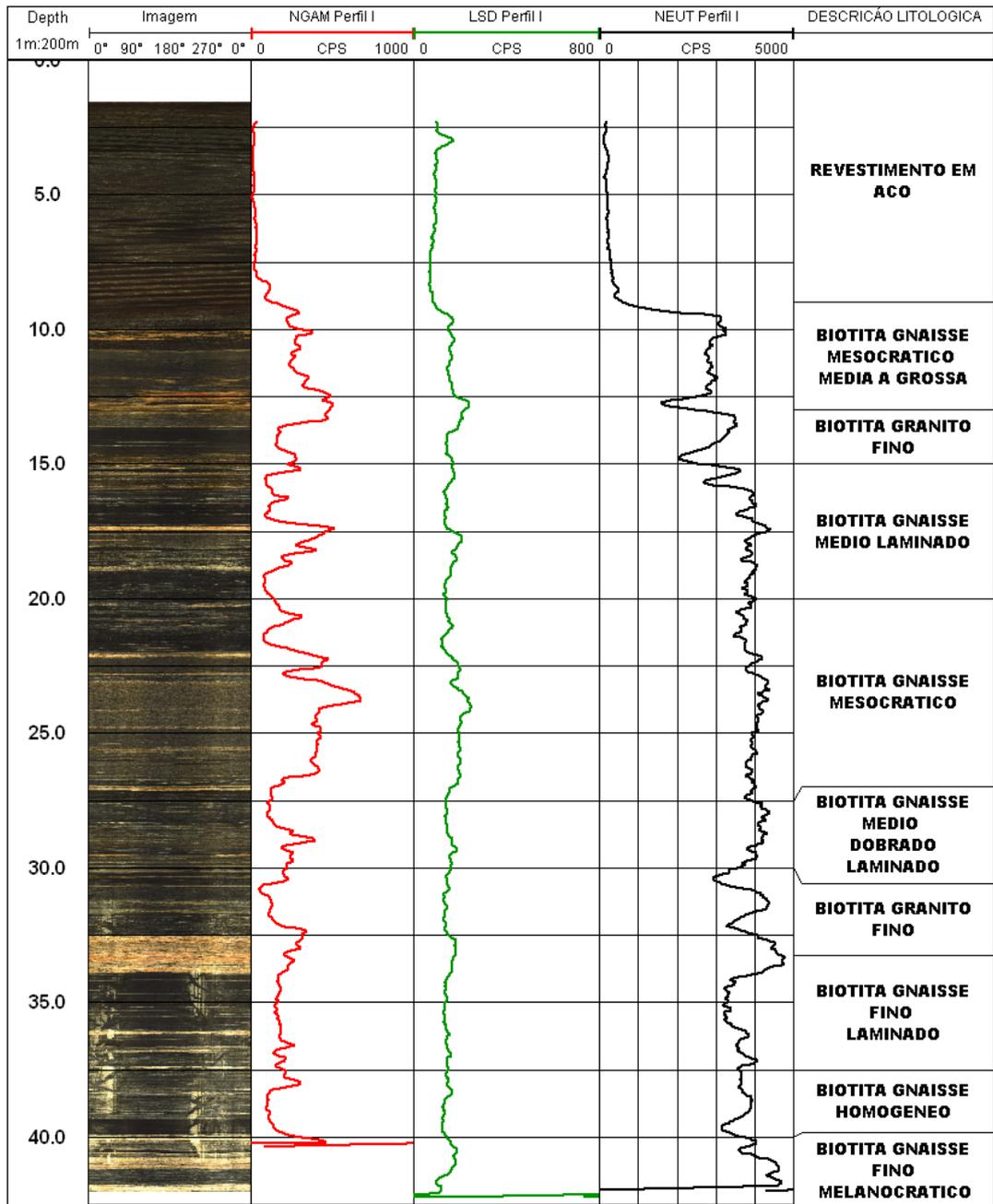


Figura V.2: perfis Nucleares e descrição macroscópica da litologia do poço 1-UFRJ-RJ.

V.2 – Aplicação da μ -CT na determinação da porosidade total

Para determinação da viabilidade técnica da μ -CT na estimativa da porosidade em rochas sedimentares foram realizados estudos a partir de referências bibliográficas e aquisições em amostras onde a porosidade efetiva foi previamente determinada pela técnica de variação da pressão confinante (porosímetro).

Como descrito na seção IV.2 primeiramente foram feitos testes para definição da resolução espacial, para minimização dos artefatos gerados durante a aquisição e a determinação do nível de segmentação para quantificação da porosidade e construção de modelos tridimensionais.

V.2.1 – Resolução Espacial

Para determinação da resolução espacial dos ensaios em μ -CT foi utilizada uma amostra retirada do poço GPR1 a 20 m de profundidade nomeada como GPR1-Amg. Foram realizados ensaios de 8 μm , 15 μm e 26 μm . A resolução espacial foi avaliada qualitativamente por inspeção visual e análise do gráfico de coeficiente de atenuação dos raios X.

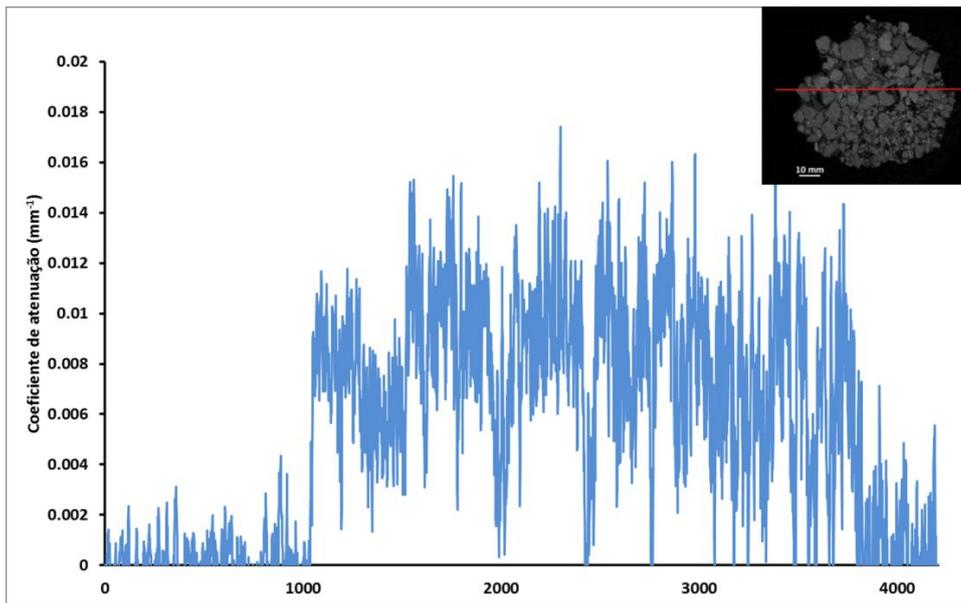


Figura V.3 - Fatia 2D e gráfico do coeficiente de atenuação para amostra GPR1-Amg com resolução de 8 μm .

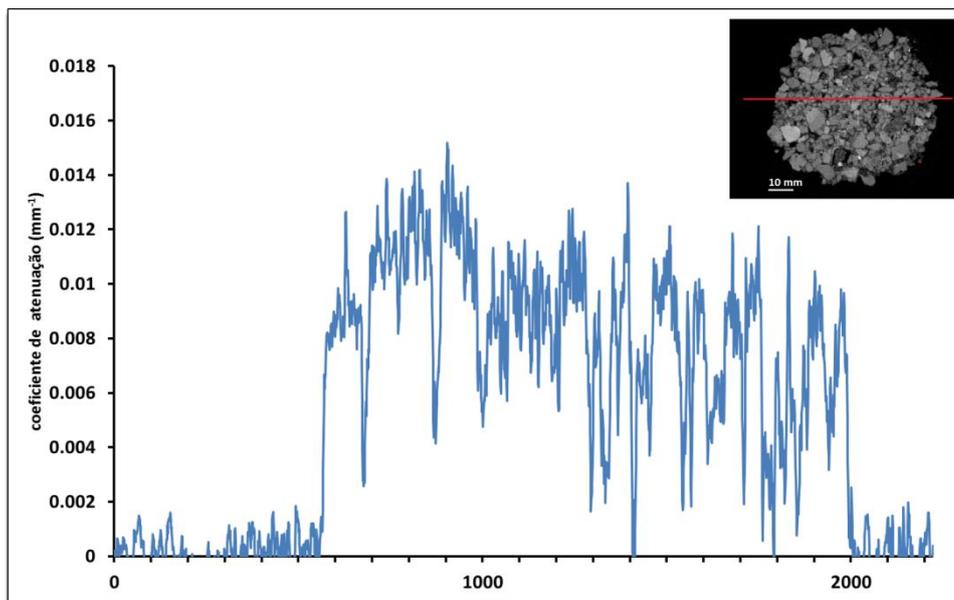


Figura V.4 - Fatia 2D e gráfico do coeficiente de atenuação para amostra GPR1-Amg com resolução de 15 μm .

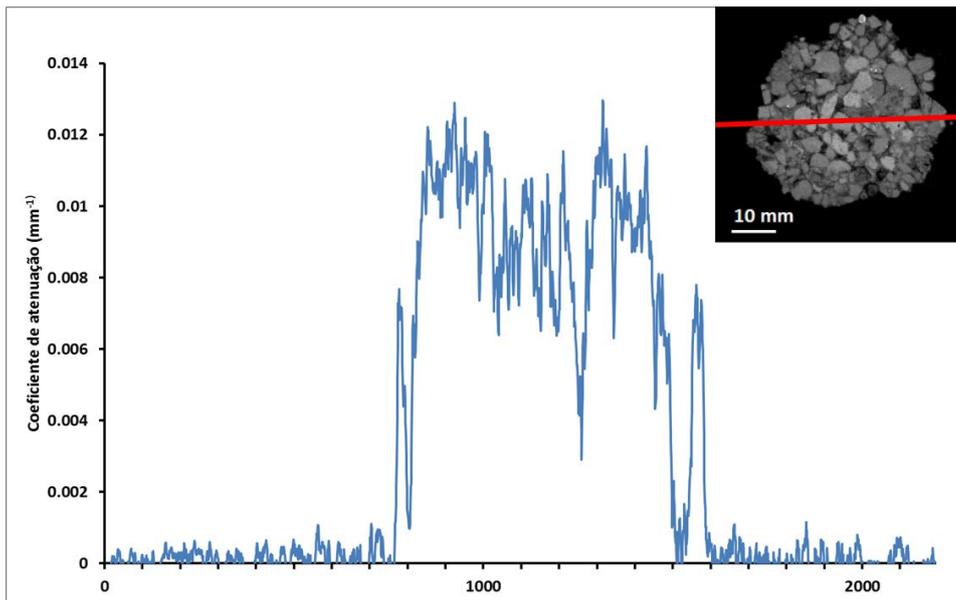


Figura V.5 - Fatia 2D e gráfico do coeficiente de atenuação para amostra GPR1-Amg com resolução de 26 μm .

As figuras V.2 a V.5 mostram o gráfico de coeficiente de atenuação e uma fatia 2D reconstruída da amostra GPR1-Amg com resolução de 8 μm , 15 μm e 26 μm respectivamente. Observando os gráficos e as imagens foi possível concluir que para resolução de 8 μm o gráfico de coeficiente de atenuação é muito ruidoso tornando difícil a identificação das diferenças de fase na amostra, principalmente a fase porosa, o que compromete a qualidade do dado para quantificação da porosidade.

O gráfico de coeficiente de atenuação para resolução de 15 μm mostra-se menos ruidoso e com melhor identificação da fase porosa e da fase de grãos, da matriz e minerais. Entretanto, a esta resolução existem dificuldades de processamento devido ao tamanho dos arquivos gerados inviabilizando a quantificação da porosidade.

A resolução de 26 μm se mostrou como a melhor resolução para os ensaios de $\mu\text{-CT}$, pois é possível identificar todas as fases presentes com bastante clareza e o tamanho de arquivo gerado permite a quantificação dos dados e a construção de modelos tridimensionais.

Conseqüentes testes mostraram que a resolução de 20 μm também se mostrou como uma boa resolução para amostras com tamanho menores, pois as amostras estudadas neste trabalho possuíam diferentes tamanhos em diâmetro e comprimento.

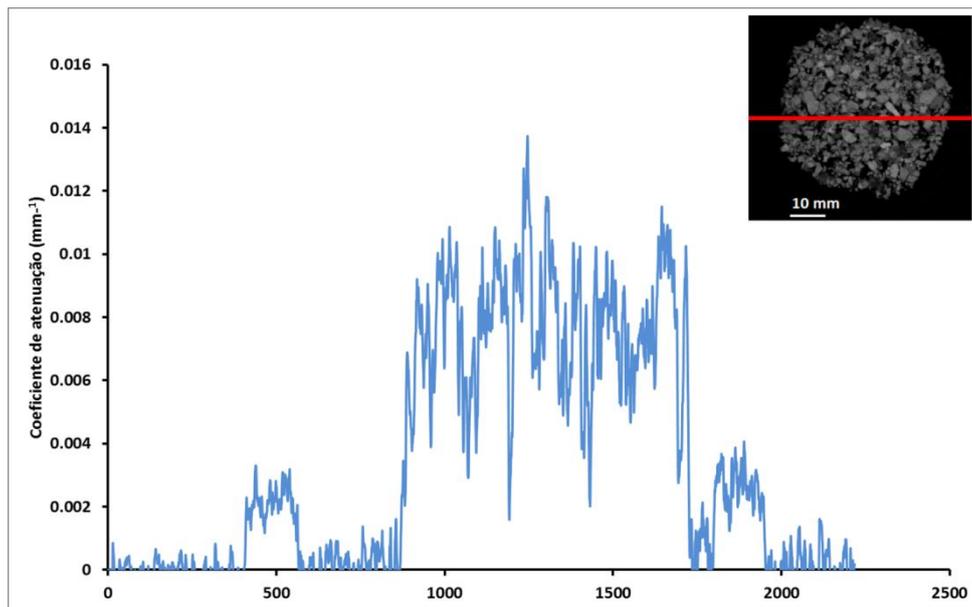


Figura V.6 – Fatia 2D e gráfico do coeficiente de atenuação para amostra GPR1-Amg com resolução de 20 μm .

V.2.2 – Processo de reconstrução e minimização de artefatos

Na figura V.7(a) e (b) estão apresentadas as imagens de uma fatia reconstruída da amostra GPR1-Amg com e sem correção de artefatos, respectivamente, e na figura V.8 (a) e (b) é mostrado seus respectivos gráficos de coeficiente de atenuação. Nas fatias reconstruídas é possível notar que a imagem (a) é ruidosa, o centro e a borda da amostra não refletem a verdadeira estrutura da rocha, e a presença dos anéis dificultam o processamento da imagem. Na imagem (b) a mesma fatia esta apresentada mas, com correções de endurecimento de feixe e efeito de anel visualiza-se que a borda da amostra apresenta o mesmo nível de cinza que o centro e que a estrutura da rocha esta bem reconstruída. É possível verificar também que o efeito de anel foi totalmente corrigido o que permite um melhor processamento da imagem. os gráficos de coeficiente de atenuação mostram numericamente as diferenças causadas pelo efeito de endurecimento de feixe, onde o gráfico (a) não apresenta uniformidade quando comparado ao gráfico (b).

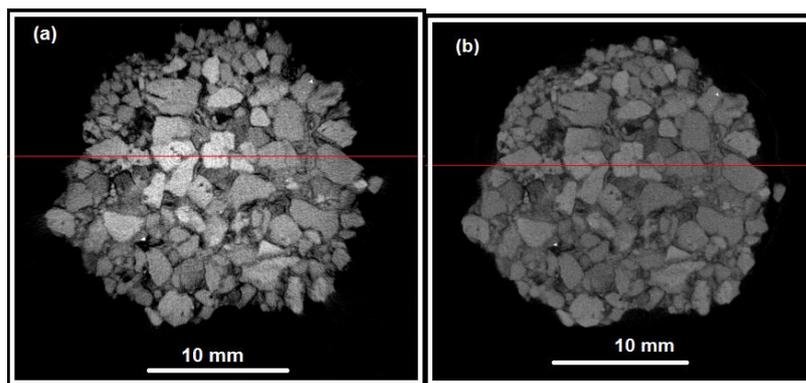


Figura V.7: Fatia reconstruída da amostra GPR1-Amg: (a) sem correção de artefatos e (b) com correção de artefatos.

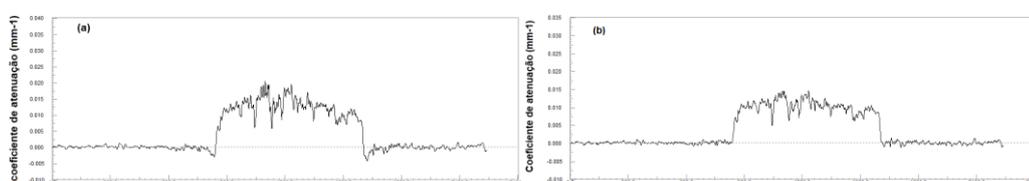


Figura V.8: Gráfico do coeficiente de atenuação das fatias (a) e (b) da amostra GPR1-Amg. Gráfico (a) sem correção de artefatos (b) com correção de artefatos.

V.2.3 – Determinação do nível de segmentação e construção de modelo tridimensional

Foram realizadas aquisições em cinco amostras retiradas do poço GPR1, cada amostra representa uma litofácies identificada no poço e possuía previamente a determinação da porosidade efetiva por técnica de petrofísica convencional.

Para determinar a segmentação das amostras e assim quantificar a porosidade foi utilizado o método por inspeção visual baseado na descrição macroscópica da amostra sendo relevante a geometria dos grãos e o coeficiente de atenuação dos raios X para identificação da fase porosa.

A figura V.9 mostra a representação tridimensional da amostra GPR1 – Amg retirada a 20 m de profundidade. A visualização dos cortes sagital (plano XZ), coronal (plano ZY) e transaxial (plano XY) permitem identificar que esta amostra é formada por grãos que variam de sub-angulosos a sub-arredondados mal selecionados concordando com a descrição macroscópica da amostra.

Desta forma, prosseguindo a análise da amostra a partir dos planos de projeção é possível observar que o sistema poroso é constituído por poros intergranulares, apresentando secundariamente poros intragranulares e micro-poros distribuídos entre os poros inter e intragranulares.

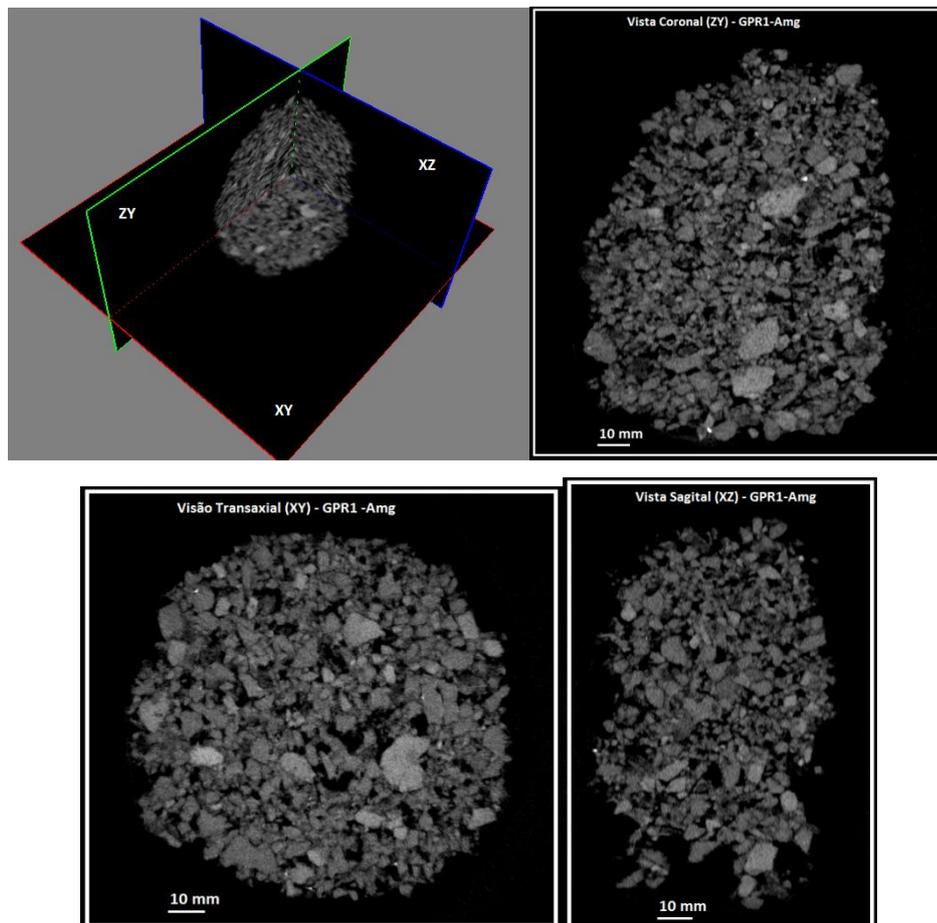


Figura V.9: Visualização dos planos de projeção da amostra GPR1-Amg retirada a 20m de profundidade

Como apresentado na figura V.6, o gráfico de coeficiente de atenuação para amostra GPR1-Amg, a fase porosa esta presente entre 0 e $0,0025 \text{ mm}^{-1}$ e as fases que compreendem a matriz e os grãos da rocha estão no intervalo entre $0,005$ e $0,01 \text{ mm}^{-1}$. Este gráfico do coeficiente de atenuação dos raios X é importante não somente para definição dos parâmetros de reconstrução da amostra, como também, para segmentação por binarização. Durante o processo de segmentação é possível definir as regiões de contato entre os poros e a matriz baseado não somente na visualização da estrutura como também no nível de atenuação dos raios X.

Esta etapa de binarização consiste em separar a imagem reconstruída em região de sólidos e região de vazios a partir da escolha de um ponto de corte que também pode ser chamado como nível de threshold, figura V.10. Essas regiões de sólidos e vazios são representadas por pixels brancos e pretos, respectivamente, sendo definido como pixel preto qualquer pixel com intensidade menor ou igual a ponto de corte e branco qualquer pixel com intensidade maior que o ponto de corte.

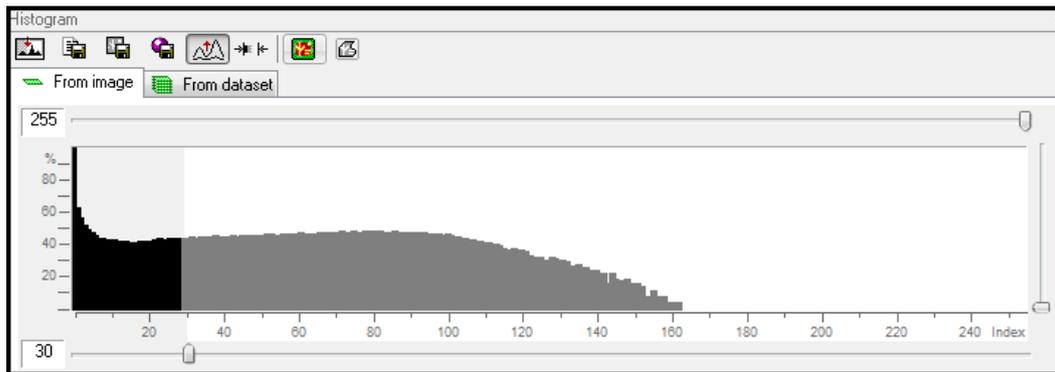


Figura V.10: Histograma de binarização da amostra GPR1-Amg

A figura V.11 mostra uma fatia 2D reconstruída da amostra GPR1-Amg e a sua respectiva segmentação. O threshold deve ser escolhido de forma que não faça parte dos pixels pretos partes sólidas da rocha como a matriz na borda dos poros, por esta razão é importante a interpretação geológica da rocha antes da determinação da segmentação. O threshold utilizado para a amostra GPR1-Amg foi 33. A partir da imagem segmentada é possível quantificar o volume de espaço vazio na amostra e assim determinar a porosidade total e/ou efetiva da amostra.

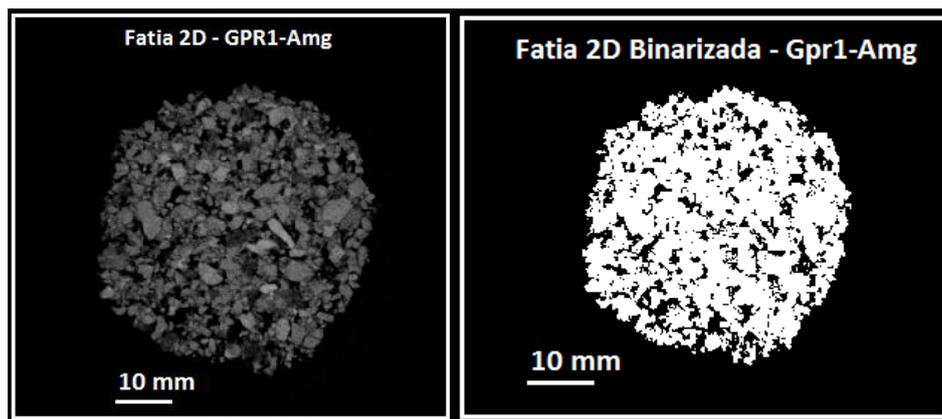


Figura V.11: Amostra GPR1-Amg fatia 2D reconstruída e sua respectiva binarização

O mesmo processo foi reproduzido para determinação do nível de threshold para as 4 fácies identificadas no poço GPR1. Desta forma, alguns passos devem ser seguidos para realizar a segmentação da amostra.

- 1) Interpretação do tipo, forma e distribuição dos poros a partir dos planos de projeção;
- 2) Determinação do nível de atenuação dos raios X e conseqüente identificação do nível de poros e do nível de matriz e grãos;
- 3) Determinação do nível de threshold;

A figura V.12 mostra a distribuição dos poros nas fatias 2D da amostra GPR1-Acg a partir dos planos de projeção. Com a visualização dos três planos é possível observar que esta amostra é caracterizada por apresentar grãos muito grossos, sub angulosos e mal selecionado em sua maioria. E assim como a amostra GPR1-Amg, esta também, apresenta poros intergranulares em sua maior porção, mas com presença de poros intragranulares e micro-poros.

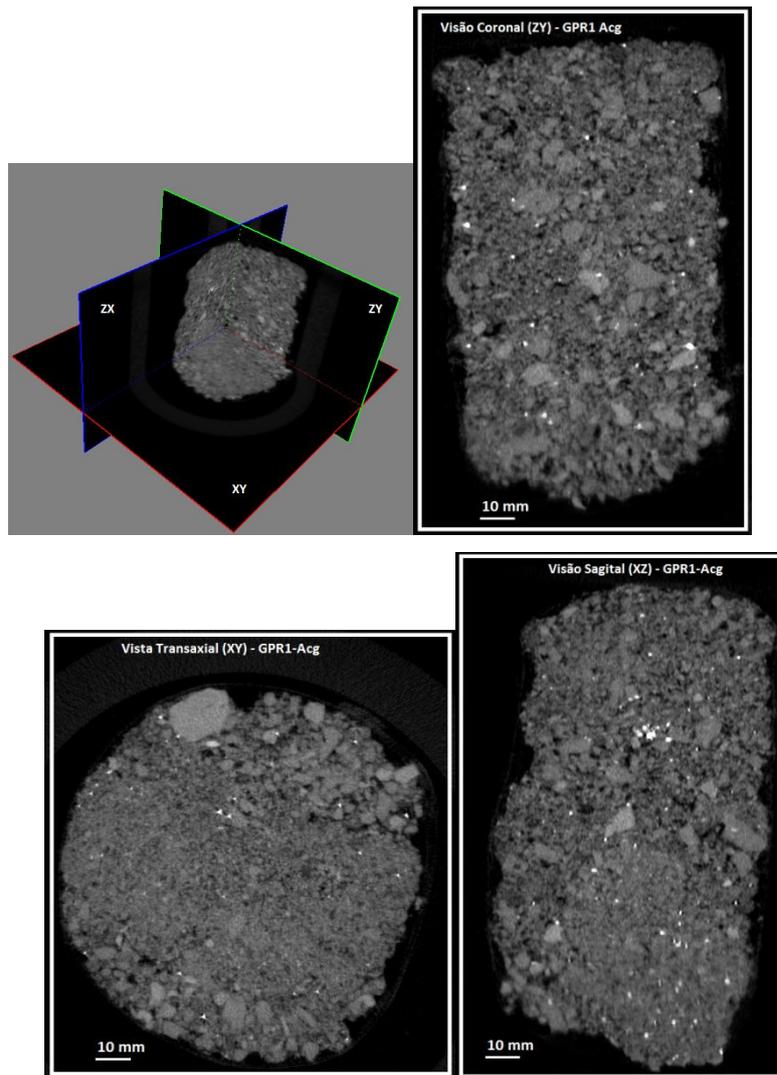


Figura V.12: Visualização dos planos de projeção da amostra GPR1-Acg retirada a 41m de profundidade.

As fácies Amfs, Amf e S por serem formadas por grãos mais finos e fechados apresentam uma quantidade menor de grãos isolados. Nas figuras V.13 a V.15 pode-se observar a distribuição dos poros nas fatias 2D. Na fácies Amf tem a predominância de poros intragranulares assim como na fácies Amfs. A fácies S é um siltito que apresenta um sistema poroso intragranular e presença de argila entre os grãos de silte, apresentando baixo espaço poroso.

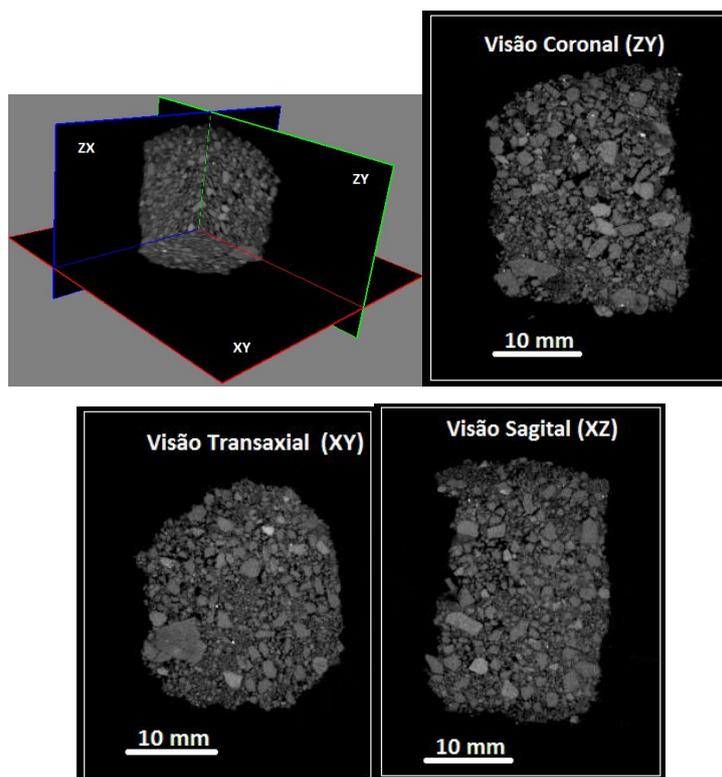


Figura V.13: Visualização dos planos de projeção da amostra GPR1-Amf retirada a 6 m de profundidade.

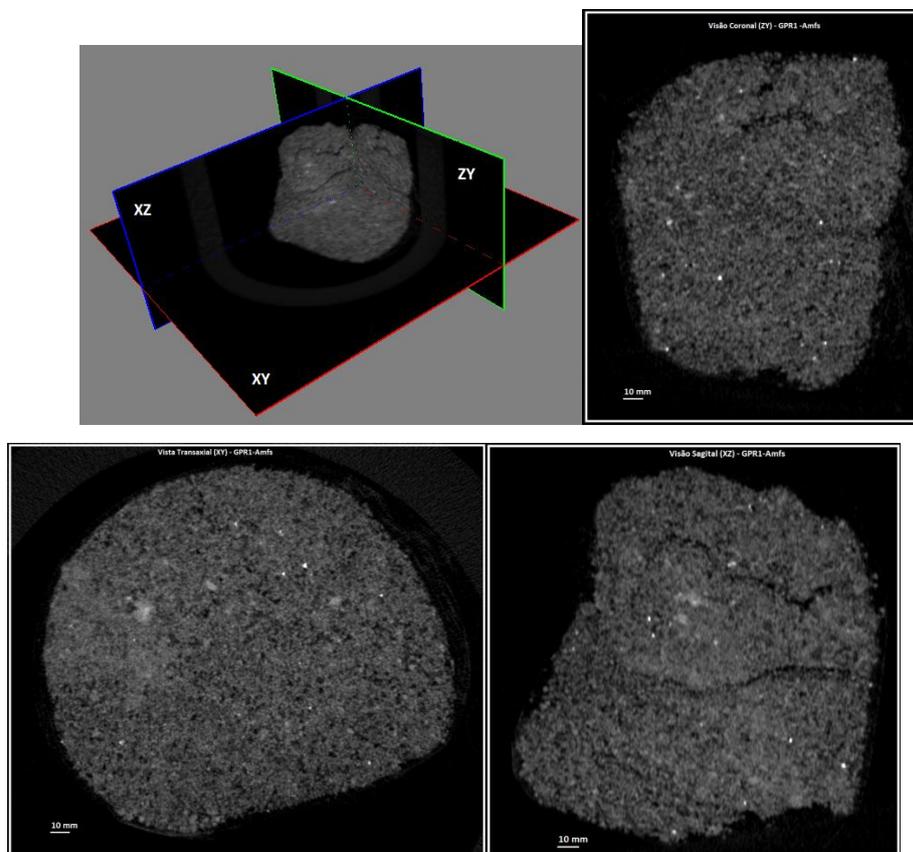


Figura V.14: Visualização dos planos de projeção da amostra GPR1-Amfs retirada a 36 m de profundidade

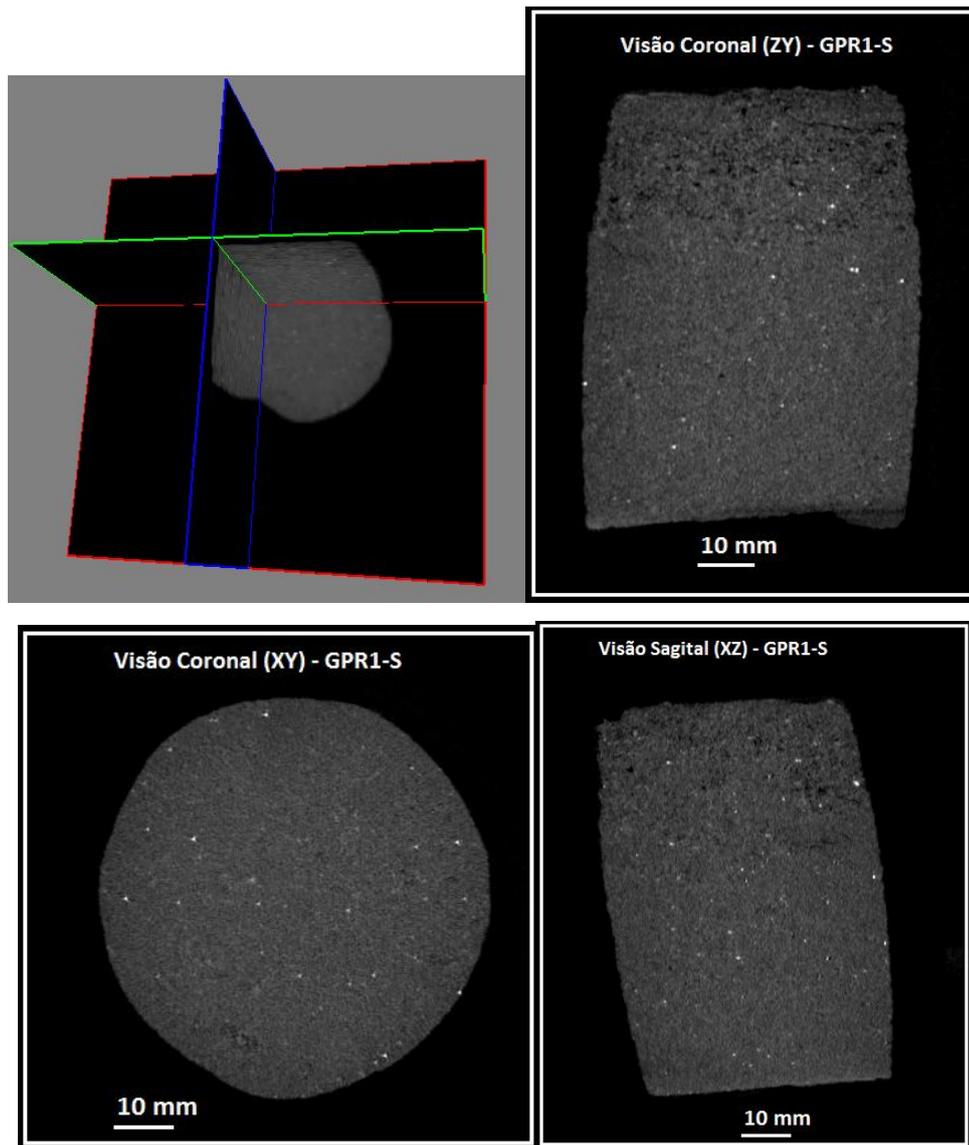


Figura V.15: Visualização dos planos de projeção da amostra GPR1-S retirada a 12 m de profundidade

A tabela V.1 mostra os valores de coeficiente de atenuação, o nível de threshold e a porosidade total e efetiva determinada por μ -CT e a porosidade determinada a partir do porosímetro. A técnica de μ -CT permite a determinação da porosidade efetiva, isolada e assim a total, utilizando para o cálculo da porosidade o nível de conexão 2D e 3D entre os pixels pretos. São caracterizados como poros conectados os pixels que apresentam conexão 2D e 3D ao longo de todas as fatias quantificadas e são caracterizados como poros isolados os pixels que possuem apenas conexão 2D ao longo de todas as fatias.

A porosidade estimada pelo porosímetro a gás nitrogênio é a porosidade efetiva, pois o gás percorre os poros conectados da rocha, não alcançando os poros isolados. Somente os poros com algum grau de conexão são preenchidos, pois um aumento na pressão para aumentar a penetração poderia causar mudanças estruturais na amostra. Por esta razão, é possível notar que os valores de porosidade estimados pela μ -CT apresentam a tendência de serem maiores que os valores estimados pelo porosímetro, estes resultados podem ser explicados pelas diferenças físicas de medidas e pelo tamanho de poros quantificados em cada técnica. A resolução utilizada nos ensaios de μ -CT foi de 20,0 μ m, sendo assim, os poros visualizados possuem tamanho igual ou superior a essa resolução, enquanto que o porosímetro a gás pode visualizar poros com diâmetro na faixa de 26,85 μ m (de acordo com manual), quando utilizados plugs de 1" (uma polegada) com 400 psi de pressão, como foram realizados os ensaios.

Tabela V.1 – Valores de porosidade das amostras retiradas dos testemunhos do poço GPR1;

POÇO GPR 1					
Profundidade (m)	Nomenclatura	Coef. De atenuação (mm^{-1})	Nível de Segmentação	Porosidade Efetiva (ϕ porosímetro)	Porosidade Efetiva (ϕ μ -CT)
6,0	GPR1-Amf	0,003 - 0,02	31 - 255	19,3	23,3
12,0	GPR1-S	0,003 - 0,02	33 - 255	23,5	25,9
20,0	GPR1-Amg	0,003 - 0,02	30 - 255	28,5	34,3
36,0	GPR1-Amfs	0,001 - 0,02	50 - 255	38,0	40,1
41,0	GPR1-Acg	0,001 - 0,02	50 - 255	27,1	28,9

A figura V.16 mostra a porosidade efetiva obtida pela μ -CT em relação a porosidade efetiva obtida pelo porosímetro para o poço GPR1, é possível notar pelo valor do R^2 a forte correlação entre as duas medidas, o que mostra que os valores quantificados pela μ -CT são tão confiáveis e precisos quanto os resultados obtidos pela técnica de petrofísica convencional. Entretanto, a μ -CT apresenta as vantagens de não necessitar de preparação da amostra e possuir limites de tamanho de amostra superiores ao porosímetro, este que trabalha com amostras com 25,4 ou 38,1 mm (1 ou 1,5 polegada) de diâmetro e com no máximo 76,2 mm (3 polegadas) de comprimento e a μ -CT possui limites de 140 mm de diâmetro e 200mm de comprimento.

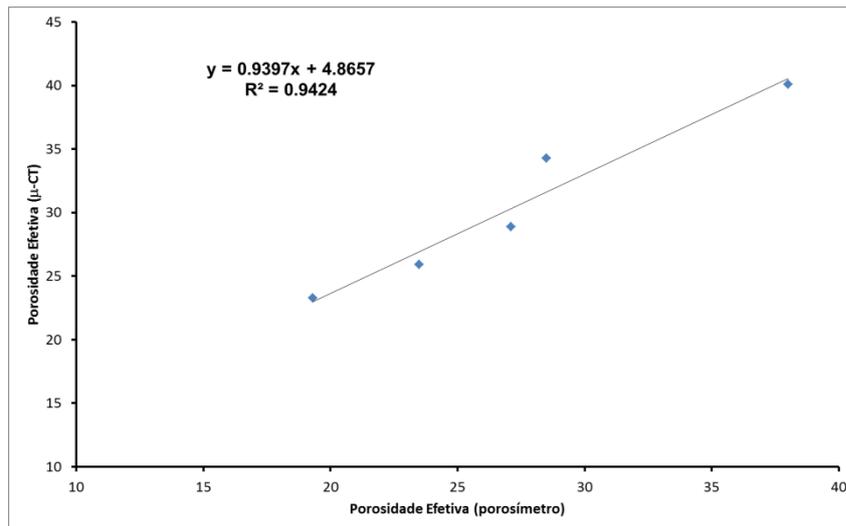


Figura V.16: Gráfico: Porosidade efetiva μ -CT versus porosidade efetiva porosímetro.

V.3 - Estudo de caso: Sistema poroso do poço 2-ITAB-1-RJ

V.3.1 – Perfilagem Nuclear

As ferramentas TRISONDE (LSD) e NEUTRON SONDE (NEUT) respondem qualitativamente às mudanças na densidade e na quantidade de hidrogênio das rochas atravessadas. Desta forma, ao gerar os perfis geofísicos nucleares foram obtidas as variações na densidade e no índice de hidrogênio das formações constituintes do poço. Com o objetivo de determinar intervalos relevantes de variação de porosidade, os perfis foram correlacionados com a descrição litológica feita a partir dos testemunhos recuperados para melhor entendimento das variações registradas ao longo da profundidade, sendo assim, foram registrados três intervalos significativos de mudança no sistema poroso.

No intervalo I (4 a 11 m) é possível notar uma diminuição nas contagens no perfil LSD a partir dos 5m de profundidade. Isto significa que poucos fótons retornaram para detector, ou seja, muitos fótons se espalharam na formação permitindo concluir que não existem muitos espaços vazios (poros) nesta região, a matriz é mais fechada. As contagens no perfil NEUT aumentam neste mesmo intervalo mostrando que a concentração de hidrogênio é baixo nesta região, o que vai de acordo com o registrado no perfil LSD. Desta forma este intervalo é caracterizado por baixas porosidades.

O intervalo II (11 a 32,5 m), como mostra os perfis LSD e NEUT, não registra grandes variações na densidade volumétrica e na concentração de hidrogênio, exceto pela presença de picos registrados pelo perfil NEUT, nas profundidades entre 27m e 30m. Este intervalo é caracterizado por calcário travertino, diamectito e margas que são rochas que possuem densidades próximas e apresentaram neste intervalo variações qualitativas de porosidade similares. Desta forma, este intervalo pode ser caracterizado como intervalo que apresenta valores de porosidade de baixa a moderada.

O intervalo III (32,5 a 50 m) predomina a rocha biotita gnaisse, rocha metamórfica, que tem densidade mais alta em relação às sedimentares e possui baixa porosidade (matriz fechada), desta forma as variações nas contagens dos perfis identificam estas características e ressaltam a porosidade secundária.

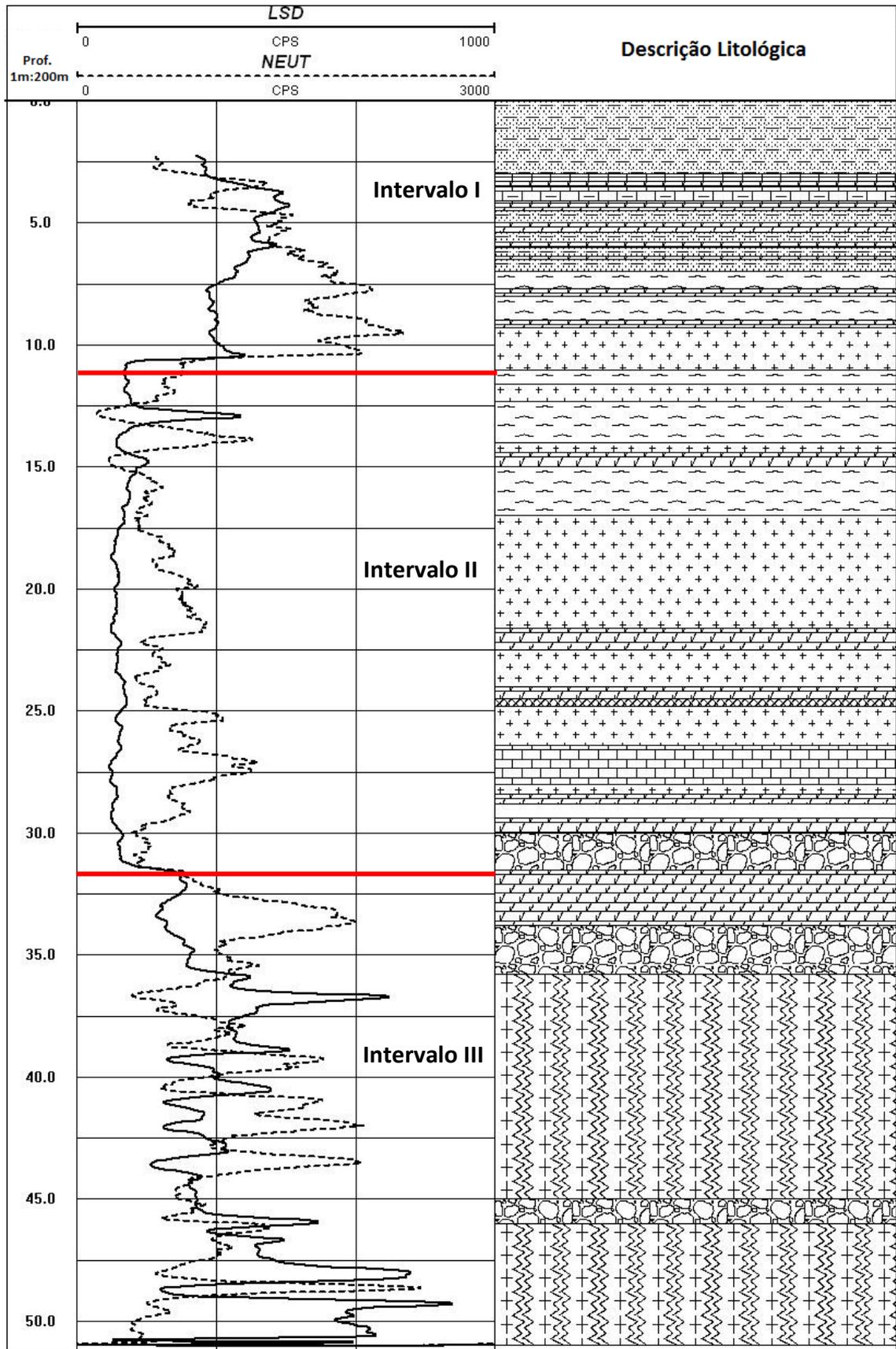


Figura V.17 – Perfil Nuclear do poço 2-ITAB-1-RJ associado à descrição litológica

V.3.2 – Caracterização da porosidade total no poço 2-ITAB-1-RJ

A partir da determinação dos intervalos onde ocorreram mudanças de perfil de porosidade foram retiradas amostras dos testemunhos e estas amostras estão descritas ao longo da profundidade e associadas a sua porosidade nas tabelas V.2 a V.4.

Tabela V.2 – Amostras retiradas dos testemunhos pertencentes ao intervalo I.

Amostra	Profundidade (m)	Litofácies	Porosidade Total
ITAB-01	4,2	Calcário travertino	1,12
ITAB-02	5,0	Travertino fitado	0,65
ITAB-03	5,5	Marga com fragmento de travertino	1,76
ITAB-04	7,7	Travertino fitado	5,38
ITAB-05	9,0	Calcário duro com textura brechada	2,29
ITAB-06	9,5	Diamectito com matriz de marga	0,28
ITAB-07	10,5	Quartzo feldspato e mica	0,64

Tabela V.3 - Amostras retiradas dos testemunhos pertencentes ao intervalo II.

Amostra	Profundidade (m)	Litofácies	Porosidade total
ITAB-08	11,6	Diamectito cinza	4,2
ITAB-09	16,5	Marga com fragmentos de calcário	0,3
ITAB-10	18,5	Conglomerado com matriz de marga	1,7
ITAB-11	19,2	Conglomerado com clastos de carbonato	0,6
ITAB-12	24,2	Calcário conglomerático	0,4
ITAB-13	26,5	Calcário travertino	7,6
ITAB-14	28,6	Calcário travertino duro	0,1
ITAB-15	29,8	Calcarenito com matriz carbonática síltico argiloso	0,2
ITAB-16	30,2	Calcário argiloso	0,16
ITAB-17	31,6	Calcarenito argiloso	0,6
ITAB-18	32,1	Calcarenito conglomerático	0,07

Tabela V.4 - Amostras retiradas dos testemunhos pertencentes ao intervalo III.

Amostra	Profundidade (m)	Litofácies	Porosidade Total
ITAB-19	32,8	Calcarenito conglomerático	4,69
ITAB-20	34,0	Conglomerático com matriz areno argilosa	1,46
ITAB-21	39,0	Biotita gnaisse	0,24

A figura V.18 mostra a visualização 2D dos planos de projeção sagital e transaxial e o modelo 3D da amostra ITAB-01, calcário travertino retirado a 4,2 m de profundidade. A partir da visualização das projeções sagital e transaxial é possível notar que os poros estão localizados em partes isoladas da amostra não apresentando distribuição regular. É possível visualizar na projeção sagital a presença de um vug e a presença de porosidade intergranular. No modelo tridimensional pode-se verificar a presença do vug que aparece nas projeções e os poros intergranulares, nota-se que apesar dos poros apresentarem boa conectividade a porosidade total é baixa, 1,07% e os poros não apresentam boa distribuição ao longo da amostra.

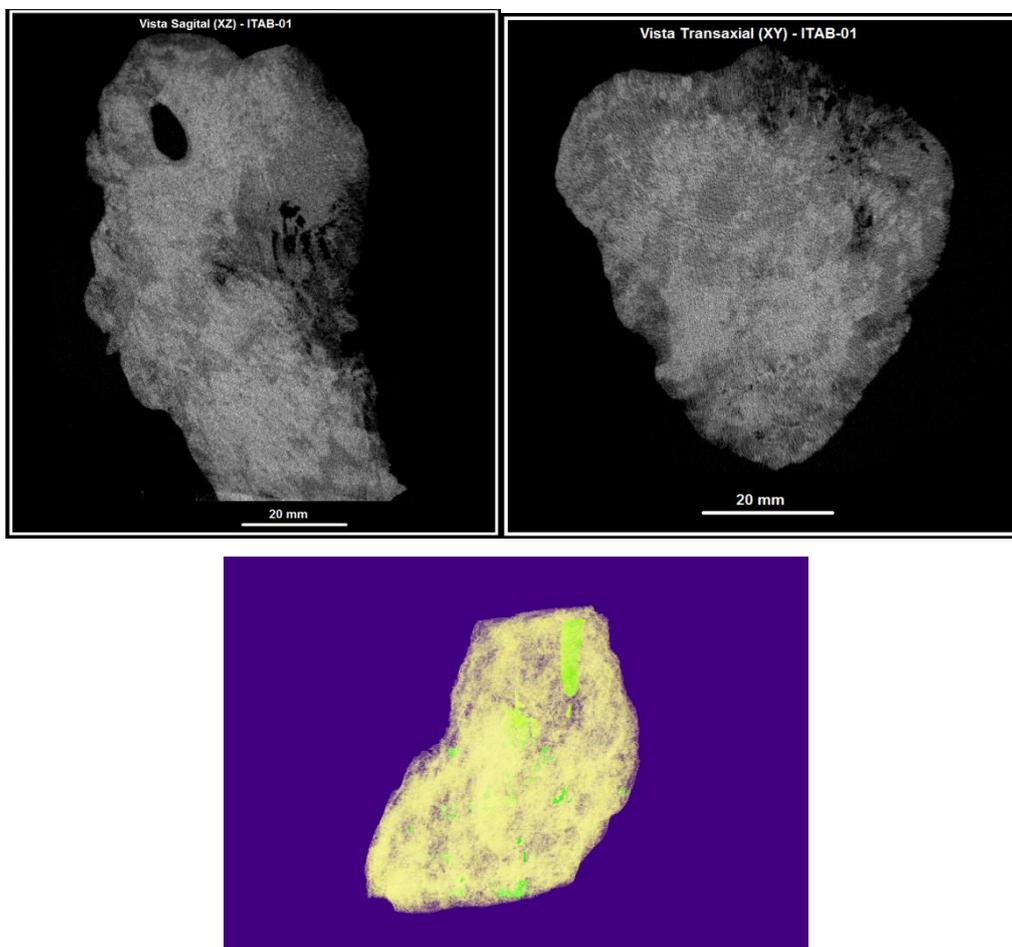


Figura V.18 – Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-01 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra.

A figura V.19 segue o mesmo modelo de apresentação da figura V.18 com a visualização dos planos de projeção e do modelo 3D. Na amostra ITAB-02 nota-se a presença de pequenas fraturas e poros intergranulares na visualização dos planos de projeção. Pode-se observar que apesar da baixa presença de poros intergranulares existe fraturas ao longo de toda rocha, o que eleva o valor da porosidade. No modelo tridimensional pode-se visualizar a extensão destas fraturas.

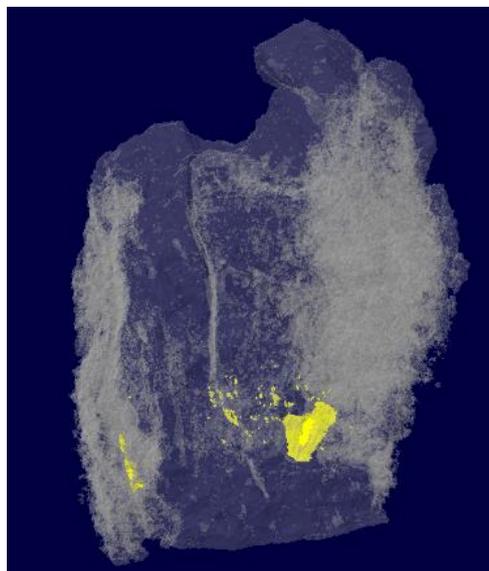
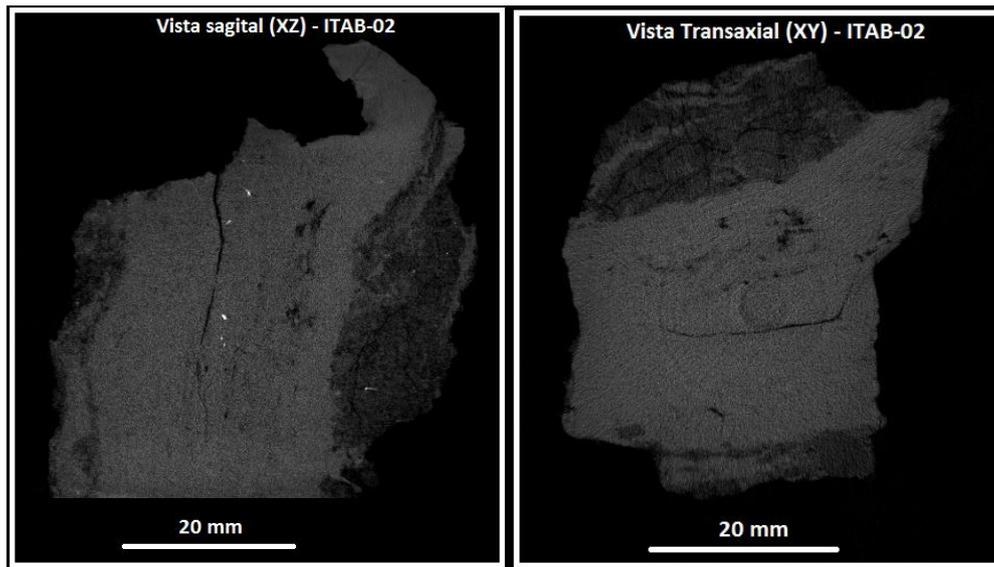


Figura V.19 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-02 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A Figura V.20 mostra a visualização dos planos de projeção e o modelo tridimensional da amostra ITAB-03, margam com fragmento de travertino retirado a 5,5 m de profundidade, a partir dos planos de projeção verifica-se que esta é uma amostra bem porosa com alto grau de conectividade em seus poros. Entretanto, nota-se do modelo 3D que esta porosidade é localizada não apresentando boa distribuição de poros.

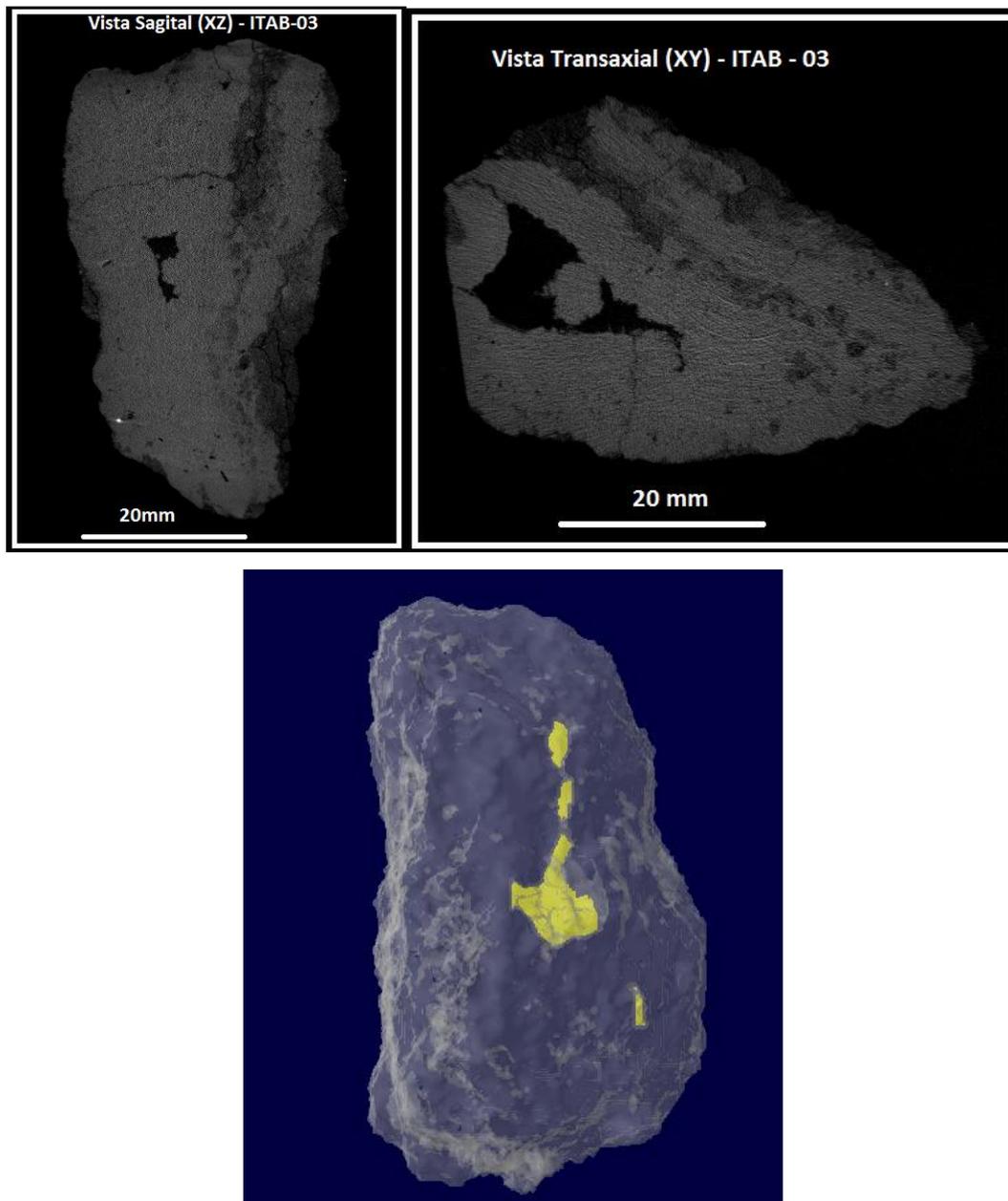


Figura V.20 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-03 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.21 que mostra a visualização bi e tridimensional da amostra ITAB-04, travertino fitado retirado a 7,7m de profundidade, é possível visualizar nos planos de projeção sagital e transaxial a presença de poros intergranulares, microporos e uma fratura. Verifica-se observando os planos que a porosidade nesta amostra se apresenta mais regularmente distribuída que nas amostras anteriormente estudadas neste intervalo, entretanto nota-se da quantificação e da visualização do modelo 3D que a porosidade isolada nesta amostra é maior que os percentuais de poros isolados apresentados nas amostras anteriores.

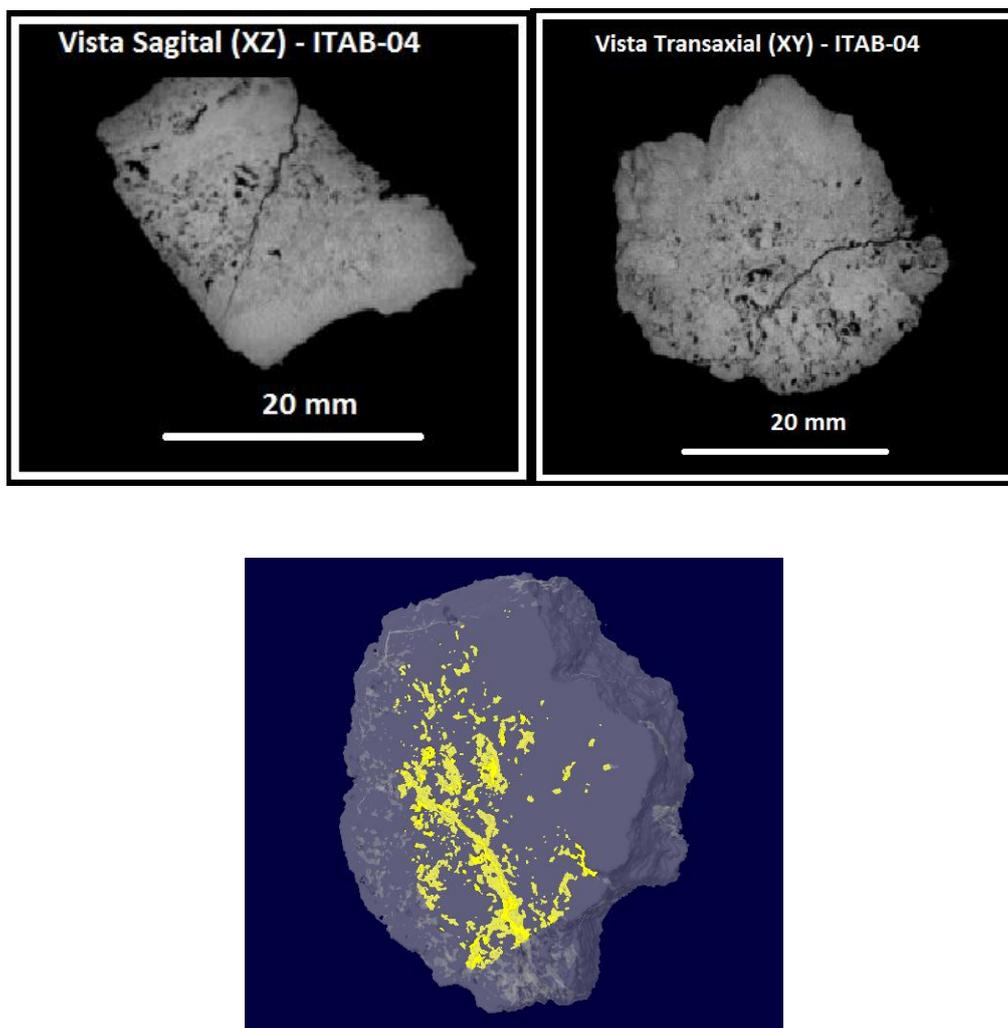


Figura V.21 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-04 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

Figura V.22 mostra a visualização bi e tridimensional da amostra ITAB-05, calcário duro com textura brechada retirada a 9,0m de profundidade, a partir dos planos de projeção é possível identificar que esta amostra possui porosidade na forma de fraturas que aparecem por toda amostra. Entretanto, observando o modelo tridimensional é possível identificar que estas amostras estão presentes por toda a amostra, mas não atingem a superfície.

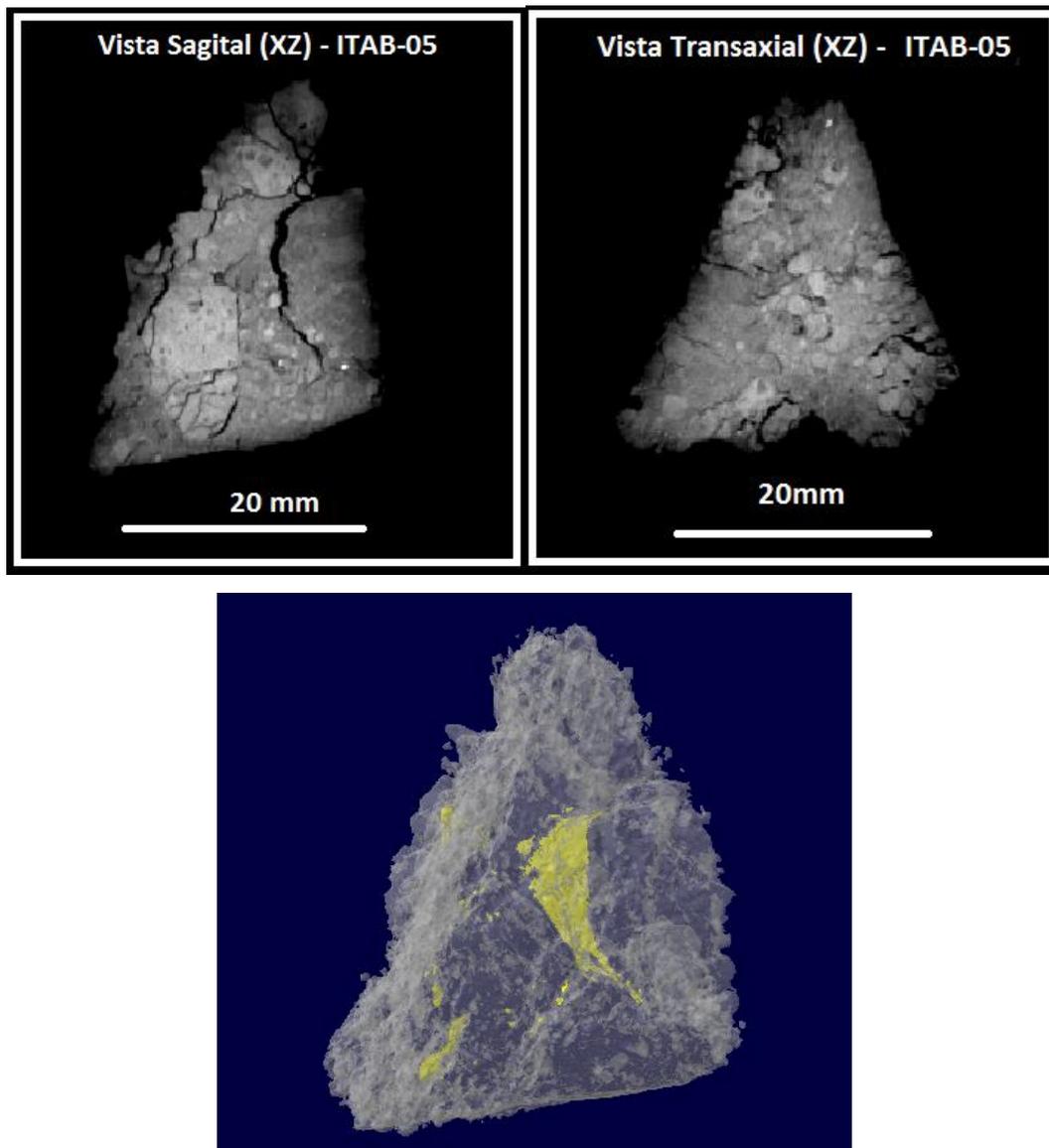


Figura V.22 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-05 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.23 mostra a visualização bi e tridimensional da amostra ITAB-06, diamectito com matriz de marga retirado a 9,5m de profundidade. Da projeção sagital e transaxial é possível notar que esta amostra é bem fechada, com a presença forte de minerais de alta densidade e uma pequena presença de microporos como pode ser visto no modelo 3D.

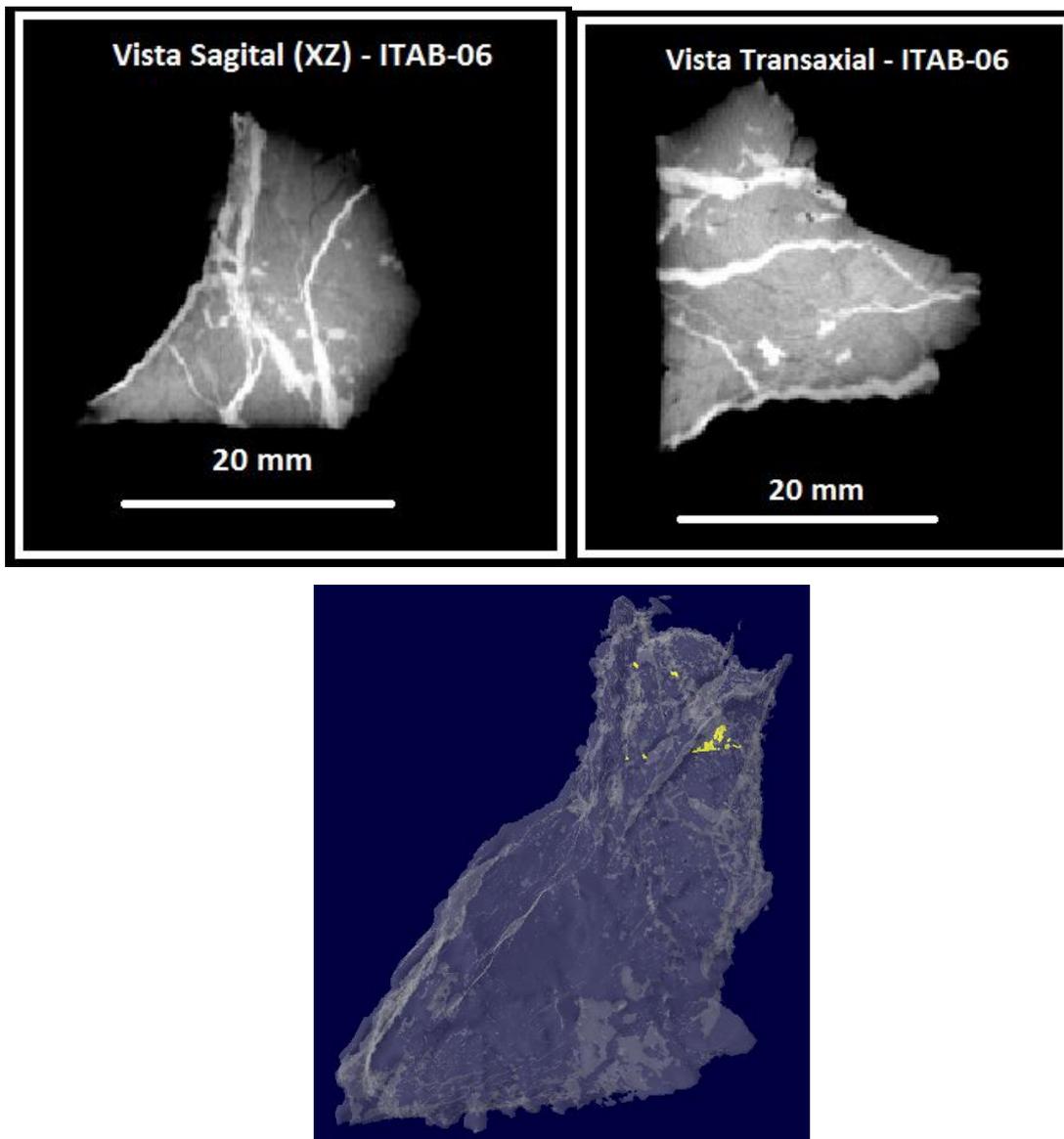


Figura V.23 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-06 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.24 mostra a visualização 2D e 3D da amostra ITAB-07, amostra de quartzo feldspato e mica retirada a 10,5 m de profundidade, pode ser visto a partir dos planos de projeção que esta amostra não apresenta poros inter e/ou intragranulares. Apenas a presença de micro poros isolados e fraturas que não se estendem até a superfície da amostra como mostra o modelo de visualização tridimensional.

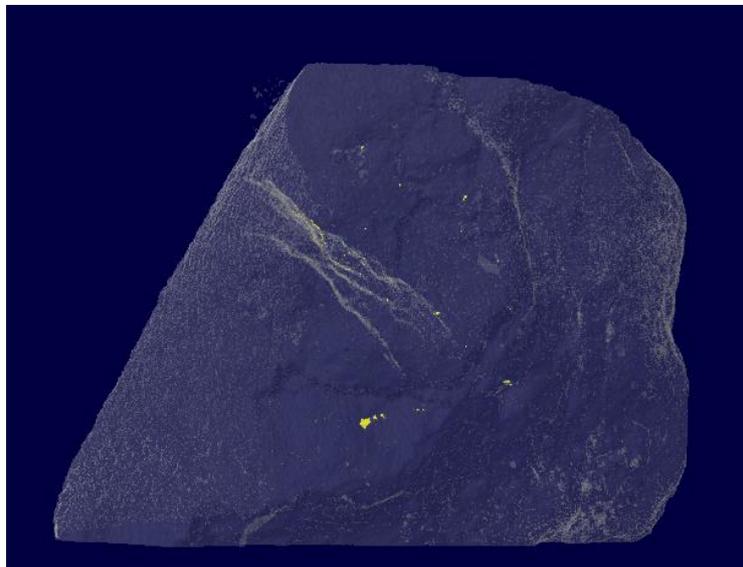
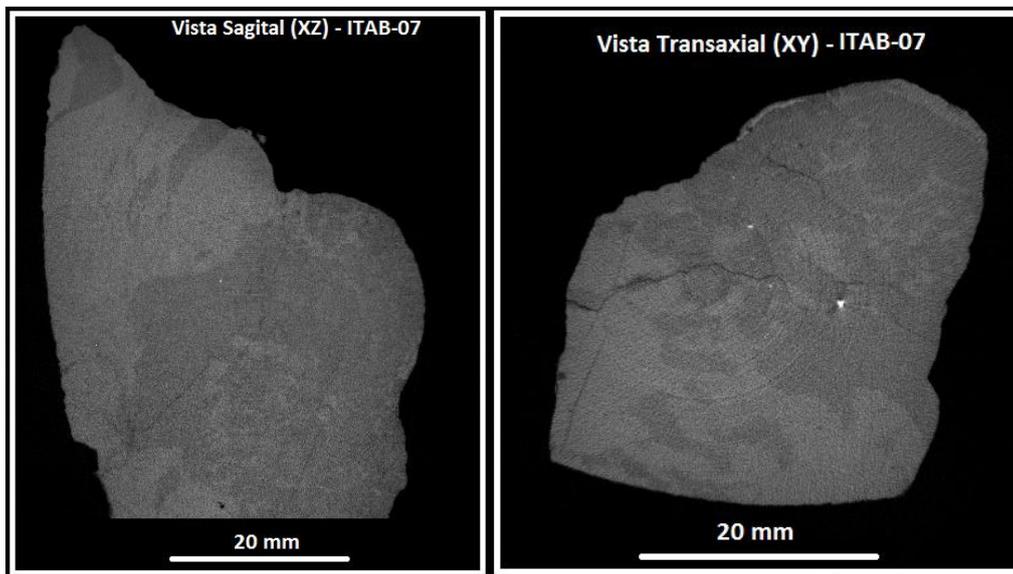


Figura V.24 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-07 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.25 mostra a distribuição dos poros a partir da visualização 2D e 3D. Na visualização 2D é possível notar que os poros não estão regularmente distribuídos ao longo da mostra apresentando regiões com mais poros e outras completamente fechada. Na imagem 3D da amostra é possível verificar a conectividade desses poros e notar que a maior parte dos poros estão concentrados na extremidade direita da amostra.

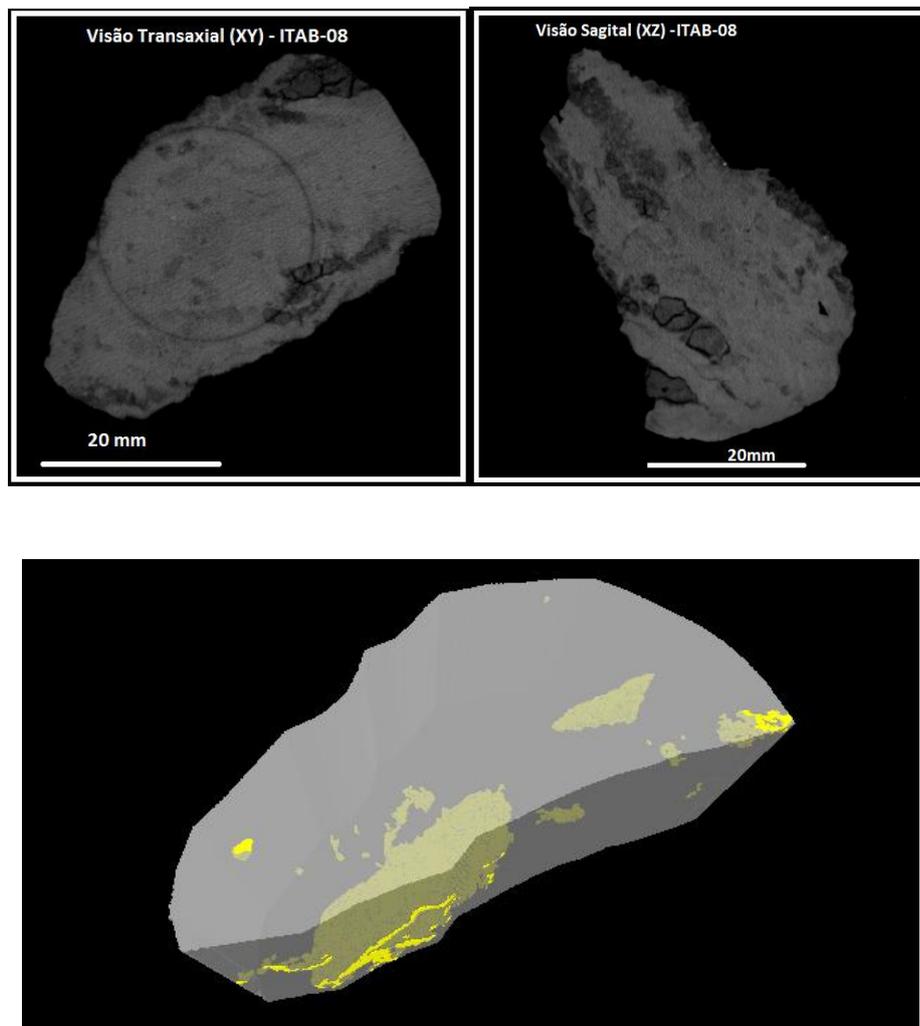


Figura V.25: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-08 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.26 mostra, a visualização 2D e 3D da amostra ITAB-09, margam com fragmentos de calcário retirada do testemunho a 16,5 m de profundidade. A partir das imagens é possível visualizar que os poros existentes na amostra são isolados apresentando de baixa a nenhuma conectividade com a superfície.

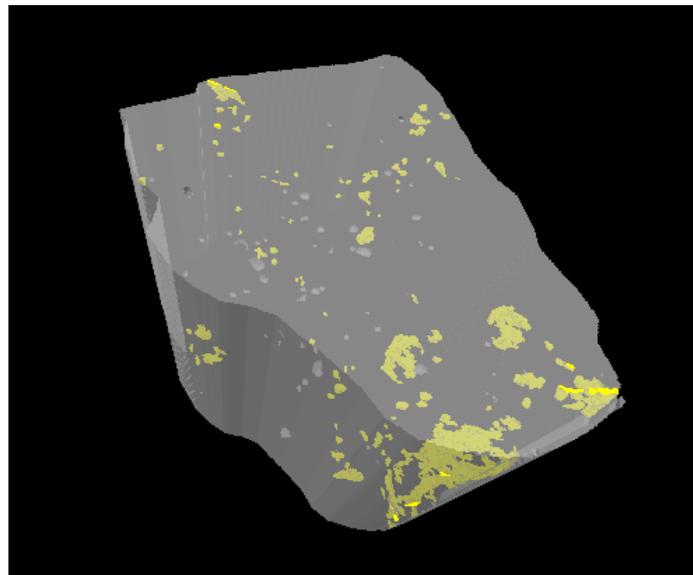
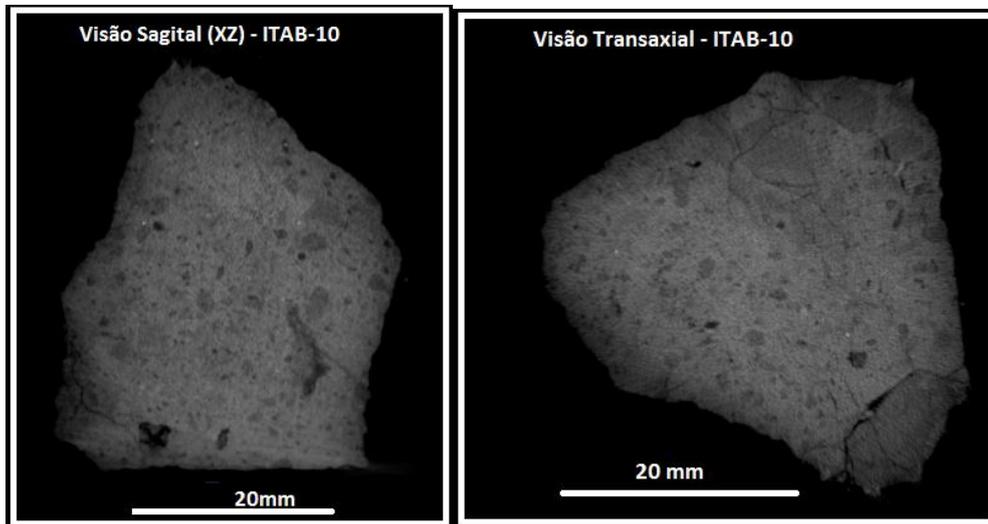


Figura V.26: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-09 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

Nas figuras V.27 mostra visualização 2D e 3D da amostra ITAB-10, conglomerado com matriz de margá a 18,5 m de profundidade. A visualização dos poros mostra que apesar da quantidade de poros terem sido pequena, ou seja, baixa porosidade eles apresentam conectividade.

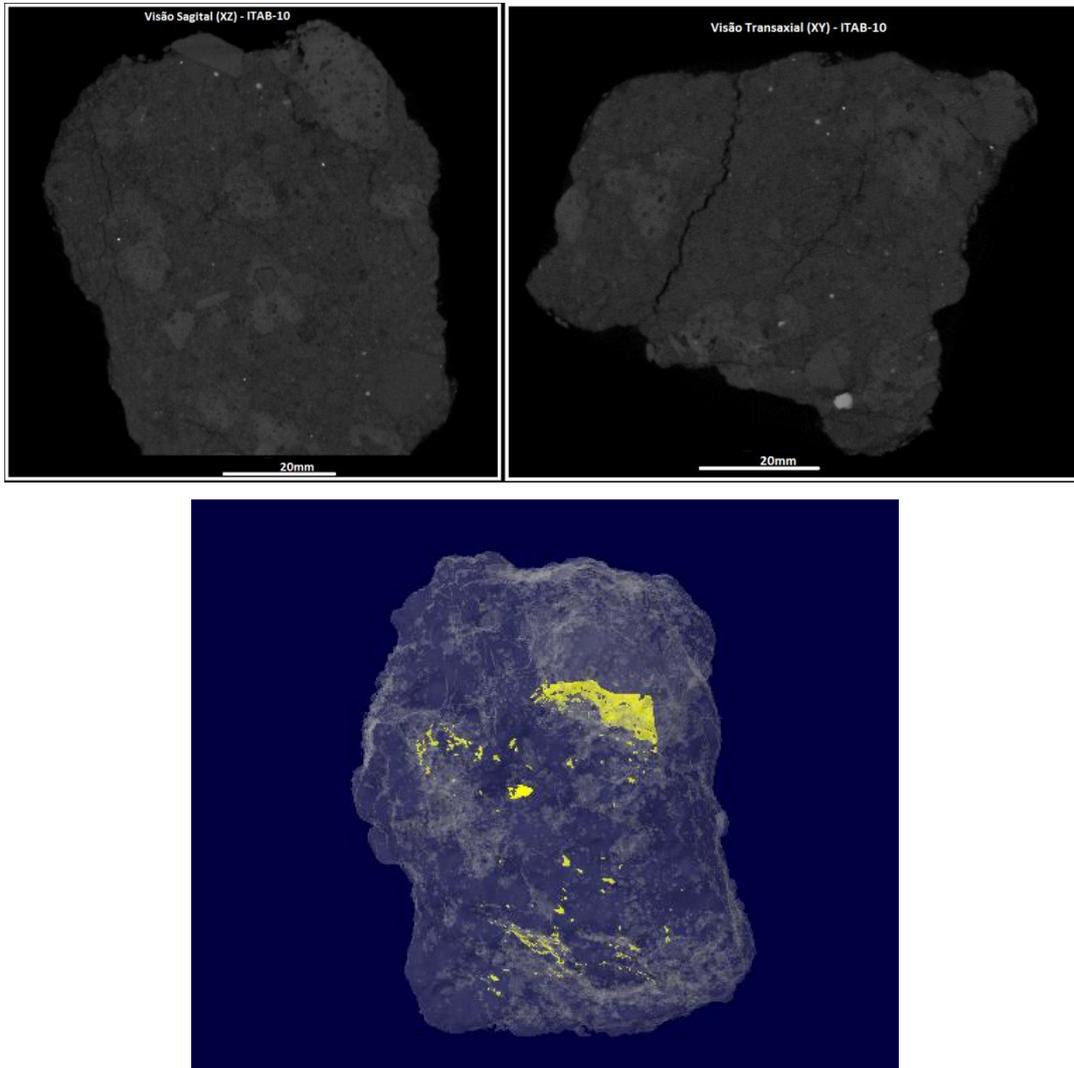


Figura V.27: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-10 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

Na figura V.28 são visualizados as fatias 2D e o modelo 3D, respectivamente, da amostra ITAB-11, calcário travertino retirada a 19,2 m de profundidade, é possível concluir a partir das imagens e da quantificação que apesar de possuir baixa porosidade os poros apresentam conectividade, alcançando a superfície da rocha.

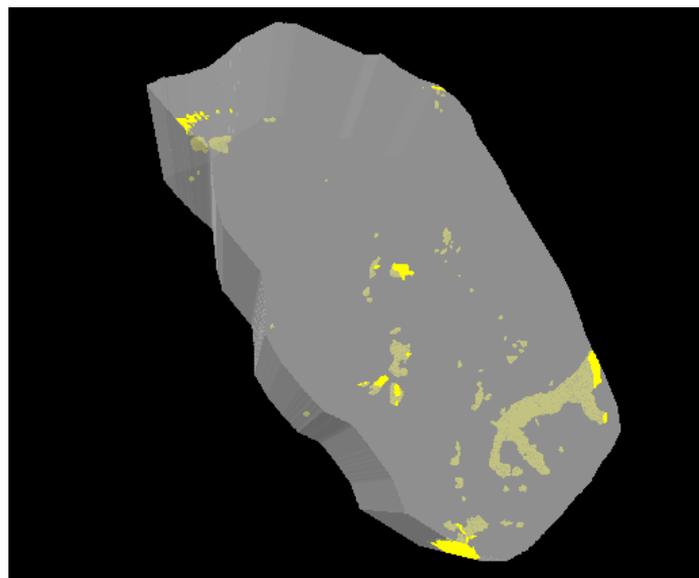
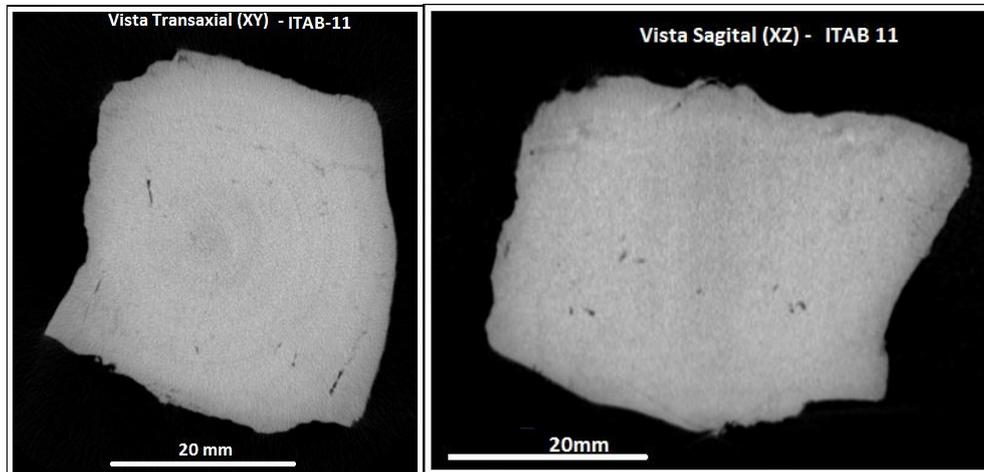


Figura V.28: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-11 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

As figuras V.29 mostram as fatias 2D e a visualização dos poros em 3D da amostra ITAB-12, calcário conglomerático a 24,2 m de profundidade, é possível observar em ambas as figuras que a matriz é bem fechada com poros isolados sem conexão.

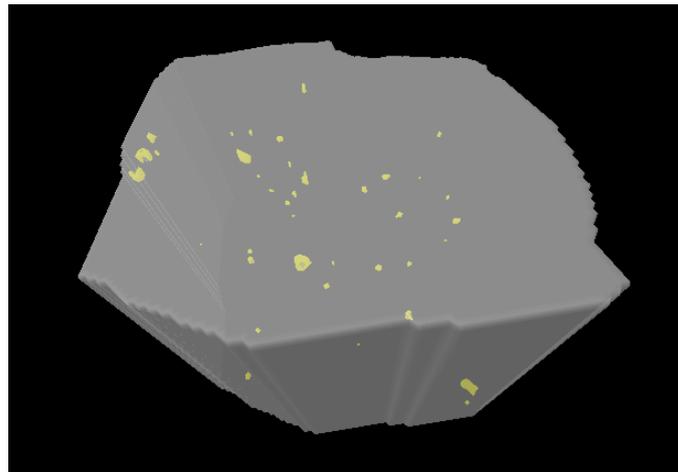
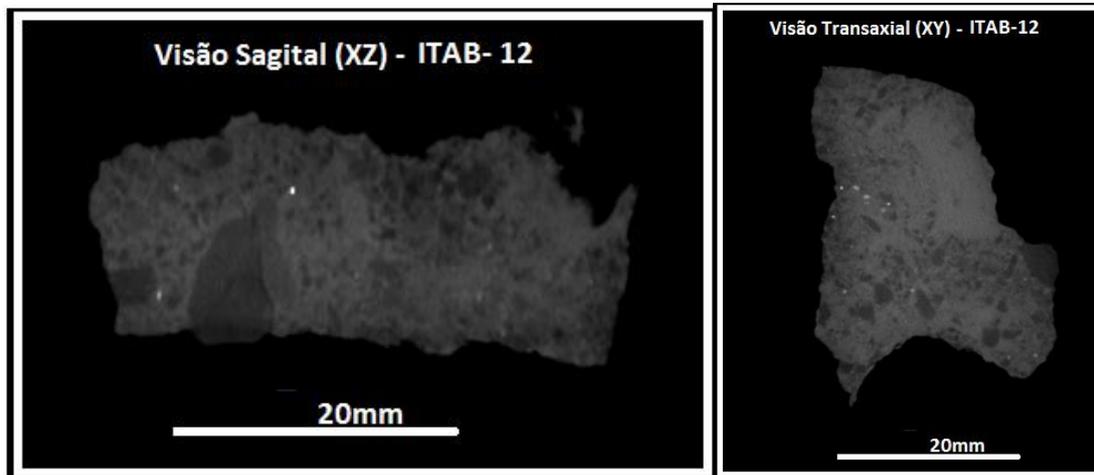


Figura V.30: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-12 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

A figura V.31 mostra as fatias 2D e a visualização 3D, da amostra obtida de calcário travertino com vugs alongados, esta litologia foi alcançada no intervalo de 26,4 a 27 m do poço 2-ITAB-1-RJ. Esta amostra está representada com visualização 3D de toda a amostra (figura V.32), pois é a amostra que apresenta características similares à de uma rocha reservatório, apresentando boa conectividade entre seus poros.

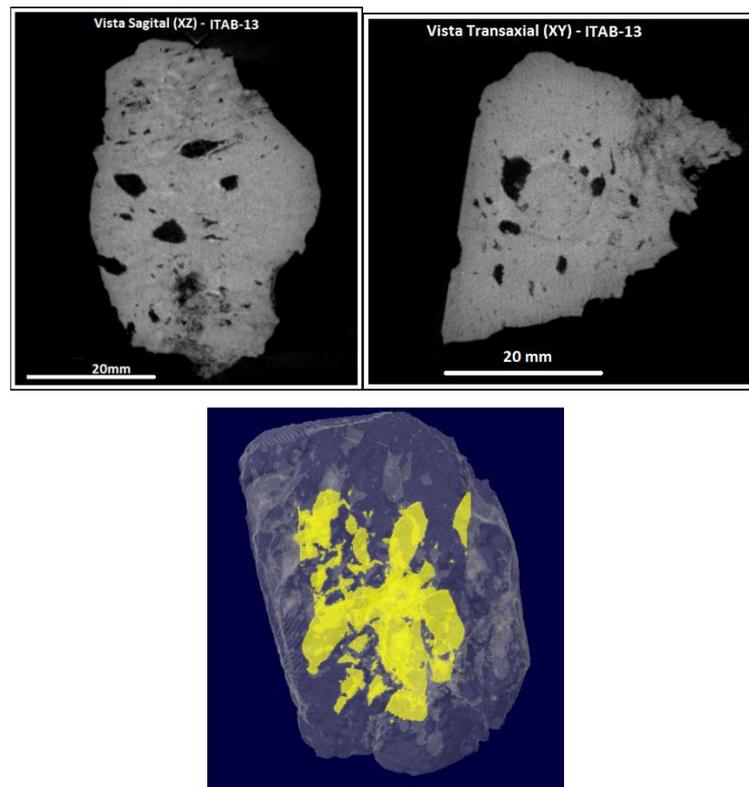


Figura V.31: Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-13 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

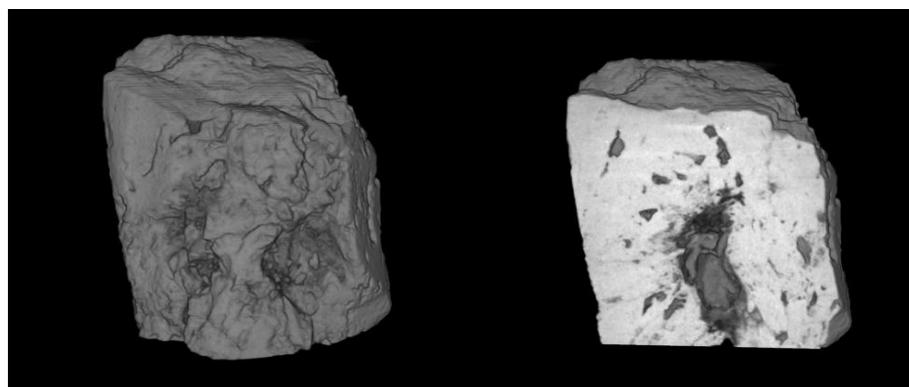


Figura V.32: Reconstrução 3D da amostra ITAB-13 de calcário travertino com vugs alongados

As figuras V.33 a V.37 mostram a projeção 2D e a visualização 3D das amostras ITAB-14 a ITAB-18. Os modelos 2D e 3D mostram a baixa conectividade dos poros e sua distribuição ao longo da região de interesse das amostras mostrando que este intervalo possui baixa porosidade com má distribuição de poros.

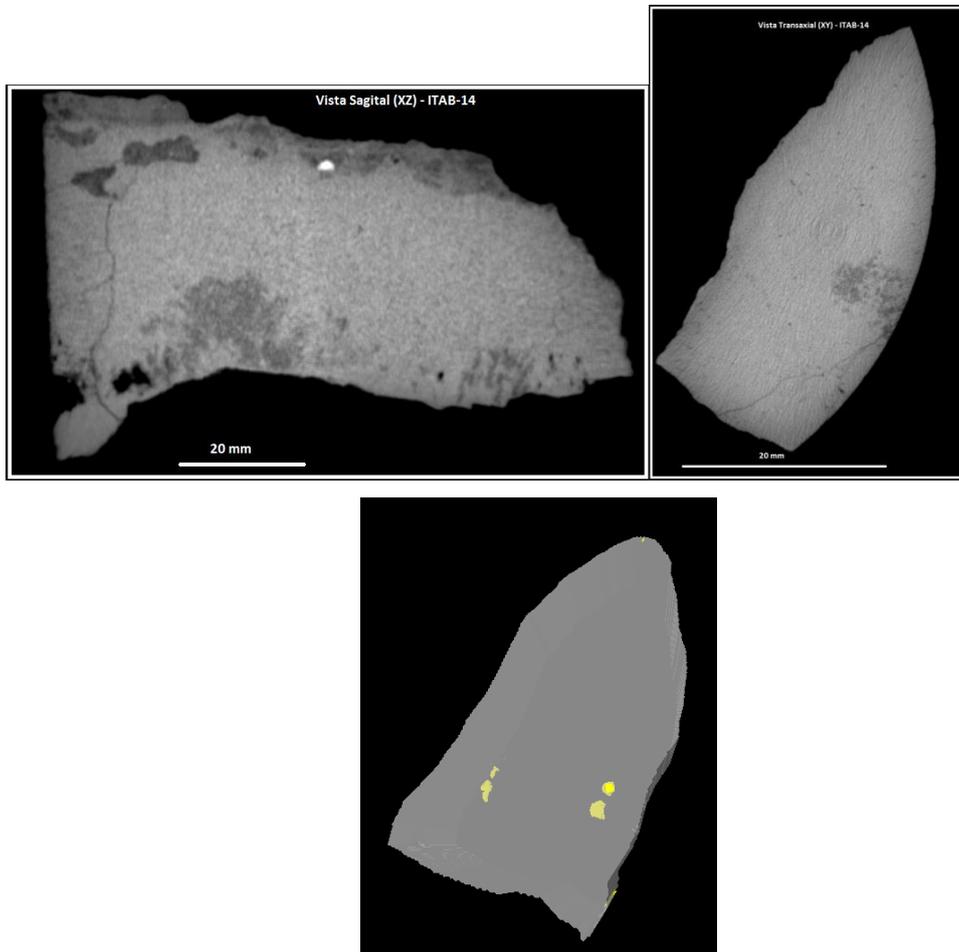


Figura V.33 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-14 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

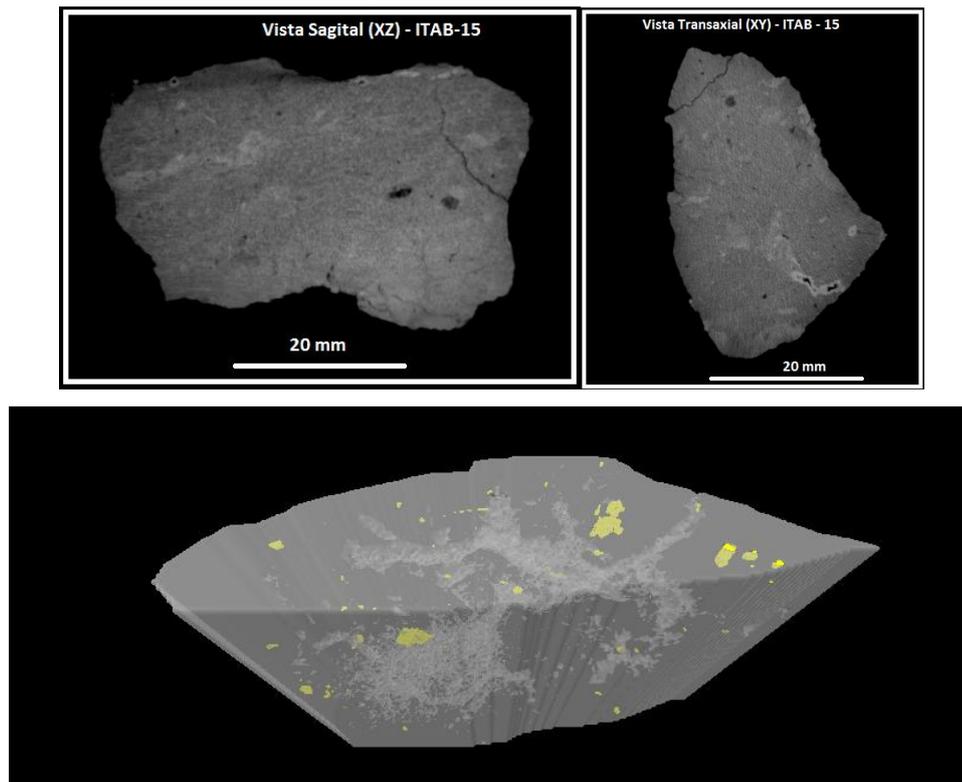


Figura V.34 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-15 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

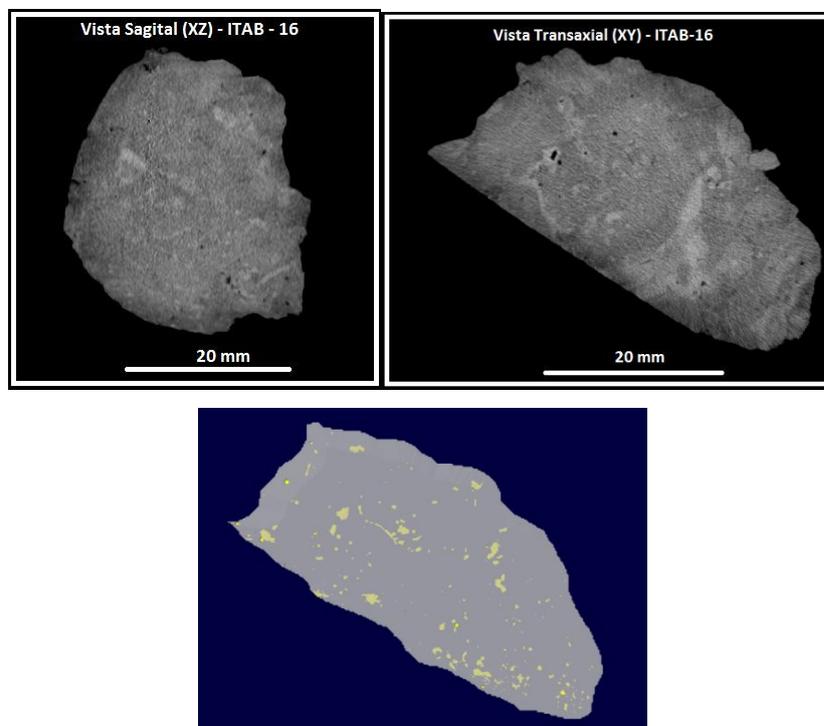


Figura V.35 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-16 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

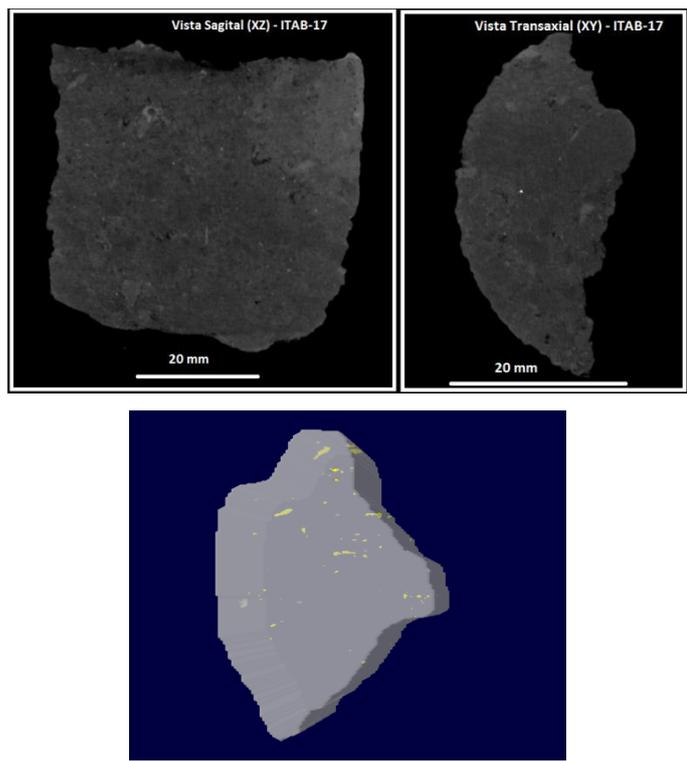


Figura V.36 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-17 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

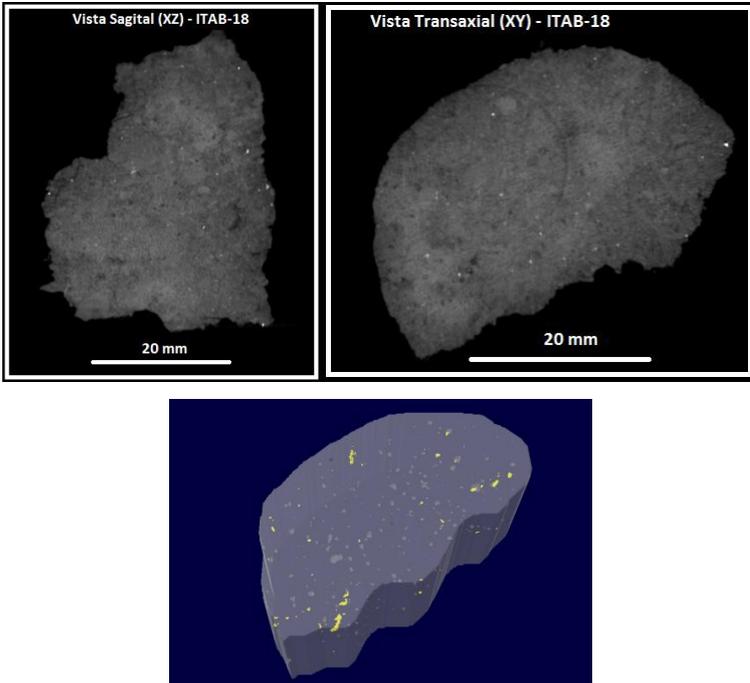


Figura V.37 - Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-18 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

Apesar da rocha de maior interesse está presente no intervalo II, este apresentou valores de porosidades de baixo a moderado, como era esperado dos perfis nucleares. Como descrito antes, o perfil de nêutrons (NEUT) indica um pico de contagem entre 27 e 30 m de profundidade indicando uma área mais porosa e isso não foi confirmado pela μ -CT, onde a visualização (figura V.33 a V.35) e a quantificação das amostras retiradas desta profundidade mostram rochas de matriz bem fechada com baixa porosidade. Desta forma, torna-se necessário chamar atenção para a questão da argila que está presente nas rochas deste intervalo, por adsorver água, a presença de grão de argila confunde o perfil de nêutrons, indicando uma área mais porosa, do que realmente se apresenta.

As figuras V.38 a V.40 pertencem as amostras retiradas dos testemunhos que representam o intervalo III. Este intervalo apresenta alguns intervalos de calcarenito conglomerático que apresenta poros intergranulares associado à microporos e fraturas como pode ser visto nos planos de projeção e no modelo tridimensional (figura V.38) e apresenta também intervalos de conglomerado com matriz areno-argilosa com presença de poros intergranulares e fraturas como ocorre na amostra ITAB-21. Os planos de projeção associados ao modelo 3D (figura V.39) mostra que esta amostra apesar de possuir poros intergranulares e fraturas apresenta baixa porosidade total e com má distribuição dos poros. O intervalo III como mostra a descrição do poço é formado em sua maior parte por biotita gnaisse, rocha metamórfica de alta densidade e com porosidade muito baixa como mostra os planos de projeção, o modelo 3D (figura V.40) e a quantificação da amostra.

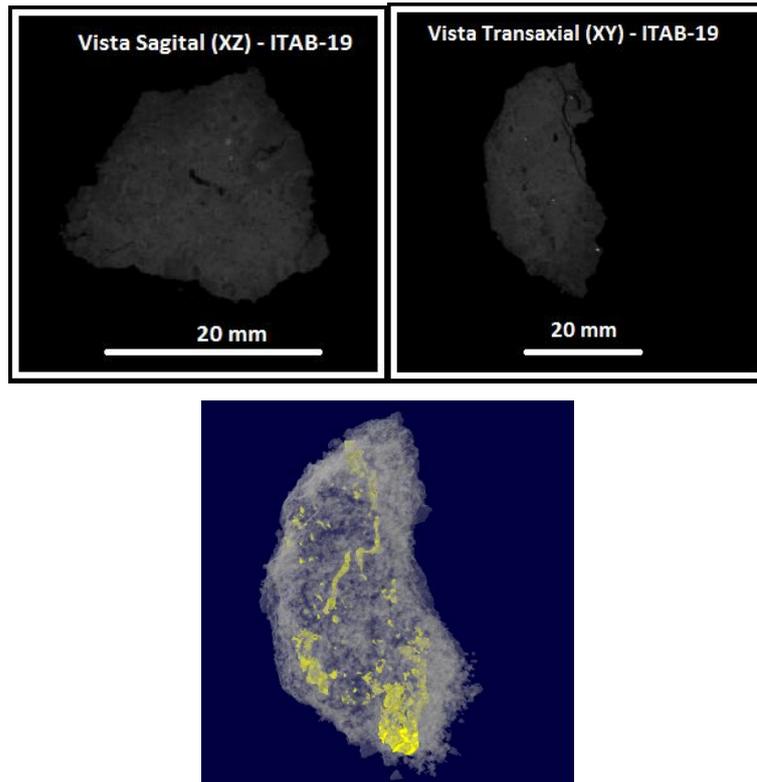


Figura V.38 – Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-19 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

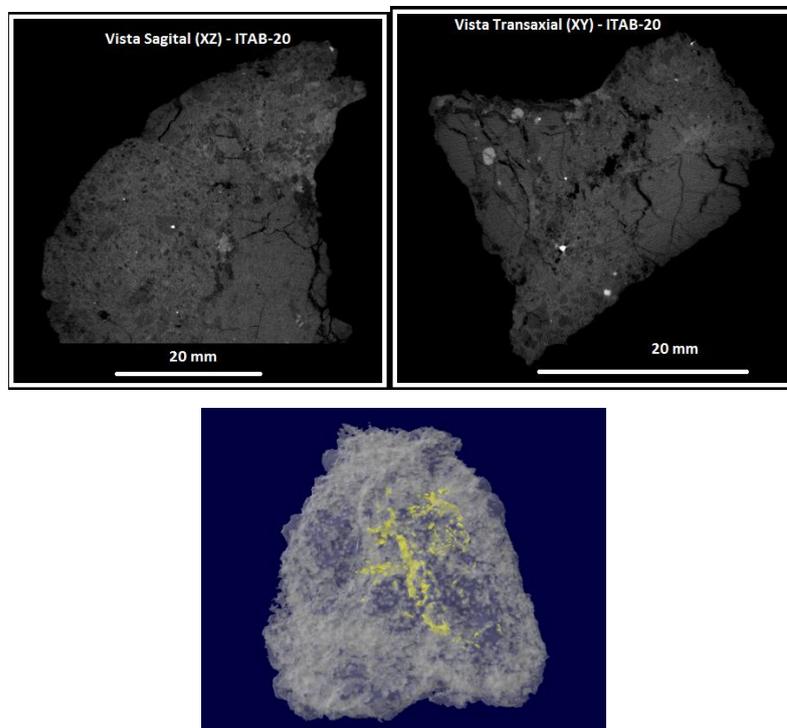


Figura V.39 – Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-20 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

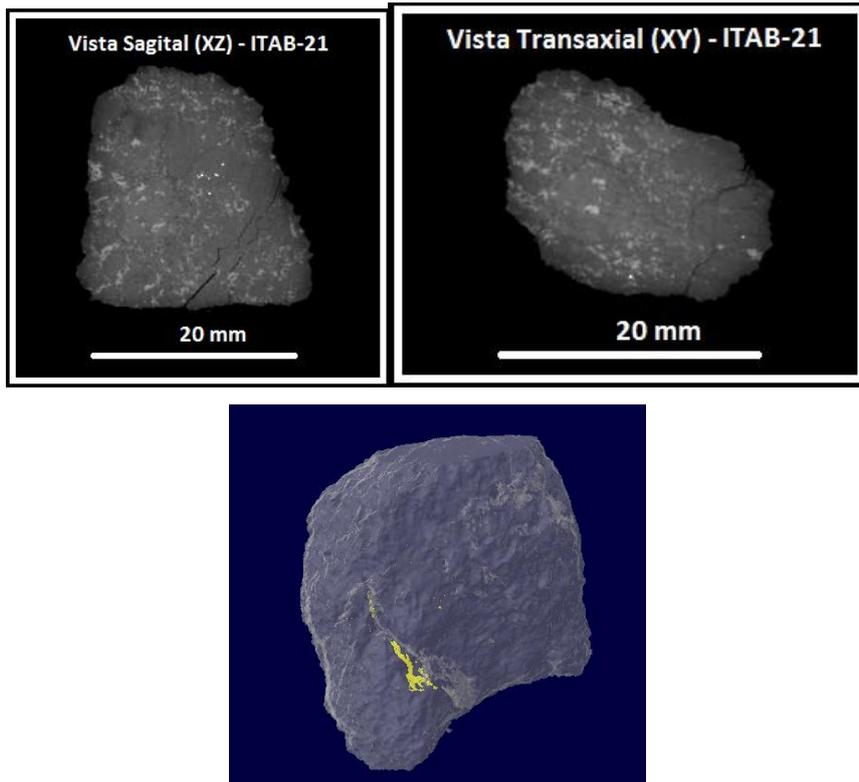


Figura V.40 – Visualização das projeções sagital e transaxial da amostra ITAB-21 e seu modelo tridimensional feito a partir da região de interesse na amostra

CAPÍTULO VI

VI CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de apresentar uma metodologia para descrição do sistema poroso de poços utilizando as técnicas de perfilagem nuclear e microtomografia computadorizada por transmissão de raios X. Os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia no poço 2-ITAB-1-RJ mostraram que o processo de avaliação do sistema poroso de poços desenvolvido nesta pesquisa é aplicável a trabalhos de pesquisa e desenvolvimento, apesar das diferenças de escala quando comparamos perfilagem geofísica de poço com amostras retiradas de testemunhos.

A aplicação dos dados de perfilagem nuclear em conjunto com os resultados obtidos por μ -CT, utilizando processos de segmentação para quantificação da porosidade apresentou importantes vantagens, mas algumas limitações. A principal vantagem apresentada por esta metodologia é a possibilidade de integração dos dados de avaliação de todo poço com amostras retiradas dos testemunhos com rapidez e confiabilidade. O processo de perfilagem nuclear é rápido demanda em torno de 3h de trabalho de campo e apresenta o perfil poroso do poço no mesmo momento em que a perfilagem ocorre estando o perfil pronto para análises ao término do processo. A limitação apresentada pela técnica é a necessidade de cuidados com a proteção radiológica, o que pode tornar o processo de autorização para uma perfilagem nuclear longo e burocrático.

A μ -CT é uma técnica de laboratório rápida e que não exige preparação de amostra, após o recebimento das mesmas o processo de aquisição, reconstrução e segmentação dura em torno de 4h de trabalho e o resultado é a caracterização geológica da rocha levando em consideração as suas diferentes fases mineralógicas e heterogeneidade para quantificação dos dados. Os resultados obtidos por μ -CT permite a análise tridimensional da distribuição e conectividade dos poros sem causar destruição na amostra, conservando as características naturais dos poros.

Nesta pesquisa foi aplicada a quantificação da porosidade por segmentação e determinação do nível de corte a partir da binarização em preto e branco. Este processo se apresenta hoje como uma desvantagem técnica, pois a determinação do nível de corte é feita visualmente e sofre interferência manual. Apesar desta limitação os resultados obtidos na comparação entre a quantificação por μ -CT e por variação da pressão confinante mostraram que a determinação da porosidade por μ -CT é confiável. Os resultados apresentados tendem a uma linearidade quando visualizados em gráficos que confrontam a porosidade por μ -CT e a porosidade por porosímetro como mostrado na figura V.14.

A análise dos dados obtidos no poço 2-ITAB-1-RJ mostrou que este possui três regiões de interesse em mudanças de porosidade caracterizadas por intervalos I, II e III. O uso da perfilagem nuclear foi de fundamental importância para tomada de decisão na escolha das amostras a serem retiradas dos testemunhos, que melhor representariam o perfil poroso do poço. A μ -CT das amostras recolhidas dos testemunhos mostraram que o intervalo I é caracterizado por baixas porosidades com má distribuição de poros apresentando porosidade por fraturas e em menor quantidade poros intragranulares e micro poros. Em relação ao intervalo II pode-se concluir que este intervalo apresenta porosidade de baixa a moderada. O último intervalo de variação de porosidade detectado pelos perfis e analisado por μ -CT foi o intervalo III que é formado em sua maior parte por rochas metamórficas com baixa porosidade que apresenta algumas fraturas originadas por formação secundária de porosidade e apresenta pequenos intervalos de calcário e material arenoso também com baixa porosidade e presença de fraturas entre os poros.

A partir da análise de todas as amostras recolhidas foi possível concluir que o poço tem apenas a facie calcário travertino com porosidade representativa e análoga a uma rocha reservatório. A profundidade de 26 m a 27 m apresentou fácies com porosidade vulgar em calcários travertino, fraturas, porosidade intergranular e micro poros, com regular distribuição de poros e boa conectividade. Este pequeno intervalo de 1 m é apresentado no perfil nuclear como uma pequena variação no perfil de nêutrons em relação às fácies superiores e inferiores, que são formadas por rochas que possuem argilominerais em sua constituição.

Como discutido na análise dos resultados das amostras do intervalo II estes argilominerais adsorvem água, dificultando a interpretação do perfil. Assim com exceção a facie de calcário travertino este poço é formado por fácies com baixa porosidade e pouca conectividade. Desta forma a partir da análise dos dados obtidos por ambas as técnicas foi possível concluir que a porosidade poço 2-ITAB-1-RJ é muito baixa, com pouca conectividade entre seus poros formando um ambiente que não será favorável para simulações de transporte e recuperação de fluidos.

Entretanto, o desenvolvimento desta metodologia e o estudo de caracterização deste poço foram importantes, pois mostrou que as técnicas de perfilagem nuclear e microtomografia computadorizada podem levar a resultados relevantes para pesquisas de engenharia de reservatório, podendo ser utilizadas para auxiliar no mapeamento e caracterização de reservatórios. Os resultados obtidos neste trabalho podem ser complementados com pesquisas de desenvolvimento para determinação por quantificação, não somente da porosidade, como também, das diferentes fases mineralógicas incorporando modelos para extrair não somente a conectividade tridimensional como também a permeabilidade levando a aplicações de simulações de recuperação de óleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] LANDIS, E. N., KEANE, D. T., 2010, “Tutorial Review X-ray Microtomography” *Materials Characterization*, v.61, pp. 1305 – 1316.
- [2] MEES, F., SWENNEN, R., VAN GEET, M., JACOBS, P., 2003, “Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences”, *Geological Society*, London, Special Publications; v. 215, pp. 1- 6.
- [3] PERRET, J., PRASHER, S. O., KANTZAS, A., LANGFORD, C., 1999, “Three-Dimensional Quantification of Macropore Networks in Undisturbed Soil Cores”, *Soil Science Society American Journal*, v. 63, pp. 1530 - 1543.
- [4] THOMAS, J. E., 2001, *Fundamentos da Engenharia do Petróleo*, 2 ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência.
- [5] RITMAN, L. E., 2004, “Micro- Computed Tomography – Current Status and Developments”, *Annual Review of Biomedical Engineering*, v.6, pp. 185 – 2008.
- [6] MASSCHAELEA, B.C., CNUDDEB, V., DIERICKA, M., JACOBS, P., VAN HOOREBEKEA, L., VLASSEN BROECKA, J., 2007, “UGCT: New X-ray Radiography and Tomography Facility”, *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research A*, v. 580, pp. 266–269.
- [7] MORENO-ATANASIO, R., WILLIAMS, R. A., JIA, X., 2010, “Combining X-ray Microtomography with Computer Simulation for Analysis of Granular and Porous Materials Particuology”, *Chinese Society of Particuology*, v.8 , pp. 81–99.
- [8] KETCHAM, R. A., CARLSON, W. D., 2001, “Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences”, *Computers & Geosciences*, v.27, pp. 381 - 400.

- [9] VAN GEET, M., SWENNEN, R., WEVERS, M., 2001, “Towards 3-D Petrography: Application of Microfocus Computer Tomography in Geological Science”, *Computers & Geosciences*, v. 27, pp. 1091 – 1099.
- [10] COLES, M. E., HAZLETT, R. D., 1996, “Characterization of Reservoir Core using Computed Microtomography”, *SPE Journal*, v.1, n.3, pp. 295 – 302.
- [11] COX, D. B., WILCOX, K.R., LEVESLEY, C. M., HALL, M.R., 2006, “Assessment of Three-Dimensional Measurement Technique for the Porosity Evaluation of PMMA Bone Cement”, *Journal of Materials Science: Material in Medicine*, v.17, n.6, pp. 553-557.
- [12] REMEYSEN, K., SWENNEN, R., 2008, “Application of Microfocus Computed Tomography in Carbonate Reservoir Characterization: Possibilities and Limitations”, *Marine and Petroleum Geology*, v.25, pp. 486–499.
- [13] REMEYSEN, K., SWENNEN, R., 2005, “Beam Hardening Artifact Reduction in Microfocus Computed Tomography for Improved Quantitative Coal Characterization”, *International Journal of Coal Geology*, v.67, pp. 101-111.
- [14] KALA, Z., AL DAYYANI, T., GRADER, A., SISK, C., 2011, “Digital Rock Physics Analysis in Complex Carbonates”, *World Oil ONLINE*, v.232, n.5. Disponível em: <http://www.worldoil.com/May-2011-Digital-rock-physics-analysis-in-complex-carbonates.aspx>. Acesso em :13 jan 2012, 15:41:20.
- [15] WALLS, J., SINCLAIR, S., 2011, “Digital Rock Physics Provide Critical Insights to Characterize Eagle Ford”, *The American Oil&Gas Reporter*. Disponível em: www.aogr.com. Acesso em : 13 jan 2012, 15:50:12.
- [16] ARNS, C. H., BAUGET, F., LIMAYE, A., SAKELLAROIU, A., SEDEN, T.J., SHEPPARD, A.P., SOK, R.M., “Pore Scale Characterization of Carbonates using X-ray Microtomography”, In: *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 90368-MS, Houston, Texas, 26-29 September 2004.

- [17] KETCHAM, R. A., ITURRINO, G. J., 2005, “Nondestructive High-Resolution Visualization and Measurement of Anisotropic Effective Porosity in Complex Lithologies using High-Resolution X-ray Computed Tomography”, *Journal of Hydrology*, v.302, pp.92-106.
- [18] CNUUDE, V., CWIRZEN, A., MASSCHAELE, B., JACOBS, P.J.S., 2009, “Porosity and Microstructure Characterization of Building Stones and Concretes”, *Engineering Geology*, v.103, pp. 76-83.
- [19] GEIGER, J, HUNYADFALVI, Z., BOGNER, P., 2009, “Analysis of Small-Scale Heterogeneity in Clastic Rocks by using Computerized X-ray Tomography (CT)”, *Engineering Geology*, v.103, pp.112-118.
- [20] CUNNINGHAMA, K. J., CARLSONB, J. I., HURLEYB, N. F., 2004, “New Method for Quantification of Vuggy porosity from Digital Optical Borehole Images as Applied to the Karstic Pleistocene Limestone of the Biscayne Aquifer, Southeastern Florida”, *Journal of Applied Geophysics* , v. 55, pp. 77– 90.
- [21] ALTMAN, S. J., PEPLINSKI, W. J., RIVERS, M. L., 2005, “Evaluation of Synchrotron X-ray Computerized Microtomography for the Visualization of Transport Processes in Low-Porosity Materials”, *Journal of Contaminant Hydrology*, v. 78, pp. 167– 183.
- [22] ROBB, J.L., KOTZER, T.G., HAWKES, C., 2007, “Investigation of the 3D Geometry of Low Permeability Rocks Using Synchrotron X-Ray Computed Microtomography”, *Earth and Environmental Science*, pp. 97-99.
- [23] ARGANDOÑA, V. G. R., CALLEJA, L., RODRIGUEZ-REY, A., DEL RIO, L.M.S., CELORIO, C., 2009, “X-ray Computed Tomography Study of the Influence of Consolidants on the Hydric Properties of Sandstones for Stone Conservation Studies”, *Engineering Geology*, v.103, pp. 69-75.
- [24] KARACAN, C.O.; OKANDAN, E., 2001, “Adsorption and Gas Transport in Coal Microstructure: Investigation and Evaluation by Quantitative X-ray CT Imaging”, *Fuel*, v.80, pp. 509-520.

- [25] GOLDSTEIN, L.; PRASHER, S. O.; GHOSHAL, S., 2007, “Three-Dimensional Visualization and Quantification of Non-Aqueous Phase Liquid Volumes in Natural Porous Media Using a Medical X-ray Computed Tomography Scanner”, *Journal of Contaminant Hydrology*, v. 93, pp. 96-110.
- [26] CHARBUCINSKI, J.; NICHOLS, W., 2003, “Application of Spectrometric Nuclear Borehole Logging for Reserves Estimation and Mine Planning at Callide Coalfields Open-Cut Mine”, *Applied Energy*, v.74, pp. 313–322.
- [27] WEBBER, T.; SALVADORETTI, P.; KOPPE, J. C.; COSTA, J. F. C. L., 2009, “Estimativa de Parâmetros Indicadores de Qualidade de Carvão a partir de Perfilagem Geofísica”, *REM: R. Esc. Minas*, v.62, n. 3, pp. 283-289.
- [28] AL-SABTI, H.M., “Lithology determination of clastic reservoir facies From Well Logs, Saudi Arabia”, *SPE Middle East Oil Show*, SPE 21457, 1991.
- [29] ROSS, C.M., CALLENDER, C.A., TURBEVILLE, J.B., FUNK, J.J., 1995, “Modeling of Capillary Pressure Behavior using Standard Open Hole Wireline Log Data: Demonstrated on Carbonates from the Middle East”, In: *Proceedings of SPE Technical Conference & Exhibition*, SPE 30543, Dallas, Texas, 22–25 October.
- [30] HEIDARI, Z., TORRES-VERDÍN, C., MENDOZA, A., IJASAN, O., VOSS, B., “Rapid, Interactive Assessment of Petrophysical and Geometrical Effects on Density and Neutron Logs Acquired in Vertical and Deviated Wells”, In: *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE124879, New Orleans, Louisiana, 4 - 7 October 2009.
- [31] SILVA, J. C., 2001, “Monte Carlo Simulation of Nuclear Logging Detection Systems”, *Brazilian Journal of Geophysics*, v.19, pp. 240-250.
- [32] MENDOZA, A., PREEG, W.E., TORRES-VERDÍN, C., ALPAK, F.O., 2007 “Monte Carlo Modeling of Nuclear Measurements in Vertical and Horizontal Wells in the Presence of Mud-Filtrate Invasion and Salt Mixing”, *Petrophysics*, v.48, pp. 28–44.

- [33] SCHLUMBERGER, 2009, *Schlumberger Book: Log Interpretation Charts, Hard Cover, 304 pp.*
- [34] TIAB, D., ERLE C.D., 2004, *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, 2 ed. Burlington, Elsevier.
- [35] **CARVALHO, R. S.; ROSA, A. J.**, 2006, *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência.
- [36] SCHON, J.H., 2004, *Physical properties of rocks: Fundamentals and Principles of petrophysics*, Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration, Elsevier.
- [37] GRATON, L. C.; FRASER, H. J., 1935, “Systematic packing of spheres with particular relation to porosity and permeability”, *The Journal of Geology*, v.43, n. 8, pp. 785-909.
- [38] GLEMSER, C. T., 2007, *Petrophysical and geochemical characterization of midale carbonates from the weyburn oilfield using synchrotron x-ray computed microtomography*, Dissertação de mestrado, Departamento de Geologia, Universidade de Saskatchewan Saskatoon, Canada.
- [39] CHOQUETTE, P. W., PRAY, L. C., 1970, “Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates”, *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 54, n. 2 , pp. 207-250.
- [40] SCHLUMBERGER, 1991, *Log Interpretation Principles/Applications*, Schlumberger Educacional Service, Houston, Texas.
- [41] WEBBER, T., 2008, *Estimativa de qualidade de carvão usando krigagem dos indicadores aplicados a dados obtidos por perfilagem geofísica*, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia, PPGEM/UFRGS, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

- [42] CHUNG, K.C., 2001, *Introdução à física nuclear*, 1 ed. 1 ed. Rio de Janeiro, Editora da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.
- [43] TAUATA, L.; SALATI, I. P. A.; PRINZIO, R. DI; PRINZIO, M. A. R. R. DI, 2003, *Radioproteção e Dosimetria: Fundamento*, 5.ed, IRD/CNEN.
- [44] LIMA, I. C. B., 2006, *Caracterização de Estruturas Internas Ósseas Através das Técnicas de Microtomografia Computadorizada Tridimensional E Fluorescência de Raios X*, Tese de D. SC., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [45] CARDOSO, E. M., *Apostila educativa: radioatividade*, CNEN, Disponível em: www.cnen.gov.br, Acesso em: 27 dez. 2010, 15:32:12.
- [46] ELLIS, D. V.; SINGER JULIAN M., 2008, *Well Logging for Earth Scientists*, 2ed. Netherlands, Ed.Springer.
- [47] BELKNAP, W. B., DEWAN, J. T., KIRKPATRICK, C. V., MOTT, W. E., PEARSON, A. J., RABSON, W. R., 1959, "Recommended Practice for Standard Calibration and Form for Nuclear Logs", *American Petroleum Institute*, API 59-289.
- [48] NERY, G. G, 2004, *Perfilagem Geofísica*, HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda.
- [49] ZAMBONI, C. B., 2007, *Fundamentos da Física de Nêutrons*, 1 ed., **Editora Livraria da Física**.
- [50] FELDKAMP, L. A., DAVIS, L. C., KRESS, J. W., 1984, "Practical Cone Beam Algorithm", *Journal of Optical Society of America*, v.1, n.6, pp. 612-619.
- [51] VAN GEET, M., SWENNEN, R., WEVERS, M., 1999, "Quantitative Analysis of Reservoir Rocks by Microfocus X-ray Computerised Tomography", *Sedimentary Geology*, v.132, pp. 25-36.
- [52] UMBAUGH, S.E., 2005, "Computed Imaging". *CRC Press Publisher*, USA.

- [53] FLYNN, M.J.; HAMES, S. M.; DAVID, A., REIMANN, D.A., SCOTT, J., WILDERMAN, S.J., 1994, “Microfocus X-ray Sources for 3D Microtomography”. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A.*, v. 353, pp. 312-315.
- [54] BUYNAY, C.F.; BOSSI, R.H., 1995, “Applied X-ray Computed Tomography”. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section B.*,v.99, pp. 772-774.
- [55] MARTINS, R. A., 1998, “A Descoberta dos Raios X: O Primeiro Comunicado de Roentgen”, *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v.20, n.4, pp. 373-391.
- [56] NOGUEIRA, L.P, 2008, *Quantificação histomorfométrica óssea a partir de microtomografia 3D por contraste de fase e transmissão de raios x utilizando luz síncrotron*, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [57] BERLAND, L.L., 1987, *Practical CT: Technology and Techniques*, Raven Press, New York.
- [58] OLDENBERG, O., HOLLADAY, W. G.,1971, *Introdução à Física Atômica e Nuclear*, 1 ed. São Paulo, Edgar Blücher Ltda.
- [59] BRECHER, R.; BRECHER, E., 1969, “The Rays: A History of Radiology in the United States and Canada”, 1ed. Baltimore, Williams and Wilkins.
- [60] EISBERG, R.; RESNICK, R., 1994, *Física Quântica.*, 3 ed New York, John Wiley & Sons Inc..
- [61] BLATT, F. J., 1992, *Modern Physics*, 1 ed. New York, McGraw-Hill.
- [62] KAPLAN, I., 1962, *Física Nuclear*, 1 ed. USA, Addison-Wesley Publishing Company.
- [63] NÓBREGA, DA A. I. , 2007, *Manual de Tomografia Computadorizada*, Série Tecnologia em Radiologia Médica, 1 ed. São Paulo, Edição Revista,.

- [64] WELLINGTON, S.L.; VINEGAR, H.J., 1987, "X-ray Computerized Tomography", *Journal Petroleum Technology*, v.39, n.8, pp. 885–898.
- [65] FABRE, D.; MAZEROLLE, F.; RAYNAUD, S., 1989, "Caractérisation tomodensitométrique de la porosité et de la fissuration de roches sédimentaires", In: *Proceedings of Maury V, Fourmaintraux, D., (Eds.), Rock at Great Depth*, Balkema, Rotterdam, pp. 297–304.
- [66] RAYNAUD, S.; FABRE, D.; MAZEROLLE, F.; GERAUD, Y.; LATIÈRE, H.J., 1989, "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
- [67] SWENNEN, R., POOT, B., MARCHAL, G., 1990 "Computerized Tomography as a Tool in Reservoir Characterization", *Zbl. Geol. Paläont Teil I*, 1105–1124.
- [68] ORSI, T.H., EDWARDS, C.M., ANDERSON, A.L., 1994, "X-ray Computed Tomography: A Nondestructive Method for Quantitative Analysis of Sediment Cores", *J. Sed. Res.*, v.A64, pp. 690–693.
- [69] BOESPFLUG, X., ROSS, N., LONG, B., DUMAIS, J.F., 1994, "Tomodensitométrie axiale: relation entre l'intensité tomographique et la densité de la matière", *Can. J. Earth Sci.*, v. 31, pp. 426–434.
- [70] VERHELST, F., DAVID, P., FERMONTE, W., JEGERS, L., VERVOORT, A., 1996, "Correlation of 3D-Computerized Tomographic Scans and 2D Colour Image Analysis of Westphalian Coal by Means of Multivariate Statistics", *Int. J. Coal Geol.*, v.29, pp. 1–21.
- [71] IKEDA, S.; NAKANO, T.; NAKASHIMA, Y., 2000, "Three Dimensional Study on the Interconnection and Shape of Crystals in a Graphic Granite by X-ray CT and Image Analysis", *Mineral. Mag.*, v.64, pp. 945–959.

- [72] VAN GEET, M.; SWENNEN, R., 2001, “Quantitative 3D-fracture Analysis by Means of Micro-Focus X-ray Computer Tomography (μ -CT): An Example from Coal”, *Geophysical Research Letters*, v.28, pp. 3333–3336.
- [73] VAN GEET, M.; SWENNEN, R.; DAVID, P., 2001, “Quantitative Coal Characterisation by Means of Microfocus X-ray Computer Tomography Colour Image Analysis and Back-Scattered Scanning Electron Microscopy”, *Int. J. Coal Geol.*, v.46, pp. 11–25.
- [74] VAN GEET, M., 2001, *Optimisation of microfocus X-ray computer tomography for geological research with special emphasis on coal components (macerals) and fractures (cleats) characterization*, Tese de D. Sc., K.U. Leuven, Belgium.
- [75] BRAY, D.E., 1996, “Nondestructive Evaluation”, *CRC Press Publisher*, USA.
- [76] SKYSCAN, 2010, *Structural parameters measured by the Skyscan™ CT-analyser software*, Skyscan N.V., Aartselaar, Belgium.
- [77] PINHEIRO, C.J.G, 2008, *Desenvolvimento de um algoritmo para quantificação de microestruturas em tomografias 3D de objetos complexos obtidas com radiação síncrotron*, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [78] WANG, G., LIN, T. H., CHENG, P., SHINOZAKI, D., 1993, “A General Cone-Beam Reconstruction Algorithm”, *IEEE Trans Med Imag.*, MI-12, pp. 486-496.
- [79] KUDO, H., SAITO, T., 1992, “Helical-Scan Computed Tomography using Cone-Beam Projections”, In: *Proceedings Conf. Rec. 1991 IEEE Med Imag*, Santa Fe, NM, pp. 1958-1962.
- [80] PHILPOTTS A.R., 1990, *Principles of Igneous and Metamorphic Petrology*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- [81] ROBERTSON GEOLOGGING, 2009, *Robertson Geologging Winlogger Software Operating Manual*, Robertson Geologging Ltd, Houston, Texas, USA.

[82] Core Laboratories Instruments, 2003, *Quick Start Manual for Ultra Poro-Perm 500*.

[83] Du, Y. L., UMOH, J., NIKOLOV, N. H., POLLMANN, I. S., LEE, T., HOLDSWORTH, W. D., 2007, “ A quality Assurance Phantom for the Performance Evaluation of Volumetric Micro-CT Systems”, *Physics in Medicine and Biology*, v.52, pp.7087 –7108.

[84] JUDY, P.F., BALTER S., BASSANO D., MCCULLOUGH E.C., PAYNE J.T., ROTHENBERG L., 1977, “A Typical Phantom Configuration For Evaluating Performance of X-ray Transmission Computed Tomography (XCT) Scanners”, American Association of Physicists in Medicine, Report No. 1, pp. 1 – 23.

[85] SOUZA F.A.L., 2009, *Correlação de porosidade de dados de testemunhos com perfil sintético de porosidade efetiva na Bacia de Resende*, Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, CCMN/UFRJ.

[86] ALMADA A. V. M. B., 2007, *Determinação de fácies sedimentares com base em dados de subsuperfície, na formação Resende (Bacia de Resende, RJ)*, Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, CCMN/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[87] RAMOS, R. R. C., 2003, *Sistemas Aluviais Terciários da Bacia de Resende, Estado do Rio de Janeiro, Brasil: Análise de Fácies e Revisão Estratigráfica*. Tese de D. Sc., Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, CCMN/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[88] Skyscan, 2008. *The user's guide*, CT-Analyser (version 1.6.1), Disponível em: www.skyscan.be, Acesso em: 19 abr. 2009, 10:20:13.

[89] FRANCISCO B.H.R., 1975, *Geologia e Estratigrafia da Bacia Calcária de São José, Município de Itaboraí (RJ)*, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, CCMN/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[90] MOORE, C. H., 2001, *Carbonate Reservoirs Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*, 1 ed Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Scientific Publ. Co., *Developments in Sedimentology* 55.

[91] TUCKER, M.E. AND WRIGHT, V.P., 1993, *Carbonate Sedimentology*, 1 ed. Oxford, Blackwell Scientific Publications.

[92] WILSON, J.L., 1975, *Carbonates Facies in Geologic History*, New York Springer and Verlag.

[93] EHRENBURG, S.H, NADEAU P. H., <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/89/4/435.abstract> - aff-2 2005, “Sandstone vs. Carbonate Petroleum Reservoirs: A global Perspective on Porosity-Depth and Porosity-Permeability Relationships”, *AAPG Bulletin*, v. 89, n. 4, p. 435-445.

[94] SILVA, E. A., GAUZA, A. M., ROCHA, P.L.F., LUNA, J.L., 2010, “Aplicação de Sismograma Sintético para Identificação de Fraturas no Poço UFRJ-1-RJ”, In: *Proceedings of IV Brazilian Geophysics Symposium*, Brasília, Brasil.

APÊNDICE

A– Fotografia das amostras retiradas dos testemunhos do poço 2-ITAB-1-RJ

A.1 – INTERVALO I

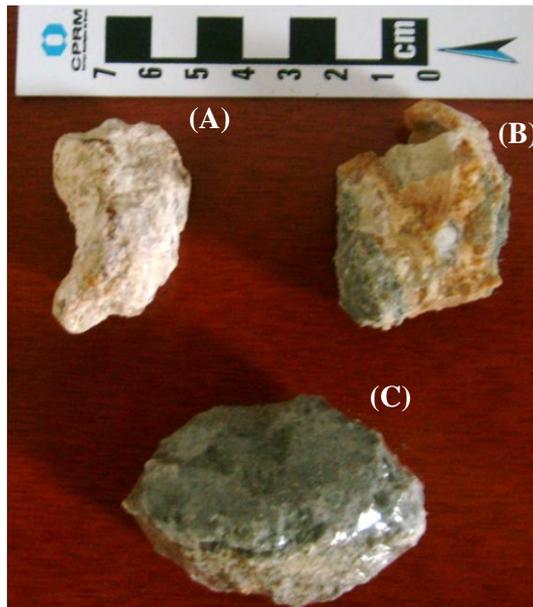


Figura A.1: (A) ITAB-01, amostra retirada a 4,2 m de profundidade, (B) ITAB-02, amostra retirada a 5,0 m de profundidade e (C) ITAB-03, amostra retirada a 5,5 m de profundidade.



Figura A.2: (A) ITAB-04, amostra retirada a 7,7 m de profundidade, (B) ITAB-05, amostra retirada a 9,0 m de profundidade e (C) ITAB-06, amostra retirada a 9,5 m de profundidade.



Figura A.3: ITAB-07, amostra retirada a 10,5 m de profundidade

A.2 – INTERVALO II



Figura A.4: ITAB-08, amostra retirada a 11,6 m de profundidade.



Figura A.5: (A) ITAB-09, amostra retirada a 16,5 m de profundidade e (B) ITAB-10 amostra retirada a 18,5 m de profundidade.

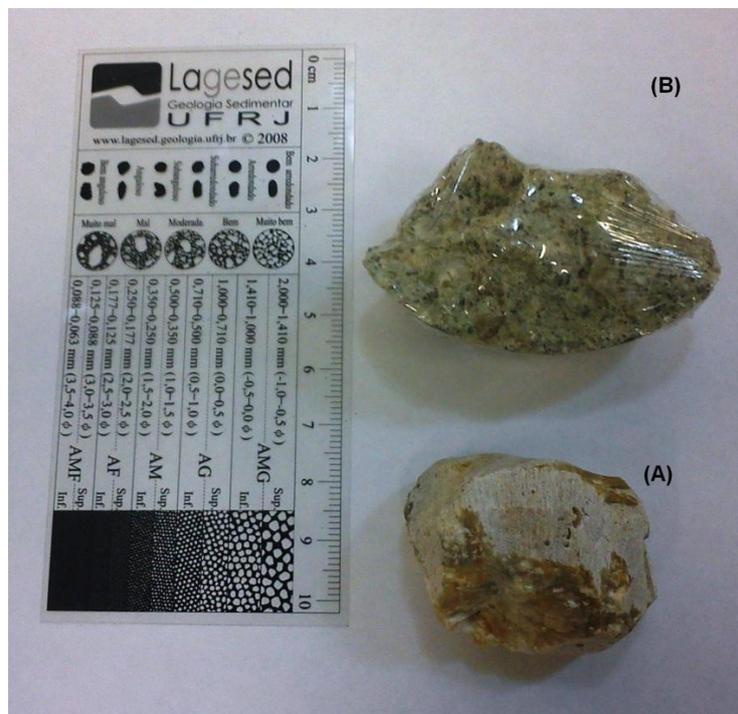


Figura A.6: (A) ITAB-11, amostra retirada a 19,2 m de profundidade e (B) ITAB-12 amostra retirada a 24,2 m de profundidade.



Figura A.7: (A) ITAB-13, amostra retirada a 24,2 m de profundidade

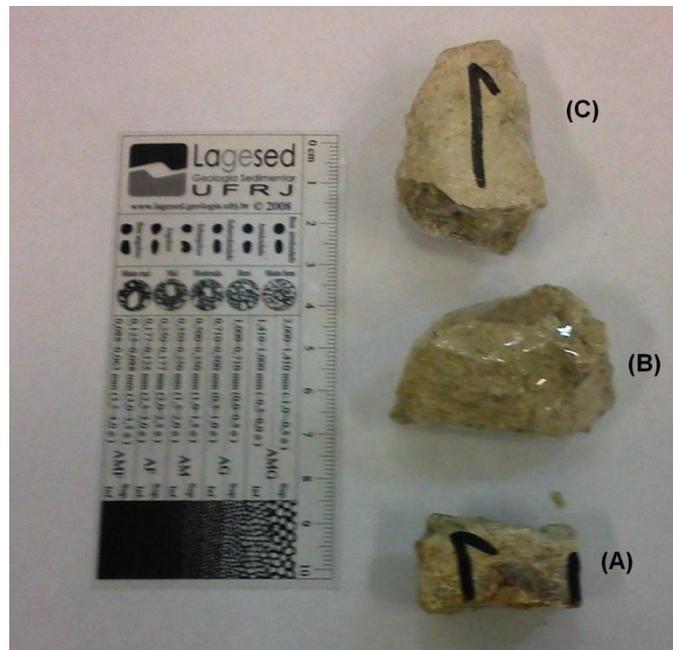


Figura A.8: (A) ITAB-14, amostra retirada a 28,6 m de profundidade, (B) ITAB-15 amostra retirada a 29,8 m de profundidade (C) ITAB-16 amostra retirada a 30,2 m de profundidade.

