



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEODINÂMICA E GEOFISICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

INTEGRAÇÃO DE MÉTODOS PETROFÍSICOS PARA CARACTERIZAÇÃO MULTIESCALA DE SISTEMAS POROSOS EM ROCHAS CARBONÁTICAS DA BACIA POTIGUAR

Autor:

IROSVALDO FERREIRA DE CARVALHO FILHO

Orientador:

PROF. DR. MILTON MORAIS XAVIER JUNIOR

Dissertação /PPGG

2025

Natal/RN, Brasil

IROSVALDO FERREIRA DE CARVALHO FILHO

**INTEGRAÇÃO DE MÉTODOS PETROFÍSICOS PARA
CARACTERIZAÇÃO MULTIESCALA DE SISTEMAS POROSOS
EM ROCHAS CARBONÁTICAS DA BACIA POTIGUAR**

Dissertação apresentada em julho de 2025 ao Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) como requisito à obtenção do Título de Mestre em Geodinâmica e Geofísica, Área de Concentração Geologia e Geofísica do Petróleo.

BANCA EXAMINADORA:

PROF. DR. MILTON MORAIS XAVIER JUNIOR
Presidente e orientador (PPGG-UFRN)

PROF. DR. PEDRO XAVIER NETO
Membro interno (UFRN)

DR. ANDRE ALVES DE SOUZA
Membro externo

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Setorial Prof. Ronaldo Xavier de Arruda - CCET

Carvalho Filho, Irosvaldo Ferreira de.

Integração de métodos petrofísicos para caracterização multiescala de sistemas porosos em rochas carbonáticas da Bacia Potiguar / Irosvaldo Ferreira de Carvalho Filho. - 2025.
87 f.: il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica. Natal, RN, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Milton Moraes Xavier Junior.

1. Petrofísica - Dissertação. 2. Rochas Carbonáticas - Dissertação. 3. Porosidade - Dissertação. 4. Microtomografia - Dissertação. 5. Caracterização Multiescalar - Dissertação. 6. Ressonância Magnética Nuclear - Dissertação. 7. Bacia Potiguar - Dissertação. I. Xavier Junior, Milton Moraes. II. Título.

RN/UF/CCET

CDU 622.02(043.3)

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG) pelo apoio institucional e pela infraestrutura disponibilizada.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pela concessão da bolsa de estudos por meio do Programa de Recursos Humanos em Geociências e Informática da UFRN (PRH-ANP 42.1).

Ao Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (LPFR) e à equipe do Laboratório de Engenharia de Reservatórios de Petróleo (LABRES) da UFRN, pela realização das análises de porosidade por expansão de gás. Ao Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios X da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), pela aquisição dos dados de microtomografia de raios X. Ao Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM) e à equipe da linha de luz MOGNO do Laboratório Nacional de Luz Síncrotron (LNLS), pela aquisição dos dados de imagem de alta resolução.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Milton Moraes Xavier Júnior, pela confiança, orientação, dedicação, acolhimento e oportunidade de acesso a laboratórios, equipamentos e recursos computacionais de alto nível.

Aos membros da banca de qualificação, Prof. Dr. Leandson Roberto Fernandes, Dr. Cayo César Cortez Pontes; e defesa e Prof. Dr. Pedro Xavier Neto e Dr. Andre Alves De Souza, pela participação, correções e valiosas contribuições que enriqueceram este trabalho.

Ao meu colega de laboratório, Maurício, a quem tenho grande admiração, pelo incentivo, auxílio e pelos ensinamentos valiosos compartilhados. Levarei todos esses momentos como uma grande bagagem para a vida.

Aos meus amigos, dentro e fora do ambiente acadêmico, Alessandra Camilli, Luiz Henrique, Tacy, Thiago, Fernando, Gabriel e Ana Beatriz, por todos os momentos compartilhados.

Em especial, à minha grande amiga Yasmym, companheira de graduação e de longos anos, por estar sempre ao meu lado, trilhando cada passo desta jornada, e por não medir esforços para me ajudar e aconselhar; às minhas geólogas favoritas, Larissa e Mariana,

por todos os momentos descontraídos, divertidos e reflexivos; A Ítalo, por todo o suporte e carinho; À Gabrielle e Jorge Anderson, por estarem presentes em todos os momentos; E às minhas gatas, Asterisco e Onix.

Agradeço também a todos aqueles com quem tive o privilégio de conviver e compartilhar esta jornada na UFRN. Cada encontro e experiência contribuíram de forma única para o meu crescimento pessoal e acadêmico.

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma análise comparativa de técnicas petrofísicas aplicadas à caracterização de sistemas porosos em rochas carbonáticas, com foco em um conjunto de 101 amostras da Bacia Potiguar, das quais 9 foram destinadas exclusivamente a análises digitais. Integraram-se metodologias tradicionais, como a porosimetria a gás e a porosidade por saturação em água, a técnicas avançadas de imageamento digital, incluindo microtomografia de raios X (Micro-CT), tomografia por radiação síncrotron (SR-CT) e medições por Ressonância Magnética Nuclear (RMN). A pesquisa destacou a complementaridade entre os métodos, evidenciando como cada técnica acessa frações específicas do sistema poroso: a porosimetria a gás demonstrou alta eficiência na determinação de volumes interconectados; a saturação com água evidenciou a fração efetivamente ocupada por fluidos móveis; a RMN destacou-se por sua sensibilidade a microporos; enquanto a microtomografia permitiu detalhar a conectividade estrutural e a morfometria tridimensional do meio poroso. Os resultados apontam que as variações entre as técnicas são explicadas por fatores como presença de poros não saturados, ar aprisionado, limitações de molhabilidade e diferenças na resolução de imagem. Do ponto de vista estatístico, a integração de análises gráficas de dispersão com os testes ANOVA e Tukey HSD confirmou diferenças significativas entre litofácies e entre os métodos aplicados, reforçando a importância de abordagens multitécnicas na caracterização petrofísica de reservatórios carbonáticos.

Palavras-chave: Petrofísica; Rochas Carbonáticas; Porosidade; Microtomografia; Ressonância Magnética Nuclear; Bacia Potiguar.

ABSTRACT

This dissertation presents a comparative analysis of petrophysical techniques applied to the characterization of porous systems in carbonate rocks, focusing on a set of 101 samples from the Potiguar Basin, of which 9 were exclusively allocated for digital analyses. The study integrated traditional methodologies, such as gas porosimetry and water saturation porosity, with advanced digital imaging techniques, including X-ray microtomography (Micro-CT), synchrotron radiation tomography (SR-CT), and Nuclear Magnetic Resonance (NMR) measurements. The research highlighted the complementary nature of these methods, demonstrating how each technique accesses specific fractions of the porous system: gas porosimetry proved highly efficient in determining interconnected volumes; water saturation revealed the fraction effectively occupied by mobile fluids; NMR stood out for its sensitivity to micropores; while microtomography enabled detailed characterization of structural connectivity and three-dimensional morphometry of the porous medium. The results indicate that variations between techniques are explained by factors such as the presence of unsaturated pores, trapped air, wettability limitations, and differences in image resolution. From a statistical standpoint, the integration of scatter plot analyses with ANOVA and Tukey HSD tests confirmed significant differences between lithofacies and among the applied methods, reinforcing the importance of multi-technique approaches in the petrophysical characterization of carbonate reservoirs.

Keywords: Petrophysics; Carbonate Rocks; Porosity; Microtomography; Nuclear Magnetic Resonance; Potiguar Basin.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Apresentação	15
1.2	Objetivos	16
1.2.1	Objetivos Gerais	16
1.2.2	Objetivos específicos	16
1.3	Estrutura	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Métodos Convencionais.....	17
2.2	Tomografia Computadorizada (CT).....	18
2.3	Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	20
3	Fundamentação Teórica	22
3.1	Rochas carbonáticas	22
3.1.1	Classificação das Rochas Carbonáticas e suas Propriedades Petrofísicas.....	23
3.2	Propriedades Físicas das Rochas	25
3.2.1	Porosidade	25
3.2.2	Saturação de Fluidos	28
3.3	Tomografia Computadorizada	29
3.3.1	Microtomografia computadorizada de raios X.....	30
3.3.2	Tomografia Computadorizada por Síncrotron (SR-CT)	35
3.4	Ressonância Magnética Nuclear	36
3.4.1	Fundamentos básicos da RMN	36
4	MATERIAIS E MÉTODOS	44
4.1	Amostras Analisadas	44
4.2	Petrofísica Convencional	46
4.3	Equipamento de microtomografia de Raios X.....	47
4.4	Equipamento de microtomografia por Síncrotron (SR-CT).....	48
4.5	Ressonância Magnética Nuclear	50
4.6	Metodologias de Aquisição dos Dados	51
4.6.1	Reconstrução e Segmentação do sistema poroso	51
4.6.2	Metodologias Estatísticas Aplicadas.....	54

5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	55
5.1	Análise Estatística dos Dados	55
5.1.1	Descrição Estatísticas das Litofácies	55
5.1.2	Descrição Estatística da Porosidade	57
5.2	Visualização das Imagens Segmentadas	62
5.3	Análise Morfométrica dos Sistemas Porosos Digitais.....	63
5.3.1	Avaliação Integrada das Porosidades: Gás, Saturada, RMN e Digital	64
5.4	Discussão Integrada e Implicações Petrofísicas	66
6	CONCLUSÃO	69
7	Referências Bibliográficas	71
8	Apêndice A – Artigo Submetido.....	77
8.1	Introdução.....	78
8.2	Metodologia	78
8.2.1	Técnicas Petrofísicas.....	78
8.3	Análises Estatísticas	79
8.4	Resultados e Discussão	79
8.4.1	Análise Multivariada (PCA)	80
8.4.2	Análise Univariada e por Litofácie	81
8.4.3	Correlação entre Métodos e ICT	81
8.5	Considerações finais	83
9	Anexo 1	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação de porosidade segundo Choquette e Pray (1970) considerando fatores deposicionais e diagenéticos para rochas carbonáticas. _____	24
Figura 2 - Representação esquemática da porosidade absoluta, que independe da conectividade dos poros presentes na rocha. _____	25
Figura 3 - Representação da geometria para diferentes modelos de empacotamento com grãos esféricos, onde R é o raio do grão esférico: a) cúbico; b) ortorrômico; c) romboédrico. _____	27
Figura 4 - Representação dos processos de aquisição e reconstrução de imagens, incluindo a geração de imagens 2D e a renderização 3D. _____	29
Figura 5 - Princípio da atenuação de raios X ao atravessar um objeto. a) Representa o feixe incidente (I_0) e o feixe transmitido (I) como uma linha que atravessa a amostra. A intensidade adquirida $I(x,z)$ é modelada por meio de uma integração linear da absorção de raios X ao longo do trajeto do feixe. (b) Apresenta um mapa de projeção de $I(x,z)$, que representa a intensidade medida após a passagem do feixe pela amostra. _____	31
Figura 6 - Exemplificação do Teorema da Fatia de Fourier. _____	32
Figura 7 - Representação dos pixels de uma imagem, com a esquematização dos seus valores em matriz à direita. _____	33
Figura 8 - Empilhamento das seções 2D da amostra (a), e a representação da imagem 3D. ____	34
Figura 9 - Representação do Momento Magnético em movimento de precessão; b) Vetor resultante da magnetização _____	37
Figura 10 - (a) e (b) ilustram a reação vetorial à aplicação de um pulso de 90° sobre a magnetização M_0 . (c) Representa o processo de relaxação após o pulso B_1 e o retorno ao equilíbrio inicial. Por fim, em (d), é mostrado um sinal típico de RMN, registrado através do decaimento ao longo do tempo. _____	38
Figura 11 - sequência de pulsos de radiofrequência do experimento de Inversão-Recuperação, utilizado para a determinação da constante de T_1 _____	39
Figura 12 - Demonstração do Spin-Echo em 2τ . _____	40
Figura 13 - Sequência de pulsos CPMG, para determinação da constante de relaxação transversal T_2 . _____	40
Figura 14 - a) Sistema poroso com tamanhos de poros variados. b) O sinal multiexponencial, composta pela soma de exponenciais simples. c) Cada exponencial é descrita por um tempo de relaxação (T_2). _____	42
Figura 15 - Curva de relaxação de T_2 e sua decomposição em uma distribuição de tempos de relaxação transversal. _____	43
Figura 16 - Imagens de 5 amostras carbonáticas utilizadas, com seus respectivos códigos. ____	45

Figura 17 - a) Amostra lixadas e prontas para serem posteriormente fixadas em um pedaço de madeira b).	46
Figura 18 - Coreval 700, mede na pressão de confinamento de sobrecarga (400 psi a 10.000 psi)	47
Figura 19 - Tomográfico Nikon, modelo XT H 225 ST.	48
Figura 20 - Projeto óptico da linha de luz MOGNO.	49
Figura 21: Fluxograma representando as etapas de aquisição para obter porosidade na RMN	50
Figura 22: Representação de uma segmentação simples feita pelo método de Otsu: a cor azul representa a porosidade, enquanto os tons mais claros é a matriz da rocha.	52
Figura 23 - Separação da maior rede de poros conectados na amostra segmenta.	53
Figura 24 - Comparação das Distribuições de Porosidade: Gás, RMN e Saturada	58
Figura 25 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Gás e RMN.	59
Figura 26 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Gás e Saturada.	60
Figura 27 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Saturada e RMN.	61
Figura 28 - Erros técnicos na aquisição de imagens de microtomografia. Artefatos e ruídos são visíveis em (a); enquanto (b) evidencia a dificuldade de segmentação devido a espelhamento e descentralização.	62
Figura 29 - Comparação entre imagens obtidas por microtomografia (esquerda) e síncrotron (direita).	63
Figura 30 - Demonstração da potencialidade da integração das técnicas com as imagens digitais. A análise das estruturas internas fornece um entendimento mais robusto do sistema poroso.	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Diferenças técnicas entre a Microtomografia Computadorizada (Micro-CT) e a Tomografia Computadorizada por Síncrotron (SR-CT).....	36
Tabela 2 - Estatísticas descritivas das amostras por litofácia, incluindo contagem, proporção, dimensões e massas.....	55
Tabela 3 - Valores médios de porosidade (%) por litofácia.....	56
Tabela 4 - Resultados dos testes ANOVA e Tukey HSD para comparação da porosidade entre litofácies, com valores de F, diferenças médias e intervalos de confiança (95%).....	56
Tabela 5 - Estatísticas descritivas das medidas de porosidade (%).	57
Tabela 6 - Porosidade total, conectada e isolada das amostras obtidas por microtomografia computadorizada.	64
Tabela 7 - Valores de porosidade para as quatro técnicas analisadas.	64
Tabela 8 -Comparação entre métodos de análise de porosidade: correlação, dispersão e tendências observadas (RMN, Gás, Saturada e Micro-CT)	66
Tabela 9 - Critérios para seleção de técnicas de análise de porosidade: aplicações práticas e vantagens metodológicas.....	68

LISTA DE SIGLAS

LNLS – Laboratório Nacional de Luz Síncrotron

CNPEM – Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais

FBP – Filtered Back Projection (Projeção Retrofiltrada)

DFI – Inversão Direta de Fourier

FID – Free Induction Decay (Decaimento Livre de Indução)

SE – Spin-Echo

CPMG – Carr-Purcell-Meiboom-Gill

SDR – Schlumberger-Doll Research

FFI – Free-Fluid Index (índice de fluido livre)

BVI – Bulk Volume Irreducible (volume de fluido irreduzível)

LPFR/UFRN – Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas

DEN/UFPE – Departamento de Energia Nuclear da UFPE

ANOVA – Analysis of Variance

Tukey HSD – Honestly Significant Difference

Micro-CT – Microtomografia de raios X

RMN – Ressonância Magnética Nuclear

SR-CT – Tomografia Computadorizada por Radiação Síncrotron

CT – Tomografia Computadorizada

2D – Bidimensional

3D – Tridimensional

1D – Unidimensional

RAM – Memória de Renderização

LISTA DE SÍMBOLOS

$\emptyset$ – Porosidade absoluta

$\emptyset_e$ – Porosidade efetiva

v_ρ – Volume total de poros

v_T – Volume total da amostra

v_s – Volume da parte sólida

$v_{\rho c}$ – Volume de espaços vazios conectados

v_f – Volume do fluido saturado

M_f – Massa do fluido (M_saturada - M_seca)

ρ_f – Densidade do fluido

v_o – Volume de óleo

v_g – Volume de gás

v_a – Volume de água

I_0 – Intensidade da radiação incidente

μ – Coeficiente de atenuação linear

x – Espessura da amostra

I – Intensidade do feixe que percorre a amostra

i – Incremento

$\vec{\mu}$ – Momento magnético

B – Campo magnético aplicado

γ – Fator giromagnético

B_0 – Campo magnético externo

ω_0 – Frequência de Larmor

$\vec{M}_0$ – Magnetização resultante

T_1 – Tempo de relaxação longitudinal

T_2 – Tempo de relaxação transversa

τ – Tempo de espera entre os pulsos

TW – Tempo de polarização

ϕ_i – Porosidade correspondente

ϕ^{RMN} – Porosidade total determinada pela RMN

bit – Binary Digit

1. INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

A exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos envolvem desafios significativos, mas também representam grandes oportunidades para a indústria do petróleo. Esses reservatórios, que concentram mais da metade das reservas globais conhecidas, são marcados por uma complexidade estrutural que impacta diretamente a eficiência no armazenamento e na recuperação desses fluidos (Kargarpour, 2020).

Formados por processos sedimentares e diagenéticos, as rochas carbonáticas apresentam estruturas porosas complexas, nas quais a heterogeneidade na morfologia, distribuição e conectividade dos poros influencia de maneira significativa propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos (Ehrenberg e Nadeau, 2005).

A crescente demanda por energia e a necessidade de explorar reservatórios cada vez mais complexos têm impulsionado a indústria a investir em tecnologias avançadas para caracterizar esses reservatórios de maneira mais precisa. Nesse contexto, a petrofísica desempenha um papel essencial, fornecendo uma compreensão detalhada das propriedades físicas das rochas, que controlam o armazenamento e a movimentação dos fluidos (Cnudde e Boone, 2013; Tiab e Donaldson, 2004).

Como demonstrado por Ameloko, Uhegbu e Bolujo (2019), a aplicação conjunta de métodos petrofísicos tradicionais com abordagens analíticas inovadoras, como a microtomografia de raios X (Micro-CT), a ressonância magnética nuclear (RMN), associada ao uso de *machine learning* para classificação automática de fases minerais e a simulações de fluxo baseadas em modelos digitais, amplia significativamente as possibilidades de uma caracterização multiescalar dos sistemas porosos. Além disso, o trabalho ainda reforça a integração das análises petrofísicas com os dados geológicos e sísmicos para uma melhor identificação de zonas produtivas e a otimização de planos de perfuração mais eficientes, contribuindo significativamente para o aumento da recuperação de hidrocarbonetos.

Neste contexto, o presente estudo propõe a comparação entre as principais técnicas petrofísicas empregadas na caracterização de sistemas porosos em rochas carbonáticas. A análise abrange desde métodos laboratoriais rotineiros, como porosimetria a gás e porosidade por saturação com água, até técnicas de imageamento digital, como a Micro-CT e a tomografia computadorizada por radiação síncrotron (SR-CT), além da ressonância magnética nuclear. Complementarmente, a pesquisa incorpora a análise estatística e integração de dados multivariados, visando aprimorar a caracterização dos sistemas porosos e um maior entendimento das técnicas empregadas, assim, subsidiando a otimização de estratégias de exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Este estudo tem como objetivo principal avaliar e comparar técnicas petrofísicas, avaliando a integração entre métodos convencionais e avançados. A pesquisa busca desenvolver uma abordagem científica abrangente para a aquisição, análise e processamento de dados, possibilitando uma compreensão mais aprofundada das propriedades físicas das rochas. Ao integrar diferentes metodologias, pretende-se aprimorar a precisão na avaliação das características petrofísicas e fornecer subsídios para a otimização da exploração de hidrocarbonetos.

1.2.2 Objetivos específicos

- I. Aplicar combinações metodológicas para caracterização multiescalar de porosidade, utilizando processamento digital de imagens e análises estatísticas.
- II. Integrar os resultados das diferentes técnicas, correlacionando os dados obtidos para fornecer uma visão mais completa da porosidade das rochas carbonáticas.

1.3 Estrutura

A dissertação está organizada em seis capítulos e um apêndice contendo o artigo submetido a Revista de Geociências Do Nordeste (REGNE). No primeiro capítulo, introduz o contexto geral do estudo, apresentando a motivação, a relevância do tema e os objetivos da pesquisa. No segundo capítulo, é realizada uma revisão da literatura sobre as principais técnicas utilizadas na caracterização petrofísica, abordando-as em ordem

cronológica e destacando seus desenvolvimentos ao longo do tempo. O terceiro capítulo dedica-se à revisão dos conceitos fundamentais que sustentam cada técnica, fornecendo uma base teórica sólida para a compreensão dos métodos aplicados. No quarto capítulo, são apresentados os materiais e métodos utilizados no estudo, detalhando as etapas do trabalho, os equipamentos e os programas empregados na execução da pesquisa. O quinto capítulo discute os resultados obtidos após a aplicação dos métodos desenvolvidos, utilizando figuras, gráficos e tabelas para ilustrar e analisar os dados coletados. Por fim, o sexto capítulo conclui o estudo, sintetizando as principais contribuições da pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Métodos Convencionais

A Petrofísica é a área da geociência que estuda as propriedades físicas das rochas e sua relação com o armazenamento e o fluxo de fluidos, como petróleo, gás e água. Dentre as propriedades mais estudadas, incluem-se a porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos, que são determinadas por diversos métodos, sendo os mais convencionais os aplicados rotineiramente em laboratório e na perfilagem de poços (Tiab e Donaldson, 2004).

Historicamente, os primeiros estudos das propriedades das rochas e suas interações com os fluidos tiveram início com Henry Darcy, que estabeleceu as bases para o entendimento do fluxo de fluidos em meios porosos ao formular a Lei de Darcy. Essa equação fundamental descreve a relação entre a vazão de um fluido através de um meio poroso e a permeabilidade da rocha, destacando a importância do gradiente de pressão nesse processo. Sua formulação continua sendo um pilar para as análises de permeabilidade e é amplamente utilizada até os dias de hoje.

Avanços significativos foram feitos por Kozeny (1927) ao resolver a equação de Navier-Stokes para o fluxo de fluidos em meios porosos. Ele desenvolveu uma relação entre a permeabilidade, a porosidade e a área superficial dos poros, levando em consideração a geometria das estruturas porosas. Esse modelo, posteriormente aprimorado por Carman (1937), tornou-se uma ferramenta amplamente empregada para estimar a permeabilidade das rochas com base na porosidade.

Outro marco importante foi a contribuição de Archie (1942), que desenvolveu a Lei de Archie, relacionando a resistividade elétrica das rochas com sua porosidade e saturação de fluidos. Sua formulação foi essencial para a interpretação de perfis elétricos em poços, tornando-se uma ferramenta indispensável na caracterização de reservatórios de petróleo.

Em conjunto, os estudos pioneiros de Darcy, Kozeny e Archie estabeleceram as bases da petrofísica moderna, sendo fundamentais para a caracterização de reservatórios. A partir das décadas de 1970 e 1980, avanços com a RMN e a tomografia computadorizada trouxeram novas formas de análise das propriedades petrofísicas de maneira mais detalhada e não destrutiva. O uso dessas metodologias possibilitou uma melhor compreensão das propriedades físicas das rochas e impulsionou o desenvolvimento de ferramentas e modelos computacionais mais precisos, conforme discutido por Seyyedattar, Zendehboudi e Butt (2019). Essas técnicas não apenas melhoraram a compreensão dos processos fisicamente complexos que ocorrem nos reservatórios, mas também ajudaram a reduzir custos, aumentar a eficiência da exploração e prolongar a vida útil dos campos petrolíferos.

2.2 Tomografia Computadorizada (CT)

A microtomografia computadorizada de raios X tem se consolidado como uma técnica essencial para a caracterização de rochas reservatório, permitindo a obtenção de imagens tridimensionais de alta resolução das estruturas internas das amostras de forma não destrutiva. Seu desenvolvimento acompanha a evolução das técnicas de imagem e da capacidade computacional, resultando em melhorias na resolução, precisão e aplicabilidade na geociência.

O desenvolvimento da tomografia computadorizada (CT) teve início na década de 1970, quando Hounsfield (1973) apresentou a primeira técnica baseada na reconstrução de imagens a partir da atenuação de raios X, feito que lhe rendeu o Prêmio Nobel de Medicina por sua inovação. Inicialmente aplicada à área médica, a CT rapidamente despertou o interesse na geociência, onde sua capacidade de visualizar a estrutura interna das rochas sem a necessidade de cortes destrutivos representou um avanço significativo.

A partir da década de 1990, com o avanço dos detectores e o aumento da resolução espacial, a tomografia computadorizada começou a ser utilizada na caracterização de

rochas. Estudos pioneiros, como os de Wellington e Vinegar (1987), demonstraram o potencial da CT para a análise da estrutura porosa de rochas sedimentares. A técnica passou a ser empregada na petrofísica para avaliar porosidade, distribuição de grãos e estruturas internas de amostras de reservatórios petrolíferos.

Com o refinamento da tecnologia, surgiu a Micro-CT, que proporcionou uma resolução ainda maior, permitindo a identificação detalhada de microporos e heterogeneidades em amostras de rochas. Neste período, trabalhos como os de Spanne *et al.* (1994) aplicaram a técnica para caracterizar a distribuição de poros em carbonatos e arenitos, contribuindo para uma compreensão mais detalhada dos meios porosos.

Nos anos 2000, consolidou-se como uma ferramenta essencial para a petrofísica. Estudos como os de Lindquist *et al.* (2000) demonstraram como as imagens geradas por essa técnica poderiam ser utilizadas para a estimativa da permeabilidade das rochas através de modelos computacionais baseados na geometria dos poros. Nesse período, houve também a integração da Micro-CT com simulações numéricas, permitindo que os dados tridimensionais extraídos das imagens fossem utilizados para alimentar modelos de fluxo de fluidos em meios porosos (Arns *et al.*, 2001). Além disso, pesquisas mostraram que a Micro-CT poderia ser aplicada na análise da molhabilidade das rochas, fator crítico na recuperação de petróleo (Andrew *et al.*, 2014).

Na última década, os avanços na tecnologia de detecção e processamento de imagens possibilitaram a obtenção de resoluções ainda mais elevadas, permitindo análises em diferentes escalas. Trabalhos como os de Cnudde & Boone (2013) e Iassonov *i* (2009) destacaram o uso da Micro-CT para investigar desde macroporos até nanoporos em rochas carbonáticas e siliciclásticas. A técnica avançou significativamente com a incorporação de fontes de luz síncrotron, possibilitando análises com resolução submicrométrica e até nanométrica. Segundo Pereira (2006), a primeira observação visual da radiação síncrotron ocorreu em 1947, quando Frank Elder, Robert Langmuir, Anatole Gurewitsch e Herb Pollock a identificaram no General Electric's Research Laboratory, em Schenectady, Nova York, EUA.

Um dos projetos de destaque nesse contexto é a Linha de Luz MOGNO, que faz parte do Sirius, o acelerador de partículas brasileiro localizado no Laboratório Nacional de Luz Síncrotron (LNLS), no Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM).

Atualmente, a combinação da Micro-CT com inteligência artificial e aprendizado de máquina começou a ganhar espaço, permitindo o desenvolvimento de algoritmos para segmentação automática de poros e minerais nas imagens. O uso da tomografia de alta energia permitiu a caracterização de amostras em condições mais próximas às de subsuperfície, incluindo a análise de rochas sob alta pressão e temperatura (Wildenschild e Sheppard, 2013).

Nos últimos anos, a Micro-CT tem sido cada vez mais integrada a técnicas como espectroscopia de raios X, ressonância magnética nuclear (RMN) e análise mineralógica avançada, permitindo uma caracterização mais precisa dos reservatórios e fornecendo dados mais robustos para modelagem computacional e otimização da exploração de hidrocarbonetos (Bera e Shah, 2021). A aplicação de inteligência artificial e aprendizado profundo na segmentação e interpretação das imagens tem reduzido significativamente o tempo de análise e aumentado a precisão dos resultados (Anjos *et al.*, 2020; Iklassov *et al.*, 2022). A tendência atual é o desenvolvimento de métodos híbridos que combinem Micro-CT com outras técnicas de caracterização petrofísica para uma análise mais completa das rochas e dos fluidos presentes.

2.3 Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

A Ressonância Magnética Nuclear é uma técnica amplamente utilizada na caracterização petrofísica de formações geológicas, desempenhando um papel fundamental na avaliação de porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em reservatórios de hidrocarbonetos e aquíferos subterrâneos. Desde sua descoberta, a RMN tem evoluído significativamente, tanto no âmbito dos princípios físicos quanto nas aplicações tecnológicas, consolidando-se como uma ferramenta essencial para a petrofísica moderna.

Os fundamentos da RMN foram estabelecidos em 1946, quando Felix Bloch e Edward Purcell, de maneira independente, demonstraram que certos núcleos atômicos possuem a capacidade de absorver e reemitir radiação eletromagnética ao serem submetidos a um campo magnético externo (Bloch, 1946; Purcell *et al.*, 1946). Esse fenômeno, posteriormente conhecido como RMN, permitiu a obtenção de informações estruturais sobre materiais líquidos e sólidos, revolucionando diversas áreas da ciência.

Em 1952, Bloch e Purcell foram laureados com o Prêmio Nobel de Física por suas descobertas, evidenciando a importância da técnica para estudos moleculares e materiais.

Apesar da relevância do fenômeno físico, a aplicação da RMN na geociência ainda era incipiente nesse período. Os primeiros estudos concentravam-se na investigação de materiais homogêneos e na caracterização de líquidos livres. Na década de 1970, empresas como Schlumberger e Shell iniciaram os primeiros estudos sobre a viabilidade do uso da RMN para medições *in situ*, ou seja, diretamente nos poços de petróleo. Isso permitiu a caracterização das formações geológicas sem a necessidade de extração de amostras, reduzindo custos e aumentando a eficiência das operações de exploração.

A década de 1980 foi marcada pela introdução dos primeiros equipamentos de RMN voltados para perfis de poços. Essas ferramentas permitiram que medições de relaxação nuclear fossem realizadas diretamente nos reservatórios, fornecendo dados sobre a porosidade total, porosidade efetiva e saturação de fluidos (Akkurt *et al.*, 1995).

Nos anos 1990, foram desenvolvidos modelos matemáticos mais sofisticados para interpretação dos dados de RMN, consolidando os avanços que tiveram início com as pesquisas pioneiras da década de 1960. Esses estudos iniciais, como os de Kenyon (1992), demonstraram que o tempo de relaxação nuclear estava diretamente relacionado às propriedades físicas das rochas, incluindo o tamanho dos poros e a interação dos fluidos com a matriz mineral, o que permitiu estimar a porosidade efetiva e a distribuição dos fluidos presentes nos poros. Posteriormente, Coates *et al.*, (1999) estabeleceram uma metodologia quantitativa para relacionar os tempos de relaxação com as propriedades hidráulicas das formações, como a permeabilidade absoluta e a mobilidade dos fluidos. Essas melhorias tornaram a RMN uma ferramenta confiável na interpretação de perfis elétricos em poços, especialmente para a avaliação da qualidade dos reservatórios de petróleo e gás.

A partir dos anos 2000, a evolução da RMN esteve atrelada ao desenvolvimento de tecnologias complementares e ao aumento da resolução dos equipamentos. Como no trabalho de Bera e Shah (2021), houve avanços significativos com a introdução de técnicas de inteligência artificial e aprendizado de máquina para a interpretação de grandes volumes de dados. Esses avanços possibilitaram uma análise mais precisa e eficiente das propriedades petrofísicas dos reservatórios, contribuindo para a otimização da exploração e produção de hidrocarbonetos.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Rochas carbonáticas

As rochas podem ser definidas como sólidos naturais formados pela agregação de um ou mais minerais. Dentre elas, destacam-se as rochas carbonáticas, que correspondem a rochas sedimentares compostas predominantemente por minerais de carbonato de cálcio (CaCO_3), como o calcário, ou de carbonato de magnésio (MgCO_3), como a dolomita. Sua formação ocorre principalmente em ambientes marinhos rasos, sendo resultado da deposição de sedimentos bioclásticos, como conchas, esqueletos de organismos marinhos (corais, moluscos, algas calcárias) e da precipitação química de carbonatos. A composição mineralógica, aliada aos processos diagenéticos que atuam após a deposição, influencia diretamente suas propriedades físico-químicas e, consequentemente, seu comportamento petrofísico. (Kargarpour, 2020; Tiab e Donaldson, 2004).

Dentre as variedades mais comuns, o calcário resulta da acumulação e litificação desses sedimentos, apresentando significativa variação de textura, cor e porosidade, em função das condições deposicionais e dos processos pós-deposicionais. A dolomita se forma a partir do processo denominado de dolomitização, pelo qual parte do carbonato de cálcio é substituído por carbonato de magnésio, conferindo maior estabilidade mineral e resistência à rocha. Estudos recentes indicam que, em razão da dolomitização, essas rochas podem atingir porosidades médias superiores às dos calcários puros, assim como apresentar maiores valores de permeabilidade, evidenciando o papel essencial desse processo diagenético nas características petrofísicas (Jafari et al., 2020).

Como demonstrado por Terra et al. (2010) em bacias sedimentares brasileiras, a dinâmica dos ambientes de deposição promovem a formação de litofácies distintas, cada uma com assinaturas texturais e estruturais particulares que condicionam o sistema poroso. Neste estudo, quatro litofácies emergem como representativas:

- **Grainstone:** caracteriza-se por textura granular dominada por grãos calcíticos com alta conectividade intergranular, favorecendo valores elevados de porosidade efetiva e permeabilidade. Essa litofácies, típica de ambientes de alta energia A cimentação esparítica, quando presente, pode reduzir a porosidade primária, mas processos dissolutivos pós-deposicionais frequentemente reativam o sistema poroso.

- **Dolowackstone:** representa rochas parcialmente dolomitizadas, com matriz micrítica intercalada a grãos dolomíticos, apresentando porosidade mais heterogênea devido à substituição parcial de calcita por dolomita.
- **Brechado:** indica rochas fraturadas e retrabalhadas, com fragmentos angulosos e matriz de cimentação, favorecendo a presença de vugs e fraturas que ampliam a conectividade.
- **Bioturbado:** litofácies marcadas por evidências de atividade biológica pós-deposicional, como bioturbação de sedimentos, gerando heterogeneidade porosa e textural significativa.

A relevância das rochas carbonáticas como rochas-reservatório de petróleo e gás natural decorre de sua porosidade e permeabilidade, características fundamentais para o armazenamento e o escoamento de hidrocarbonetos. Convém ressaltar também que elas possuem ampla aplicação industrial, sendo utilizadas na fabricação de cimento e outros materiais de construção. No âmbito científico, desempenham um papel importante em estudos geológicos e paleontológicos, pois frequentemente contêm fósseis que fornecem informações sobre mudanças ambientais e climáticas ao longo da história geológica (Ahr, 2008; Kiam, 2024).

3.1.1 Classificação das Rochas Carbonáticas e suas Propriedades Petrofísicas

Diferentes abordagens têm sido desenvolvidas ao longo do tempo para categorizar a porosidade, considerando fatores como textura da matriz, estrutura porosa e processos de formação e transformação dos carbonatos. A primeira classificação voltada para o estudo petrofísico dos carbonatos foi proposta por Archie (1952), com ênfase em propriedades como permeabilidade (fluxo de fluidos), pressão capilar (distribuição de fluidos) e resistividade elétrica. Esse modelo leva em conta a textura da matriz e a estrutura porosa visível. A matriz pode ser classificada em três tipos principais:

- I. Cristalina compacta, caracterizada por uma trama densa e rígida;
- II. Granular, com textura arenosa e porosidade considerável entre os cristais.

Posteriormente, Choquette e Pray (1970) propuseram uma classificação do espaço poroso dividindo-o em três categorias principais (Figura 1):

- I. Porosidade de textura seletiva, determinada por grãos, cristais ou outras estruturas primárias;
- II. Textura não-seletiva, que não está associada diretamente às estruturas primárias;
- III. Porosidade de caráter misto, podendo cortar grãos ou texturas deposicionais primárias.

Figura 1 - Classificação de porosidade segundo Choquette e Pray (1970) considerando fatores deposicionais e diagenéticos para rochas carbonáticas.



Fonte: Belila, (2018).

Apesar da ampla adoção desse modelo na classificação da porosidade em carbonatos, Lucia (1983) apontou que os agrupamentos definidos por Choquette e Pray (1970) não apresentam necessariamente comportamentos petrofísicos semelhantes, uma vez que essa abordagem enfatiza os processos deposicionais e diagenéticos na geração da porosidade, sem considerar diretamente suas propriedades petrofísicas.

Em sua pesquisa, Lucia (2007) comparou a textura das rochas com medições laboratoriais de propriedades petrofísicas, propondo uma classificação do espaço poroso

em grupos com comportamento petrofísicos similares. Ela destacou a relevância de diferentes tipos de poros, além da porosidade intergranular descrita por Archie (1952). Nesse contexto, o espaço poroso foi dividido em:

- I. Interpartícula, com poros localizados entre grãos e cristais;
- II. Vugular, com poros presentes dentro de cristais ou grãos, ou poros significativamente maiores que as partículas. Sendo subdividida em:
 - a. Vugular não-conectada, em que os poros estão conectados apenas pela porosidade interpartícula;
 - b. Vugular conectada, onde os poros formam uma rede interconectada.

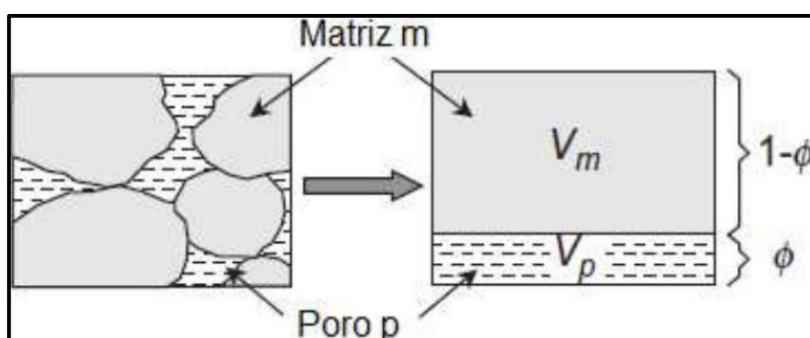
3.2 Propriedades Físicas das Rochas

3.2.1 Porosidade

A porosidade ($\emptyset$) é uma propriedade petrofísica que relaciona os espaços vazios de uma rocha (poros) com sua capacidade de armazenar fluidos (Tiab e Donaldson, 2004). Segundo esses autores, existem dois tipos de porosidade: absoluta ($\emptyset$) e efetiva ($\emptyset_e$). A porosidade absoluta é definida pela razão entre o volume total de poros (v_p), que corresponde à soma dos volumes porosos isolados e interconectados, e o volume total da amostra (v_T). O volume total, por sua vez, é dado pela soma do volume da parte sólida (v_s) com o volume dos espaços vazios, conforme demonstrado pela Figura 2 e matematicamente na equação 01. Vale ressaltar que a porosidade é expressa como uma fração de volume (adimensional) ou em forma de porcentagem.

$$\emptyset = \frac{v_p}{v_p + v_s} = \frac{v_p}{v_T} \quad (01)$$

Figura 2 - Representação esquemática da porosidade absoluta, que independe da conectividade dos poros presentes na rocha.



Fonte: Moraes (2021).

A porosidade efetiva ($\emptyset_e$) refere-se apenas aos poros interconectados, ou seja, àqueles que possibilitam o fluxo de fluidos em diferentes regiões da rocha. Definida como a razão entre o volume de espaços vazios conectados (v_{pc}) e o volume total da amostra (v_T), equação 02. Conforme destacado por Rosa *et al.*, (2006), na engenharia de reservatórios, a porosidade efetiva é especialmente relevante, pois uma rocha pode apresentar alta porosidade absoluta, mas a ausência de interconexões pode impedir o movimento de fluidos em seu interior, comprometendo a recuperação de óleo e gás.

$$\emptyset_e = \frac{v_{pc}}{v_T} \quad (02)$$

A porosidade pode ser classificada em primária e secundária, conforme sua origem. Ambos os tipos de porosidade são influenciados por fatores geomorfológicos, como seleção de grãos, grau de cimentação, compactação e empacotamento, que determinam sua magnitude e comportamento em relação ao armazenamento e fluxo de fluidos nos reservatórios (Rosa *et al.*, 2006). A primária, por sua vez, forma-se durante o processo deposicional do material que compõe a rocha, sendo influenciada por fatores como o tamanho e a forma dos grãos, o empacotamento e as condições ambientais. Esse tipo de porosidade pode ser subdividido em: intergranular, quando os espaços ocorrem entre os grãos sedimentares; intragranular, quando os poros estão dentro dos grãos, frequentemente associados a fósseis; intercrystalina formada entre cristais durante a mineralização; e nos planos de estratificação, devido ao contato entre diferentes camadas deposicionais (Tiab e Donaldson, 2004).

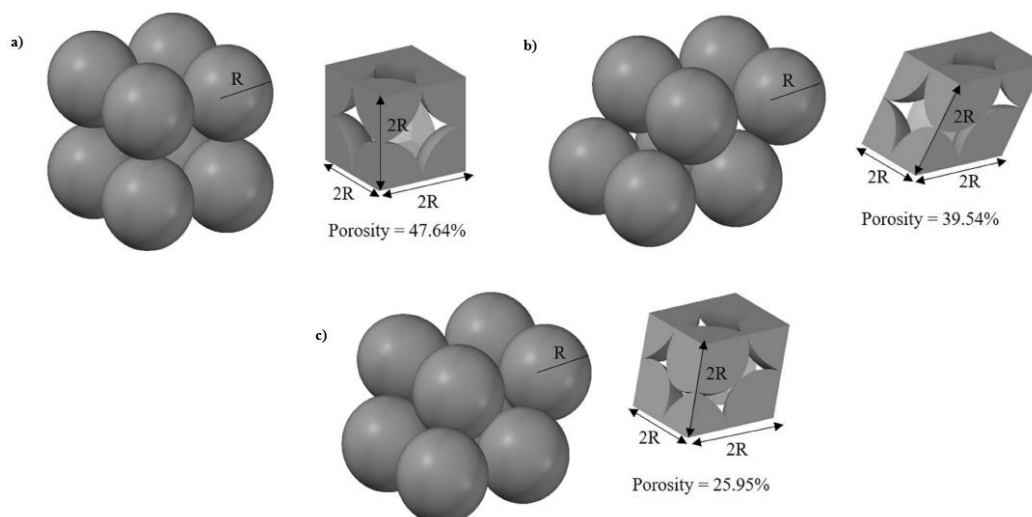
A porosidade secundária ocorre após a formação da rocha, resultante de processos geológicos que alteram sua porosidade inicial, como compactação, cimentação, fraturamento e dissolução. Esse tipo de porosidade pode surgir por processos físicos, como esforços tectônicos, deslizamentos e impactos, ou por processos químicos, como a dolomitização, onde ocorre a substituição de íons de Cálcio por Magnésio aumentando a porosidade devido à diferença de volume iônico. De um modo geral a porosidade secundária inclui: porosidade móldica, resultante da dissolução de grãos já cimentados; vugular, formada por dissoluções avançadas com cavidades maiores; fenestral, associada a organismos escavadores ou fuga de gases; e fratural, relacionada a movimentos tectônicos ou compactação. (Tiab e Donaldson, 2004).

O grau de seleção também influencia, grãos mal selecionados tendem a reduzir a porosidade devido ao preenchimento dos poros por detritos finos. A cimentação, por sua vez, reduz significativamente a porosidade ao preencher espaços vazios com precipitação química de minerais, podendo reduzir a porosidade primária (Tiab e Donaldson, 2004).

Já a compactação, decorrente da pressão exercida sobre os grãos durante e após a deposição, também reduz a porosidade, principalmente em rochas sedimentares, enquanto rochas carbonáticas são menos afetadas por esse processo (Hamilton, 1976; Tiab e Donaldson, 2004). A distribuição do tamanho dos grãos pode impactar a compactação das rochas, Carbillet *et al.*, (2022), demonstram como a distribuição do tamanho de grãos influencia a compactação mecânica e a localização nas rochas porosas, afetando diretamente a evolução da porosidade e a distribuição dos poros.

Outro fator relevante é o arranjo geométrico dos grãos. Graton e Fraser (1935) propuseram modelos de empacotamento cúbico e romboédrico para avaliar a porosidade, sendo o primeiro o que apresenta maior porosidade e o segundo, a menor (Figura 05). De maneira geral, uma boa seleção de grãos, associada a baixa compactação e cimentação, resulta em empacotamentos com porosidades intermediárias (Tiab e Donaldson, 2004). Além disso, a anisotropia dos grãos, ou seja, a variação na orientação das partículas de grãos, também pode impactar a porosidade intergranular, como demonstrado por Katre & Nair (2021), que modelaram como a orientação dos grãos pode afetar a distribuição da porosidade em rochas, alterando assim a capacidade de armazenamento e fluxo de fluidos (Figura 3).

Figura 3 - Representação da geometria para diferentes modelos de empacotamento com grãos esféricos, onde R é o raio do grão esférico: a) cúbico; b) ortorrômbico; c) romboédrico.



Fonte: Katre & Nair (2021)

3.2.2 Saturação de Fluidos

Em um reservatório, comumente estão presentes um ou mais tipos de fluidos (água, óleo e gás), que podem ou não interagir entre si. A molhabilidade da rocha é uma propriedade petrofísica que define qual fluido mantém contato direto com as paredes dos poros, influenciando a distribuição e a configuração dos fluidos no interior da rocha reservatório (Souza, 2012; Tiab e Donaldson, 2004).

Um dos métodos mais simples e amplamente utilizados na petrofísica de rotina para determinar a saturação de um meio poroso é obtida por meio do método gravimétrico. Este procedimento consiste na determinação da porosidade da rocha através da pesagem da amostra seca e, saturada. Além desses parâmetros, é essencial conhecer o volume total das amostras, o que permite a definição da equação 03 (Tiab e Donaldson, 2004):

$$\phi_{GRAV} = \frac{v_f}{v_T} = \frac{M_f}{\rho_f * V_R} \quad (03)$$

Para essa expressão temos que: v_f é o volume do fluido saturado; v_T é o volume total da rocha; M_f (ou $M_{saturada} - M_{seca}$) é a massa do fluido, representada pela subtração da massa da rocha saturada menos a massa da rocha seca; e ρ_f é a densidade do fluido.

No caso em que há apenas um fluido saturante e este ocupa todo o volume poroso da amostra, temos que $v_f = v_p$. Quando há mais de um fluido saturante os volumes podem ser representados como:

$$v_p = v_o + v_g + v_a \quad (04)$$

Onde v_o é o volume de óleo; v_g é o volume de gás; e v_a é o volume de água. Assim, a saturação, será dada pela soma das frações de ϕ_{GRAV} ocupadas por cada um dos fluidos, ou seja:

$$S_o + S_g + S_a = 1 \quad (05)$$

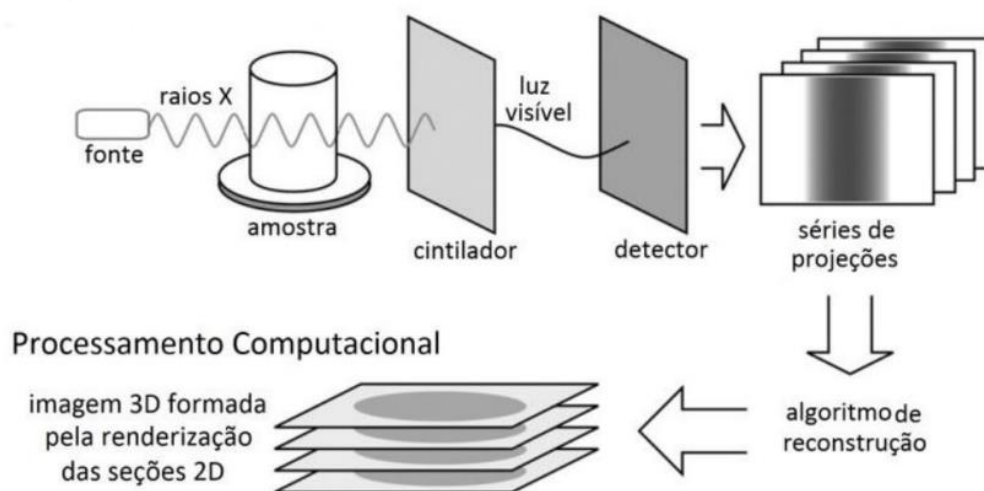
Neste caso, S_o , S_g , S_a , representam as saturações de óleo, gás e água, respectivamente, e sua soma é igual a 1, indicando que o volume total poroso está totalmente preenchido pelos três fluidos.

3.3 Tomografia Computadorizada

A tomografia computadorizada de raios X (CT) é uma técnica não destrutiva utilizada para obter imagens digitalizadas de seções transversais de um material. As imagens podem ser reconstruídas em 2D ou 3D, permitindo uma visualização abrangente das suas características internas (Cnudde e Boone, 2013; Kronbauer, 2014).

O tomógrafo é composto por três componentes principais: fonte de raios X, detector e um sistema de rotação. A aquisição por CT segue princípios semelhantes aos da radiografia tradicional, diferenciando-se pelo sistema de rotação, que possibilita a obtenção de várias projeções em diferentes ângulos (Mantovani, 2013). O processo de aquisição é dividido em duas etapas: a parte experimental, que abrange a aquisição e detecção das projeções, esse tempo é variado, podendo demorar de minutos a horas, dependendo do tamanho, do material da amostra e dos parâmetros desejados; e o processamento computacional, para reconstruir as projeções em imagens bidimensionais e renderizadas em tridimensionais, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Representação dos processos de aquisição e reconstrução de imagens, incluindo a geração de imagens 2D e a renderização 3D.



Fonte: Adaptado de Landis e Keane (2010).

3.3.1 Microtomografia computadorizada de raios X

A Micro-CT emprega o mesmo princípio básico da técnica de tomografia computadorizada. Segundo Cnudde e Boone (2013), a principal diferença entre ambas reside na finalidade de inspeção: a Micro-CT é uma técnica desenvolvida para examinar pequenas estruturas, com dimensões na ordem de micrômetros e com alta resolução.

Para a aquisição das imagens, utiliza-se um foco reduzido no tubo de raios X, pois quanto menor o diâmetro desse foco, menor a desfocagem geométrica, resultando em uma qualidade superior das imagens. A alta resolução espacial, influenciada pelo tamanho do *voxel*, e pelo diâmetro do foco e características do detector, permite a visualização detalhada das microestruturas da amostra. O contraste de fases, por sua vez, possibilita a diferenciação entre materiais com base em suas propriedades de absorção dos raios X, facilitando a identificação das variações de densidade e composição (Lin et al., 2016).

3.3.1.1 Fonte da Radiação X

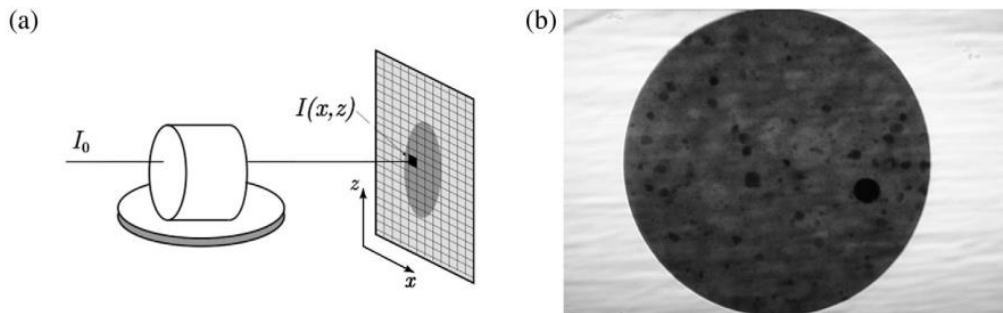
Na Microtomografia a radiação X, corresponde a ondas de alta frequência, de pequeno comprimento e grande poder de penetração. A origem do feixe de raios X está na colisão de elétrons acelerados, processo que converte energia cinética em radiação eletromagnética (Landis e Keane (2010). Fótons, que são as menores unidades de radiação eletromagnética, interagem com a matéria ao atravessá-la, resultando em atenuação, ou seja, uma redução da intensidade do feixe. Essa atenuação pode ser causada por absorção ou dispersão pela matéria (Landis e Keane (2010). De acordo com Mantovani (2013) e Cnudde & Boone (2013), o coeficiente linear de atenuação (μ) descreve essas interações, sendo que diferentes materiais, devido às suas densidades, apresentam coeficientes de atenuação distintos, o que provoca variações nas tonalidades de cinza das imagens geradas.

O fenômeno de atenuação é descrito pela lei de Lambert-Beer, que expressa a relação entre a intensidade do feixe de raios X e a intensidade transmitida após a interação com a amostra (Figura 5), como demonstra a equação 07:

$$I = I_0 e^{(-\mu x)} \quad (07)$$

Onde I_0 é a intensidade da radiação incidente; μ é o coeficiente de atenuação linear, sendo uma propriedade intrínseca para cada material, e que define a taxa de absorção, da radiação; x é a espessura da amostra; e I é a intensidade do feixe que percorre a amostra.

Figura 5 - Princípio da atenuação de raios X ao atravessar um objeto. a) Representa o feixe incidente (I_0) e o feixe transmitido (I) como uma linha que atravessa a amostra. A intensidade adquirida $I(x,z)$ é modelada por meio de uma integração linear da absorção de raios X ao longo do trajeto do feixe. (b) Apresenta um mapa de projeção de $I(x,z)$, que representa a intensidade medida após a passagem do feixe pela amostra.



Fonte: Adaptado de Landis e Keane (2010).

Quando o material é heterogêneo, a atenuação varia ao longo do percurso do feixe, o que pode ser representado adicionando um incremento (i) a equação. Cada incremento (i), representa cada material com coeficiente de atenuação (μ) e espessura (x), atravessando o feixe.

$$I = I_0 e^{\sum_i (-\mu_i x_i)} \quad (08)$$

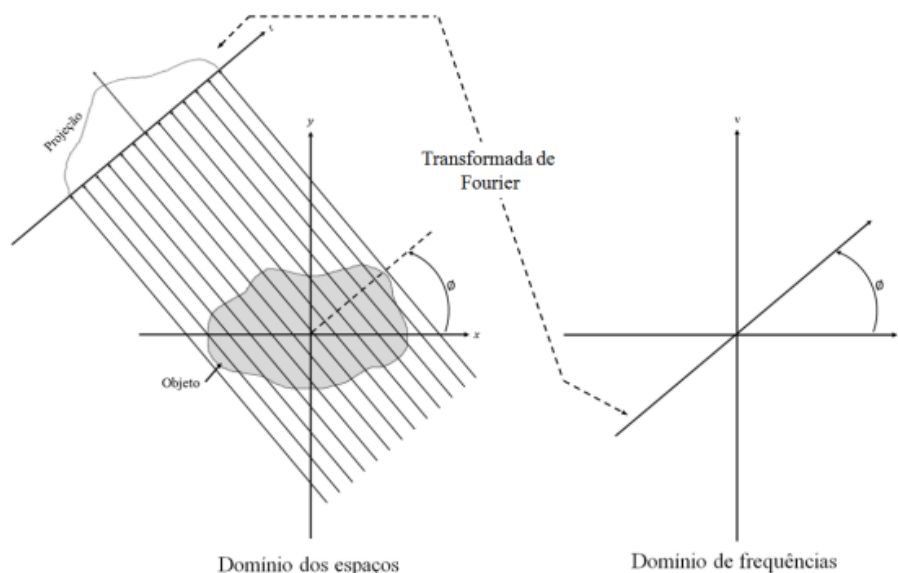
3.3.1.2 Processamento de Reconstrução

Landis e Keane (2010) destacam que o processo de reconstrução de imagens é tratado como um problema inverso. A função de absorção interna $f(x, y)$ é determinada a partir de projeções adquiridas em diferentes ângulos. Esse processo envolve operações matemáticas que preservam as informações do objeto contidas nas projeções nos planos (y) e (z), convertendo-as em *slices* transversais no plano (x) e (y). A solução matemática para esse problema foi proposta por Radon em 1917, por meio da Transformada de Radon, que converte projeções 1D em uma imagem 2D ou 3D da função de absorção interna.

Para a reconstrução dessas imagens, métodos como a Projeção Retrofiltrada (*Filtered Back Projection* – FBP) e a Inversão Direta de Fourier (DFI) são empregados. Ambos os métodos se fundamentam no Teorema da Fatia de Fourier, que estabelece a transformada de Fourier de uma projeção, obtida a um ângulo específico, equivale a uma

fatia da transformada bidimensional do objeto. Esse teorema demonstra que o resultado é independente da orientação entre o objeto e o sistema de coordenadas (Figura 6).

Figura 6 - Exemplificação do Teorema da Fatia de Fourier.



Fonte: Velo (2018).

No método FBP, cada projeção é primeiramente filtrada para corrigir o desfoque e, em seguida, retroprojetada ao longo da direção original do feixe, permitindo a reconstrução da função de absorção $f(x,y)$. Por sua vez, o método DFI utiliza diretamente as fatias de Fourier das projeções para preencher o espaço de frequências do objeto, procedendo à interpolação e aplicação da transformada inversa de Fourier para recuperar a imagem original.

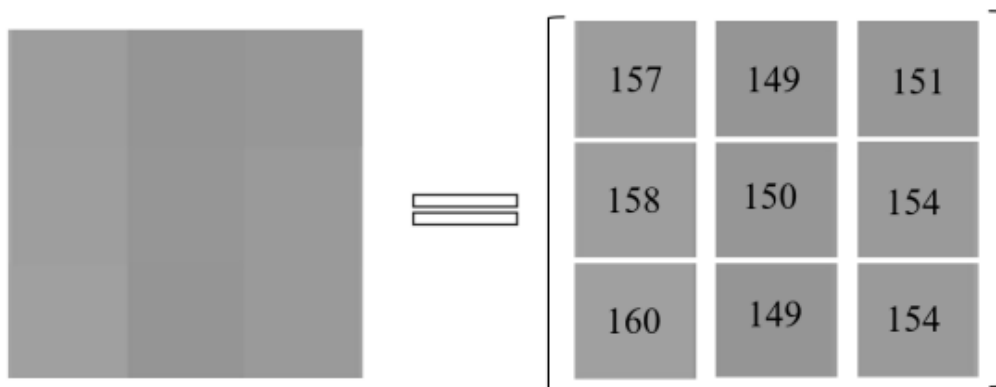
Esses métodos, embora distintos em sua abordagem, são fundamentais para lidar com as complexidades do problema inverso, possibilitando a obtenção de imagens tomográficas de alta qualidade. A integração desses conceitos matemáticos e computacionais permite que as variações na absorção dos raios X, que refletem as diferenças de densidade e composição dos materiais, sejam convertidas em representações visuais detalhadas da estrutura interna das amostras.

3.3.1.3 Imagens digitais

As imagens digitais são representadas por matrizes em que cada elemento corresponde a um pixel codificado por um valor de cor (Figura 7). Esses valores determinam o número de tons que a imagem pode exibir, influenciando diretamente tanto

a quantidade de memória necessária para seu armazenamento quanto a memória de renderização (RAM) empregada nas análises (Mantovani, 2013).

Figura 7 - Representação dos pixels de uma imagem, com a esquematização dos seus valores em matriz à direita.



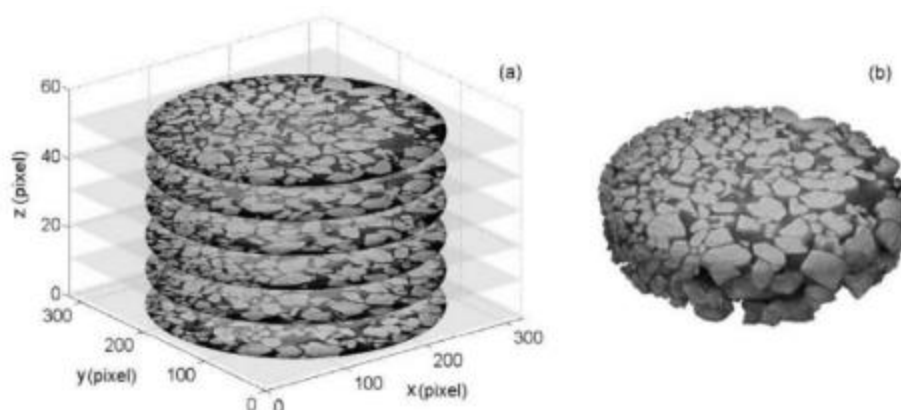
Fonte: Carvalho Filho (2022)

Uma imagem de 8 bits pode armazenar até 256 tons de cinza, enquanto uma imagem de 16 bits suporta 65.536 tons. Ao escolher a unidade mínima de informação (bit - Binary Digit), é importante considerar a profundidade (quantização), que relaciona a quantidade de dados que cada pixel pode carregar, a resolução espacial, que mede o nível de detalhe da imagem, e a demanda computacional disponível para as análises.

As imagens de microtomografia são exibidas em tons de cinza, com base na escala de Hounsfield. Nessa escala, -1000 representa a densidade do ar, 0 corresponde à densidade da água e +1000 refere-se a materiais mais densos, resultando nas tonalidades preta, cinza e branca, respectivamente (Garib et al., 2007; Kiam, 2024).

As imagens podem ser empilhadas em fatias (*slices*), formando uma representação digital tridimensional da amostra (Figura 8). Esse processo, conhecido como renderização, torna-se mais preciso à medida que aumenta a taxa de slices, resultando em uma representação 3D mais detalhada da amostra (Mantovani, 2013).

Figura 8 - Empilhamento das seções 2D da amostra (a), e a representação da imagem 3D.



Fonte: Mantovani (2013)

3.3.1.4 Artefato Beam Hardening

De acordo com Zeng *et al.* (2023), teoricamente, o feixe de raios X deveria ser monoenergético, ou seja, possuir energia uniforme. No entanto, devido aos diversos processos de colisão durante sua geração, o feixe torna-se policromático, apresentando uma ampla gama de energias. Essa característica ocasiona o artefato conhecido como *beam hardening*, em que os fótons de baixa energia são atenuados nas extremidades da amostra, resultando em tonalidades mais claras nessas regiões.

Para contornar esse problema, Mantovani (2013) e Moreira (2013) sugerem duas abordagens complementares: a utilização de filtros físicos e a correção digital durante a reconstrução da imagem. Os filtros físicos, compostos por materiais como alumínio, cobre ou quartzo, absorvem a faixa de baixa energia antes que o feixe incida sobre a amostra, reduzindo o efeito de *beam hardening* e aumentando a eficiência do detector ao minimizar as variações de energia que o atingem.

Paralelamente, a correção digital pode ser aplicada na etapa de reconstrução da imagem, suavizando o efeito de borda e melhorando o contraste e a precisão da imagem. Segundo Abella *et al.* (2020), métodos de reconstrução estatística são eficazes na compensação do *beam hardening*, permitindo uma modelagem mais precisa da atenuação do feixe e reduzindo artefatos associados a esse fenômeno. Além disso, Park, Hwang e Seo (2016) desenvolveram um corretor de *beam hardening* para tomografia

computadorizada policromática, demonstrando que a aplicação de algoritmos avançados pode mitigar significativamente esses artefatos, melhorando a qualidade da imagem final.

3.3.2 Tomografia Computadorizada por Síncrotron (SR-CT)

A Microtomografia Computadorizada (Micro-CT) e a Tomografia Computadorizada por Síncrotron (SR-CT) são técnicas utilizadas para análises de imagens tridimensionais não destrutivas, mas diferem significativamente na fonte de radiação, na qualidade das imagens produzidas e nas suas aplicações.

Conforme discutido anteriormente, a Micro-CT utiliza um feixe policromático, o que pode resultar em artefatos de endurecimento de feixe (*Beam Hardening*), afetando o contraste e a definição das bordas das estruturas. Apesar dessa limitação, essa técnica é amplamente utilizada em laboratórios devido à sua acessibilidade e menor custo operacional, sendo aplicada em geociências, estudos biológicos, polímeros, cerâmicas e outras áreas que demandam análises estruturais precisas.

Por outro lado, a SR-CT utiliza uma fonte de radiação síncrotron, que é gerada em aceleradores circulares, onde uma corrente pulsada de elétrons de alta energia circula com velocidade relativística em órbitas fechadas. Esse processo começa com a aceleração dos elétrons em um acelerador linear, seguido pela injeção em um anel de armazenamento, onde são mantidos em movimento por um sistema magnético, composto principalmente por dipolos magnéticos. Estes dipolos curvam a trajetória dos elétrons, provocando a emissão de radiação nas tangentes às curvaturas. Para compensar a perda de energia dos elétrons devido à radiação, uma cavidade de radiofrequência é utilizada para injetar energia adicional a cada volta, permitindo que os elétrons circulem por períodos prolongados, (Margaritondo, 1995; Pinheiro, 2006).

Segundo Pinheiro (2006) e Nogueira (2011) a radiação síncrotron apresenta diversas propriedades fundamentais que a tornam altamente vantajosa para aplicações em tomografia. Entre elas, destacam-se sua alta intensidade e colimação, ampla faixa espectral que abrange desde o infravermelho até os raios X, polarização linear no plano da órbita e estabilidade da intensidade e posição da fonte.

Apesar das inúmeras vantagens, a SR-CT apresenta algumas limitações, seu uso demanda instalações especializadas, como laboratórios de radiação síncrotron, o que

implica em custos operacionais elevados e acesso restrito a centros de pesquisa específicos. A Tabela 1 apresenta um comparativo entre as principais características da Microtomografia Computadorizada convencional (Micro-CT) e da SR-CT, destacando suas diferenças técnicas e operacionais.

Tabela 1: Diferenças técnicas entre a Microtomografia Computadorizada (Micro-CT) e a Tomografia Computadorizada por Síncrotron (SR-CT).

CARACTERÍSTICA	Micro-CT CONVENCIONAL	SR-CT (SÍNCROTRON)
Fonte de radiação	Feixe policromático	Feixe quase monoenergético, intenso e colimado
Resolução	Alta	Muito alta (submicrométrica)
Contraste	Limitado por artefatos	Excelente contraste, mesmo em fases com densidade similar
Artefatos (Beam Hardening)	Frequentes	Minimizados devido à uniformidade da fonte
Acessibilidade	Alta (laboratórios comuns)	Restrita a centros especializados
Tempo de aquisição	Minutos a horas	Rápido, em função da intensidade da radiação

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4 Ressonância Magnética Nuclear

3.4.1 Fundamentos básicos da RMN

A popularização da RMN e sua expansão para diferentes campos do conhecimento, segundo Chencarek *et al.*, (2018), ocorreram devido à sua capacidade de fornecer informações detalhadas sobre materiais sólidos e líquidos em nível molecular e de forma não invasiva, o que ampliou significativamente suas aplicações, sobretudo na indústria do petróleo.

Quando núcleos isolados são submetidos a um campo magnético, a energia de interação entre momento magnético ($\vec{\mu}$), e o campo magnético aplicado (B) é dada por:

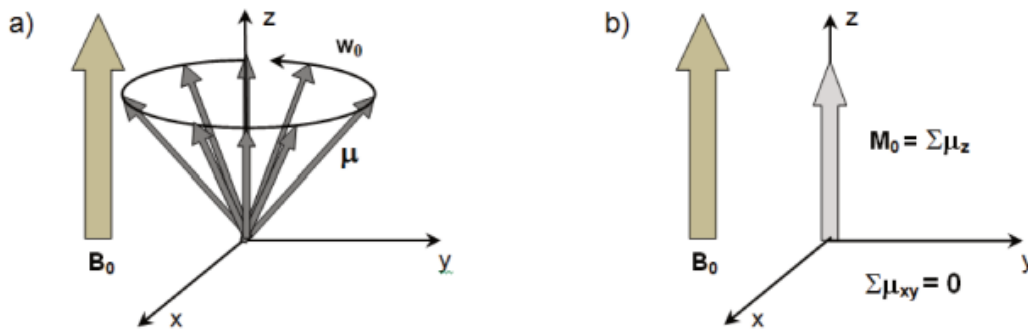
$$E = -\vec{\mu} \cdot \vec{B} \quad (09)$$

No contexto dos fundamentos físicos da RMN, o sinal obtido por meio dessa técnica resulta da interação entre núcleos com momento magnético ($\vec{\mu}$), com um fator

giromagnético (γ), e a aplicação de um campo magnético externo (B_0). Essa relação define a frequência de Larmor (ω_0), que determina a precessão dos spins nucleares ao redor do campo aplicado (Figura 9), e é expressa pela equação 10:

$$\omega_0 = \gamma B_0 \quad (10)$$

Figura 9 - Representação do Momento Magnético em movimento de precessão; b) Vetor resultante da magnetização

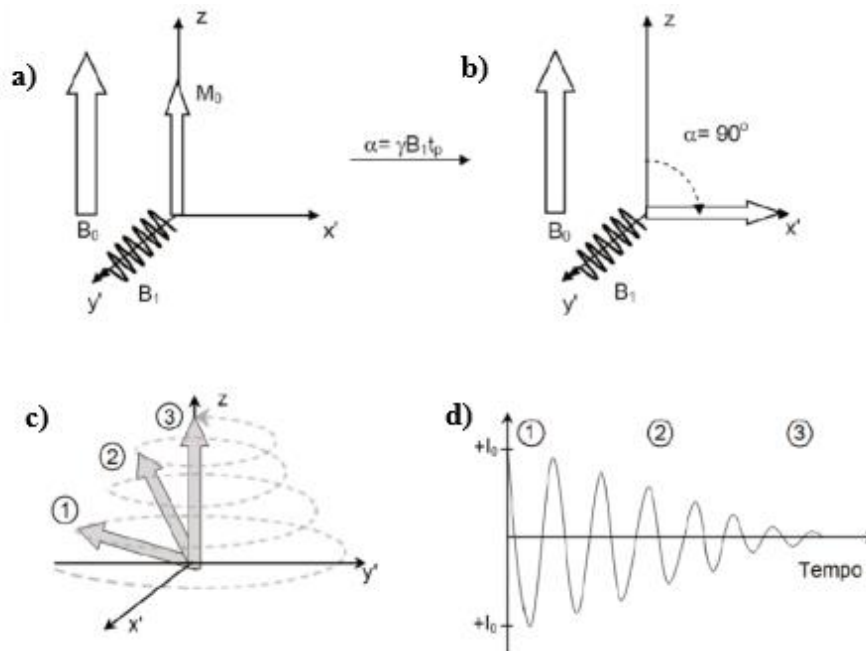


Fonte: Belila, (2018)

Pode-se observar que, devido à precessão aleatória dos spins ao redor da direção z , a magnetização transversal ao campo será nula ($M_{xy} = 0$), enquanto a magnetização longitudinal, ao longo da direção do campo magnético aplicado, será dada pela magnetização resultante ($\vec{M}_0$).

Esta magnetização permanece nessa condição até ser desviada por um pulso eletromagnético, de curta duração (na ordem de microssegundos), aplicado perpendicularmente ao campo B_0 e ao fim desse pulso ocorre a relaxação magnética nuclear dos spins (Figura 10). O processo de relaxação ocorre em dois tempos característicos: o tempo de relaxação longitudinal (T_1), associado ao alinhamento do vetor com o campo B_0 , e o tempo de relaxação transversal (T_2), referente ao plano ortogonal.

Figura 10 - (a) e (b) ilustram a reação vetorial à aplicação de um pulso de 90° sobre a magnetização M_0 . (c) Representa o processo de relaxação após o pulso B_1 e o retorno ao equilíbrio inicial. Por fim, em (d), é mostrado um sinal típico de RMN, registrado através do decaimento ao longo do tempo.



Fonte: Adaptado de Belila, (2018)

3.4.1.1 Tempos de relaxação

Conforme mencionado, a relaxação longitudinal (T_1) ocorre quando os prótons do material tendem a se polarizar com o campo B_0 , transferindo energia para o meio até retornarem ao estado de equilíbrio térmico. Mafra, (2024), enfatiza que esse processo, no entanto, requer a medição da variação da magnetização ao longo do eixo do campo aplicado, tornando a determinação de T_1 mais demorada. Já a relaxação transversal (T_2) está associada à perda de coerência dos spins no plano perpendicular a B_0 , podendo ocorrer com ou sem transferência de energia. Assim, a medição de T_2 é mais comum, pois exige menos tempo para aquisição dos dados em comparação com T_1 .

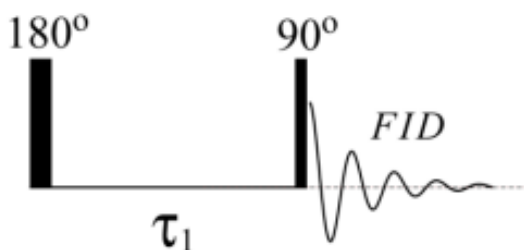
A técnica de Inversão-Recuperação (IR) é uma das mais comuns na determinação do tempo de relaxação (T_1). Nessa técnica, a magnetização inicial é invertida por meio da aplicação de um pulso de 180° , direcionando-a para o eixo $-z$. Após essa inversão, o sistema é deixado para relaxar por um intervalo de tempo τ_1 .

O grau de recuperação da magnetização longitudinal M_Z , que varia de $-M_0$ a $+M_0$, é descrito pela equação 11, onde M_0 representa a magnetização inicial e T_1 corresponde ao tempo de relaxação longitudinal.

$$M_Z(t) = M_0(1 - 2e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (11)$$

Para observar o valor de $M_Z(\tau_1)$, após cada intervalo de τ_1 , aplica-se um pulso de 90° , que transfere a magnetização para o plano xy, onde ela será detectada, gerando um sinal proporcional à sua magnitude, chamado Decaimento Livre de Indução ("*Free Induction Decay*" - FID). A dinâmica da magnetização durante o experimento é ilustrada no esquema da Figura 11.

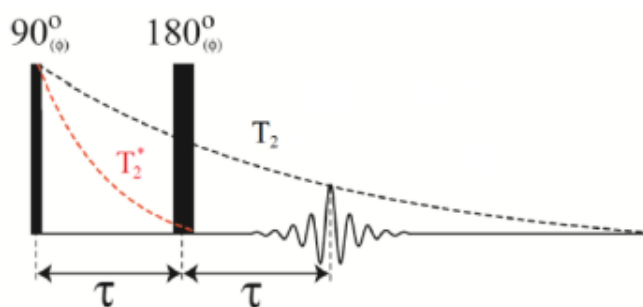
Figura 11 - sequência de pulsos de radiofrequência do experimento de Inversão-Recuperação, utilizado para a determinação da constante de T_1



Fonte: Souza (2012).

A relaxação transversal provoca um decaimento exponencial do sinal de RMN, No entanto, devido às heterogeneidades do campo magnético, as componentes de magnetização se dispersam no plano xy, acelerando esse decaimento (Belila, 2018). Para minimizar esse efeito, Hahn (1950) desenvolveu a sequência Spin-Echo (SE), que utiliza um pulso refocalizador de 180° para inverter os vetores do eixo y, assim recuperando a coerência da fase. Esse processo é demonstrado na Figura 12, onde τ representa o tempo de espera entre os pulsos.

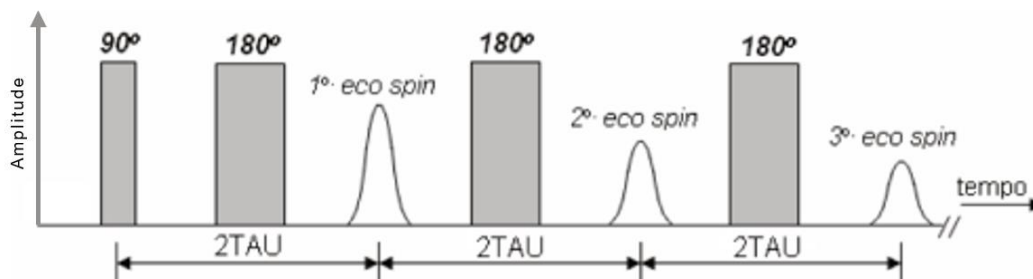
Figura 12 - Demonstração do Spin-Echo em 2τ .



Fonte: Souza (2012).

A sequência Spin-Echo (SE) foi aprimorada por Carr e Purcell (1954) com o objetivo de reduzir o tempo total de aquisição e minimizar imperfeições instrumentais. Meiboom e Gill (1958) deram continuidade a essa evolução ao modificar a aplicação dos pulsos de 180° , introduzindo um pulso de 90° em um único eixo, aplicado 90° após o primeiro pulso (Figura 13). Essa modificação reduziu erros decorrentes de imperfeições nos pulsos, aumentando a precisão da sequência e, aprimorando a fidelidade na determinação do tempo de relaxação T_2 . Como resultado, a sequência passou a ser conhecida pela sigla CPMG, em referência a seus desenvolvedores.

Figura 13 - Sequência de pulsos CPMG, para determinação da constante de relaxação transversal T_2 .



Fonte: Adaptado de Belila, 2018

Mafrá (2024) aponta que, para calibrar a sequência CPMG, são necessários alguns parâmetros, sendo um deles o tempo de polarização (T_W), que corresponde ao intervalo em que o meio é polarizado entre aquisições sucessivas de dados. Esse tempo possibilita a realização de múltiplas aquisições e a obtenção de uma média, o que reduz a razão sinal/ruído. Outros parâmetros essenciais incluem o tempo entre os ecos (τ), e o número de ecos a serem medidos (NECH).

3.4.1.2 RMN aplicada em Meios Porosos

A caracterização de meios porosos por RMN baseia-se na ressonância dos núcleos de hidrogênio presentes nas moléculas de água que preenchem os poros das rochas (Coates, 1999). No que diz respeito aos meios porosos, a relaxação nuclear ocorre por três mecanismos principais: relaxação bulk, relaxação superficial e relaxação difusiva. Cada um desses mecanismos está relacionado às interações entre os prótons do fluido e o meio poroso.

Conforme explica Mafra (2024), os tempos de relaxação dos prótons variam de acordo com o ambiente em que se encontram. Quando confinados em espaços restritos, esses tempos são influenciados por diferentes fatores. O tempo de relaxação longitudinal (T_1) é afetado tanto pelos prótons no volume do fluido ($T_{1\text{ Bulk}}$) quanto pela interação desses prótons com a superfície do poro ($T_{1\text{ Superficial}}$). De forma semelhante, o tempo de relaxação transversal (T_2) é influenciado pelos prótons no volume do fluido ($T_{2\text{ Bulk}}$), pela superfície do poro que os contém ($T_{2\text{ Superficial}}$) e pela difusão dos spins em um campo magnético heterogêneo ao longo do meio ($T_{2\text{ Difusão}}$).

Sendo assim, $T_{1\text{ e } 2\text{ Bulk}}$ para a água pode ser obtida pela equação (12), enquanto $T_{1\text{ e } 2\text{ Superficial}}$ e $T_{2\text{ Difusão}}$ são descritas, respectivamente, pelas equações (13) e (14) (Coates *et al.*, 1999; Mafra, 2024).

$$T_{1\text{ e } 2\text{ Bulk}} = 3 \frac{T_k}{298\eta} \quad (12)$$

$$T_{1\text{ e } 2\text{ Superficial}} = \rho_{1,2} \left(\frac{S}{V} \right) \quad (13)$$

$$T_{2\text{ Difusão}} = D \frac{(\gamma G \tau)^2}{12} \quad (14)$$

Onde T_k é a temperatura dada em Kelvin (K); η representa a viscosidade do fluido; $\rho_{1,2}$ corresponde à relaxatividade superficial nas direções da relaxação; a relação S/V é a superfície específica do poro (1/cm); D é o coeficiente de difusão molecular; G indica a força do gradiente de campo (G/cm); e τ é o espaçamento de medição utilizado na sequência CPMG.

Pode-se obter uma equação mais geral para cada uma das relaxações, as quais são apresentadas pelas equações (15) e (16):

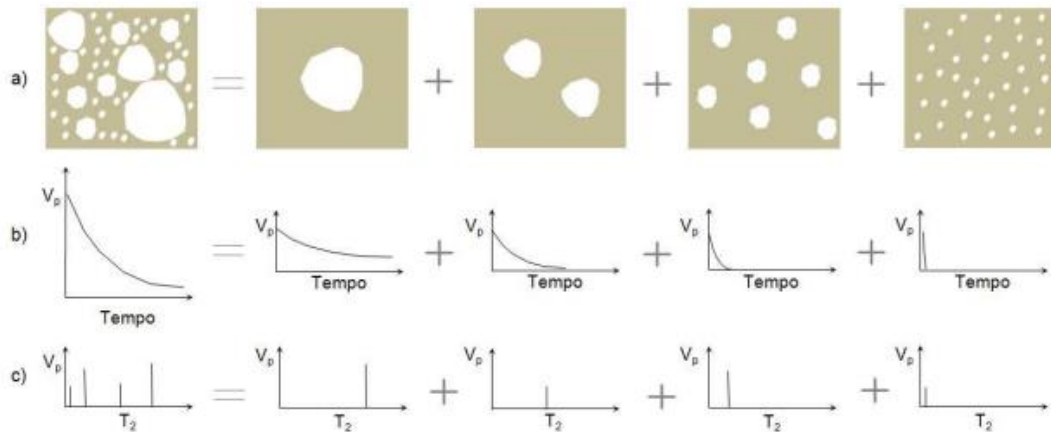
$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1\text{ Bulk}}} + \frac{1}{T_{1\text{ Superficial}}} \quad (15)$$

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{ Bulk}}} + \frac{1}{T_{2\text{ Superficial}}} + \frac{1}{T_{2\text{ Difusão}}} \quad (16)$$

Segundo Kenyon (1997), a medição do tempo de relaxação transversal (T_2) assume a condição de difusão rápida (*fast diffusion*), em que o tempo de relaxação é muito maior que o tempo de difusão das partículas. Nesse caso, a magnetização mantém-se homogênea no espaço enquanto decai no tempo. No entanto, em poros muito grandes, a difusão das partículas ocorre em um intervalo significativo, resultando em magnetização não uniforme.

Para minimizar os efeitos da difusão e garantir maior precisão na análise, é comum utilizar baixos tempos entre ecos. Nessas condições, a relaxação superficial torna-se dominante no sinal medido, fazendo com que T_2 seja diretamente proporcional ao tamanho dos poros (Belila, 2018). Como a razão entre superfície e volume dos poros varia, diferentes taxas de relaxação são observadas nos fluidos saturantes (Figura 14).

Figura 14 - a) Sistema poroso com tamanhos de poros variados. b) O sinal multiexponencial, composta pela soma de exponenciais simples. c) Cada exponencial é descrita por um tempo de relaxação (T_2).

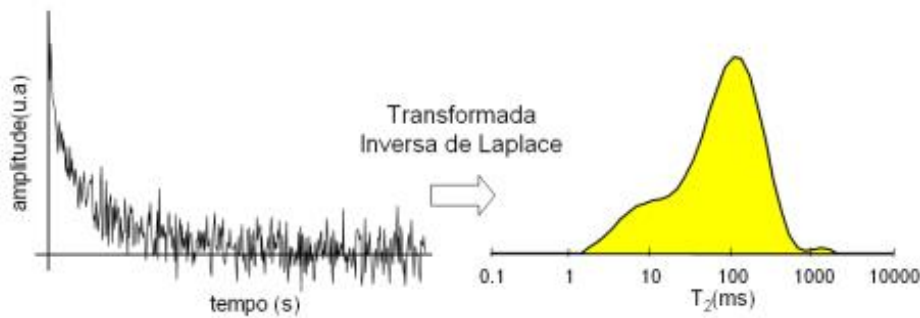


Fonte: Rios, (2011).

Os meios porosos das rochas apresentam complexidade multiescalar, resultando em inúmeras interações entre os fluidos e a matriz rochosa. Para viabilizar a análise dos tempos de relaxação, adota-se a discretização de T_2 , permitindo a inversão do sinal por meio da transformada inversa de Laplace (Figura 15). Esse processo possibilita a

obtenção da distribuição de T_2 , essencial para interpretações petrofísicas, visto que poros menores possuem decaimentos mais rápidos e poros maiores, tempos de relaxação mais longos (Mafra, 2024; Rios, 2011; Souza, 2012).

Figura 15 - Curva de relaxação de T_2 e sua decomposição em uma distribuição de tempos de relaxação transversal.



Fonte: Rios, (2011).

Com a distribuição de relaxação de T_2 , Kenyon *et al.* (1988) desenvolveram o modelo SDR (Schlumberger-Doll Research), que permite estimar a permeabilidade da rocha com base na média logarítmica dos valores de T_2 e na porosidade medida pela RMN (Coates *et al.*, 1999). O modelo SDR é expresso por:

$$K_{SDR} = \alpha T_{2lm} b_{\varphi NMR}^c \quad (17)$$

Onde os coeficientes "b" e "c" possuem valores típicos de 4 e 2, respectivamente, e " α " varia de acordo com a litologia da rocha. Esse modelo é sensível à presença de óleo e gás, pois tais fluidos alteram a distribuição de T_2 e, conseqüentemente, o valor médio de T_{2lm} (Tempo médio logarítmico). Caso a permeabilidade das amostras seja conhecida previamente, é possível ajustar os coeficientes do modelo para obter resultados mais precisos (Mafra, 2024; Souza, 2012).

Outro modelo proposto foi o de Timur (1969) que associa a permeabilidade ao índice de fluido livre ("Free-Fluid Index" - FFI) com isso Coates (1998) utiliza-se do FFI e introduz o volume de fluido irreduzível ("Bulk Volume Irreducible" - BVI). Portanto a porosidade total da amostra é a soma entre o FFI e o BVI (equação 18).

$$\varphi_T = FFI + BVI \quad (18)$$

Com essas informações, é possível determinar o valor de T_2 que separa os dois regimes ($T_{2\text{ cutoff}}$). Conhecendo esse valor, torna-se possível calcular a fração de cada regime. Assim, Timur-Coates sugeriu uma abordagem alternativa para o cálculo da permeabilidade, sendo demonstrada pela equação 19 (Coates,1999).

$$T_{\text{Timur-Coates}} = \left[\left(\frac{\phi_{NMR}}{\alpha} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2 \quad (19)$$

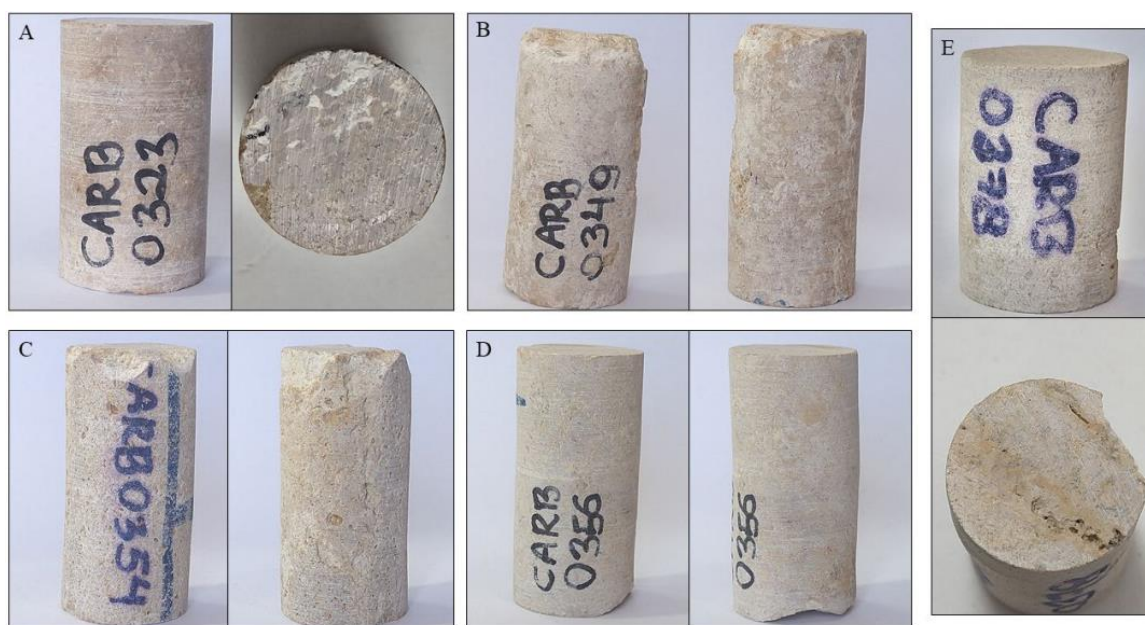
4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Amostras Analisadas

As amostras carbonáticas utilizadas neste estudo foram coletadas a partir de testemunhos de poços em afloramentos da Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, Brasil, provenientes dos estudos de Araújo et al. (2021) e Lopes et al. (2023). Do total de 101 amostras analisadas, 92 foram destinadas às técnicas de porosimetria a gás, porosidade por saturação com água e RMN, enquanto um subconjunto de 9 foi selecionado para análises digitais.

A Figura 16 apresenta alguns dos plugues selecionados para a pesquisa. De modo geral, todas as amostras possuem formato cilíndrico, com aproximadamente 25 mm de diâmetro e alturas variáveis, sendo a média de 33,21 mm. Esses dados estão detalhados em uma tabela, disponível no Anexo 1. Em razão de processos de dissolução, choques mecânicos e avaria do equipamento durante a extração e manuseio, os plugues apresentam algumas irregularidades em suas superfícies, e foram devidamente consideradas nas etapas de aquisição e processamento dos dados.

Figura 16 - Imagens de 5 amostras carbonáticas utilizadas, com seus respectivos códigos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As amostras selecionadas para o imageamento na linha de luz Mogno, do Laboratório Nacional de Luz Síncrotron (LNLS), que integra o Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM), precisaram ser adaptadas às exigências do equipamento. Inicialmente, foram cortadas em dimensões menores e, posteriormente, lixadas até atingirem tamanhos variando entre 3,8 mm e 6,6 mm (Figura 17a). Em seguida, foi desenvolvido um suporte utilizando um pequeno pedaço de madeira, no qual as amostras foram fixadas com o auxílio de um material termoplástico, que, ao ser aquecido por soprador térmico, garantiu sua aderência ao suporte (Figura 17b).

Figura 17 - a) Amostra lixadas e prontas para serem posteriormente fixadas em um pedaço de madeira b).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2 Petrofísica Convencional

Os ensaios de petrofísica convencional foram realizados utilizando duas abordagens complementares para caracterização integral das propriedades porosas das amostras: porosimetria por expansão de gás e método de saturação, permitindo a avaliação comparativa da porosidade efetiva e absoluta, respectivamente.

A determinação da porosidade a gás foi realizada no equipamento Coreval (Figura 18) instalado no Laboratório de Engenharia de Reservatórios de Petróleo (LABRES/UFRN). Este sistema opera por injeção de nitrogênio (N_2) em uma câmara pressurizada, onde os plugues amostrais são submetidos a uma pressão de confinamento de 1000 psi ($\sim 6,9$ MPa). O método baseia-se na Lei de Boyle-Mariotte, que relaciona a variação de pressão do gás com o volume de poros acessíveis.

Figura 18 - Coreval 700, mede na pressão de confinamento de sobrecarga (400 psi a 10.000 psi)



Fonte: Vinci Technologies (<http://www.vinci-technologies.com>)

Para determinar a porosidade por saturação, os plugues amostrais foram submetidos a uma câmara de vácuo para a degaseificação dos poros, garantindo que a saturação por imersão em água fosse realizada de maneira eficiente, posteriormente foi realizado a comparação entre a massa seca e saturada, o que permitiu calcular o volume poroso total acessado pelo fluido, essa etapa foi realizada no Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (*LPFR/UFRN*).

4.3 Equipamento de microtomografia de Raios X

As amostras foram digitalizadas utilizando o equipamento de tomografia computadorizada Nikon XTH 225 ST, disponível no Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Pernambuco (DEN/UFPE), conforme ilustrado na Figura 19.

A aquisição foi realizada com 3016 projeções, totalizando em média 950 cortes tomográficos utilizados para análise, conforme metodologia inspirada em Wang et al. (2020). Cada projeção foi obtida com tempo de exposição de 500 ms e incremento angular de $0,12^\circ$, sendo os parâmetros de voltagem e corrente ajustados para 150 kV e 80 μA , respectivamente. As imagens foram adquiridas com tamanho de pixel de 35 μm e, após o

processo de reconstrução no software CT Pro 3D, obteve-se um modelo tridimensional com *voxel* de mesma dimensão (35 μm).

A distância entre a fonte de radiação e o detector foi fixada em 117,6 cm, enquanto as amostras foram posicionadas a 32,4 cm da fonte de raios X. Para minimizar os efeitos de endurecimento do feixe (*beam hardening*), foi utilizado um filtro de alumínio com 1,0 mm de espessura entre a fonte e a amostra. O formato final das imagens resultou em aproximadamente 1400 fatias por amostra, com volume médio de 6 GB cada.

Figura 19 - Tomográfico Nikon, modelo XT H 225 ST.



Fonte: Laboratórios Multiusuários de Pesquisa (LaMPs), Departamento de Energia Nuclear (DEN) da UFPE. Acessando em 17/11/2024. Disponível em: <https://www.ufpe.br/propesqi/lamps/ltrcx>

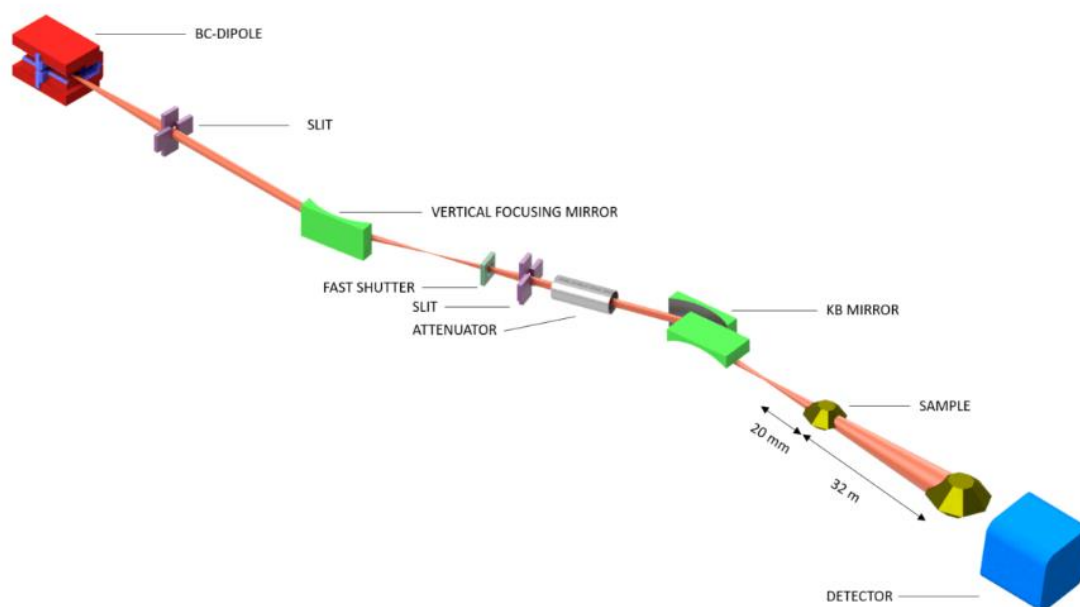
4.4 Equipamento de microtomografia por Síncrotron (SR-CT)

O equipamento de microtomografia por Síncrotron (SR-CT) da Linha de Luz MOGNO, localizado no Laboratório Nacional de Luz Síncrotron (LNLS), parte do Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM), opera nas faixas de energia de

22 a 67,5 keV. Sua principal característica é a capacidade de realizar tomografias com zoom contínuo, permitindo a análise de uma mesma amostra em diferentes resoluções.

A linha de luz MOGNO utiliza uma configuração óptica sofisticada para otimizar o fluxo de raios X. O primeiro elemento óptico é um espelho elíptico horizontal que colima a radiação proveniente do Superbend de 3,2T, o qual gera raios X de alta energia. O segundo sistema de espelhos, do tipo Kirkpatrick-Baez (KB), focaliza o feixe em uma região de $100 \times 100 \text{ nm}^2$ (Figura 20). O sistema oferece três energias principais (22, 39 e 67,5 keV) e a detecção pode ser feita por diferentes sistemas, proporcionando uma ampla gama de resoluções e campos de visão na amostra (FOVs).

Figura 20 - Projeto óptico da linha de luz MOGNO.



Fonte: CNPEM (2024).

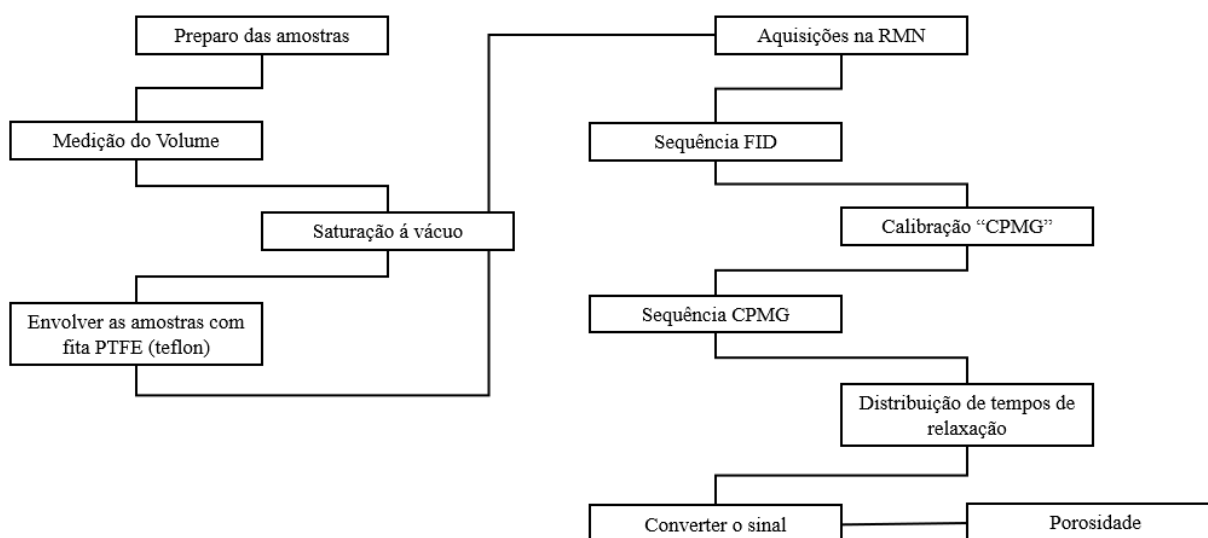
O design físico da MOGNO inclui uma cabana óptica e uma cabana experimental, com mesas de granitos e suportes de espelhos que permitem três graus de liberdade (x, y e z). A nanoestação é dedicada à obtenção de resoluções mais altas, enquanto a microestação lida com experimentos mais complexos, que podem causar vibrações.

Para as técnicas experimentais, a linha MOGNO oferece três modos principais: nanotomografia, microtomografia e tomografia 4D. A nanotomografia, utilizada nesse trabalho, é ideal para amostras secas de até 0,5 kg com alta resolução de até 100 nm.

4.5 Ressonância Magnética Nuclear

Os dados de RMN foram obtidos utilizando o equipamento MesoMR12-060H-I (Niumag), instalado no Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (LPFR/UFRN). O procedimento experimental envolveu, primeiramente, a medição do volume das amostras, seguida da preparação adequada para assegurar sua completa saturação e posteriormente, foi realizada a calibração do equipamento e, então, a aquisição dos dados, representadas de forma esquemática no fluxograma da Figura 21.

Figura 21: Fluxograma representando as etapas de aquisição para obter porosidade na RMN



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Como esquematizado na Figura 21, após a medição do volume das amostras secas foi realizada a saturação com água salobra contendo 20.000 p.p.m de Cloreto de Potássio (KCl). Essa solução salina visa simular as condições de reservatórios e prevenir o inchamento de argilas eventualmente presentes na matriz rochosa, o que poderia comprometer a porosidade. Por fim, antes das medições no equipamento de RMN, as amostras foram cuidadosamente envoltas com fita PTFE (teflon), a fim de evitar o escoamento da água durante o procedimento experimental.

As medições por RMN iniciam-se com a identificação da frequência de Larmor, utilizando a sequência FID e uma amostra padrão de alta porosidade, a cada turno de trabalho. Em seguida, realiza-se a calibração semanal com cinco amostras de porosidades

conhecidas (1%, 5%, 10%, 20% e 30%) e volume fixo (30 mL), utilizando a sequência CPMG.

A calibração gera uma curva linear entre o sinal obtido (eixo das ordenadas) e os valores de porosidade (eixo das abscissas), permitindo determinar a porosidade das amostras analisadas por meio da comparação com a reta de calibração. A sequência CPMG também fornece a curva de relaxação, que é processada pelo software do equipamento via transformada de Laplace, gerando a distribuição de tempos de relaxação T_2 , refletindo a distribuição do tamanho dos poros.

O sinal exportado pelo equipamento, tanto na curva de relaxação quanto na curva de distribuição T_2 , varia conforme o sinal calibrado, sendo necessária sua normalização. Esse processo consiste em converter o sinal obtido em cada ponto da curva (S_i) no valor de porosidade correspondente (ϕ_i). Como a área sob a curva de distribuição T_2 ($\sum S_i$) representa a porosidade total determinada pela RMN (ϕ^{RMN}), torna-se possível quantificar a contribuição de cada tempo de relaxação na porosidade total da amostra.

4.6 Metodologias de Aquisição dos Dados

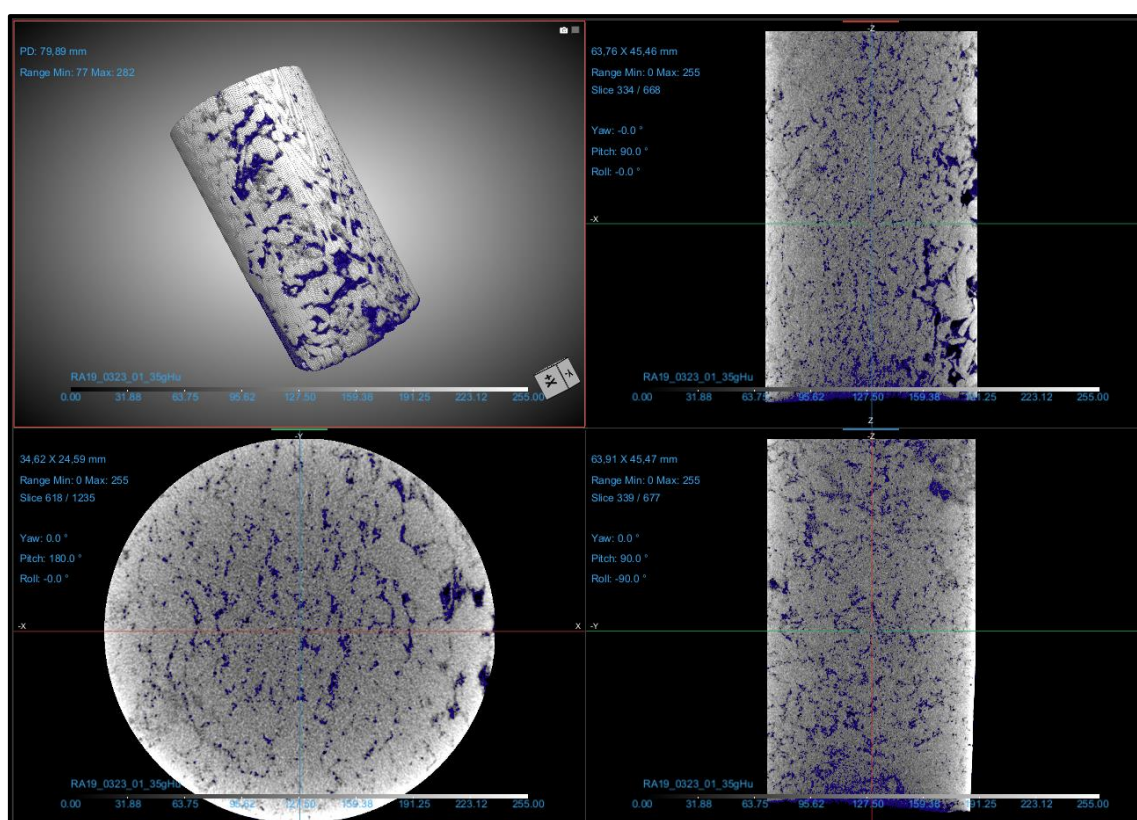
As etapas envolvendo análise e processamento dos dados digitais foram realizadas no software comercial Dragonfly, desenvolvido pela Object Research Systems (ORS). Para as 9 amostras digitais provenientes de microtomografia e 5 amostras obtidas por síncrotron.

4.6.1 Reconstrução e Segmentação do sistema poroso

As imagens obtidas por tomografia foram importadas no software Dragonfly no formato .tif. Após a importação, foi realizada a reconstrução tridimensional do volume amostral, com base no empilhamento sequencial dos cortes bidimensionais. Em seguida, procedeu-se à calibração espacial, com a inserção das dimensões reais (em milímetros) nos eixos x , y e z , de acordo com a resolução específica de cada técnica de aquisição. As resoluções aplicadas foram: 0,035 mm para imagens de Micro-CT; 0,029 mm para imagens de SR-CT. Essa calibração é fundamental para assegurar que as análises morfométricas reflitam fielmente as dimensões reais das estruturas internas das amostras.

Com os volumes calibrados, foi iniciada a etapa de segmentação do sistema poroso, com o objetivo de isolar os poros da matriz rochosa sólida. Esse processo foi realizado por meio de ferramentas de limiarização (*thresholding*) utilizando o método de Otsu, que se baseia na análise de histogramas de intensidade de cinza. Amplamente empregado em análise de imagens, esse método determina automaticamente um limiar que maximiza a separação entre as classes, neste caso, poros e matriz rochosa, conforme ilustrado na Figura 22. No exemplo mostrado, observa-se também a presença do artefato *beam hardening*, evidenciado pelos tons esbranquiçados nas bordas da amostra.

Figura 22: Representação de uma segmentação simples feita pelo método de Otsu: a cor azul representa a porosidade, enquanto os tons mais claros é a matriz da rocha.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

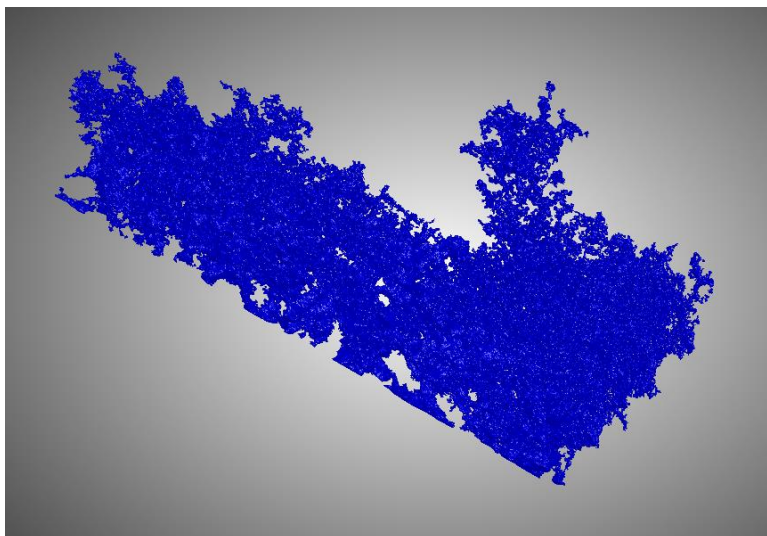
4.6.1.1 Separação de Estruturas de Interesse

Uma das grandes potencialidades do uso de imagens digitais está na possibilidade de realizar análises internas das estruturas da rocha. Nesse contexto, utilizou-se o Dragonfly para isolar as estruturas de interesse, neste caso, os poros, sejam eles conectados ou isolados. Esse procedimento possibilita a obtenção de diversos parâmetros morfométricos, como volume e esfericidade, além de permitir inferências sobre

propriedades como tortuosidade, permeabilidade e distribuição de tamanho de poros e/ou grãos.

O processo iniciou-se com a binarização das imagens por meio do método de Otsu, otimizado para separar as fases porosa da matriz, além de uma segmentação extra contendo a amostra por completo (Full), esta abordagem permitiu a quantificação precisa da porosidade total (absoluta), bem como a obtenção de parâmetros morfométricos essenciais, como os volumes dos poros. Em seguida, aplicou-se o algoritmo "*Connected Components*", que atribuiu rótulos únicos a cada poro ou grupo de poros interconectados. Esta etapa foi crucial para a identificação de redes percolantes, através do filtro "*Remove by Largest*", isolou-se exclusivamente o maior cluster de poros conectados, definindo assim a estimativa da porosidade efetiva da amostra (Figura 23), além da possibilidade de excluir poros por "*Remove Small Objects*", garantindo que apenas estruturas relevantes para fluxo fossem consideradas. Com a operação de subtração entre os segmentos A (poros originais) e B (microporosidade) foi possível obter a rede de maior conectividade e poros não conectados.

Figura 23 - Separação da maior rede de poros conectados na amostra segmenta.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.6.2 Metodologias Estatísticas Aplicadas

As metodologias estatísticas aplicadas neste estudo têm como objetivo principal fornecer suporte quantitativo à análise comparativa entre as diferentes técnicas petrofísicas empregadas. Para isso, foram utilizadas duas abordagens complementares: análises descritivas e testes de hipóteses, todas implementadas por meio de scripts personalizados por meio da linguagem Python.

Inicialmente, foram calculados indicadores descritivos clássicos, como média, mediana, desvio padrão, quartis e valores mínimos e máximos. Esses parâmetros resumem a distribuição dos dados de porosidade obtidos por cada técnica e fornecem uma primeira visão sobre a tendência central, variabilidade e assimetria dos resultados.

Em seguida, o teste ANOVA (*Analysis of Variance*) foi aplicado para verificar se as médias de porosidade diferem estatisticamente entre os grupos de litofácies. No contexto da ANOVA, as hipóteses são formuladas da seguinte forma:

- Hipótese nula (H_0): Não existem diferenças significativas entre as médias de porosidade das litofácies.
- Hipótese alternativa (H_1): Ao menos uma litofácies apresenta média significativamente distinta das demais.

O teste calcula a razão F, dividindo a variância entre grupos pela variância dentro dos grupos. Um valor de F elevado, associado a um “*p-valor*” inferior a 0,05, indica que a hipótese nula deve ser rejeitada, apontando diferenças estatisticamente significativas entre os grupos.

Contudo, a ANOVA, por si só, não identifica quais grupos diferem entre si. Por isso, como etapa posterior, utilizou-se o teste de Tukey HSD (*Honestly Significant Difference*), que realiza comparações “par a par” entre todas as litofácies. Essa abordagem ajusta os resultados para múltiplas comparações, reduzindo o risco de erro. O Tukey calcula intervalos de confiança para as diferenças entre médias: se o intervalo não incluir o zero, considera-se que há diferença estatística significativa ($p < 0,05$) entre as médias comparadas.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Análise Estatística dos Dados

5.1.1 Descrição Estatísticas das Litofácies

Para as análises estatísticas descritivas, o estudo analisou o conjunto de 92 amostras de rochas carbonáticas, que foram classificadas em quatro litofácies principais: Grainstone (51,1%), Dolowackstone (23,9%), Bioturbado (21,7%) e Brechado (3,3%), representados na Tabela 2, juntamente com as informações das médias, da altura, volume e massas, utilizados para análises estatísticas de comparação.

Tabela 2 - Estatísticas descritivas das amostras por litofÁCie, incluindo contagem, proporção, dimensões e massas

	<i>Grainstone</i>	<i>Dolowackstone</i>	<i>Bioturbado</i>	<i>Brechado</i>
Número de Amostras	47	22	20	3
Proporção (%)	51,1 %	23,9 %	21,7 %	3,3 %
Altura (mm)	28.97	32.42	33.70	29.91
Volume (cm³)	14.22	15.91	16.54	14.68
Massa seca (g)	31.99	40.01	40.43	34.42
Massa saturada (g)	34.07	40.99	41.91	36.39

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Ao analisar os valores de volume e massa (seca e saturada) percebe-se que o Grainstone exibe menores massas e volumes médios, condizentes com sua estrutura mais aberta e porosa. A Tabela 3, por sua vez, evidencia a maior porosidade do Grainstone em todos os métodos analisados, enquanto Dolowackstone apresenta os valores mais baixos. Bioturbado e Brechado ocupam posições intermediárias, com Brechado exibindo maior variabilidade, possivelmente devido ou pouca representação estatística nos dados.

Tabela 3 - Valores médios de porosidade (%) por litofÁCIE.

POROSIDADE POR LITOFÁCIE (%)

Tipo de porosidade	<i>Grainstone</i>	<i>Dolowackstone</i>	<i>Bioturbado</i>	<i>Brechado</i>
Φ Gás (%)	17,42	8,50	10,62	16,11
Φ Saturação (%)	14,77	6,38	9,21	13,66
Φ RMN (%)	17,30	8,04	9,88	15,63

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os testes ANOVA e Tukey HSD (Tabela 4) revelaram diferenças altamente significativas entre as litofácies, com valores-F (variância) elevados. As comparações específicas pelo teste de Tukey HSD mostraram que o Grainstone apresenta porosidade significativamente maior que as demais litofácies em todos os métodos analisados. O Dolowackstone, por sua vez, mostrou os menores valores de porosidade. O Brechado apresentou comportamento distinto apenas na porosidade Gás (-7,61% em relação ao Dolowackstone; $p=0,031$), sugerindo influência de porosidade secundária por fraturamento. As comparações envolvendo o Bioturbado não alcançaram significância estatística ($p > 0,05$). Os intervalos de confiança (95%) confirmaram a robustez desses padrões, embora a pequena amostragem de Brechado ($n=3$) limite inferências mais conclusivas para esta litofÁCIE.

Tabela 4 - Resultados dos testes ANOVA e Tukey HSD para comparação da porosidade entre litofácies, com valores de F, diferenças médias e intervalos de confiança (95%).

RESULTADOS DO TESTE ANOVA E TUKEY

VARIÁVEL	ANOVA (F; p)	Comparações Tukey	Diferença média	IC 95%	p-value
Porosidade Gás	F=85.2; <0.001	Grainstone × Dolowackstone	+8.92%	[+6.1, +11.7]	<0.001
		Grainstone × Bioturbado	+6.80%	[+3.7, +9.9]	<0.001
		Dolowackstone × Brechado	-7.61%	[-14.7, -0.5]	0.031
Porosidade Saturada	F=64.3; <0.001	Grainstone × Dolowackstone	+8.39%	[+5.2, +11.6]	<0.001
		Grainstone × Bioturbado	+5.56%	[+2.3, +8.8]	<0.001
Porosidade RMN	F=72.8; <0.001	Grainstone × Dolowackstone	+9.26%	[+6.3, +12.2]	<0.001
		Grainstone × Bioturbado	+7.42%	[+4.0, +10.8]	<0.001

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Com essas análises foi possível desenvolver algumas interpretações geológicas vinculando cada litofácia a seus ambientes deposicionais e processos diagenéticos. O *Grainstone*, formado em ambientes de alta energia, preserva porosidade primária, enquanto *Dolowackstone*, afetado por dolomitização, tem sua porosidade reduzida por cimentação. *Bioturbado* apresenta porosidade moderada, influenciada pela ação de organismos, e *Brechado*, embora pouco representado, sugere eventos que aumentaram sua porosidade. Esses resultados destacam a heterogeneidade porosa como um reflexo direto da história deposicional e diagenética das rochas.

5.1.2 Descrição Estatística da Porosidade

Analisando a Tabela 5 e os histogramas da figura 24, verifica-se que a Porosidade a Gás apresenta mediana (14,05%) muito próxima à média (13,77%), o que sugere uma distribuição relativamente simétrica, ainda que marcada por um desvio padrão elevado (5,90%). Essa variabilidade amplia a evidência da heterogeneidade litológica e estrutural típica de carbonatos. A ampla faixa de valores, de 3,51% a 23,45%, demonstra a coexistência de amostras com baixos e altos volumes de poros interconectados, predominando valores intermediários a elevados, possivelmente associados a poros de maior conectividade.

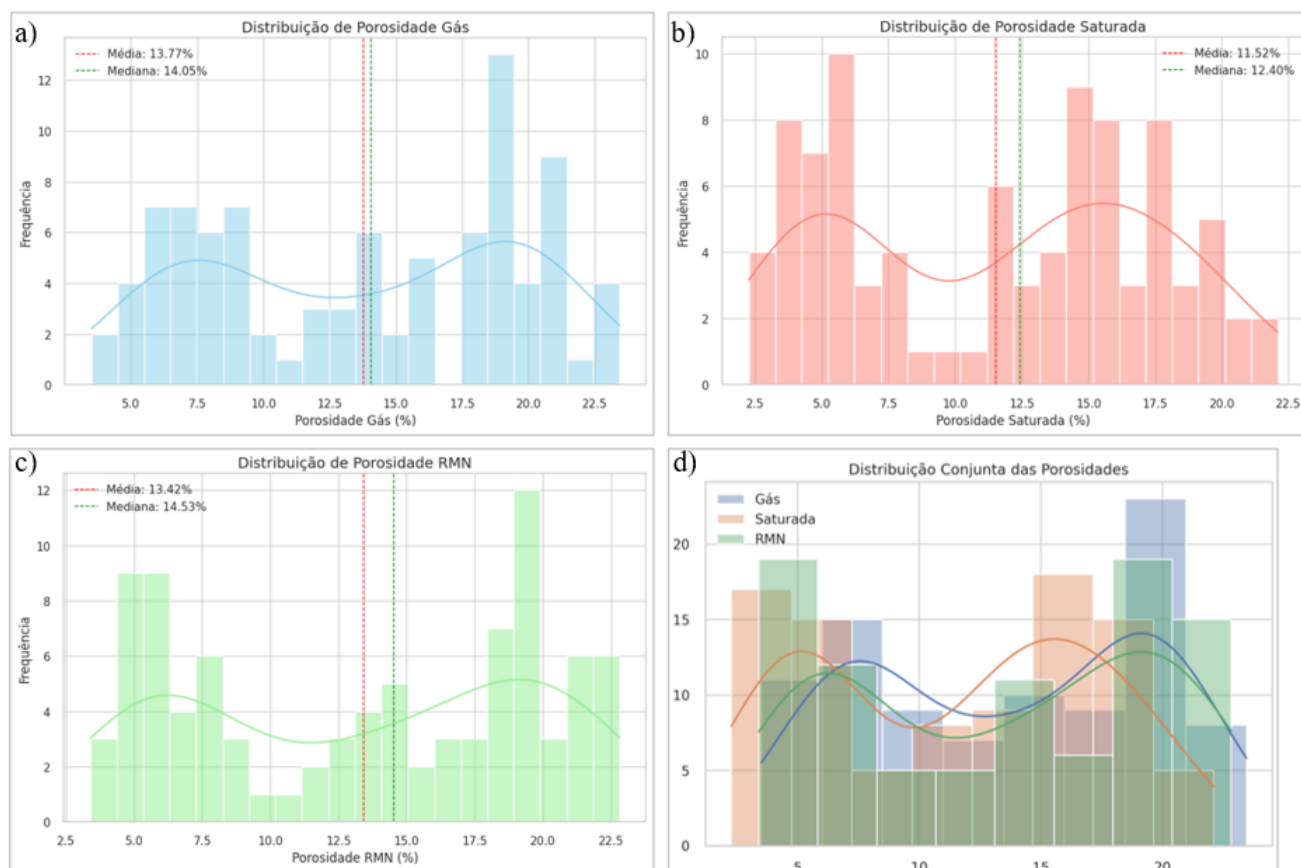
Tabela 5 - Estatísticas descritivas das medidas de porosidade (%).

ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS			
	<i>Porosidade Gás</i>	<i>Porosidade saturada</i>	<i>Porosidade RNM</i>
<i>Média</i>	13,77%	11,52	13,42
<i>Desvio padrão</i>	5,9	5,83	6,33
<i>Mínimo</i>	3,15	2,27	3,4
<i>25º Percentil</i>	8,06	5,7	7,08
<i>Mediana (50º Percentil)</i>	14,05	12,4	14,53
<i>75º Percentil</i>	18,96	15,88	19,12
<i>Máximo</i>	23,15	22,1	22,82

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Em contrapartida, a Porosidade Saturada apresenta mediana (12,40%) superior à média (11,52%), indicando uma leve assimetria à esquerda e uma concentração de amostras em faixas de porosidade mais baixa. Seus quartis (5,70% a 15,88%) evidenciam a limitação deste método em captar microporos ou poros isolados, que podem permanecer inacessíveis ao fluido de saturação. Essa restrição contribui para que os valores de porosidade saturada sejam sistematicamente inferiores aos obtidos pelas demais técnicas.

Figura 24 - Comparação das Distribuições de Porosidade: Gás, RMN e Saturada



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já a Porosidade RMN revela comportamento estatístico similar ao método Gás, com média (13,42%) próxima à da porosidade a gás e mediana ligeiramente superior (14,53%), além de um desvio padrão mais elevado (6,33%). Esse padrão confirma a sensibilidade da RMN à detecção de microporos e zonas de fluido adsorvido, que não são plenamente detectados pela técnica de saturação convencional. A dispersão acentuada corrobora a capacidade do método de refletir a heterogeneidade multiescalar dos sistemas porosos carbonáticos.

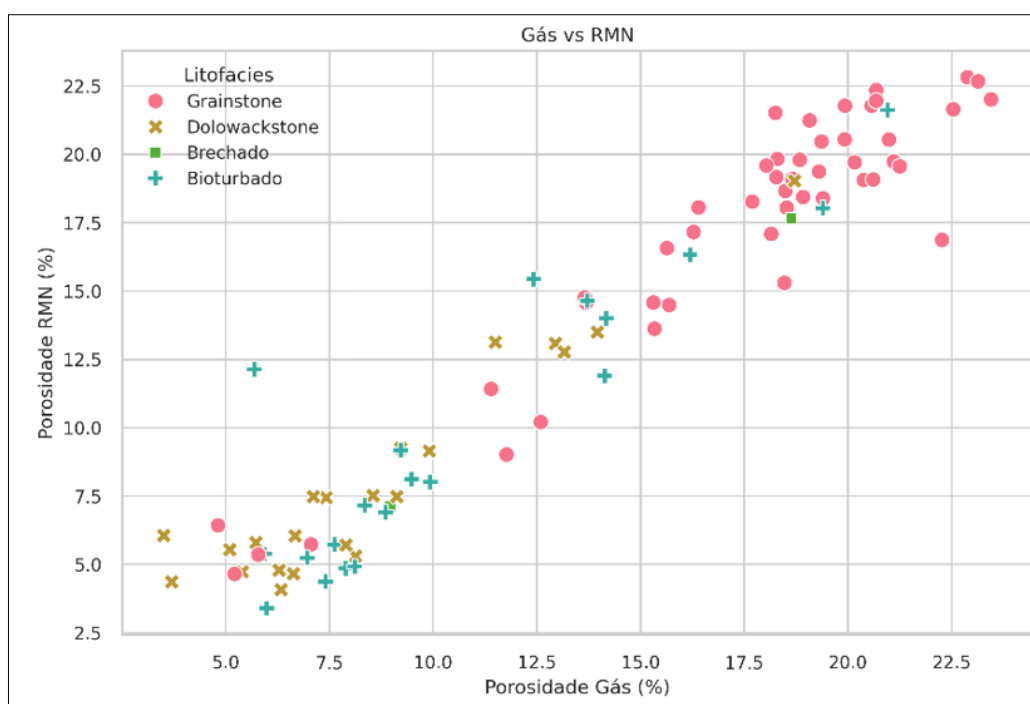
De modo geral, a consistência entre os resultados obtidos pelas técnicas Gás e RMN reforça a robustez dessas abordagens para estimativas de porosidade total, enquanto a Porosidade Saturada destaca-se como indicador mais restritivo, refletindo majoritariamente os volumes de poros efetivamente preenchíveis por fluidos móveis.

5.1.2.1 Comparação por Dispersão

Os gráficos de dispersão são importantes para avaliar a consistência entre as técnicas empregadas. Figura 25 (Gás vs RMN), observa-se uma correlação linear positiva bem definida, com boa distribuição dos pontos ao longo de uma tendência crescente. Tal relação sugere que a maior parte dos poros acessados pela RMN também é detectada pela porosimetria a gás.

No entanto, destaca-se alguma dispersão nas faixas de porosidade mais baixas, onde a RMN tende a apresentar valores ligeiramente superiores. Esse comportamento é justificável, uma vez que a RMN é mais sensível a microporos e poros isolados, capturando frações que a técnica a gás pode não acessar integralmente. Em termos de litofácies, observa-se que os Grainstones predominam nas maiores faixas de porosidade, confirmando sua elevada interconectividade típica. Por outro lado, Brechados e Bioturbados mostram distribuição mais dispersa em valores intermediários.

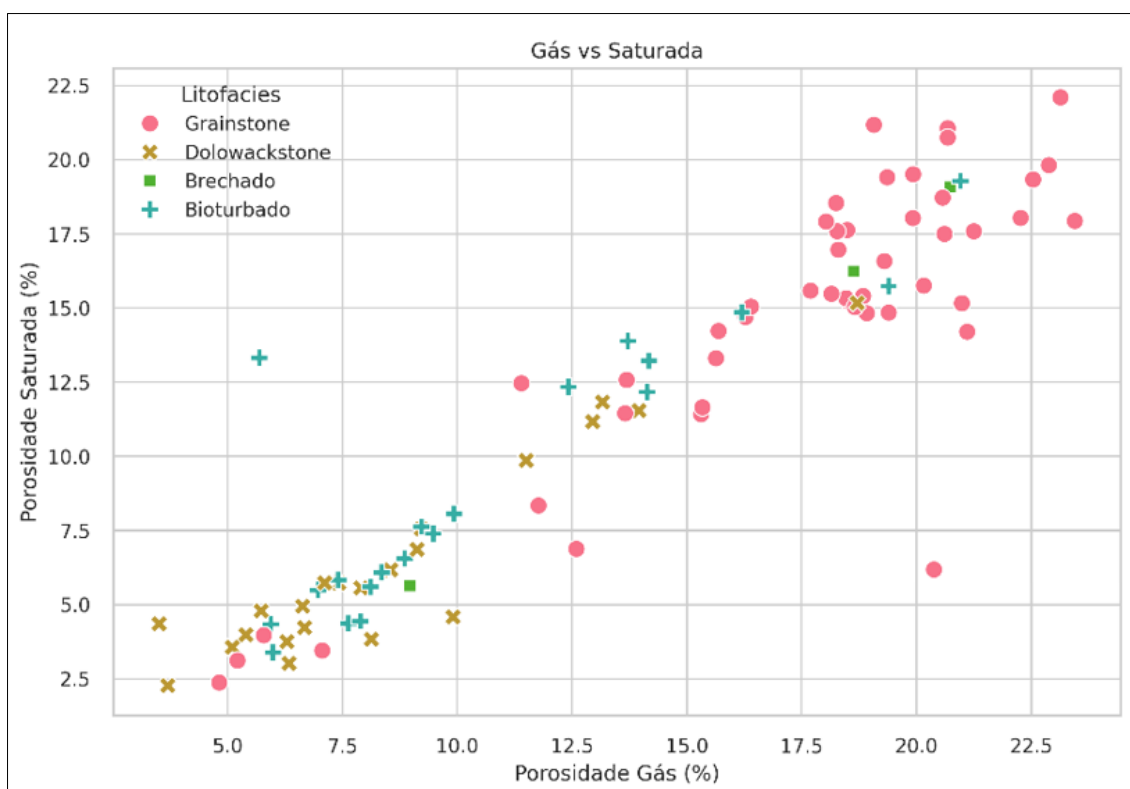
Figura 25 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Gás e RMN.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na Figura 26 (Gás vs saturada), a correlação também é positiva, mas apresenta dispersão mais acentuada em relação ao gráfico anterior. Nota-se que a porosidade determinada pelo gás, em geral, excede a porosidade por saturação, o que está de acordo com as propriedades físicas dos fluidos: o gás, por ter menor tensão superficial e não sofrer restrições de molhabilidade, conseguindo acessar poros que a água não penetra totalmente. A discrepância é mais evidente em porosidades inferiores a aproximadamente 10%, sugerindo zonas de baixa conectividade onde o método por saturação subestima o volume total de poros. Quanto às litofácies, os Grainstones seguem dominando as faixas de maior porosidade, enquanto Dolowackstones e Brechados concentram-se em valores intermediários a baixos.

Figura 26 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Gás e Saturada.

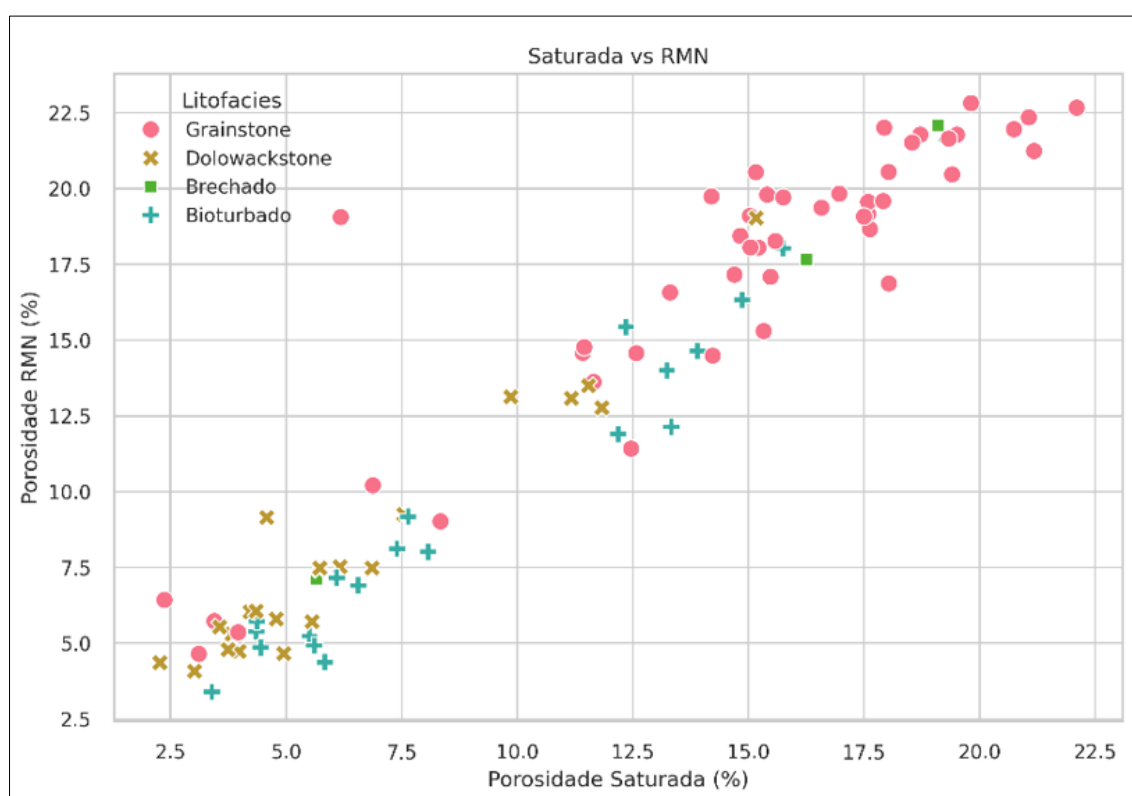


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Analisando a Figura 27 (Saturada vs. RMN), observa-se padrão semelhante ao de Gás vs. RMN, mas com dispersão ainda mais pronunciada, sobretudo em faixas de porosidade média e baixa. Esse resultado, além de estar em consonância com estudos clássicos (Coates, 1999), reforça que esse comportamento pode ser atribuído às características específicas de cada técnica: a RMN em detectar uma faixa mais ampla de poros, enquanto a porosidade por saturação reflete apenas o volume efetivamente

preenchido por água. Essa limitação pode estar relacionada à molhabilidade da rocha, à geometria dos poros ou à pressão de saturação empregada, que pode não ter sido suficiente para infiltrar a água em todos os microespaços, indicando sua capacidade de registrar microestruturas que permanecem inacessíveis durante os ensaios de saturação. Em termos de litofácies, os Grainstones continuam majoritários nas maiores faixas de porosidade, enquanto Brechados e Bioturbados evidenciam uma distribuição mais dispersa, o que destaca o impacto da heterogeneidade textural na discrepância entre métodos.

Figura 27 - Gráfico de dispersão para avaliar a consistência entre as técnicas Saturada e RMN.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

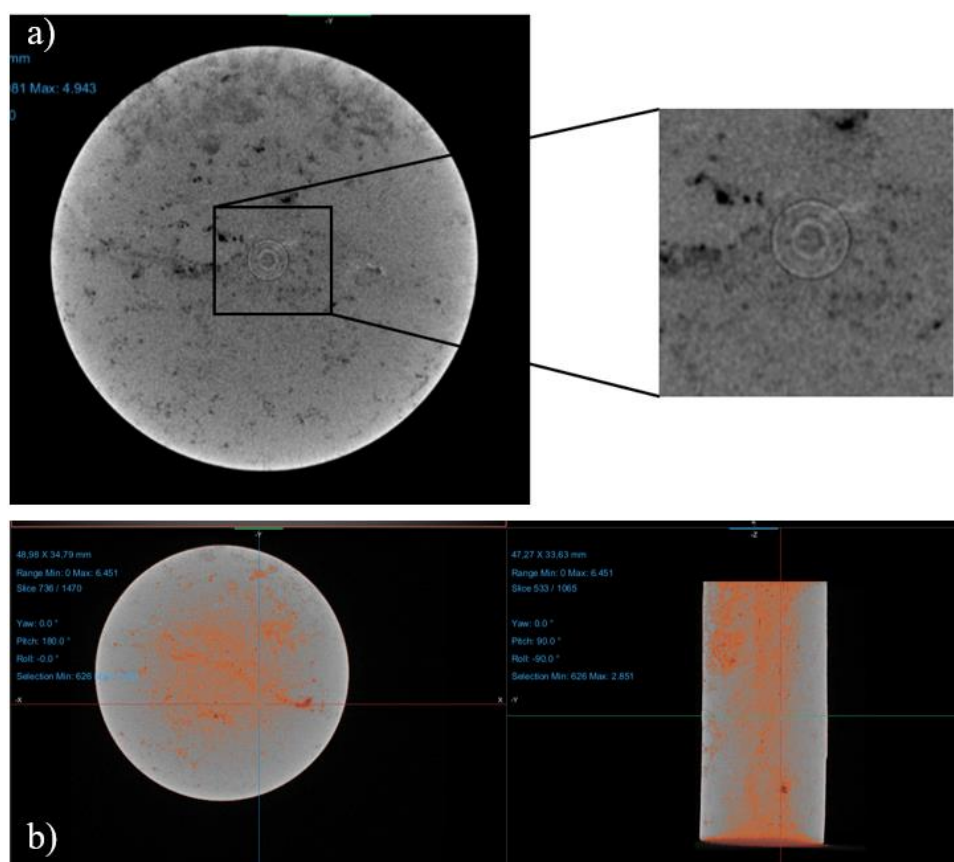
De forma integrada, a coerência geral entre os alinhamentos indica que os métodos são, em essência, consistentes entre si, apresentando diferenças inerentes à sensibilidade de cada técnica. A análise da distribuição por litofácies complementa essa interpretação, demonstrando que Grainstones concentram os maiores valores de porosidade devido à elevada conectividade, ao passo que Dolowackstones e Brechados ilustram sistemas com maior variação dos resultados.

5.2 Visualização das Imagens Segmentadas

A visualização tridimensional das amostras é o principal avanço proporcionado pelas técnicas de imagens digitais. Como destacado na Tabela 1, a Micro-CT convencional tende a apresentar maior incidência de ruídos e artefatos nas imagens, esses erros decorrem das propriedades da rocha, da interação com os raios X (espalhamento, atenuação) e das Condições de aquisição (alinhamento do feixe, tempo de exposição),

Algumas amostras analisadas apresentavam ruídos e alguns artefatos, como o *beam hardening*, problemas que podem ser suavizados com filtros, mas que interferem diretamente na aquisição, necessitando uma atenção extra os processamentos, outras amostras possuíam muitos problemas na imagem, como com muito ruídos, com o feixe descentralizado, o que impossibilitava uma segmentação coerente tendo a ser desconsideradas para o estudo. Como é o caso da Figura 28, a amostra apresenta todos os problemas citados.

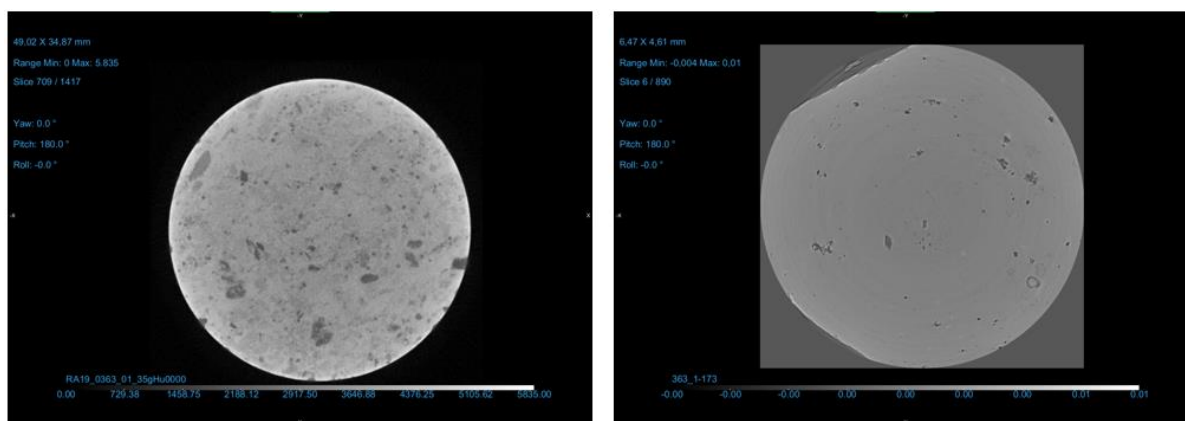
Figura 28 - Erros técnicos na aquisição de imagens de microtomografia. Artefatos e ruídos são visíveis em (a); enquanto (b) evidencia a dificuldade de segmentação devido a espelhamento e descentralização.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tais artefatos não foram observados nas amostras analisadas por tomografia de síncrotron, conforme demonstrado na Figura 29, que compara imagens da mesma amostra obtidas por ambas as técnicas, evidenciando diferenças significativas na resolução e qualidade de imagem. Conforme discutido anteriormente, a aplicação rotineira da técnica de síncrotron enfrenta limitações práticas consideráveis. O elevado custo operacional associado, à infraestrutura necessária e os requisitos computacionais exigidos para o processamento dos dados gerados restringem sua utilização. Esses fatores tornam a Micro-CT convencional, apesar de suas limitações técnicas, uma alternativa mais viável para estudos que demandam análise de um número maior de amostras e apresentam um poder computacional mais limitado.

Figura 29 - Comparação entre imagens obtidas por microtomografia (esquerda) e síncrotron (direita).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

5.3 Análise Morfométrica dos Sistemas Porosos Digitais

Para esta etapa das análises, foram utilizados os dados de nove amostras carbonáticas. Essa abordagem não destrutiva permitiu quantificar a porosidade total, a porosidade conectada e a fração de poros isolados. A Tabela 6 apresenta os resultados obtidos. A porosidade total das amostras varia de 4,47% a 13,87%. Já os valores de porosidade conectada, principais responsáveis pelo fluxo de fluidos, variaram entre 3,75% e 10,88%, indicando que, mesmo em amostras com menor porosidade absoluta, ainda existe um sistema interconectado funcional para escoamento.

Tabela 6 - Porosidade total, conectada e isolada das amostras obtidas por microtomografia computadorizada.

AMOSTRA	POROSIDADE TOTAL (%)	POROSIDADE CONECTADA (%)	POROS ISOLADOS (%)
323	4,47	3,75	0,72
343	8,63	6,67	1,96
350	8,6	6,69	1,91
363	13,87	10,88	2,99
370	13,01	10,23	2,78
374	9,37	7,24	2,13
392	12,68	9,97	2,71
382	11,55	9,1	2,45
400	11,31	8,87	2,44

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A análise da fração de poros isolados, que resulta da diferença entre porosidade total e conectada, destaca valores de 0,72% a 2,99%. Essa faixa reforça a presença de microporos não interligados, que não contribuem diretamente para a permeabilidade efetiva do reservatório. Para uma avaliação mais robusta do comportamento de fluxo, torna-se indispensável associar esses resultados a outros parâmetros petrofísicos, como medidas de permeabilidade e análises direcionais de fluxo.

5.3.1 Avaliação Integrada das Porosidades: Gás, Saturada, RMN e Digital

A avaliação integrada das porosidades obtidas pelas quatro técnicas (Tabela 7), tem como intuito evidenciar as diferenças sistemáticas entre os métodos, ressaltando suas características operacionais e sensibilidades específicas.

Tabela 7 - Valores de porosidade para as quatro técnicas analisadas.

AMOSTRA	POROSIDADE GÁS (%)	POROSIDADE SATURADA (%)	POROSIDADE RMN (%)	POROSIDADE DIGITAL (%)
323	9,662	2,64	5,74	4,47
343	15,114	12,20	14,57	8,63
350	18,698	11,40	19,97	8,6
363	10,197	7,89	10,62	13,87
370	15,469	13,03	15,66	13,01

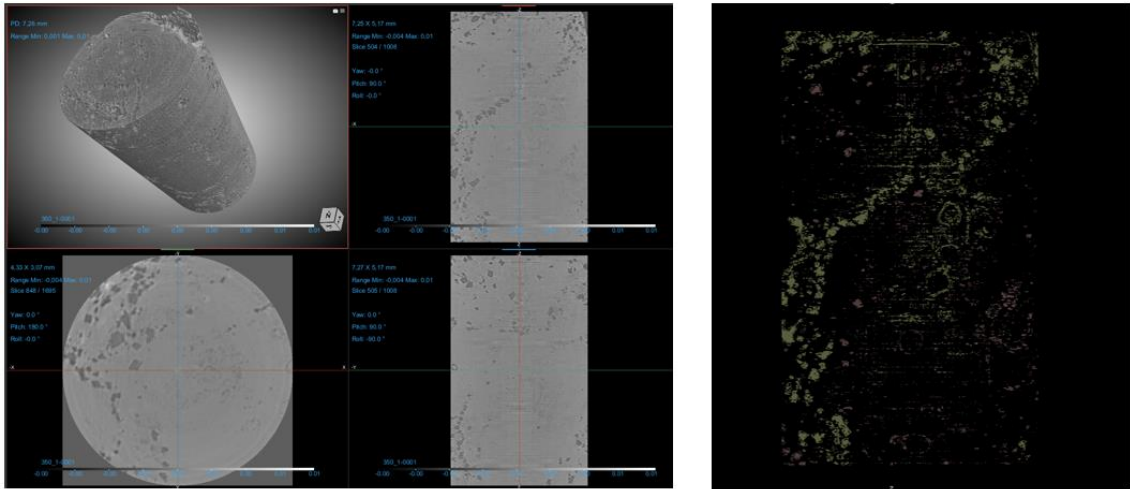
374	11,346	8,01	8,75	9,37
392	15,483	14,27	15,76	12,68
382	13,74	10,09	10,700	11,55
400	15,550	10,50	13,63	11,31

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os valores de Porosidade a Gás variaram de 9,66% a 18,69%, consistindo, em geral, na estimativa mais elevada dentre os métodos. A Porosidade por Saturação, por sua vez, apresentou valores consistentemente mais baixos, de 2,64% a 14,27%, sendo o método mais suscetível a subestimar a porosidade. Essa tendência é evidente na Amostra 323, onde a diferença entre Gás (9,66%) e saturada (2,64%) ultrapassa 7%, sugerindo um sistema com significativa porção de poros de difícil saturação, possivelmente microfraturas ou microporos com gargalos estreitos.

A Porosidade por RMN apresentou valores entre 5,74% e 19,97%, evidenciando sua capacidade de acessar frações adicionais do sistema poroso, como microporos, zonas com fluido residual e volumes não drenáveis. Em diversas amostras, como a 350 (Figura 30), a RMN registrou o maior valor entre os métodos (19,97%), superando inclusive a porosidade a Gás (18,69%), ao analisar a amostra digitalmente foi possível perceber a presença de fraturas recorrentes por toda a sua estrutura interna.

Figura 30 - Demonstração da potencialidade da integração das técnicas com as imagens digitais. A análise das estruturas internas fornece um entendimento mais robusto do sistema poroso.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Porosidade Digital, trouxe informações complementares ao quantificar a estrutura interna dos poros e ajudou a interpretar os valores de porosidade das outras técnicas. Os valores variaram de 4,47% a 13,87%, alinhando-se em média a patamares intermediários entre a Saturada e a RMN.

5.4 Discussão Integrada e Implicações Petrofísicas

A análise comparativa entre as quatro técnicas confirma tendências já identificadas nos resultados estatísticos e nos gráficos de dispersão. Em termos gerais, verifica-se que cada abordagem investiga diferentes frações do sistema poroso, complementando-se em suas limitações e potencialidades. A Tabela 8 sintetiza essas correlações de forma objetiva.

A comparação RMN vs. Gás apresenta alta correlação e baixa dispersão, evidenciando a consistência entre ambas para estimar o volume poroso interconectado. Contudo, a RMN demonstra capacidade superior de detectar microporos adicionais e zonas de fluido retido. A relação RMN vs. Saturada revela correlação moderada e dispersão média, indicando que a RMN tende a registrar valores mais elevados, refletindo sua sensibilidade a poros não acessíveis à água durante o ensaio de saturação.

Tabela 8 -Comparação entre métodos de análise de porosidade: correlação, dispersão e tendências observadas (RMN, Gás, Saturada e Micro-CT)

<i>COMPARAÇÃO</i>	<i>CORRELAÇÃO</i>	<i>DISPERSÃO</i>	<i>TENDÊNCIA OBSERVADA</i>
<i>RMN VS GÁS</i>	Alta	Baixa	Alta concordância; RMN detecta microporos adicionais.
<i>RMN VS SATURADA</i>	Moderada	Média	RMN tende a apresentar valores maiores; capta poros não saturados.
<i>SATURADA VS GÁS</i>	Moderada	Alta	Saturada subestima porosidade em relação ao Gás; limitação por molhabilidade.
<i>DIGITAL VS GÁS</i>	Moderada/Alta	Média	Micro-CT revela valores semelhante ao Gás, mas mostra frações não conectadas.
<i>DIGITAL VS RMN</i>	Moderada	Média/Alta	Concordância na porosidade total; digital detalha conectividade estrutural.

**DIGITAL VS
SATURADA**

Baixa/Moderada

Alta

Micro-CT tende a superar a Saturada; evidencia poros isolados não acessíveis à água.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na comparação Saturada vs. Gás, observa-se correlação também moderada, mas com maior dispersão, o que confirma que a técnica de saturação frequentemente subestima a porosidade em relação ao método a gás. Essa diferença está relacionada a fatores como tensão superficial, molhabilidade das amostras e as pressões empregadas nos experimentos com cada fluido.

No caso da Microtomografia (Micro-CT), os valores obtidos se mantêm próximos ou ligeiramente inferiores aos da Porosidade a Gás, mas seu diferencial reside na capacidade de distinguir poros conectados e isolados. Em situações específicas (como na Amostra 363), a Porosidade Digital pode inclusive superar os valores do Gás, sugerindo a presença de fraturas abertas, cavidades adicionais ou mesmo efeitos associados à etapa de segmentação. Quando comparada à RMN, a Micro-CT delimita o volume geométrico total dos poros, abrangendo também espaços secos ou parcialmente isolados. Essa complementaridade é essencial para modelos de fluxo multiescalar, pois permite cruzar informações geométricas e dinâmicas do sistema poroso. Já na relação Micro-CT vs. Saturada, a comparação revela que a Micro-CT, em geral, aponta valores superiores aos da porosidade por saturação, evidenciando a fração de poros que permanecem inacessíveis à água nos experimentos convencionais.

Assim, os resultados reforçam que a escolha da técnica deve considerar o objetivo específico do estudo, o tipo de reservatório e a fração do sistema poroso que se deseja caracterizar. A Tabela 9 resume de forma objetiva os cenários de aplicação prática mais recorrentes no contexto da caracterização petrofísica de rochas carbonáticas, destacando o papel específico de cada técnica conforme as propriedades do sistema poroso que se deseja investigar.

Tabela 9 - Critérios para seleção de técnicas de análise de porosidade: aplicações práticas e vantagens metodológicas

APLICAÇÕES PRÁTICAS E ESCOLHA DA TÉCNICA		
CENÁRIO	Técnica Preferida	Justificativa
Estudos de porosidade total e volume de grãos	Gás	Alta precisão e simplicidade
Análise estrutural da rocha (poros, conectividade)	Micro-CT/Síncrotron	Detalhamento 3D e análises morfológicas
Caracterização dinâmica de fluidos (mobilidade, saturação)	RMN	Alta sensibilidade a fluidos e poros ativos
Determinação de porosidade efetiva	Saturação com água	Método direto e experimental, especialmente em rochas de alta conectividade
Simulações digitais de fluxo	Micro-CT + RMN	Integração de geometria e propriedades de fluxo
Ambientes onde poros muito pequenos são relevantes	RMN	Captação de sinais de poros com T2 muito curto
Análises rápidas e não destrutivas	RMN	Medição sem preparação extensa de amostras

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Estes cenários ilustram como cada técnica encontra aplicação preferencial em etapas distintas da caracterização de reservatórios, seja na quantificação de porosidade total (gás), na visualização de morfologia (Micro-CT), na resposta dinâmica de fluidos (RMN) ou na definição de porosidade efetiva (saturação). Essa versatilidade evidencia que nenhuma abordagem isolada é suficiente: é na integração multitécnica que se consolida uma interpretação petrofísica robusta

6 CONCLUSÃO

Os resultados apresentados nesta dissertação demonstram, a relevância de integrar diferentes técnicas petrofísicas na caracterização de sistemas porosos, especialmente em contextos geológicos marcados por alta heterogeneidade litológica, como é o caso das rochas carbonáticas, destacando que a complexidade deposicional e diagenética desses reservatórios demanda ferramentas complementares para uma interpretação confiável.

A comparação entre porosimetria a gás, saturação com água, ressonância magnética nuclear (RMN) e técnicas de imagem digital evidenciou que não existe um método isolado capaz de abranger todas as frações do sistema poroso de forma abrangente e precisa. Cada técnica demonstrou sensibilidade distinta: a porosimetria a gás reafirmou sua robustez na estimativa da porosidade interconectada; a saturação com água confirmou sua utilidade na quantificação da porosidade efetivamente preenchida; a RMN destacou-se pela detecção de microporos e volumes residuais de fluidos adsorvidos; enquanto a microtomografia forneceu uma representação espacial detalhada, revelando o grau de conectividade, distribuição volumétrica e morfometria dos poros.

A análise estatística, amparada por métodos descritivos, correlações gráficas, ANOVA e teste de Tukey, reforçou a existência de diferenças significativas entre as litofácies (Grainstone, Dolowackstone, Bioturbado e Brechado), corroborando a hipótese de que a variabilidade deposicional e diagenética impacta diretamente na distribuição e conectividade dos espaços porosos. Estes achados fortalecem a compreensão de que as propriedades petrofísicas não devem ser tratadas de forma isolada, mas interpretadas em conjunto com o contexto geológico e estrutural de cada fácies.

Além de consolidar parâmetros confiáveis de porosidade absoluta e efetiva, este trabalho enfatiza o valor da abordagem digital, evidenciada pela microtomografia, como ferramenta complementar à análise laboratorial convencional. Ao possibilitar a segmentação de poros conectados e isolados, a técnica amplia a capacidade de previsão sobre fluxo de fluidos e permeabilidade, aspectos cruciais para o gerenciamento de reservatórios.

Portanto, este estudo contribui para a discussão metodológica contemporânea ao propor um protocolo comparativo, que pode ser aplicado em outros contextos

sedimentares e formações carbonáticas com características similares. A integração das técnicas testadas oferece subsídios para refinamento de modelos geológicos e simulações de fluxo, podendo impactar diretamente o planejamento e a eficiência das estratégias de exploração e produção de hidrocarbonetos.

Como perspectiva futura, recomenda-se o aprofundamento das análises integrando medidas de permeabilidade absoluta e relativa, estudos de molhabilidade, testes de capilaridade e avanços em processamento digital de imagens, como aprendizado de máquina, para segmentação automatizada. Tais aprimoramentos poderão fortalecer a modelagem multiescalar dos sistemas porosos, reduzir incertezas e elevar a qualidade das interpretações petrofísicas, atendendo às demandas crescentes por eficiência técnica na indústria do petróleo.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AHR, W. M. **Geology of Carbonate Reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008. 277 p.
2. AKKURT, Ridvan et al. **NMR logging of natural gas reservoirs**. In: SPWLA Annual Logging Symposium. SPWLA, 1995. p. SPWLA-1995-N.
3. Ameloko, A.A., Uhegbu, G.C. & Bolujo, E. Evaluation of seismic and petrophysical parameters for hydrocarbon prospecting of G-field, Niger Delta, Nigeria. *J Petrol Explor Prod Technol* **9**, 2531–2542 (2019). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0735-5>
4. ANDREW, Matthew et al. **The imaging of dynamic multiphase fluid flow using synchrotron-based X-ray microtomography at reservoir conditions**. *Transport in Porous Media*, v. 110, n. 1, p. 1-24, 2015.
5. ANJOS, Carlos E. M. dos; AVILA, Manuel R. V.; VASCONCELOS, Adna G. P.; NETA, Aurea M. P.; MEDEIROS, Lizianne C.; EVSUKOFF, Alexandre G.; SURMAS, Rodrigo. **Deep learning for lithological classification of carbonate rock micro-CT images**. 2020. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2007.15693>.
6. ARAÚJO, R. E. B., LA BRUNA, V., RUSTICHELLI A., BEZERRA, F. H. R., XAVIER M. M., AUDRA, P., BARBOSA, J. A., ANTÔNIO C.D., Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil, *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 123, 104753, ISSN 0264-8172, Jan 2021. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104753.
7. ARCHIE, G. E. **The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics**. *Transactions of the AIME*, v. 146, n. 1, p. 54-62, 1942.
8. ARNS, Christoph H. et al. **Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography**. *SPE Journal*, v. 10, n. 04, p. 475-484, 2005.
9. BELILA, Aline Maria Poças. **Caracterização do sistema poroso de rochas carbonáticas utilizando ressonância magnética nuclear e microtomografia computadorizada de raios-X**. 2018. Tese de Doutorado.
10. BERA, Achinta; SHAH, Subhash. **A review on modern imaging techniques for characterization of nanoporous unconventional reservoirs: Challenges and prospects**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 133, p. 105287, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105287>.
11. BERA, Achinta; SHAH, Subhash. **A review on modern imaging techniques for characterization of nanoporous unconventional reservoirs: Challenges and prospects**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 133, p. 105287, 2021.

12. BLOCH, Felix. **Nuclear induction**. Physical Review, v. 70, n. 7-8, p. 460, 1946.
13. BOYD, A.; SOUZA, A.; CARNEIRO, G.; MACHADO, V.; TREVIZAN, W.; SANTOS, B.; NETTO, P.; BAGUEIRA, R.; POLINSKI, R.; BERTOLINI, A. **Presalt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil**. Petrophysics, v. 56, n. 6, p. 577–591, 2015.
14. CARBILLET, L.; HEAP, M.; BAUD, P.; WADSWORTH, F.; REUSCHLÉ, T. **The Influence of Grain Size Distribution on Mechanical Compaction and Compaction Localization in Porous Rocks**. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, v. 127, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1029/2022JB025216>.
15. CARMAN, Philip Crosbie. **Fluid flow through granular beds**. Trans. Inst. Chem. Eng. London, v. 15, p. 150-156, 1937.
16. CARVALHO FILHO, I. F. **Métodos de processamento e análise de imagens de microtomografia de raios-X de rochas carbonáticas, utilizando softwares livres para determinação de porosidade**. 57 f. Relatório (Graduação em Geofísica). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2022.
17. CENTRO NACIONAL DE PESQUISA EM ENERGIA E MATERIAIS (CNPEM). **Linha de Luz Mogno – LNLS**. Disponível em: <https://lnls.cnpem.br/facilities/mogno/>. Acesso em: 15 dez. 2024.
18. CHENCAREK, B. et al. **Multi-exponential analysis of water NMR spin–spin relaxation in porosity/permeability-controlled sintered glass**. Applied Magnetic Resonance, v. 50, n. 1, p. 211-225, 2019.
19. CHIOSSI, Nivaldo. **Geologia de engenharia**. São Paulo: Oficina de Textos, 2013. 426 p.
20. CHOQUETTE, Philip W.; PRAY, Lloyd C. **Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates**. AAPG Bulletin, v. 54, n. 2, p. 207-250, 1970.
21. CNUUDE, Veerle; BOONE, Matthieu Nicolaas. **High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications**. Earth-Science Reviews, v. 123, p. 1-17, 2013.
22. COATES, G. R. **NMR Logging Principles and Applications**. Gulf Professional Publishing, 1999.
23. EHRENBERG, S. N.; NADEAU, P. H. **Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships**. AAPG Bulletin, v. 89, n. 4, p. 435-445, 2005.
24. GARIB, Daniela Gamba et al. **Tomografia computadorizada de feixe cônico (Cone beam): entendendo este novo método de diagnóstico por imagem com promissora aplicabilidade na Ortodontia**. Revista Dental Press de Ortodontia e Ortopedia Facial, v. 12, p. 139-156, 2007.
25. HAHN, E. **Spin Echoes**. Physical Review, v. 80, n. 4, p. 580–594, 1950. CARR, H. Y.

26. HAMILTON, Edwin L. **Variations of density and porosity with depth in deep-sea sediments.** Journal of Sedimentary Research, v. 46, n. 2, p. 280-300, 1976.
27. HONARPOUR, M.; MAHMOOD, S. M. Relative-permeability measurements: An overview. **Journal of petroleum technology**, v. 40, n. 08, p. 963-966, 1988.
28. HOSA, A.; WOOD, R. Order of diagenetic events controls evolution of porosity and permeability in carbonates. *Sedimentology*, v. 67, p. 1–26, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1111/sed.12733>.
29. HOUNSFIELD, G. N. **Computerized transverse axial scanning (tomography): Part 1. Description of system.** British Journal of Radiology, v. 46, n. 552, p. 1016-1022, 1973.
30. IASSONOV, Pavel; GEBRENEGUS, Thomas; TULLER, Markus. **Segmentation of X-ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures.** Water Resources Research, v. 45, n. 9, 2009.
31. IKLASSOV, Zangir; MEDVEDEV, Dmitrii; NAZAROV, Otabek; RAZZOKOV, Shakhboz. **AI for Porosity and Permeability Prediction from Geologic Core X-Ray Micro-Tomography.** 2022. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2205.13189>.
32. JAFARI, Jalil et al. The effects of diagenesis on the petrophysical and geochemical attributes of the Asmari Formation, Marun oil field, southwest Iran. *Petroleum Science*, v. 17, p. 292–316, 2020.
33. KARGARPOUR, Mohammad Ali. **Carbonate reservoir characterization: an integrated approach.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 10, n. 7, p. 2655-2667, 2020.
34. KATRE, Shreya; NAIR, Archana M. **Modelling the effect of grain anisotropy on inter-granular porosity.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, p. 1-19, 2022.
35. KENYON, W. E. **Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement.** Nuclear Geophysics (International Journal of Radiation Applications and Instrumentation, Part E), v. 6, n. 2, 1992.
36. KENYON, W. E. **Petrophysical principles of applications of NMR logging.** The Log Analyst, v. 38, n. 02, 1997.
37. KENYON, W. E.; DAY, P. I.; STRALEY, C.; WILLEMSSEN, J. F. **A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water saturated sandstones.** SPE Formation Evaluation, v. 3, p. 622-636, 1988.
38. KIAM, Thiago Noboru Leite. **Aplicação de simulação numérica e aprendizado profundo utilizando imagens de micro-CT de rochas reservatório.** 2024. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
39. KOZENY, J. **Über kapillare Leitung des Wassers im Boden.** Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien, v. 136, p. 271-306, 1927.

40. KRONBAUER, Denise Prado et al. **Determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios usando modelos de redes de poros**. 2014.
41. LANDIS, Eric N.; KEANE, Denis T. **X-ray microtomography**. *Materials Characterization*, v. 61, n. 12, p. 1305-1316, 2010.
42. LIN, Qingyang et al. Quantification of sub-resolution porosity in carbonate rocks by applying high-salinity contrast brine using X-ray microtomography differential imaging. **Advances in water resources**, v. 96, p. 306-322, 2016.
43. LINDQUIST, W. Brent et al. **Pore and throat size distributions measured from synchrotron X-ray tomographic images of Fontainebleau sandstones**. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 105, n. B9, p. 21509-21527, 2000.
44. LOPES, J. et al. Three-dimensional characterization of karstic dissolution zones, fracture networks, and lithostratigraphic interfaces using GPR cubes, core logs, and petrophysics: Implications for thief zones development in carbonate reservoirs. *Marine and petroleum geology*, v. 150, p. 106126–106126, 2023.
45. LUCIA, F. J. **Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space**. *Journal of Petroleum Technology*, v. 35, n. 03, p. 629-637, 1983.
46. LUCIA, F.J. **Carbonate reservoir characterization: An integrated approach**, 2nd ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72742-2>.
47. MAFRA, Mauricio Gabriel Lacerda. **Aplicação de aprendizado de máquina para estimativa da permeabilidade utilizando dados de RMN de rochas análogas a reservatório**. 2024. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
48. MANTOVANI, Iara Frangiotti et al. **Microtomografia e nanotomografia de raios X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos**. 2013.
49. MARGARITONDO, Giorgio. **A primer in synchrotron radiation: everything you wanted to know about SEX (Synchrotron Emission of X-rays) but were afraid to ask**. *Synchrotron Radiation*, v. 2, n. 3, p. 148-154, 1995.
50. MEIBOOM, S.; GILL, D. **Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times**. *Review of Scientific Instruments*, v. 29, n. 8, p. 688-691, 1958.
51. MONTE-MOR, L. S. **Injeção de Salmoura Carbonatada em Rochas Carbonáticas: Efeitos do Transporte Reativo**. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP, 2018.
52. MORAES, Nathália Amorim Lima de et al. **Avaliação dos parâmetros de Archie por meio de simulação numérica em modelos digitais de rochas sedimentares**. 2021.

53. NOGUEIRA, Liebert Parreiras. **Microtomografia computadorizada e microfluorescência de raios X por luz síncrotron para avaliação dos efeitos da radiação em microestruturas ósseas de ratos**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Nuclear, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.
54. PARK, H.; HWANG, D.; SEO, J. **Metal Artifact Reduction for Polychromatic X-ray CT Based on a Beam-Hardening Corrector**. IEEE Transactions on Medical Imaging, v. 35, p. 480-487, 2016. <https://doi.org/10.1109/TMI.2015.2478905>.
55. PETTIJOHN, F. J. **Sedimentary Rocks**. 2. ed. New York: Harper & Row, 1957. (Apud SUGUIO, 2003).
56. PINHEIRO, Christiano Jorge Gomes. **Desenvolvimento de um algoritmo para quantificação de microestruturas em tomografias 3D de objetos complexos obtidas com radiação síncrotron**. COPPE/UFRJ, 2008.
57. PURCELL, E. M. **Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments**. Physical Review, v. 94, n. 3, p. 630-638, 1954.
58. PURCELL, Edward M.; TORREY, Henry Cutler; POUND, Robert V. **Resonance absorption by nuclear magnetic moments in a solid**. Physical Review, v. 69, n. 1-2, p. 37, 1946.
59. RAMAMOORTHY, R. et al. **A New Workflow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs**. Petrophysics, v. 51, n. 1, p. 17-31, 2010.
60. RIOS, E.F. **Caracterização petrofísica de rochas reservatório por RMN: abordagem clássica e modelos multivariados**. Dissertação (Mestrado em Geofísica) – Observatório Nacional, Rio de Janeiro, 2011.
61. ROSA, Adalberto José; DE SOUZA CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006.
62. SEYYEDATTAR, S. M.; ZENDEHBOUDI, S.; BUTT, S. D. **Application of machine learning in petroleum reservoir characterization: a review of the state-of-the-art**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 180, p. 106–133, 2019.
63. SOUZA, A. **Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear**. Tese (Doutorado - Programa de Pós-Graduação Interunidades em Ciência e Engenharia de Materiais. Área de concentração: Desenvolvimento, Caracterização e Aplicação de Materiais) – Escola de Engenharia de São Carlos / Instituto de Física de São Carlos / Instituto de Química de São Carlos, 2012.
64. SPANNE, P. et al. **Synchrotron computed microtomography of porous media: topology and transports**. Physical Review Letters, v. 73, n. 14, p. 2001, 1994.
65. SUGUIO, K. **Introdução à Sedimentologia**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2003.

66. TERRA, Gerson José Salamoni et al. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 18, n. 1, p. 9-29, 2010.
67. TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 2nd ed. United States of America: Elsevier, 2004.
68. TIMUR, A. **Pulsed Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Movable Fluid, and Permeability of Sandstones**. Journal of Petroleum Technology, v. 21, n. 06, p. 775–786, 1969.
69. TOUNKARA, Fode et al. **Analyzing the seismic attributes, structural and petrophysical analyses of the Lower Goru Formation: A case study from Middle Indus Basin Pakistan**. Frontiers in Earth Science, v. 10, p. 1034874, 2023.
70. VELO, Alexandre França. **Análise da aplicação de diferentes algoritmos de reconstrução de imagens tomográficas de objetos industriais**. 2018. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.
71. Wang, L., He, Y., Peng, X., Deng, H., Liu, Y., Xu, W., 2020. Pore structure characteristics of an ultradeep carbonate gas reservoir and their effects on gas storage and percolation capacities in the Deng IV member, Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin, SW China. Mar. Petrol. Geol. 111, 44–65. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2020.104874>.
72. WELLINGTON, S. L.; VINEGAR, H. J. **X-ray computerized tomography**. Journal of Petroleum Technology, v. 39, n. 8, p. 885-898, 1987.
73. WILDENSCHILD, Dorthe; SHEPPARD, Adrian P. **X-ray imaging and analysis techniques for quantifying pore-scale structure and processes in subsurface porous medium systems**. Advances in Water Resources, v. 51, p. 217-246, 2013.
74. ZENG, Mingjing et al. **Highly Collimated Monochromatic X-rays Generated by Collision of High-Energy Electrons with Tightly Focused Linearly Polarized Laser Pulse**. Crystals, v. 14, n. 1, p. 13, 2023.

8 APÊNDICE A – ARTIGO SUBMETIDO

Integração de métodos petrofísicos em carbonatos da bacia potiguar:
complementaridade técnica e análise multivariada

Integration of Petrophysical Methods in Carbonates from the Potiguar Basin: Technical
Complementarity and Multivariate Analysis

Irosvaldo Carvalho¹; Milton M. X. Junior²

Resumo: Este estudo apresenta uma análise integrada de três técnicas petrofísicas: porosimetria a gás, saturação por imersão em água e ressonância magnética nuclear (RMN), aplicadas a 89 amostras de rochas carbonáticas da Bacia Potiguar, nas litofácies Grainstone, Dolowackstone e Bioturbado. Foram realizadas estatísticas descritivas, correlações de Pearson, análise de variância (ANOVA) com teste de Tukey e análise de componentes principais (PCA) para avaliar a complementaridade e a variabilidade entre métodos. O Índice de Complementaridade Técnica (ICT) foi de 0,948, indicando alta concordância global, com maior similaridade entre RMN e porosimetria a gás (0,963). A saturação apresentou subestimativa sistemática, especialmente em rochas microporosas. A ANOVA revelou diferenças significativas ($p < 0,001$) entre litofácies, com Grainstone exibindo as maiores médias de porosidade. A PCA demonstrou que o primeiro componente principal (PC1) explica 96,5% da variância total com cargas fatoriais superiores a 0,98 para todos os métodos, confirmando que medem essencialmente o mesmo atributo físico fundamental, embora com sensibilidades distintas. Os resultados evidenciam que a integração estatística e multivariada permite reduzir incertezas e aprimorar a caracterização petrofísica de carbonatos heterogêneos, destacando implicações diretas na estimativa de volumes de fluidos.

Palavras-chave: Porosidade; Carbonatos; Análise multivariada.

Abstract: This study presents an integrated analysis of three petrophysical techniques: gas porosimetry, water immersion saturation, and nuclear magnetic resonance (NMR), applied to 89 carbonate rock samples from the Potiguar Basin, within the Grainstone, Dolowackstone, and Bioturbated lithofacies. Descriptive statistics, Pearson correlations, analysis of variance (ANOVA) with Tukey's test, and principal component analysis (PCA) were performed to evaluate complementarity and variability among methods. The Technical Complementarity Index (TCI) was 0.948, indicating high overall agreement, with the greatest similarity observed between NMR and gas porosimetry (0.963). Saturation systematically underestimated porosity, particularly in microporous rocks. ANOVA revealed significant differences ($p < 0.001$) among lithofacies, with Grainstone showing the highest average porosity. PCA demonstrated that the first principal component (PC1) explains 96.5% of the total variance, with factor loadings above 0.98 for all methods, confirming that they essentially measure the same fundamental physical attribute, albeit with different sensitivities. The results highlight that statistical and multivariate integration reduces uncertainties and improves petrophysical characterization of heterogeneous carbonates, with direct implications for fluid volume estimation.

Keywords: Porosity; Carbonates; Multivariate analysis.

8.1 Introdução

A caracterização petrofísica de rochas carbonáticas é desafiadora devido à alta heterogeneidade de seus sistemas porosos, influenciados por processos deposicionais e diagenéticos (KARGARPOUR, 2020). Essas rochas apresentam desde poros intergranulares bem conectados até microporos isolados, o que afeta diretamente o armazenamento e transporte de fluidos. Diante dessa complexidade, métodos petrofísicos distintos tendem a capturar frações diferentes desse sistema poroso (AMELOKO, UHEGBU e BOLUJO, 2019), embora individualmente informativos, esses métodos apresentam limitações quando aplicados isoladamente, o que motiva abordagens integradas capazes de capturar a complexidade multiescalar do sistema poroso carbonático (MUKHAMETDINOVA et al., 2020; DUAN et al., 2021).

Neste contexto, a integração de métodos petrofísicos torna-se fundamental para superar a complexidade multiescalar dos carbonatos. Este estudo focou na aplicação conjunta de três técnicas complementares: a porosimetria a gás (N_2) que quantifica o volume interconectado acessível ao gás; A saturação com água que determina a fração efetivamente ocupada pelo líquido, e a ressonância magnética nuclear (RMN) sensível a micro e mesoporos, incluindo zonas de fluidos residuais (KENYON et al., 1988; COATES, 1999).

Na Bacia Potiguar, os carbonatos apresentam elevada variabilidade litofacial, dentre as litofácies estudadas, destacam-se: Grainstone, rochas de textura granular, alta energia deposicional e boa conectividade; Dolowackstone, composta por matriz micrítica com poros intercrystalinos e dolomitização parcial; Bioturbado, definida pelo predomínio de estruturas de bioturbação com presença de estruturas biogênicas e porosidade irregular. Essa heterogeneidade torna essencial a utilização de metodologias integradas para caracterização petrofísica adequada (ARAÚJO et al., 2021; BAGNI et al., 2022, LOPES et al., 2023).

A comparação entre essas abordagens permite não apenas avaliar a concordância, mas também identificar sua complementaridade na caracterização de reservatórios. O presente estudo busca integrar essas técnicas para: avaliar a correlação e o grau de complementaridade entre métodos; identificar diferenças significativas de porosidade entre litofácies representativas; aplicar análises multivariadas para integrar os resultados e verificar padrões estruturais nos dados.

8.2 Metodologia

Foram analisadas 89 amostras de rochas carbonáticas provenientes de testemunhos de poços e afloramentos da Bacia Potiguar (RN, Brasil). As amostras foram classificadas conforme critérios petrográficos baseados em Araujo et al., (2021) e Lopes et al., (2023) nas seguintes litofácies: Grainstone ($n = 47$), Dolowackstone ($n = 22$) e Bioturbado ($n = 20$).

8.2.1 Técnicas Petrofísicas

A Porosimetria a gás (N_2), realizada no equipamento Coreval 700, sob pressão de confinamento de 1000 psi ($\sim 6,9$ MPa). O método baseia-se na Lei de Boyle-Mariotte, relacionando a variação de pressão do gás ao volume de poros acessíveis Tiab e Donaldson (2004). Para a porosidade por Saturação com água utilizou-se o método gravimétrico com solução salina de KCl (20.000 ppm) incorporado sob vácuo, para obtenção da porosidade efetiva pela diferença de massas, antes e após a saturação. A RMN foi conduzida no equipamento MesoMR12-060H-I, Baseia-se na detecção do sinal de relaxação transversal (T_2) de prótons de hidrogênio, utilizando a sequência CPMG. O tempo de relaxação está correlacionado ao tamanho dos poros,

sendo sensível a microporos e fluidos capilarmente ligados (KENYON et al., 1988; COATES, 1999, SOUZA, 2012).

8.3 Análises Estatísticas

Para as análises foram consideradas as Estatísticas descritivas (média, desvio-padrão, quartis); A Correlação de Pearson, realizando a avaliação da associação linear entre pares de técnicas. Para quantificar a concordância global entre os métodos, foi calculado o Índice de Complementaridade Técnica (ICT), definido conforme a Equação 1, onde r representa o coeficiente de correlação de Pearson para cada par de técnicas. Valores de ICT próximos a 1 indicam alta similaridade entre os métodos e valores mais baixos sugerem divergências.

$$ICT = \frac{r_{gás-saturada} + r_{gás-RMN} + r_{saturada-RMN}}{3} \quad (1)$$

A análise de variância unidirecional (ANOVA) para testar a existência de diferenças estatisticamente significativas entre as médias de porosidade das litofácies. Para identificar quais grupos diferiam entre si, utilizou-se o teste de Tukey HSD (Honestly Significant Difference) por meio das comparações múltiplas "par a par" entre as litofácies.

Visando uma avaliação integrada e a redução da dimensionalidade dos dados, realizou-se uma Análise de Componentes Principais (PCA). O pré-processamento dos dados para a PCA incluiu a normalização Z-score (subtração da média e divisão pelo desvio padrão) para garantir que todas as variáveis contribuíssem igualmente para a análise, independentemente de suas escalas originais. A PCA foi executada a partir da decomposição da matriz de covariância dos dados padronizados, com o objetivo de identificar variáveis latentes (componentes principais) que explicassem a máxima variância nos dados. A interpretação dos componentes baseou-se na análise do scree plot e, principalmente, nas cargas fatoriais (loadings).

Todas as análises estatísticas e a geração dos gráficos foram realizadas utilizando a linguagem de programação Python, empregando as bibliotecas científicas “pandas” e “numpy” (para manipulação de dados), “scipy. stats” (para estatísticas descritivas, correlação de Pearson, ANOVA e teste de Tukey), “scikit-learn” (para a execução da PCA e normalização Z-score) e “matplotlib” e “seaborn” (para visualização de dados e criação das figuras, incluindo os gráficos de scree plot e loading plot).

8.4 Resultados e Discussão

Os resultados das análises petrofísicas e estatísticas revelaram padrões distintos e complementares entre os métodos. De modo geral, a porosimetria a gás apresentou valores médios de porosidade mais elevados, seguida pela RMN, enquanto a saturação apresentou sistematicamente menores valores. Esses padrões refletem a sensibilidade distinta de cada técnica: a porosimetria a gás acessa essencialmente poros interconectados; a RMN detecta tanto poros interconectados quanto parte dos micros/mesoporos com fluido ligado; e a saturação subestima valores em meios microporosos devido à capilaridade, molhabilidade e gargantas estreitas. Casos extremos, como a amostra AT01-A-11 (Δ Gás-Saturada = 14,2%), ocorrem predominantemente na litofácia Grainstone. Esse comportamento aparentemente contraditório, dado o elevado grau de conectividade do Grainstone, pode ser atribuído a heterogeneidades, como zonas microcristalinas ou cimentos de calcita que bloqueiam gargantas específicas, criando microporos inacessíveis ao fluido líquido, mas detectáveis pelo gás.

Tabela 1 - Amostras com as maiores discrepâncias absolutas (%) entre os pares de métodos petrofísicos.

Amostra	Litofácia	Par de Métodos	Δ Porosidade (%)
AT01-A-11	Grainstone	Gás $\times$ Saturada	14,2
AA03-A-12	Grainstone	Gás $\times$ Saturada	6,9
AA05-A-06	Grainstone	Gás $\times$ Saturada	5,83
AA05-A-05	Grainstone	Gás $\times$ RMN	5,4

Fonte: autores (2025).

8.4.1 Análise Multivariada (PCA)

Na Análise Multivariada (PCA) o primeiro componente principal (PC1) explicou 96,5% da variância total dos dados (Figura 1a), demonstrando a existência de um único fator dominante responsável pela variabilidade nas medições. A investigação das cargas fatoriais (loadings), que representam a correlação de cada variável com os componentes, revelou uma concordância notável entre os métodos. Como detalhado na Tabela 2, todas as técnicas exibiram cargas fatoriais extremamente elevadas e positivas no PC1 (Gás = 0,985; Saturação = 0,983; RMN = 0,996), este padrão é visualmente confirmado pelo Loading Plot (Figura 1b), onde os vetores das três variáveis aparecem como longas setas praticamente sobrepostas e alinhadas com a direção do PC1. Isso evidencia que todos os três métodos medem essencialmente o mesmo parâmetro físico, o volume de porosidade efetiva da rocha.

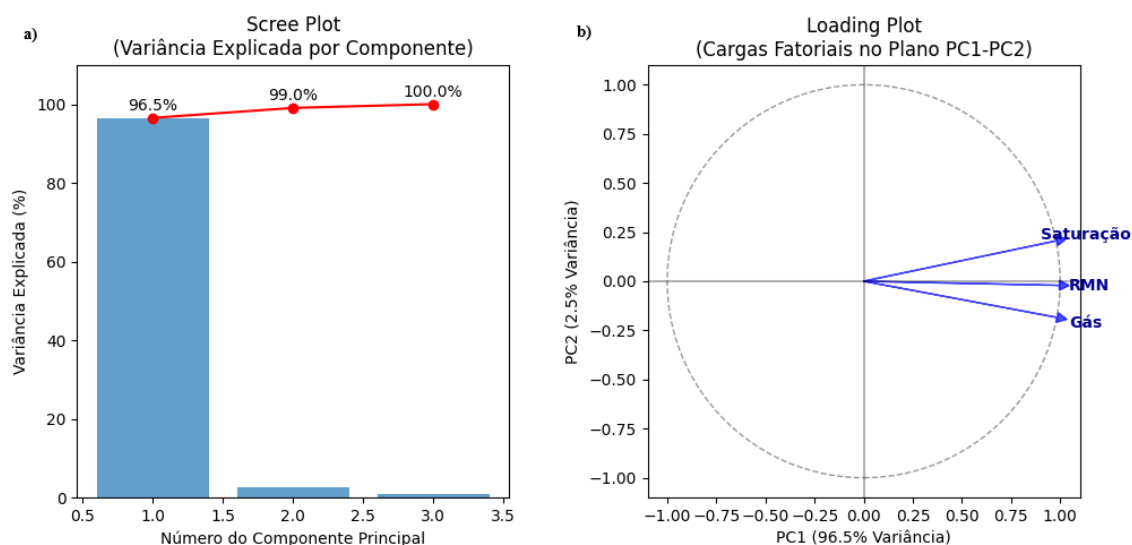


Figura 1 - Análise de Componentes Principais (PCA) dos métodos de medição de porosidade. (a) Scree plot da análise de componentes principais. (b) Loading plot mostrando a contribuição de cada método para os componentes principais.

Fonte: autores (2025).

Os componentes subsequentes foram considerados irrelevantes para a comparação metodológica. O PC2 explicou apenas 2,5% da variância residual, e suas cargas fatoriais, de magnitude baixa e sem um padrão coerente (Tabela 2), não capturam nenhuma discrepância sistemática ou informação adicional significativa entre as técnicas.

Tabela 2 - Cargas fatoriais dos métodos de porosidade nos três primeiros componentes principais.

Método	PC1 (96,5%)	PC2 (2,5%)	PC3 (1,0%)
Porosidade a Gás	0,985	-0,185	-0,081
Porosidade por Saturação	0,983	0,206	-0,058
Porosidade por RMN	0,996	-0,021	0,138

Fonte: autores (2025).

8.4.2 Análise Univariada e por LitofÁCie

A influência do arcabouço deposicional e diagenético é evidente nas médias por litofácies (Tabela 3). Grainstone apresentou as maiores médias em todos os métodos, confirmando maior conectividade intergranular como corroborado pelo trabalho de Lucia (2003) e Terra *et al.*, (2010). Dolowackstone apresentou os menores valores, o que é coerentes com sua matriz micrítica menos conectada (JAFARI *et al.*, (2020). Em todas as litofácies, a saturação com água apresentou valores inferiores, reforçando a hipótese de que microporos não são plenamente preenchidos pelo fluido durante o teste.

A ANOVA mostrou diferenças significativas ($p < 0,001$) entre litofácies para todas as técnicas. O teste de Tukey para comparações múltiplas apontou que Grainstone apresenta porosidades superiores, refletindo maior energia deposicional. Dolowackstone e Bioturbado não diferiram significativamente entre si ($p > 0,05$), indicando possíveis similaridades estruturais e de conectividade. Esses padrões estão alinhados à petrografia: Grainstone, com textura aberta e pouco cimento, favorece elevada conectividade; Dolowackstone e Bioturbado possuem matriz micrítica e feições que limitam a interconexão dos poros.

Tabela 10 – Estatísticas descritivas (porosidade média, %) e padrão de resposta por litofÁCie.

Litofácies	Porosidade Gás (%)	Porosidade Saturada (%)	Porosidade RMN (%)	Padrão Observado
Grainstone	17,42	14,77	17,3	Alta conectividade intergranular; RMN $\approx$ Gás
Dolowackstone	8,5	6,38	8,04	Matriz micrítica densa; maior subestimativa pela Saturação
Bioturbado	10,62	9,21	9,88	Heterogeneidade microestrutural; RMN $>$ Saturação

Fonte: autores (2025).

8.4.3 Correlação entre Métodos e ICT

A Tabela 4 resume as correlações de cada técnica, O par Gás $\times$ RMN apresentou maior correlação ($r=0,963$), indicando maior similaridade de resposta, a discrepâncias entre essas técnicas indicar que os poros detectados pelo T_2 é muito curto fora da janela ou difusão restrita. A saturação apresentou correlações altas, mas ligeiramente inferiores, refletindo desvios sistemáticos. Esses resultados explicam por que, em média, a RMN acompanha mais de perto o volume acessado pelo gás, enquanto a saturação tende a subestimar. O Índice de Complementaridade Técnica (ICT) foi de 0,948, confirmando elevada similaridade global e a robustez do uso integrado das técnicas para estimativas mais precisas de porosidade.

Tabela 11 – Matriz de correlação de Pearson (valor de r) entre os métodos petrofísicos para o conjunto total de dados.

Comparação	r	Valor-p
Gás × Saturada	0,924	<0,001
Gás × RMN	0,963	<0,001
Saturada × RMN	0,955	<0,001

Fonte: autores (2025).

A Figura 2 apresenta os diagramas de dispersão entre os pares de métodos, corroborando visualmente as correlações discutidas. Em Gás × Saturada, observa-se deslocamento abaixo da linha de equivalência, confirmando subestimativa sistemática da porosidade saturada frente ao gás. Em Gás × RMN, os pontos se distribuem próximos a linha, sugerindo forte concordância entre a porosidade acessível ao gás e o sinal de RMN. Em Saturada × RMN, os dados ficam ligeiramente abaixo da linha, coerente com a dificuldade do método de saturação em preencher poros finos, gargantas estreitas e efeitos capilares.

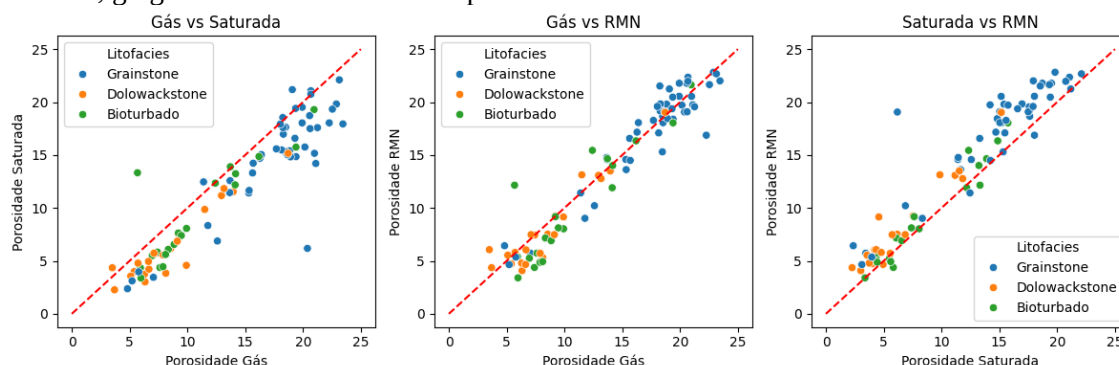


Figura 31 - Diagramas de dispersão entre pares de métodos petrofísicos.

Fonte: autores (2025).

Com base nos resultados obtidos, propõe-se uma síntese operacional (Tabela 5) que serve como um guia prático para a seleção de métodos na caracterização de carbonatos heterogêneos. A análise revela que a porosimetria a gás estabelece-se como referência para a estimativa da porosidade efetiva em rochas bem conectadas. A RMN complementa a caracterização ao ser sensível a micro e mesoporos, além de fornecer informações sobre a mobilidade de fluidos. Por outro lado, embora seja um método mais simples e econômico, a saturação com água tende a subestimar sistematicamente a porosidade total em meios microporosos, devido a efeitos de capilaridade e molhabilidade. Portanto, conclui-se que a integração sinérgica das três técnicas é a abordagem mais robusta, permitindo reduzir incertezas inerentes a cada método isolado e viabilizando a construção de modelos petrofísicos mais confiáveis, especialmente em reservatórios carbonáticos heterogêneos como os estudados.

Tabela 12 - Síntese operacional das técnicas petrofísicas avaliadas: funções, vantagens, limitações e aplicabilidades.

Técnica	Vantagens	Limitações	Aplicabilidade Ideal
Porosimetria a Gás (N ₂)	Alta precisão e aplicabilidade; Referência para comparação.	Não detecta volumes de fluido capilarmente ligado; Não diferencia tipos de poros (interpartícula, intracristalino).	Calibração de modelos petrofísicos; Comparação intertécnicas; Caracterização de rochas com boa conectividade.

Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	Fornece a distribuição de tempos de relaxação (T_2), relacionada à geometria dos poros.	Requer instrumentação específica e de alto custo.	Estudos dedicados de microporosidade e tamanho de poro; caracterização de fluidos residuais.
Saturação com Água	Metodologia simples e de baixo custo operacional.	Subestima em microporos devido a efeitos de capilaridade e molhabilidade.	Avaliação de saturação efetiva.
Integração	Explora a complementaridade técnica; permite um diagnóstico mais robusto.	Requer um esforço significativamente maior na aquisição de dados e na integração multivariada dos resultados.	Construção de modelos petrofísicos integrados.

Fonte: autores (2025).

8.5 Considerações finais

Este estudo demonstrou, por meio de uma abordagem estatística e multivariada integrada, a alta concordância e complementaridade entre as técnicas de porosimetria a gás, saturação por imersão e ressonância magnética nuclear (RMN) na caracterização de rochas carbonáticas da Bacia Potiguar. Entre os métodos avaliados, a RMN destacou-se como a técnica que mais fielmente representa a porosidade efetiva, apresentando a maior correlação com o método de referência (porosimetria a gás; $r = 0,963$) e a maior carga fatorial no PC1 (0,996). Sua capacidade de detectar fluidos em microporos e zonas sujeitas à restrição capilar a torna não apenas uma alternativa robusta, mas também uma ferramenta complementar de maior abrangência em relação à porosimetria a gás, ao fornecer informações adicionais sobre a distribuição dos poros e sobre a mobilidade dos fluidos. Em contrapartida, o método de saturação por imersão tende a subestimar sistematicamente a porosidade total, particularmente em sistemas microporosos ou com gargantas estreitas, devido às limitações impostas pela capilaridade e molhabilidade. Seu uso requer, portanto, cautela e a consciência de que reflete uma porosidade efetiva de fácil acesso ao fluido utilizado.

A elevada correlação entre métodos e o valor do Índice de Complementaridade Técnica (ICT = 0,948) confirmam que, apesar das diferenças operacionais, todas descrevem o mesmo atributo petrofísico. A análise de componentes principais (PCA) reforçou que, para fins operacionais, a seleção metodológica pode ser orientada por fatores como custo, disponibilidade e objetivos específicos da investigação.

Observou-se ainda que o arcabouço deposicional exerce influência significativa nos resultados, com a litofácies Grainstone apresentando os maiores valores de porosidade, em consonância com sua maior energia deposicional e conectividade intergranular. Contudo, foi nessa mesma litofácies que se registraram as maiores discrepâncias absolutas entre os métodos, revelando a heterogeneidade intra-fácies e ressaltando a importância da integração de técnicas mesmo em contextos aparentemente coesos.

Em síntese, os resultados obtidos reforçam que a escolha da técnica petrofísica em estudos de carbonatos deve ser estratégica e pautada não apenas pela disponibilidade e custo, mas sobretudo pelo objetivo científico ou aplicado da pesquisa. A integração de métodos, respaldada por análises estatísticas multivariadas, consolida-se como uma abordagem indispensável para reduzir incertezas, validar interpretações e aprimorar a construção de modelos preditivos mais robustos, com impacto direto na exploração e produção em reservatórios carbonáticos complexos.

Agradecimentos

O trabalho foi apoiado pelo Programa de Recursos Humanos em Geociências e Informática da UFRN (PRH ANP-42) e pelo Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG-

UFRN). Agradecemos também ao Laboratório de Propriedades Físicas das Rochas (LPFR) e de Engenharia de Reservatórios de Petróleo (LABRES) pela coleta dos dados petrofísicos.

Referências

- AMELOKO, A. A.; UHEGBU, G. C.; BOLUJO, E. Evaluation of seismic and petrophysical parameters for hydrocarbon prospecting of G-field, Niger Delta, Nigeria. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 9, p. 2531–2542, 2019.
- ARAÚJO, R. E. B., LA BRUNA, V., RUSTICHELLI A., BEZERRA, F. H. R., XAVIER M. M., AUDRA, P., BARBOSA, J. A., ANTÔNIO C.D., Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil, *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 123, 104753, ISSN 0264-8172, Jan 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104753>.
- BAGNI, F. *et al.*, Karstified layers and caves formed by superposed epigenic dissolution along subaerial unconformities in carbonate rocks – Impact on reservoir-scale permeability. *Marine and Petroleum Geology*, v. 143, 105523, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105523>.
- COATES, G. R. *NMR Logging Principles and Applications*. Houston: Gulf Professional Publishing, 1999.
- DUAN, R. *et al.*, Characterization and classification of pore structures in deeply buried carbonate rocks based on mono- and multifractal methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 203, 108606, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108606>
- JAFARI, J. *et al.*, The effects of diagenesis on the petrophysical and geochemical attributes of the Asmari Formation, Marun oil field, southwest Iran. *Petroleum Science*, v. 17, p. 292–316, 2020.
- KARGARPOUR, M. A. Carbonate reservoir characterization: an integrated approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 10, n. 7, p. 2655–2667, 2020.
- KENYON, W. E. *et al.*, A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. *SPE Formation Evaluation*, v. 3, n. 03, p. 622–636, 1988. DOI: <https://doi.org/10.2118/15643-PA>
- LOPES, J. *et al.*, Three-dimensional characterization of karstic dissolution zones, fracture networks, and lithostratigraphic interfaces using GPR cubes, core logs, and petrophysics: Implications for thief zones development in carbonate reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, v. 150, 106126, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106126>
- LUCIA, F. J. *et al.*, Carbonate Reservoir Characterization. v. 55, n. 06, p. 70–72, 2003. DOI: <https://doi.org/10.2118/82071-JPT>
- MUKHAMETDINOVA, A. *et al.*, Experimental features of low-permeability carbonate reservoir properties. *Energies*, v. 13, n. 9, p. 2233, 2020.
- SOUZA, A. Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear. 2012. 171 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- TERRA, G. J. S. *et al.*, Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 18, n. 1, p. 9–29, 2010.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2. ed. Burlington: Elsevier, 2004.

9 ANEXO 1

Anexo 1 - Dados Gerais das amostras

Amostra	Litofácies	Altura	Diâmetro	Volume	Massa seca	Massa saturada	Porosidade Gás (%)	Porosidade Saturada (%)	Porosidade RMN (%)
AA01-A-05	Grainstone	34,33	25,00	16,85	36,69	39,26	18,84	15,41	19,80
AA01-A-11	Grainstone	30,17	25,00	14,81	32,20	34,51	20,16	15,76	19,71
AA02-A-02	Grainstone	29,57	25,00	14,51	33,59	35,23	15,31	11,42	14,58
AA02-C-03	Dolowackstone	26,90	25,00	13,20	31,28	32,74	12,95	11,17	13,08
AA03-A-01	Grainstone	23,04	25,00	11,31	26,89	27,66	12,60	6,88	10,21
AA03-A-07	Grainstone	21,42	25,00	10,51	22,61	24,16	19,40	14,85	18,39
AA03-A-09	Grainstone	19,47	25,00	9,56	20,06	21,94	22,88	19,82	22,82
AA03-A-12	Grainstone	16,38	25,00	8,04	16,94	18,07	21,11	14,20	19,74
AA04-A-10	Grainstone	35,71	25,00	17,53	39,00	41,64	18,53	15,22	18,05
AA04-B-01	Grainstone	25,98	25,00	12,75	28,42	30,36	18,47	15,33	15,30
AA05-A-05	Grainstone	16,94	25,00	8,32	17,62	19,11	22,27	18,04	16,87
AA05-A-06	Grainstone	17,65	25,00	8,66	18,70	20,00	20,99	15,16	20,54
AA05-A-13	Dolowackstone	16,18	25,00	7,94	19,40	19,76	9,91	4,58	9,15
AFR1-B-02	Grainstone	25,08	25,00	12,31	29,64	31,06	15,34	11,65	13,62
AFR1-D-02	Brechado	30,58	25,00	15,01	39,64	40,48	8,96	5,65	7,13
AFR2-C-09	Brechado	28,24	25,00	13,86	29,99	32,61	20,73	19,09	22,10
AFR3-A-04	Grainstone	21,96	25,00	10,78	26,41	27,30	11,77	8,34	9,02
AFR3-B-01	Brechado	30,91	25,00	15,17	33,64	36,08	18,63	16,25	17,67
AT01-A-06	Grainstone	33,15	25,00	16,27	36,21	39,05	18,49	17,63	18,66
AT01-A-07	Grainstone	35,90	25,00	17,62	37,55	40,51	18,30	16,97	19,83
AT01-A-08	Grainstone	35,00	25,00	17,18	39,20	41,70	16,28	14,70	17,16
AT01-A-09	Grainstone	31,15	25,00	15,29	32,91	35,64	19,92	18,03	20,55
AT01-A-11	Grainstone	32,29	25,00	15,85	42,79	43,76	20,38	6,18	19,06
AT01-B-07	Grainstone	35,21	25,00	17,28	44,35	44,94	7,06	3,45	5,73
AT01-B-11	Dolowackstone	34,90	25,00	17,13	42,79	43,76	7,42	5,72	7,44
AT01-B-12	Dolowackstone	37,70	25,00	18,51	46,04	47,17	8,55	6,17	7,52
AT01-C-01	Dolowackstone	36,80	25,00	18,06	45,31	46,66	9,22	7,55	9,25
AT01-C-02	Dolowackstone	39,25	25,00	19,27	51,06	51,82	5,40	3,98	4,73
AT01-C-06	Dolowackstone	33,69	25,00	16,54	38,13	40,02	13,96	11,54	13,50
AT01-C-11	Bioturbado	41,90	25,00	20,57	52,81	53,93	6,96	5,50	5,25
AT01-C-13	Bioturbado	24,00	25,00	11,78	22,81	25,06	20,95	19,29	21,63
AT01-D-01	Bioturbado	39,30	25,00	19,29	50,36	51,19	5,94	4,35	5,39
AT01-D-03	Bioturbado	39,50	25,00	19,39	49,91	51,03	7,40	5,83	4,38
AT02-A-06	Grainstone	24,80	25,00	12,17	27,08	29,20	18,27	17,59	19,17
AT02-A-07	Grainstone	31,00	25,00	15,22	32,48	35,30	20,57	18,72	21,78
AT02-A-08	Grainstone	29,70	25,00	14,58	32,57	34,71	18,92	14,83	18,44
AT02-A-09	Grainstone	25,30	25,00	12,42	26,88	29,47	20,68	21,07	22,35
AT02-A-10	Grainstone	24,20	25,00	11,88	25,69	27,64	19,30	16,58	19,37
AT02-B-10	Dolowackstone	30,60	25,00	15,02	38,74	39,31	8,13	3,83	5,30

AT02-B-12	Dolowackstone	30,00	25,00	14,73	37,90	38,34	6,34	3,02	4,08
AT02-C-01	Dolowackstone	29,10	25,00	14,28	36,58	37,11	6,29	3,75	4,79
AT02-C-10	Bioturbado	29,40	25,00	14,43	36,59	37,46	8,35	6,09	7,16
AT02-C-11	Bioturbado	27,30	25,00	13,40	33,59	34,46	8,85	6,56	6,91
AT02-D-01	Bioturbado	31,10	25,00	15,27	38,53	39,19	7,62	4,37	5,73
AT02-D-02	Bioturbado	32,20	25,00	15,81	40,82	41,35	5,98	3,39	3,40
AT03-A-05	Grainstone	26,60	25,00	13,06	30,40	32,12	15,64	13,31	16,57
AT03-A-06	Grainstone	27,00	25,00	13,25	31,11	32,76	13,69	12,57	14,57
AT03-A-07	Grainstone	26,05	25,00	12,79	27,56	30,03	19,93	19,51	21,78
AT03-A-08	Grainstone	21,46	25,00	10,53	21,74	23,61	23,45	17,94	22,01
AT03-A-09	Grainstone	19,30	25,00	9,47	20,83	22,24	18,66	15,03	19,10
AT03-B-02	Grainstone	30,33	25,00	14,89	31,16	34,01	22,54	19,33	21,65
AT03-B-03	Grainstone	29,14	25,00	14,30	30,18	32,67	21,25	17,59	19,56
AT03-B-10	Dolowackstone	31,20	25,00	15,32	40,16	40,80	6,67	4,22	6,04
AT03-B-12	Dolowackstone	29,60	25,00	14,53	37,06	37,86	7,90	5,56	5,71
AT03-C-01	Dolowackstone	31,20	25,00	15,32	39,52	40,27	6,63	4,95	4,66
AT03-C-07	Bioturbado	30,19	25,00	14,82	31,16	33,47	19,39	15,74	18,04
AT03-C-10	Bioturbado	29,00	25,00	14,24	33,97	35,71	12,42	12,35	15,44
AT03-C-11	Bioturbado	29,80	25,00	14,63	34,87	36,80	5,69	13,33	12,15
AT03-C-12	Bioturbado	27,30	25,00	13,40	33,49	34,08	7,89	4,45	4,87
AT03-D-03	Bioturbado	34,70	25,00	17,03	42,22	43,58	9,92	8,07	8,03
AT03-D-05	Bioturbado	30,10	25,00	14,78	37,88	38,70	8,11	5,61	4,93
AT04-A-04	Grainstone	39,90	25,00	19,59	45,91	48,13	13,66	11,45	14,77
AT04-A-05	Grainstone	38,30	25,00	18,80	43,02	45,82	16,40	15,04	18,06
AT04-A-07	Grainstone	33,95	25,00	16,67	33,20	36,26	18,25	18,54	21,52
AT04-A-08	Grainstone	30,85	25,00	15,14	32,12	35,23	20,68	20,74	21,96
AT04-B-02	Grainstone	34,11	25,00	16,74	34,83	37,73	20,61	17,50	19,08
AT04-B-03	Grainstone	36,05	25,00	17,70	38,31	41,71	19,36	19,41	20,47
AT04-B-10	Dolowackstone	36,40	25,00	17,87	46,42	47,19	3,51	4,35	6,06
AT04-B-11	Dolowackstone	37,20	25,00	18,26	47,70	48,11	3,70	2,27	4,36
AT04-B-12	Dolowackstone	36,40	25,00	17,87	46,16	46,79	5,10	3,56	5,54
AT04-B-13	Dolowackstone	36,10	25,00	17,72	45,64	46,48	5,73	4,79	5,80
AT04-C-08	Dolowackstone	35,90	25,00	17,62	42,55	44,27	11,50	9,86	13,13
AT04-C-10	Bioturbado	39,70	25,00	19,49	48,17	50,52	14,13	12,18	11,91
AT04-C-11	Bioturbado	35,30	25,00	17,33	40,92	43,19	14,17	13,23	14,01
AT04-C-12	Bioturbado	38,80	25,00	19,05	44,29	46,91	13,71	13,90	14,65
AT04-C-13	Bioturbado	40,70	25,00	19,98	50,48	51,99	9,22	7,63	9,18
AT04-C-15	Bioturbado	39,50	25,00	19,39	47,97	49,39	9,48	7,40	8,12
AT05-A-02	Grainstone	35,95	25,00	17,65	38,36	42,06	19,07	21,18	21,24
AT05-A-05	Grainstone	35,50	25,00	17,43	42,85	45,00	11,40	12,46	11,42
AT05-A-08	Grainstone	33,90	25,00	16,64	36,86	39,41	18,15	15,48	17,09
AT05-A-09	Grainstone	32,85	25,00	16,13	35,76	38,62	18,03	17,92	19,59
AT05-A-11	Grainstone	35,00	25,00	17,18	39,15	41,57	15,69	14,23	14,49
AT05-B-01	Grainstone	20,60	25,00	10,11	22,83	24,39	17,69	15,58	18,27
AT05-B-04	Grainstone	33,05	25,00	16,22	31,94	35,49	23,14	22,10	22,67

AT05-B-09	Grainstone	25,20	25,00	12,37	31,85	32,14	4,82	2,37	6,43
AT05-B-10	Grainstone	28,55	25,00	14,01	36,13	36,68	5,79	3,96	5,36
AT05-B-11	Grainstone	32,40	25,00	15,90	40,78	41,27	5,22	3,11	4,65
AT05-B-14	Dolowackstone	34,10	25,00	16,74	42,33	43,28	7,11	5,73	7,48
AT05-C-06	Dolowackstone	21,30	25,00	10,46	22,51	24,08	18,71	15,17	19,03
AT05-C-07	Dolowackstone	36,00	25,00	17,67	44,07	45,27	9,13	6,86	7,48
AT05-C-09	Dolowackstone	32,70	25,00	16,05	38,86	40,74	13,17	11,83	12,77
AT05-C-16	Bioturbado	34,20	25,00	16,79	37,70	40,17	16,19	14,86	16,34