



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
CAMPUS A. C. SIMÕES  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

FELIPE COSTA MENEZES

**ACIDIFICAÇÃO MATRICIAL EM ROCHAS ARENÍTIAS E SEUS EFEITOS  
SOBRE A POROSIDADE E A PERMEABILIDADE**

Maceió-AL

2022

FELIPE COSTA MENEZES

**ACIDIFICAÇÃO MATRICIAL EM ROCHAS ARENÍTICAS E SEUS EFEITOS  
SOBRE A POROSIDADE E A PERMEABILIDADE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadora: Profa. Dra. Zenilda Vieira Batista  
Coorientadora: Profa. Dra. Nayra Vicente S. da Silva

Maceió-AL

2022

**Catálogo na fonte Universidade  
Federal de Alagoas Biblioteca Central  
Divisão de Tratamento Técnico**  
Bibliotecária: Taciana Sousa dos Santos – CRB-4 – 2062

M543a Menezes, Felipe Costa.

Acidificação matricial em rochas areníticas e seus efeitos sobre a porosidade e a permeabilidade / Felipe Costa Menezes. – 2023.  
99 f. : il. color.

Orientadora: Zenilda Vieira Batista.

Coorientador: Nayra Vicente S. da Silva.

Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2022.

Bibliografia: f. 93-99.

1. Acidificação matricial. 2. Rochas areníticas. 3. Porosidade. 4. Formação Cabeças. 5. Permeabilidade. I. Título.

CDU: 66.094.6: 552.513

## DEDICATÓRIA

Dedico primeiramente a Deus, meu guia, protetor e autor do meu destino. Ao meu avô, Cícero Américo (*In Memoriam*), meu anjo protetor, que, mesmo não estando presente fisicamente, foi quem segurou a minha mão durante toda essa jornada.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por ter me dado força e sabedoria para continuar a cada obstáculo, sustentando-me nos momentos mais difíceis e tornando possível esta realização.

À minha família, especialmente a minha mãe, Jackeline, e minha avó, Marieta, por serem minha fonte de inspiração e que nunca deixaram de acreditar em mim e fazer tudo para que eu pudesse me tornar quem sou hoje, incentivando-me e vibrando por cada conquista da minha vida.

À minha esposa, Lislay Melo, minha melhor amiga e companheira de vida, pela paciência, pelo cuidado, incentivo e por tantas palavras de força e motivação, além de todo o apoio em tantas fases da minha vida, estando sempre ao meu lado, com tanto amor e sempre acreditando nos meus sonhos

À minha avó, Zenaide, que sempre se alegrou com minhas conquistas e acreditou na minha capacidade.

À minha orientadora, Prof. Dra. Zenilda Vieira, e coorientadora, Prof. Dra. Nayra Vicente, pelo desafio proposto, pela orientação, pelos ensinamentos e valiosas contribuições para o desenvolvimento desta pesquisa e oportunidade de colocar em prática conhecimentos adquiridos durante a minha formação acadêmica.

Ao Prof. Dr. Leonardo Mendonça e ao Prof. Dr. Kléber Jean Leite, membros da banca examinadora, por aceitar o convite e contribuir com esta pesquisa.

Agradeço também ao Laboratório de Caracterização e Microscopia de Materiais do Instituto de Física, ao Laboratório de Sistemas de Separação e Otimização de Processos da Universidade Federal de Alagoas, a todos os técnicos e colaboradores dos laboratórios pela assistência prestada durante o desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Prof. Dr. Antônio Osimar, Prof. Dr. Kléber Jean Leite dos Santos, ao Engenheiro Civil Hugo Ricardo Moraes e à Técnica Ana Rúbia.

A todos os professores que colaboraram com as disciplinas do curso e com a minha formação.

## RESUMO

A operação de acidificação matricial pode ser aplicada tanto em rochas areníticas quanto em carbonatos, e diferentes tipos de ácidos fornecem resultados distintos para cada tipo de mineralogia da formação. Além desse fator, relevante para possibilidade da formação de precipitados, outros fatores podem interferir no processo de acidificação, como heterogeneidade da formação, tipos de minerais e argilominerais que constituem a rocha, reatividade do ácido com os minerais constituintes, entre outros. Este trabalho busca estudar as alterações permoporosas decorrentes da embebição, em escala de bancada, de rochas areníticas da Formação Cabeças, localizada na Bacia do Parnaíba, em soluções ácidas de ácido clorídrico (HCl) e ácido nítrico (HNO<sub>3</sub>), isoladamente, e também em uma mistura ácida composta por esses dois componentes. Foi realizada uma análise comparativa, antes e após o experimento de acidificação, a fim verificar a composição ácida que obteve maior índice de sucesso em relação ao incremento das propriedades permoporosas. Realizou-se também uma análise integrada dos resultados, principalmente em relação às alterações sofridas pelos minerais constituintes, a consequente mudança da estrutura morfológica de porosidade e permeabilidade, e dos processos diagenéticos (recristalização, precipitação e dissolução de minerais), para entender como contribuíram para a alteração das características originais dos arenitos e sua influência na qualidade como reservatórios. Observou-se que, dentre as concentrações analisadas, os resultados mais significativos em relação ao aumento de porosidade foram obtidos na amostra acidificada com 5% de HCl, que gerou um acréscimo de aproximadamente 3% de porosidade total, uma vez que a amostra apresentava porosidade de 11% antes da acidificação e, após a técnica, foi registrada porosidade de 14%. Ressalta-se que nesta amostra foram registrados percentuais consideráveis de feldspatos potássicos, representados por ortoclásios e microclinas, bem como foi identificada a presença de plagioclásios. Apesar da afinidade do HCl com minerais carbonáticos, este apresentou uma influência positiva na geração de porosidade secundária atuando na dissolução de minerais mais instáveis, como feldspatos potássicos, plagioclásios e frações de argilominerais. Entretanto, quando submetida à mistura ácida de HCl e HNO<sub>3</sub>, a amostra exibiu aumento nos percentuais de alterações, substituições e precipitações para argilominerais, conforme observado pela microscopia óptica. Destaca-se que as amostras que apresentaram baixa porosidade e permeabilidade, influenciadas pela grande atuação de processos diagenéticos, como a compactação mecânica, química e a silicificação, não se mostraram eficazes utilizando-se a metodologia de embebição.

**Palavras-chave:** Formação Cabeças; estimulação de poços; tratamento ácido; dissoluções; petrografia.

## ABSTRACT

The matrix acidification operation can be applied to both sandstone and carbonate rocks, and different types of acids provide different results for each type of formation mineralogy. In addition to this factor, which is relevant to the possibility of precipitate formation, other factors can interfere with the acidification process, such as formation heterogeneity, types of minerals and clay minerals that make up the rock, acid reactivity with the constituent minerals, among others. This work seeks to study the permoporous alterations resulting from the imbibition, on a bench scale, of sandstone rocks from the Cabeças Formation, located in the Parnaíba Basin, in acidic solutions of hydrochloric acid (HCl) and nitric acid (HNO<sub>3</sub>), separately, and also in an acid mixture composed of these two components. A comparative analysis was carried out, before and after the acidification experiment, in order to verify the acid composition that obtained the highest success rate in relation to the increment of the permoporous properties. An integrated analysis of the results was also carried out, mainly in relation to the alterations suffered by the constituent minerals, the consequent change in the morphological structure of porosity and permeability, and the diagenetic processes (recrystallization, precipitation and dissolution of minerals), in order to understand how they contributed to the alteration of the original characteristics of the sandstones and their influence on their quality as reservoirs. It was observed that, among the analyzed concentrations, the most significant results in relation to the increase in porosity were obtained in the sample acidified with 5% HCl, which generated an increase of approximately 3% in total porosity, since the sample presented porosity of 11% before acidification and, after the technique, a porosity of 14% was recorded. It is noteworthy that in this sample considerable percentages of potassium feldspars were recorded, represented by orthoclases and microclines, as well as the presence of plagioclases. Despite the affinity of HCl with carbonate minerals, it had a positive influence on the generation of secondary porosity, acting on the dissolution of more unstable minerals, such as potassium feldspars, plagioclase and clay mineral fractions. However, when subjected to the acid mixture of HCl and HNO<sub>3</sub>, the sample showed an increase in the percentages of alterations, substitutions and precipitations for clay minerals, as observed by optical microscopy. It is noteworthy that the samples that showed low porosity and permeability, influenced by the great performance of diagenetic processes, such as mechanical and chemical compaction and silicification, were not effective using the imbibition methodology.

**Keywords:** Cabeças Formation; well stimulation; acid treatment; dissolutions; petrography.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1 -</b>	Diagrama de Folk (1968) para classificação de arenitos com base na composição.. .....	22
<b>Figura 2 -</b>	Métodos de contagem de pontos: A) Método da frota; B) Método da fita e C) Método da linha. ....	34
<b>Figura 3 -</b>	Provável erro com nível de segurança 95,4. As linhas vermelhas mostram o erro provável com a contagem de 300 pontos. ....	35
<b>Figura 4 -</b>	Sistema de cores em cone duplo com os componentes RGB e HSV de uma imagem colorida.....	38
<b>Figura 5 -</b>	Mapa de localização da Bacia do Parnaíba e seus limites com outras bacias sedimentares localizadas na Região Nordeste do Brasil.....	40
<b>Figura 6 -</b>	Coluna estratigráfica simplificada da sequência deposicional Devoniana-carbonífera da Bacia do Parnaíba. ....	41
<b>Figura 7 -</b>	Localização dos pontos de coleta das amostras estudadas. ....	42
<b>Figura 8 -</b>	Serra CPS.....	43
<b>Figura 9 -</b>	Procedimento de corte das amostras coletadas.....	44
<b>Figura 10 -</b>	Amostras separadas e identificadas. ....	44
<b>Figura 11 -</b>	Processo de pesagem das amostras antes da embebição nos ácidos.....	46
<b>Figura 12 -</b>	Amostras embebidas nas soluções ácidas.....	46
<b>Figura 13 -</b>	Lâminas petrográficas usadas nas análises microscópicas. Nota-se as bordas com maior concentração do corante azul.....	48
<b>Figura 14 -</b>	Regiões sombreadas utilizadas para a contagem da porosidade da lâmina delgada. ....	51
<b>Figura 15 -</b>	Rotina de Processamento e Análise Digital de Imagens. ....	51
<b>Figura 16 -</b>	Histograma de segmentação da porosidade: A) Imagem microscópica; B) Imagem após a segmentação dos pixels de interesse (pixels em azul) e C) Histograma HSV da imagem (A).....	52
<b>Figura 17 -</b>	Processo de maceração das amostras.....	54
<b>Figura 19 -</b>	Difratograma da amostra 1 JA06A: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais. ....	58

<b>Figura 20</b> -	Difratograma dos argilominerais das amostras JA06A: A) Amostra JA06A sem ácido e B) Amostra 1 JA06A.....	59
<b>Figura 21</b> -	Difratograma da amostra JA12B sem ácido: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais. ....	60
<b>Figura 22</b> -	Difratograma da amostra 1 JA12B: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais. ....	61
<b>Figura 23</b> -	Difratograma dos argilominerais da amostra 1 JA12B: A) Argilominerais detectados na amostra sem ácido e B) Difratograma do argilominerais após a acidificação. ....	62
<b>Figura 24</b> -	Composição da lâmina JA06A sem ácido: (A) Grãos de quartzo monocristalino (Qm) e grão de microclina (seta amarela) (NC); B) Fragmento lítico dúctil (seta vermelha) (NP); C) Grão de zircão (seta amarela) (NC) e D) Contatos entre os grãos: reto (setas azul), pontual (seta vermelha) e flutuante (seta amarela) (NC). ....	63
<b>Figura 25</b> -	Composição da lâmina JA12B sem ácido: A) Quartzo monocristalino (Qm), destaque para empacotamento fechado (NC); B) Rutilo alterado, gerando cimento de titânio (seta amarela) (NP); (C) Contatos retos (seta vermelha), suturados (seta azul) e côncavo-convexos (setas amarelas) (NC) e D) Grão de zircão (seta amarela) (NC). ....	64
<b>Figura 26</b> -	Classificação composicional das amostras. ....	65
<b>Figura 27</b> -	Produtos Diagenéticos: A) Argila infiltrada na forma de cutícula circulando os grãos na amostra JA06A sem ácido (setas azuis) (NP); B) Argila infiltrada (setas pretas) com aspecto de agregado preenchendo poros primários na amostra JA12B (NP) ; C) Agregado de argilomineral e pseudomatriz na amostra JA06A (seta preta) (NC) e D) Presença significativa de argila na amostra JA12B (NP). ....	66
<b>Figura 28</b> -	Produtos da compactação mecânica e química nas amostras sem ácido: A) Muscovita compactada e estirada entre grãos, na amostra JA06A (setas amarelas) (NC); B) Fragmento de rocha dúctil compactado e estirado gerando pseudomatriz na amostra JA06A (seta vermelha) (NP); C) Contatos suturados entre grãos na amostra JA12B (setas amarelas) (NC) e D) Grão de quartzo dissolvido nas bordas com crescimento secundário (seta preta) na amostra JA12B (NC). ....	67
<b>Figura 29</b> -	Cimentação na amostra JA06A sem ácido: A) Cimentação de óxido de ferro (seta amarela) em aglomerados obstruindo poros e ao redor dos grãos (NP) e B) Cimentação por crescimento secundário de quartzo (seta amarela) (NC). ....	68

- Figura 30** - Cimentação na amostra JA12B sem ácido: A) Agregado de argila infiltrada sendo recobertos por cimentação de óxido/hidróxido de ferro (setas azuis) (NP) e B) Cimentação de sílica por crescimento secundário de quartzo (seta preta) (NC). ..... 69
- Figura 31** - Dissoluções: A) Dissolução gerando porosidade na amostra JA06A sem ácido e B) Dissolução gerando porosidade na amostra JA12B sem ácido..... 70
- Figura 32** - Alterações e substituições nas amostras sem ácido (NC): A) Muscovita alterada e sendo substituída por illita/esmectita? na amostra JA06A (setas); B) Feldspato alterado e sendo substituído por argilomineral na amostra JA06A (seta); C) Alteração e substituição de feldspato para argilominerais na amostra JA12B (setas) e D) Alteração de grão (provável feldspato para argilomineral (illita/esmectita?) na amostra JA12B (seta). ..... 70
- Figura 33** - Processos diagenéticos observados na amostra 1 JA06A: A) e B) Alterações de feldspatos para argilominerais (provável esmectita, setas amarelas) (NC); C) Início de alteração na borda de plagioclásio para argilomineral (seta amarela) (NC) e D) Dissolução de feldspato gerando porosidade secundária (setas azuis) (NP)..... 72
- Figura 34** - Presença de alterações, substituições e precipitações para argilominerais na amostra 5 JA06A: A) e B) imagens da amostra sem ácido JA06A (NC); C) e D) Imagens da amostra 5 JA06A (NC). ..... 73
- Figura 35** - Alterações observadas na amostra 5 JA06A: A) Grãos de feldspato alterado para argilominerais (seta preta), dissolução em grão de feldspato gerando porosidade intragranular (seta amarela) (NP); B) Crescimento secundário de feldspato (seta azul) (NC); C) Início de pequenas alterações nos grãos de quartzo provocadas pelo ácido nítrico (setas pretas) (NC) e D) Microclina começando a alterar para argilomineral (setas amarelas) (NC). ..... 74
- Figura 36** - Imagens da amostra 1 JA12B: A) Fotomicrografia mostrando a baixa porosidade da amostra (NP) e B) Alguns pontos de dissolução (NP). ..... 75
- Figura 37** - Amostra 5 JA12B: A) Presença de argila (NP); B) Foto (A) com nicóis cruzados; C) Dissolução em alteração para argilominerais gerando porosidade (NP) e D) Foto (C) em nicol cruzado. .... 75
- Figura 38** - Gráfico comparativo das alterações provocadas pela acidificação..... 76
- Figura 39** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra JA06A sem ácido (NP): A) Porosidade secundária do tipo fratura (seta preta); B) Porosidade intragranular por dissolução de grãos (seta preta); C) Porosidade primária intergranular (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de grão (seta preta). ..... 77

- Figura 40** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra JA12B sem ácido (NP) : A) Porosidade móldica (seta preta); B) Porosidade intergranular (seta preta); C) Porosidade por dissolução de grãos de feldspatos (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de grãos de quartzo (seta preta). ..... 78
- Figura 41** - Foto micrografia de porosidade (cor azul) da amostra 1 JA06A (NP): A) Porosidade gerada pela dissolução provocada pelo ácido (seta vermelha); B) Porosidade por dissolução de feldspato (seta vermelha) e provável quartzo (seta amarela); C) Porosidade por dissolução de feldspatos e outros grãos originada pela ação do ácido (setas vermelhas) e D) Poro agigantado gerado pela ação do ácido (seta vermelha). ..... 79
- Figura 42** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra 5 JA06A (NP): A) Dissoluções em grãos de feldspatos (setas vermelhas); B) Dissolução em grão de feldspato (seta vermelha) e quartzo (seta preta); C) Dissolução parcial (seta vermelha) feições de oxidação (seta preta) e D) Dissoluções em cimento ferroso (seta vermelha). ..... 80
- Figura 43** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra 1 JA12B (NP): A) Poros por dissolução de provável grão de quartzo (seta vermelha); B) Porosidade secundária por dissolução de provável quartzo (seta preta) e cimento ferruginoso (seta vermelha); C) Porosidade dissolução em argilominerais (possível caulinita) (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de provável quartzo. .... 81
- Figura 44** - Porosidade da amostra 5 JA12B: A) Dissolução de grão alterado (feldspato?) (seta vermelha) e quartzo (seta preta) (NP); B) Foto (A) com nicol paralelo; C) Porosidade por dissolução parcial de provável quartzo (setas pretas) (NP) e D) Porosidade por dissolução de feldspato (seta preta) (NP). ..... 82
- Figura 45** - Imagens segmentadas das amostras JA06A: A) Amostra JA06A sem ácido; B) Amostra 1 JA06A e C) Amostra 5 JA06A. .... 85
- Figura 46** - Imagens segmentadas das amostras JA12B: A) Amostras JA12B sem ácido; B) Amostra 1 JA12B e C) Amostra 5 JA12B. .... 86
- Figura 47** - Imagem tridimensional mostrando a baixa interconectividade das amostras: A) Fotomicrografia da amostra 1 JA06A segmentada (NP); B) Função *Surface Plot* aplicada a foto (A); C) Fotomicrografia da amostra 1 JA06A e D) Função *Surface Plot* aplicada a foto (C). .... 88

## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1</b> - Amostras enviadas para a confecção das lâminas delgadas e posteriormente analisadas .....	47
<b>Quadro 2</b> - Amostras analisadas em DRX. ....	54
<b>Quadro 3</b> - Processos e produtos diagenéticos das amostras sem ácido. ....	71

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1 -</b>	Diretrizes de Mcleod para acidificação de arenitos.....	23
<b>Tabela 2 -</b>	Concentrações de misturas ácidas recomendadas por Gomaa <i>et al</i> (2013) e Wang <i>et al</i> (2013).....	23
<b>Tabela 3 -</b>	Coefficiente empírico da equação de <i>Kozeny-Carman</i> .....	36
<b>Tabela 4 -</b>	Concentrações das soluções ácidas. ....	45
<b>Tabela 5 -</b>	Amostras e as respectivas soluções ácidas utilizadas no experimento.....	45
<b>Tabela 6 -</b>	Distâncias interplanares características .....	54
<b>Tabela 7 -</b>	Porosidade da amostra JA06A sem ácido pelo método de segmentação e contagem.....	78
<b>Tabela 8 -</b>	Porosidade da amostra JA12B sem ácido pelo método de segmentação e contagem.....	79
<b>Tabela 9 -</b>	Porosidade da amostra 1 JA06A pelo método de segmentação e contagem....	80
<b>Tabela 10 -</b>	Porosidade da amostra 5 JA06A pelo método de segmentação e contagem....	81
<b>Tabela 11 -</b>	Porosidade da amostra 1 JA12B pelo método de segmentação e contagem....	82
<b>Tabela 12 -</b>	Porosidade da amostra 5 JA12B pelo método de segmentação e contagem....	83
<b>Tabela 13 -</b>	Valores de porosidade com base nas técnicas de contagem de pontos e segmentação.....	83
<b>Tabela 14 -</b>	Valores da porosidade média, desvio padrão e coeficiente de variação das 28 imagens de cada amostra. ....	84
<b>Tabela 15 -</b>	Valores de porosidade média, tamanho do grão e permeabilidade .....	86

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
IEA	International Energy Agency
LASSOP	Laboratório de Sistemas de Separação e Otimização de Processos
LEMA	Laboratório de Estruturas e Materiais
MEV	Microscópio Eletrônico de Varredura
PADI	Processamento e Análise Digital de Imagens
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UFAL	Universidade Federal de Alagoas
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

## LISTA DE SÍMBOLOS

$D_p$	Diâmetro equivalente das partículas
$d$	Distância interplanar
$E$	Erro provável
$S_o$	Área ou superfície da partícula
$V_p$	Volume de poros
$V_t$	Volume total da rocha
$\mu$	Viscosidade do fluido
$\mu_o$	Viscosidade do óleo no reservatório
$A$	Área da seção transversal
$h$	Espessura da formação
$k$	Permeabilidade do meio poroso
$L$	Comprimento do meio poroso
$\lambda$	Comprimento de onda
$mD$	miliDarcy
$n$	Número inteiro
$N$	Número total de pontos contados
$\phi$	Porosidade
$q$	Vazão de fluido
$\theta$	Ângulo de difração
$\Delta P$	Diferencial de pressão
$C$	Constante de <i>Kozeny-Carman</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Objetivo Geral .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>Objetivos Específicos.....</b>	<b>19</b>
<b>3</b>	<b>ASPECTOS TEÓRICOS.....</b>	<b>20</b>
<b>3.1</b>	<b>Estimulação de Poços .....</b>	<b>20</b>
<b>3.2</b>	<b>Fenômeno de Acidificação Matricial .....</b>	<b>20</b>
<b>3.3</b>	<b>Petrologia e petrografia sedimentar .....</b>	<b>27</b>
<b>3.4</b>	<b>Diagênese.....</b>	<b>29</b>
<b>3.5</b>	<b>Propriedades Petrofísicas .....</b>	<b>30</b>
3.5.1	Porosidade.....	31
3.5.1.1	Porosidade Primária.....	32
3.5.1.2	Porosidade Secundária.....	32
3.5.2	Permeabilidade.....	33
3.5.3	Métodos de determinação de porosidade e permeabilidade.....	33
<b>3.6</b>	<b>Processamento digital de imagens microscópicas.....</b>	<b>36</b>
<b>3.7</b>	<b>Difratometria de Raios-x .....</b>	<b>39</b>
<b>3.8</b>	<b>Aspectos geológicos da área de estudo.....</b>	<b>40</b>
<b>4</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>42</b>
<b>4.1</b>	<b>Experimentos e análises laboratoriais .....</b>	<b>43</b>
<b>4.2</b>	<b>Captura e processamento das imagens digitais .....</b>	<b>49</b>
<b>4.3</b>	<b>Difratometria de Raios-X .....</b>	<b>53</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>56</b>
<b>5.1</b>	<b>Difratometria de Raios-X .....</b>	<b>56</b>
<b>5.2</b>	<b>Caracterização petrográfica.....</b>	<b>62</b>

<b>5.3</b>	<b>Caracterização diagenética.....</b>	<b>65</b>
5.3.1	Amostras sem ácido.....	65
5.3.2	Amostras acidificadas.....	72
<b>5.4</b>	<b>Propriedades petrofísicas.....</b>	<b>77</b>
5.4.1	Porosidade.....	77
5.4.1.1	Amostras sem ácido.....	77
5.4.1.2	Amostras acidificadas.....	79
5.4.2	Permeabilidade.....	86
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>89</b>
<b>7</b>	<b>SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>91</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>93</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é considerado a principal fonte energética mundial (IEA, 2021), e a demanda por seus produtos derivados torna fundamental a busca por novos métodos e tecnologias para aperfeiçoar a produção dessa fonte de energia com menor custo operacional, buscando o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis. Reduzir esse custo passa por vários aspectos, dentre eles, explorar ao máximo o potencial de produção de um poço (SHAFIQ, 2018).

Nesse contexto, destacam-se as técnicas de estimulação de poços, que são definidas como intervenções realizadas a fim de restaurar a permeabilidade original ou criar novos espaços porosos na formação geológica próxima ao poço, facilitando o escoamento do fluido no meio, favorecendo a produção, ou a injetividade, no caso dos poços injetores (SHAFIQ *et al*, 2018). As operações de estimulação classificam-se em: acidificação de matriz; fraturamento hidráulico e fraturamento ácido (NITTEERS *et al*, 2016).

A acidificação matricial é o processo pelo qual se injeta uma solução ácida na formação geológica com pressão abaixo da pressão de fratura da rocha, com o objetivo de dissolver minerais e remover o dano da formação; solubilizar materiais que estejam obstruindo os canais porosos da rocha; ou criar novos canais de escoamento, possibilitando que se restaure a permeabilidade e altere a porosidade das rochas (LIU *et al*, 2020).

A técnica pode ser aplicada tanto em arenitos quanto em carbonatos, mas os objetivos nos dois tipos de operação são diferentes. Para formações geológicas areníticas, foco deste trabalho, a finalidade é remover o dano na área próxima ao poço, ou seja, visa a dissolução dos detritos que obstruem os poros. Para tanto, é necessário que o material seja solúvel em ácido. No caso dos carbonatos, o ácido é injetado para criar novos canais permeáveis, conhecidos como *wormholes* (buracos de minhoca) (KALFAYAN, 2008).

A mistura ácida mais utilizada no processo de acidificação de arenitos é conhecida por *mud acid*, ou lama ácida, que consiste numa composição de ácido clorídrico (HCl) e ácido fluorídrico (HF), conforme descrito por Smith & Hendrickson (1965) e por Abdelmoneim e Nasr-El-Din (2015).

No entanto, a taxa de sucesso desses ácidos varia, devido a problemas como a reação do HCl principalmente com o ferro precipitado; a incompatibilidade do HCl com argilominerais, que pode gerar tamponamento dos poros e, assim, diminuir a permeabilidade e a porosidade; as reações de precipitação que podem ocorrer; e os problemas de corrosão em altas temperaturas (SHAFIQ, 2018).

Devido aos problemas enfrentados, é necessário o uso de outras abordagens como alternativa aos ácidos usuais na acidificação de arenitos. Ao contrário da acidificação de carbonatos, a de arenitos é muito complexa e desafiadora, tendo em vista as várias interações físicas e químicas entre o ácido injetado e a formação, a heterogeneidade, anisotropia e o controle da taxa de reação. Sabe-se que é uma tarefa desafiadora selecionar um tipo apropriado de ácido, sua concentração e requisitos de volume de injeção, pois, diferentes ambientes mineralógicos e várias faixas de temperatura influenciam na escolha do ácido para atingir objetivos específicos (KALFAYAN, 2008; SHAFIQ, 2018). Destaca-se também que a natureza complexa da acidificação de arenitos se deve principalmente à presença de minerais silicosos que reagem apenas com um ácido específico, o ácido fluorídrico (SHAFIQ *et al.*, 2018).

Desse modo, este trabalho busca estudar as alterações permoporosas decorrentes da embebição de rochas areníticas em ácido clorídrico com concentrações de 5%, 10% e 20%; e ácido nítrico, com as mesmas concentrações. Também é objetivo utilizar uma mistura desses dois ácidos ( $\text{HCl} + \text{HNO}_3$ ), de modo análogo ao que é utilizado comumente na acidificação de arenitos através da lama ácida ( $\text{HCl} + \text{HF}$ ), a fim de entender qual das concentrações estudadas apresenta o melhor resultado, fazendo uma análise comparativa da porosidade e da permeabilidade dessas rochas, antes e após a acidificação. O estudo desenvolvido abrange uma análise microscópica e química qualitativa, fornecendo dados e auxiliando uma futura integração com escala macroscópica, objetivando fornecer contribuições importantes na análise de qualidade de reservatórios.

Apesar de já ter sido alvo de estudos, e ser considerada um dos melhores reservatórios da Bacia do Parnaíba (ANP, 2017), pouco ainda se conhece a respeito da aplicação da técnica de acidificação matricial nos arenitos da Formação Cabeças. Dessa forma, este trabalho vai contribuir com informações acerca de estudos experimentais de acidificação nos arenitos da Formação Cabeças e seus efeitos nas propriedades permoporosas dessas rochas, de maneira que possam servir para futuros estudos, podendo contribuir com novas perspectivas exploratórias da Bacia do Parnaíba.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo Geral**

Avaliar as alterações permoporosas provocadas pelo processo de acidificação matricial em rochas areníticas da Formação Cabeças, em escala de bancada.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Identificar os constituintes primários, diagenéticos e as propriedades petrofísicas, porosidade e permeabilidade, dos arenitos estudados, bem como suas interrelações;
- Verificar alterações morfológicas nos poros, causadas pelo processo de acidificação das rochas;
- Identificar a presença de dissolução e/ou precipitação química dos minerais, recristalização ou formação de novos minerais, induzidos pelo processo de acidificação.

### 3 ASPECTOS TEÓRICOS

Rochas reservatório são formações geológicas com características adequadas para a acumulação de petróleo, e se dividem em dois grandes grupos: carbonáticas e detríticas (siliciclásticas) (AHR, 2008).

Os reservatórios carbonáticos consistem principalmente de carbonato de cálcio e são originados de processos biológicos e/ou bioquímicos. São compostos por fragmentos de organismos marinhos, esqueletos, corais, algas e por precipitação química, estando sua formação estritamente ligada à vida marinha. Já os reservatórios siliciclásticos são gerados pela sedimentação de diferentes tipos de grãos detríticos, como quartzo, feldspato e fragmentos de rochas, provenientes de rochas pré-existentes, como rochas ígneas, metamórficas ou outras rochas sedimentares (TIAB; DONALDSON, 2004; AHR, 2008).

Para se constituir em um reservatório, a rocha deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade) e estes espaços vazios devem estar interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Os dois tipos de rochas sedimentares de maior interesse para a engenharia de petróleo são os calcários e os arenitos (ROSA *et al*, 2006).

#### 3.1 Estimulação de Poços

Quando o reservatório apresenta uma baixa permeabilidade, seja por algum dano em volta do poço que está bloqueando a produção ou injeção de fluidos, ou pela própria característica intrínseca de baixa permeabilidade da rocha reservatório, a produção de petróleo estará abaixo da esperada. Mas se a pressão do reservatório ainda é suficiente para a produção e se houver reservas para que o aumento na produção/injeção seja economicamente viável, a técnica de estimulação de poços pode ser aplicada e auxiliará na melhora do deslocamento dos fluidos do reservatório para o poço, fazendo com que a exploração do campo seja rentável. Esse tipo de operação aumenta a permeabilidade da formação através da criação de canais condutivos ou através da remoção do dano (NITTERS *et al*, 2016; PEREIRA, 2016).

#### 3.2 Fenômeno de Acidificação Matricial

A acidificação da matriz da rocha consiste na injeção de um ácido na rocha reservatório com pressão inferior à pressão de fratura da formação, a fim de dissolver minerais, visando remover o dano da formação, recuperando ou aumentando a permeabilidade na seção radial do poço, melhorando o fator de produção/injeção dos poços (FURTADO, 2017; LIU *et al*, 2020).

A técnica de acidificação matricial é eficiente em poços que possuem danos solúveis em ácido. A finalidade da técnica é remover o dano na área próxima ao poço e restaurar ou criar canais de condutividade que permitam aumentar o fluxo de fluidos entre reservatório e poço (KALFAYAN, 2008).

Para isso, em rochas areníticas, é utilizado como solução principal uma mistura ácida de HCl e HF, chamada de *mud acid* (SHAFIQ; MAHMUD, 2017). Em formações carbonáticas, o ácido mais utilizado é o HCl, devido à reação com o carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) da rocha, reação que deve ser controlada para que a solução ácida consiga atingir grandes profundidades até ser consumida (SHAFIQ, 2018). Em arenitos, o HF atua efetivamente dissolvendo os minerais presentes na matriz, enquanto o HCl é mais utilizado para o controle de precipitação e na dissolução de minerais carbonáticos. A composição ácida comumente praticada durante a operação de acidificação matricial é de 12% de HCl e 3% de HF (SHAFIQ; MAHMUD, 2017; HONG; MAHMUD, 2018).

O raio da acidificação é restrito a poucos metros, logo, esta técnica de estimulação só é efetiva em formações que tenham alta permeabilidade, mas que sofreram redução da permeabilidade próximo à área do poço, causada por algum dano. Caso contrário, o tratamento mais indicado é o fraturamento hidráulico. Além disso, esta técnica só é empregada para estimular regiões próximas ao poço, pois, à medida que aumenta o raio da região que se pretende tratar, o volume de ácido necessário para o tratamento aumenta consideravelmente, podendo tornar a operação economicamente inviável (OLIVEIRA, 2016).

Um dos pontos mais críticos da operação de acidificação é o controle da reação ácido-rocha, pois a elevada velocidade da reação faz com que o ácido seja todo consumido na região próxima ao poço, fazendo com que o tratamento ácido não atinja a distância desejada. Dessa maneira, as regiões com dano podem não ser ultrapassadas. Logo após uma acidificação, o ácido deve ser recuperado da formação, com o objetivo de prevenir a formação de produtos danosos à rocha (precipitados insolúveis) (AUM, 2011; SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

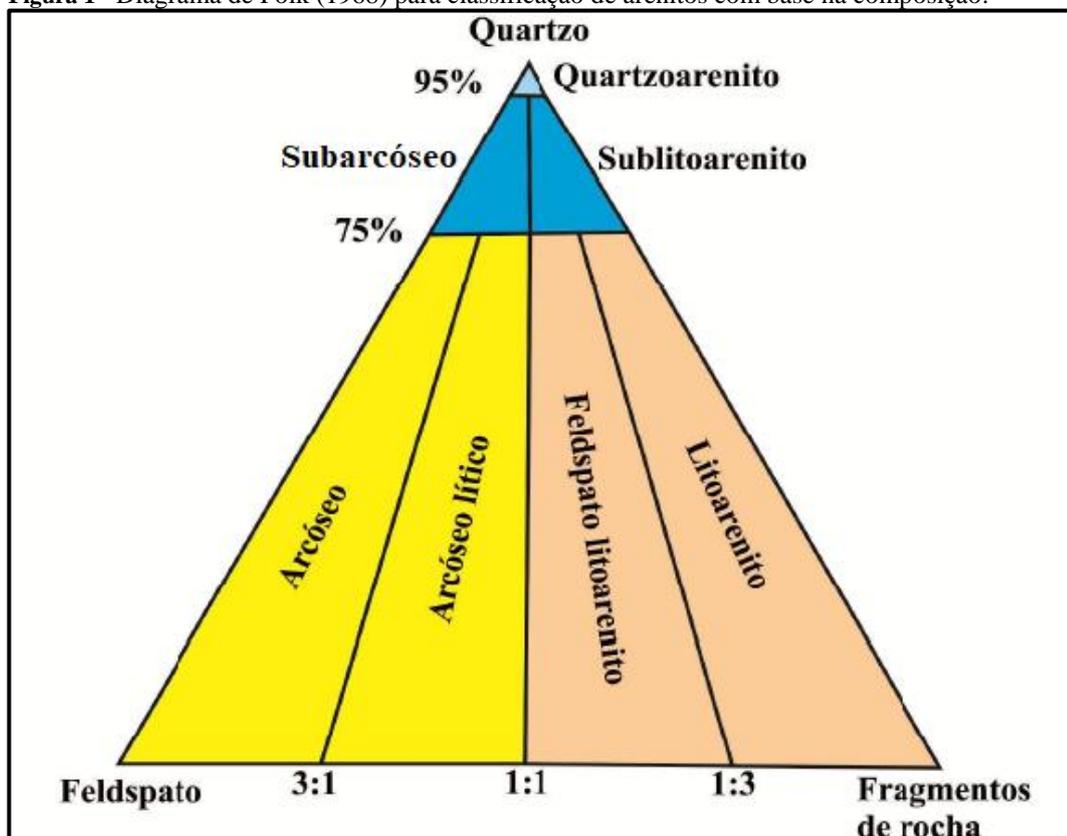
O conhecimento sobre as reações químicas, as propriedades petrofísicas do reservatório e as características do tipo de rocha é fundamental para se projetar uma acidificação eficiente. O procedimento de injeção de ácido é uma operação de alta complexidade, pois além de diferentes tipos de ácidos fornecerem resultados distintos para cada tipo de mineralogia da formação, as condições de operação também influenciam diretamente no tipo de *wormhole* (buraco de minhoca), que são os canais permeáveis criados, no caso das rochas carbonáticas, e interferem diretamente na formação de precipitados insolúveis, nos arenitos (MACHADO, 2016).

Os arenitos são rochas sedimentares siliciclásticas compostas principalmente por quartzo (cristais de dióxido de silício -  $\text{SiO}_2$ ) e feldspatos (silicatos de alumínio com presença de diversos tipos de elementos, como potássio, sódio e cálcio), além de outros minerais acessórios, como: apatita, biotita, muscovita, clorita, epidoto, granada, leucoxênio, magnetita, rutilo, titanita, turmalina, zircão e etc. (MUSEU DE MINERAIS, 2021).

A classificação de rochas areníticas é feita relacionando características como granulometria dos grãos constituintes do arcabouço; relação de quantidades entre arcabouço, matriz e cimento; e composição mineralógica. Os arenitos compreendem tamanhos de grãos entre 0,062 mm e 2 mm de diâmetro, divididos em relação à granulometria em: areia muito fina, fina, média, grossa e muito grossa. Essa nomenclatura se refere somente ao tamanho das partículas do arcabouço (NICHOLS, 1999).

Um dos métodos mais utilizados para a classificação de rochas areníticas é conhecido como Diagrama Triangular de Folk (1968) e leva em consideração a quantidade de três constituintes principais da mineralogia dos arenitos: quartzo, feldspatos e fragmentos líticos, conforme a Figura 1 (BATISTA, 2015).

**Figura 1** - Diagrama de Folk (1968) para classificação de arenitos com base na composição.



Fonte: Batista (2015)

A presença de argilominerais é um critério fundamental a ser observado no processo de acidificação, o qual objetiva a remoção ou dissolução desses minerais que bloqueiam os poros da formação rochosa na região próxima ao poço, fenômeno conhecido como dano. O tratamento em arenitos está condicionado à existência do dano, e se este pode ser removido através da dissolução ou dispersão na solução ácida (KALFAYAN, 2008; SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

Segundo Oliveira (2016), a sensibilidade dos arenitos ao processo de acidificação depende diretamente da sua mineralogia, do tipo de dano presente na formação, dos produtos da reação, da temperatura e da permeabilidade da rocha. A penetração do ácido depende do tipo e da distribuição da porosidade. Formações de maior permeabilidade e com menor teor de argila e silte são tratadas com maiores concentrações de ácido. Logo, a permeabilidade deve ser considerada na seleção do fluido. (ECONOMIDES *et al*, 2013).

A escolha do ácido empregado no processo de acidificação matricial é realizada em função do tipo de formação geológica a ser estimulada e os minerais presentes, do objetivo da aplicação, do mecanismo de dano e da temperatura do fundo do poço (ECONOMIDES *et al*, 2013; SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

McLeod e Norman (2000) fizeram recomendações para reservatórios de média permeabilidade e consideraram a sensibilidade do ácido clorídrico à clorita e zeólita, sugerindo a substituição do ácido clorídrico por um ácido orgânico (ácido acético) para formações com presença desses minerais, como mostra a Tabela 1.

**Tabela 1** - Diretrizes de Mcleod para acidificação de arenitos.

Mineralogia	>100 mD	20 – 100 mD	<20 mD
<10% silte e <10% argila	12% HCl + 3% HF	8% HCl + 2% HF	6% HCl + 1,5% HF
>10% silte e >10% argila	13,5% HCl + 1,5% HF	9% HCl + 1% HF	4,5% HCl + 0,5% HF
>10% silte e <10% argila	12% HCl + 2 % HF	9% HCl + 1,5% HF	6% HCl + 1% HF
<10% silte e >10% argila	12% HCl + 2% HF	9% HCl + 1,5% HF	6% HCl + 1% HF

Fonte: Adaptado de Shafiq; Mahmud (2017).

Já Gomaa *et al* (2013) e Wang *et al* (2013) investigaram o efeito de razões diferentes de HF + HCl na mudança da permeabilidade de amostras areníticas em uma temperatura de 82 °C. Quatro concentrações diferentes de ácido foram testadas em amostras areníticas utilizando o método de inundação de testemunho, conforme a Tabela 2.

**Tabela 2** - Concentrações de misturas ácidas recomendadas por Gomaa *et al* (2013) e Wang *et al* (2013).

Concentrações de misturas ácidas	
Concentração 1	1,9% HF + 15% HCl
Concentração 2	2,3% HF + 10% HCl
Concentração 3	2,6% HF + 5% HCl
Concentração 4	2,8% HF+ 3% HCl

Fonte: Adaptado de Hong; Mahmud (2018).

Os resultados experimentais obtidos por Gomaa *et al* (2013) e Wang *et al* (2013) indicaram que todas as quatro razões de concentrações promoveram aumento da permeabilidade da amostra. No entanto, observou-se que a permeabilidade aumenta quando a razão HF/HCl também aumenta (SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

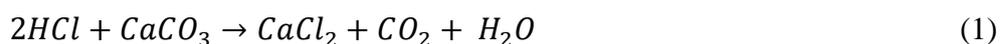
Al - Harthy (2009) afirmou que a mistura ácida de HF + HCl foi consumida rapidamente devido às rápidas taxas de reação em temperaturas acima de 93 °C. Embora essa lama ácida convencional tenha se mostrado eficiente e sido amplamente utilizada, a ineficiência do processo em altas temperaturas limita seu sucesso. Portanto, tendo em vista essas deficiências e considerando todas as desvantagens, novas combinações de ácidos devem ser pesquisadas (SHAFIQ, 2018).

A mineralogia do arenito é o fator mais importante a ser considerado na seleção do fluido, devido ao potencial de formação de precipitados. Parte da solução ácida é rapidamente consumida gerando uma mistura complexa de compostos que podem ser prejudiciais por serem bastante insolúveis. Quartzo, feldspatos, calcita e argilominerais, como ilita, esmectita, clorita e caulinita são exemplos de minerais presentes nos poros de arenitos. Ao reagir com o ácido fluorídrico, os argilominerais e os feldspatos têm maior taxa de dissolução do que o quartzo. Isso se deve à característica do quartzo que possui uma estrutura mais estável (HONG; MAHMUD, 2018; SHAFIQ, 2018).

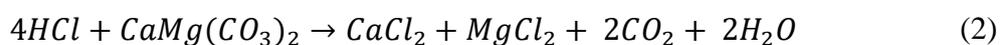
Segundo Shafiq e Mahmud (2017), as partículas que formam os arenitos, como quartzo, feldspatos e argilas reagem com o HF porque apenas o íon fluoreto (F<sup>-</sup>) tem a capacidade de reagir com sílica e argila. Smith e Hendrickson (1965) mostraram a natureza reativa do HF com a sílica, o que o torna excepcional na aplicação da acidificação de arenitos.

Segundo Economides & Nolte (2000) e Kalfayan (2008), considerando a presença de minerais carbonáticos (calcita, dolomita e siderita) na composição dos reservatórios areníticos passíveis de acidificação com o HCl, as reações químicas primárias são descritas nas Equações (1) a (3).

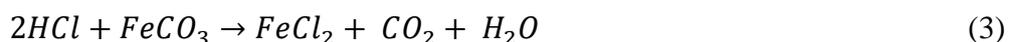
- Calcita



- Dolomita



- Siderita



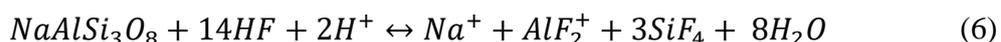
Em contrapartida, o ácido fluorídrico apresenta comportamento distinto, pois sua reação com carbonatos gera sais insolúveis. Outra diferença importante se dá com relação à reatividade: as reações em carbonatos geralmente ocorrem em único sentido, enquanto as reações em arenitos são complexas e ocorrem em ambos os sentidos, com as reações de dissolução e precipitação interagindo entre si. O HCl é pouco reativo com minerais silicosos, quando comparado ao HF, e sua utilização é necessária para catalisar a reação com feldspato (ECONOMIDES; NOLTE, 2000; HONG; MAHMUD, 2018).

Ainda de acordo com Economides & Nolte (2000), considerando a presença de quartzo (SiO<sub>2</sub>) e outros silicatos (como feldspatos e argilominerais), as reações primárias de HF nos arenitos são descritas nas Equações (4) a (9).

- Quartzo



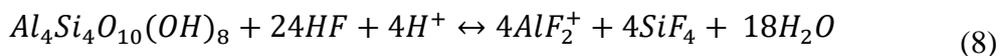
- Albita (Feldspato sódico)



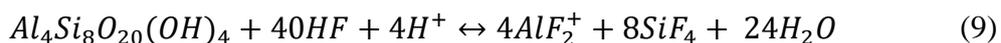
- Ortoclásio (Feldspato potássico)



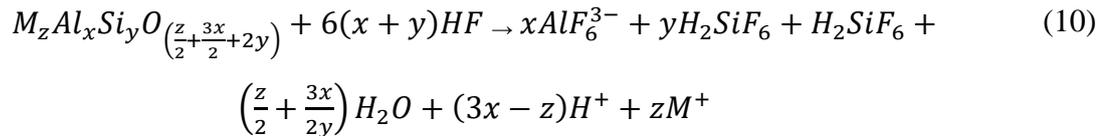
- Caulinita



- Montmorilonita



De maneira geral, as reações com aluminossilicatos, que são compostos de Alumínio, Silício e Oxigênio e alguns metais são descritas conforme a Equação (10), segundo Economides e Nolte (2000).



Em que M é um íon, como Na<sup>+</sup> ou K<sup>+</sup> e x, y e z são coeficientes estequiométricos. A reação produz  $AlF_6^{3-}$  e  $H_2SiF_6$ , que continuam reagindo com os aluminossilicatos para formar sílica gel na superfície da argila.

Uma das maiores preocupações durante a acidificação de arenitos é a formação de precipitados com elevado potencial para tamponar os poros da formação, diminuindo a permeabilidade e a porosidade da rocha, ocasionando ou agravando indesejavelmente um dano à formação. A redução da porosidade e da permeabilidade ocorre a partir do preenchimento por argila nos poros (SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

Para evitar a formação de precipitados de silicatos e fluoretos, Hill *et al* (1994) utilizou uma pré-lavagem (*preflush*) somente com HCl antes da injeção da lama ácida no estágio principal. Shafiq *et al* (2013) adicionou ácido acético em ácido clorídrico na fase de pré-lavagem e afirmou ser mais eficaz se comparado ao ácido clorídrico isoladamente.

Para evitar a precipitação de sílica hidratada, Yang *et al* (2012) recomendou a adição de ácido clorídrico ou algum ácido orgânico, como ácido cítrico, fórmico ou acético na fase principal com o ácido fluorídrico.

Dessa forma, Economides & Nolte (2000) e Kalfayan (2008) sugerem a execução de três etapas no tratamento de acidificação em arenitos, e cada estágio deve ser compatível com o tipo de dano apresentado.

- 1º estágio – *preflush*:

Injeção de 5% - 15% em peso de HCl, a depender da mineralogia da formação. A função principal do *preflush* é preparar as superfícies para o tratamento principal, e consiste na limpeza da coluna de produção com solventes e ácidos. Esta limpeza tem como função remover ferrugem, óxidos de ferro, incrustação, películas de óleo e limitar a quantidade de ferro que entra na formação, além da função de dissolver os carbonatos da formação e preparar o poço para o próximo estágio, reduzindo o pH e deslocando o fluido da formação.

- 2º estágio – *mud acid*:

A segunda etapa se refere ao tratamento principal, que consiste na injeção de 3% em peso de HF e 12% em peso de HCl, e tem a função de dissolver o dano da formação e restaurar a permeabilidade ao redor do poço.

No caso dos arenitos com alto percentual de carbonato, pode haver reação com o HF e precipitar fluoreto de cálcio. Além disso, clorito de argila e zeólitos (cálcio hidratado/sódio/potássio/aluminossilicatos) são parcialmente solúveis em HCl e podem causar entupimento como consequência da migração do seu resíduo (PEREIRA, 2016). Por isso, o *preflush* de HCl é recomendado antes da etapa *mud acid* (SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

- 3º estágio – *overflow*:

A última etapa é o *overflow*, que atua na remoção de possíveis precipitados que foram gerados nas primeiras etapas e na prevenção da precipitação secundária em volta do poço. Geralmente é composto por HCl em baixas concentrações (3% - 5%), soluções de cloreto de amônio, ácido acético ou solventes. O *overflow* possui duas funções principais: deslocar o fluido da etapa principal (*mud acid*) para 3 a 4 pés de distância a partir do poço, que é a área crítica da matriz para fluxo radial; e diluir a parte do fluido principal que não foi dispersa na etapa anterior. Um agente divergente garante que o estágio de tratamento principal está devidamente separado das fases de *preflush* e *overflow* (PEREIRA, 2016).

Os precipitados mais comuns são o fluoreto de cálcio ( $\text{CaF}_2$ ), que é altamente insolúvel e rapidamente produzido na reação do HF com a calcita; ácido ortossilícico ( $\text{Si}(\text{OH})_4$ ), que é produzido através da reação secundária entre o ácido hexafluossilícico ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) e aluminossilicatos; e o hidróxido de ferro III ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ), formado quando íons férricos estão presentes no meio, provenientes da dissolução da ferrugem de tubos ou minerais férricos, com pH superior a 2,2. Além dos precipitados de origem inorgânica, pode haver incompatibilidade entre o ácido e os fluidos do reservatório, causando a formação de borra asfáltica (ECONOMIDES; NOLTE, 2000; KALFAYAN, 2008; SHAFIQ; MAHMUD, 2017).

Dessa forma, faz-se necessário projetar a sequência correta de fluidos e considerar a possibilidade do uso de aditivos, para que se evite a formação de precipitados ou para retardar a corrosão da coluna e do revestimento durante a operação. Assim, busca-se garantir a efetividade do tratamento, evitando a geração de qualquer dano à formação, que também pode ser causado pela própria técnica de estimulação (SHAFIQ, 2018).

### 3.3 Petrologia e petrografia sedimentar

De acordo com Leinz (1963), a petrologia e a petrografia configuram os ramos das geociências interessados no estudo das rochas; o primeiro se encarrega da investigação acerca da gênese das rochas, procurando desvendar seu ambiente e tempo geológico de formação, ao

passo que o segundo se interessa pela descrição e caracterização das rochas, atentando fundamentalmente para seus aspectos mineralógicos.

A petrografia sedimentar estuda amostras de rochas sedimentares com a finalidade de determinar as propriedades de um reservatório de petróleo. Essas informações irão determinar o potencial econômico do reservatório e as técnicas de exploração aplicáveis. A análise das amostras é realizada por meio da descrição minuciosa através de microscópio petrográfico. Os resultados obtidos a partir das análises podem ser aplicados no desenvolvimento de propostas e aplicações que viabilizem a exploração (YIP; ZHAO, 1996).

As rochas areníticas podem conter minerais detríticos, como quartzo, feldspatos, micas, clorita, argilominerais, minerais pesados e fragmentos líticos; também podem conter minerais de origem química, formados após a sedimentação e precipitação, como carbonatos, sílica autigênica, sulfatos e sulfetos (VETTORAZZI, 2012).

Uma rocha sedimentar siliciclástica apresenta três componentes principais: o arcabouço, composto por grãos maiores que dão estrutura a rocha; a matriz, que são cristais mais finos que preenchem os interstícios entre os grãos maiores; e o cimento, que é formado por precipitações químicas que conferem resistência à rocha. Os cimentos normalmente são formados por minerais autigênicos (formados quimicamente durante a diagênese), mas nem todo mineral autigênico será necessariamente um cimento (BATISTA, 2015).

O cimento é constituído geralmente por cristais de argilominerais que crescem entre os grãos, preenchendo os espaços da porosidade inicial e unindo-os fortemente. Os quatro principais tipos de cimento são o cimento silicoso, formado por sílica, em que as rochas são muito resistentes e difíceis de se fragmentar; cimento calcítico, formado por carbonatos, normalmente a calcita, que pode ser confundido com o cimento silicoso, do qual se distingue pela reação com ácido clorídrico; cimento ferruginoso, formado por óxidos de ferro; e o cimento argiloso, nos quais as argilas podem se precipitar nos espaços porosos ou mesmo com os sedimentos durante a deposição (BERNARDES, 2005; BATISTA, 2015).

Os argilominerais são constituintes fundamentais de uma matriz argilosa, incluindo-se minerais de todos os grupos principais que se encontram na fração argila: grupo da caulinita (caulinita, haloisita, dickita, vermiculita), as micas (muscovita, biotita, glauconita, illita e etc.), grupo da esmectita (montmorillonita, nontronita, saponita, etc) e grupo da clorita. De maneira geral, são formados no espaço intersticial, a partir da precipitação dos fluidos intersticiais e da alteração de grãos detríticos (HALFEN, 2017).

### 3.4 Diagênese

As rochas siliciclásticas podem sofrer reduções ou ampliações de suas propriedades permoporosas em razão dos processos diagenéticos atuantes. No contexto da exploração de petróleo, a porosidade inicial de um reservatório arenítico é em grande parte afetada pelo processo de diagênese, caracterizando assim a qualidade inicial do reservatório. Dessa forma, compreender a história geológica e os processos diagenéticos de um arenito é de suma importância para avaliar a qualidade de arenitos e determinar seu potencial como reservatórios de petróleo, gás e água, além de entender o impacto da diagênese sobre a porosidade e a permeabilidade original desses reservatórios (MORAD *et al*, 2000; ROSSI *et al*, 2001; AL - RAMADAN *et al*, 2005).

A qualidade do reservatório é controlada por fatores sedimentares e diagenéticos interdependentes, como o tamanho do grão, porosidade deposicional inicial, compactação mecânica, compactação química, mineralogia e volume de cimento nos poros, os quais podem aumentar, preservar ou obstruir a porosidade e a permeabilidade. Mesmo antes do início da diagênese, a composição primária do sedimento tem um papel importante em influenciar a história e evolução da qualidade rocha subsequente (WORDEN *et al*, 2003; MORAD *et al*, 2012).

Para estabelecer os processos que governam a qualidade do reservatório é fundamental definir os constituintes, a textura, composição mineralógica, fábrica, morfologia do cimento e tipos de poros. A diagênese compreende um conjunto de processos pós-deposicionais físicos, biológicos e químicos a que estão submetidos os sedimentos, em adaptação às novas condições de temperatura e pressão devido ao soterramento crescente, bem como pela química da água intersticial nos poros, que levam à litificação da rocha. O processo se inicia no final da deposição e prossegue até a consolidação e é caracterizado por variações de pressões e temperaturas, além da presença de soluções aquosas e gases (SUGUIO, 2003; MORAD *et al*, 2012).

Morad *et al* (2000) classificam as alterações diagenéticas com base em limites de soterramento e temperatura, conforme descrito:

- Eodiagênese

Os processos diagenéticos atuam na superfície de sedimentação ou próximos a esta. Compreende as alterações que ocorrem a profundidades de soterramento inferiores a 2 Km e temperaturas inferiores a 70°C. É a fase onde as características deposicionais (textura,

estruturas, geometria dos corpos sedimentares) influenciam no fluxo de fluidos e constitui a fase principal de expulsão da água e perda de porosidade por compactação;

- Mesodiagênese

Engloba as alterações que ocorrem a profundidades de soterramento superiores a 2 Km e temperaturas superiores a 70 °C, onde ocorre um efetivo isolamento da superfície e dos fluidos superficiais. É o campo onde fluidos diagenéticos são modificados pelas reações com os minerais. A mesodiagênese é subdividida em rasa (2 a 3 Km de profundidade e temperaturas de 70 a 100 °C) e profunda (abaixo de 3 Km e temperaturas maiores que 100 °C); e

- Telodiagênese

Diz respeito aos processos que atuam na superfície de erosão ou próximos a esta. É caracterizada pelos eventos ocorridos durante a exposição das rochas às condições superficiais, seja por soerguimento, erosão ou por infiltração profunda de águas meteóricas, normalmente em sedimentos que anteriormente passaram pelos estágios da eodiagênese e mesodiagênese, mas que foram expostos por soerguimento e/ou erosão de camadas suprajacentes.

### **3.5 Propriedades Petrofísicas**

Para explorar as jazidas é imprescindível conhecer as características das rochas reservatório. Informações sobre as propriedades das rochas constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento dos reservatórios de petróleo, muitas vezes decidindo sobre a viabilidade da exploração (LUCAS, 2020).

Segundo o autor, a análise petrofísica é essencial para a caracterização e avaliação de reservatórios, que visa determinar alguns parâmetros como porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em rochas reservatório, sendo imprescindível compreender as condições de sedimentação e os processos diagenéticos.

As propriedades físicas mais relevantes são porosidade e permeabilidade, que desempenham um papel fundamental na caracterização das rochas, pois fornecem uma estimativa do comportamento potencial da formação geológica. Geralmente, essas propriedades não estão distribuídas de forma uniforme na rocha, pois dependem fortemente das características dos materiais que originaram o reservatório, dos processos de migração, segregação gravitacional e dos processos de deposição e diagênese das formações (ROSA *et al*, 2006; LUCAS, 2020).

### 3.5.1 Porosidade

Segundo Rosa *et al* (2006), a porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, uma vez que mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade, expressa em porcentagem, é definida como a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o seu volume total, como mostrado na Equação (11).

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (11)$$

Onde  $\Phi$  é a porosidade,  $V_p$  o volume de poros e  $V_t$  o volume total da rocha.

Selley (2014) afirma que uma melhor seleção dos grãos poderá implicar em aumento da porosidade. Quanto maior for a seleção das partículas de um sedimento, menor será a quantidade de detritos finos que irão preencher os espaços vazios deixados entre os mais grossos. Assim, as partículas mais finas que poderiam bloquear as passagens dos poros, diminuindo a porosidade, não estão presentes.

O empacotamento e a orientação dos grãos são características importantes para a qualidade de um reservatório. Conforme os grãos se rearranjam em um empacotamento mais fechado, ocorre uma diminuição da porosidade e, por conseguinte, um aumento da densidade. A orientação dos grãos possui uma importância maior para a porosidade do que o empacotamento dos grãos, porém apresenta um efeito muito mais significativo sobre a permeabilidade. (PETTIJHON, 1972; SELLEY, 2014).

Kahn (1956) propôs métodos unidimensionais de cálculo do índice de empacotamento de arenitos, em imagens de seções delgadas. O índice de empacotamento (IP), proposto pelo autor, é a razão entre a soma do número de contatos entre grãos, ao longo de uma transversal, e o número total de grãos interceptados por ela. Quanto maiores os valores percentuais dos índices de empacotamento de Kahn, mais fechado se encontra o arcabouço da rocha (GESICKI *et al*, 2009).

São reconhecidos dois tipos principais de porosidade: primária e secundária. A porosidade primária é produzida durante a deposição dos sedimentos, sendo representada por poros intergranulares, que são os espaços vazios que se formam entre os grãos, e poros intragranulares, os quais ocorrem devido à atuação de fluidos que provocam a dissolução dos grãos. O volume percentual deste tipo de porosidade é difícil de ser inferida, pois, nem sempre ela representa a porosidade original da rocha, visto que, na maioria das vezes, os processos

diagenéticos causam a precipitação de minerais no interior destes espaços e redução do tamanho dos poros por compactação e/ou aumento por geração de porosidade secundária (SILVA, 2021).

#### 3.5.1.1 Porosidade Primária

A porosidade primária se refere ao volume, à geometria e à distribuição de poros que o pacote sedimentar tinha quando se depositou. A distribuição e geometria da porosidade primária só se preservam em uma rocha sedimentar quando é imediatamente preenchida por cimento, ou seja, quando deixa de estar vazia. Fatores como a ductibilidade dos minerais que compõem o arcabouço, o alto teor de minerais solúveis, compactação mecânica, expansão de micas e argilominerais implicam na diminuição da porosidade primária. (SHAFIQ *et al*, 2020).

A porosidade primária depende da maturidade textural do sedimento e é controlada pelos processos e ambientes deposicionais e, de forma subsidiária, pela maturidade composicional. O aumento da porosidade primária está relacionado ao tamanho, seleção, arredondamento e empacotamento dos grãos, além do teor de argila (BATISTA, 2015).

Quanto à acidificação de matriz, a solução ácida pode remover ou dissolver o teor de matriz argilosa, bem como dissolver parte do cimento e minerais presente na rocha. Entretanto, a depender da concentração de ácido e dos tipos de minerais da formação, pode-se causar um efeito oposto de diminuição da porosidade, principalmente pelo fenômeno de precipitação de constituintes da matriz ou do cimento da rocha (GOMEZ, 2006; SHAFIQ *et al*, 2020).

#### 3.5.1.2 Porosidade Secundária

A porosidade secundária é definida como o resultado de processos geológicos que ocorreram durante a diagênese (eodiagênese, mesodiagênese e telodiagênese). Pode ser gerada por diversos fatores, como: dissolução parcial ou total de grãos instáveis do arcabouço da rocha (feldspatos e fragmentos líticos); fraturamento de grãos rígidos, quando submetidos a grandes pressões relacionadas ao soterramento dos sedimentos; e encolhimento de argilominerais, quando esses sofrem desidratação, resultando na perda do volume original (JESUS, 2004).

Durante o processo de acidificação matricial, a injeção do ácido no arenito causa a dissolução de minerais da formação, gerando porosidade secundária na área dissolvida (MAHMUD; LEONG, 2017; LEONG *et al*, 2018). Além disso, canais altamente permeáveis também podem ser gerados, aumentando a permeabilidade (SHAFIQ; MAHMUD, 2017; SHAFIQ *et al*, 2020).

### 3.5.2 Permeabilidade

É a propriedade física que expressa a facilidade de escoamento no meio poroso, ou seja, é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva (PORTO, 2015). A equação de maior utilização prática para o estudo do fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, em 1856. Assim como para aquíferos, a lei de Darcy é válida para a maioria das situações de escoamento de petróleo em meio poroso (SPIVEY; LEE, 2013). Segundo Economides e Nolte (2000), uma das formas da lei de Darcy é representada na Equação (12).

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (12)$$

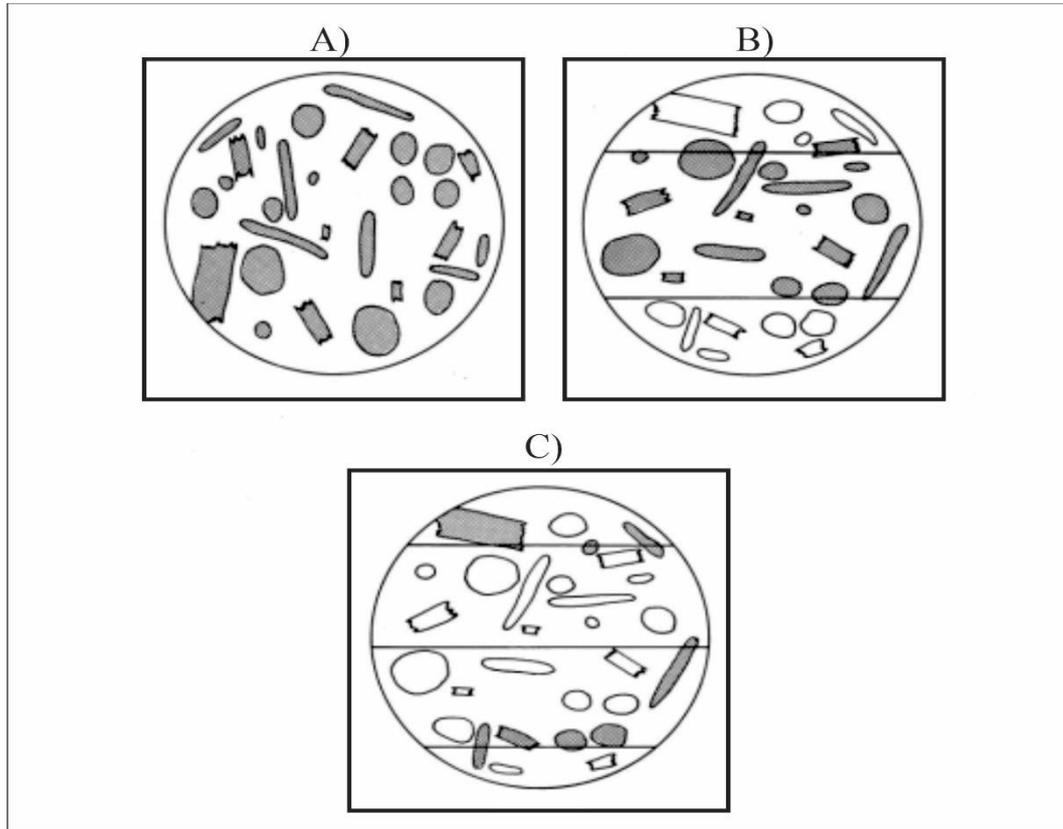
Onde  $q$  é a vazão de fluido ( $cm^3/s$ ),  $A$  área da seção transversal ( $cm^2$ ),  $\Delta P$  o diferencial de pressão ( $atm$ ),  $\mu$  a viscosidade do fluido ( $cp$ ),  $L$  o comprimento do meio poroso ( $cm$ ) e  $k$  a permeabilidade do meio poroso (*Darcy*).

### 3.5.3 Métodos de determinação de porosidade e permeabilidade

Um tópico relevante acerca da análise da quantificação composicional dos constituintes primários, diagenéticos e da porosidade em lâminas delgadas através de microscópio petrográfico é a quantidade de pontos que devem ser contados para que se possa gerar dados confiáveis. Essa informação é usada para indicar a confiabilidade de uma estimativa (GALEHOUSE, 1971).

O autor afirma que existem vários métodos de contagem, como mostra a Figura 2, em que os objetos em cinza são contados e considerados para a análise. A Figura 2A exhibe o método da frota, onde todos os constituintes são contados, na Figura 2B é apresentado o método da fita, em que todos os constituintes entre as duas linhas são contados. O método utilizado nesta pesquisa foi a contagem em linha, que consiste na contagem dos constituintes que são interceptados por linhas que cortam a lâmina, como apresenta a Figura 2C. O resultado é um número de frequência que mostra quão frequente é determinado espécime encontrado durante a travessia realizada na lâmina delgada.

**Figura 2** - Métodos de contagem de pontos: A) Método da frota; B) Método da fita e C) Método da linha.



**Fonte:** Adaptado de Galehouse (1971).

Segundo Galehouse (1971), considerando o método de contagem em linha, pode-se utilizar as Equações (13) e (14) para o cálculo do provável erro em porcentagem com níveis de confiança de 50 e 95,4.

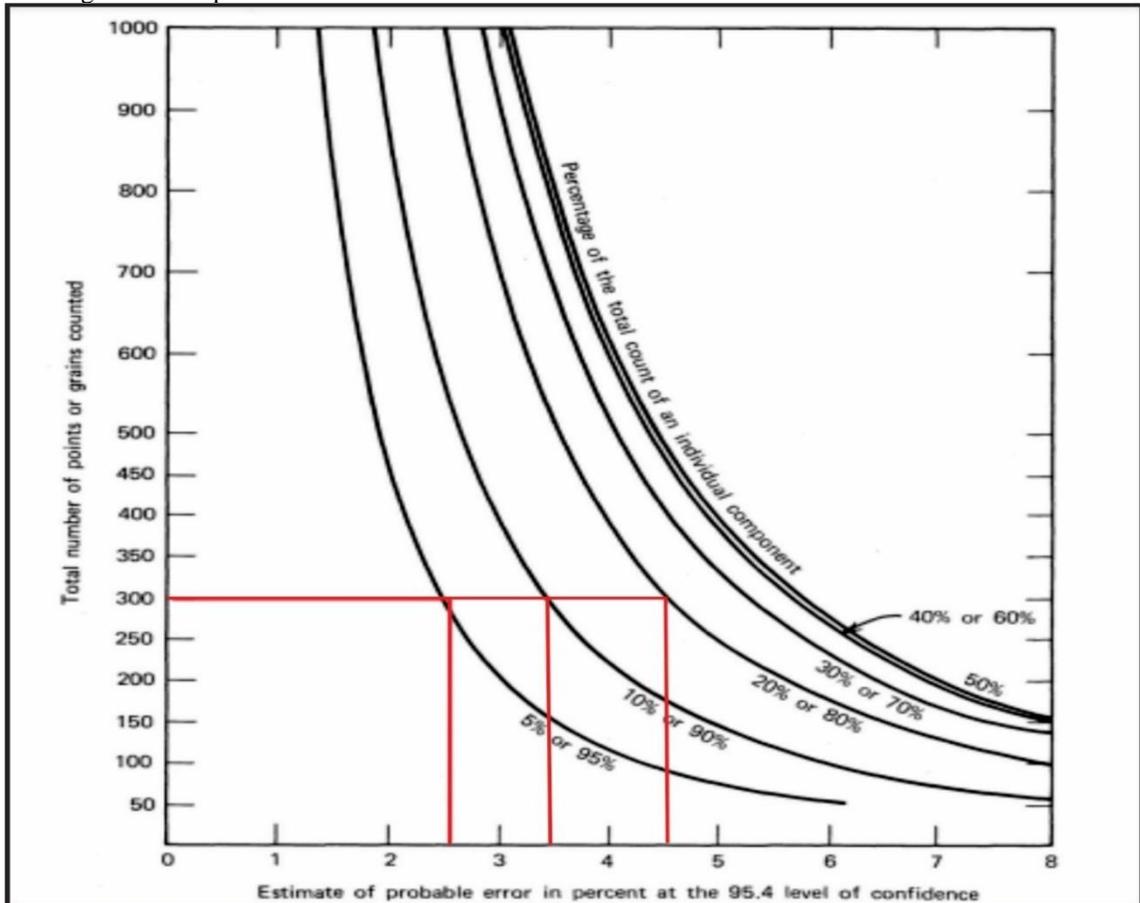
$$E_{50} = 0,6745 \sqrt{P \frac{(100 - P)}{N}} \quad (13)$$

$$E_{95,4} = 2 \sqrt{P \frac{(100 - P)}{N}} \quad (14)$$

Onde  $E$  é o provável erro em porcentagem,  $N$  o número total de pontos contados e  $P$  é a porcentagem de  $N$  de um componente individual.

Galehouse (1971) afirma ainda que uma contagem de 300 pontos dá a máxima precisão em um menor tempo investido, com erro entre 1% e 8%, a depender da porcentagem do componente individual, como mostra a Figura 3.

**Figura 3** - Provável erro com nível de segurança 95,4. As linhas vermelhas mostram o erro provável com a contagem de 300 pontos.



Fonte: Modificado de Galehouse (1971).

Uma forma de relacionar permeabilidade e porosidade do meio foi estabelecida por Kozeny (1927) e Carman (1937), a partir da analogia entre escoamentos em meios porosos e escoamentos através de um feixe de tubos capilares, considerando regime de escoamento laminar. A equação foi concebida apenas para fluxos em meios porosos inconsolidados, mas pode ser aplicada também em meios porosos consolidados, desde que sejam feitas as correções necessárias. Eles concluíram que existe uma relação entre a porosidade ( $\phi$ ) e a permeabilidade do meio ( $k$ ), através da Equação (15) (LUKIN, 2009).

$$k = \frac{\phi^3}{CS_o^2(1 - \phi)^2} \quad (15)$$

Onde  $S_o$  é a área ou superfície específica da partícula (relação entre a soma dos perímetros das partículas e a área ocupada por elas),  $\phi$  é a porosidade efetiva em unidades de

porosidade (decimais),  $k$  é a permeabilidade absoluta em  $\text{cm}^2$ , e  $C$  é a constante de *Kozeny-Carman*, um coeficiente empírico, que varia de acordo com a porosidade do meio e o tipo de escoamento observado. Salienta-se que para arenitos o valor da constante de *Kozeny-Carman* é sugerido como 5 (CUPERTINO, 2005; PAYTON *et al*, 2021). A Tabela 3 mostra alguns valores sugeridos para o coeficiente empírico de *Kozeny-Carman*.

**Tabela 3** - Coeficiente empírico da equação de *Kozeny-Carman*.

Porosidade	Escoamento em cilindros paralelos	Escoamento em cilindros perpendiculares	Escoamento em cilindros orientados aleatoriamente	Escoamento em um arranjo de esferas
0,99	31,10	53,83	46,25	71,63
0,90	7,31	11,03	9,79	11,34
0,80	5,23	7,46	6,72	7,22
0,70	4,42	6,19	5,60	5,79
0,60	3,96	5,62	5,07	5,11
0,50	3,67	5,38	4,97	4,74
0,40	3,44	5,28	4,66	5,54

Fonte: Adaptado de Lukin (2009).

A equação também pode ser escrita em função de uma propriedade geométrica dos grãos, o diâmetro equivalente das partículas ( $D_p$ ), conforme a Equação (16).

$$k = \frac{\phi^3}{36C(1 - \phi)^2} D_p^2 \quad (16)$$

Portanto, além de poder ser obtida experimentalmente pela aplicação da clássica Lei de Darcy, a permeabilidade também pode ser estimada pelo modelo de *Kozeny-Carman*, em que são considerados parâmetros geométricos macroscópicos do meio poroso. Dessa forma, a aquisição de dados referentes a quantidade de poros e valores de diâmetros médios dos grãos, através da microscopia petrográfica, possibilita o cálculo da porosidade e a determinação da permeabilidade pela relação de *Kozeny-Carman* (ZENG; GRIGG, 2006; MASSARANI, 2001).

A técnica de acidificação de matriz permite a recuperação da permeabilidade através da dissolução de alguns minerais, da matriz e até do cimento da rocha, a depender de suas composições. Porém, da mesma forma que ocorre com a porosidade, as interações ácido-minerais podem causar reações de precipitação, reduzindo potencialmente a permeabilidade (GOMEZ, 2006; SHAFIQ *et al*, 2020).

### 3.6 Processamento digital de imagens microscópicas

Segundo Gomes (2001), a área de Processamento e Análise Digital de Imagens (PADI) vem sendo objeto de grande interesse e sua principal motivação, além da análise automática por computador, está em realçar características importantes nas imagens e melhorar

seu aspecto visual, auxiliando o analista humano na interpretação e na análise de informações, gerando resultados que possam ser posteriormente submetidos a outros processamentos.

Ainda conforme o autor, um sistema PADI é dividido nas etapas de obtenção das imagens, através de uma câmera digital; pré-processamento, onde são retirados ruídos, aplicando filtros, se necessário, ajustados contraste e brilho, e, em seguida, vem a etapa de segmentação, que consiste em dividir a imagem em regiões de interesse. A próxima fase é a extração das características, onde os grupos de pixels são representados e descritos como dados. Por fim, é realizada a etapa de classificação, em que se busca encontrar padrões nos dados obtidos anteriormente e de interpretação ou reconhecimento dos padrões encontrados.

O princípio básico da análise de imagens digitais consiste na obtenção de dados quantitativos de parâmetros tridimensionais, tais como volume poroso de uma rocha, a partir de medições pontuais, lineares ou até mesmo de áreas de imagens bidimensionais. A confiabilidade dos dados obtidos e da interpretação deles decorrente, depende de quanto estes dados são precisos e representativos da situação real. Alguns aspectos fundamentais da eficácia deste tipo de análise residem na escolha do aumento do microscópio e, conseqüentemente, da área do campo de visão microscópica, além do número de imagens a serem analisadas em cada situação (GOMES, 2001).

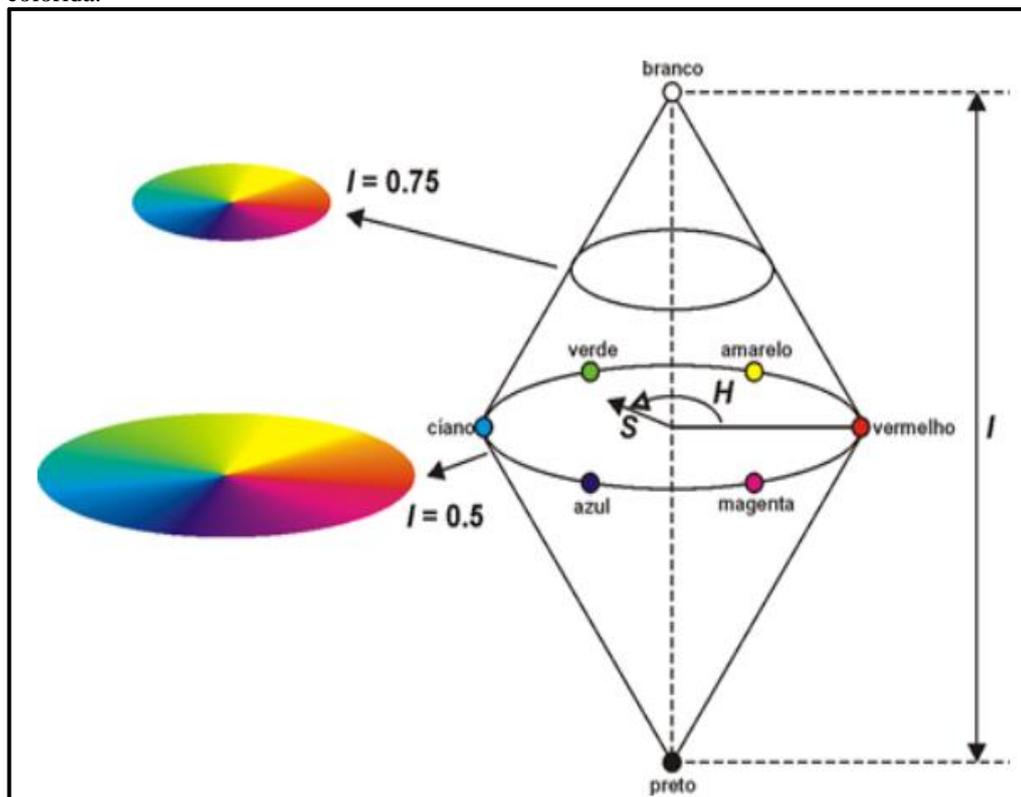
Uma imagem digital é formada por vários pixels, que compõem a menor unidade da imagem, podendo ser definida matematicamente como uma função de  $f(x,y)$ , onde  $x$  e  $y$  correspondem às coordenadas de cada pixel. Em uma imagem monocromática, cada pixel recebe um valor que corresponde à intensidade luminosa naquele ponto, referente a uma escala de tons de cinza ou brilho. No caso de imagens coloridas, cada pixel é formado por um conjunto de valores. É o que ocorre com imagens no padrão de cores RGB que contém uma função  $f(x,y)$  para cada banda ou canal R (*red* – vermelho), G (*green* – verde) e B (*blue* – azul), respectivamente (FILHO; NETO, 1999).

A imagem obtida pela câmera acoplada ao microscópio pode ser convertida numa imagem colorida ou numa imagem em tons de cinza, em que cada pixel possui, individualmente, valores específicos de seus componentes óticos. Uma imagem em níveis de cinza possui cores que variam do preto ao branco, em 256 níveis diferentes. A imagem colorida possui uma gama mais complexa de componentes óticos, representada pelo espectro de cores primárias (componentes RGB), as quais combinadas representam 16 milhões de cores diferentes, e pelos atributos de matiz, intensidade e saturação da imagem, denominados componentes HSV (FILHO; NETO, 1999).

O matiz (*Hue*) refere-se ao componente cor na seção circular do cone, variando entre 0° (vermelho), 120° (verde) e 240° azul e 360°. A saturação varia de zero (acromático), no centro da seção circular a 100% (cor pura), na borda da seção circular. A intensidade varia de zero (preto) a 100% (branco) e está disposto no eixo de maior comprimento do cone, como mostrado na Figura 4.

Conforme Filho e Neto (1999), o método mais usual para extrair informações de uma imagem digital é através do processo de segmentação, ou seja, subdividir a imagem nos seus componentes óticos. Em imagens coloridas, o processo de segmentação utiliza os componentes RGB ou HSV. O processo de segmentação consiste em adotar determinado critério ótico (nível de cinza, luminosidade, matiz etc.) para identificar regiões da imagem com características homogêneas. Neste trabalho, a quantificação do espaço poroso baseou-se na segmentação dos componentes óticos poros e não-poros em histogramas, uma vez que este componente mostrou distribuição homogênea nítida em quase todas as lâminas analisadas.

**Figura 4** - Sistema de cores em cone duplo com os componentes RGB e HSV de uma imagem colorida.



Fonte: GEISCKI *et al* (2009).

A imagem de uma rocha porosa previamente impregnada com resina *epoxy* azul é caracterizada, no geral, pelo espaço poroso tingido de azul. Essa representação microscópica é visualizada, na imagem digital colorida, por componentes óticos distintos ao olho humano: o de poros (azuis) e o de não-poros em geral, esbranquiçados, amarronzados a pretos, a depender

do constituinte mineral. A análise de imagens utiliza o contraste das cores desses componentes óticos para definir critérios de seleção e segmentação com o objetivo de quantificá-los, num processo denominado segmentação (GEISICKI *et al*, 2009).

A segmentação é um processo de divisão de uma imagem em regiões significativas. Essas regiões podem ser frontais, de fundo ou um objeto específico a ser detectado na imagem e são definidas com o auxílio de algumas características, como cor, borda ou similaridade (SOLEM, 2012). Quando o processo de segmentação é baseado em cor, sua eficiência está relacionada ao fato de a cor do objeto de interesse ser diferente da cor de fundo da imagem. Nesse caso é possível usar um limiar ou faixa de valores para determinar que os pixels correspondam à região de interesse na imagem (GOMES, 2001).

O processo de extração das características é posterior à etapa de segmentação e fornece informações para etapas seguintes, como classificação e análise. Com base nos objetos detectados pelo processo de segmentação, diversas informações ou características podem ser obtidas a partir destes objetos, como histograma, tamanho, área, perímetro, textura, contornos, etc. (GOMES, 2001).

Segundo Geisicki *et al* (2009), a microscopia quantitativa de rochas porosas, por meio de softwares que realizam a análise de imagens digitais obtidas com microscópio petrográfico, tem-se mostrado ferramenta eficiente na determinação das propriedades texturais e petrofísicas de rochas.

### 3.7 Difractometria de Raios-x

A difração de raios-x é uma das técnicas mais indicadas na determinação de fases cristalinas presentes em materiais cerâmicos, pois na maior parte dos cristais, os átomos estão ordenados em planos cristalinos separados entre si por distâncias interplanares da mesma ordem de grandeza dos comprimentos de onda dos raios-x. Ao incidir um feixe de raios-x em um cristal, esse feixe irá interagir com os átomos presentes no cristal, originando o fenômeno de difração. A difração de raios-x ocorre segundo a Lei de Bragg, mostrada na Equação (17), a qual estabelece a relação entre o ângulo de difração e a distância entre os planos que originaram o fenômeno, que é característico para cada fase cristalina (ALBERS *et al*, 2002).

$$n\lambda = 2d \operatorname{sen}\theta \quad (17)$$

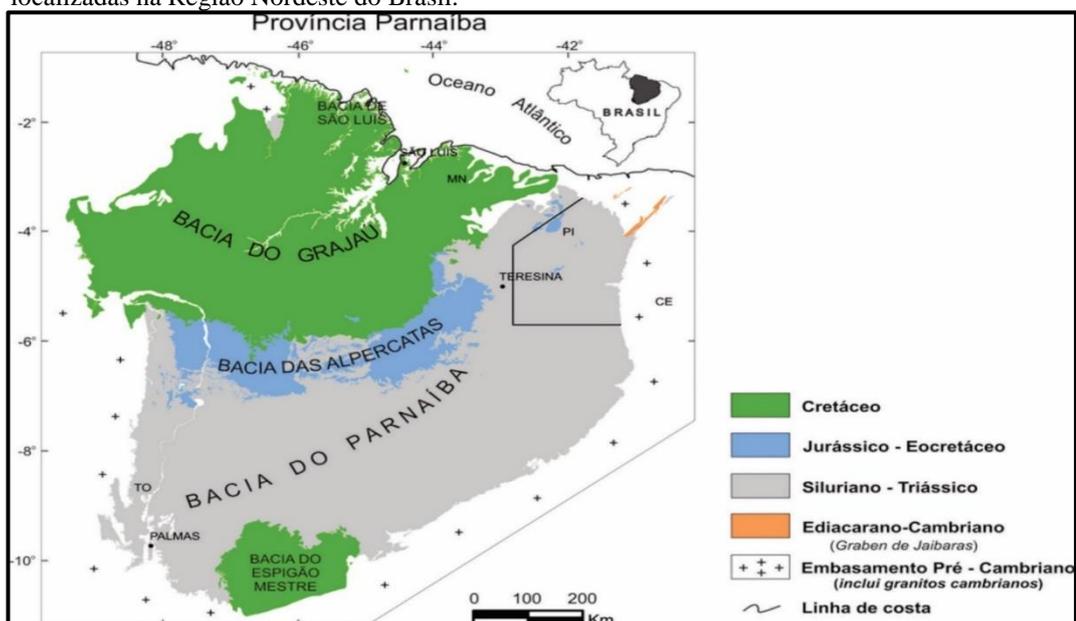
Onde,  $n$  é um número inteiro,  $\lambda$  o comprimento de onda dos raios-x incidentes,  $d$  a distância interplanar e  $\theta$  o ângulo de difração.

A utilização da técnica de Difração de Raios-X para a caracterização de argilominerais torna-se viável, pois uma análise química reportaria os elementos químicos presentes no material, mas não a forma como esses elementos estão ligados. Em alguns casos, apenas o resultado de análises de DRX é capaz de produzir uma identificação dos argilominerais presentes em uma amostra. Em outros casos, especialmente se a concentração em argilominerais for pequena, pode ser necessário o uso de técnicas auxiliares, como microscopia eletrônica, análises térmicas e análises químicas). Porém, vale destacar que, na caracterização de argilas, o elevado teor de quartzo da amostra e sua facilidade de orientar-se resultam em picos bem definidos e de grande intensidade desta fase cristalina, prejudicando muitas vezes a identificação e caracterização das demais fases (ALBERS *et al*, 2002).

### 3.8 Aspectos geológicos da área de estudo

A Bacia do Parnaíba localiza-se na região nordeste ocidental do território brasileiro, com uma área de 665.888 km<sup>2</sup>. Ocupa grandes áreas nos estados do Maranhão e Piauí, e pequenas faixas do Pará, Ceará e Tocantins, como mostra a Figura 5. Em seu depocentro, a espessura da coluna sedimentar é de aproximadamente 3.500 m. Sua seção de idade devoniana, tem sido objeto especial de estudo de diversos trabalhos na área de estratigrafia e sedimentologia, visando um melhor entendimento de sua geologia e sistemas petrolíferos, em razão de seu potencial para hidrocarbonetos (VAZ *et al*, 2007). É constituída por rochas sedimentares depositadas do Siluriano ao Cretáceo e por rochas intrusivas e extrusivas ligadas a eventos magmáticos de idades Juro-Triássica a Eocretácia (GOES; FEIJÓ, 1994).

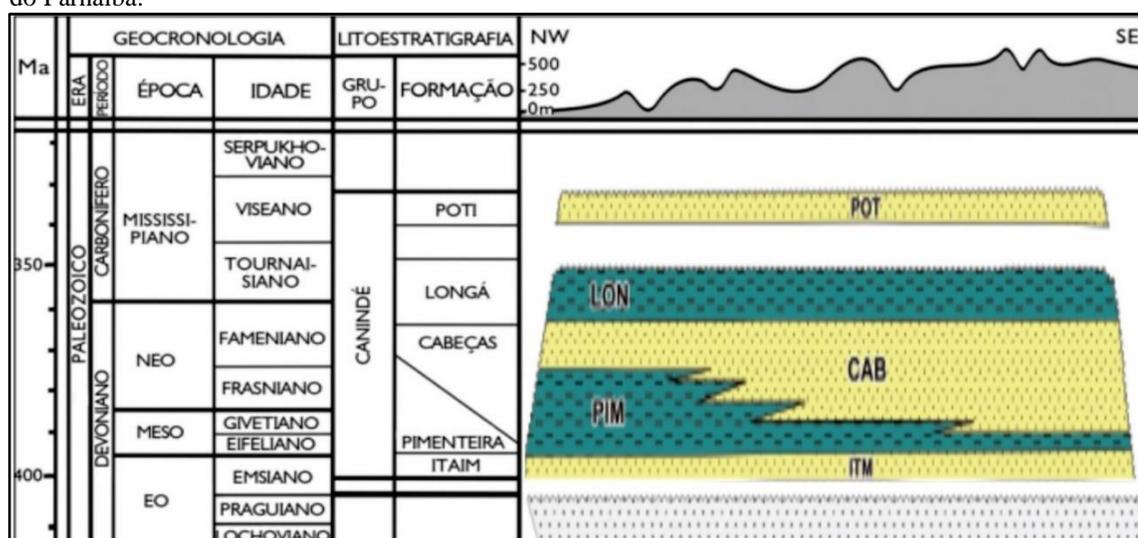
**Figura 5** - Mapa de localização da Bacia do Parnaíba e seus limites com outras bacias sedimentares localizadas na Região Nordeste do Brasil.



Fonte: CPRM (2017).

A proposta estratigráfica de Vaz *et al* (2007) divide a Bacia do Parnaíba em cinco seqüências deposicionais, entre as quais está o Grupo Canindé (seqüência devoniana-carbonífera), constituído pelas formações Itaim, Pimenteira, Cabeças, Longá e Poti, como mostra a Figura 6.

**Figura 6** - Coluna estratigráfica simplificada da seqüência deposicional Devoniana-carbonífera da Bacia do Parnaíba.



Fonte: Modificado de Vaz *et al* (2007).

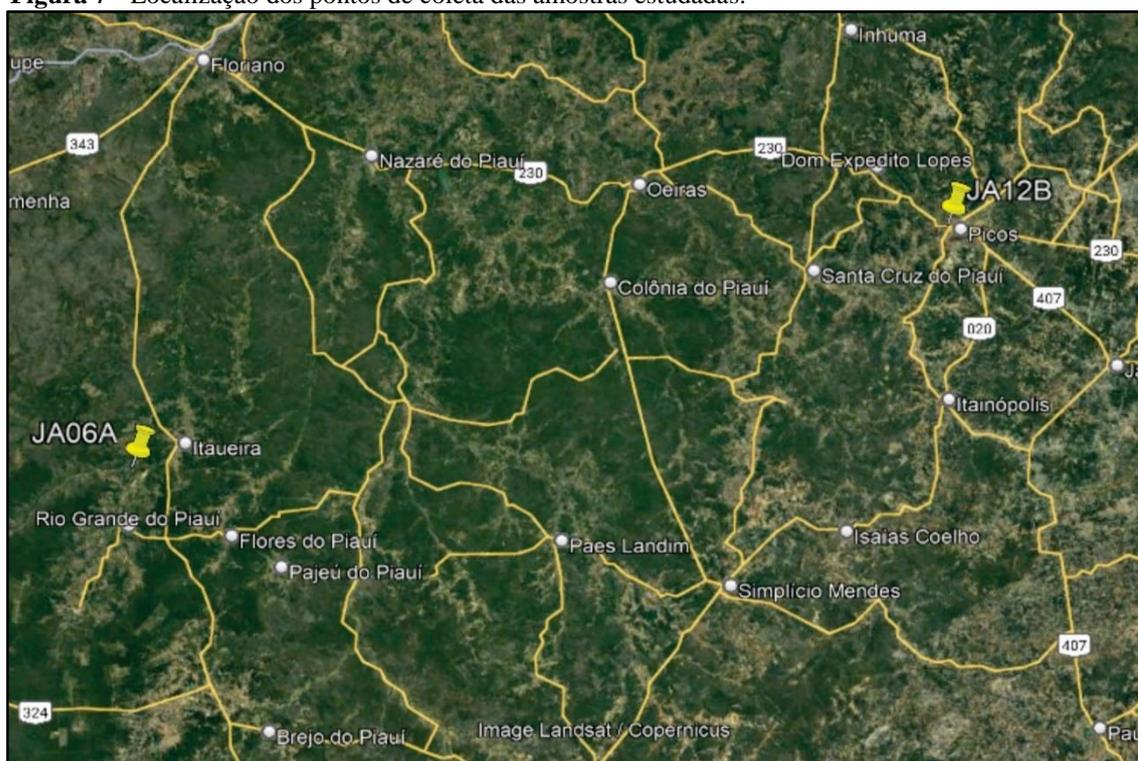
Os reservatórios principais da bacia sempre foram considerados os arenitos devonianos da Formação Cabeças, que fazem parte do Grupo Canindé. Em função de sua privilegiada situação estratigráfica em contato direto com as rochas geradoras da Formação Pimenteira, o potencial como reservatório de hidrocarbonetos da formação aumenta (ANP, 2017).

A Formação Cabeças é constituída pelos sedimentos dos membros Passagem e Oeiras, sendo composta principalmente por arenitos micáceos bem selecionados, de granulação muito fina a grossa e coloração esbranquiçada a arroxeada, com intercalações de siltitos, arenitos conglomeráticos e raramente folhelhos, aflorantes nos flancos leste e oeste da bacia. No seu topo ocorrem tilitos, ritmitos e pavimentos estriados, principalmente no flanco oeste, onde os corpos areníticos da formação são mais delgados, gradando lateralmente para os pelitos da Formação Pimenteira (KEGEL, 1953; CAPUTO *et al*, 2005). Também ocorrem depósitos flúvio-deltaicos (PONCIANO; DELLA FÁVERA, 2009). É caracterizada por apresentar porosidade de até 26%, e permeabilidade em torno de 400 mD, atingindo espessuras da ordem de 250 metros (ANP, 2017).

#### 4 MATERIAIS E MÉTODOS

O material utilizado nesta pesquisa foi coletado em dois pontos da Bacia do Parnaíba. Duas amostras de arenito foram coletadas em afloramentos da Formação Cabeças. A primeira, identificada como amostra JA06A, georreferenciada pelas coordenadas UTM 23 M 708818 E; 9153413 S. E a segunda, identificada como amostra JA12B, tendo como georreferência as coordenadas UTM 24 M 200776 E; 9515686 S. A Figura 7 mostra os marcadores com a localização do ponto de coleta destas amostras.

**Figura 7** - Localização dos pontos de coleta das amostras estudadas.



Fonte: Google Earth (2022).

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho compreendeu experimentos e análises laboratoriais, processamento de imagens digitais, além de tratamento e análise de dados.

Para a descrição e caracterização microscópica das amostras, foi utilizado o microscópio petrográfico OPTICAM O600P, com uma câmera de 18.3 Mega Pixels acoplada, através de análises de lâminas delgadas, a fim de verificar a mineralogia e as características petrográficas dos arenitos. As fotomicrografias usadas neste trabalho apresentam polarizadores (nicóis) cruzados (NC) e paralelos (NP).

Para identificação dos argilominerais, realizou-se ensaio de difração de raio-x. Além disso, foram utilizados dois métodos de quantificação da porosidade: a contagem de

pontos e a segmentação de imagens digitais, através do *Software* OPTHD 3.7 ©, utilizando a ferramenta de “Segmentação e Contagem”.

#### 4.1 Experimentos e análises laboratoriais

As duas amostras de arenito foram fracionadas em amostras menores com auxílio de uma serra CPS, como mostra a Figura 8.

**Figura 8** - Serra CPS.

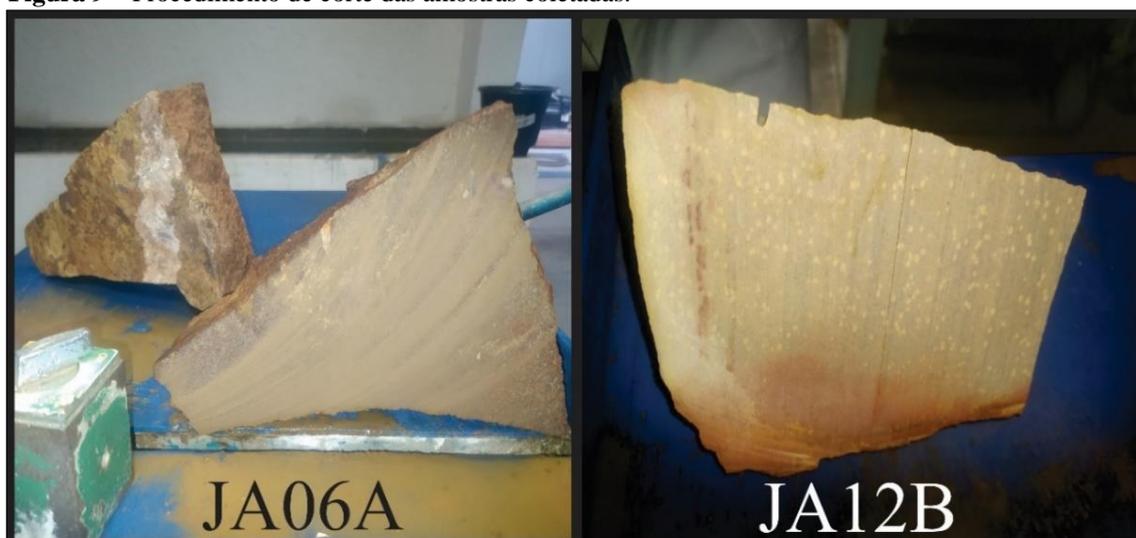


Fonte: Autor (2022).

Foram realizados cortes nas amostras até as dimensões que permitissem o experimento de embebição em béqueres contendo as soluções ácidas. Após o processo de corte, as amostras foram levadas a uma estufa para retirada da umidade que foi adicionada nesse procedimento. A Figura 9 exhibe as duas amostras de rocha após um corte transversal.

Para o processo de acidificação, optou-se pela utilização dos ácidos clorídrico e nítrico. As soluções ácidas foram preparadas no Laboratório de Sistemas de Separação e Otimização de Processos (LASSOP), da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), seguindo-se todos os procedimentos obrigatórios de segurança.

**Figura 9** – Procedimento de corte das amostras coletadas.



Fonte: Autor (2022).

Foram separadas inicialmente cinco amostras de cada arenito, totalizando dez amostras. Oito amostras (quatro da amostra JA06A e quatro da amostra JA12B), para a embebição nas soluções ácidas, e as outras duas mantidas em suas condições naturais (sem ácido). As amostras foram identificadas, como mostra a Figura 10.

**Figura 10** - Amostras separadas e identificadas.



Fonte: Autor (2022).

As soluções ácidas foram diluídas em concentrações específicas a partir das soluções de concentrações iniciais conhecidas:  $\text{HNO}_3$  65% e  $\text{HCl}$  37%. Foram preparadas três soluções de cada ácido, nas seguintes concentrações:  $\text{HCl}$  a 5%, 10% e 20% e  $\text{HNO}_3$  a 5%, 10% e 20%, ilustradas na Tabela 4.

**Tabela 4** - Concentrações das soluções ácidas.

<b>CONCENTRAÇÕES INICIAIS</b>			
<b>HCl</b>		37%	
<b>HNO<sub>3</sub></b>		65%	
<b>SOLUÇÕES PRODUZIDAS</b>			
<b>HCl</b>	5%	10%	20%
<b>HNO<sub>3</sub></b>	5%	10%	20%

Fonte: Autor (2022).

Para que as duas rochas (JA06A e JA12B) fossem submetidas aos dois tipos de ácidos, as amostras 1, 2 e 3 da rocha JA06A foram embebidas nas concentrações de 5%, 10% e 20% de HCl e a amostra 4 em 20% de HNO<sub>3</sub>. Da mesma forma, as amostras 1, 2 e 3 da rocha JA12B foram submetidas às concentrações de 5%, 10% e 20% de HNO<sub>3</sub>, e a amostra 4 em 20% de HCl. A Tabela 5 relaciona cada amostra com a respectiva solução ácida que foi utilizada no experimento.

**Tabela 5** - Amostras e as respectivas soluções ácidas utilizadas no experimento.

<b>ARENITO JA06A</b>	
<b>Amostra sem ácido</b>	-
<b>Amostra 1 JA06A</b>	5% HCl
<b>Amostra 2 JA06A</b>	10 % HCl
<b>Amostra 3 JA06A</b>	20 % HCl
<b>Amostra 4 JA06A</b>	20% HNO <sub>3</sub>
<b>ARENITO JA12B</b>	
<b>Amostra sem ácido</b>	-
<b>Amostra 1 JA12B</b>	5 % HNO <sub>3</sub>
<b>Amostra 2 JA12B</b>	10% HNO <sub>3</sub>
<b>Amostra 3 JA12B</b>	20% HNO <sub>3</sub>
<b>Amostra 4 JA12B</b>	20% HCl

Fonte: Autor (2022).

Antes do procedimento de embebição nas soluções ácidas, as amostras foram resfriadas até a temperatura ambiente, retiradas da estufa e foram pesadas com o auxílio de uma balança analítica. Assim, poder-se-ia verificar se as concentrações ácidas provocariam variação de massa nas amostras, como ilustra a Figura 11.

Posteriormente, com base em Knox, Pollock e Beercroft (1964), as amostras foram embebidas nas soluções ácidas e deixadas por um intervalo de 4 (quatro) horas, como ilustra a Figura 12.

Em seguida, foram levadas para a estufa para a secagem, onde permaneceram por 48 horas, com temperatura de 50° C, para que não houvesse alteração dos minerais pela ação da temperatura.

**Figura 11** - Processo de pesagem das amostras antes da embebição nos ácidos.



Fonte: Autor (2022).

Uma vez que não seria possível confeccionar lâminas petrográficas das amostras com todas as concentrações estudadas, bem como realizar as análises de Difratomia de Raios-X das amostras com todas as concentrações utilizadas, optou-se por analisar apenas as menores concentrações produzidas, a saber: 5% de HCl e 5% de HNO<sub>3</sub>.

**Figura 12** - Amostras embebidas nas soluções ácidas.



Fonte: Autor (2022).

Decidiu-se pela produção de uma mistura ácida, contendo 5% de HCl + 5% de HNO<sub>3</sub> para observar o comportamento das rochas quando embebidas na mistura dos dois ácidos. Assim, duas novas amostras foram adicionadas ao experimento (amostra 5 JA06A com 5% de HCl + 5% de HNO<sub>3</sub> e amostra 5 JA12B com 5% de HCl + 5% de HNO<sub>3</sub>). Não foram produzidas misturas ácidas com as concentrações de 10% e 20% tendo em vista que a solução ácida resultante teria alto poder corrosivo, podendo não ser viável para o experimento.

Por fim, de maneira análoga às amostras anteriores, a amostra 5 JA06A e a amostra 5 JA12B foram submetidas aos mesmos processos de embebição na mistura ácida, secagem em estufa e encaminhadas para as análises seguintes.

Após o experimento de acidificação em laboratório, as amostras de interesse foram enviadas para a confecção das lâminas delgadas e posteriormente analisadas em microscópio petrográfico, conforme mostra o Quadro 1.

**Quadro 1** - Amostras enviadas para a confecção das lâminas delgadas e posteriormente analisadas.

CONFEÇÃO DAS LÂMINAS DELGADAS	
Amostra JA06A sem ácido	Amostra JA12B sem ácido
Amostra 1 JA06A	Amostra 1 JA12B
Amostra 5 JA06A	Amostra 5 JA12B

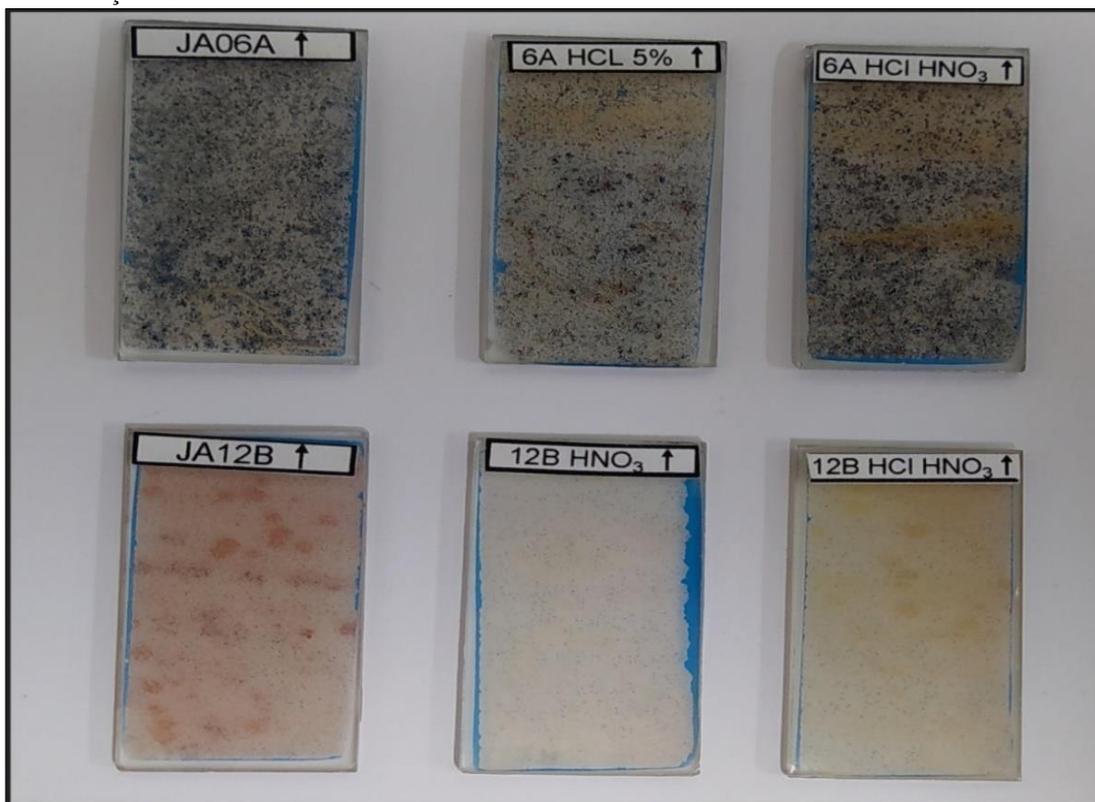
**Fonte:** Autor (2022).

As lâminas petrográficas foram confeccionadas no Laboratório de Laminação da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Para facilitar a visualização dos poros no microscópio petrográfico, as lâminas foram previamente impregnadas com resina *epoxy* azul.

No entanto, vale destacar que, para a análise e processamento digital das imagens, as extremidades das lâminas não foram consideradas, visto que adicionariam aos resultados valores de porosidade que não correspondem à porosidade real da lâmina, ou seja, não foi considerado o efeito de borda. A Figura 13 mostra as lâminas confeccionadas a partir das amostras dos arenitos.

As análises em lâminas delgadas objetivaram identificar os minerais presentes, a textura, processos diagenéticos atuantes e quantificar a porosidade. Foram confeccionadas seis lâminas petrográficas que foram analisadas no Laboratório de Sedimentologia, Estratigrafia e Geologia do Petróleo da UFAL, através do microscópio petrográfico.

**Figura 13** - Lâminas petrográficas usadas nas análises microscópicas. Nota-se as bordas com maior concentração do corante azul.



Fonte: Autor (2022).

A análise petrográfica quantitativa foi realizada a partir da contagem de 300 pontos em cada lâmina delgada, sendo contabilizados grãos do arcabouço, matriz, cimento e porosidade. Para isso, foram efetuadas três travessias perpendiculares à orientação principal da rocha, utilizando-se o método de Gazzi-Dickinson (ZUFFA, 1985) para quantificação dos constituintes primários, diagenéticos e da porosidade.

O método foi utilizado a fim de determinar as porcentagens dos minerais detríticos para classificação e caracterização das amostras e consiste em registrar a contagem de grãos (quartzo, feldspato, micas, etc.) de tamanhos maiores que a fração silte (0,063 mm).

Em cada lâmina foi contada e registrada a quantidade de constituintes primários, diagenéticos e porosidade. Os pontos foram contados a partir do método de travessias norte-sul na lâmina (perpendiculares à orientação dos grãos), empregando o *charriot* do microscópio petrográfico, usando espaçamentos regulados de acordo com a granulometria da rocha, para evitar que dois ou mais pontos fossem contados no mesmo constituinte. Este procedimento foi repetido até totalizar 300 pontos.

Os dados obtidos através da contagem de grãos em cada lâmina petrográfica foram plotados em diagramas triangulares de FOLK (1968), com base no conteúdo total de quartzo (Q), feldspato (F) e fragmentos líticos (L). A textura das rochas foi analisada ao microscópio

óptico, segundo a terminologia e tabela de comparação de Wentworth (1922) e Teixeira *et al* (2003) para determinar o tamanho médio do grão.

Para o grau de arredondamento, o método utilizado foi o de comparar o contorno dos grãos com uma tabela padrão. No presente trabalho, optou-se pela tabela de Powers (1953). Quanto ao aspecto do grau de seleção, adotaram-se as tabelas de estimativa visual baseadas em Longiaru (1987).

Foi determinado também o índice de empacotamento de Kahn (1956), que classifica o empacotamento como frouxo ou aberto, normal e fechado. Este índice diz respeito ao arranjo dos grãos entre si, dependendo da história de soterramento das rochas.

O índice de empacotamento proposto por Kahn (1956) resulta da razão entre a soma do número de contatos entre grãos, ao longo de uma travessia, e o número total de contatos interceptados por ela, sendo o valor expresso em porcentagem. Para este cálculo, utiliza-se a Equação (18).

$$P = 100 * \frac{q}{n} \quad (18)$$

Onde,  $P$  é o índice de empacotamento,  $q$  o número de contatos grão-grão e  $n$  o número de contatos grão-grão somado aos demais contatos.

Os valores dos intervalos utilizados para classificação dos resultados são  $P > 55$ , indica um empacotamento fechado;  $40 \leq P \leq 55$ , que caracteriza um empacotamento normal e  $P < 40$ , indicando um empacotamento frouxo ou aberto.

## 4.2 Captura e processamento das imagens digitais

Após a confecção das lâminas delgadas e da análise petrográfica, dá-se início à aquisição das imagens digitais com o auxílio do microscópio petrográfico e da câmera digital. As imagens são geradas e capturadas em um computador através do *Software* OPTHD 3.7. As imagens utilizadas para o processo de segmentação e contagem da porosidade foram obtidas de quatro regiões das lâminas delgadas, levando em consideração a orientação da amostra. A base (parte inferior da lâmina); porção intermediária da lâmina, e topo (parte superior da lâmina).

Para se obter uma análise de porosidade representativa da seção delgada, foram adotados os critérios estabelecidos por Ehrlich *et al* (1991), os quais estipulam em dez o número mínimo de imagens a serem capturadas por lâmina delgada, com recomendação de 25 a 30 imagens como número ideal.

Cada lâmina foi seccionada em 28 imagens, representadas pelas regiões sombreadas e seguindo a sequência indicada pela ordem numérica (Figura 14). A porosidade média foi obtida pela média aritmética das porosidades das 28 imagens segmentadas por lâmina.

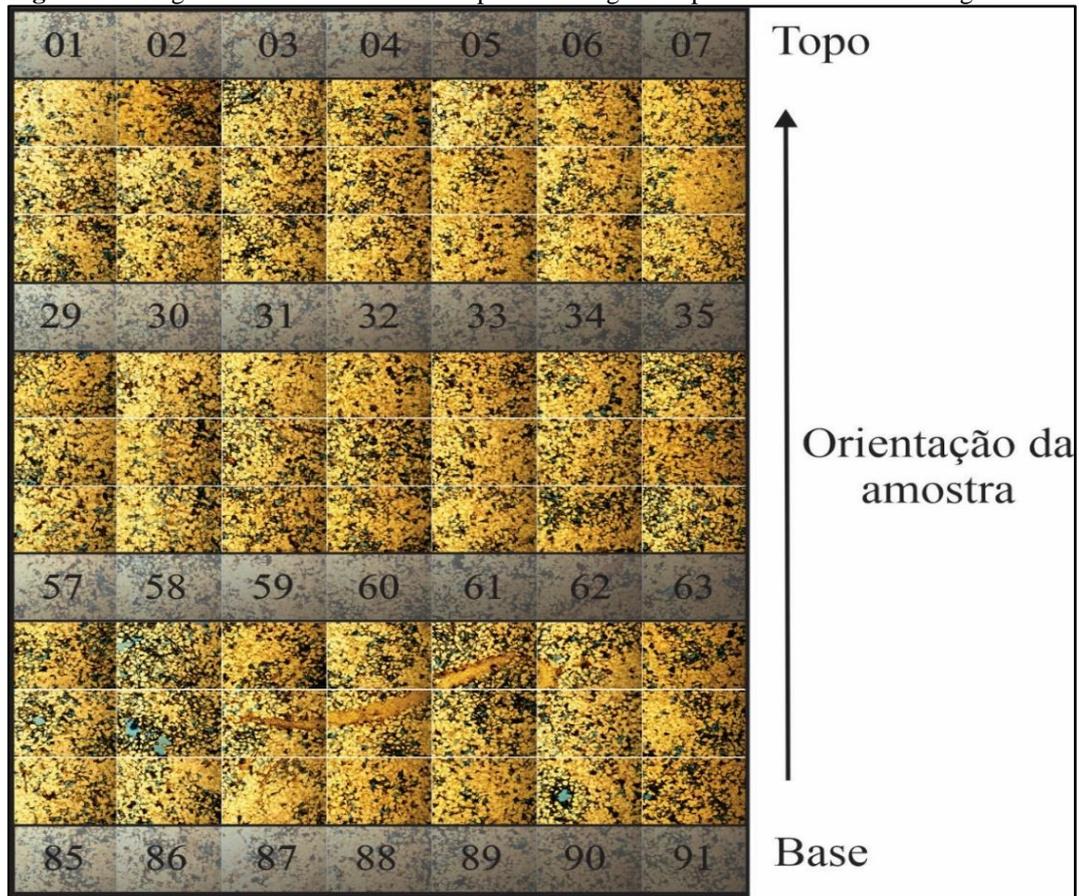
A captura e o processamento das imagens foram realizados em todas as lâminas petrográficas confeccionadas para esta pesquisa. A escolha da objetiva de 5X para a segmentação da porosidade levou em conta a granulometria média da rocha, pois os arenitos apresentaram predominantemente granulometria areia fina e, neste aumento, nota-se uma melhor relação entre resolução e área de cobertura, ou seja, a área da imagem mostrou-se representativa, com maior número de grãos do arcaçouço e poros se comparado a imagens de aumento maior (objetiva de 10X, por exemplo).

Assim, a imagem gerada consegue abranger uma área da lâmina que represente uma quantidade suficiente de informações que caracterizem o meio poroso, possibilitando a visualização de todos os constituintes da lâmina. Por exemplo, se a objetiva de 10X fosse utilizada, o aumento da imagem mostraria uma quantidade pequena de poros e minerais. Tal objetiva teria uma aplicação mais interessante na identificação de alguns aspectos específicos dos minerais ou microestruturas, como fraturas nos minerais de quartzo. A Figura 14 mostra as regiões segmentadas para o cálculo da porosidade.

As seções delgadas foram fotografadas digitalmente e as imagens tratadas e analisadas no computador com o auxílio do *software* OPTHD 3.7. O *software* possui diversas técnicas de segmentação e contagem, como *Watershed*, *OTSU Dark*, *OTSU Bright*, *RGB Histogram*, *HSV Histogram*, *Split Objects e Count Results*. A técnica que mais se adequou ao caso em estudo foi a *HSV Histogram*, na qual os objetos de interesse (poros) foram identificados e separados da porção sólida da rocha (grãos, matriz e cimento) em função da tonalidade azul, resultante da impregnação do corante. Como saída desta operação foi gerada uma imagem com objetos azuis (poros) destacados de todo o restante que compõe a rocha.

Por fim, através da função “*Count Results*”, foram realizadas as medições das áreas correspondentes aos pixels de tonalidade azul, o número de objetos presentes nas imagens e o perímetro dessa região porosa. Os resultados foram exportados para planilhas em Excel, onde foi utilizada a função “SOMA” para quantificar toda a área de pixels correspondentes aos poros. A porosidade percentual de cada imagem é determinada pela soma de pixels azuis (poros) dividida pelo total de pixels da imagem. A porosidade total da lâmina é dada pela média aritmética das porosidades das imagens analisadas.

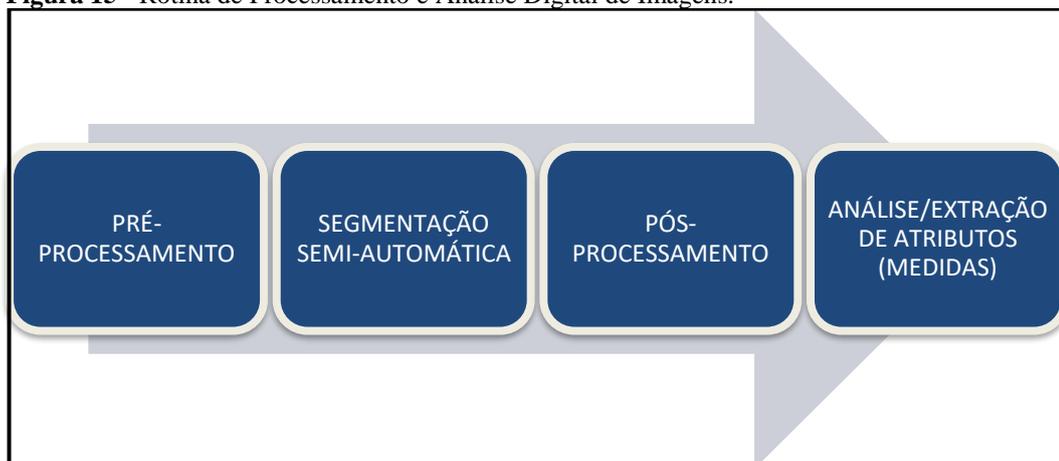
**Figura 14** - Regiões sombreadas utilizadas para a contagem da porosidade da lâmina delgada.



Fonte: Autor (2022).

Uma rotina de Processamento e Análise Digital de Imagens (PADI) foi aplicada na plataforma do programa OPTHD 3.7. Tal rotina seguiu um roteiro típico de PADI, como mostra a Figura 15.

**Figura 15** - Rotina de Processamento e Análise Digital de Imagens.



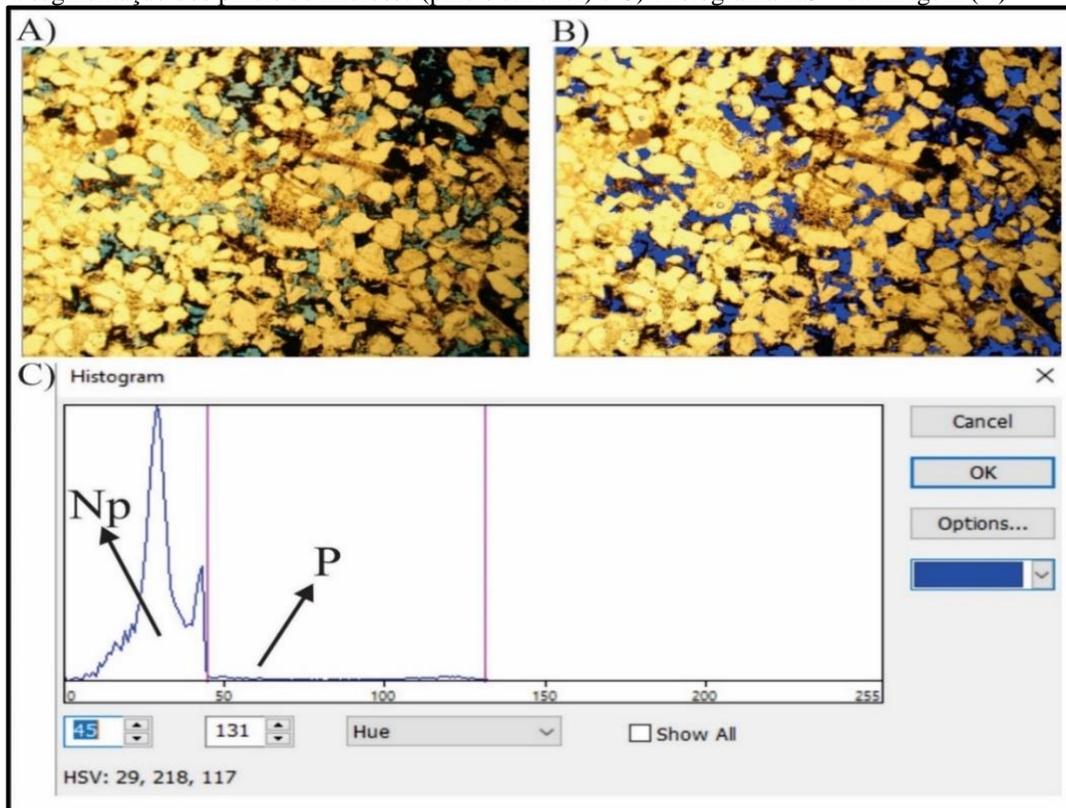
Fonte: Autor (2022).

As etapas seguidas na rotina de análise das imagens digitais, com vistas à quantificação da porosidade, foram:

- 1) Aquisição de imagens digitais coloridas das lâminas delgadas, com resolução 4912 x 3684 pixels, no formato JPG;
- 2) Processamento da imagem, com detecção dos pixels correspondentes aos poros (região azul), utilizando segmentação do histograma de matiz (*Hue*), saturação (*Saturation*) e intensidade (*Value*);
- 3) Medição da área segmentada, que corresponde à área de poros da imagem, através da função “*Count Results*”;
- 4) Exportação dos valores para uma planilha MS Excel;
- 5) Adota-se como valor da porosidade a média aritmética da porosidade de todas as imagens processadas.

A Figura 16 mostra o método de segmentação por limiares dos componentes HSV de uma imagem colorida. A foto da esquerda (Figura 16A) exibe uma imagem microscópica da lâmina JA06A sem ácido com espaço poroso previamente tingido de azul, em que é possível discriminar dois componentes óticos: os poros (em azul) e todo o material sólido que compõe a rocha: grão, matriz e cimento, ou seja, não-poros. O histograma de matiz (*Hue*) apresenta a distinção dos componentes poros (P) e não poros (Np). A imagem da direita (Figura 16B) mostra a imagem após o processo de segmentação dos poros.

**Figura 16-** Histograma de segmentação da porosidade: A) Imagem microscópica; B) Imagem após a segmentação dos pixels de interesse (pixels em azul) e C) Histograma HSV da imagem (A).



Fonte: Autor (2022).

Dado o caráter anisotrópico da distribuição de poros na rocha, após a obtenção da porosidade média, faz-se necessário avaliar o grau de variabilidade das porosidades das 28 imagens de cada lâmina em relação à porosidade média da lâmina. As duas medidas de dispersão dos dados utilizadas nesta pesquisa foram o desvio-padrão e o coeficiente de variação (CV). Tal análise fornecerá uma estimativa do caráter homogêneo ou heterogêneo da distribuição dos poros na lâmina.

### **4.3 Difratomia de Raios-X**

A Difratomia de Raios-X (DRX) foi utilizada para identificação qualitativa e semi-quantitativa da mineralogia da fração granulométrica menor que 0,075 mm (areia muito fina, silte e argila). A técnica permite, com base na estrutura cristalina, a identificação dos argilominerais e minerais presentes nessas frações. Ressalta-se que estão presentes nesse intervalo granulométrico das amostras estudadas a matriz argilosa e os argilominerais, os quais são objetos de interesse deste estudo, uma vez que se espera que os ácidos atinjam também esses constituintes.

As amostras foram analisadas no Laboratório de Caracterização e Microscopia de Materiais do Instituto de Física da Universidade Federal de Alagoas. No entanto, foram previamente preparadas no Laboratório de Sistema de Separação e Otimização de Processos (LASSOP) da UFAL.

Utilizou-se um Difrátômetro de Raios-x XRD 6000, da marca Shimadzu. O ensaio foi realizado utilizando uma tensão de 40kV e uma corrente de 30 mA. Os padrões de difração foram efetuados variando de 5 a 50 graus, com um passo de 0,02 graus e velocidade angular de 2 graus/min. As fendas utilizadas de divergência e espalhamento foram de 1° e a de recepção de 0,30 mm, sendo a radiação utilizada  $\text{CuK}\alpha$ .

Para a comparação dos resultados antes e após a acidificação, foram utilizadas as amostras JA06A sem ácido e JA12B sem ácido, bem como duas amostras acidificadas, a amostra 1 JA06A e a amostra 1 JA12B.

A preparação das amostras para o DRX se deu com o auxílio de um almofariz com pistilo usado para desagregar a rocha até uma granulometria inferior à peneira ABNT 200 (abertura de 0,075 mm), como mostra a Figura 17.

**Figura 17** - Processo de maceração das amostras.

Fonte: Autor (2022).

Em seguida, o pó obtido pela maceração foi submetido ao peneiramento através de peneiras para análises granulométricas, sendo de interesse para a análise em DRX o material que ultrapassou a última peneira do peneiramento fino, peneira ABNT 200 (abertura de 0,075 mm), em que foram capturadas partículas com dimensão menor que 0,075 mm. Dessa forma, foram submetidas ao DRX quatro amostras, como mostra o Quadro 2.

**Quadro 2** - Amostras analisadas em DRX.

AMOSTRAS MACERADAS PARA O ENSAIO DE DRX	
Amostra JA06A sem ácido	Amostra JA12B sem ácido
Amostra 1 JA06A 5% HCl	Amostra 1 JA12B 5% HNO <sub>3</sub>

Fonte: Autor (2022).

Após o ensaio de difração de raios-x, as distâncias interplanares referentes aos picos apresentados nos difratogramas foram confrontadas com as distâncias interplanares características de cada mineral, com o auxílio do Software X'Pert HighScore Plus. Considerando os argilominerais geralmente encontrados nos arenitos, os picos de maior intensidade de cada fase (pico principal) bem como os picos secundários são mostrados na Tabela 6.

**Tabela 6** - Distâncias interplanares características.

Distância Interplanar (Å) (Pico principal)	Distância Interplanar (Å) (Picos secundários)	Argilomineral
7	3,58	Caulinita
10	5 e 3,33	Ilita/Micas
14	7; 4,7; 3,5 e 2,85	Clorita
12 ou 14	5,1; 3,5 e 2,97	Esmectita
14	-	Vermiculita

Fonte: Adaptado de Albers *et al* (2002).

Entretanto, utilizando apenas a reflexão principal, muitas vezes não é possível determinar com segurança o argilomineral presente, sendo recomendada a utilização dos procedimentos de glicolagem e aquecimento das amostras, que não foram realizados nesta pesquisa. Ressalta-se também que alguns argilominerais presentes nos arenitos apresentam picos secundários abaixo de  $5^\circ$  (posição de  $2\theta$ ), que são importantes para a identificação desses minerais, porém, o detector do equipamento utilizado realiza leituras a partir de  $5^\circ$ .

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos pelas análises propostas para esta pesquisa. As condições originais das amostras de rochas areníticas e suas alterações mediante a embebição em soluções ácidas serão descritas através das caracterizações petrográficas, diagenéticas e petrofísicas (porosidade e permeabilidade). Para a caracterização petrográfica, a qual visa determinar e classificar a composição mineralógica da rocha em relação aos seus constituintes principais, serão descritas apenas as amostras sem ácido, uma vez que a acidificação não promove mudança na composição principal da rocha, mas sim em processos diagenéticos, como dissoluções e alterações, bem como nas propriedades permoporosas.

### 5.1 Difractometria de Raios-X

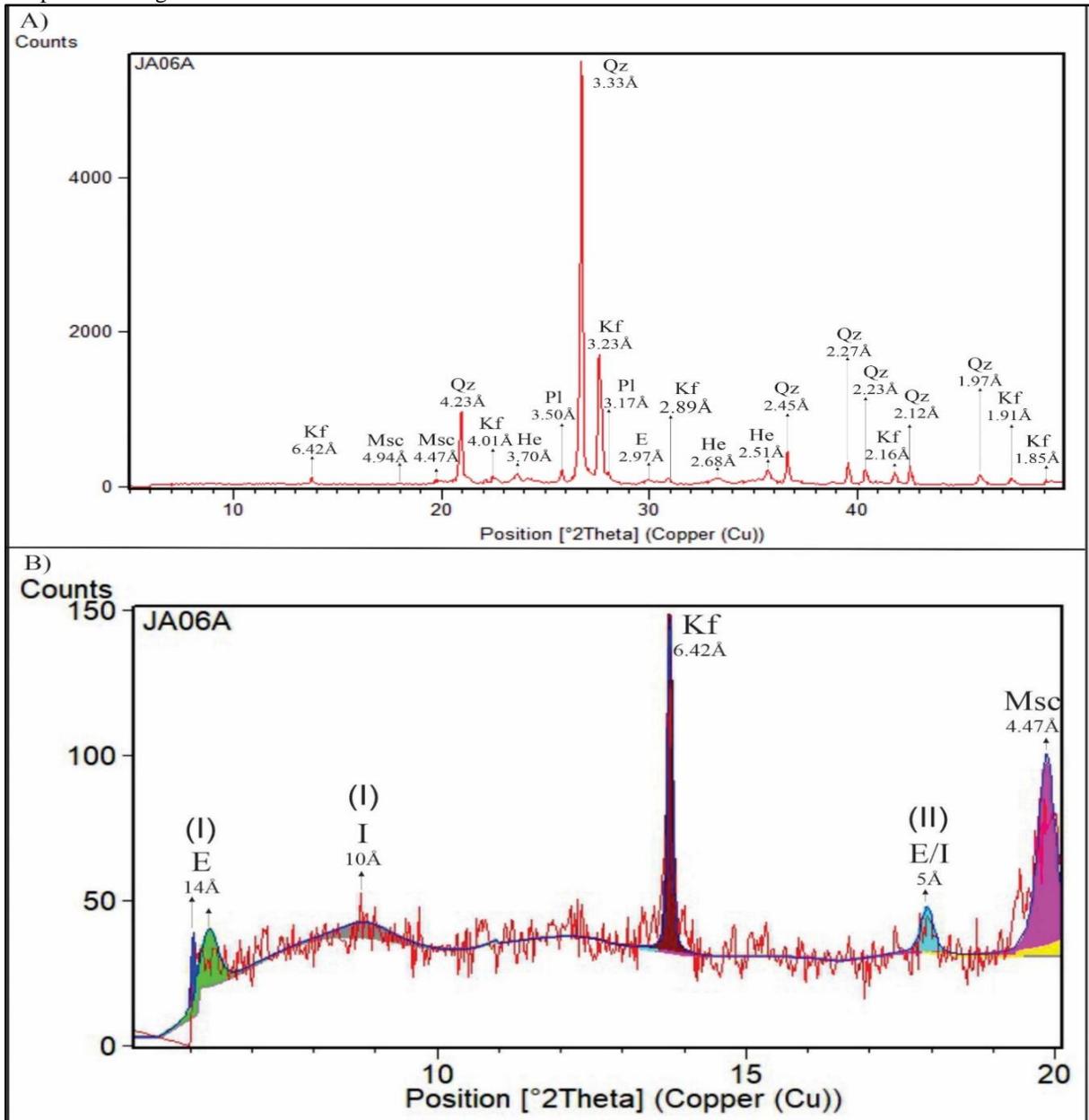
Foram analisadas as amostras JA06A e JA12B sem ácido, a amostra 1 JA06A e a amostra 1 JA12B, a partir dos difratogramas gerais, exibindo todos os minerais presentes na fração estudada, bem como os difratogramas referentes aos intervalos de maior recorrência dos argilominerais.

As análises da amostra JA06A sem ácido mostraram que os minerais encontrados foram quartzo (Qz), feldspato potássico (Kf), plagioclásio (Pl), muscovita (Msc), hematita (He), esmectita (E) e ilita (I).

Como os picos do quartzo e dos feldspatos são muito maiores em relação aos picos dos argilominerais, que apresentam seus picos principais geralmente no intervalo entre  $2^\circ < 2\theta < 20^\circ$ , e com o intuito de melhorar a identificação dos picos referentes aos argilominerais, realizou-se um corte no intervalo supracitado, como mostrado na Figura 18B.

Os argilominerais identificados nessa amostra foram ilita (I) e esmectita (E), que estão relacionadas às alterações de feldspatos e micas. Os picos aparecem muito baixos em relação aos picos de quartzo, feldspatos e muscovitas. A esmectita foi detectada pela reflexão principal de 14 Å, 5 Å e 2,97 Å. A ilita foi diagnosticada pela reflexão de 10 Å, bem como seu pico secundário também de 5 Å. O pico referente à esmectita (14 Å) também pode ser atribuído à clorita, fato que seria confirmado com o tratamento de glicolagem e aquecimento (ALBERS *et al*, 2002). Eggleton, Foudoulis e Varkevisser (1987) afirmam que plagioclásios comumente se alteram para esmectita. Uma vez que a amostra JA06A apresenta alto percentual desses minerais e como o difratograma não apresentou o pico secundário referente à clorita (7 Å), infere-se que não há a presença desse argilomineral nesta amostra.

**Figura 18** - Difratograma da amostra JA06A sem ácido: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais.

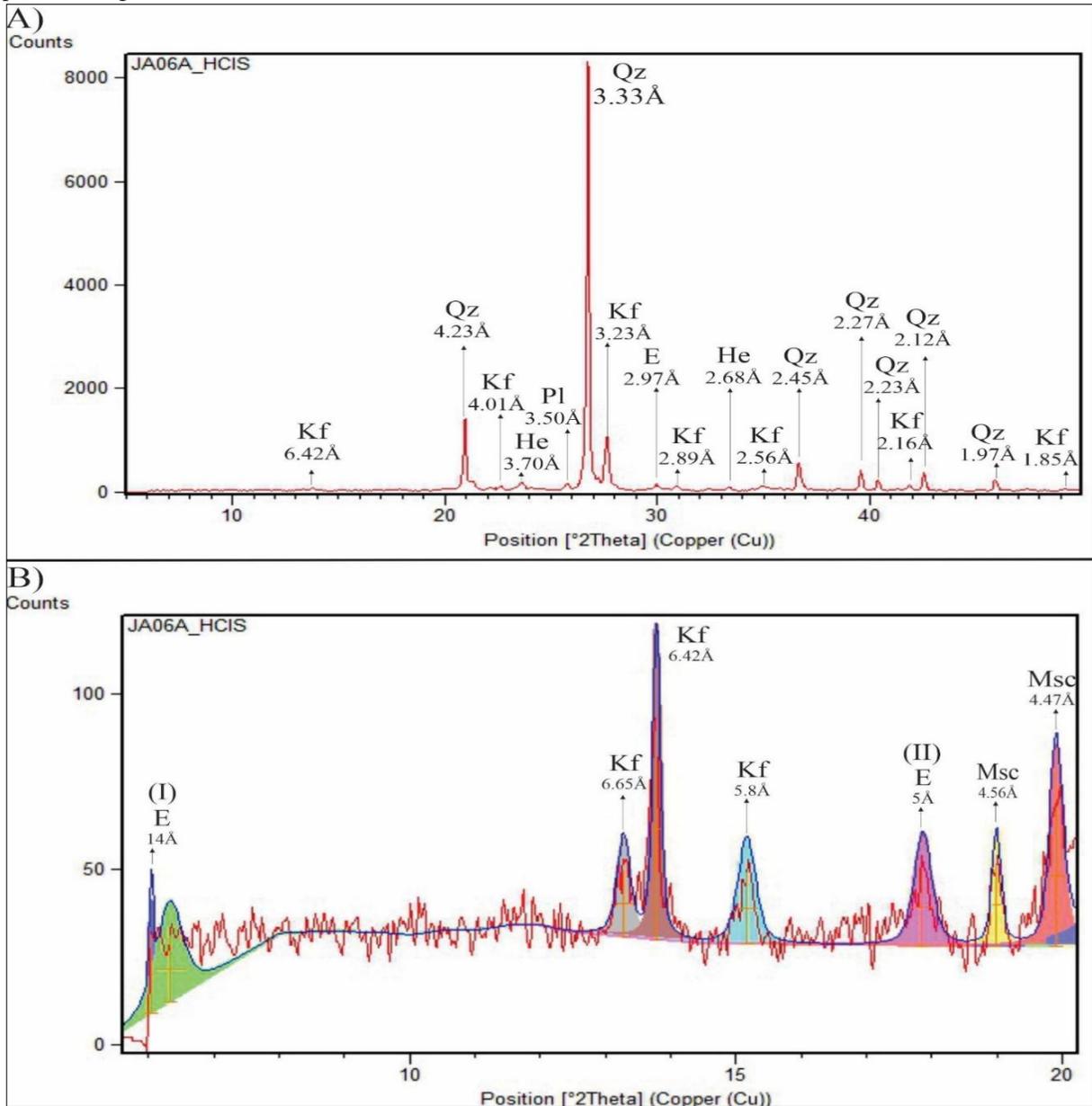


Fonte: Autor (2022).

O difratograma da Figura 19 refere-se à amostra 1 JA06A. Após o processo de acidificação, a amostra exibiu difratogramas com os mesmos constituintes da amostra JA06A sem ácido.

Da mesma forma, procedeu-se um corte no intervalo entre  $2^\circ < 2\theta < 20^\circ$  para a melhor visualização dos argilominerais da amostra após o processo de acidificação, como mostra a Figura 19B.

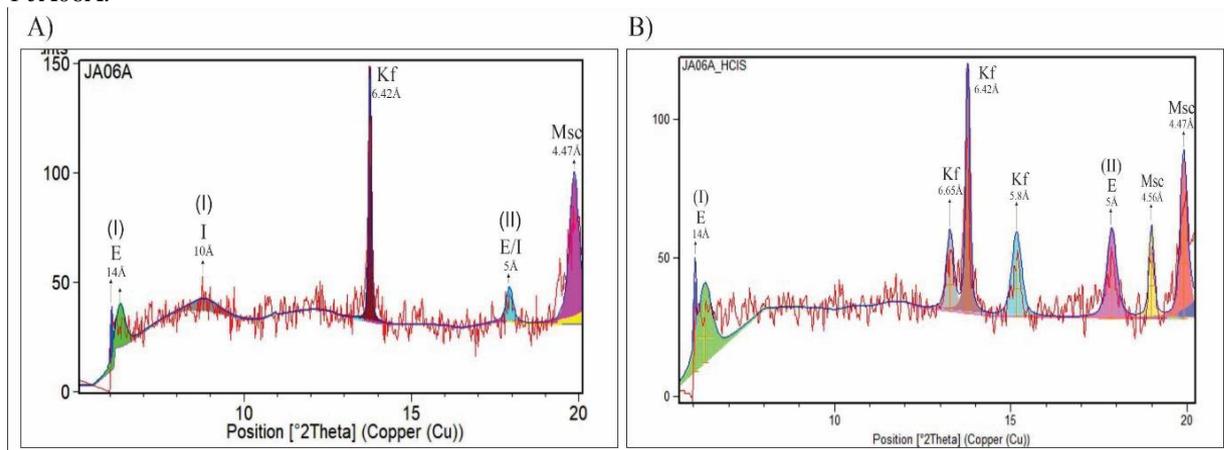
**Figura 189** - Difratograma da amostra 1 JA06A: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais.



Fonte: Autor (2022).

O difratograma exibe os picos principal e secundário da esmectita (I e II), mas não detectou o pico principal da illita. A Figura 20 mostra os difratogramas de argilominerais da amostra JA06A sem ácido e da amostra 1 JA06A.

**Figura 19** - Difratoograma dos argilominerais das amostras JA06A: A) Amostra JA06A sem ácido e B) Amostra 1 JA06A.



Fonte: Autor (2022).

O difratograma revelou ausência de picos de ilita nessa porção da amostra acidificada (identificada na mesma amostra sem ácido). Tal fato pode ser atribuído à reação do HCl nesses argilominerais ou à própria ausência do argilomineral na fração de amostra estudada.

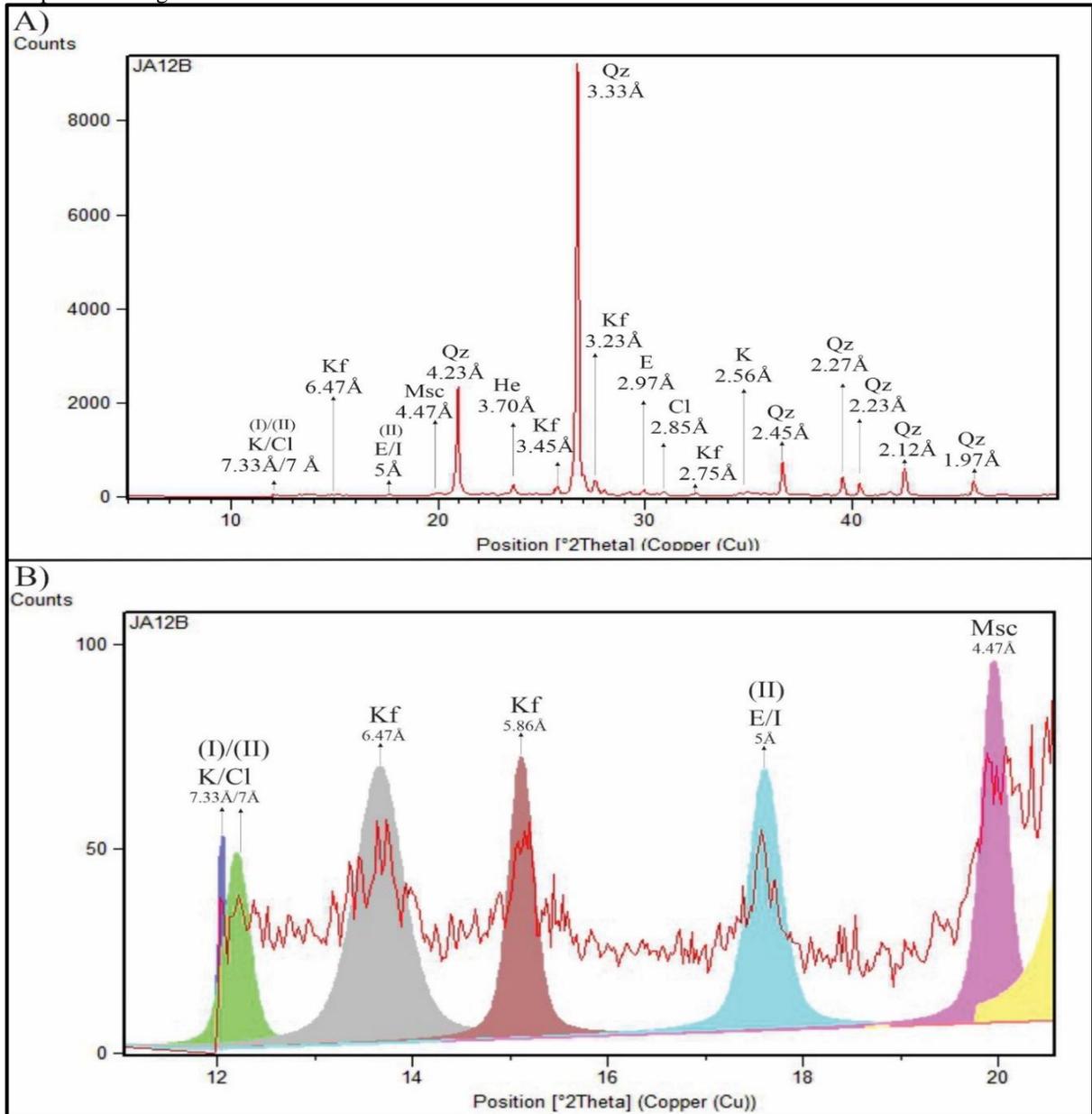
A Figura 21 mostra o difratograma da amostra JA12B sem ácido. Semelhante à amostra JA06A sem ácido, esta amostra apresentou picos referentes aos minerais de quartzo (Qz), feldspato potássico (Kf), hematita (He) e muscovita (Msc), esmectita (E), caulinita (K), clorita (Cl) e ilita (I).

Na amostra JA12B sem ácido, a caulinita (K) foi detectada por reflexões de 7,33 Å e 2,56 Å. Também foram identificados traços de clorita, detectada pelas reflexões de 7 Å e 2,85 Å. A presença da esmectita (E) foi diagnosticada pelas reflexões secundárias de 5 Å e 2,97 Å. A ilita foi observada pela reflexão secundária de 5 Å. Considerando que os picos principais da esmectita (14 Å) e da ilita (10 Å) aparecem em ângulos próximos de 6° e 9° (posição de 2θ), respectivamente, não é possível afirmar se o segundo pico de 5 Å (II) refere-se à esmectita ou ilita. Segundo Craig e Loughnan (1964), minerais ferromagnesianos podem formar esmectita, sendo produto da alteração de rochas basálticas. Como a amostra JA12B foi retirada de regiões próximas a derrames basálticos, pode-se inferir que esse argilomineral está presente nesta rocha.

Ressalta-se que esta amostra exibe um pico principal da caulinita, diferenciando-a em relação à amostra JA06A, como mostra o difratograma dos argilominerais da amostra JA12B sem ácido (Figura 21B). A esmectita aluminosa é gerada pela alteração de rochas mais ácidas (ILDEFONSE, 1987; PATRIER *et al*, 2003) e a presença de rochas vulcânicas próximas aos pontos de coleta dessas amostras pode ter relação com a caulinita observada no difratograma.

A difratometria identificou diferentes tipos de argilominerais nesta fração, como esmectita, caulinita, clorita e illita, em oposição à amostra JA06A, na qual só foram observadas esmectita e illita. A Figura 21 mostra o difratograma da amostra JA12B sem ácido.

**Figura 201-** Difratograma da amostra JA12B sem ácido: A) Difratograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais.

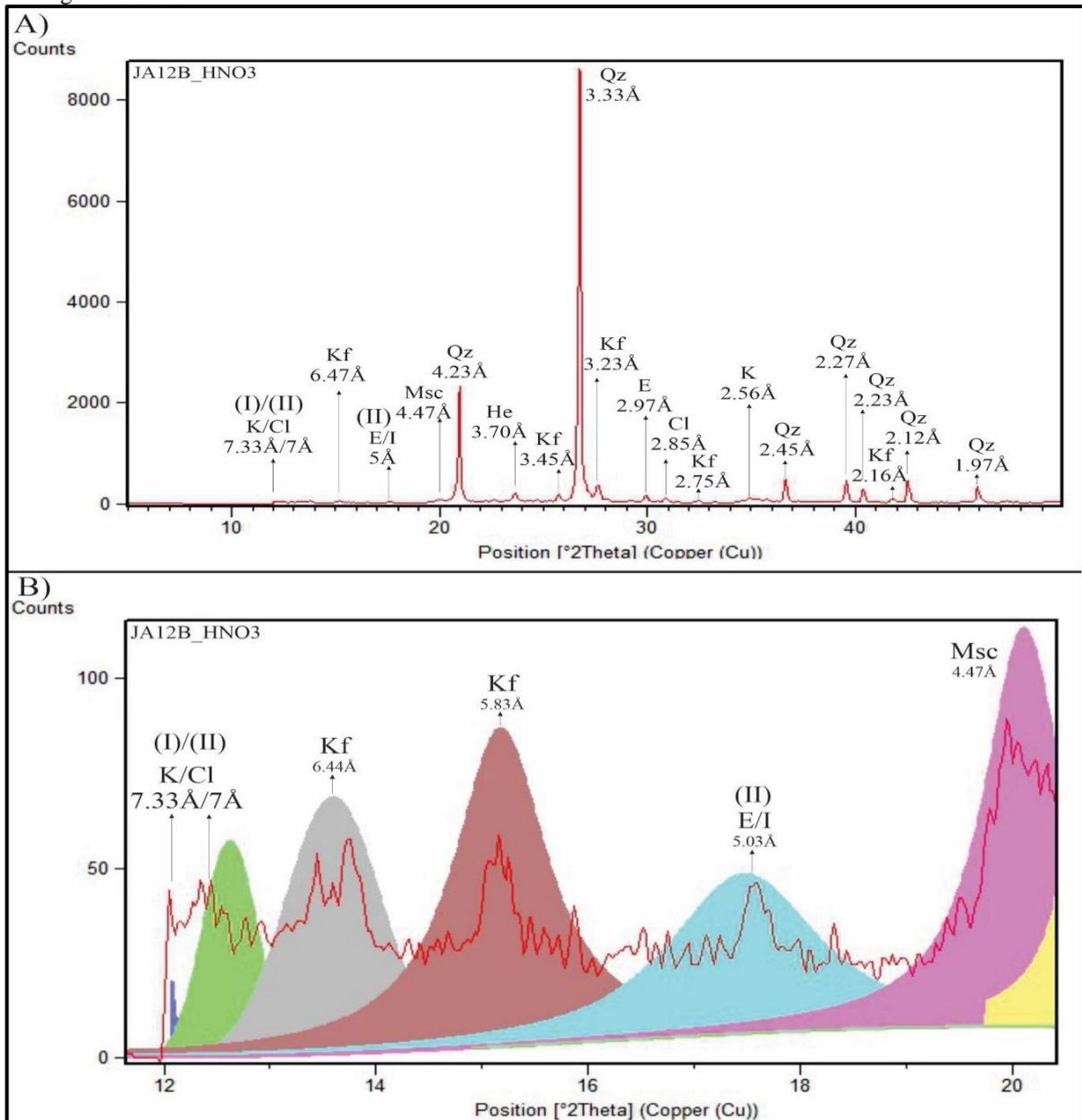


Fonte: Autor (2022).

A Figura 22 mostra o difratograma da amostra 1 JA12B. Percebe-se que o difratograma geral da amostra exibe os mesmos constituintes da amostra JA12B sem ácido.

Semelhante às amostras anteriores, realizou-se um corte no intervalo característico dos argilominerais, obtendo-se o difratograma dos argilominerais presentes na amostra 1 JA12B, como mostra a Figura 22 B.

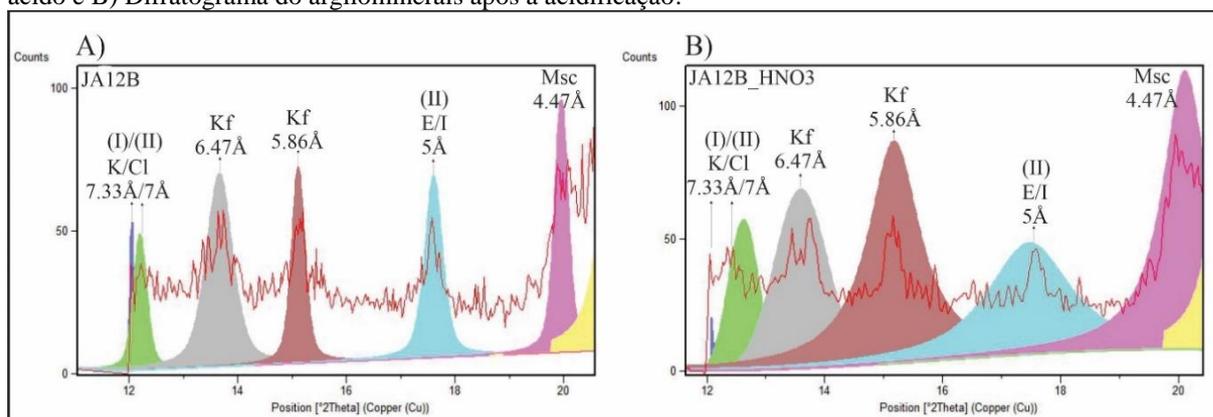
**Figura 21** - Difratoograma da amostra 1 JA12B: A) Difratoograma geral da amostra; B) Intervalo referente aos picos dos argilominerais.



Fonte: Autor (2022).

Observa-se que o processo de acidificação com ácido nítrico não provocou mudanças no difratograma dos argilominerais dessa amostra. A Figura 23 os difratogramas de argilominerais da amostra JA12B sem ácido e da amostra 1 JA12B.

**Figura 22** - Difratoograma dos argilominerais da amostra 1 JA12B: A) Argilominerais detectados na amostra sem ácido e B) Difratoograma do argilominerais após a acidificação.



Fonte: Autor (2022).

Portanto, as análises dos difratogramas constataram que as duas amostras são bastante semelhantes em relação à mineralogia principal. Contudo, em relação aos argilominerais, as amostras JA06A possuem esmectita e illita. No entanto, caulinita e clorita só foram identificados na amostra JA12B

## 5.2 Caracterização petrográfica

A amostra JA06A sem ácido é constituída basicamente por quartzo (51,3%), feldspatos (13%), fragmentos líticos (2%) e minerais acessórios (2,3%). O quartzo é o mineral mais abundante, seguido do feldspato, e se apresenta predominantemente na forma monocristalina (Figura 24A), sendo raramente encontrados grãos na forma policristalina.

Os feldspatos são potássicos representados por ortoclásio (7,3%) e microclina (1,3%, Figura 24A) com geminação xadrez, além de plagioclásio (4,4%) com geminação polissintética. Feições de alteração para argilominerais são observadas nesses feldspatos. Os fragmentos líticos identificados foram fragmentos dúcteis, que se apresentam esmagados e estirados, formando pseudomatriz e *chert* (Figura 24B). Os minerais acessórios são representados por zircão (Figura 24C), opacos (hematita e rutilo) e micas (muscovita e biotita).

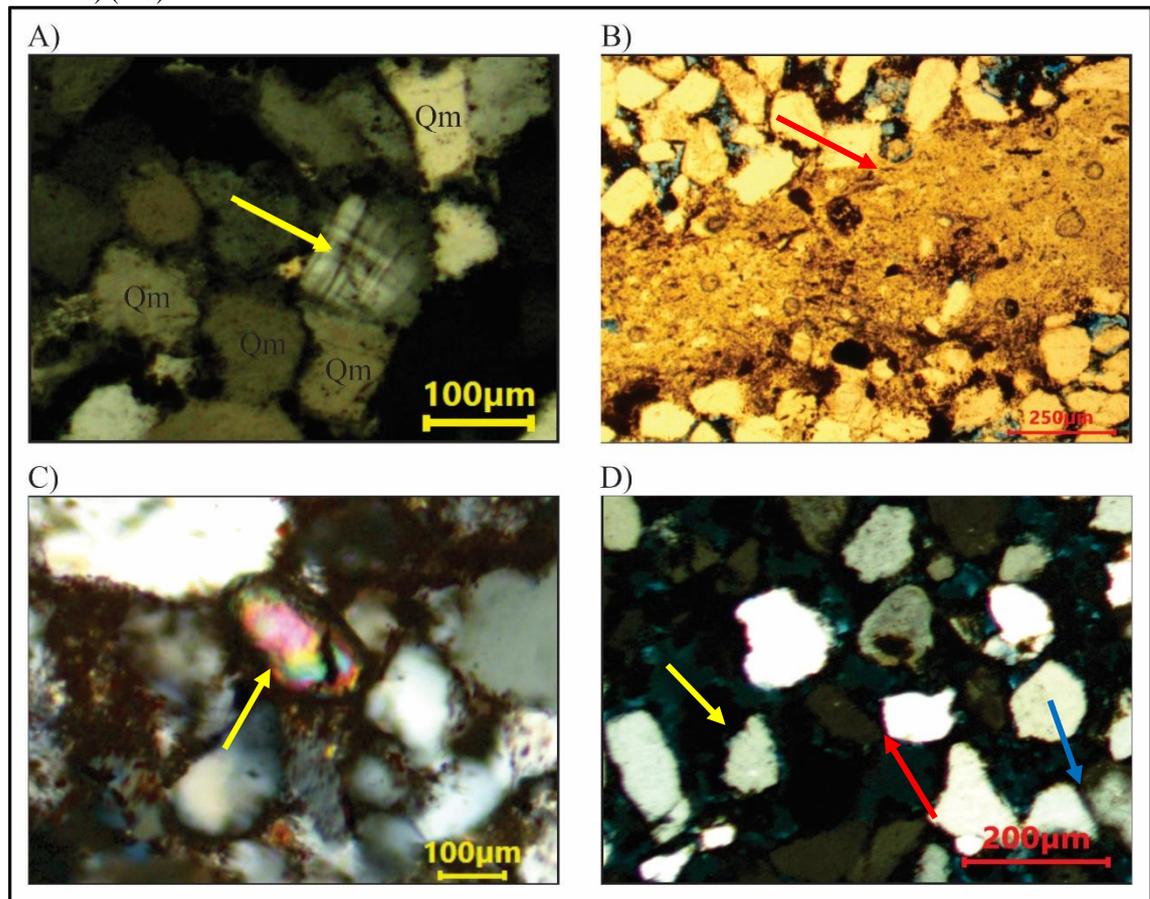
A rocha apresenta uma granulometria predominante de areia fina, em geral com seleção boa a moderada e grau de arredondamento variando de sub-arredondado a arredondado. Os grãos apresentam contatos pontuais e retos e grãos flutuantes, sendo raros os contatos côncavo-convexos e suturados (Figura 24D). Apresenta empacotamento aberto, com índice de empacotamento igual 38, o que indica menor grau de compactação sofrida na rocha.

Apresenta pouca matriz (2%), sendo predominantemente argilosa, representada por argila diagenética e infiltrada, identificada como esmectita e illita através de DRX. Os grãos de

feldspato potássico se apresentam alterados para argilominerais e, por vezes, substituídos para argilominerais.

O cimento é predominantemente ferruginoso (óxido-hidróxido de ferro), com cerca de 11%, sendo também encontrado cimento de sílica (2%). A Figura 24 mostra alguns minerais constituintes encontrados na lâmina.

**Figura 23** – Composição da lâmina JA06A sem ácido: (A) Grãos de quartzo monocristalino (Qm) e grão de microclina (seta amarela) (NC); (B) Fragmento lítico dúctil (seta vermelha) (NP); (C) Grão de zircão (seta amarela) (NC) e (D) Contatos entre os grãos: reto (setas azul), pontual (seta vermelha) e flutuante (seta amarela) (NC).



Fonte: Autor (2022).

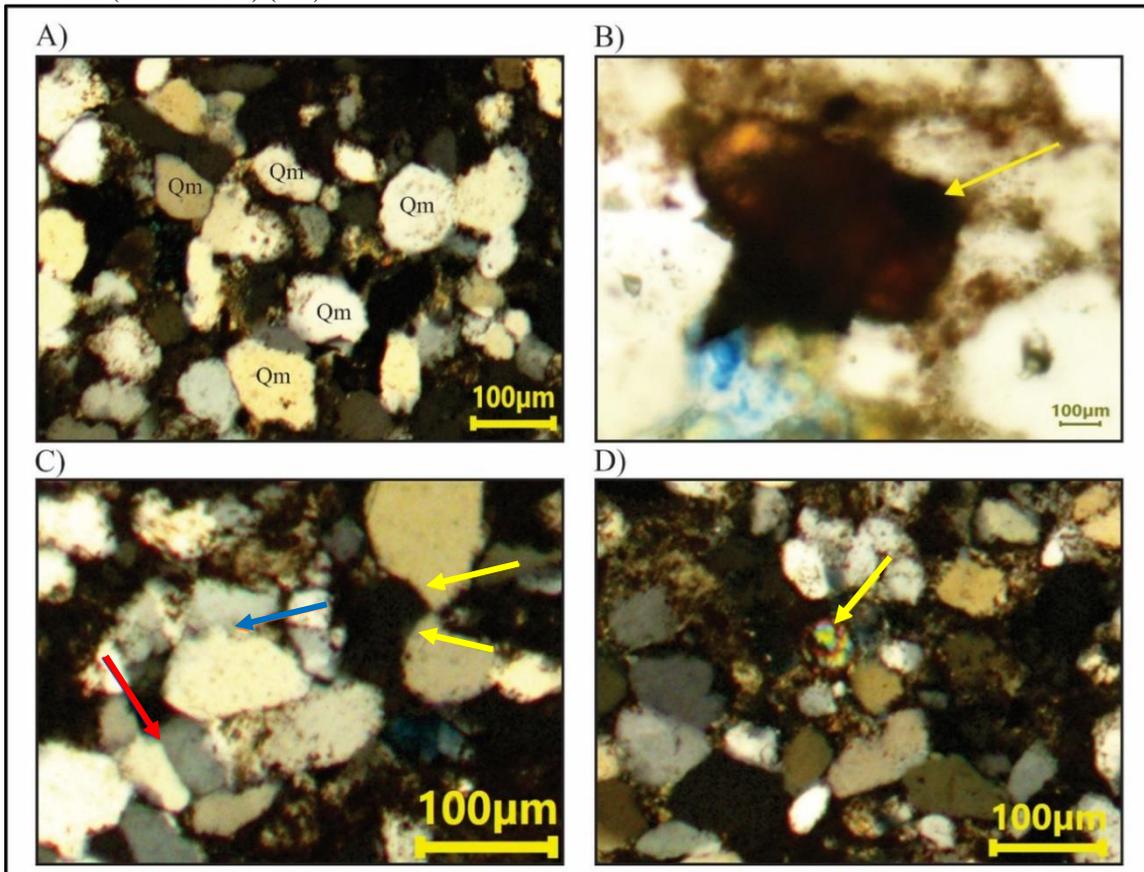
A amostra JA12B sem ácido é constituída por 57,3% de quartzo, 5% de feldspatos e 3% de minerais acessórios, não sendo observados fragmentos de rocha nesta amostra. O quartzo se apresenta na forma monocristalina e policristalina, com predomínio do primeiro. Contrapondo-se à amostra JA06A, a amostra JA12B apresentou feldspatos potássicos representados por ortoclásio, mas não foram identificados microclinas e plagioclásios. Os feldspatos observados aparecem bastante alterados. Os minerais acessórios encontrados são principalmente opacos (hematita e rutilo), zircão (Figura 25D), muscovita e biotita.

A granulometria predominante é areia fina, com grau de arredondamento variando de subanguloso a subarredondado e seleção granulométrica de boa a moderada. Apresenta predominantemente contatos retos, suturados e côncavo-convexos, além de empacotamento fechado (Figura 25A), com índice de empacotamento igual a 60.

A matriz representa cerca de 10% dos constituintes totais, sendo deposicional e diagenética (infiltrada e por substituição de grãos), constituída por material argiloso identificado pela Difratomia de Raios-x como caulinita, esmectita, ilita e clorita.

A cimentação é significativa nesta amostra (16%), sendo observado cimento de sílica (8,3%), cimento ferruginoso (óxido-hidróxido de ferro) (6,7%) e de titânio (1%).

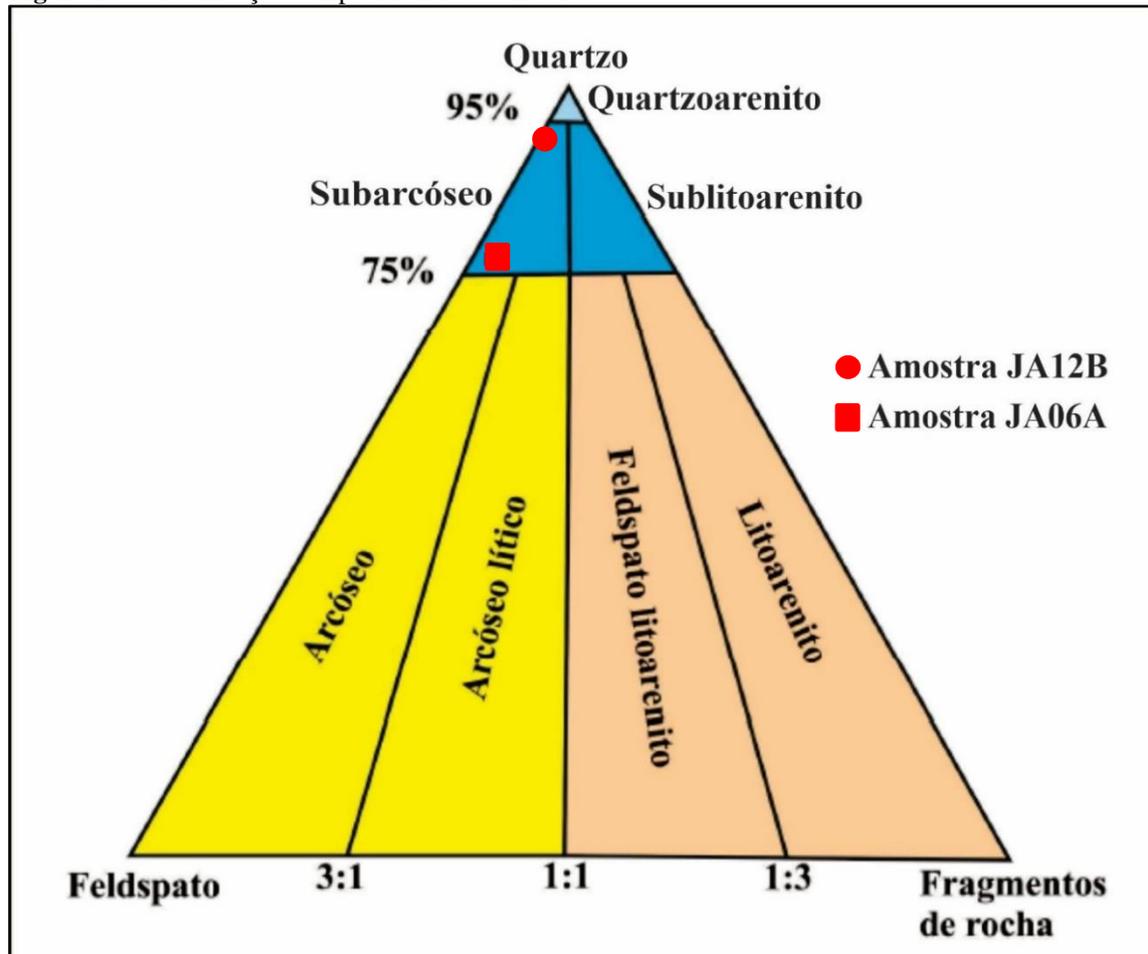
**Figura 24** – Composição da lâmina JA12B sem ácido: A) Quartzo monocristalino (Qm), destaque para empacotamento fechado (NC); B) Rutilo alterado, gerando cimento de titânio (seta amarela) (NP); (C) Contatos retos (seta vermelha), suturados (seta azul) e côncavo-convexos (setas amarelas) (NC) e D) Grão de zircão (seta amarela) (NC).



Fonte: Autor (2022).

Com base nas análises quantitativas dos constituintes de cada amostra, a partir da contagem de pontos, estes dois arenitos foram classificados como subarcóseos, de acordo com a classificação de FOLK (1968), porém, observa-se que as amostras JA06A possuem maior teor de feldspatos, sendo mais próximos da classificação de arcóseos, enquanto as amostras JA12B concentram seus constituintes mais próximos de quartzarenitos, como mostra a Figura 26.

**Figura 25** - Classificação composicional das amostras.



Fonte: Autor (2022).

### 5.3 Caracterização diagenética

#### 5.3.1 Amostras sem ácido

Os processos diagenéticos atuantes nas amostras JA06A e JA12B são semelhantes, porém, ocorrem com intensidades distintas. Por exemplo, a infiltração de argilas e a compactação mecânica foram observadas nas duas amostras. No entanto, tais processos foram muito mais atuantes na amostra JA12B.

De maneira geral, os principais processos e produtos diagenéticos observados na amostra JA06A sem ácido foram: argila infiltrada; compactação mecânica; cimentação por óxido/hidróxido de ferro e crescimento secundário de quartzo e feldspato; dissolução; poros secundários por dissolução de grãos; alteração e substituição de grãos para argilominerais.

Já na amostra JA12B sem ácido foram encontrados processos e produtos diagenéticos como: infiltração mecânica de argilas; compactação mecânica, com quartzo e feldspatos fraturados, grãos dúcteis esmagados e dobrados e contatos retos gerando um arcabouço fechado; compactação química originando contatos suturados e côncavo-convexos;

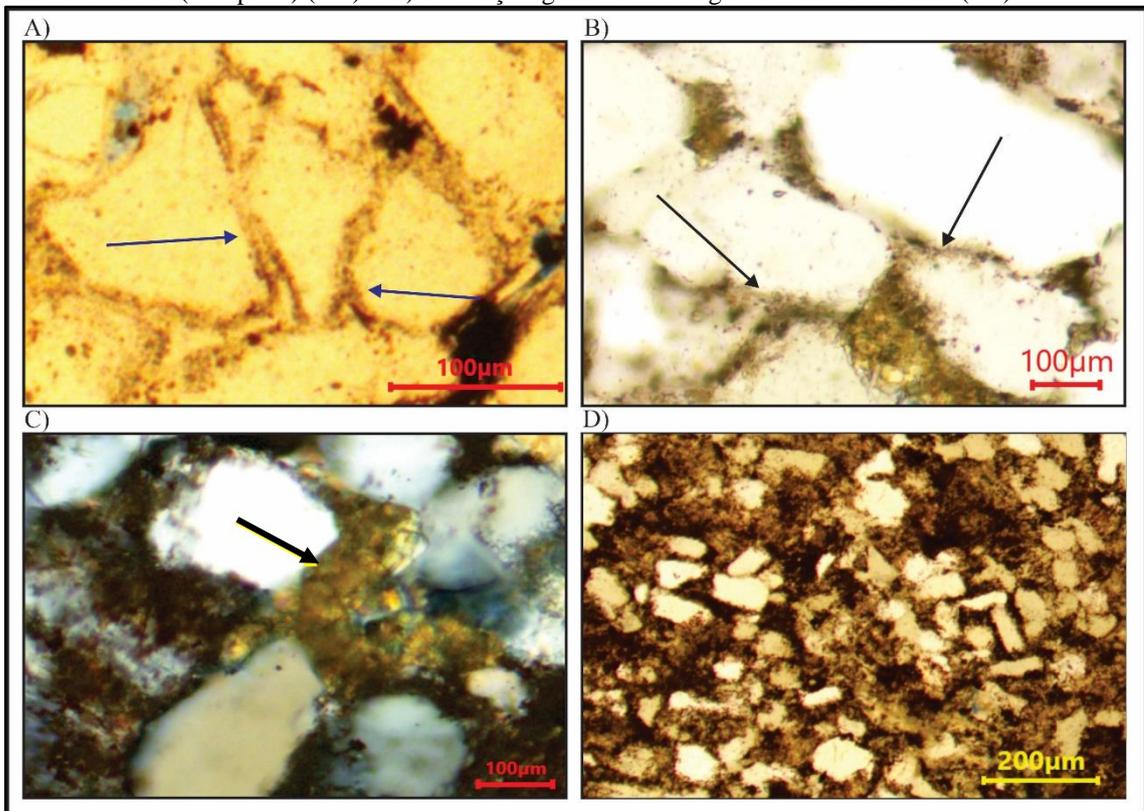
cimentação por crescimento secundário de quartzo e feldspato e óxido/hidróxido de ferro; dissolução de grãos.

Argilas infiltradas ocorrem devido a enchentes fluviais episódicas após longos períodos de estiagem, e está associada a lençol freático rebaixado e enxurradas saturadas de argila que se infiltram nos sedimentos juntamente com grandes volumes de água, abastecendo o lençol freático (CAETANO-CHANG; WU, 2003). Ao decantar, a argila em suspensão se adere aos grãos na forma de cutículas (ELIAS *et al*, 2004).

A argila infiltrada está presente nas duas amostras estudadas e são identificadas com aspecto textural envolvendo os grãos do arcabouço e como agregados maciços que destroem parcial ou totalmente a porosidade. Na amostra JA06A sem ácido, estas argilas foram pouco observadas, ocorrendo em pequena quantidade como illita e esmectita, identificadas por DRX.

Na amostra JA12B sem ácido, a argila infiltrada é observada em maior proporção, como mostra a Figura 27D, e ocorre envolvendo totalmente ou parcialmente os grãos e como agregados maciços, identificada pelo DRX como caulinita e esmectita, e traços de clorita e illita.

**Figura 26** – Produtos Diagenéticos: A) Argila infiltrada na forma de cutícula circulando os grãos na amostra JA06A sem ácido (setas azuis) (NP); B) Argila infiltrada (setas pretas) com aspecto de agregado preenchendo poros primários na amostra JA12B (NP) ; C) Agregado de argilomineral e pseudomatriz na amostra JA06A (seta preta) (NC) e D) Presença significativa de argila na amostra JA12B (NP).

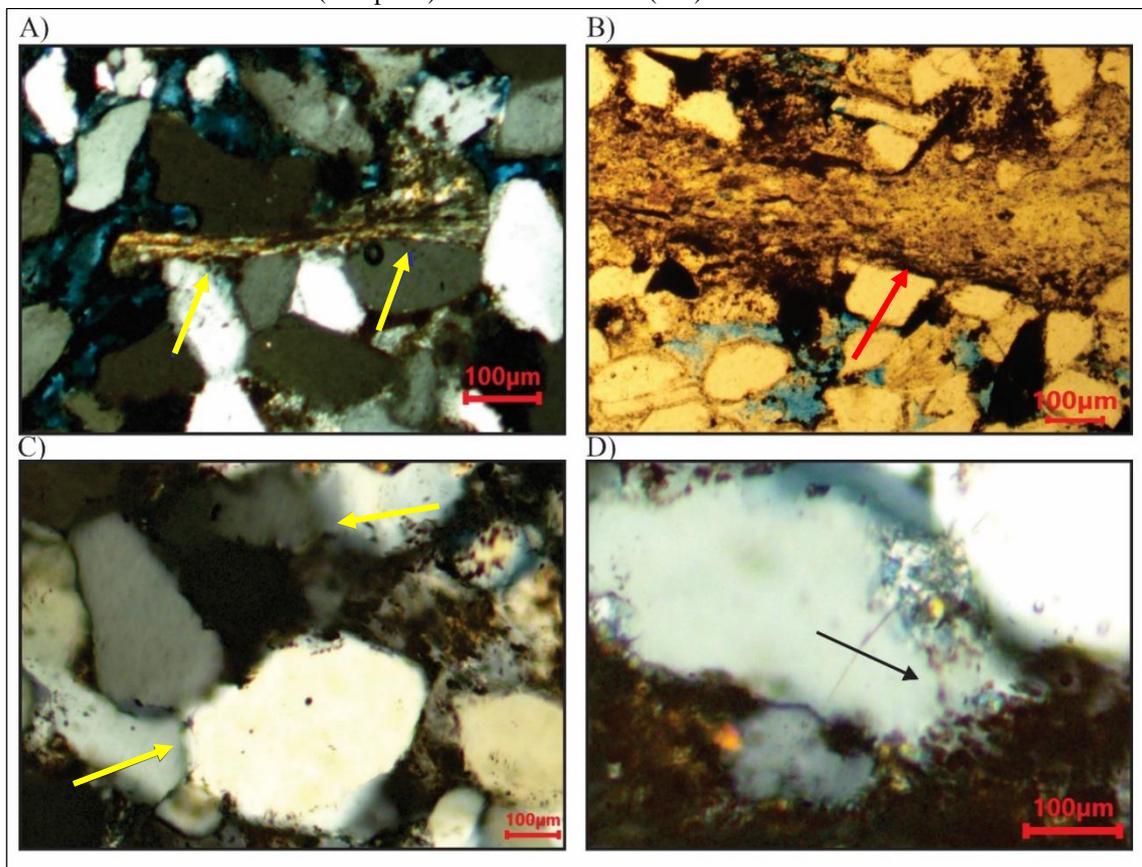


Fonte: Autor (2022).

Os aspectos que indicam compactação mecânica e química foram observados com maior intensidade na amostra JA12B sem ácido, confirmado pelo arcabouço fechado, e moderados na amostra JA06A sem ácido, que apresentou arcabouço aberto. As feições mais evidentes da compactação mecânica na amostra JA06A foram grãos de quartzo fraturados, bem como grãos de muscovita compactados e estirados, além de grãos dúcteis esmagados, formando pseudomatriz. Contatos suturados e côncavo-convexos são raros nesta amostra, sendo comuns os contatos pontuais e grãos flutuantes.

Na amostra JA12B, a compactação química é representada pela dissolução por pressão dos grãos ao longo de seus contatos tangenciais. Como produto da compactação mecânica foram identificados vários grãos rígidos de quartzo e feldspatos fraturados, muscovitas esmagadas e dobradas, grãos dúcteis esmagados, predominância de contatos suturados e côncavo-convexos, além de grande quantidade de crescimento secundários de quartzo e feldspatos. As feições citadas são mostradas na Figura 28.

**Figura 27** – Produtos da compactação mecânica e química nas amostras sem ácido: A) Muscovita compactada e estirada entre grãos, na amostra JA06A (setas amarelas) (NC); B) Fragmento de rocha dúctil compactado e estirado gerando pseudomatriz na amostra JA06A (seta vermelha) (NP); C) Contatos suturados entre grãos na amostra JA12B (setas amarelas) (NC) e D) Grão de quartzo dissolvido nas bordas com crescimento secundário (seta preta) na amostra JA12B (NC).

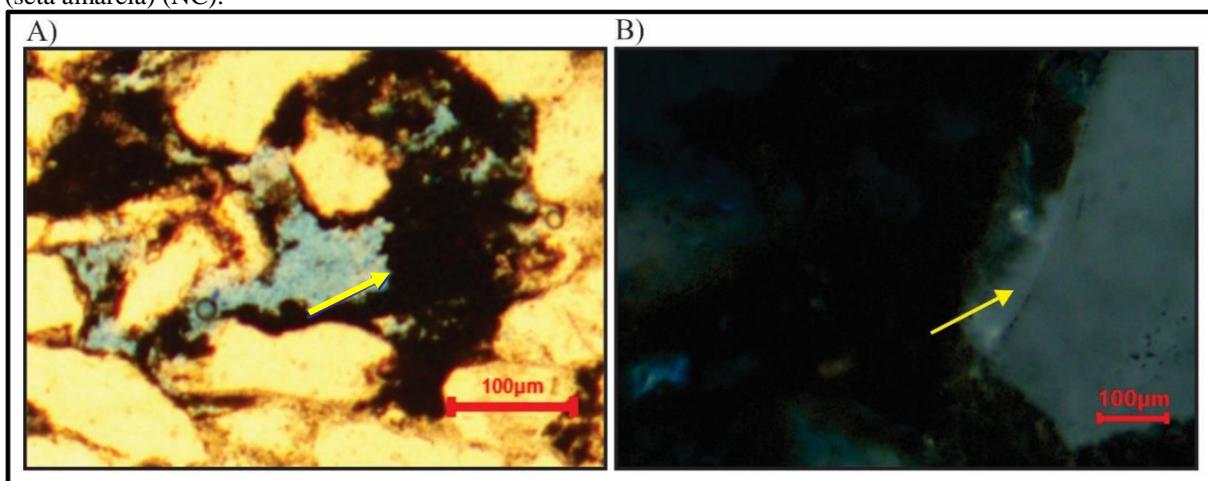


Fonte: Autor (2022).

Em todas as amostras a dissolução de minerais pesados pode ter contribuído para precipitação de óxido/hidróxido de ferro. Como as amostras apresentam considerável dissolução de minerais, acabam liberando íons que servem de fonte para os minerais autigênicos. A ocorrência de cimento de óxido/hidróxido de ferro pode estar associada à alteração e dissolução de minerais ferromagnesianos, como biotita e anfibólio, durante o intemperismo e processos pedogênicos. Sua precipitação ocorre em dois estágios diagenéticos: no início da eodiagênese, como finas cutículas circulando grãos; e na telodiagênese, preenchendo poros intergranulares (BATISTA *et al*, 2015; CARVALHO *et al*, 2018).

A cimentação por óxido/hidróxido de ferro ocorre de forma significativa nas duas amostras, porém mais atuante na amostra JA06A. Não foi observada cimentação carbonática em nenhuma das amostras. O cimento ferruginoso aparece encobrindo os grãos, o material argiloso e se aglomerando nos espaços deixados pela dissolução, como mostra a Figura 29A. Apesar da dissolução atuar como fator positivo no acréscimo de porosidade secundária, a cimentação foi fator preponderante na diminuição dessa propriedade.

**Figura 28** – Cimentação na amostra JA06A sem ácido: A) Cimentação de óxido de ferro (seta amarela) em aglomerados obstruindo poros e ao redor dos grãos (NP) e B) Cimentação por crescimento secundário de quartzo (seta amarela) (NC).



Fonte: Autor (2022).

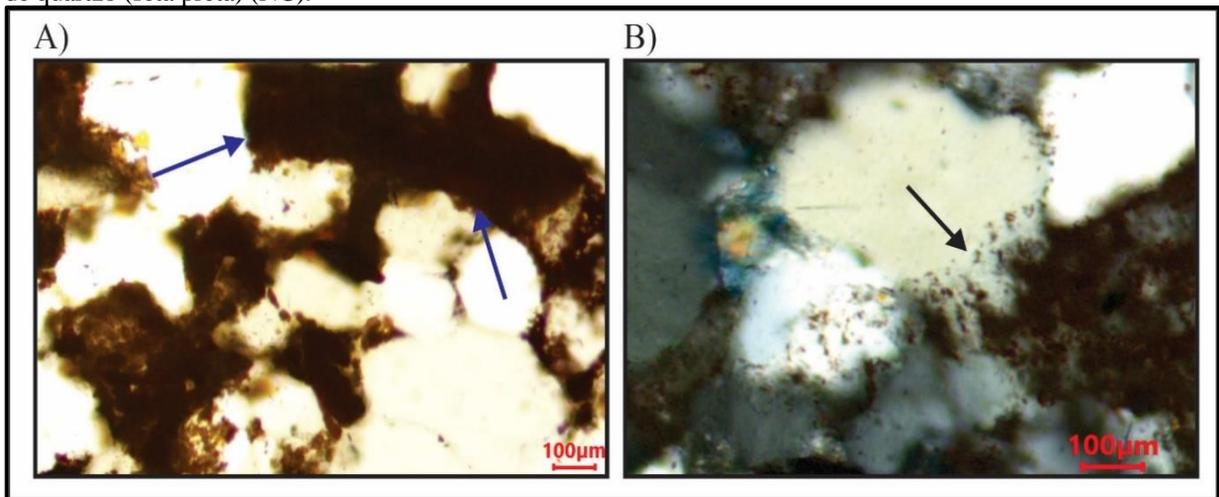
Segundo De Ros (1998), a cimentação por sílica foi expressiva nos arenitos da Formação Cabeças durante a mesodiagênese. Ainda conforme o autor, a maioria dos modelos de cimentação silicosa refere-se a bacias profundas que sofreram subsidência rápida. Esse tipo de cimentação ocorre por dissolução por pressão e contribui para tornar a rocha mais resistente aos efeitos do soterramento.

O crescimento secundário de quartzo destrói bastante a porosidade de arenitos que passaram por alto grau de soterramento; este processo pode estar associado à profundidade (WORDEN; MORAD, 2000; CHUDI *et al*, 2016).

A cimentação por sílica foi mais atuante nas amostras JA12B, representada pelos crescimentos secundários de quartzo (Figura 30B). Jesus (2004) afirma que a dissolução de piroxênios, a transformação de esmectita em illita e de feldspato em caulinita também pode fornecer sílica para a cimentação silicosa.

Ainda segundo Jesus (2004), águas subterrâneas são frequentemente saturadas em sílica e, se essa água entrar em contato com areias quartzosas pode gerar cimentação por sobrecrecimento de quartzo. Além disso, a própria dissolução por pressão, proveniente da compactação química pode ser fonte para os crescimentos secundários de quartzo. A cimentação por óxido/hidróxido de ferro também foi encontrada na amostra JA12B sem ácido, conforme a Figura 30A. Também foram identificados leucoxênio e alterações de minerais opacos para cimento ferruginoso.

**Figura 29** - Cimentação na amostra JA12B sem ácido: A) Agregado de argila infiltrada sendo recobertos por cimentação de óxido/hidróxido de ferro (setas azuis) (NP) e B) Cimentação de sílica por crescimento secundário de quartzo (seta preta) (NC).

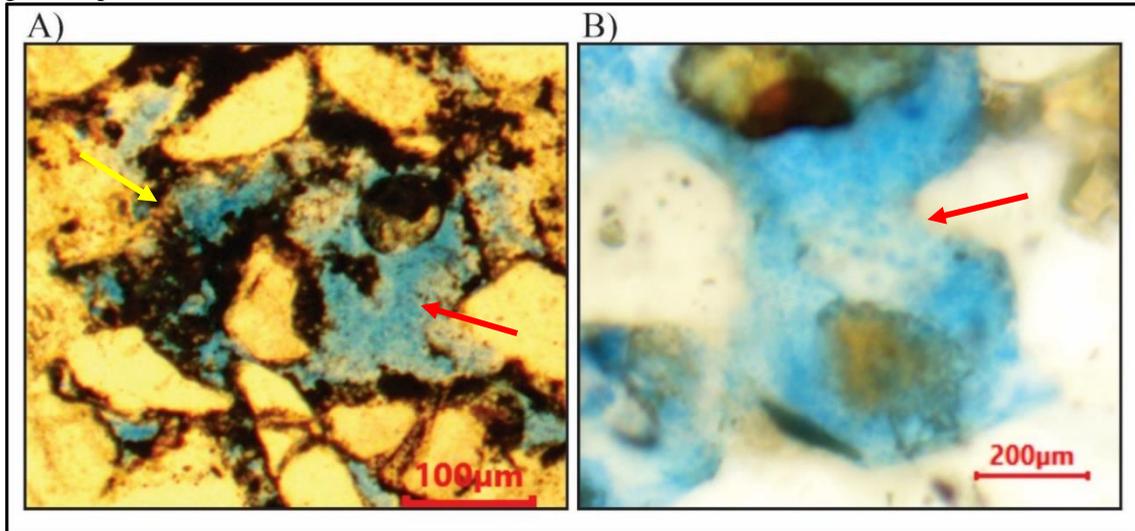


Fonte: Autor (2022).

Com relação à dissolução de grãos, os mesmos são destruídos devido sua interação com fluidos, originando uma cavidade (WOLDEN; BURLAY, 2003). O processo de dissolução de feldspatos é intenso em todas as amostras, sendo mais significativo nas amostras que apresentam maiores percentuais desses grãos (JA06A). Em ambas as amostras ocorre o preenchimento do espaço gerado pela dissolução por óxido/hidróxido de ferro.

Destaca-se na amostra JA06A sem ácido as feições de dissolução parcial e/ou total de grãos, gerando porosidade intragranular e intergranular (Figura 31A). Percebe-se que, apesar da dissolução atuar como fator positivo no incremento da porosidade dessa amostra, a cimentação por óxido de ferro foi fator preponderante na diminuição dessa propriedade.

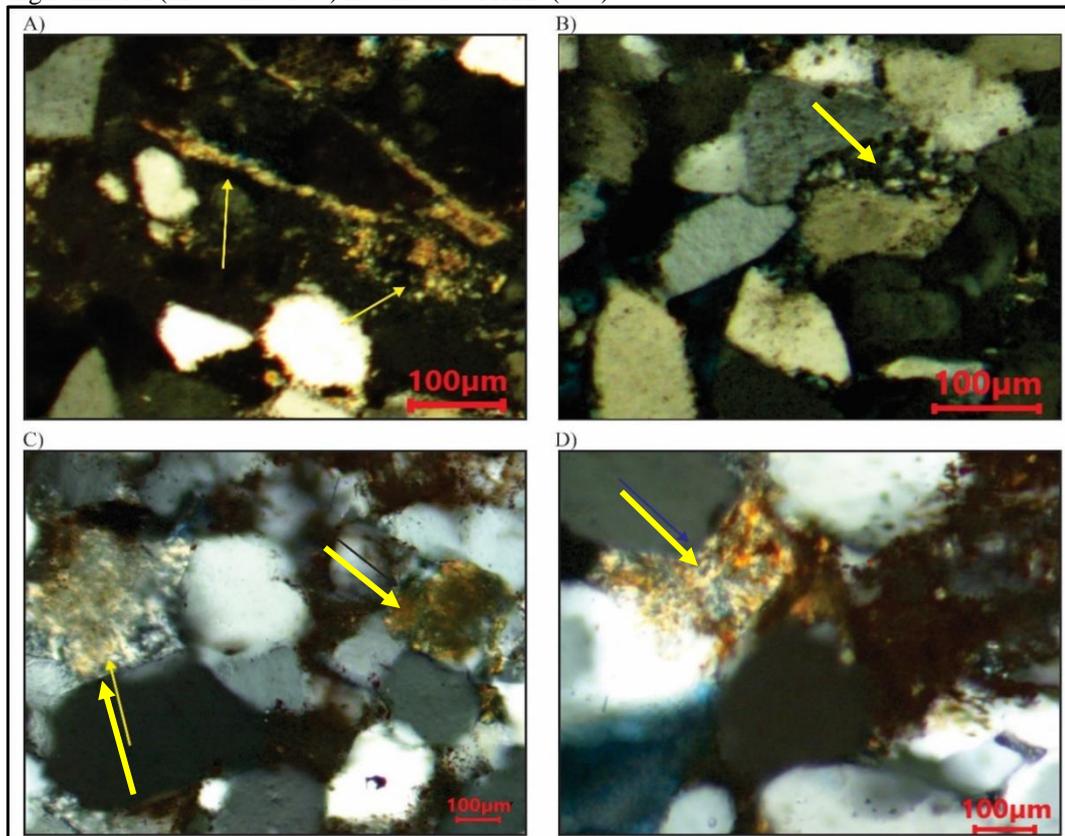
**Figura 30** - Dissoluções: A) Dissolução gerando porosidade na amostra JA06A sem ácido e B) Dissolução gerando porosidade na amostra JA12B sem ácido.



Fonte: Autor (2022).

Os produtos das alterações desses minerais na amostra JA06A são os argilominerais esmectita e illita. Já na amostra JA12B, essa alteração é representada pela caulinitização, cloritização, ilitização e esmectização, como mostra a Figura 32.

**Figura 31** - Alterações e substituições nas amostras sem ácido (NC): A) Muscovita alterada e sendo substituída por illita/esmectita? na amostra JA06A (setas); B) Feldspato alterado e sendo substituído por argilomineral na amostra JA06A (seta); C) Alteração e substituição de feldspato para argilominerais na amostra JA12B (setas) e D) Alteração de grão (provável feldspato para argilomineral (illita/esmectita?) na amostra JA12B (seta).



Fonte: Autor (2022).

Segundo Costa *et al* (2014), a alteração de feldspatos e muscovitas para illita, caulinita e esmectita ocorre devido ao aumento da instabilidade do argilomineral com o aumento da profundidade. A amostra JA12B apresentou maior frequência do processo de alteração e substituição de feldspatos e de minerais micáceos (muscovita e biotita) para argilominerais. Observou-se também alterações de minerais micáceos para óxido/hidróxido de ferro.

Os processos e produtos diagenéticos encontrados nas amostras sem ácido, bem como os estágios em que acontecem, estão sintetizados no Quadro 3. Ressalta-se que não está sendo considerada sua paragénese. As intensidades de cada processo são representadas pela espessura das linhas.

**Quadro 3** - Processos e produtos diagenéticos das amostras sem ácido.

BACIA DO PARNAÍBA			
UNIDADE	FORMAÇÃO CABEÇAS		
Processos e Produtos Diagenéticos	Eodiagênese	Mesodiagênese	Telodiagênese
Compactação mecânica			
Cimento de óxido/hidróxido de Ferro			
Infiltração de argila			
Cimento de sílica			
Compactação química			
Dissolução			
Caulinita			
Ilita			
Esmectita			
Cimento de clorita			
	JA06A	JA12B	

Fonte: Autor (2022).

De maneira geral, observou-se que as amostras JA06A e JA12B apresentam composições semelhantes, porém, com percentuais distintos para cada constituinte. Da mesma forma, os processos diagenéticos atuam de maneira diferente em cada uma das amostras, o que provoca diferenças em suas propriedades petrofísicas. Vale destacar a silicificação significativa da amostra JA12B, a qual foi retirada de um afloramento muito próximo à rochas vulcânicas (derrames basálticos) e, portanto, possivelmente, sofreu maior influência dos processos diagenéticos ligados a estas condições.

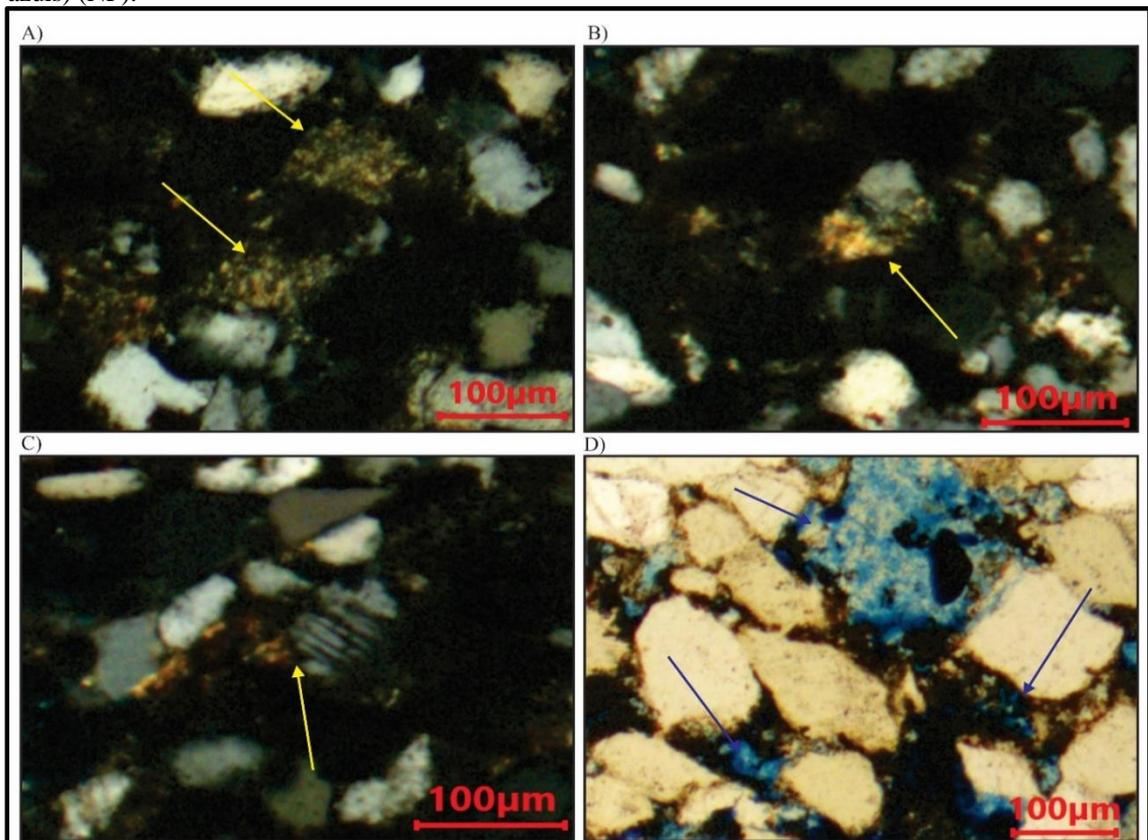
### 5.3.2 Amostras acidificadas

Após a acidificação, os processos e produtos diagenéticos que mais se destacaram foram: a dissolução, a alteração e substituição para argilominerais e a precipitação de argila. A recristalização não foi identificada nas amostras acidificadas.

A amostra 1 JA06A apresentou o maior percentual de dissoluções (6%) dentre todas as amostras acidificadas. Observou-se maior concentração de dissoluções em grãos de ortoclásio, microclina e plagioclásios. A cimentação total permaneceu próxima da amostra sem ácido, com 10,3%. Foram identificados pontos onde o ácido reagiu com o cimento ferruginoso, provocando alterações e precipitações, mas não dissolução.

A matriz argilosa proveniente de alterações, substituições e precipitações alterou de 3,3% para 4,9%, provavelmente pelas reações de precipitação, conforme descrito por Shafiq (2018). Observou-se que o ácido clorídrico agiu dissolvendo principalmente minerais de feldspatos e plagioclásios. As feições de dissoluções e alterações são mostradas na Figura 33.

**Figura 32** – Processos diagenéticos observados na amostra 1 JA06A: A) e B) Alterações de feldspatos para argilominerais (provável esmectita, setas amarelas) (NC); C) Início de alteração na borda de plagioclásio para argilomineral (seta amarela) (NC) e D) Dissolução de feldspato gerando porosidade secundária (setas azuis) (NP).

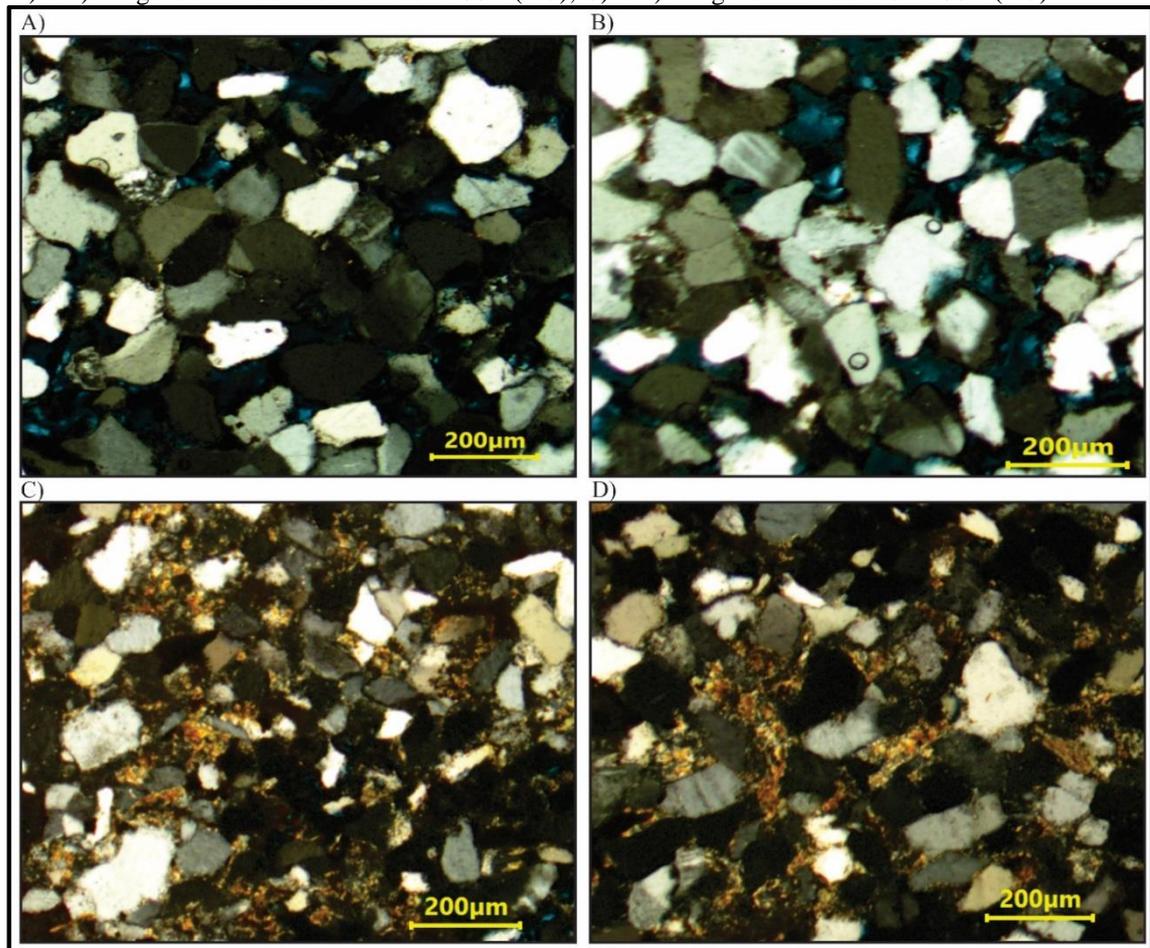


Fonte: Autor (2022).

Apesar de apresentar um incremento de dissoluções (4%), a amostra 5 JA06A exibiu aumento significativo nas alterações e substituições para argilominerais (7,3%), atuando como fator que provavelmente diminuiu a eficiência da mistura ácida em transformar a dissolução em porosidade, o que pode ser atribuído à incompatibilidade da mistura ácida com os constituintes da rocha, à maior taxa de reação provocada pelo aumento da concentração ácida, gerando maior precipitação de finos ou à baixa reatividade dos minerais e argilominerais com a solução ácida (SHAFIQ, 2018).

Ressalta-se que, nas amostras com maiores percentuais de feldspatos (JA06A), o processo de dissolução foi mais eficaz, principalmente utilizando-se ácido clorídrico isoladamente. Já na amostra 5 JA06A as alterações e precipitações atuaram provavelmente obstruindo os poros e inibiram a ação da mistura ácida, efeito contrário ao desejado. A Figura 34 mostra o aumento da quantidade de alterações, substituições e precipitações para argilominerais encontrada na amostra 5 JA06A.

**Figura 33** - Presença de alterações, substituições e precipitações para argilominerais na amostra 5 JA06A: A) e B) imagens da amostra sem ácido JA06A (NC); C) e D) Imagens da amostra 5 JA06A (NC).

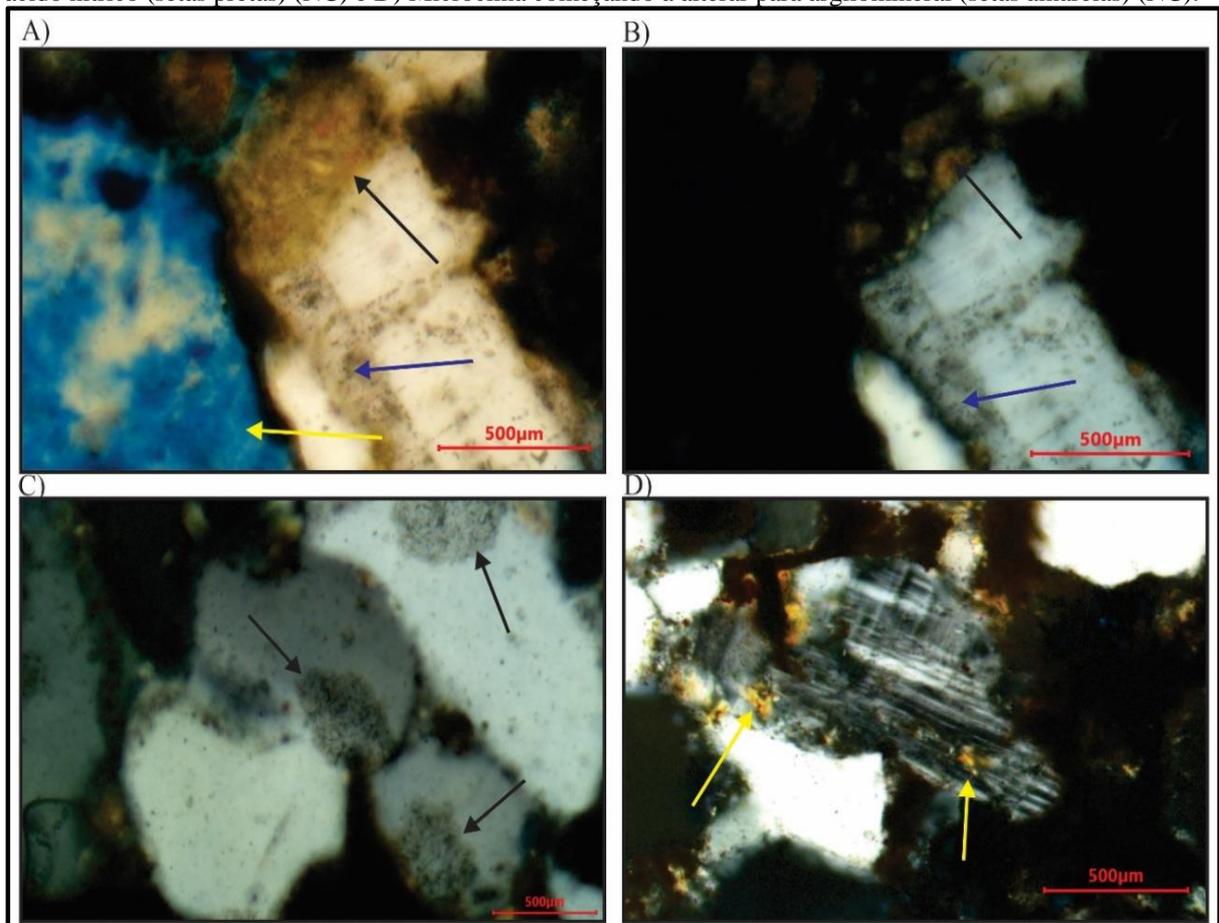


Fonte: Autor (2022).

Também foram observadas pequenas alterações nos grãos de quartzo, possivelmente oriundas da ação do ácido nítrico nesses minerais, pois esta feição não foi observada na amostra JA06A sem ácido, nem na amostra 1 JA06A. A Figura 35 mostra algumas feições encontradas na amostra 5 JA06A.

A amostra 1 JA12B não apresentou mudanças significativas dos processos diagenéticos se comparada à amostra JA12B sem ácido, apesar de serem observados alguns raros pontos que sofreram dissolução. Infere-se que a grande quantidade de matriz argilosa, a cimentação e baixa porosidade e permeabilidade (Figura 35A) atuaram como impeditivos à penetração e ação do ácido na amostra. Foram identificados pontos de dissolução (Figura 35B), porém, de maneira muito reduzida e que não apresentam interconectividade.

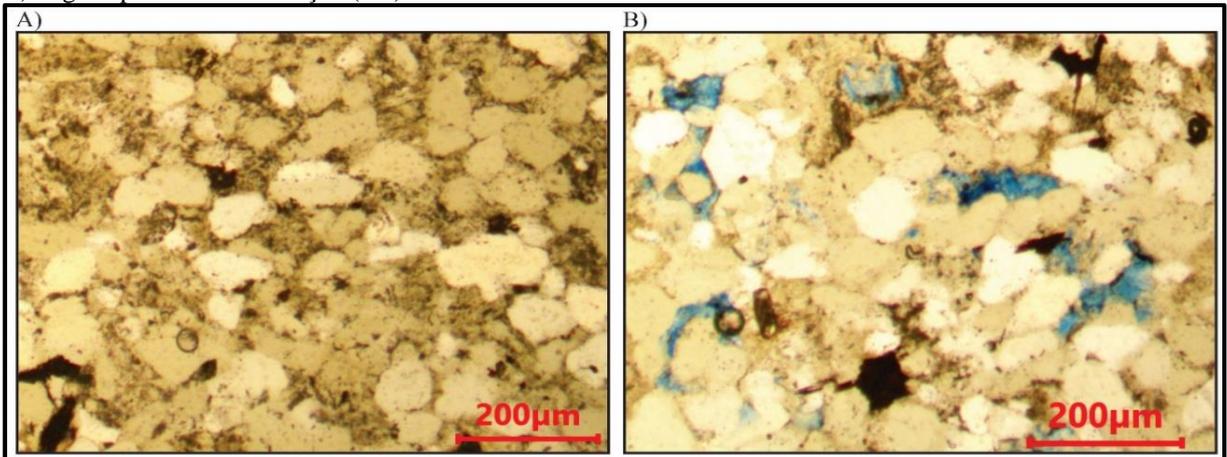
**Figura 34** - Alterações observadas na amostra 5 JA06A: A) Grãos de feldspato alterado para argilominerais (seta preta), dissolução em grão de feldspato gerando porosidade intragranular (seta amarela) (NP); B) Crescimento secundário de feldspato (seta azul) (NC); C) Início de pequenas alterações nos grãos de quartzo provocadas pelo ácido nítrico (setas pretas) (NC) e D) Microclina começando a alterar para argilomineral (setas amarelas) (NC).



Fonte: Autor (2022).

A Figura 36 mostra o empacotamento fechado e a baixa porosidade apresentada pela amostra 1 JA12B, bem como alguns pontos de dissolução que foram observados em poucas regiões da lâmina delgada, após a acidificação.

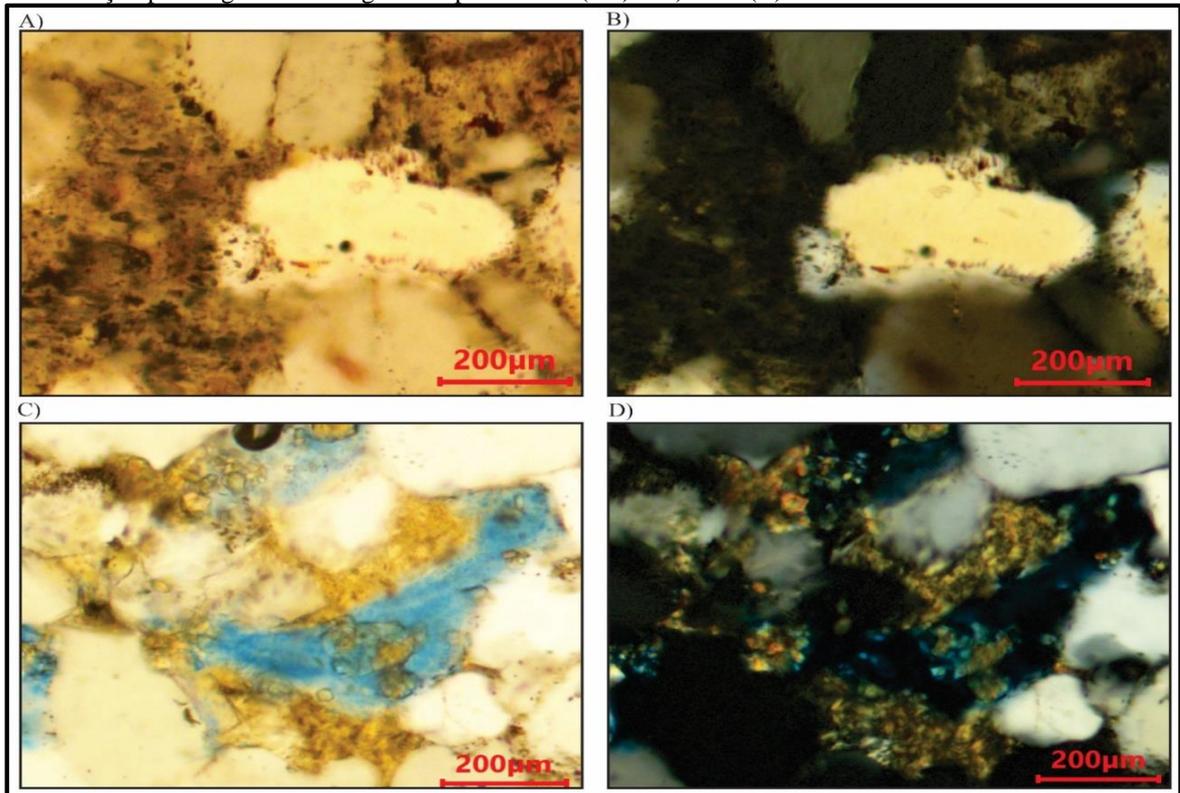
**Figura 35** - Imagens da amostra 1 JA12B: A) Fotomicrografia mostrando a baixa porosidade da amostra (NP) e B) Alguns pontos de dissolução (NP).



Fonte: Autor (2022).

A análise da amostra 5 JA12B apontou o mesmo comportamento da amostra 1 JA12B, não apresentando diferenças significativas em relação à amostra JA12B sem ácido. Aparentemente, não se mostra eficaz a acidificação com o HCl e HNO<sub>3</sub>, com a metodologia aplicada neste trabalho em rochas silicificadas com alto grau de compactação, empacotamento fechado, porosidade e permeabilidade original muito baixas. A Figura 37 mostra algumas feições observadas nesta amostra, ressalta-se que essas mesmas feições foram observadas nas amostras JA12B sem ácido e na amostra 1 JA12B.

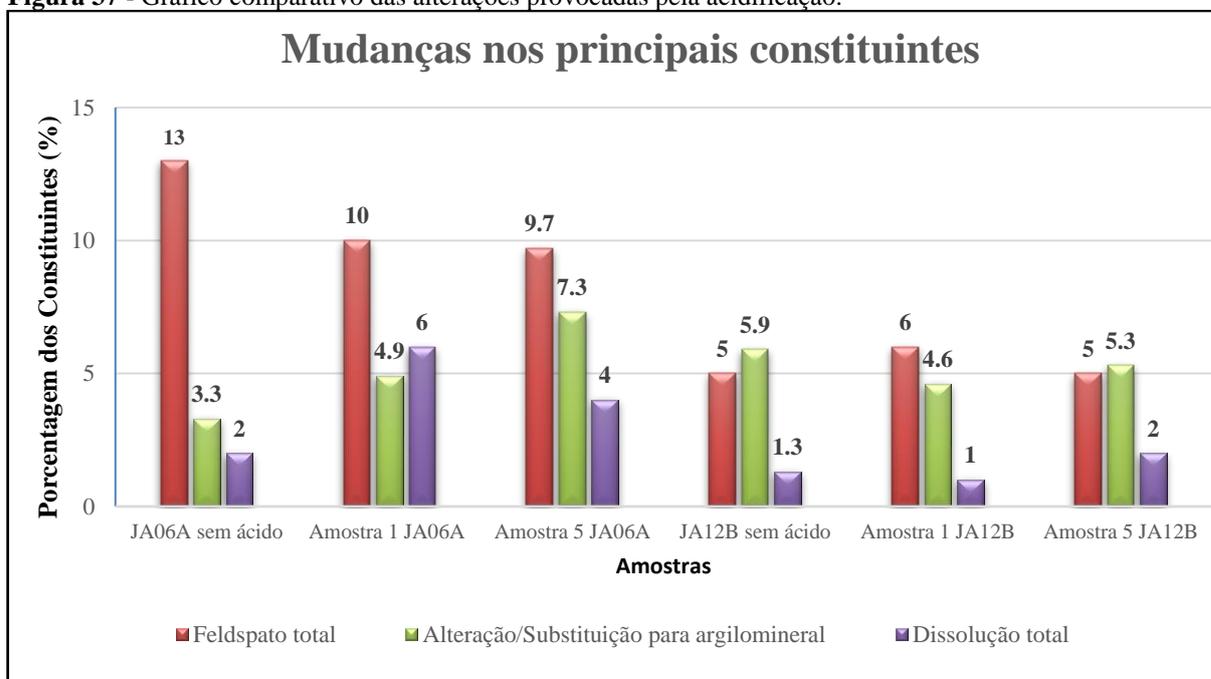
**Figura 36** - Amostra 5 JA12B: A) Presença de argila (NP); B) Foto (A) com nicóis cruzados; C) Dissolução em alteração para argilominerais gerando porosidade (NP) e D) Foto (C) em nicol cruzado.



Fonte: Autor (2022).

Para melhor visualização e entendimento das mudanças nos principais constituintes das amostras antes e após a acidificação, montou-se um gráfico que permite comparar as alterações provocadas pela técnica, como mostra a Figura 38.

**Figura 37** - Gráfico comparativo das alterações provocadas pela acidificação.



Fonte: Autor (2022).

Esses resultados indicam que, apesar da alta reatividade do HCl com minerais carbonáticos (SHAFIQ, 2018) e da composição predominante de silicatos nos arenitos estudados, este ácido apresentou certa eficácia quanto às amostras JA06A. Infere-se que o HCl, quando utilizado isoladamente, pode ter agido na dissolução de minerais, como ortoclásios, microclinas, plagioclásios e alguns minerais micáceos, pela natureza mais instável desses minerais, quando comparados ao quartzo.

Porém, quando utilizada a mistura de HCl + HNO<sub>3</sub>, a rocha apresentou grande quantidade de alterações, substituições e precipitações de argila. Esses problemas foram relatados por Shafiq (2018) e atribuídos à problemas de incompatibilidade da mistura ácida com os constituintes, alta taxa de reação e reações com ferro precipitado (SHAFIQ, 2018).

Quanto às amostras JA12B, apesar de exibir algumas feições de dissoluções, não se mostraram significativas de maneira que pudessem alterar a porosidade e/ou permeabilidade das amostras. Depreende-se que as soluções ácidas não conseguiram penetrar em toda a extensão das amostras devido à ausência de pressão de injeção e às características da rocha estudada, como empacotamento fechado, grande quantidade de argila obstruindo os poros, cimentação, baixa porosidade e permeabilidade.

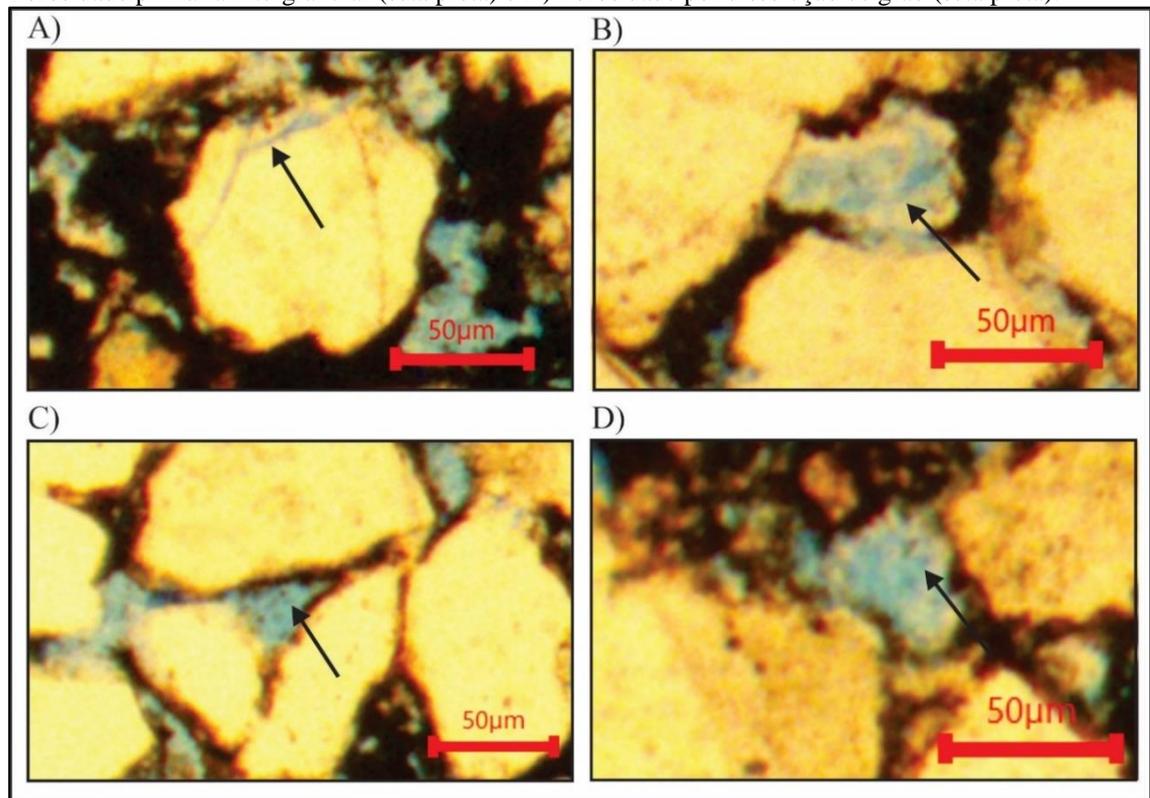
## 5.4 Propriedades petrofísicas

### 5.4.1 Porosidade

#### 5.4.1.1 Amostras sem ácido

Constatou-se, pela contagem de pontos, que a amostra JA06A sem ácido apresenta 10% de porosidade total, sendo representada pela porosidade primária do tipo intergranular (5%) e secundária por dissolução (4,6%). Também se observou, porém de forma menos expressiva, a porosidade secundária do tipo fratura (0,4%). Os tipos de porosidade citados são mostrados na Figura 39.

**Figura 38** – Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra JA06A sem ácido (NP): A) Porosidade secundária do tipo fratura (seta preta); B) Porosidade intragranular por dissolução de grãos (seta preta); C) Porosidade primária intergranular (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de grão (seta preta).



Fonte: Autor (2022).

Considerando o método de segmentação, foram obtidas as porosidades das 28 imagens da lâmina delgada e a porosidade média foi calculada pela média aritmética dessas 28 porosidades, totalizando um resultado de 11% de porosidade média total, conforme é mostrado na Tabela 7.

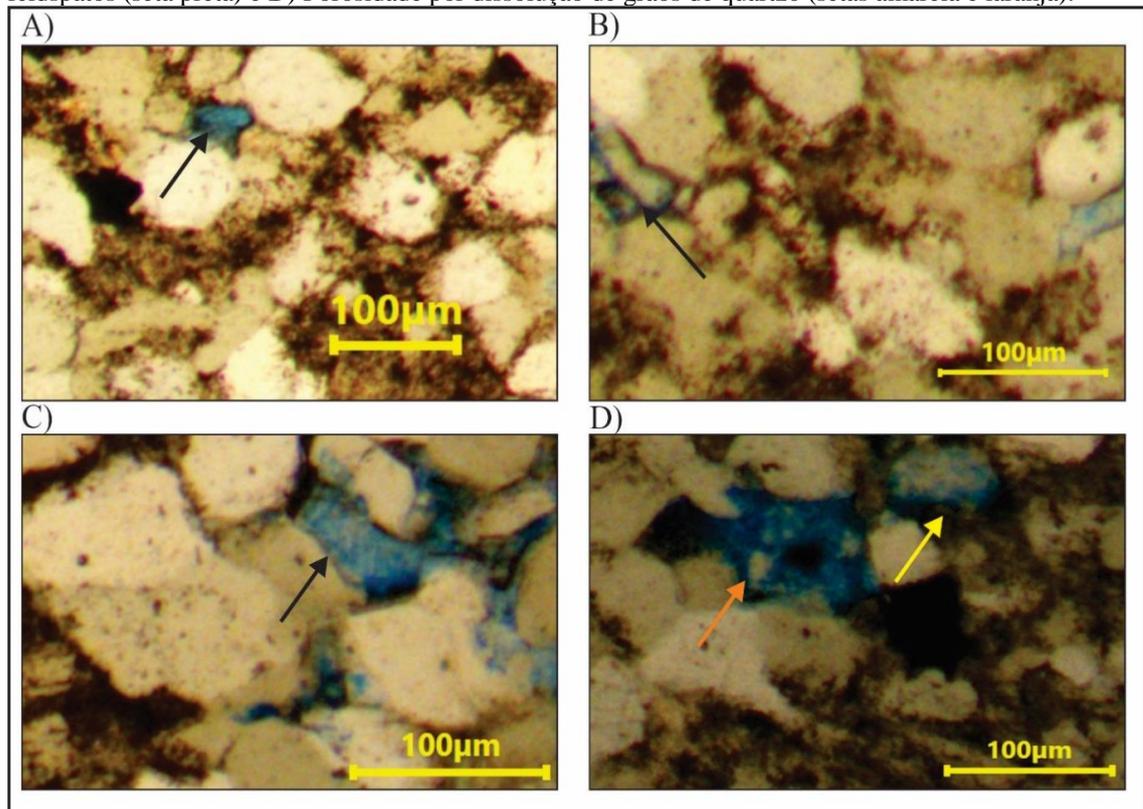
**Tabela 7** - Porosidade da amostra JA06A sem ácido pelo método de segmentação e contagem.

POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA LÂMINA JA06A SEM ÁCIDO													
<b>01</b>	9,81%	<b>02</b>	11,28%	<b>03</b>	12,34%	<b>04</b>	9,82%	<b>05</b>	12,81%	<b>06</b>	13,77%	<b>07</b>	9,43%
<b>29</b>	12,94%	<b>30</b>	12,56%	<b>31</b>	11,38%	<b>32</b>	10,24%	<b>33</b>	9,95%	<b>34</b>	12,47%	<b>35</b>	12,97%
<b>57</b>	11,27%	<b>58</b>	13,52%	<b>59</b>	7,98%	<b>60</b>	10,46%	<b>61</b>	11,62%	<b>62</b>	9,86%	<b>63</b>	11,85%
<b>85</b>	10,88%	<b>86</b>	10,74%	<b>87</b>	7,61%	<b>88</b>	9,98%	<b>89</b>	8,92%	<b>90</b>	10,89%	<b>91</b>	10,62%
<b>POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA</b>												<b>11%</b>	

Fonte: Autor (2022).

A amostra JA12B sem ácido apresentou porosidade de 1,6% pela contagem de pontos. A porosidade manifestou-se na forma de porosidade móldica (secundária), observada pela estrutura bem definida do grão que ali existia, mas que, provavelmente, sob forte compactação, foi expulso da rocha gerando poro móldico, e porosidade por dissolução parcial de grãos de feldspatos. Os tipos de porosidade citados são mostrados na Figura 40.

**Figura 39** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra JA12B sem ácido (NP): A) Porosidade móldica (seta preta); B) Porosidade intergranular (seta preta); C) Porosidade por dissolução de grãos de feldspatos (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de grãos de quartzo (setas amarela e laranja).



Fonte: Autor (2022).

A técnica de segmentação se mostrou alinhada à contagem de pontos, apresentando também uma baixa porosidade para esta amostra, com um valor médio de 2%, a partir das 28 imagens segmentadas, como mostra a Tabela 8.

**Tabela 8** - Porosidade da amostra JA12B sem ácido pelo método de segmentação e contagem.

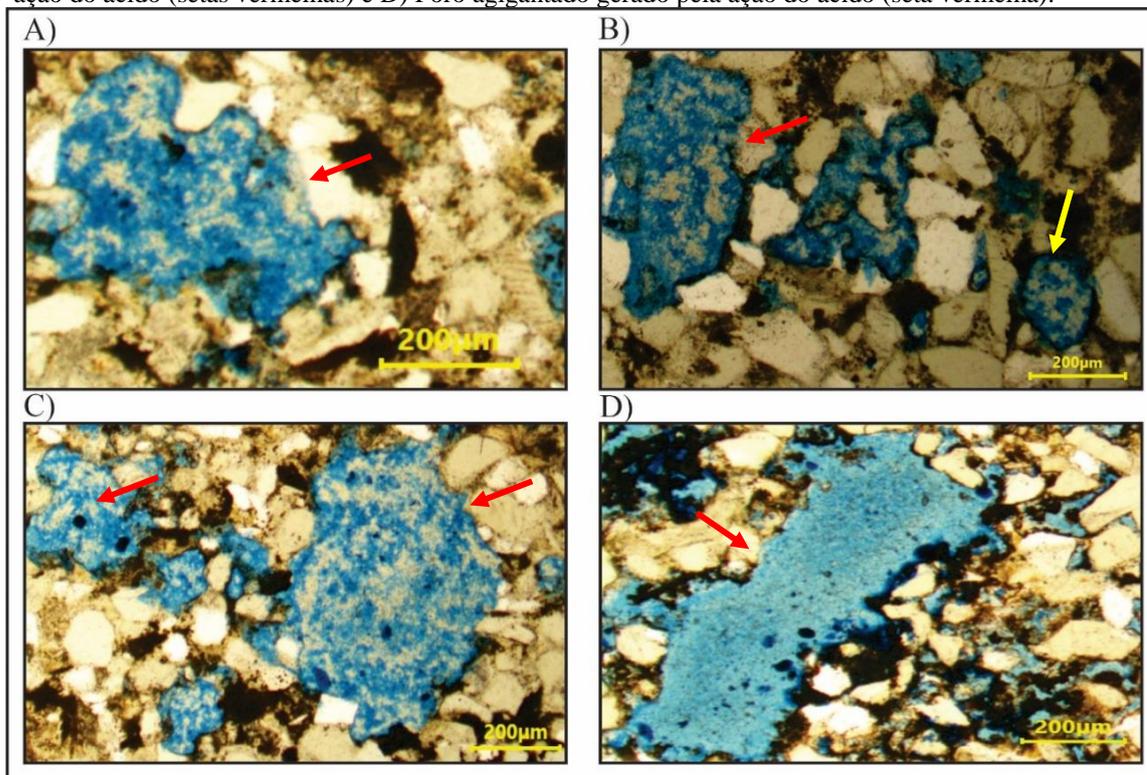
POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA AMOSTRA JA12B SEM ÁCIDO													
<b>01</b>	0,95%	<b>02</b>	0,72%	<b>03</b>	0,24%	<b>04</b>	0,63%	<b>05</b>	0,51%	<b>06</b>	1,12%	<b>07</b>	4,12%
<b>29</b>	0,61%	<b>30</b>	0,40%	<b>31</b>	3,24%	<b>32</b>	3,01%	<b>33</b>	3,31%	<b>34</b>	1,12%	<b>35</b>	1,85%
<b>57</b>	1,63%	<b>58</b>	1,07%	<b>59</b>	4,95%	<b>60</b>	4,74%	<b>61</b>	2,76%	<b>62</b>	2,43%	<b>63</b>	0,96%
<b>85</b>	4,01%	<b>86</b>	3,73%	<b>87</b>	3,51%	<b>88</b>	2,70%	<b>89</b>	0,52%	<b>90</b>	0,21%	<b>91</b>	0,53%
<b>POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA</b>												<b>2%</b>	

Fonte: Autor (2022).

#### 5.4.1.2 Amostras acidificadas

Após o processo de acidificação, a amostra 1 JA06A, através do método da contagem de pontos, revelou que a rocha apresentou 12% de porosidade, representada por 5% de porosidade primária de e 7% de porosidade secundária, o que caracteriza aumento de 2% na porosidade secundária em relação à amostra JA06A sem ácido. As fotomicrografias da amostra 1 JA06A mostram a predominância de porosidade secundária por dissolução de grãos, formando poros intragranulares e agigantados, como mostra a Figura 41.

**Figura 40** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra 1 JA06A (NP): A) Porosidade gerada pela dissolução provocada pelo ácido (seta vermelha); B) Porosidade por dissolução de feldspato (seta vermelha) e provável quartzo (seta amarela); C) Porosidade por dissolução de feldspatos e outros grãos originada pela ação do ácido (setas vermelhas) e D) Poro agigantado gerado pela ação do ácido (seta vermelha).



Fonte: Autor (2022).

A segmentação constatou nessa mesma amostra uma porosidade de 14%, como mostra a Tabela 9, o que representa um acréscimo de 3% na porosidade média total da rocha, se comparada à rocha JA06A sem ácido. Observou-se que o ácido atuou de maneira eficaz nas

regiões da lâmina onde se encontravam maiores concentrações de grãos de feldspatos, devido a sua natureza mais instável e reativa a ácidos.

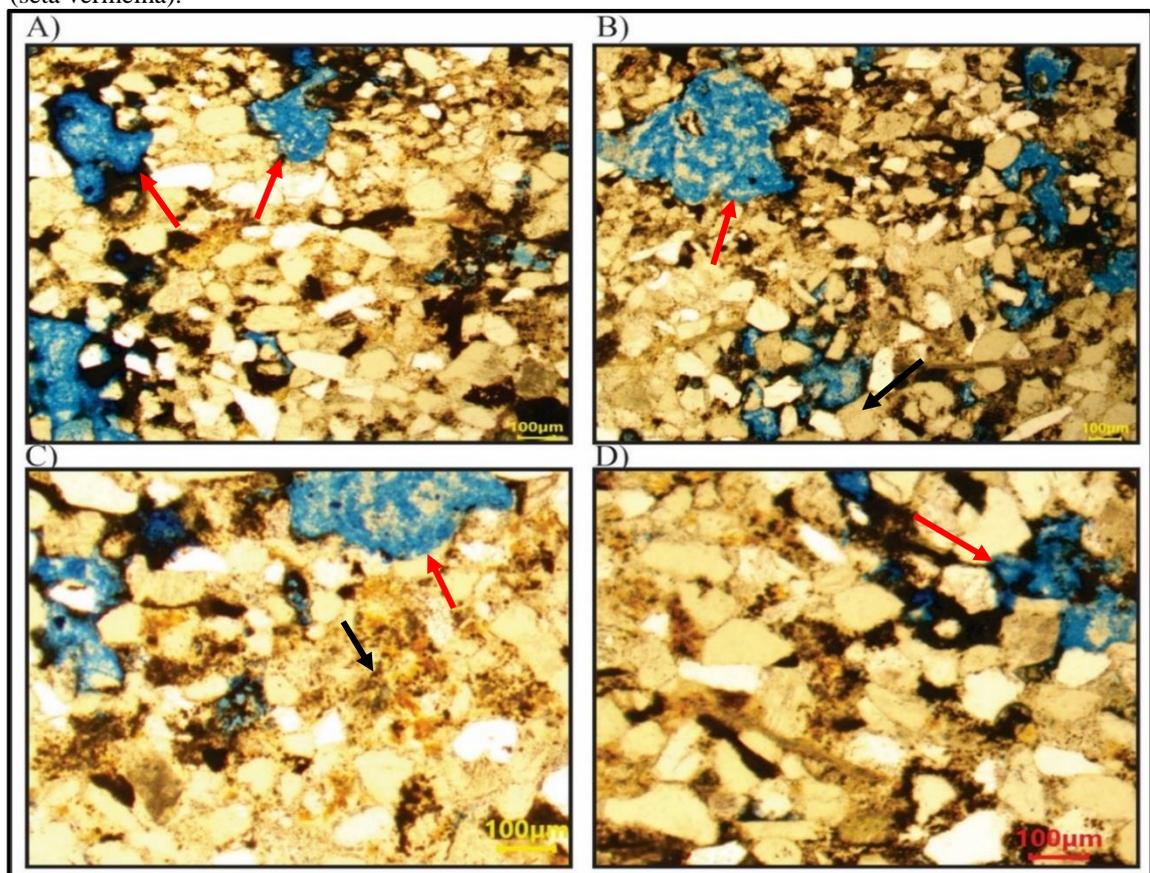
**Tabela 9** - Porosidade da amostra 1 JA06A pelo método de segmentação e contagem.

POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA AMOSTRA 1 JA06A													
01	13,92%	02	12,34%	03	11,57%	04	11,24%	05	15,32%	06	10,05%	07	16,28%
29	11,21%	30	9,12%	31	26,11%	32	23,59%	33	17,31%	34	19,44%	35	14,87%
57	11,32%	58	11,24%	59	18,55%	60	18,12%	61	13,34%	62	11,56%	63	12,82%
85	11,71%	86	9,12%	87	12,43%	88	11,92%	89	15,12%	90	12,63%	91	9,75%
POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA												14%	

Fonte: Autor (2022).

Considerando a amostra 5 JA06A, obteve-se, pela contagem de pontos, uma porosidade de 11%. No entanto, apesar de exibir acréscimo no percentual de dissoluções, esta amostra não demonstrou grande eficiência na dissolução e, conseqüentemente, no aumento de porosidade, mas, sim, aumentou a quantidade de alterações para argilominerais bem como feições de oxidação. Ainda assim, percebe-se um incremento de 1% na porosidade se comparada à amostra JA06A sem ácido. A Figura 42 mostra as feições de dissolução encontradas na amostra 5 JA06A.

**Figura 41** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra 5 JA06A (NP): A) Dissoluções em grãos de feldspatos (setas vermelhas); B) Dissolução em grão de feldspato (seta vermelha) e quartzo (seta preta); C) Dissolução parcial (seta vermelha) feições de oxidação (seta preta) e D) Dissoluções em cimento ferroso (seta vermelha).



Fonte: Autor (2022).

Considerando a técnica da segmentação, a amostra 5 JA06A apresentou uma porosidade de 12%, o que representa também um aumento de 1% na porosidade. A Tabela 10 mostra os valores de porosidade de 28 imagens desta lâmina.

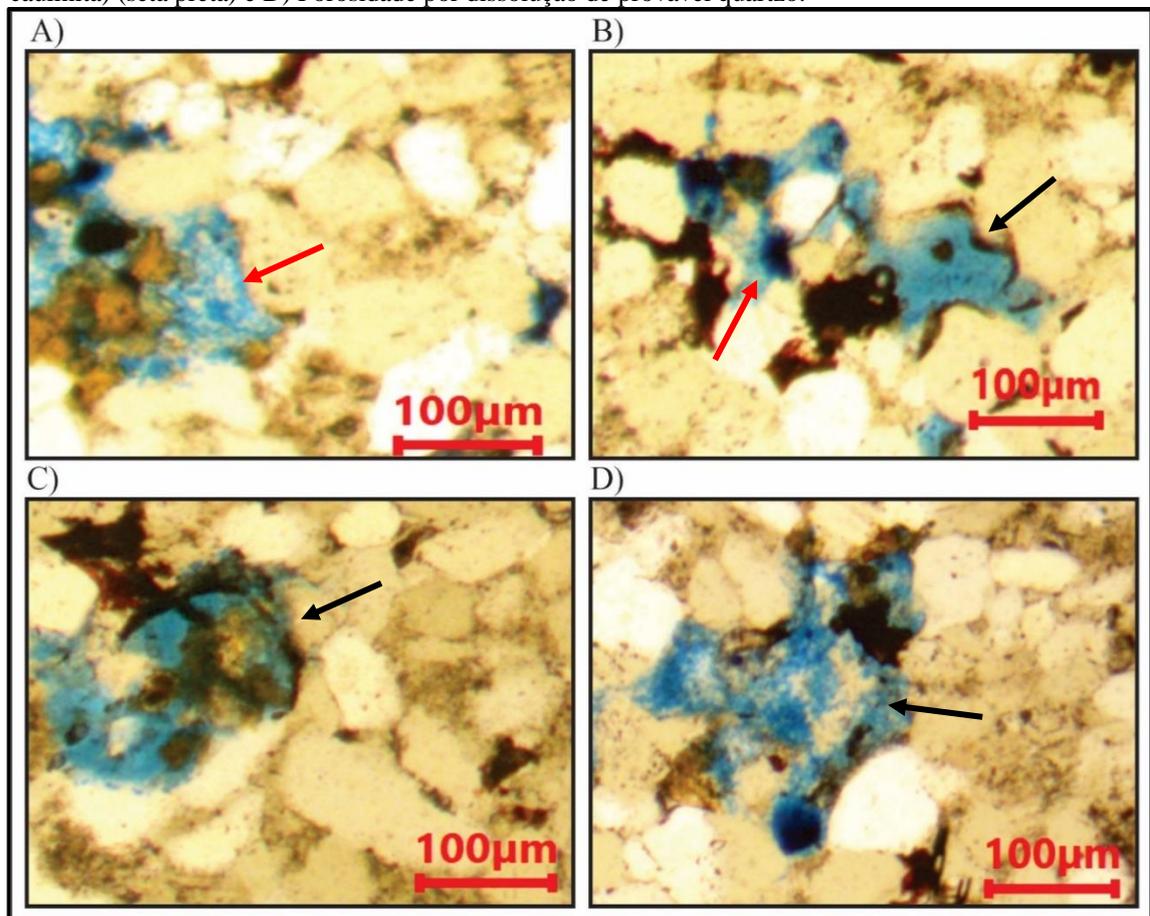
**Tabela 10** - Porosidade da amostra 5 JA06A pelo método de segmentação e contagem.

POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA AMOSTRA 5 JA06A													
01	12,96%	02	10,34%	03	8,09%	04	16,49%	05	12,97%	06	11,92%	07	10,83%
29	14,70%	30	12,96%	31	9,68%	32	12,00%	33	11,36%	34	9,81%	35	17,62%
57	12,09%	58	11,29%	59	17,81%	60	12,82%	61	16,85%	62	15,95%	63	13,58%
85	9,20%	86	9,00%	87	8,01%	88	11,32%	89	10,41%	90	6,16%	91	9,49%
POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA											12%		

Fonte: Autor (2022).

A amostra 1 JA12B não apresentou ganho de porosidade, mesmo após a acidificação com o  $\text{HNO}_3$ , exibindo uma porosidade menor do que a encontrada na amostra JA12B sem ácido. Como mostra a Figura 43, a porosidade encontrada nessa rocha deriva de pequenas dissoluções, porém, a mesma já apresentava essas feições, mesmo antes da aplicação do ácido.

**Figura 42** - Fotomicrografia de porosidade (cor azul) da amostra 1 JA12B (NP): A) Poros por dissolução de provável grão de quartzo (seta vermelha); B) Porosidade secundária por dissolução de provável quartzo (seta preta) e cimento ferruginoso (seta vermelha); C) Porosidade dissolução em argilominerais (possível caulinita) (seta preta) e D) Porosidade por dissolução de provável quartzo.



Fonte: Autor (2022).

As fotomicrografias mostram algumas regiões da amostra com dissoluções. A quantificação da porosidade mostra que a acidificação não foi efetiva, pois esta amostra apresentou porosidade inferior à amostra JA12B sem ácido, sendo de 1% pela contagem de pontos 1,15% pela segmentação, conforme a Tabela 11.

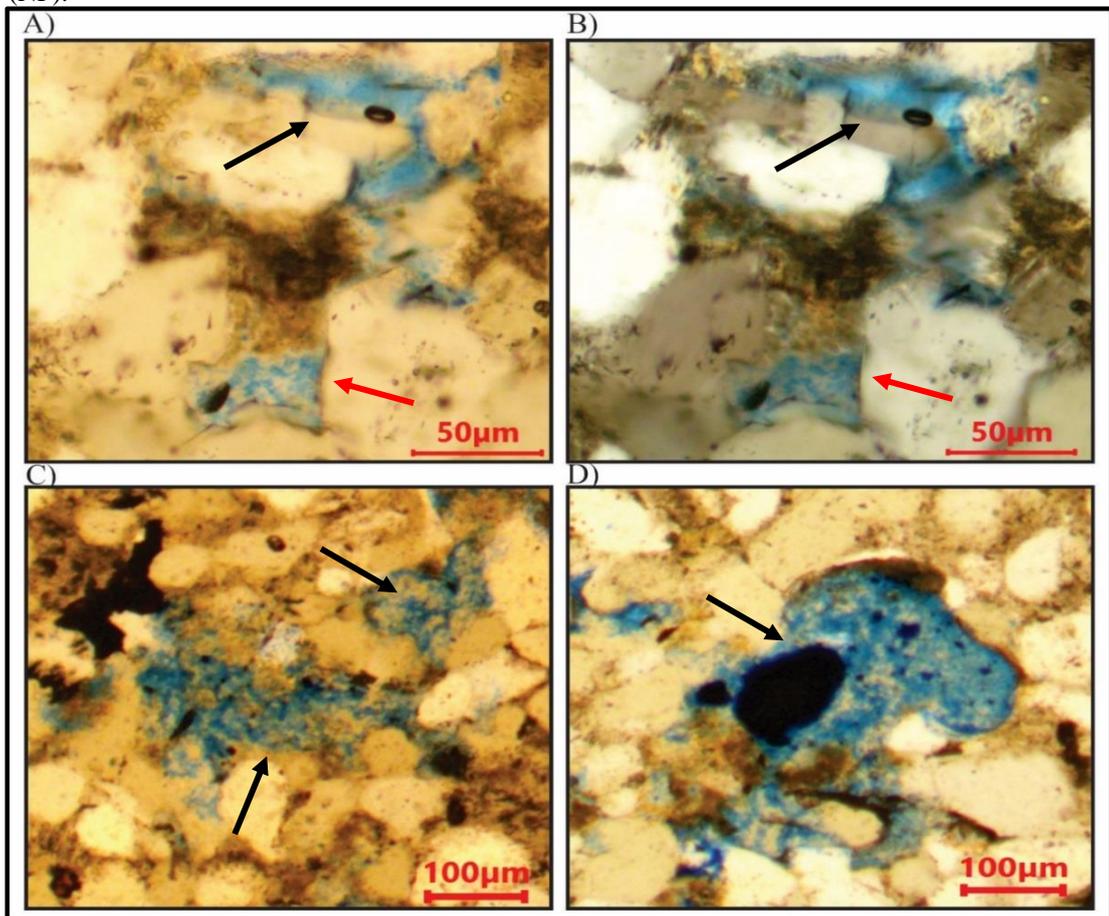
**Tabela 11** - Porosidade da amostra 1 JA12B pelo método de segmentação e contagem.

POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA AMOSTRA 1 JA12B													
<b>01</b>	2,03%	<b>02</b>	0,74%	<b>03</b>	2,14%	<b>04</b>	1,95%	<b>05</b>	1,15%	<b>06</b>	1,98%	<b>07</b>	2,33%
<b>29</b>	1,06%	<b>30</b>	1,10%	<b>31</b>	1,06%	<b>32</b>	0,93%	<b>33</b>	0,66%	<b>34</b>	0,95%	<b>35</b>	0,89%
<b>57</b>	2,05%	<b>58</b>	1,03%	<b>59</b>	0,90%	<b>60</b>	1,83%	<b>61</b>	0,75%	<b>62</b>	0,69%	<b>63</b>	0,47%
<b>85</b>	0,15%	<b>86</b>	1,89%	<b>87</b>	1,80%	<b>88</b>	0,35%	<b>89</b>	0,41%	<b>90</b>	0,46%	<b>91</b>	0,38%
<b>POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA</b>													
<b>1,15%</b>													

Fonte: Autor (2022).

Considerando a amostra 5 JA12B, também foram observados alguns pontos de dissolução de minerais e de argilominerais, possivelmente caulinita, como mostra a Figura 44B. Porém, esse comportamento não é observado em toda a extensão da lâmina, não sendo suficiente para alterar significativamente o espaço poroso dessa rocha.

**Figura 43** - Porosidade da amostra 5 JA12B: A) Dissolução de grão alterado (feldspato?) (seta vermelha) e quartzo (seta preta) (NP); B) Foto (A) com nicol paralelo; C) Porosidade por dissolução parcial de provável quartzo (setas pretas) (NP) e D) Porosidade por dissolução de feldspato (seta preta) (NP).



Fonte: Autor (2022).

Na contagem de pontos, essa amostra apresentou 1,3% de porosidade, enquanto na segmentação, a porosidade medida foi de 1,5%, conforme a Tabela 12.

**Tabela 12** - Porosidade da amostra 5 JA12B pelo método de segmentação e contagem.

POROSIDADES DAS 28 IMAGENS DA AMOSTRA 5 JA12B													
<b>01</b>	1,27%	<b>02</b>	0,23%	<b>03</b>	0,85%	<b>04</b>	0,21%	<b>05</b>	0,18%	<b>06</b>	0,22%	<b>07</b>	0,86%
<b>29</b>	1,09%	<b>30</b>	0,72%	<b>31</b>	1,69%	<b>32</b>	1,63%	<b>33</b>	1,07%	<b>34</b>	1,09%	<b>35</b>	1,74%
<b>57</b>	1,08%	<b>58</b>	1,22%	<b>59</b>	1,45%	<b>60</b>	1,40%	<b>61</b>	1,66%	<b>62</b>	1,34%	<b>63</b>	2,23%
<b>85</b>	1,45%	<b>86</b>	1,95%	<b>87</b>	1,92%	<b>88</b>	3,80%	<b>89</b>	3,65%	<b>90</b>	3,05%	<b>91</b>	2,56%
<b>POROSIDADE MÉDIA DA LÂMINA</b>												<b>1,50%</b>	

Fonte: Autor (2022).

Para uma melhor visualização e comparação dos resultados, na Tabela 13 estão descritas de maneira resumida as porosidades identificadas pela contagem de pontos e pela técnica de segmentação, antes e após a acidificação, bem como a diferença percentual entre os valores encontrados por ambas as técnicas e o provável erro inerente ao método da contagem de pontos com nível de confiabilidade de 95,4%, segundo Galehouse (1971).

**Tabela 13** - Valores de porosidade com base nas técnicas de contagem de pontos e segmentação.

Amostras JA06A	Contagem de pontos	Segmentação	Erro provável	Diferença entre técnicas
Amostra JA06A sem ácido	10%	11%	3,46%	10%
Amostra 1 JA06A	12%	14%	3,75%	16,7%
Amostra 5 JA06A	11%	12%	3,61%	9,1%
Amostras JA12B	Contagem de pontos	Segmentação	Erro provável	Diferença entre técnicas
Amostra JA12B sem ácido	1,6%	2%	1,45%	25%
Amostra 1 JA12B	1%	1,15%	1,15%	15%
Amostra 5 JA12B	1,3%	1,5%	1,31%	15,4%

Fonte: Autor (2022).

Levando em consideração a diferença entre as técnicas, percebeu-se que a segmentação mostrou valores superiores de porosidade, se comparada à contagem de pontos. A técnica ultrapassou a margem de erro provável que foi indicada por Galehouse (1971). Tal comportamento pode ser atribuído ao fato de a segmentação considerar pixels pequenos que representam regiões da lâmina que não são detectados na contagem de pontos.

Por exemplo, nas regiões escuras cobertas por cimento ferroso, existem pixels azuis que só são vistos aplicando um *zoom* considerável. Esses pontos não são visualizados e, portanto, não são contados na contagem de pontos. No entanto, a segmentação consegue visualizar este pixel e o contabiliza como espaço poroso.

Considerando o erro intrínseco ao processo de contagem de pontos, levou-se em consideração para as seguintes etapas desta pesquisa apenas os valores de porosidade obtidos pela segmentação. A Tabela 14 mostra os valores das porosidades médias antes e após a acidificação, bem como o desvio-padrão e o coeficiente de variação (CV).

**Tabela 14** - Valores da porosidade média, desvio padrão e coeficiente de variação das 28 imagens de cada amostra.

<b>Amostras JA06A</b>	<b>Porosidade média</b>	<b>Incremento de porosidade</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Coeficiente de variação (CV)</b>
<b>Amostra JA06A sem ácido</b>	11%	-	1,58%	14,38%
<b>Amostra 1 JA06A</b>	14%	3%	4,16%	29,73%
<b>Amostra 5 JA06A</b>	12%	1%	2,91%	24,44%
<b>Amostras JA12B</b>	<b>Porosidade média</b>	<b>Incremento de porosidade</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Coeficiente de variação (CV)</b>
<b>Amostra JA12B sem ácido</b>	2%	-	1,51%	76%
<b>Amostra 1 JA12B</b>	1,15%	0%	0,65%	56,8%
<b>Amostra 5 JA12B</b>	1,5%	0%	0,93%	62,7%

Fonte: Autor (2022).

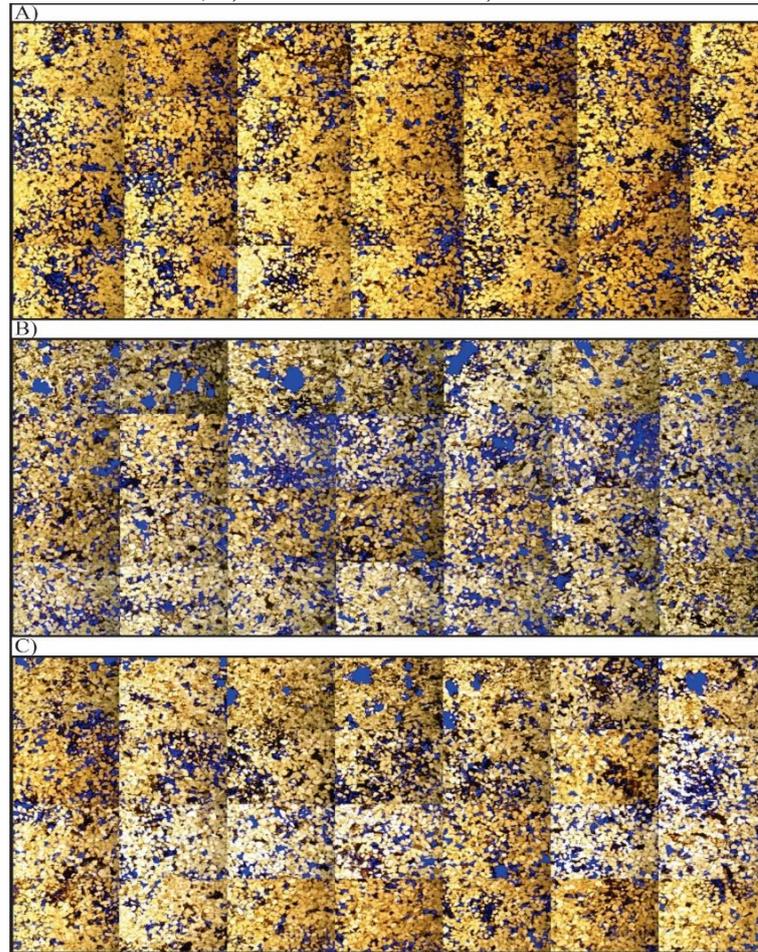
A variabilidade dos dados referentes à porosidade é dada pela interpretação do desvio-padrão e do coeficiente de variação. A dispersão dos dados com relação à média é dada pelo desvio-padrão.

Em relação às amostras JA06A, a amostra sem ácido apresentou o menor desvio-padrão (1,58%). Já as amostras 1 JA06A e 5 JA06A apresentaram os maiores desvios, 4,16% e 2,91%, respectivamente. Isso indica que algumas imagens dessas lâminas apresentam valores de porosidade distantes da média de porosidade. Esse comportamento é observado por causa das dissoluções induzidas pelos ácidos em regiões com maiores presença de minerais mais afetados pela acidificação, o que provocou aumento de porosidade em determinadas regiões da lâmina.

Analisando o coeficiente de variação dessas amostras, conclui-se que a amostra JA06A sem ácido apresenta maior homogeneidade na distribuição de porosidades das 28 imagens analisadas. Já a amostra que apresentou maior ganho de porosidade, amostra 1 JA06A, foi a que apresentou maior heterogeneidade dos dados. Tal comportamento heterogêneo foi observado durante a segmentação da porosidade, onde regiões com maior presença de minerais instáveis foram mais suscetíveis às dissoluções provocadas pela acidificação (Figura 45B), gerando valores acima da média calculada

Para facilitar a observação da distribuição da porosidade nas lâminas, a Figura 45 mostra as imagens segmentadas das três lâminas JA06A, em que é possível observar as porosidades encontradas pela técnica de segmentação. É possível notar que a amostra 1 JA06A (Figura 45B) apresenta maior porosidade (regiões destacadas em azul) e maior heterogeneidade na distribuição da porosidade, com regiões que apresentam concentrações de poros.

**Figura 44** - Imagens segmentadas das amostras JA06A: A) Amostra JA06A sem ácido; B) Amostra 1 JA06A e C) Amostra 5 JA06A.



Fonte: Autor (2022).

Considerando as amostras JA12B, a amostra 1 JA12B apresentou o menor desvio-padrão (0,65%) e o menor coeficiente de variação (56,8%), indicando maior homogeneidade na distribuição dos poros. Já a amostra JA12B sem ácido apresenta as maiores variações para esses indicadores, 1,51% e 76%, respectivamente. No entanto, vale destacar que, para as médias encontradas nessas amostras, os desvios-padrões encontrados foram altos, indicando que há grande dispersão das porosidades em relação à porosidade média.

Ao analisar o coeficiente de variação das amostras JA12B, percebe-se que estes assumem valores elevados, confirmando a heterogeneidade na distribuição da porosidade dessas amostras, em que algumas regiões exibem porosidade muito baixa. Esse comportamento pode ser observado na Figura 46A. Algumas regiões apresentam porosidades mais altas, enquanto outras, praticamente não apresentam porosidade. É possível notar que a amostra 1 JA12B (Figura 46B) apresenta a menor porosidade.

**Figura 45** - Imagens segmentadas das amostras JA12B: A) Amostras JA12B sem ácido; B) Amostra 1 JA12B e C) Amostra 5 JA12B.



Fonte: Autor (2022).

#### 5.4.2 Permeabilidade

Com as porosidades médias e os tamanhos médios dos grãos de cada amostra, obtidos pela análise microscópica, procedeu-se o cálculo das permeabilidades, através da equação de *Kozeny-Carman*. As permeabilidades das amostras sem ácido e das amostras acidificadas são mostradas na Tabela 15.

**Tabela 15** - Valores de porosidade média, tamanho do grão e permeabilidade.

Amostras JA06A	Porosidade média	Tamanho médio do grão	Permeabilidade
Amostra JA06A sem ácido	11%	0,15 mm	212,8 mD
Amostra 1 JA06A	14%	0,15 mm	469,9 mD
Amostra 5 JA06A	12%	0,15 mm	282,6 mD
Amostras JA12B	Porosidade média	Tamanho médio do grão	Permeabilidade
Amostra JA12B sem ácido	2%	0,08 mm	0,3 mD
Amostra 1 JA12B	1,15%	0,08 mm	0,056 mD
Amostra 5 JA12B	1%	0,08 mm	0,125 mD

Fonte: Autor (2022).

De maneira geral, as amostras JA12B, as quais apresentam maiores percentuais de quartzo estando muito próximos à classificação de quartzarenitos, mostraram menores porosidades do que as amostras JA06A, que são mais ricas em feldspatos. A porosidade secundária encontra-se muito presente nas amostras JA06A.

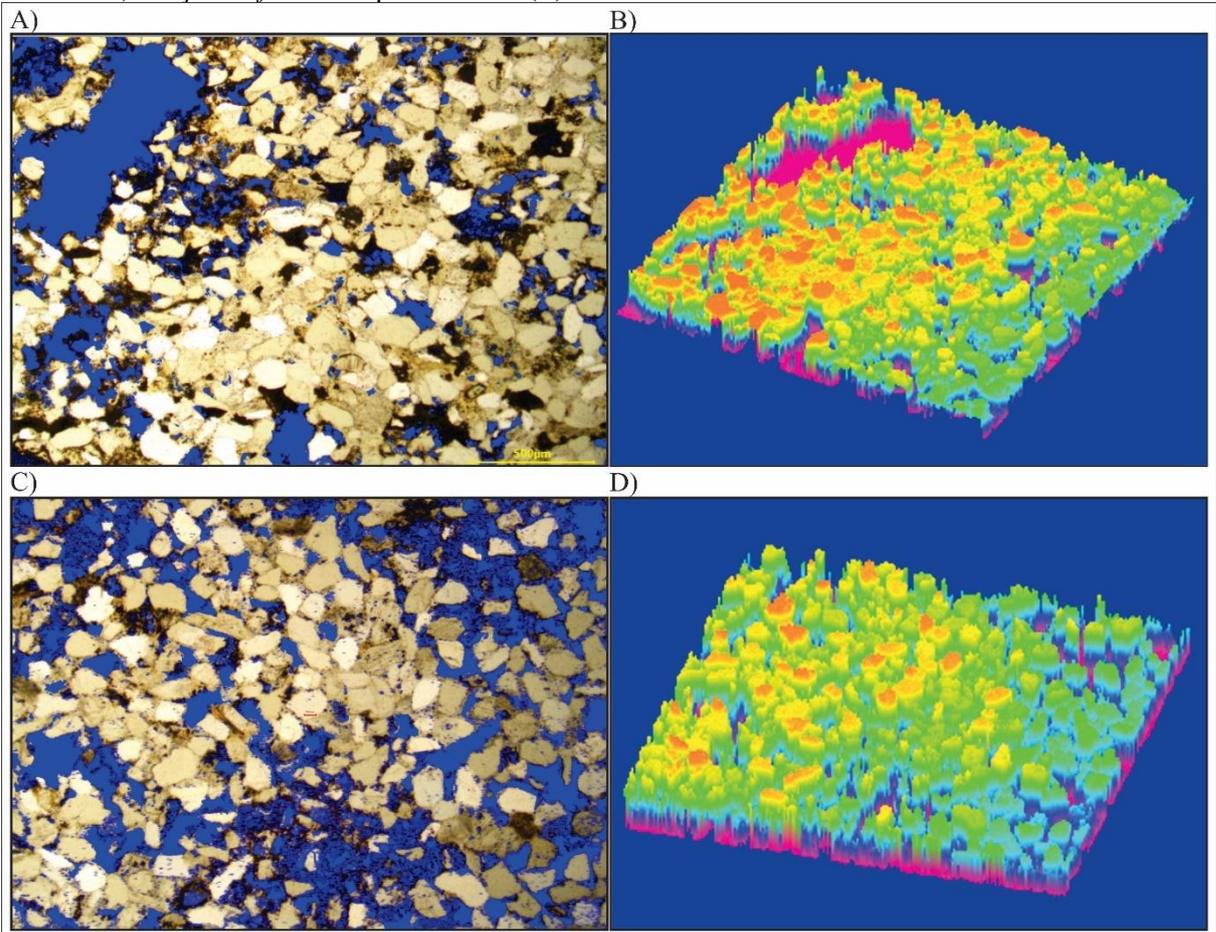
A análise dos resultados permitiu constatar que as amostras que mais apresentaram ganhos de porosidade e permeabilidade foram a amostra 1 JA06A, que apresentou melhor resultado, e a amostra 5 JA06A, secundariamente.

Ressalta-se que, apesar da correlação de *Kozeny-Carman* mostrar que as amostras acidificadas apresentaram aumento na permeabilidade, vale destacar que essa correlação é inteiramente dependente da porosidade e do tamanho médio do grão. Como o tamanho médio dos grãos não muda (considerando as mesmas amostras), qualquer alteração na porosidade, provocará alteração no cálculo da permeabilidade.

Uma vez que as amostras acidificadas apresentaram incremento nos valores de porosidade, conseqüentemente a permeabilidade foi aumentada. Entretanto, os valores de permeabilidade podem não ser representativos da permeabilidade efetiva da rocha. A observação das fotomicrografias das porosidades das amostras permite inferir que a atuação dos ácidos foi maior em grãos instáveis, provocando dissoluções e gerando porosidade secundária intragranular. Porém, poucos pontos de dissolução de minerais argilosos que compõem a matriz das amostras estudadas foram observados. Dessa forma, depreende-se que os ácidos pouco atuaram na remoção ou dissolução desses materiais finos que obstruem os espaços porosos da rocha.

A função “*Surface Plot*” do *software* OPTHD foi utilizada para demonstrar a baixa interconectividade dos poros no plano da lâmina delgada, mesmo apresentando valores de porosidades considerados bons, como mostra a Figura 47, onde as regiões mais altas, representadas pelas cores amarela, laranja e verde (Figura 47B e 47D), correspondem a parte sólida da amostra (grãos, matriz e cimento) e as regiões mais profundas, em azul e rosa (Figura 47A e 47C), representam os poros. Nota-se, então, neste plano, que a porção correspondente à porosidade não apresenta grandes canais permeáveis. Porém, para o entendimento da permeabilidade em outros planos da amostra, devem ser realizados métodos mais aprofundados de estudo. A função utilizada considera uma espessura mínima da lâmina para gerar uma imagem tridimensional, baseada na luminosidade e intensidade de cores.

**Figura 46** - Imagem tridimensional mostrando a baixa interconectividade das amostras: A) Fotomicrografia da amostra 1 JA06A segmentada (NP); B) Função *Surface Plot* aplicada a foto (A); C) Fotomicrografia da amostra 1 JA06A e D) Função *Surface Plot* aplicada a foto (C).



Fonte: Autor (2022).

## 6 CONCLUSÕES

Os dados obtidos por meio da caracterização petrográfica permitiram classificar todas as amostras estudadas como subarcóseos. Pôde-se observar que boa parte da porosidade primária das amostras foi reduzida por processos diagenéticos, como cimentação, infiltração de argila e compactação. No entanto, processos diagenéticos também contribuíram para originar porosidade secundária, principalmente por dissolução.

Observou-se que, dentre as concentrações analisadas, os resultados mais significativos em relação ao aumento de porosidade foram obtidos na amostra 1 JA06A, acidificada com 5% de HCl, que gerou um acréscimo de aproximadamente 3%.

Vale destacar que esta amostra exibiu grandes percentuais de feldspatos potássicos, representados por ortoclásio e microclina, e somente nas amostras JA06A foram identificados plagioclásios. Apesar da afinidade do HCl com minerais carbonáticos, este apresentou uma influência positiva na geração de porosidade secundária atuando na dissolução de minerais mais instáveis, como o feldspato. Plagioclásios, que possuem cálcio em sua composição, podem ter contribuído para este ácido ter apresentado melhores resultados nesta amostra.

A amostra 5 JA06A, acidificada com a mistura ácida de 5% HCl + 5% HNO<sub>3</sub>, apesar de ter exibido feições de dissolução de minerais e conseqüentemente um aumento de 1% no valor da porosidade, apresentou aumento na quantidade de argilas provenientes de precipitações e alterações, além de alterações com o óxido/hidróxido de ferro.

Em relação às amostras JA12B, apesar de apresentarem composições dos constituintes principais semelhantes às amostras JA06A, destaca-se que aquelas sofreram com muito mais intensidade os processos diagenéticos responsáveis pela silicificação, possivelmente pela influência dos derrames basálticos próximos aos pontos de coleta.

Tanto a amostra 1 JA12B, quanto a amostra 5 JA12B não sofreram mudanças significativas como as observadas nas amostras JA06A, tais como dissolução, alteração mineralógica e precipitação. Ademais, não foram identificadas alterações nas propriedades permoporosas que pudessem representar ganhos significativos para serem estudados com mais detalhes.

Destaca-se que, mesmo expressando um incremento de porosidade e, conseqüentemente da permeabilidade, algumas outras análises quantitativas da permeabilidade devem ser utilizadas para avaliar com maior precisão tal propriedade.

As informações obtidas nesta pesquisa apontam que os ácidos atuaram de maneira mais eficaz em minerais mais instáveis, provocando, nesses minerais, estruturas de

microporosidade intragranular, não apresentando interconectividade visível entre essas estruturas porosas, de modo que não foram tão eficazes em criar canais permeáveis. Dessa maneira, observou-se que, na prática, a permeabilidade efetiva das amostras não sofreu grandes incrementos, como aponta a correlação de *kozeny-Carman*.

Dessa forma, pode-se inferir que, utilizando-se a metodologia de embebição, mostra-se necessário que a amostra de rocha apresente boa porosidade original para se obter algum sucesso na aplicação da acidificação.

Portanto, alguns passos são necessários para o sucesso da aplicação da acidificação nos arenitos, como: determinar inicialmente a presença dos danos removíveis por ácidos, identificando primeiramente qual a composição mineralógica e as propriedades petrofísicas da formação geológica onde será aplicada a técnica; definir os tipos de ácidos que sejam apropriados para remover e dissolver os minerais identificados no primeiro passo; estabelecer as concentrações e volumes das soluções ácidas; avaliar a necessidade do uso de aditivos; escolher o método de injeção do ácido; garantir a boa execução e qualidade do tratamento e avaliar o tratamento.

A partir destes apontamentos, conclui-se que esta pesquisa pode representar um avanço inicial atribuindo conhecimento aos acontecimentos decorrentes do processo de acidificação de rochas areníticas por embebição, agregando informações aos estudos relacionados aos reservatórios de petróleo, diversificando a escolha dos ácidos e das concentrações para otimizar o processo de acidificação.

## 7 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros podem ser apresentadas algumas sugestões:

- Aperfeiçoamento do método de injeção do ácido na amostra de rocha, em escala de bancada;
- Ensaios com rochas com diferentes composições das estudadas nesta pesquisa;
- Investigação do efeito de precipitação induzida pela solução ácida;
- Estudo de outras variáveis importantes na técnica de acidificação, como pressão, temperatura, tempo de exposição ao ácido, concentrações e tipos de ácidos;
- Aprofundamento da análise qualitativa da porosidade efetiva e, conseqüente, da permeabilidade das rochas, através de escaneamentos tomográficos e microscopia eletrônica de varredura;
- Realização de modelagem numérica com os dados obtidos em laboratório e comparação desses resultados.

A modelagem e a simulação numérica associadas ao tratamento de imagens podem ser grandes aliados da técnica de acidificação e podem gerar um novo conhecimento a respeito da aplicabilidade da acidificação utilizando diferentes combinações de ácidos, destinando-se a determinar as melhores condições para se alcançar incrementos significativos em porosidade e permeabilidade de reservatórios areníticos.

A técnica de segmentação semiautomática utilizada neste trabalho pode ser implementada através de um pacote de ferramentas projetados para ajudar a criar fluxos de trabalho para automatizar aspectos da análise de imagem das lâminas delgadas (*TSA: Thin Section Analysis*) para:

- Compor um mosaico com um número finito de imagens fácil, rápido e segmentado;
- Adicionar linhas pretas dividindo as imagens para evitar que o *software* de análise externo (*e.g. JMicroVision*) conecte poros de imagens diferentes;
- Adicione a linha de escala e o número à imagem analisadas;
- Evitar ter que inserir os limites do compartimento do histograma toda vez;
- Salvar relatório em um arquivo para ser copiado em outros relatórios de forma automatizada;
- Classificar os Tipos Petrofísicos de Rochas (PRT) e as propriedades Petrofísicas com base apenas na segmentação da imagem, onde as estimativas serão baseadas totalmente na fotomicrografia de seção delgada da rocha;

- Com cada PRT, dentro de cada tipo de rocha, que também deve apresentar propriedades petrofísicas semelhantes (porosidade, permeabilidade), será possível, a partir de um conjunto de dados de propriedades petrofísicas disponíveis (em um conjunto de dados de treinamento, usando técnicas de aprendizado de máquina), poderemos facilmente criar algoritmos de regressão estimadas das propriedades: porosidade e permeabilidade.
- Possibilitar a simulação direta de fluxo monofásico de fluido em escala de poros a partir de imagens de seção delgada da rocha já pré-tratada e segmentada.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELMONEIM, S. S.; H. A. NASR-EL-DIN. Determining the Optimum HF Concentration for Stimulation of High Temperature Sandstone Formations. Society of Petroleum Engineers, Budapeste, Hungary, jun. 2015. SPE-174203-MS. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/174203-MS>. Acesso em: 10 mai. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Décima Quarta Rodada de Licitações. Rio de Janeiro, 27 set 2017. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-parnaiba.pdf>> Acesso em: 03 jan. 2022.

AHR, W. M. Geology of Carbonate Reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. Wiley, Hoboken, 2008, p. 277.

AL-HARTHY, S. A. et al. Options for high-temperature well stimulation. Oil Field Review Winter, p. 52–62, 2009. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/294798526\\_Options\\_for\\_high-temperature\\_well\\_stimulation](https://www.researchgate.net/publication/294798526_Options_for_high-temperature_well_stimulation). Acesso em: 10 mai. 2022.

AL-RAMADAN, K. et al. Distribution of diagenetic alterations within the sequence stratigraphic framework of shoreface siliciclastic deposits: evidence from Jurassic deposits of ne France. Journal of Sedimentary Research, v. 75, p. 943-959, 2005. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/292697840\\_Distribution\\_of\\_diagenetic\\_alterations\\_within\\_the\\_sequence\\_stratigraphic\\_framework\\_of\\_shoreface\\_siliciclastic\\_deposits\\_evidence\\_from\\_the\\_Jurassic\\_deposits\\_of\\_NE\\_France](https://www.researchgate.net/publication/292697840_Distribution_of_diagenetic_alterations_within_the_sequence_stratigraphic_framework_of_shoreface_siliciclastic_deposits_evidence_from_the_Jurassic_deposits_of_NE_France). Acesso em: 20 jun. 2022.

AUM, P. T. P. Aplicação De Sistemas Microemulsionados Ácidos em Acidificação de Poços. 2011. 101 p. Tese (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

AUM, P. T. P. Novos Sistemas Microemulsionados para Aplicação na Estimulação de Carbonatos. 2016. 152 p. Tese (Doutorado em Ciência de Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

BATISTA, Z.V. Caracterização faciológica, petrográfica e diagenética das Sequências basais das bacias do Parnaíba, Araripe, São José do Belmonte e Lavras da Mangabeira: contribuição às possíveis correlações dos arenitos basais e suas implicações geotectônicas. 2015. 236p. Tese (Doutorado em Geologia). Instituto de Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

BATISTA. Z. V. et al., 2021. Influência dos processos diagenéticos na porosidade dos arenitos da formação Iboperi, Bacia de Lavras da Mangabeira, estado do Ceará. Revista

de Geociências do Nordeste. [S. l.], v. 7, n. 2, p. 282–294, 2021. DOI: 10.21680/2447-3359.2021v7n2ID22226. Disponível em: <https://periodicos.ufrn.br/revistadoregne/article/view/22226>. Acesso em: 5 mar. 2022.

BERNARDES, E. S. Diagênese da formação Corumbataí na mina Partezani, Rio Claro – SP. 2005. Tese (Doutorado em Geologia) – Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2005.

CARMAN, P. C. Fluid flow through granular beds. *Trans. Inst. Chem. Eng.*, v. 15, 1937, p.150-166.

CARVALHO, R.R.et al. 2018. The basal siliciclastic Silurian-Devonian Tacaratu formation of the Jatobá basin: Analysis of facies, provenance and palaeocurrents. *Journal of South American Earth Sciences* 88, 94–106. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2018.07.004>. Acesso em: 5 dez. 2022.

COSTA, A.B.S. et al. 2014. Diagênese dos arenitos da tectonossequência rifte na Bacia do Araripe, NE do Brasil. *Brazilian Journal of Geology*, v. 44, n. 3, p. 457-470.

CRAIG, D.C.; LOUGHNAN, F.C. Chemical and mineralogical transformations accompanying the weathering of basic volcanic rocks from New South Wales. *Australian Journal of Soil Research*, v. 2, p.218-234, 1964;

CUPERTINO, D. F. Caracterização de propriedades do meio poroso em solo arenoso através de permo-porosímetro a gás. 2005. 68 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2005. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/4841>. Acesso em: 15 abr. 2022.

DE ROS, L. F. Heterogeneous generation and evolution of diagenetic quartzarenites in the Siluro-Devonian Furnas Formation of the Paraná Basin, Southeast Brazil. *Sedimentary Geology Research Group, Institute of Earth Sciences. Uppsala, Sweden*, p.99-128, 1998. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S003707389700081X?via%3Dihub>. Acesso em: 10 mar. 2022.

DE ROS, L. F.; MORAES, M. A. S. Sequência diagenética em arenitos: uma discussão inicial. In: *Congresso Brasileiro de Geologia. 34. Goiânia, 1986. Anais...*, SBG. v. 1. Goiânia. 1984. p.894-902.

ECONOMIDES, M. et al. *Petroleum Production Systems*, 2nd ed. Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 2013.

ECONOMIDES, M.; NOLTE, K. *Reservoir Stimulation*. 3. ed. Sugar Land: Wiley, 2000.

EGGLETON, R.A.; FOUDOULIS, C.; VARKEVISSER, D. Weathering of basalt: changes in rock chemistry and mineralogy. *Clays and Clay Minerals*, v. 35(3), p.161-169, 1987.

ELIAS, A.R., DE ROS, L.F., MIZUSAKI, A.M., & ANJOS, S.M. 2004. Diagenetic patterns in eolian/coastal sabkha reservoirs of the Solimões Basin, northern Brazil. *Sedimentary Geology*, v. 169, n. 3-4, p. 191-217.

FILHO, O.M., NETO, H. V. *Processamento Digital de Imagens*. 1º ed. Brasil: Basport, 1999.

FOLK, R. L. *Petrology of sedimentary rocks*. Austin: Hemphill's. 182p., 1968.

FURTADO, L. B. Desenvolvimento de inibidores verdes a base de alquifenóis para aplicação em fluidos de acidificação para poços de petróleo. 2017. 144 p. Tese

(Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

GALEHOUSE, J. S. 1971. Point Counting. In: CARVER, R. E. (Ed.). Procedures in Sedimentary Petrology, New Yor, Wiley – Interscience, p. 385 – 407.

GESICKI, A. L. D. et al. Determinação quantitativa de parâmetros texturais de arenitos eólicos através de análise de imagens digitais de seções delgadas. Revista Brasileira de Geociências. Rio Claro, RJ, V. 39 (2), p. 267-675, 2009. Disponível em: <https://www.ppegeo.igc.usp.br/index.php/rbg/article/view/7662>. Acesso em: 10 abr. 2022.

GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p. 57 – 67, 1994.

GOMAA, A. M. et al. An effective single-stage acid system for sandstone formations. Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, jun. 2013.

GOMEZ, J. N. Design, setup and testing of a matrix acidizing apparatus. 2006. 90p. Tese (Mestrado em Ciências) - Texas A&M University, Texas, 2006.

HALFEN, L. M.; DE ROS, L. F. A gênese de argilominerais diagenéticos e seu impacto sobre a porosidade de arenitos do pré-sal (aptiano) da bacia do Espírito Santo. 2017. 87 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

HILL, A. D.; SEPEHRNOORI, K.; WU, P. Y. 1994. Design of the HCl preflush in sandstone acidizing. Society of Petroleum Engineers. Dallas, Texas, 1994.

HONG, L. V.; MAHMUD, H. B. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstones matrix acidizing technique: a comprehensive review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 11 June 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0496-6>. Acesso em: 05 jul. 2022.

ILDEFONSE, P. Analyse pétrographique des altérations prémétéoriques et météoriques de deux roches basaltiques (basaltes de Belbex, Cantal et Hawaiite de M'Bouda, Cameroun). 142f. Tese (Doutorado em Geologia), Université de Paris VII, Paris, França, 1987;

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2021. World Energy Balances: Overview, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>> Acesso em: 10 fev.2022.

JESUS, C. M. Petrografia das Rochas Siliciclásticas da Formação Urucutuca, Bacia de Almada / Porção Emersa, Bahia. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2004. 134p.

KAHN J.S. 1956. The analysis and distribution of the properties of packing in sand-size sediments. Journal of. Geology, 64:385-395.

KALFAYAN, L. Production enhancement with acid stimulation. 2. ed. Oklahoma: PennWell, 2008.

KNOX, J. A.; POLLOCK, R. W.; BEECROFT, W. H. The chemical retardation of acid and how it can be utilized. In: 15<sup>TH</sup> ANNUAL TECHNICAL MEETING. Technical Presentation. SPE. Calgary, 1964.

KOZENY, J. Ueber kapillare leitung des wassers im boden. Stizungsber Akad. Wiss., Wien, 136 (2a), p. 27-306.

KRYNINE, P. D. The megascopic study and field classification of sedimentar rocks. Journal of Geology, n. 56, p. 130-165, 1948.

LEINZ, V. Geologia Geral. São Paulo: Editora Nacional, São Paulo, 1963. 475p

LIU P. et al. 2017. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 154, p. 284-301, 2017.

LIU, P. et al. Three-dimensional simulation of acidizing process in carbonate rocks using the Darcy-Forchheimer framework. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, v. 75, p.48, 2020.

LUCAS, C. R. S. Desenvolvimento de Sistemas Microemulsionados Retardados para Aplicação na Estimulação Ácida em Reservatórios Carbonáticos. Tese (Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

LUKIN, N. Simulação do escoamento em sistemas porosos usando MPS (Moving-article Semi-Implicit). 2009, 52 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

MACHADO, A. C. Estudo de acidificação em rochas carbonáticas utilizando microtomografia por transmissão de raios X. 2016. 113 p. Tese (Doutorado - Programa de Engenharia Nuclear) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

MORAD, S. et al. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: implication for mass transfer in sedimentary basins. Sedimentology, v. 47, p. 389-449, 2000.

MORAD, S.; KETZER, J.M.; DE ROS, L.F. Linking diagenesis to sequence stratigraphy: an integrated tool for understanding and predicting reservoir quality stribution. Int. Assoc. Sendimental. Espec. Wiley-Blackwell, p.1-36, 2012.

MUSEU DE MINERAIS, MINERIOS E ROCHAS HEINZ EBERT. Banco de Dados. 2021. Disponível em: <https://museuhe.com.br/banco-de-dados/>. Acesso em: 6 jan. 2021.

NICHOLS, G. Sedimentology and Stratigraphy. 2nd ed. Oxford, USA: Wiley-Blackwell, p. 432, 1999.

NITTERS, G., B. PITTENS, N. BUIK. Well Stimulation Techniques for Geothermal Projects in Sedimentary Basins. IF Technology, p. 175, 2016.

OLIVEIRA, A. D. Análise das alterações físico-químicas decorrentes de ensaios de dissolução em rochas carbonáticas sintéticas. 2016. 120 p. Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, 2016.

PAYTON, R. L., D. CHIARELLA, A. KINGDON. 2021. The Influence of Grain Shape and Size on the Relationship Between Porosity and Permeability in Sandstone. Clastic Sedimentology Investigation (CSI), University of London, Department of Earth Sciences, Egham, Surrey, United Kingdom, British Geological Survey, Keyworth, Nottingham, United Kingdom, 2021.

PATRIER, P.; BEAUFORTB, D.; MASA, A.; TRAINEAUC, H. Superficial clay assemblage associated with the hydrothermal activity of Bouillante (Guadeloupe, French West Indies). Journal of Volcanology and Geothermal Research, v.126, p.143-156, 2003;

PEREIRA, F. S. Comparação de tratamento de incrustação através de acidificação. 2016. 91 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2016.

PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. Sand and Sandstones. New York: Springer-Verlag, 1972.

PONCIANO, L.C.M.O.; DELLA FÁVERA, J.C. 2009. Flood-dominated fluvio-deltaic system: a new depositional model for the Devonian Cabeças Formation, Parnaíba Basin, Piauí, Brazil. Anais da Academia Brasileira de Ciências, 81(4): p.769-780.

PORTO, A. L. Estimativa de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de Raios-X. 2015. 122 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

ROSSI, C. et al. Facies-related diagenesis and multiphase siderite cementation and dissolution in the reservoir sandstones of the khatatba formation, gypt's western desert. Journal of Sedimentary Research, v. 71, p. 459-472, 2001.

SELLEY R. C.; SONNENBERG S.C. Elements of petroleum geology. Third edition, Elsevier, 526p, 2014.

SHAFIQ, M. U. et al. Acidizing of conventional and tight sandstone formation using chelating agentes: mineralogical prospect. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020.

SHAFIQ, M. U. Study of Different Acid Reaction Mechanisms during Matrix Acidizing. 2018. 297 f. Tese (Doutorado em ciências) – Curtin University, Dubai, Emirados Arabes Unidos, 2018.

SHAFIQ, M. U.; MAHMUD, B. H. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017.

SHAFIQ, M. U.; MAHMUD, B. H.; ARIF, M. Mineralogy and Pore Topology Analysis during Matrix Acidizing of Tight Sandstone and Dolomite Formations Using Chelating Agents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.02.057>. Acesso em: 21 jun. 2022.

SILVA, V. H. S. Aplicação de técnicas geológicas e geofísicas no estudo da porosidade em análogos de reservatórios siliciclásticos. Janikian, Liliane. 2021.45 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, 2021.

SMITH, C. F.; A. R. HENDRICKSON. Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs, SPE-980-PA, 1965. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/980-PA>. Acesso em: 25 abr. 2022.

SPIVEY, J. P.; LEE, W. J. *Applied Well Test Interpretation*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013.

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

TEIXEIRA, W. et al. *Decifrando a Terra. Oficina de textos*. São Paulo, 558p., 2003.

TIAB, D.; DONALDSON E. C. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, 2004.

VAZ, P. T. et al. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.253-263, 2007.

VETTORAZZI, A. L. S. Caracterização sedimentológica dos arenitos da formação cabeças (devoniano) na borda leste da bacia do Parnaíba. 2012. Tese (Mestrado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

WANG, X. L. et al. Matrix stimulation: an effective one-step sandstone acid system. Society of Petroleum Engineers, Dallas, 2013.

WORDEN, R. H. & BURLEY, S. D. Sandstone diagenesis: the evolution of sand to stone. In: Burley, S. D. & Worden, R. H. (Eds.). *Sandstone diagenesis: Recent and Ancient*. International Association of Sedimentologists, p. 1-42, 2003.

YANG, F. et al. Acidizing sandstone reservoirs using HF and organic acids. Society of Petroleum Engineers, Dallas, 2012.

YIP, K; ZHAO, F. Spatial aggregation: theory and applications. *Journal of Artificial Intelligence Research*, v. 5, p. 01-26, 1996.

ZENG, Z.; GRIGG, R. A criterion for non-Darcy flow in porous media. *Transport in Porous Media*, v. 63, n. 1, 57-69, 2006.

ZUFFA G.G. Optical analysis of arenites: influence of methodology on compositional results.  
In: Zuffa G.G. (ed.) Provenance of Arenites. Dordrecht, Germany, D. Reidel Pub., p.165-189,  
1985.