



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

SHIRLEY MINNELL FERREIRA DE OLIVEIRA

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO E QUÍMICO DAS FRATURAS
DE ROCHAS CARBONÁTICAS**

Recife
2019

SHIRLEY MINNELL FERREIRA DE OLIVEIRA

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO E QUÍMICO DAS FRATURAS
DE ROCHAS CARBONÁTICAS**

Tese submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutora em Engenharia Civil.

Área de concentração: Geotecnia.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Coorientadora: Prof^a. Dr^a. Analice França Lima Amorim.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

- O48e Oliveira, Shirley Minnell Ferreira de.
Estudo do comportamento geomecânico e químico das fraturas de rochas carbonáticas / Shirley Minnell Ferreira de Oliveira. – 2019.
182 folhas, il., gráfs., tabs.
- Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.
Coorientadora: Profa. Dra. Analice França Lima Amorim.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019.
Inclui Referências e Apêndices.
1. Engenharia Civil. 2. Rocha carbonática. 3. Fratura induzida.
4. Resistência ao cisalhamento direto. 5. Fluido reativo. I. Guimarães,
Leonardo José do Nascimento. (Orientador). II. Amorim, Analice França
Lima. (Coorientadora). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-480

SHIRLEY MINNELL FERREIRA DE OLIVEIRA

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO E QUÍMICO DAS FRATURAS
DE ROCHAS CARBONÁTICAS**

Tese submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutora em Engenharia Civil.

Aprovada em: 30/08/2019

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr^a. Analice França Lima Amorim (Coorientadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr^a. Leila Brunet de Sá Beserra (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr^a. Lícia Mouta da Costa (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr^a. Maria Odete Holanda Mariano (Examinadora Interna)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Silvio Romero de Melo Ferreira (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

A Deus, fonte de misericórdia, em quem sempre posso confiar.

A minha mainha, Maria do Carmo Ferreira de Oliveira, um exemplo de vida, bondade e amor, uma mãe maravilhosa que sempre estará em meu coração.

Aos meus queridos e amados irmãos, Antonio Belarmino, Charles Elias e Maria Anunciada, pelo imenso amor e por toda dedicação e apoio em todos os momentos de minha vida.

Aos meus sobrinhos e sobrinhas, Bruno, Henrique, Helena Cristina, Rayssa, Cibele e Rayanne, e minha sobrinha neta Sara por compreenderem a minha ausência por esses anos em que foi realizado a tese.

Às minhas cunhadas, Cláudia e Heloisa, por todo apoio e carinho. E por fim, ao meu eterno amor, um anjo na minha vida, Garibaldi, (*in memoriam*), eu te amo e sempre te amarei.

Dedico

AGRADECIMENTOS

A Deus por abençoar e iluminar meu caminho.

À minha família, a quem dedico todo meu esforço, minha alegria de viver, os bons resultados do meu trabalho o carinho e incentivo ao longo de todas as conquistas de minha vida.

Ao meu cachorro Garibaldi, *in memoriam*, um anjo que só me ensinou o significado da palavra amor.

Aos meus amigos da USP, em especial a Antonio, Deise, Rogério e Eliana Fernandes que mesmo distante sempre me deram muito carinho e atenção nessa longa jornada.

Aos professores Leonardo Jose do Nascimento Guimarães e Analice Franca Lima Amorim, de quem tive o apoio para a realização desta tese.

Aos professores do Núcleo de Tecnologia do Campus Acadêmico do Agreste / UFPE.

Aos meus colegas da UFPE, Ana Itamara, Bruno, Daniele, Jonathan, Karinne, Lais Lopes, Luciana Melo, Jonathan, Nina, Talita, Tarcisio, Erika, Rafael, Sávio, Daniele, Magno e em especial a Aline de Oliveira, pela cooperação durante a realização dos ensaios e pelo compartilhamento de conhecimentos e experiências.

Aos funcionários do laboratório de Geotecnia, DEN da UFPE, em especial a Antonio Brito e Daniel pela participação dedicada e prestativa na execução dos ensaios desta pesquisa.

Aos pesquisadores da geologia e do DEN, em especial a Cassia, Daniel, Márcio, Larissa, Osvaldo Correa e ao professor Antonio, por todo apoio e compartilhamento de conhecimentos.

A todos meus amigos e colegas da Crossfit Manguetown, em especial a Cecilia Prado, Heitor Silveira, Fabiana Lins, Juliana Lins e a um atleta que me inspirou todo esse tempo, Julio Cezar Romaguera, por todo carinho e incentivo.

Enfim, a todos que contribuíram direta e indiretamente para a realização deste trabalho, muito obrigada.

RESUMO

As descontinuidades em rochas de reservatório de petróleo, dentre outros fatores, podem alterar ou determinar o padrão do fluxo em função de processos como dilatação, que ocorrem durante a reativação, e tem capacidade de produzir significativo aumento ou redução na permeabilidade. As fraturas estão presentes essencialmente em todas as rochas e podem ter efeito sobre a estabilidade de poços e sobre as propriedades mecânicas. Todos os reservatórios de petróleo contêm fraturas, sejam naturais e/ou induzidas, e em diferentes escalas. As fraturas naturais são resultantes das interações das tensões atuantes no subsolo. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento dos parâmetros de resistência ao cisalhamento direto, antes e após a injeção de fluido reativo, na superfície de fraturas induzidas artificialmente de rochas carbonáticas. Desta forma, foi projetada uma célula de cisalhamento para acoplar a amostra de rocha com fratura induzida na prensa de cisalhamento direto e também uma célula de dissolução para realizar a injeção de fluido reativo na fratura. Foram realizados ensaios de caracterização para verificar possíveis alterações na rocha fraturada e determinou a UCS da rocha, caracterizando como uma rocha carbonática resistente. Foram realizados ensaios de dissolução com HCl para determinar a permeabilidade, condutividade elétrica e variação do pH nas amostras e avaliar os efeitos mecânicos de resistência ao cisalhamento, coesão, ângulo de atrito e rugosidade após dissolução. Para determinação das tensões cisalhantes foi utilizado dois critérios, o Mohr-Coulomb e o Barton. Os resultados deste estudo mostraram que após ensaio de dissolução verificou alterações na permeabilidade, diminuição da condutividade elétrica e aumento do pH. Verificou-se que a dissolução na superfície da fratura da rocha provocou diminuição na coesão, no ângulo de atrito, nas tensões cisalhantes, alterações no perfil da rugosidade, perda de volume e aumento na porosidade.

Palavras-chave: Rocha carbonática. Fratura induzida. Resistência ao cisalhamento direto. Fluido reativo.

ABSTRACT

Discontinuities in petroleum reservoir rocks, among other factors, may alter or determine the flow pattern as a result of processes such as swelling occurring during reactivation, capable of producing a significant increase or decrease in permeability. Fractures are present essentially in all rocks and can have an effect on well stability and mechanical properties. All oil reservoirs contain fractures, whether natural and / or induced, and at different scales. Natural fractures result from interactions of underground stresses. In this context, this work aims to evaluate the behavior of the direct shear strength parameters, before and after the injection of reactive fluid, on the surface of artificially induced fractures of carbonate rocks. Thus, a shear cell was designed to couple the fractured induced rock sample to the direct shear press and also a dissolution cell to perform the injection of reactive fluid into the fracture. Characterization tests were performed to verify possible changes in the fractured rock and determined the UCS of the rock, characterizing as a resistant carbonate rock. HCl dissolution tests were performed to determine the permeability, electrical conductivity and pH variation in the samples and to evaluate the mechanical effects of shear strength, cohesion, friction angle and roughness after dissolution. To determine shear stresses, two criteria were used (Mohr-Coulomb and Barton). The results of this study showed that after dissolution test verified changes in permeability, decrease of electrical conductivity and increase of pH. Dissolution on the surface of the rock fracture caused a decrease in cohesion, friction angle, shear stresses, changes in roughness profile, volume loss and increase in porosity.

Keywords: Carbonate rock. Induced fracture. Direct shear strength. Reactive fluid.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 1 - | Formação dos reservatórios de petróleo..... | 30 |
| Figura 2 - | Esquema de um reservatório naturalmente fraturado..... | 32 |
| Figura 3 - | Medida da rugosidade..... | 35 |
| Figura 4 - | Esquema de equipamento para ensaio de cisalhamento direto, utilizada para determinação da resistência ao cisalhamento de descontinuidades. | 37 |
| Figura 5 - | Ensaio de cisalhamento de descontinuidades planas e lisas: a) Esquema das tensões atuantes no ensaio; b) Comportamento típico para ensaio de cisalhamento; c) Envoltória de ruptura para os valores de resistência de pico e resistência residual. | 38 |
| Figura 6 - | Curvas tensão cisalhante x deslocamento horizontal e deslocamento vertical x deslocamento horizontal para descontinuidades rugosas ensaiadas com $\sigma_n = 1.5$ MPa. | 38 |
| Figura 7 - | Ensaio de resistência ao cisalhamento. a) curvas (τ , δ_h) para vários valores de σ_n ; b) envoltórias de ruptura para valores de resistências de pico e residual..... | 39 |
| Figura 8 - | Representação dos perfis de rugosidade na superfície da junta e o valor de JCR correspondente. | 42 |
| Figura 9 - | Curva de resistência ao cisalhamento sob tensões normais diferentes..... | 45 |
| Figura 10 - | Comparações de (a) tensão cisalhante e (b) dilatância x deslocamento da implementação linear equivalente do modelo B-B x resultados experimentais de Bandis (1980), acompanhadas de (c) curvas de ângulo de dilatância x deslocamento do modelo linear B-B. | 51 |
| Figura 11 - | Gráficos de coesão equivalentes (a) e (b) ângulo de atrito x deslocamento para diferentes valores do JRC para os experimentos de Bandis (1980)..... | 52 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Figura 12 - | Gráficos de coesão equivalentes (a) e (b) ângulo de atrito x deslocamento para diferentes valores do JRC para os experimentos de Bandis (1980)..... | 53 |
| Figura 13 - | Distribuição dos parâmetros de resistência de Mohr – Coulomb da barragem de Bakhtiary; a) coesão; b) coesão das juntas de rocha; c) ângulo de atrito residual da rocha; (d) ângulo de atrito residual das juntas de rocha; (e) ângulo de atrito de pico da rocha; (f) ângulo de atrito de pico das juntas de rocha..... | 55 |
| Figura 14 - | Resultados do ensaio de cisalhamento direto: (a) gráfico de resistência ao cisalhamento x deslocamento horizontal. b) Gráfico da resistência ao cisalhamento x tensão normal, máxima e residuais de Mohr Coulomb. .. | 56 |
| Figura 15 - | Delineamento da Chapada do Araripe / Bacia do Araripe, onde os retângulos vermelhos indicam as áreas de estudo, afloramento dos depósitos carbonáticos e evaporíticos, da formação Crato, localizada entre os estados de Ceará, Pernambuco e Piauí. | 57 |
| Figura 16 - | Pedreira em Nova Olinda, no estado do Ceará. (A) visão geral dos afloramentos da Crato Fm. A camada de calcário tem vários metros de espessura e é coberta por uma seção de siliciclástico consistindo de xistos e arenitos; (B e C) os calcários exibem laminação delicada milimétrica evidente nas fotografias na parte inferior. | 57 |
| Figura 17 - | Mapa geológico da área onde foi coletado o bloco de calcário laminado. O ponto PT- 09 indica a localização da Pedreira três Irmãos. Modificado de Fabin (2017). | 59 |
| Figura 18 - | Mapa geológico da Bacia do Araripe com destaque para a região da localização da Pedreira Três Irmãos, em polígono vermelho..... | 60 |
| Figura 19 - | Divisão do bloco para preparação dos plugs..... | 60 |
| Figura 20 - | (a) Preparação da amostra. (b) marcação do diâmetro da amostra. (c) Corte e preparação e retirada da amostra. | |

| | | |
|-------------|--|----|
| | (d) amostra retirada do bloco. (e) Corte da amostra nas dimensões de 3 cm de diâmetro por 5 cm de altura e lapidação das superfícies. (f) plug. | 61 |
| Figura 21 - | Procedimento de indução de fratura na rocha carbonática, (a) marcação da linha da fratura; (b) indução da fratura por tração e (c) amostra fraturada. | 62 |
| Figura 22 - | Procedimento de orientação e identificação dos corpos de prova. | 63 |
| Figura 23 - | Diagrama de classificação para rochas carbonáticas proposto por Folk (1962). Com os seus respectivos nomes de rocha de acordo com a proporção de calcita micrítica e espática. | 65 |
| Figura 24 - | Fotografia da amostra. Calcário laminado (CaCO_3), com alternância de lâminas de coloração escura (seta azul), clara (seta verde) e grãos de pirita (FeS_2) oxidados (seta vermelha). | 66 |
| Figura 25 - | Estampa com as micrografias do calcário. | 67 |
| Figura 26 | Prensa de 100 t utilizada para a realização dos ensaios de compressão simples. | 68 |
| Figura 27 - | Gráfico do comportamento da tensão versus deformação das rochas carbonáticas submetidas ao ensaio de compressão simples. | 69 |
| Figura 28 - | Esquema da célula de cisalhamento direto modificada para medida da resistência ao cisalhamento direto de rochas naturalmente fraturadas. | 71 |
| Figura 29 - | Célula de cisalhamento direto modificada desenvolvida nesta pesquisa | 71 |
| Figura 30 - | Esquema da fixação superior (a), e do suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto (b). | 72 |
| Figura 31 | Fixação superior (a), suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto confeccionado (b). | 72 |
| Figura 32 - | Esquema do suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto. | 73 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Figura 33 - | Suporte inferior da célula de cisalhamento direto..... | 73 |
| Figura 34 - | Célula de cisalhamento direto modificada. (a) Base, suporte inferior e esperas, (b) base, suporte inferior, esferas, fixação superior deslizante e suporte superior e (c) célula montada. | 74 |
| Figura 35 - | Programa IMPACLOG08 com a) caixa de aquisição automática com LVDTs e célula de carga e b) detalhe de uma das interfaces do programa..... | 75 |
| Figura 36 - | (a) Prensa de cisalhamento direto com o programa IMPACLOG 08 e b) detalhe da célula de cisalhamento direto modificado com a célula de carga e LVDTs. | 76 |
| Figura 37 - | Tensão cisalhante x deslocamento horizontal (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b) e tensão cisalhante x tensão normal (c) do CP-01. | 78 |
| Figura 38 - | Projeto da célula de dissolução utilizada para fins de ataque da rocha com fluido reativo, dimensões em cm. (a) apresentação da célula por partes e (b) célula montada. | 79 |
| Figura 39 - | Célula de dissolução montada. | 80 |
| Figura 40 - | Célula de dissolução. (a) base da célula de dissolução com os o´ring. (b) Base da célula de dissolução com o corpo cilíndrico em acrílico. (c) Célula de dissolução com a base, corpo e topo. (d) célula completa com as válvulas | 81 |
| Figura 41 - | Equipamento Triflex-2 para aplicação da pressão líquido e reservatório externo construído e conectado a célula de dissolução para armazenamento de líquido..... | 83 |
| Figura 42 - | (a) Montagem do ensaio e (b) Célula montada para início dos ensaios e detalhe do reservatório do fluido reativo... | 84 |
| Figura 43 - | Condutímetro DIGIMED modelo DM - 32. | 86 |
| Figura 44 - | Evolução da permeabilidade do CP-01: (a) versus tempo; (b) versus VPI; Evolução do pH do fluido efluente versus o tempo (c); Evolução temporal da condutividade versus | |

| | | |
|-------------|---|-----|
| | tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f). | 87 |
| Figura 45 - | Calcita micrítica (seta amarela) e Calcita espática (Seta Azul) após dissolução. | 88 |
| Figura 46 - | (a) no centro da micrografia, cristal de pirita bem formado (seta azul), (b) cristal de pirita oxidado, seta verde e (c) veio de calcita na rocha carbonática micrítica, seta amarela. | 89 |
| Figura 47 - | Poros preenchidos por calcita espática (seta azul) | 89 |
| Figura 48 - | Detalhe da granulométrica dos cristais de calcita, a seta azul indica a calcita espática e a amarela a calcita micrítica. | 90 |
| Figura 49 - | Veio preenchido por calcita + gipsita (seta azul) | 90 |
| Figura 50 - | Interior do tomógrafo. (a) corpo de prova a ser submetido à tomografia; (b) Posicionamento entre o tubo de raio-X e o CP. | 91 |
| Figura 51 - | (a) Imagem transversal do escaneamento da superfície fraturada do corpo de prova; (b) Reconstrução dos escaneamentos pelo VGStudio. | 92 |
| Figura 52 - | Imagens tomográficas do CP-03, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade. | 97 |
| Figura 53 - | Imagens tomográficas do CP-04, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade. | 97 |
| Figura 54 - | Imagens tomográficas do CP-05, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade. | 98 |
| Figura 55 - | Imagens tomográficas do CP-06, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade. | 98 |
| Figura 56 - | Metodologia para a determinação dos parâmetros do modelo de Barton. | 100 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Figura 57 - | Esquema simplificado do funcionamento mecânico do esclerômetro..... | 102 |
| Figura 58 - | Ensaio com o martelo de Schmidt. a) Ensaio na fratura da rocha utilizando a célula de cisalhamento direto modificado para conter o corpo de prova e b) outra metodologia utilizada no ensaio para segurar CP. | 102 |
| Figura 59 - | Determinação inicial da posição das tomadas das fotos e nuvem esparsa de pontos (a), corpo de prova (b)..... | 106 |
| Figura 60 - | Modelo digital gerado após a determinação inicial da posição da imagem. | 106 |
| Figura 61 - | Malha para determinação da variação da superfície fraturada do corpo de prova. | 107 |
| Figura 62 | MDSF do CP-01 (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 108 |
| Figura 63 | MDSF do CP-02, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 109 |
| Figura 64 | MDSF do CP-03, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 109 |
| Figura 65 - | MDSF do CP-04, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 110 |
| Figura 66 - | MDSF do CP-05, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo | 110 |
| Figura 67 - | MDSF do CP-06, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo. | 111 |
| Figura 68 - | MDSF do CP-07, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo. | 111 |
| Figura 69 - | MDSF do CP-08, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 112 |
| Figura 70 - | MDSF do CP-09, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo..... | 112 |
| Figura 71 - | Evolução temporal da permeabilidade no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 2 (CP-01) e pH = 1 (CP-02, CP-03. CP-4, CP-05, CP-06, CP-08 e CP-09). | 114 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Figura 72 | Evolução temporal da permeabilidade no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 1 (CP-07) durante 15 dias. | 114 |
| Figura 73 - | Evolução temporal da permeabilidade com o volume poroso injetado no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 2 (CP-01) e pH = 1 (CP-02, CP-03, CP-4, CP-05, CP-06, CP-08 e CP-09)..... | 115 |
| Figura 74 - | Evolução temporal da permeabilidade com o volume poroso injetado no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 1 (CP-07) durante 15 dias..... | 116 |
| Figura 75 - | Taxa de magnitude da permeabilidade das rochas, ressaltando a faixa de permeabilidade dos calcários. | 117 |
| Figura 76 - | Evolução temporal do pH na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 120 horas. | 118 |
| Figura 77 - | Evolução temporal do pH na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 360 horas para o CP-07. | 119 |
| Figura 78 - | Evolução temporal da condutividade elétrica na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 120 horas. | 121 |
| Figura 79 | Evolução temporal da condutividade elétrica na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 360 horas para o CP-07. | 121 |
| Figura 80 - | Evolução temporal do volume do fluido acumulado. | 123 |
| Figura 81 - | Evolução temporal do volume do fluido acumulado do CP-07. | 123 |
| Figura 82 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 200 KPa. | 124 |
| Figura 83 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 400 KPa. | 125 |
| Figura 84 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 600 KPa. | 126 |
| Figura 85 - | Valores de ângulo de atrito obtidos antes e após dissolução para os nove corpos de prova ensaiados. | 129 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Figura 86 - | Valores de coesão obtidos antes e após dissolução para os 9 corpos de prova ensaiados..... | 130 |
| Figura 87 - | Estimativa da porosidade dos corpos de prova antes e após dissolução..... | 133 |
| Figura 88 - | a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-02 após ensaio. | 135 |
| Figura 89 - | a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-03 após ensaio. | 136 |
| Figura 90 - | a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-04 após ensaio. | 136 |
| Figura 91 - | a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-05 após ensaio. | 137 |
| Figura 92 - | Perfil de rugosidade dos corpos de prova ensaiados antes da dissolução..... | 140 |
| Figura 93 - | Perfil de rugosidade dos corpos de prova ensaiados após dissolução. | 140 |
| Figura 94 - | Valores de rugosidades dos corpos de prova ensaiados antes e após dissolução..... | 141 |
| Figura 95 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 200 KPa – critério de Barton. | 142 |
| Figura 96 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 400 KPa – critério de Barton. | 142 |
| Figura 97 - | Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 600 KPa – critério de Barton. | 143 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-------------|--|-----|
| Tabela 1 - | Valores típicos de coesão e coeficiente de atrito para rochas intactas. | 43 |
| Tabela 2 - | Dados de resistência ao cisalhamento determinados experimentalmente. | 44 |
| Tabela 3 - | Resumo dos tamanhos de abertura usados na literatura relatada na investigação de fluxo de fratura não linear. | 47 |
| Tabela 4 - | Resumo das dimensões, peso e volume dos corpos de prova. | 64 |
| Tabela 5 - | Valores de UCS das amostras ensaiadas. | 69 |
| Tabela 6 - | Picos e variâncias encontrados na etapa de extração de voxels puros (PVE). | 94 |
| Tabela 7 - | Classificação dos vazios e seus respectivos intervalos de tamanhos para uma resolução de 30 μm | 95 |
| Tabela 8 - | Valores da média do número de Schmidt (R_m) e de UCS na fratura da rocha carbonática, antes e após injeção de fluido reativo. | 103 |
| Tabela 9 - | Resumo dos valores medidos de permeabilidade inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada corpo de prova ensaiado. | 118 |
| Tabela 10 - | Resumo dos valores medidos do pH inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada CP. | 120 |
| Tabela 11 - | Resumo dos valores medidos da condutividade elétrica inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada corpo de prova ensaiado. | 122 |
| Tabela 12 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 200 KPa. | 125 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Tabela 13 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 400 KPa..... | 125 |
| Tabela 14 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa..... | 126 |
| Tabela 15 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa..... | 131 |
| Tabela 16 - | Valores obtidos da porosidade antes e após os ensaios de injeção de fluido reativo..... | 134 |
| Tabela 17 - | Volumes da face A dos corpos de prova antes e após injeção de fluido reativo..... | 137 |
| Tabela 18 - | Resumo dos parâmetros do critério de Barton. | 139 |
| Tabela 19 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 200 KPa pelo critério de Barton..... | 142 |
| Tabela 20 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 400 KPa pelo critério de Barton..... | 143 |
| Tabela 21 - | Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa pelo critério de Barton..... | 143 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|------------|--|
| ϕ | Ângulo de atrito interno |
| ϕ_b | Ângulo de atrito da superfície fraturada |
| ϕ_r | Coefficiente de atrito residual |
| β | Ângulo de fratura |
| Φ | Porosidade do meio |
| Δh | Varição do deslocamento horizontal |
| Log | Logarítmo neperiano |
| k_i | Permeabilidade inicial |
| k_f | Permeabilidade final |
| δ_h | Deslocamento horizontal |
| δ_v | Deslocamento vertical |
| σ_h | Tensão horizontal |
| σ_n | Tensão normal |
| σ_1 | Tensão principal máxima |
| σ_3 | Tensão principal mínima |
| B-B | Barton e Bandis |
| c | Coesão |
| C_i | Condutividade elétrica inicial |
| C_f | Condutividade elétrica final |
| CP | Corpo de prova |
| JRC | Coefficiente de rugosidade da junta |
| JCS | Resistência à compressão da rocha na superfície da fratura |
| τ | Tensão cisalhante |
| τ_f | Tensão cisalhante sobre o plano de descontinuidade |
| DEN | Departamento de Energia Nuclear |
| IPEN | Instituto de Pesquisas em Energia Nuclear |
| mD | MiliDarcy |
| Nm | Newton metro |
| MDSF | Modelo digital da superfície da fratura |
| UCS | Resistência à compressão uniaxial |
| UFPE | Universidade Federal de Pernambuco |
| VPI | Volume poroso injetado |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 22 |
| 1.1 | CONSIDERAÇÕES INICIAIS..... | 22 |
| 1.2 | JUSTIFICATIVA..... | 24 |
| 1.3 | OBJETIVO..... | 25 |
| 1.3.1 | Geral | 25 |
| 1.3.2 | Específicos | 25 |
| 1.4 | ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO..... | 26 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 27 |
| 2.1 | CAMADA DO PRÉ-SAL..... | 27 |
| 2.2 | RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO..... | 28 |
| 2.3 | CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PROPRIEDADES DAS ROCHAS CARBONÁTICAS..... | 30 |
| 2.4 | FRATURAS EM ROCHAS..... | 31 |
| 2.5 | MECÂNICA DAS ROCHAS PARA PETRÓLEO..... | 33 |
| 2.5.1 | Descontinuidades | 34 |
| 2.5.2 | Características das descontinuidades | 34 |
| 2.5.3 | Resistência das rochas | 36 |
| 2.5.4 | Resistência ao cisalhamento das rochas fraturadas | 36 |
| 2.5.5 | Critério de resistência ao cisalhamento | 40 |
| 2.5.6 | Efeitos das propriedades de rocha anisotrópicas | 44 |
| 2.6 | GEOQUÍMICA E GEOMECÂNICA DE PETRÓLEO..... | 45 |
| 2.7 | ESTUDOS EXPERIMENTAIS DO COMPORTAMENTO GEOMECÂNICO DE ROCHAS NA FRATURA..... | 46 |
| 3 | COLETA, PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA ROCHA | 57 |
| 3.1 | BACIA DO ARARIPE..... | 57 |
| 3.2 | COLETA E PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS..... | 58 |
| 3.3 | PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA INDUÇÃO DA FRATURA..... | 61 |
| 3.3.1 | Identificação dos corpos de prova | 62 |
| 3.4 | DESCRIÇÃO DA ROCHA CARBONÁTICA..... | 64 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3.4.1 | Aspectos metodológicos..... | 64 |
| 3.5 | RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO SIMPLES..... | 67 |
| 4 | DESENVOLVIMENTO DA CÉLULA DE CISALHAMENTO DIRETO, ROTOCOLO EXPERIMENTAL E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS..... | 70 |
| 4.1 | CÉLULA DE CISALHAMENTO DIRETO MODIFICADA..... | 70 |
| 4.1.1 | Projeto e descrição da célula de cisalhamento direto modificado..... | 70 |
| 4.2 | PROTOCOLO EXPERIMENTAL..... | 75 |
| 4.2.1 | Ensaio de cisalhamento direto..... | 75 |
| 4.3 | DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DIRETO PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB..... | 77 |
| 5 | DESENVOLVIMENTO DA CÉLULA DE DISSOLUÇÃO, PROTOCOLO EXPERIMENTAL E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS..... | 79 |
| 5.1 | PROJETO E DESCRIÇÃO DA CÉLULA DE DISSOLUÇÃO..... | 79 |
| 5.2 | PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA SOLUÇÃO REATIVA..... | 81 |
| 5.3 | PROTOCOLO EXPERIMENTAL..... | 82 |
| 5.3.1 | Ensaio de dissolução – injeção de fluido reativo..... | 82 |
| 5.3.2 | Ensaio de condutividade elétrica..... | 85 |
| 5.4 | RESULTADOS DO ENSAIO DE DISSOLUÇÃO E CONDUTIVIDADE ELÉTRICA..... | 86 |
| 5.5 | CARACTERIZAÇÃO DOS MINERAIS QUANDO SUBMETIDA À INJEÇÃO DE FLUIDO REATIVO..... | 88 |
| 6 | DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE E PERDA DE MASSA SÓLIDA..... | 91 |
| 6.1 | ENSAIO TOMOGRÁFICO..... | 91 |
| 6.2 | PROTOCOLO EXPERIMENTAL..... | 92 |
| 7 | RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DIRETO..... | 99 |
| 7.1 | RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO – CRITÉRIO DE BARTON..... | 99 |
| 7.2 | PROTOCOLO EXPERIMENTAL..... | 101 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 7.2.1 | Martelo de Schmidt..... | 101 |
| 7.2.2 | Perfil de rugosidade..... | 104 |
| 8 | ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS..... | 113 |
| 8.1 | ANÁLISE DOS RESULTADOS DE DISSOLUÇÃO..... | 113 |
| 8.2 | ANÁLISE DOS RESULTADOS DE RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO – CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB..... | 124 |
| 8.3 | ANÁLISE DOS RESULTADOS POROSIDADE..... | 132 |
| 8.4 | ANÁLISE DOS RESULTADOS DE PERDA DE MASSA..... | 135 |
| 8.5 | ANÁLISE DOS RESULTADOS DE RESISTÊNCIA PELO CRITÉRIO DE BARTON..... | 138 |
| 9 | CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS..... | 145 |
| 9.1 | CONCLUSÕES..... | 145 |
| 9.2 | SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS..... | 149 |
| | REFERÊNCIAS..... | 150 |
| | APÊNDICE A – CALIBRAÇÃO DA CÉLULA DE CARGA E DOS LVDT..... | 155 |
| | APÊNDICE B – ENSAIO DE CISALHAMENTO DIRETO ANTES E APÓS ATAQUE COMUM FLUIDO REATIVO..... | 158 |
| | APÊNDICE C – ENSAIO DE DISSOLUÇÃO E CONDUTIVIDADE ELÉTRICA..... | 175 |

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo contém a motivação do estudo do problema de fratura natural em rochas carbonáticas, bem como o objetivo e a estrutura desta tese.

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O tema central desse estudo é o comportamento mecânico de reservatórios de petróleo naturalmente fraturados.

As fraturas estão presentes essencialmente em todas as rochas e podem ter efeito sobre a estabilidade de poços, sobre as propriedades mecânicas e sobre o transporte de fluidos (KIEWIET, 2015, ZOBACK, 2007).

Todos os reservatórios de petróleo contêm fraturas, sejam naturais e/ou induzidas, e em diferentes escalas. As fraturas naturais são resultantes das interações das tensões atuantes no subsolo. Logo, o papel de fraturas sobre o comportamento hidráulico do meio constitui um fator relevante para o correto gerenciamento destes reservatórios. Em outras palavras, descontinuidades como estas podem impactar de maneira muito positiva ou até mesmo negativa no fluxo de fluidos da rocha reservatório (NELSON, 2001). E, o mais importante, é possível quantificar, indiretamente, o fluxo através destas estruturas.

Do ponto de vista puramente geomecânico, as fraturas podem ser definidas como descontinuidades do maciço rochoso, superfícies que sofreram a perda de coesão. Desta maneira as fraturas são o resultado da ruptura do material que sofreu um processo de perda de coesão.

Na mecânica das rochas para extração de petróleo, uma estimativa mais precisa da resistência ao cisalhamento na fratura é de grande importância, pois nas rochas carbonáticas podem ocorrer falhas por cisalhamento, sob condições de tensão desviatória, provocando o colapso de um poço durante a operação e perfuração. Eventualmente a zona de fratura irá se desenvolver ao longo de um plano de falha e, conseqüentemente, os dois lados do plano irão se movimentar um em relação ao outro em um processo chamado de deslizamento.

Nesse sentido, a geomecânica tem por objetivo quantificar as respostas da formação rochosa a quaisquer alterações em componentes, como estado de tensão, pressão de poros e resistência das rochas correspondentes.

É imprescindível caracterizar, através do estudo do comportamento geomecânico das falhas e das fraturas, o meio poroso e a matriz de descontinuidades, para o entendimento ideal do desempenho geral de um reservatório que abriga em si feições estruturais de ruptura (SMART *et al*, 2001).

Na indústria do petróleo, a caracterização do comportamento hidráulico das fraturas naturais se faz necessária desde a fase de exploração até a fase de exploração, visto que qualquer descontinuidade em reservatório pode ter a capacidade de alterar a permeabilidade do maciço rochoso ou até determinar o padrão do fluxo em um reservatório.

As propriedades geomecânicas do sal e das rochas-reservatório carbonáticas presentes no Pré-Sal trazem desafios diferenciados para os engenheiros de petróleo. Com destaque para as atividades que envolvam conhecimento do comportamento dos maciços rochosos às diversas solicitações, em especial durante as fases de perfuração e produção de petróleo. Neste contexto, as empresas buscam cada vez mais profissionais capazes de entender e de aplicar em seu cotidiano os saberes e práticas do campo de conhecimento da geomecânica.

A área experimental vem colaborando no estudo do comportamento das rochas nas propriedades de maior relevância para a engenharia de petróleo, como constantes elásticas (módulo de Young e coeficiente de Poisson), parâmetros de resistência (coesão e ângulo de atrito), dentre outros. E na recente evolução das técnicas de ensaios de laboratório e campo, aliada ao avanço dos métodos computacionais em engenharia, permite a incorporação nas simulações numéricas de novos parâmetros e equações a fim de reproduzir o comportamento de solos e rochas.

A injeção de CO₂, como também as extrações de outros fluidos podem provocar uma dissolução do mineral, além de alterações na pressão afetando o estado de tensão, e conseqüentemente, provocando deformações na rocha de reservatórios, fazendo com que ocorra uma relação geomecânica e geoquímica na rocha (GUIMARÃES *et al*, 2009). Sendo assim, tem sido de larga importância o estudo da dissolução química na área de reservatório de petróleo. É importante destacar o estudo do comportamento geomecânico e geoquímico na descontinuidade constituinte da matriz rochosa.

Com relação à escala do poro, a injeção de um fluido agressivo provoca dissolução do agente cimentante do meio poroso, resultando no enfraquecimento da ligação entre os minerais e finalmente o colapso dos poros, provocando também uma

diminuição da resistência ao cisalhamento e da rigidez (KORSNES *et al*, 2008; SILVA, 2012).

No que se refere às rochas carbonáticas, a Petrobras em meados do ano de 2006, descobriu uma grande concentração de Petróleo abaixo da camada de sal, também denominada de pré-sal, na bacia de Santos. A partir de 2006, com a descoberta do campo de Lula, vem sendo realizados estudos para explorar o Petróleo encontrado na região, (VIEIRA, 2018).

1.2 JUSTIFICATIVA

A maior reserva de petróleo, recentemente descoberta em território nacional, estão nos campos do Pré-Sal, que são compostas por rochas carbonáticas altamente heterogêneas e possivelmente fraturadas, com intercalações de camadas de alta permeabilidade.

No contexto da camada do pré-sal, a indústria do petróleo vem desenvolvendo tecnologias que possibilitam explorar os reservatórios não convencionais de óleo e gás. Geralmente os reservatórios não convencionais apresentam-se naturalmente fraturados, dificultando as tarefas de caracterização dos mesmos.

A exploração de hidrocarbonetos em reservatórios naturalmente fraturados tem demandado um enorme esforço da indústria e da comunidade científica para a pesquisa relacionada à caracterização de sistemas de fratura, devido à importância das estruturas para a previsão de fluxo, recuperação e integridade de reservatórios de petróleo. As fraturas naturais apresentam propriedades e composições diferentes, cujas características podem ou não contribuir na permeabilidade e na resistência ao cisalhamento das rochas de reservatórios.

A descoberta do pré-sal representa uma grande oportunidade para o desenvolvimento industrial, tecnológico e científico do Brasil. Porém, a complexidade dos reservatórios carbonáticos do ponto de vista geomecânico indica a necessidade de estudos para o conhecimento da área visando aperfeiçoar a perfuração dos poços que atravessam camadas de grande espessura em águas profundas até o reservatório.

A indústria do petróleo tem encontrado grandes desafios econômicos e técnicos para a exploração e extração de hidrocarbonetos, em função de cenários geológicos complexos. Existe a necessidade de perfurar em águas profundas, perfurar rochas de

diferentes resistências mecânicas, heterogêneas vertical e horizontalmente, reativas quimicamente e com a presença de fraturas e falhas condutivas hidráulicas. Por isso, é extremamente importante dispor-se de uma estratégia para evitar ou minimizar potenciais problemas geomecânicos durante as fases de desenvolvimento e exploração de um campo petrolífero.

A análise do comportamento geomecânico e geoquímico dos reservatórios carbonáticos tem grande relevância, uma vez que a resposta geomecânica destes materiais é bem heterogênea devido as diferentes microestruturas que apresentam.

O aumento do gradiente de pressão entre a injeção e formações de fraturas pode induzir vazamento através de trincas preexistentes. Mesmo após a injeção de ácido finalizada, essas fraturas podem continuar a agir como vias de fuga.

1.3 OBJETIVO

A seguir é apresentado o objetivo geral e específico desta tese.

1.3.1 Geral

O objetivo geral é estudar o comportamento da resistência ao cisalhamento direto, antes e após a injeção de fluido reativo, na superfície de fraturas induzidas artificialmente de rochas carbonáticas para avaliar os parâmetros geomecânicos mediante interação química utilizando uma célula de cisalhamento modificada.

1.3.2 Específicos

Esta pesquisa tem como objetivos específicos:

- Projetar e executar uma célula de cisalhamento direto modificado;
- Projetar e executar uma célula de dissolução para injeção de um fluido reativo na rocha carbonática fraturada artificialmente;
- Caracterizar a rocha carbonática;
- Analisar a influência do fluido reativo na superfície fraturada da rocha, medindo o pH, a condutividade elétrica e permeabilidade;
- Verificar a rugosidade da superfície da fratura, antes e após injeção de fluido reativo, através de um MDSF;

- Obter os parâmetros empíricos para o cálculo da resistência ao cisalhamento direto pelo critério de Barton;
- Analisar a resistência ao cisalhamento direto pelo critério de Mohr-Coulomb e pelo critério de Barton.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho se divide em 9 capítulos e está organizado na seguinte sequência:

O capítulo 1 apresenta as considerações iniciais, a justificativa e o objetivo geral e específico.

O capítulo 2 apresenta o referencial teórico sobre a camada de pré-sal, reservatórios de petróleo, propriedade das rochas carbonáticas, falhas e fraturas, mecânica das rochas para petróleo, resistência ao cisalhamento e os principais critérios abordados na mecânica das rochas, geomecânica e geoquímica para análises de poços de petróleo e, por fim, estudos experimentais relacionados ao tema.

O capítulo 3 descreve sobre o local da coleta do material, sua caracterização, e preparação da fratura artificialmente induzida.

O capítulo 4 relata os equipamentos projetados para realização do ensaio de cisalhamento direto, a instrumentação, metodologia do ensaio e resultados obtidos.

O capítulo 5 apresenta o projeto da célula de dissolução, a instrumentação a metodologia do ensaio e os resultados obtidos.

O capítulo 6 aborda o equipamento, a metodologia do ensaio de porosidade e os resultados dos ensaios.

O capítulo 7 aborda a metodologia dos ensaios para obtenção dos parâmetros empíricos do critério de Barton e os resultados obtidos.

O capítulo 8 apresenta as análises dos resultados dos ensaios de dissolução, resistência ao cisalhamento pelo critério de Mohr-Coulomb, porosidade e perda de massa, resistência ao cisalhamento pelo critério de Barton, todos os resultados comparados antes e após injeção do fluido reativo.

O capítulo 9 aborda as principais conclusões e contribuições para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo contém uma abordagem teórica dos principais temas necessários para a compreensão deste trabalho. O capítulo está subdividido em 7 seções que enfatizam sobre a camada de pré-sal, as propriedades das rochas carbonáticas, mecânica das rochas para petróleo, destacando a resistência, faturamento, geoquímica, geomecânica e algumas abordagens experimentais referente ao tema.

2.1 CAMADA DO PRÉ-SAL

O pré-sal é um conjunto de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos, no espaço geográfico criado pela separação do antigo continente Gondwana. Mais especificamente, pela separação do atual continente Americano e Africano, que começou há cerca de 150 milhões de anos. Entre os dois continentes formaram-se, inicialmente, grandes depressões, que deram origem a grandes lagos. Ali foram depositadas, ao longo de milhões de anos, as rochas geradoras de petróleo do pré-sal. Como todos os rios dos continentes que se separavam correram para as regiões mais baixas, grandes volumes de matéria orgânica e ali foram depositados (www.petrobras.com.br).

As descobertas no pré-sal estão entre as mais importantes em todo o mundo na última década. Essa província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial e coloca o Brasil em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial.

Em 2006, a Petrobras anunciou a descoberta do campo de Lula, na Bacia de Santos, que concentra uma grande quantidade de petróleo abaixo da camada de sal, também conhecida como pré-sal. Desde então vem sendo realizados estudos para conseguir explorar a região de maneira economicamente viável. Está localizado a 300 km de distância da costa da região sudeste do Brasil e estão depositados a uma profundidade entre 5000 e 7000 metros abaixo do nível do mar, além disso, estão recobertos por uma camada de sal que pode atingir 2000 metros de espessura.

As operações de perfuração na área do pré-sal brasileiro são complexas e desafiadoras em função de alguns fatores, dentre eles, águas ultra profundas, geologia estrutural complexa, presença de cavernas e poros de diferentes tamanhos geradores de perda de circulação. Os custos aproximados associados à instabilidade

de poços representem cerca de 5 a 10 % dos custos de perfuração nas fases de exploração e produção, com isso, provocando, a nível mundial, custos de centenas de milhões de dólares por ano (SILVA, 2016).

Atualmente, os principais desafios encontrados na exploração do petróleo no pré-sal são:

- Na região dos reservatórios, há questões envolvendo a interpretação dos dados sísmicos, a caracterização dos reservatórios, a viabilidade técnica da injeção de gás e da água, e também a geomecânica das rochas adjacentes;
- Na área da engenharia de poços, as barreiras se encontram relacionadas ao desvio dos poços na região salina à fratura hidráulica em poços horizontais, aos materiais que suportem elevada concentração de CO₂, à baixa penetração no reservatório e à deposição de produtos nas tubulações extensas;
- Na logística relacionada ao gás, se apresentam como obstáculo as tubulações de alto diâmetro a profundidades maiores de 2.200 metros, as longas distâncias da costa e também as novas técnicas em alto-mar;
- Nas unidades de produção flutuantes, há o atracamento em águas profundas, o controle dos sistemas de nivelamento e o novo meio de acesso aos poços pelas plataformas.

A exploração do pré-sal encontra muitos desafios, dentre eles: a profundidade da lâmina d'água, a geometria complexa dos domos salinos, a grande espessura de coluna de rochas a serem atravessadas, alcançando cerca de 6000-7000m, as enormes pressões, tensões e alta resistência mecânica das formações, grandes desgastes das brocas, o comportamento do sal e da porosidade dos reservatórios face à perfuração e as heterogeneidades dos reservatórios carbonáticos, (RICCOMINI, 2012).

2.2 RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Na Engenharia de Reservatórios são estudadas as características da jazida, a litologia, a propriedade dos fluidos contidos nas rochas, a maneira como estes fluidos interagem no interior das rochas e as leis físicas que regem o movimento dos fluidos no seu interior. O objetivo principal é maximizar a produção de hidrocarbonetos com o menor custo possível.

Embora o conceito rocha reservatório se defina como sendo a rocha que armazena o petróleo, a literatura muitas vezes considera o reservatório como todo maciço rochoso, incluindo tanto a rocha reservatório como suas camadas superiores (ROSA *et al*, 2006).

Os reservatórios são meios heterogêneos que apresentam descontinuidades ao longo de sua profundidade. O estado de tensões presente nesses meios pode acarretar diversos fenômenos geológicos, como falhas, fraturas e dobramentos. Por essa razão, se torna essencial determinar algumas propriedades das rochas onde se encontram os hidrocarbonetos.

Um reservatório é composto por milhões de metros cúbicos de rocha que podem ser encontrados desde algumas centenas até alguns milhares de metros abaixo da superfície da Terra. Em um reservatório, estão as rochas ocupadas com óleo, e abaixo se encontra a região com rochas saturadas de água. Os poços produtores de óleo normalmente atravessam o reservatório em suas regiões mais elevadas e retiram os fluidos do interior das rochas, de modo que eles possam ser conduzidos até a superfície.

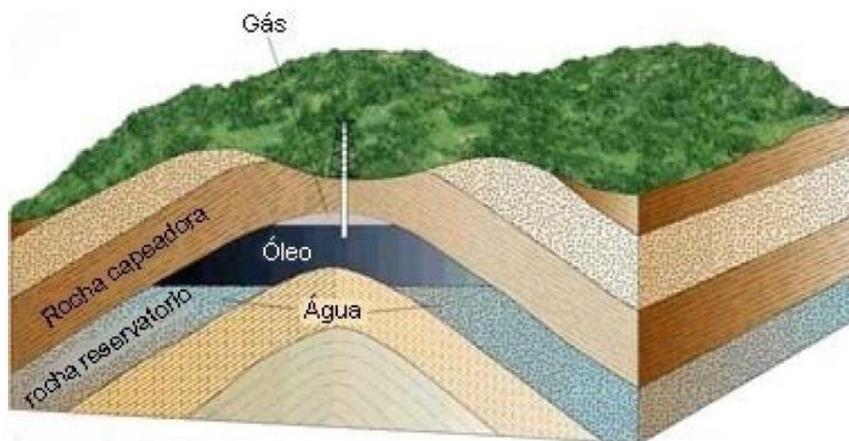
Em geral, as rochas de reservatório são porosas e permeáveis, de forma que a conexão entre seus vazios permite o armazenamento do petróleo em volumes significativos. Portanto um reservatório geológico é composto por duas partes: a matriz rochosa, formada pelos grãos e um agente cimentante (fase sólida), e os poros, preenchidos por fluidos constituídos por uma mistura de água e hidrocarbonetos agregados com CO₂, O₂, N₂, H₂S, He e outros, constituindo a fase fluida (LINS, 2014).

No entanto, existem algumas características essenciais para as rochas reservatórios, tais como: (1) possuir espaço interno suficientemente conectado para armazenar volumes significativos de hidrocarbonetos e (2) apresentar facilidade para que este mesmo hidrocarboneto possa se deslocar livremente.

Os reservatórios têm como vantagem a comprovada integridade de armazenamento. Contudo, apresentam como desvantagem sua capacidade limitada e a presença de poços, que comprometem a integridade do selo. O sequestro de CO₂ pode ser combinado com a recuperação melhorada de óleo e gás. Durante os estágios iniciais do projeto, certa quantidade de óleo remanescente pode ser varrida do reservatório e eventualmente, a produção de óleo cessará e o reservatório passará a ser preenchido com CO₂ em longo prazo.

Outra condição para que a rocha-reservatório armazene o petróleo é que este não se desloque para zonas mais superficiais, o que necessita da existência de rochas impermeáveis ou selantes, que apresentam baixa permeabilidade, e da existência de uma rocha geradora, rica em hidrocarbonetos, formando assim os reservatórios de petróleo, (Figura 1).

Figura 1 – Formação dos reservatórios de petróleo.



Fonte: Adaptado de MPG PETROLEUM (2017)

2.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS PROPRIEDADES DAS ROCHAS CARBONÁTICAS

As rochas carbonáticas são resultantes de atividade orgânica, na sua maioria, oriundos de esqueletos de organismos marinhos de diferentes formas e tamanhos. Os calcários mais comuns que formam as rochas carbonáticas são a calcita (CaCO_3) e a dolomita.

As rochas carbonáticas são suscetíveis a mudanças rápidas e contínuas como a cimentação, dissolução, e recristalização, durante o processo de formação e quando submetidas a fluidos reativos esses processos afetam a porosidade e a permeabilidade do reservatório.

A compreensão da densidade e porosidade da rocha carbonáticas de reservatório é o fator chave para a estimativa do potencial de hidrocarbonetos. Essas duas propriedades estão diretamente relacionadas.

Vários são os métodos utilizados na determinação da porosidade de rochas de reservatórios, tais como amostragem em laboratório, perfilagem do poço ou análise

de testes de pressão, em algumas situações especiais e também por tomografia, (ROSA *et al*, 2011).

A tomografia computadorizada (TC) passou a ser utilizada para analisar a porosidade de solos e rochas na década de 1980 inserida no estudo das Ciências do Solo por Hainsworth & Aylmore (1983) que utilizaram essa tecnologia na determinação da densidade do solo, distribuição espacial do conteúdo de água, retenção e movimento da água no solo e porosidade. Essa técnica consiste na análise das características internas de um objeto de forma quantitativa e qualitativa, não destrutiva e em três dimensões (3D). Essas características são marcadas pela capacidade de atenuação de cada material, estando relacionada com suas diferenças de composições atômicas e de densidade. A evolução computacional e dos próprios tomógrafos médicos, além da necessidade de equipamentos menores e mais acessíveis, permitiram o desenvolvimento de aparelhos industriais sofisticados capazes de captar detalhes em alta resolução, na ordem de micron. Esses equipamentos foram chamados de *MicroTC* (μ TC) e utilizam fontes de raios-x, gama ou sincrotron (COSTA, 2017).

Segundo Rosa *et al*, (2011) a porosidade em rochas sedimentares carbonáticas é quase sempre secundária e é devida a processos de dissolução, dolomitização e fraturamento. O mais importante desses processos é a dissolução, em que a calcita ou a dolomita é lixiviada pelas águas subterrâneas, resultando cavidades com dimensões variando desde minúsculos poros até gigantescas cavernas.

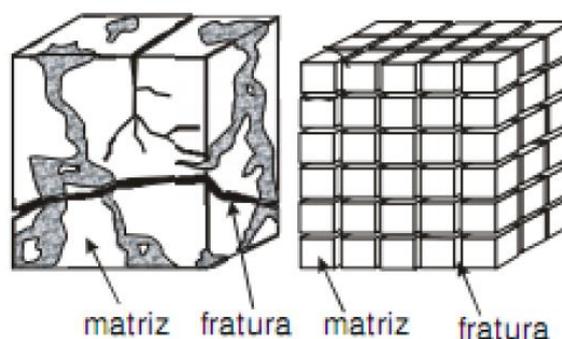
2.4 FRATURAS EM ROCHAS

A fratura em rochas ocorre quando as tensões presentes na rocha são grandes o suficiente para transpassar as propriedades de resistência das rochas e causar deformações permanentes. Os dois principais tipos de ruptura são fratura por cisalhamento e fratura por tração.

Para muitas aplicações da mecânica das rochas a fratura é vista como um fenômeno negativo, porém, em algumas situações o fraturamento é induzido, como é previamente citado neste trabalho, sobre reservatórios artificialmente fraturados. Compreender a forma como uma rocha sofre uma ruptura pode minimizar a ocorrência de fraturas prejudiciais e maximizar a efetividade de fraturas intencionais.

As fraturas, encontradas em reservatórios, podem ser naturais ou artificiais. Os reservatórios naturalmente fraturados apresentam grande heterogeneidade (ROSA *et al*, 2006). Esse tipo de reservatório apresenta a chamada dupla porosidade: uma advinda da rocha matriz, e a outra advinda do sistema de fraturas ou fissuras naturais. Na maioria das vezes, as fraturas apresentam alta permeabilidade e pouca capacidade de armazenar o fluido, formando canais que permitem o fluxo de petróleo ao longo do reservatório. Esses canais são alimentados pela rocha matriz, que possui baixa permeabilidade e alta capacidade de armazenagem. A Figura 2 representa um reservatório naturalmente fraturado e sua idealização através de um sistema cúbico.

Figura 2 – Esquema de um reservatório naturalmente fraturado.



Fonte: Rosa *et al* (2006)

Enquanto em reservatórios convencionais as fraturas artificiais podem aumentar consideravelmente o índice de produtividade de um poço, em reservatórios naturalmente fraturados isso pode não ocorrer. Isso porque as fraturas artificiais tendem a seguir a formação das fraturas naturais, não resultando em incrementos significativos no índice de produção. Nesse caso, o mais indicado é o uso de poços horizontais que conseguem atravessar várias fraturas ou fissuras naturais (ROSA *et al*, 2006).

As aparências das faces das fraturas induzidas podem ser lisas e uniformes ou ásperas e rugosas.

No geral as fraturas se apresentam com uma geometria irregular, de aparência rugosa e áspera. Porém, quando a mesma amostra quando submetida a uma pressão do ataque de um fluido reativo, tende a ocorrer fechamento da fratura, e também se observa que não ocorrem movimentações laterais ou verticais das faces da fratura. É

averiguado também que a fratura, no geral, fecha sem deixar espaços vazios por conta da combinação e ou encaixe das faces da fratura.

A análise da superfície da fratura em um reservatório de petróleo utiliza quase sempre um fluido que reage quimicamente com a rocha, e que envolve o bombeio do fluido inerte e geralmente viscoso para criar e propagar a fratura. Portanto, como resultado, acredita-se que esta reação ocorra de forma desigual em cada face da fratura devido à heterogeneidade natural da rocha reservatório em um processo estocástico.

Sabe-se que a injeção do fluido provoca a abertura e propagação da fratura, que ocorre no plano perpendicular à tensão horizontal mínima *in situ*, σ_h (YEW, 2008).

A reação do ácido com a rocha faz com que ocorra possivelmente, a remoção de forma desigual de certa quantidade de minerais das faces da fratura recém-aberta. Essa remoção desigual deve-se a heterogeneidade natural dos carbonatos (NEUMANN, 2015).

Segundo Neumann, 2015 a reação de um ácido forte com as rochas carbonáticas é um processo difícil e que é influenciado por duas variáveis:

- Variáveis não controladas inerentes à rocha como porosidade, permeabilidade e tipo e distribuição de minerais;
- Variáveis controladas como tipo e concentração do ácido e seus aditivos, vazão e pressão do tratamento.

2.5 MECÂNICA DAS ROCHAS PARA PETRÓLEO

A mecânica de rochas para petróleo diz respeito à previsão de deformação, compactação, fratura, colapso e falhamento de deformações rochosas em reservatórios de petróleo e gás que são causadas pela perfuração e produção. A mecânica de rochas para petróleo se deu nos primórdios da produção de petróleo industrializado e é um assunto relativamente novo da engenharia, (AADNOY e LOOYEH, 2014).

Com a exploração de petróleo movendo-se em terreno mais profundo, a vários quilômetros sob o fundo do mar, e com poços em formações de reservatórios de maior pressão e temperatura, a previsão correta da estabilidade dos poços está se tornando essencial. Mesmo após a bem-sucedida e segura perfuração de um poço, existem outros desafios que precisam ser considerados durante a vida e produção de um poço,

tais como: reservatório, formação e deformação de sobrecarga; fraturamento, colapso e rejeito de falhas; resistência na fratura, superfícies do terreno ou subsidência do fundo marinho e muito mais.

2.5.1 Descontinuidades

A resistência do material rochoso é incluída como um dos parâmetros na maioria dos sistemas de classificação de maciços rochosos e na mecânica das rochas. É um parâmetro necessário porque a resistência da rocha constitui o limite de resistência do maciço rochoso. O problema é que, as determinações da resistência da rocha geralmente requerem testes cuidadosos e a preparação das amostras, e os resultados são altamente sensíveis ao método e estilo de carregamento.

Um dos fatores principais no controle da resistência mecânica e deformabilidade é a presença de descontinuidades no maciço rochoso. Já se sabe que a resistência de um maciço rochoso depende mais das descontinuidades presentes do que propriamente da resistência da rocha intacta.

Os maciços rochosos apresentam-se de forma anisotrópica nas propriedades que afetam o comportamento mecânico. No que se refere a descontinuidades, a influência em maior ou menor escala sobre as propriedades geotécnicas relevantes, depende da resistência, da deformabilidade e da sua permeabilidade.

A resistência e a deformabilidade do maciço rochoso são, fortemente condicionadas pelo comportamento tangencial das descontinuidades do mesmo, tornando-se, assim, indispensável o estudo e avaliação da resistência ao cisalhamento das descontinuidades por meio de ensaios.

2.5.2 Características das descontinuidades

Devido à grande importância desempenhada pelas descontinuidades no comportamento dos maciços, e conseqüentemente a necessidade do seu estudo, é fundamental decorrer o conhecimento, descrição e caracterização das mesmas. Portanto, para a caracterização das descontinuidades é fundamental o conhecimento das suas propriedades físicas, geométricas e mecânicas.

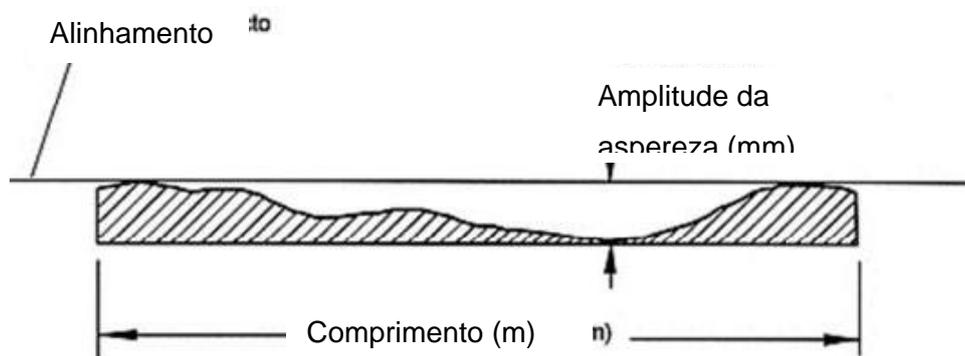
As características mais importantes são a abertura, o material de enchimento, a rugosidade e a resistência das paredes (GONZÁLEZ DE VALLEJO, 2002).

A abertura é definida como a distância entre as paredes de uma dada descontinuidade. A abertura costuma apresentar uma grande variabilidade ao longo do comprimento da descontinuidade, devido à diminuição do grau de alteração e do incremento do estado de compressão (ROCHA, 1981). O enchimento é o termo usado para referir o material que preenche o espaço entre as paredes da descontinuidade.

A rugosidade é uma característica relacionada com a morfologia da superfície das paredes das descontinuidades, cuja medida e descrição têm como principal finalidade avaliar a sua resistência ao cisalhamento. A superfície de uma descontinuidade apresenta certa ondulação, que define a rugosidade de primeira ordem. Estas ondulações não se manifestam à escala das amostras ensaiadas em laboratório ou in situ, e determinam a direção do deslizamento em relação ao plano médio da descontinuidade. As asperezas são as irregularidades da superfície detectáveis a pequena escala e definem a rugosidade de segunda ordem. Assim, a rugosidade pode ser identificada pelas ondulações de grande escala e pelas irregularidades superficiais de pequena escala para as dimensões geralmente utilizadas em amostras fraturadas em laboratório (BRADY e BROWN, 2005).

A rugosidade, Figura 3, pode apresentar valores diferentes, dependendo da direção em que é medida. Na prática, quando se pretende examinar um problema que envolva a análise ao cisalhamento, é fundamental investigar a direção provável do movimento.

Figura 3 – Medida da rugosidade.



Fonte: Adaptado de Hoek (2007)

2.5.3 Resistência das rochas

Para uma análise detalhada do comportamento mecânico das descontinuidades, é necessário avaliar as suas características mecânicas. A correta avaliação da resistência ao cisalhamento e da rigidez da superfície de uma descontinuidade é imprescindível.

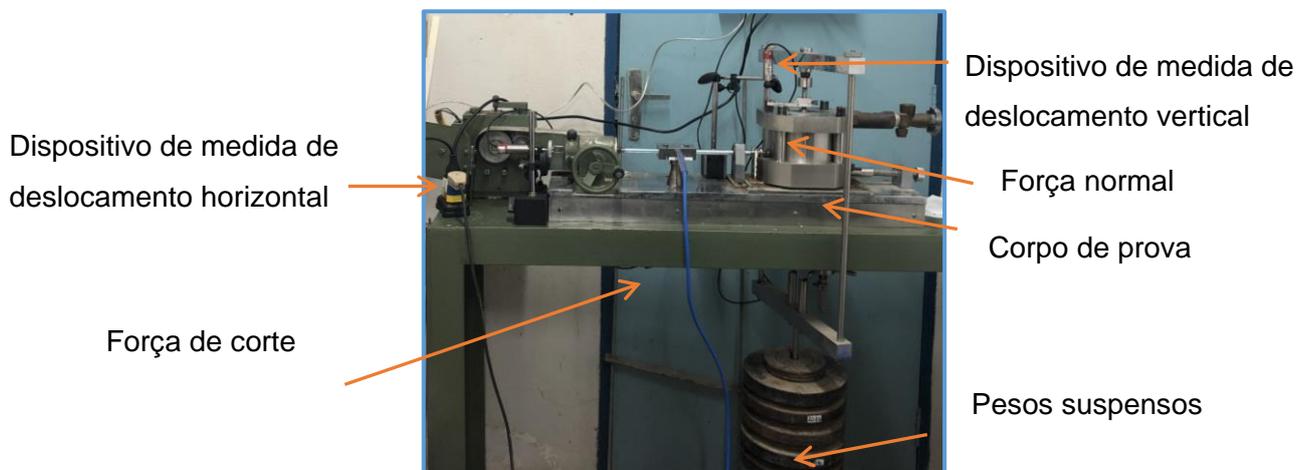
A resistência ao cisalhamento do maciço depende de parâmetros que definem a geometria das descontinuidades. Assim, parâmetros como a rugosidade, a abertura, e o enchimento são condicionantes na avaliação da resistência ao cisalhamento das descontinuidades. A rugosidade tem especial influência na resistência ao cisalhamento, quando esta se apresenta fechada e sem movimentos prévios. A rugosidade aumenta a resistência ao cisalhamento, que decresce com o aumento da abertura e, em geral, com o aumento da espessura do enchimento (GONZÁLEZ DE VALLEJO, 2002). Analogamente à rugosidade, para descontinuidades fechadas, a resistência das superfícies fraturadas tem também um importante papel na resistência ao cisalhamento, uma vez que esta é menor que a resistência da matriz rochosa por alteração e vetorização das superfícies.

2.5.4 Resistência ao cisalhamento das rochas fraturadas

Ao provocar um deslizamento de uma parte sobre a outra ocorre uma importante resistência contra o movimento denominada de atrito.

O estudo do comportamento mecânico de descontinuidades é baseado nas relações entre os esforços cisalhantes aplicados e os deslocamentos horizontais. O comportamento da descontinuidade como foco desta pesquisa é determinado através de ensaios de cisalhamento em laboratório (Figura 4). Estes ensaios, no âmbito da mecânica das rochas, são vantajosos para o estudo da resistência ao cisalhamento porque permitem medir facilmente os deslocamentos horizontais (δ_h) e verticais (δ_v) relativos à superfície média da descontinuidade de uma amostra submetida à determinada tensão cisalhante (τ) na direção paralela à superfície e a tensão normal (σ_n) à superfície. Consequentemente, para a mesma amostra, realizando o ensaio para diferentes valores de tensão normal (σ_n), é possível caracterizar a resistência ao cisalhamento e determinar a envoltória de ruptura no diagrama (τ , σ_n), através de valores de tensão cisalhante de pico (MURALHA *et al*, 2014).

Figura 4 – Esquema de equipamento para ensaio de cisalhamento direto, utilizada para determinação da resistência ao cisalhamento de discontinuidades.

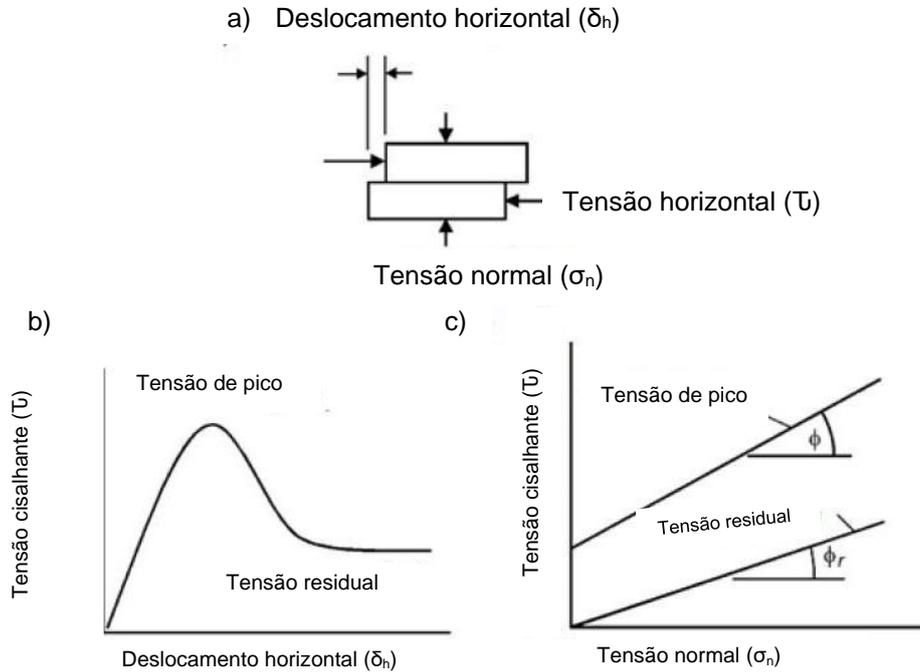


Fonte: A autora (2019)

O comportamento da resistência ao cisalhamento de discontinuidades dado por curvas (τ, δ_h) , como ilustrado na Figura 4, torna possível identificar os mecanismos que os governam. Assim, quando uma superfície rochosa desliza sobre outra, o atrito e a rugosidade das paredes controla o cisalhamento, sendo fundamental distinguir o comportamento de discontinuidades planas e lisas de discontinuidades rugosas, porque, neste tipo de ensaio, a diferença entre a resistência de pico e a residual é muito influenciada pela natureza das superfícies das discontinuidades (ROCHA, 1981).

As curvas (τ, σ_n) caracterizam a resistência ao cisalhamento, para as superfícies de descontinuidade planas e lisas, os pontos experimentais geralmente permitem estabelecer envoltórias lineares como apresentado na Figura 6 (c), onde as duas envoltórias representam, respectivamente, a resistência ao cisalhamento de pico e resistência residual (HOEK, 2007).

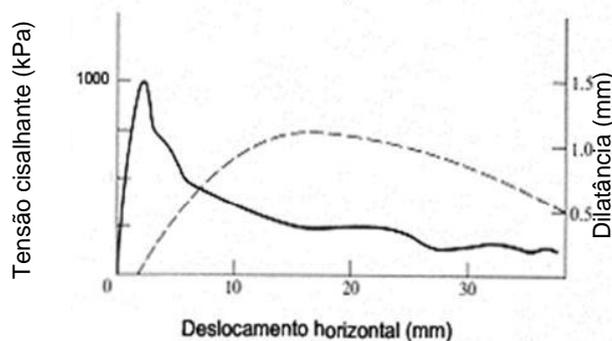
Figura 5 – Ensaio de cisalhamento de discontinuidades planas e lisas: a) Esquema das tensões atuantes no ensaio; b) Comportamento típico para ensaio de cisalhamento; c) Envoltória de ruptura para os valores de resistência de pico e resistência residual.



Fonte: Adaptado de Hoek (2007)

A superfície rugosa aumenta a resistência da discontinuidade, devido à maior tensão cisalhante que é necessária aplicar para que o deslocamento possa ocorrer vencendo a rugosidade. A Figura 6 apresenta a curva tensão cisalhante x deslocamento horizontal típica do ensaio realizado em discontinuidades muito rugosas, (HOEK, 2007).

Figura 6 – Curvas tensão cisalhante x deslocamento horizontal e deslocamento vertical x deslocamento horizontal para discontinuidades rugosas ensaiadas com $\sigma_n = 1.5$ MPa.



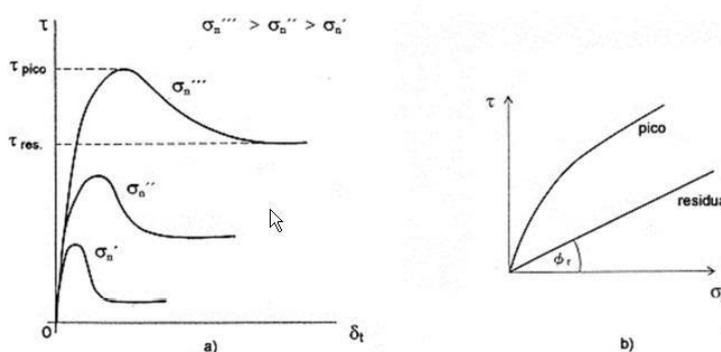
Fonte: Adaptado de Silva (2015)

Observando a Figura 6, pode rematar que inicialmente, quando uma força horizontal é aplicada à amostra, a descontinuidade começa a fechar. Após fechar, esta se comporta de forma “rígida”, ocorrendo um grande incremento de tensão cisalhante para um pequeno deslocamento horizontal, onde as rugosidades em contato se deformam elasticamente. Como a descontinuidade é rugosa, tem tendência a dilatar durante o deslocamento, sendo a dilatância definida como a taxa de variação do deslocamento vertical (δ_v) em função do deslocamento horizontal. Logo, os deslocamentos iniciais pequenos produzem um aumento acentuado na tensão cisalhante até um valor de resistência ao cisalhamento de pico, para o deslocamento horizontal de pico ($\delta_{t,p}$), onde as asperezas em contato podem sofrer deformação elástica ou ser cortadas, dependendo da força normal, da resistência e da geometria da superfície (GRASSELLI, 2001). Após alcançar a resistência de pico, e com um contínuo aumento dos deslocamentos, a tensão cisalhante decresce progressivamente, tendendo para um valor constante correspondendo à resistência residual da descontinuidade.

O conceito de dilatância apresenta uma relação recíproca com a rugosidade (BANDIS, 1980). O aumento da resistência ao cisalhamento influenciado pela rugosidade deve-se, assim, ao fenômeno da dilatância, independentemente da rigidez do sistema de carregamento normal.

A caracterização da resistência ao cisalhamento, para os ensaios com diferentes valores de tensão normal, é feita através das envoltórias de ruptura, sendo uma relativa aos valores das resistências de pico e outra relativa aos valores das resistências residuais, Figura 7.

Figura 7 – Ensaio de resistência ao cisalhamento. a) curvas (τ , δ_h) para vários valores de σ_n ; b) envoltórias de ruptura para valores de resistências de pico e residual.



Fonte: Adaptado de Brady e Brown (2005)

2.5.5 Critério de resistência ao cisalhamento

➤ Linear Mohr e Coulomb

Mohr (1969) introduziu um diagrama circular que representa o estado de tensão em um ponto. Supõe que a tensão de cisalhamento $\tau = f(\sigma)$, correspondente à ruptura do material, ou seja, ao início do seu comportamento inelástico, é função unicamente de σ sobre o plano de ruptura: $\tau_r = f(\sigma)$.

O círculo é calculado usando o estado de tensão principal, onde a tensão cisalhante é igual à zero. O diagrama do Círculo de Mohr também utiliza um ângulo de falha θ definido como o ângulo entre a tensão principal máxima e o vetor normal do plano de interesse. Uma limitação do Círculo de Mohr é a falta de influência das tensões intermediárias.

Coulomb - Não há ruptura se a tensão de cisalhamento não ultrapassar um valor dado pela expressão $c + f \cdot \sigma$, sendo c e f constantes do material e σ a tensão normal atuante no plano de cisalhamento.

Se a envoltória de Mohr é linear, o critério se torna similar ao de Coulomb, passando a denominar de Critério de Mohr-Coulomb.

Mohr-Coulomb propôs o primeiro critério para se analisar a resistência ao cisalhamento, o qual levou o seu nome. Esse critério foi estudado para o caso das descontinuidades totalmente planas, em que a resistência ao cisalhamento tem um comportamento linear em função da tensão normal agindo no plano das descontinuidades.

O critério de Mohr-Coulomb em termos de tensões principais maior e menor, σ_1 e σ_3 , pode ser expresso pela equação (2.1) como:

$$\tau = c + \sigma \tan \phi \quad 2.1$$

onde:

- c é a coesão;
- ϕ é a ângulo de atrito das descontinuidades.

O critério de Mohr-Coulomb é uma representação simplificada do processo físico que ocorre durante o cisalhamento numa descontinuidade. Esse critério não leva em conta a geometria da superfície da descontinuidade e também não leva em

consideração se existe coesão no caso de apresentar preenchimento das descontinuidades.

A descontinuidade apresenta na superfície asperezas que têm uma grande influência no comportamento cisalhante das juntas. As asperezas tendem a aumentar a resistência ao cisalhamento das descontinuidades, (SILVA, 2015).

No entanto, critério de Mohr-Coulomb baseia-se na adequação de uma expressão matemática com relação aos dados experimentais, contemplando apenas a tensão normal e as propriedades de resistência da superfície em estudo. Nesse critério, a resistência ao cisalhamento segundo um plano, depende unicamente da tensão normal atuante no mesmo, desprezando-se a influência da distribuição não uniforme de tensões durante o ensaio e da rugosidade (ROCHA 1981).

➤ Não linear Barton

Barton (1999) estudou uma alternativa para prever a resistência ao cisalhamento das juntas rugosas. Para tanto, desenvolveu um critério empírico que inclui parâmetros de asperezas da descontinuidade, e também, parâmetros de resistência à compressão das paredes das rochas. O parâmetro de resistência é obtido pela equação (2.2):

$$\tau_f = \sigma_n \cdot \tan[\phi_b + JRC \cdot \log_{10}(JCS/\sigma_n)] \quad 2.2$$

Onde:

- JRC é o coeficiente de rugosidade da junta;
- JCS é a resistência à compressão da rocha na superfície da fratura;
- σ_n é a tensão normal;
- τ_f é a tensão cisalhante sobre o plano de descontinuidade;
- ϕ_b é o ângulo de atrito da superfície fraturada.

Após realização de vários ensaios em laboratório com 8 tipos diferentes de rocha, Barton & Choubey (1977), baseados nos resultados, apresentaram um critério para se obter a resistência ao cisalhamento para as descontinuidades das asperezas. Por esse critério a resistência da descontinuidade depende de três componentes como visto na equação (2.3) a seguir:

$$\tau_f = \sigma_n \cdot \tan[\phi_r + JRC \cdot \log_{10}(JCS/\sigma_n)] \quad 2.3$$

Onde:

- τ_f é a resistência ao cisalhamento de pico;
- ϕ_r se refere ao coeficiente de atrito residual;
- JRC componente geométrica;
- JCS/σ_n aspereza.

O parâmetro JCS é determinado pela correlação apresentada por Barton e Choubey (1977), com base no ensaio do martelo de Schmidt, e definido pela equação (2.4).

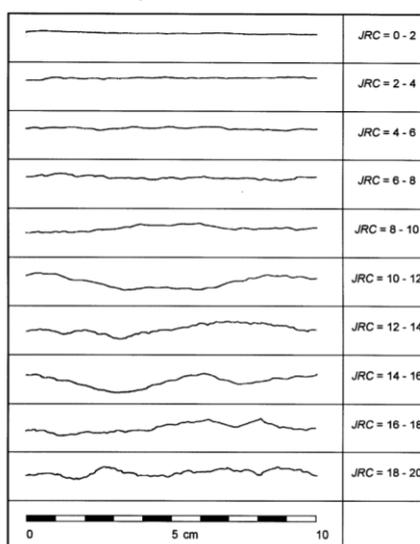
$$\log_{10} JCS = 0,00088 \cdot y \cdot r + 1,01 \quad 2.4$$

Onde:

- y corresponde ao peso do corpo de prova em (kN/m^3);
- r é o valor do ressalto do martelo de Schmidt;
- JCS resistência da superfície em (MPa).

O coeficiente de rugosidade da junta JRC pode ser estimado, pela comparação da aparência da superfície da descontinuidade segundo os perfis apresentados por Barton e Choubey (1977), e representado na Figura 8.

Figura 8 – Representação dos perfis de rugosidade na superfície da junta e o valor de JCR correspondente.



Fonte: Barton e Choubey (1977)

No entanto, esta metodologia é inteiramente subjetiva, apenas por comparação visual, podendo conduzir a resultados pouco confiáveis e só podem ser comparadas amostra a uma escala relativamente pequena, com n o máximo 10 cm.

Os valores de JRC e JCS são influenciados pelo efeito de escala, tal que, com incremento da extensão da descontinuidade ocorre uma diminuição nos valores. A razão para esta relação é que a rugosidade de menor escala passa a ser menos importante para grandes dimensões da descontinuidade.

Barton (1973) apresenta os valores típicos de c e ϕ para rocha intacta (Tabela 1).

Tabela 1 - Valores típicos de coesão e coeficiente de atrito para rochas intactas.

| Rocha | Coesão (KPa) | Coeficiente de atrito ϕ_b |
|--------------|---------------------|--|
| Andesito | 280 | 45 |
| Arenito | 80-350 | 30-50 |
| Basalto | 200-600 | 48-55 |
| Calcário | 50-400 | 35-50 |
| Quartzito | 250-700 | 40-55 |
| Diabásio | 900-1200 | 40-50 |
| Diorito | 150 | 50-55 |
| Dolomita | 220 | 600 |
| Gnaisse | 150-400 | 30-40 |
| Granito | 150-500 | 45-58 |
| Mármore | 150-500 | 35-45 |
| Xisto | 100-500 | 40-55 |
| Gesso | | 30 |

Fonte:AADNOY (1988)

Quanto à resistência ao cisalhamento, algumas resistências típicas a partir de ensaios em corpos de prova são obtidas conforme apresentado na Tabela 2. Observa-se que, tanto a resistência como o plano de ruptura, são afetados pela orientação do plano de acamamento. Jaeger e Cook, (1979) introduziram o conceito de plano de fraqueza, onde a resistência seria menor se o corpo de prova rompesse ao longo do plano de acamamento.

A resistência máxima é obtida quando o corpo de prova cilíndrico rompe perpendicularmente ao plano de acamamento. Isso mostra a validade da teoria do plano de fraqueza de Jaeger e Cook, (1979).

Tabela 2 - Dados de resistência ao cisalhamento determinados experimentalmente.

| Tipo de rocha | Resistência ao cisalhamento, τ (MPa) | Ângulo de atrito interno, ϕ | Ângulo de fratura, β |
|-------------------|---|----------------------------------|--|
| Calcário Leuders | 17,24 | 35 ⁰ | All β |
| Arenito Arkansas | 34,47 | 57,5 ⁰ | 0 ⁰ < β <15 ⁰ |
| | 34,47 | 57,5 ⁰ | 35 ⁰ < β <90 ⁰ |
| | 28,96 | 50 ⁰ | 15 ⁰ < β <35 ⁰ |
| Xisto Green River | 49,99 | 41 ⁰ | 0 ⁰ |
| | 41,37 | 32 ⁰ | 15 ⁰ |
| | 56,88 | 30 ⁰ | 30 ⁰ |
| | 51,71 | 33,4 ⁰ | 45 ⁰ |
| | 51,71 | 35 ⁰ | 60 ⁰ |
| | 53,78 | 36,5 ⁰ | 75 ⁰ |
| | 49,99 | 43 ⁰ | 90 ⁰ |

Fonte:AADNOY (1988)

2.5.6 Efeitos das propriedades de rocha anisotrópicas

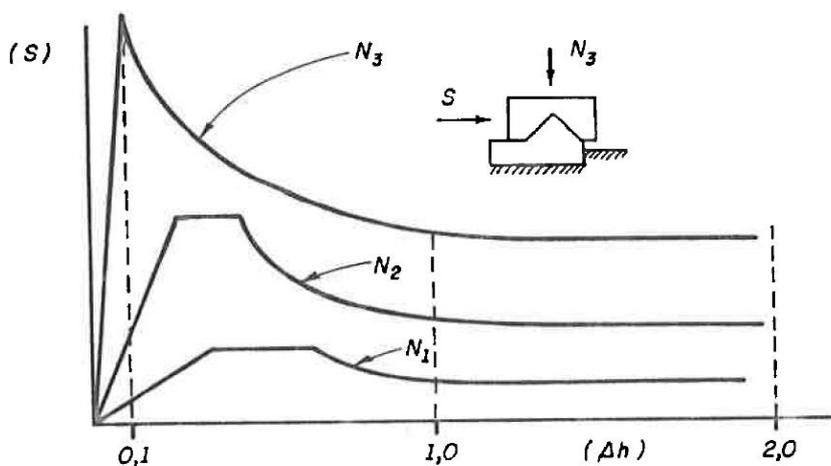
Aadnoy (1988) analisou os efeitos da anisotropia. A Tabela 2 apresenta dados de resistência ao cisalhamento da rocha. Observa-se claramente o efeito da anisotropia, uma vez que o plano de fraqueza é evidenciado nos dados, onde mostram que a rocha se enfraquece quando no plano de acamamento dos corpos de prova é orientado de 100 a aproximadamente 400 em relação à solicitação.

Análises relevantes:

- A dimensão do corpo de prova pode alterar significativamente os resultados obtidos, condicionando inclusive o mecanismo de ruptura e deslizamento entre as superfícies naturalmente fraturadas;
- Uma série de testes executados por Bandis (1979) demonstrou a influência da escala nas características do cisalhamento de superfícies naturalmente fraturadas. Foram ensaiados 4 blocos, com o mesmo tipo de fratura, porém com comprimentos diferentes e sob a mesma tensão normal. Observou que o deslocamento necessário para mobilizar a resistência de pico aumentou significativamente com o aumento do tamanho do bloco, bem como o tipo de ruptura mudou de frágil para plástico;

- O fraturamento afeta tanto a resistência mecânica como também o comportamento geomecânico do maciço rochoso;
- Para superfícies irregulares e com a mesma geometria, o pico de resistência é diretamente proporcional ao valor da carga normal aplicado. A Figura 9 ilustra esquematicamente a curva de resistência obtida por Patton (1966) testados sob carregamentos $N_3 > N_2 > N_1$.

Figura 9 – Curva de resistência ao cisalhamento sob tensões normais diferentes.



Fonte: Patton (1966)

2.6 GEOQUÍMICA E GEOMECÂNICA DE PETRÓLEO

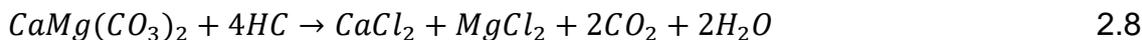
Um amplo conjunto de interações e processos entre fluidos injetados e os minerais das rochas-reservatórios pode ocorrer no meio poroso. Estes processos podem ser tanto hidro-mecânicos, resultando em fraturas de rochas impermeáveis e reativação de falhas, como hidro-químicos resultando em variações de pH, dissolução e precipitação de minerais presentes na rocha reservatório. Além disso, podem gerar profundas perturbações em sua estrutura, e conseqüentemente em variações nos valores locais e globais de porosidade e permeabilidade das rochas.

Logo, diante da complexibilidade e heterogeneidade de reservatórios de petróleo, a reprodução de fenômenos e a compreensão do escoamento de fluidos, processos geomecânicos e geoquímicos permanece um desafio para a simulação de reservatórios, devido à necessidade de utilização de modelos eficientes e que sejam fisicamente realistas. Contudo, a recente evolução das técnicas de ensaios de

laboratório, que permitem a medição simultânea de variáveis de diferentes naturezas (térmicas, hidráulicas, mecânicas e químicas) em um mesmo experimento, aliada ao avanço dos Métodos Computacionais em Engenharia, vem permitindo a incorporação de novas ferramentas de trabalho na modelagem computacional de reservatórios, (LINS, 2014).

Com relação à acidificação de carbonatos, à medida que o ácido é consumido pelas reações geoquímicas, alguns dos produtos resultantes da dissolução tendem a precipitar, provocando com isso, um aumento da resistência ao fluxo do fluido. Logo, a quantidade de precipitados e suas regiões de ocorrência são determinantes para o controle do grau de declínio da permeabilidade ou danos de formação (FREDD; FOGLER, 1998).

Segundo Oliveira, (2016) as rochas carbonáticas, devido à composição - calcita e dolomita -, dissolvem-se rapidamente em HCl e originam produtos que são solúveis em água, de acordo com as Equações (2.7) e (2.8):



Ainda segundo Oliveira, (2016) alguns estudos referentes à dissolução em rochas carbonáticas vêm sendo desenvolvidos. Parâmetros como a cinética da reação, temperatura, composição do fluido, taxa de injeção do fluido e as propriedades da rocha, a qual sofrerá a dissolução, estão sendo analisados para que haja um maior domínio relacionado ao tema.

2.7 ESTUDOS EXPERIMENTAIS DO COMPORTAMENTO EOMECÂNICO DE ROCHAS NA FRATURA

As propriedades mecânicas e hidráulicas de um maciço rochoso são principalmente governadas pelas fraturas que ela contém. Como consequência, na última década, muitos pesquisadores se concentraram nas propriedades mecânicas e hidráulicas das fraturas de rocha.

No passado, esforços substanciais foram realizados em estudos hidromecânicos e hidrodinâmicos. No entanto, a complexidade do assunto, causada pela aspereza da fratura e asperezas de contato isoladas entre duas paredes de fratura confinadas, dificulta a descrição precisa desse processo de fluxo.

Embora o fluxo não-linear através de fraturas de rochas tenha sido observado numericamente e experimentalmente, o estudo que desencadeia a ocorrência de fluxo não-linear em fraturas de rochas é limitado.

O fluxo não linear pode, teoricamente, ocorrer em uma fratura com qualquer tamanho de abertura, o que pode permitir baixa e alta velocidade de fluxo. No entanto, na escala experimental de laboratório, o teste é geralmente conduzido pelo controle de pressão em vez da velocidade de fluxo. Um resumo dos tamanhos de abertura usados na investigação do fluxo não linear relatada através de fraturas de rochas é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Resumo dos tamanhos de abertura usados na literatura relatada na investigação de fluxo de fratura não linear.

| Autores | Abertura da fratura | Tipo de estudo | Observações |
|-------------------------------|----------------------------|-----------------------|--|
| Zimmerman et al (2004) | 148.9 | Experimental | Abertura média em microns |
| Lucas et al (2007) | 2 | Numérica | Em unidade arbitrária com um tamanho relativo de 1 para profundidade da cavidade |
| Ranjith and Darlington (2007) | - | Experimental | Não reportado |
| Nowamooz et al (2009) | 409, 429, 441 | Experimental | em microns |

Fonte: Zhang & Nemcik (2012)

Com relação ao comportamento hidromecânico da rocha, sabe-se que a tensão *in situ* tem influência direta na abertura da fratura e, portanto, nas características do fluxo (BARTON *et al*, 1985).

O estudo experimental do comportamento hidromecânico acoplado das juntas de rochas foi conduzido por Barton *et al*, (1985) na escala laboratorial.

A resposta mecânica de uma fratura está intimamente relacionada a geometria da área de contato, enquanto a resposta hidráulica é governada pela condutividade e tamanho dos vazios. Mudanças no estado de tensão em um maciço rochoso, devido a ambos os fenômenos naturais e aqueles induzidos por atividades de engenharia, podem ter um efeito substancial no fluxo de fluido e no transporte de material. Brown

(1987) mostrou que uma fratura fechada macroscopicamente devido a tensão normal pode, no entanto, fornecer um caminho para o fluxo de fluido porque as superfícies da fratura não se combinam perfeitamente devido a abertura entre as superfícies. Assim, as distribuições de abertura em uma fratura são governadas por tensões das rochas, as propriedades mecânicas da rocha e a topografia das superfícies de fratura.

Até o momento, alguns modelos empíricos e teóricos foram desenvolvidos para prever a resistência ao cisalhamento de descontinuidades em maciços rochosos. A degradação da aspereza das descontinuidades da rocha foi realizada por Ladanyi e Archambault, (1969), Hutson e Dowding, (1990), e Lee *et al.*, (2001). Além disso, os efeitos de dilatação na previsão da resistência ao cisalhamento de descontinuidades de rochas não planas foram investigados por Jaeger, (1959) e Patton, (1966).

Sanei *et al.*, (2015), estudou o desenvolvimento de uma nova relação empírica para estimar o pico de resistência ao cisalhamento de descontinuidades em rochas sedimentares baseadas em ensaios de cisalhamento direto sob condições de contorno a tensão constante. A resistência ao cisalhamento das descontinuidades da rocha, envolvendo os planos de assentamento e as juntas no local da barragem Bakhtiary, localizada na província de Lorestan, no sudoeste do Irã, foi medida através de 106 testes laboratoriais e 3 testes de cisalhamento direto *in situ*. As propriedades mecânicas relacionadas à escala laboratorial foram obtidas através de ensaios mecânicos específicos e medidas morfológicas. Logo, com base nos resultados de testes de laboratório, testes *in-situ* e simulações numéricas, foi obtido o efeito de escala na resistência ao cisalhamento. Finalmente, foi proposta uma nova relação empírica que pode ligar a resistência ao cisalhamento das descontinuidades da escala de laboratório à escala de maciços rochosos sedimentares.

Barton (1999), em seus estudos sobre os critérios de resistência ao cisalhamento nas fraturas em rochas, concluiu que, existe uma necessidade de melhorar o critério de resistência ao cisalhamento de Mohr-Coulomb para a resistência intacta da rocha levando a incorporar um conceito simples sobre o estado crítico para as rochas e, assim, delinear o desvio necessário dos critérios lineares de Mohr-Coulomb, a fim de modelar a curvatura correta da envoltória.

A pressão crítica de confinamento necessária para alcançar a máxima tensão cisalhante, é aproximadamente a mesma para o caso da maioria dos tipos de rocha. Assim, $\sigma_{1\text{máximo}} = 3\sigma_3$ (crítico) ou aproximadamente igual a $3\sigma_3$. O resultado é que os

testes triaxiais só precisam ser realizados a baixas pressões de confinamento, a fim de proporcionar a completa envoltória de tensões.

Ainda segundo Barton (1999), as juntas de rochas têm um critério de resistência não linear e que por muitos anos se pensavam que as rochas fraturadas apresentavam força coesiva. Na realidade, apresenta alta fricção, não tem coesão e forte dilatação à baixa tensão.

Barton (1999), afirma que não se deve usar o ângulo de atrito interno em substituição do ângulo de atrito residual, pois pode ocasionar uma grande diferença se as juntas estiverem desgastadas, proporcionando também valores incorretos de JRC. Embora, se tenha proporcionado correções, vem sendo comum propagar esse tipo de substituição afetando pesquisas nas universidades, e as publicações, mesmo em pesquisas monitoradas por professores e publicações revisadas.

As rochas quando submetidas à fratura pode apresentar cisalhamento preferencial ao longo desta interface da fratura. Isto é um comportamento controlado pelo JRC, (BARTON, 1999).

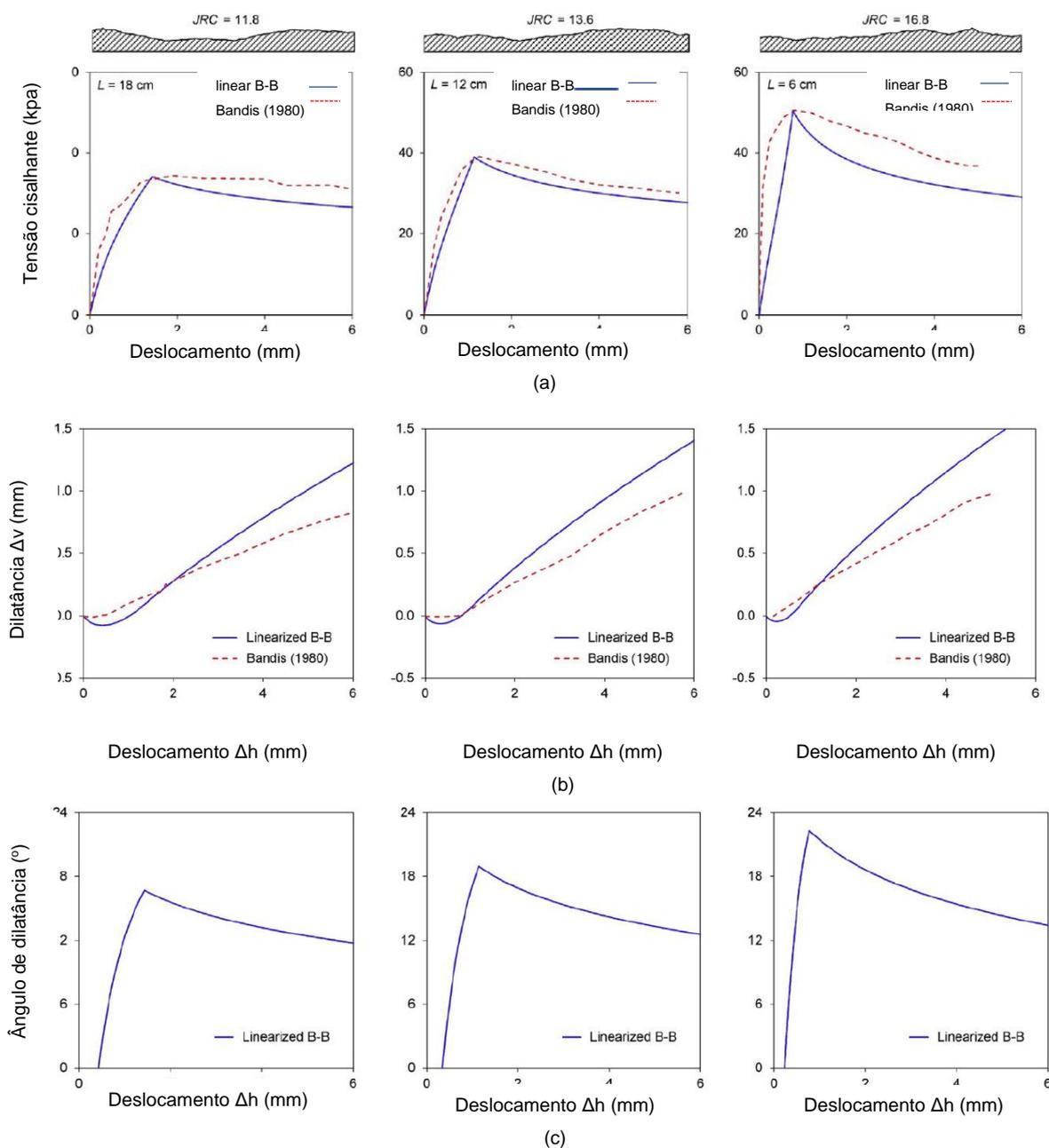
Muitos materiais geotécnicos se dilatam durante o cisalhamento: rochas com superfícies irregulares, blocos de rochas intactos, areia densa e argila adensada. Experimentos em larga escala com testes biaxiais de rocha fraturadas sugerem a necessidade de adicionar um ângulo de dilatação nas equações para obtenções de tensões, (BARTON, 1999).

Prasetyo *et al*, (2017) em seus estudos sobre o comportamento não linear da resistência ao cisalhamento de juntas de rochas pelo critério de Barton e Bandis, verificou através dos resultados experimentais de Bandis (1980) e Olsson e Barton (2001), que realizaram uma série de testes de cisalhamento direto em réplicas de juntas de rocha e em juntas naturais de granito.

Na pesquisa Prasetyo *et al*, (2017) apresentaram os resultados experimentais de Bandis (1980), como mostrado na Figura 10. O modelo linear de Barton e Bandis (B-B) é capaz de capturar a tendência geral dos comportamentos de cisalhamento das juntas de rochas para todos os valores de comprimento da junta e do JRC com concordância razoável. Quando a rugosidade da junta diminui, obtém-se menos resistência ao cisalhamento (Figura 10a) porque a junta se torna menos dilatada (Figura 10b), indicada pela diminuição no ângulo de pico de dilatação, conforme mostrado pelas curvas da Figura 10c.

O modelo linear de Barton e Bandis também é capaz de analisar a redução da rugosidade e o efeito na tensão de cisalhamento após o pico. Esse comportamento de enfraquecimento da tensão é mais pronunciado quando a superfície da rocha é relativamente lisa com $JRC = 10,4$, o que é consistente com os resultados experimentais (Figura 10a). O efeito do tamanho da amostra conjunta também é analisado. Com a diminuição do comprimento da amostra, observa-se que o deslocamento correspondente à tensão de cisalhamento de pico diminui, aumentando a curva de rigidez de cisalhamento pré-pico. Esse comportamento também é consistente com os resultados experimentais relatados por outros pesquisadores.

Figura 10 – Comparações de (a) tensão cisalhante e (b) dilatância x deslocamento da implementação linear equivalente do modelo B-B x resultados experimentais de Bandis (1980), acompanhadas de (c) curvas de ângulo de dilatância x deslocamento do modelo linear B-B.

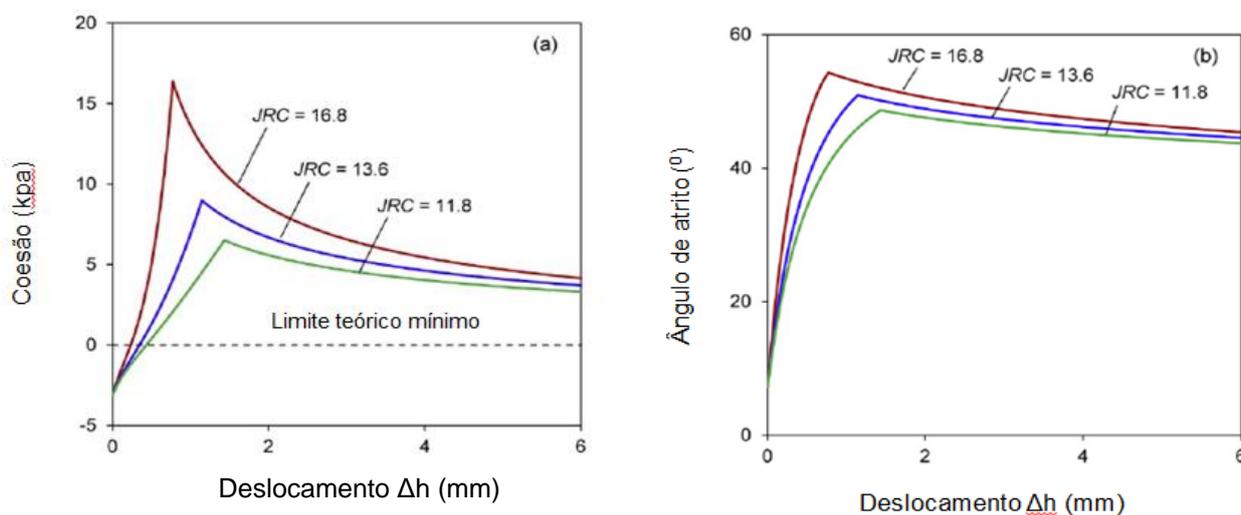


Fonte: Adaptado de Prassettyo *et al.* (2017)

Ainda, de acordo com os estudos de Prassettyo *et al.*, (2017) as variações do ângulo de atrito e da coesão com o deslocamento para as amostras e as juntas correspondentes são apresentadas na Figura 11. Os comportamentos de rigidez, da coesão e do ângulo de atrito nas regiões pré e pós-pico, respectivamente, são analisados pelo modelo linearizado de B-B, como também o aumento dos valores de

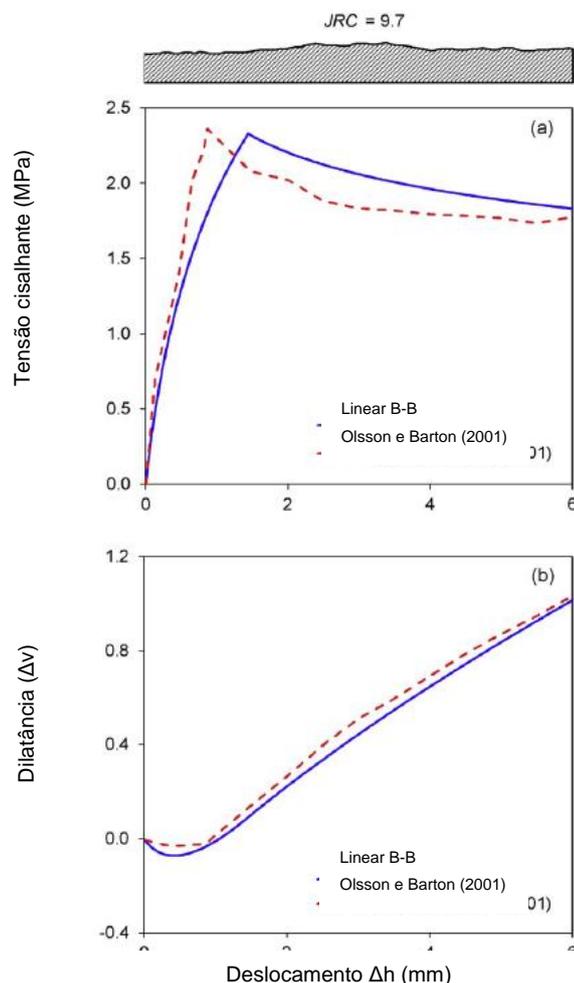
pico com o aumento de JRC. Como esperado, os dois parâmetros aumentam para seus valores máximos e depois diminuem na parte de menor resistência, na qual é apresentada uma grande redução na coesão. Pode-se notar na Figura 11 que a coesão no modelo linear B-B pode ser menor que zero - limite teórico mínimo de coesão da junta - antes do início da dilatância. Fisicamente, isso pode significar que a coesão não tem influência na resistência ao cisalhamento das juntas de rocha no estágio inicial do deslocamento da junta e que a resistência ao cisalhamento das juntas de rocha depende apenas do ângulo de atrito. No entanto, deve-se notar que a taxa de alteração da coesão nesse deslocamento precoce é positiva, o que está de acordo com o aumento gradual do valor do JRC. Com relação aos resultados experimentais de Olsson e Barton (2001), o modelo linearizado de B-B pode reproduzir curvas de tensão cisalhante e dilatância em boa concordância com os resultados do ensaio apresentado na Figura 12. Mesmo que o modelo linearizado de B-B superestime ligeiramente as magnitudes do pico de deslocamento e da tensão cisalhante após a falha, na Figura 12a, o modelo pode apresentar de perto o comportamento de dilatância da junta, Figura 12b.

Figura 11 - Gráficos de coesão equivalentes (a) e (b) ângulo de atrito x deslocamento para diferentes valores do JRC para os experimentos de Bandis (1980).



Fonte: Adaptado de Prassetyo *et al* (2017)

Figura 12 - Gráficos de coesão equivalentes (a) e (b) ângulo de atrito x deslocamento para diferentes valores de JRC para os experimentos de Bandis (1980).



Fonte: Adaptado de Prassetyo *et al* (2017)

Sanei *et al*, (2015) realizou 109 ensaios de cisalhamento direto em rochas sedimentares tanto em laboratório quanto *in situ* (Barragem de Bakhtiary), com o objetivo de determinar uma modelagem numérica que melhor relacione os efeitos da Resistência ao cisalhamento de discontinuidades em massas de rochas sedimentares baseadas em ensaios de cisalhamento direto em campo e em laboratório.

Como objetivo de obter as características da superfície das juntas de rocha, foram determinados: o coeficiente de rugosidade, resistência ao cisalhamento das juntas, coesão, ângulo de atrito residual e ângulo de atrito de pico.

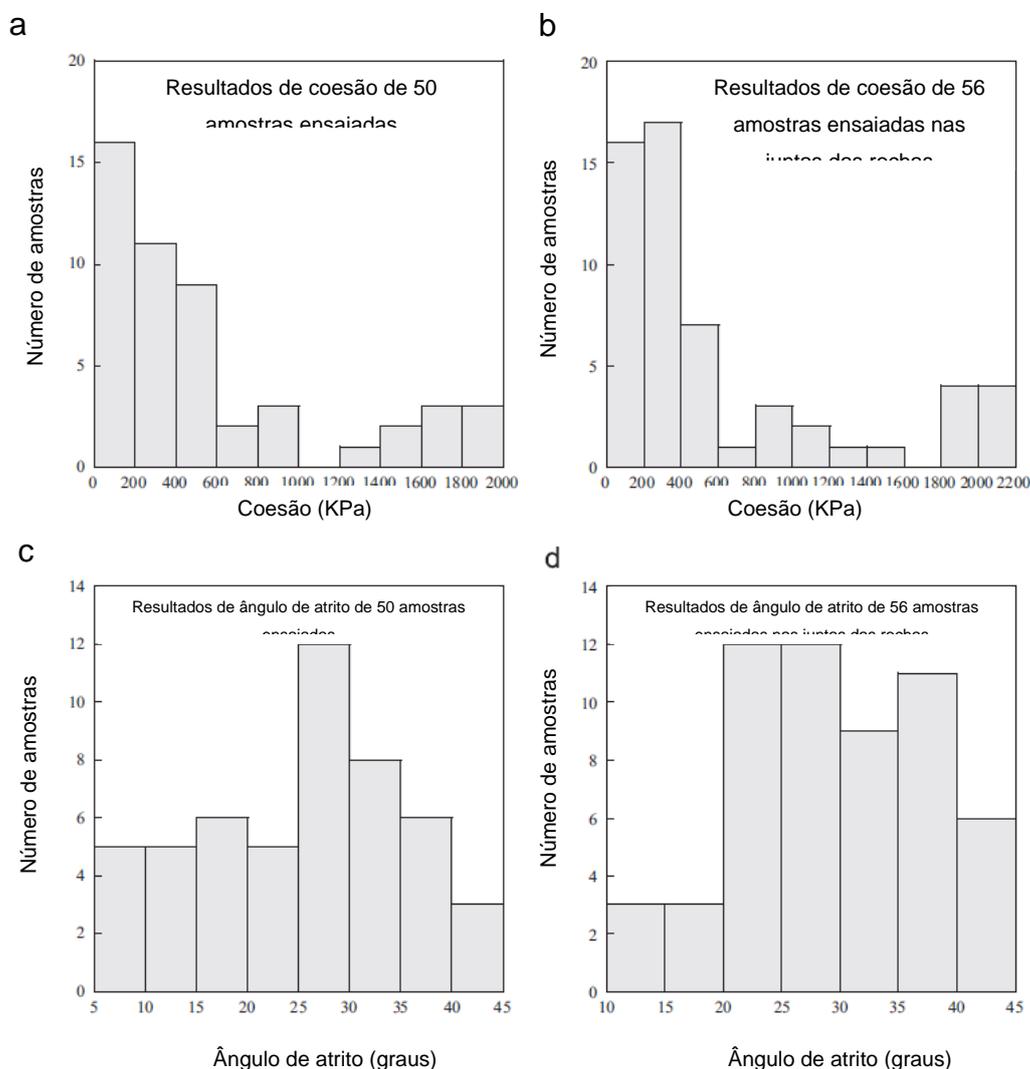
Os corpos de prova ensaiados em laboratório apresentam comprimentos variando de 5,4 cm a 14,8 cm. Os testes de cisalhamento direto foram realizados sob

carregamento normal constante. A força de cisalhamento foi aplicada continuamente de forma a controlar a taxa de deslocamento. Foram realizadas em torno de 10 leituras até atingir a tensão de pico.

Para cada amostra ensaiada, foram obtidos os gráficos de tensão de cisalhante x deslocamento horizontal e tensão cisalhante x tensão normal, com a finalidade de calcular os valores de resistência ao cisalhamento de pico e cisalhamento residual. Gráficos das tensões cisalhantes máximas e residuais versus tensão normal foram plotados a partir dos resultados combinados de todas as amostras ensaiadas. Além disso, distribuição de coesão, ângulo de atrito residual, e ângulo de atrito de pico foram extraídos desses gráficos, como apresentado na Figura 13. Os ensaios de cisalhamento direto em estado residual foram realizados para estimativa dos parâmetros de resistência ao cisalhamento residual.

Os resultados dos testes de cisalhamento direto são derivados das parcelas de resistência ao cisalhamento de pico e resistência ao cisalhamento residual versus tensões normais aplicadas com base no critério de falha de Mohr–Coulomb, e os valores de resistência ao cisalhamento residual foram calculados e comparados com os valores estimados pelo critério de Barton. Sanei *et al*, (2015) concluiu que o critério empírico mais apropriado para estimar a resistência ao cisalhamento das superfícies rugosas das rochas sedimentares da barragem de Bakhtiary foi o critério de Barton.

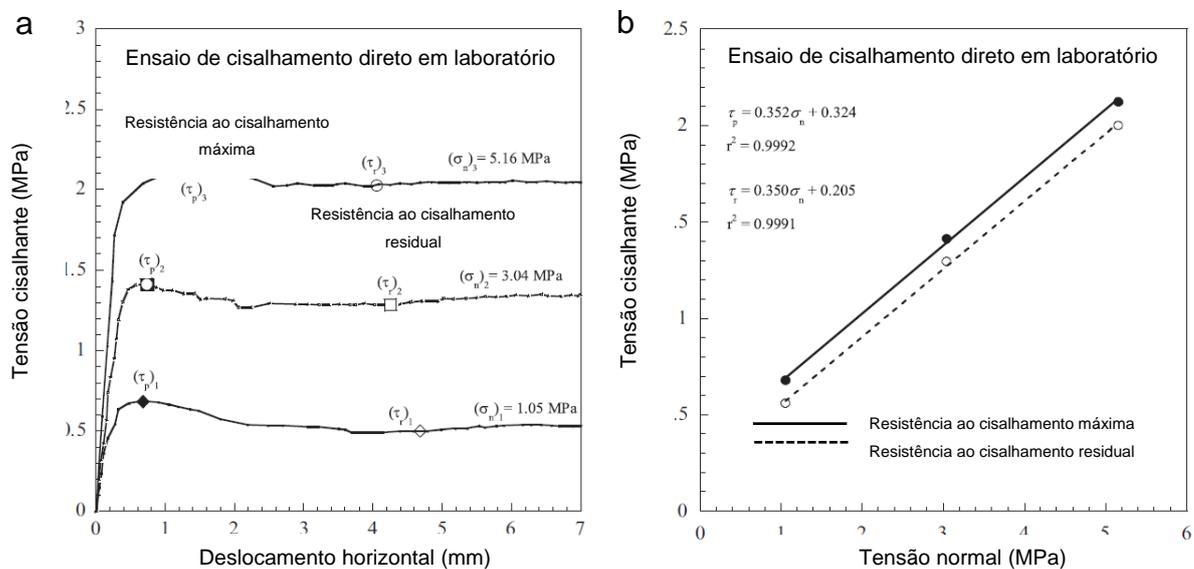
Figura 13 - Distribuição dos parâmetros de resistência de Mohr – Coulomb da barragem de Bakhtiary; a) coesão; b) coesão das juntas de rocha; c) ângulo de atrito residual da rocha; (d) ângulo de atrito residual das juntas de rocha; (e) ângulo de atrito de pico da rocha; (f) ângulo de atrito de pico das juntas de rocha.



Fonte: Adaptado de Sanei *et al* (2015).

Sanei *et al*, (2015), utilizou como procedimento para realização dos ensaios de cisalhamento direto, os métodos preconizados pela norma ISRM. O ensaio deve ser realizado aplicando uma carga normal constante aumentando a força cisalhante gradualmente até que o deslizamento ocorra. As análises da curva tensão cisalhante x deslocamento horizontal obtidas nos ensaios realizados por Sanei *et al*, (2015) pode ser vista na Figura 14a. Foi realizado para a mesma amostra três níveis de tensão normal, avaliando a resistência de pico e a residual. Foi aferida a coesão e o ângulo de atrito interno, pelo critério de Mohr-Coulomb, após plotagem dos gráficos das tensões cisalhantes máximas x tensão normal, como apresentado na Figura 14b.

Figura 14 - Resultados do ensaio de cisalhamento direto: (a) gráfico de resistência ao cisalhamento x deslocamento horizontal. b) Gráfico da resistência ao cisalhamento x tensão normal, máxima e residuais de Mohr Coulomb.



Fonte: Adaptado de Sanei *et al* (2015)

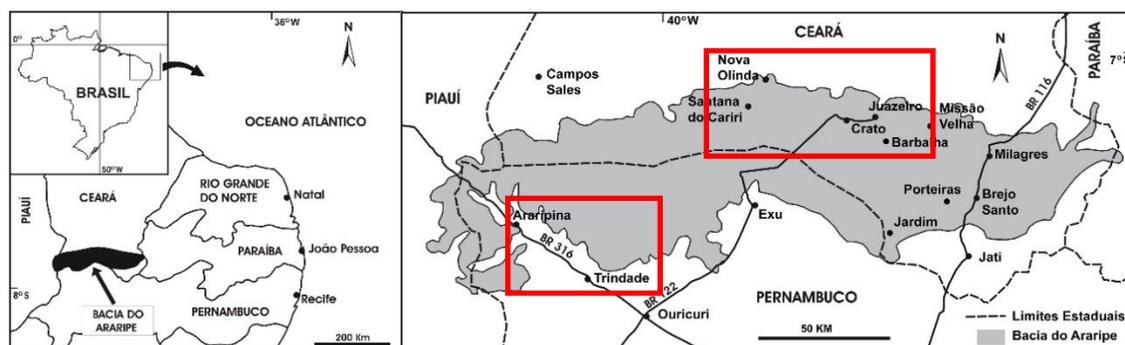
3 COLETA, PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA ROCHA

Este capítulo aborda a localização do material, coleta e preparação dos corpos de prova, técnica de indução da fratura, característica petrofísica e mecânica da rocha carbonática.

3.1 BACIA DO ARARIPE

A formação Crato da Bacia do Araripe inicia no nordeste da Chapada do Araripe, um imenso Planalto localizado entre os limites do Ceará, Pernambuco e Piauí na Caatinga semiárida do nordeste brasileiro, (Figuras 15 e 16).

Figura 15 – Delineamento da Chapada do Araripe / Bacia do Araripe, onde os retângulos vermelhos indicam as áreas de estudo, afloramento dos depósitos carbonáticos e evaporíticos, da formação Crato, localizada entre os estados de Ceará, Pernambuco e Piauí.



Fonte: Adaptado de Fabin (2017).

Figura 16 – Pedreira em Nova Olinda, no estado do Ceará. (A) visão geral dos afloramentos da Crato Fm. A camada de calcário tem vários metros de espessura e é coberta por uma seção de siliciclástico consistindo de xistos e arenitos; (B e C) os calcários exibem laminação delicada milimétrica evidente nas fotografias na parte inferior.



Fonte: Adaptado de Catto (2015).

A formação Crato é caracterizada por dois ou três, dependendo da localização, calcários laminados intercalados entre siliciclásticos finos e médios e é encoberto, em muitos lugares da região, por uma sequência espessa de evaporitos da formação Ipubi. A parte inferior dos calcários laminados é famosa pela abundância e preservação excepcional de uma flora e fauna diversificada, e é conhecido como Membro da Nova Olinda.

A Formação Crato consiste em camadas de carbonato de vários metros espessa com sedimentos siliciclásticos (folhelhos e arenitos), cuja origem é atribuída a eventos regressivos transgressivos associados com a expansão e contração de um sistema lacustre (NEUMANN, 1999). As fácies de carbonato lacustre têm uma composição de calcita com baixo teor de magnésio e são predominantemente compostos de micrítico calcários laminados. A origem dos carbonatos do Crato é tradicionalmente atribuída à precipitação química associada a sedimentos clásticos não afetados por nenhuma mediação orgânica (HEIMHOFER *et al*, 2010).

As rochas naturais estudadas para as análises experimentais desta tese foram da Bacia do Araripe e, tem sido fonte de inúmeros estudos dos depósitos de seu grande sistema lacustre. Além disso, é de especial representatividade para o estudo de análogos destacando-se a possível correlação de depósitos sedimentares formados sob condições climáticas e tectônicas semelhantes, nas bacias interiores, especialmente o Araripe e bacias marginais.

Miranda (2015) observou na formação Crato, que as principais estruturas identificadas nos calcários laminados são: fraturas cisalhantes, fraturas extensionais (juntas e veios). De forma secundária, foram observadas juntas de alívio de pressão, estruturas de dissolução por pressão (estilolitos) e fraturas vugulares.

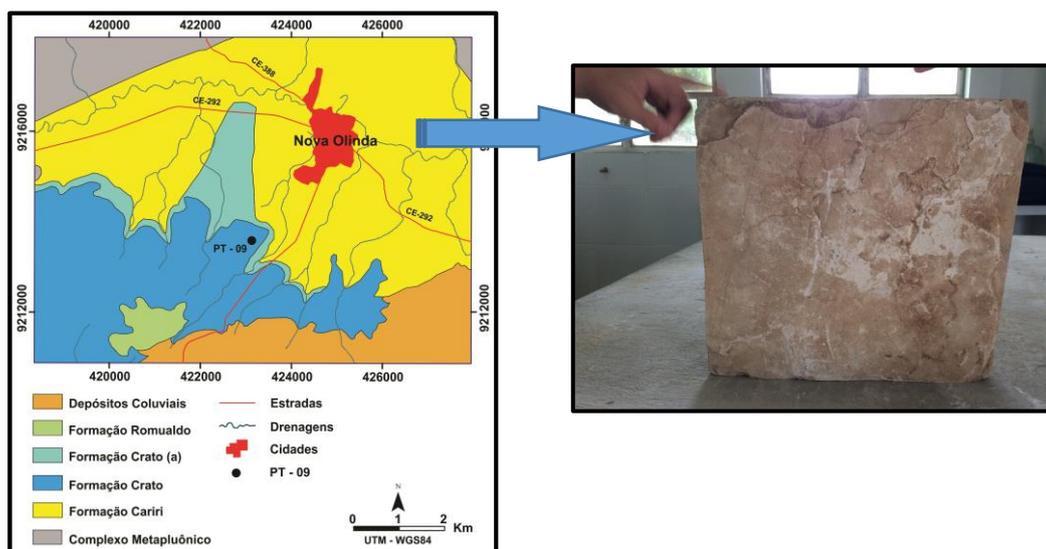
3.2 COLETA E PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS

As amostras analisadas foram derivadas de um único bloco de calcário laminado da Formação Crato. As dimensões do bloco eram de 34 cm de comprimento, 24 cm de altura e 30 cm de espessura. O bloco foi extraído a partir do topo de uma frente de lavra da Pedreira Três Irmãos (Figura 17). A extração do bloco foi facilitada devido ao desenvolvimento mineiro voltado para a exploração do calcário laminado para uso na construção civil. A pedreira três Irmãos está situada à Sudoeste da sede

do Município de Nova Olinda, a aproximadamente 540 km da cidade de Fortaleza, Capital do Ceará (Figura 18).

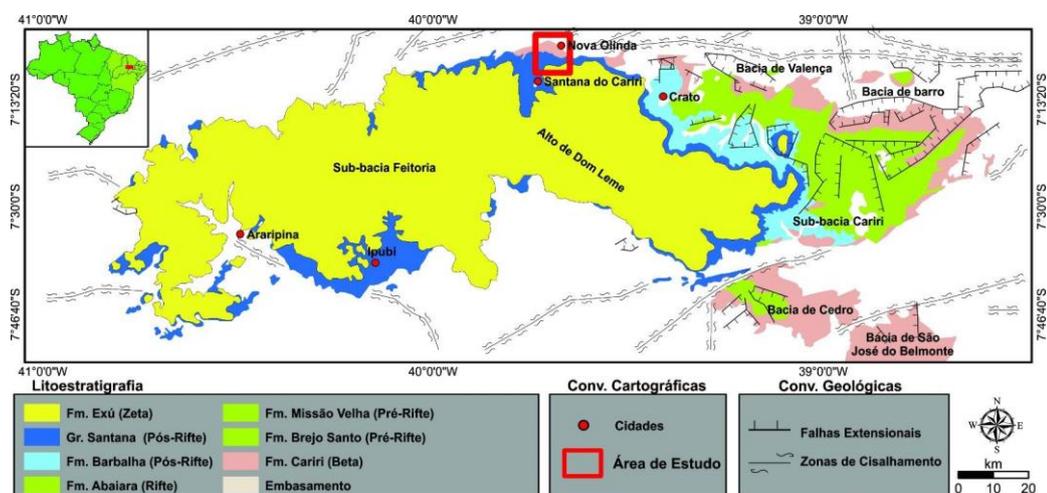
As pedreiras em que os calcários laminados da Formação Crato são explorados se expressam como excelentes laboratórios naturais, e vem sendo bastante utilizadas nos últimos anos para estudos sedimentológicos, estratigráficos e geomecânicos (CATTO *et al*, 2015; MIRANDA, 2015), relacionados à litofácies análogas as litofácies dos reservatórios do intervalo pré-sal das Bacias margem leste. Além do mais, esta área foi escolhida devido ao fácil acesso aos afloramentos de calcário laminado. Estes afloramentos possuem em média 20 metros de altura e centenas de metros de comprimentos laterais.

Figura 17 – Mapa geológico da área onde foi coletado o bloco de calcário laminado. O ponto PT- 09 indica a localização da Pedreira três Irmãos. Modificado de Fabin (2017).



Fonte: Fabin (2017)

Figura 18 – Mapa geológico da Bacia do Araripe com destaque para a região da localização da Pedreira Três Irmãos, em polígono vermelho.



Fonte. Adaptado de Fabin (2017).

Após a coleta o bloco foi levado a uma marmoraria para subdividir em blocos menores, como apresentado na (Figura 19). Foi necessário subdividir em blocos menores porque o equipamento que fabrica os plugs não atendia as dimensões da amostra original.

A Figura 19 (b) apresenta os quatro blocos obtido após o corte na marmoraria, os quais foram levados para o laboratório de laminação, vinculado ao departamento de geologia da Universidade Federal de Pernambuco para assim, serem preparadas os plugs.

Figura 19 – Divisão do bloco para preparação dos plugs.

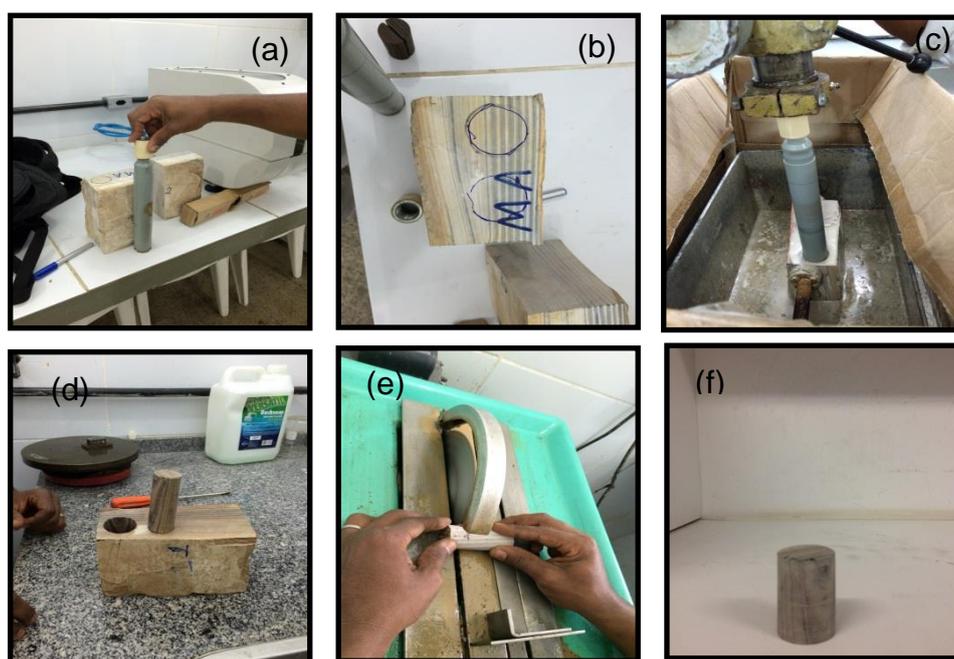


Fonte: A autora (2019)

As Figuras 20 (a) e (b) apresentam uma parte dos blocos sendo preparados para extração das amostras a serem ensaiadas, marcação do diâmetro e posição do

corde em relação à formação da fratura da rocha. Esta posição foi escolhida para facilitar a indução da fratura da rocha carbonática. As Figuras 20 (c) e (d), apresentam o bloco de rocha e o plug. As Figuras 20 (e) e (f), apresentam a amostra sendo cortada na dimensão de 5 cm de altura e lapidando a superfície e, por fim, o plug.

Figura 20 – (a) Preparação da amostra. (b) marcação do diâmetro da amostra. (c) Corte e preparação e retirada da amostra. (d) amostra retirada do bloco. (e) Corte da amostra nas dimensões de 3 cm de diâmetro por 5 cm de altura e lapidação das superfícies. (f) plug.



Fonte: A autora (2019)

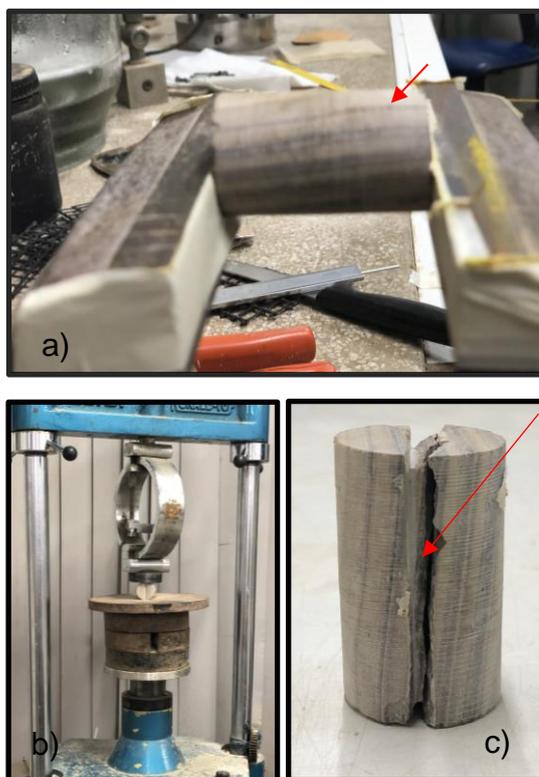
3.3 PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA INDUÇÃO DA FRATURA

Para verificar o comportamento dos parâmetros de resistência na fratura das rochas carbonáticas, foi necessário induzir as fraturas nas amostras através do ensaio de compressão diametral. A indução ocorreu na linha de acamamento (plano paralelo indicado pela seta vermelha, na Figura 21 c) e esta representa a deposição de cada laminação. A Figura 21 apresenta o procedimento utilizado, neste trabalho, para indução da fratura na rocha.

A Figura 21 (a) apresenta a amostra sendo preparada para marcação da linha de indução da fratura. Após a marcação iniciou-se o processo de indução, onde, primeiramente com o auxílio de uma serra, foi delineando superficialmente a direção da fratura. Finalizado essa etapa, a amostra foi levada a prensa para fraturar por

tração, conforme verificado na Figura 21 (b). A Figura 21 (c) apresenta a amostra fraturada.

Figura 21 – Procedimento de indução de fratura na rocha carbonática, (a) marcação da linha da fratura; (b) indução da fratura por tração e (c) amostra fraturado.



Fonte: A autora (2019)

3.3.1 Identificação dos corpos de prova

No decorrer da metodologia dos ensaios de cisalhamento direto, injeção de fluido reativo e caracterizações da rocha (tomografia e imageamento topográfico), observou-se a necessidade de preservar a orientação das amostras (identificada como CP-yy), onde CP é a sigla utilizada para designar copro de prova, para uma correta análise, sendo adotado o mesmo procedimento para todos os ensaios.

Um procedimento muito simples garantiu o cumprimento deste item, escrevendo o código identificador em uma única face do corpo de prova e nesta mesma superfície indicando com as letras A e B as duas faces que poderiam sofrer ataques ácido, como também a face que ficaria na parte inferior (face A) e superior (face B) do equipamento de cisalhamento direto e o sentido do ataque do fluido reativo (indicado por setas no sentido do fluido).

A Figura 22 ilustra esta identificação mostrando as faces a serem analisadas.

Figura 22 – Procedimento de orientação e identificação dos corpos de prova.



Fonte: A autora (2019)

No total foram preparadas 9 amostras para caracterização e análise da resistência ao cisalhamento direto antes e após a injeção de um fluido reativo, 4 amostras para a análise de resistência a compressão simples e um bloco para análise da resistência utilizando o martelo de Schmidt como teste inicial. A Tabela 4 apresenta as dimensões, peso e volume das amostras para a análise da resistência ao cisalhamento direto, antes de passar pelo processo de indução da fratura.

A metodologia para a realização do ensaio para cada corpo de prova seguiu a seguinte ordem:

- Peso do corpo de prova intacto;
- Indução da fratura;
- Marcação da face A e face B, indicação do sentido do fluxo do fluido e da posição inferior e superior da amostra no suporte da célula do ensaio de cisalhamento direto;
- Pesagem de cada face do corpo de prova e medição das dimensões após indução da fratura;
- Imageamento de cada face do corpo de prova;
- Tomografia de cada face;
- Ensaio de cisalhamento direto antes da indução da fratura para cada acréscimo de tensão normal;
- Imageamento e pesagem de cada face do corpo de prova após acréscimo de tensão normal no ensaio cisalhamento direto;

- Injeção do fluido reativo;
- Pesagem do corpo de prova após término do ensaio de dissolução;
- Após pesagem, os corpos de prova foram levados a estufa com temperatura controlada por um período de 24 horas, com temperatura controlada a 60^o e após esse período foi realizada a pesagem de cada face;
- Depois de pesada, o corpo de prova foi imageada e posteriormente realizado o ensaio de cisalhamento direto seguindo o mesmo procedimento do ensaio antes do ataque com o fluido reativo;
- Finalizado o ensaio de cisalhamento direto com os corpos de prova submetidas ao ensaio de dissolução, as mesmas foram pesadas e realizadas o imageamento;
- Por fim, realizada a tomografia de cada face.

Tabela 4 - Resumo das dimensões, peso e volume dos corpos de prova.

| CP | Altura (cm) | Diâmetro (cm) | Peso (g) | Volume (cm³) |
|-----------|--------------------|----------------------|-----------------|--------------------------------|
| 01 | 5,0 | 2,9 | 86,6 | 33,03 |
| 02 | 5,0 | 2,9 | 84,3 | 31,71 |
| 03 | 5,0 | 2,92 | 86,98 | 33,48 |
| 04 | 5,0 | 2,9 | 86,08 | 33,24 |
| 05 | 5,0 | 2,93 | 87,01 | 33,71 |
| 06 | 4,9 | 2,89 | 84,16 | 30,99 |
| 07 | 5,0 | 3,0 | 87,10 | 35,35 |
| 08 | 4,9 | 2,90 | 85,80 | 32,70 |
| 09 | 4,9 | 2,91 | 85,97 | 30,95 |

Fonte: A autora (2019)

3.4 DESCRIÇÃO DA ROCHA CARBONÁTICA

A seguir serão explanadas as descrições metodológicas e mecânicas da rocha carbonática estudada.

3.4.1 Aspectos metodológicos

A caracterização estrutural da rocha carbonática utilizada nesta pesquisa foi realizada através da observação macroscópica, em amostra de mão, e microscópica, no microscópio petrográfico, a partir de uma lâmina delgada contendo a amostra estudada. A análise petrográfica foi realizada no microscópio polarizado (LEICA DM 2500P), com uma câmera digital (LEICA DFC 310 FX) acoplada ao microscópio

realizado no laboratório de Geologia Sedimentar e Ambiental (LAGESE) do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).

A classificação utilizada na amostra estudada foi à proposta por Folk (1962). Esta classificação se baseia na proporção de calcita micrítica (CaCO_3) (grãos microcristalinos de calcita $< 4\mu\text{m}$) e calcita espática (CaCO_3) (grãos de calcita $> 4\mu\text{m}$), (Terra *et al.*, 2010) como mostra a Figura 23.

Figura 23 – Diagrama de classificação para rochas carbonáticas proposto por Folk (1962). Com os seus respectivos nomes de rocha de acordo com a proporção de calcita micrítica e espática.

| Porcentagem de aloquímicos | > 2/3 de matriz de lama calcária | | | | calcita espática e lama carbonáticas em proporções semelhantes | > 2/3 de calcita espática | | |
|----------------------------|--|--|--|--|--|--|---|--|
| | 0-1% | 1-10% | 10-50% | >50% | | Mal selecionada | Bem selecionada | Arredondada e desgastada |
| Termo Textural | Micrito e dismicrito | Micrito fossilífero | Biomicrito disperso | Biomicrito denso | Intraesparito | Bioesparito mal selecionado | Bioesparito selecionado | Bioesparito arredondado |
| Petrotrama |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Análogos Terrígenos | Argilito | | Argilito arenoso | Arenito imaturo ou argiloso | Arenito submaturo | Arenito Maduro | Arenito supermaturo | |

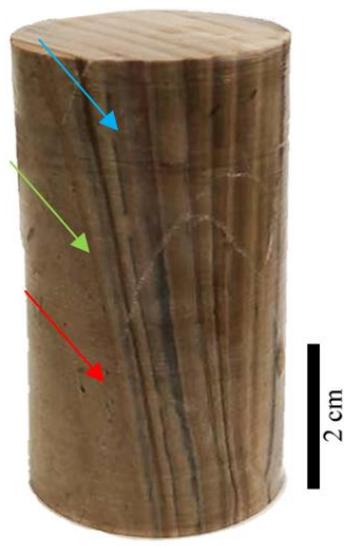
Fonte: Adaptado de Folk (1962)

(a) Descrição macroscópica

A amostra analisada apresenta laminações plano-paralelas bem desenvolvidas e com uma boa continuidade lateral. As lâminas de coloração creme de cor clara (seta verde da Figura 24) são constituídas de grãos de calcita muito finos, predominantemente de granulação ($< 0,053\text{ mm}$) o que lhe confere uma fração silte-argila dominante. Nas lâminas escuras, a coloração preta pode indicar uma maior concentração de matéria orgânica, sua granulação é relativamente mais fina que a lâmina clara, no entanto ainda está representada pela fração dominante silte-argila (Figura 24).

Também foram observados grãos oxidados de pirita (FeS_2) de alteração amarelados, devido ao processo superficial de alteração do sulfeto de ferro (FeS_2), como apresenta a Figura 24.

Figura 24 – Fotografia da amostra. Calcário laminado (CaCO_3), com alternância de lâminas de coloração escura (seta azul), clara (seta verde) e grãos de pirita (FeS_2) oxidados (seta vermelha).



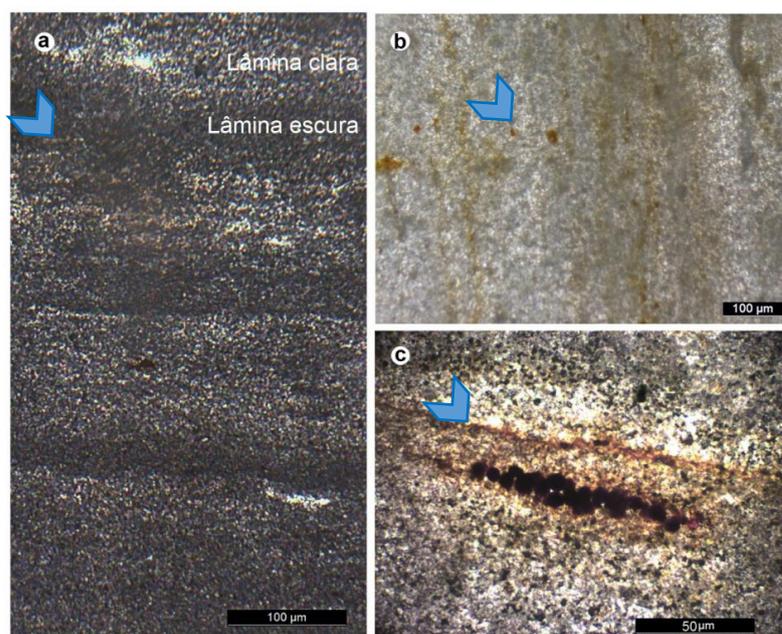
Fonte: A autora (2019)

(b) Descrição microscópica

A análise petrográfica da amostra da rocha carbonática, constatou predominantemente a presença de finos grãos de calcita ($< 4\mu\text{m}$), esta calcita é classificada como uma calcita micrítica. Segundo a classificação de Folk (1962), esta rocha é um micrito, o que representa o primeiro campo do diagrama de sua classificação (Figuras 23 e 25). A Figura 25 apresenta as lâminas com as micrografias do calcário.

Também foi possível observar as variações composicionais no microscópio que definem principalmente as laminações plano-paralelas. As laminações mais claras são formadas por calcita micrítica (CaCO_3) e as escuras são formadas por grãos menores de calcita micrítica (CaCO_3) em relação as lâminas claras. Além disso, verificou-se um material opaco ao microscópio petrográfico, o que possivelmente pode representar as acumulações de matéria orgânica seta azul, (Figura 25.a). Foram identificados no microscópio petrográfico grãos opacos arredondados, e associados a oxidação devido à cor vermelha-alaranjado. Estes grãos podem representar agregados de pirita (FeS_2), bastante oxidados devido a ação de processos superficiais, relacionados ao intemperismo (Figuras. 25.b e 25.c).

Figura 25 – Estampa com as micrografias do calcário.



Fonte: A autora (2019)

3.5 RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO SIMPLES

A caracterização mecânica da rocha carbonática foi realizada através de ensaios de compressão simples, com a finalidade de obter a resistência à compressão simples, usualmente chamada de UCS (*Uniaxial Compressive Strength*). Neste ensaio, as amostras foram submetidas a uma tensão vertical (σ_1) crescente, sem tensão confinante ($\sigma_3 = 0$), distribuída de modo uniforme em toda a seção transversal do corpo de prova. Para o procedimento deste ensaio, foi utilizada uma prensa servo controlada com capacidade de 100 t. A prensa tem um sistema controlado por um motor que sobe uma plataforma à velocidade controlada, de 0,122 mm/min. A amostra fica entre esta plataforma localizada na base da prensa e um pistão ligado a célula de carga. À medida que a plataforma sobe a amostra vai sendo comprimida pela célula de carga até ocorrer a sua ruptura. A força é medida através de uma célula de carga, onde os resultados são visualizados em um painel eletrônico e o deslocamento vertical é medido através de um defletoômetro acoplado a base da prensa. Apesar de a célula fazer as medidas, foi necessário acoplar um extesômetro para medir deslocamento, porque as dimensões das amostras não atendiam as configurações já calibradas no equipamento.

A Figura 26 apresenta a prensa servo controlada para realização dos ensaios de compressão simples.

Figura 26 – Prensa de 100 t utilizada para a realização dos ensaios de compressão simples.



Fonte: A autora (2019)

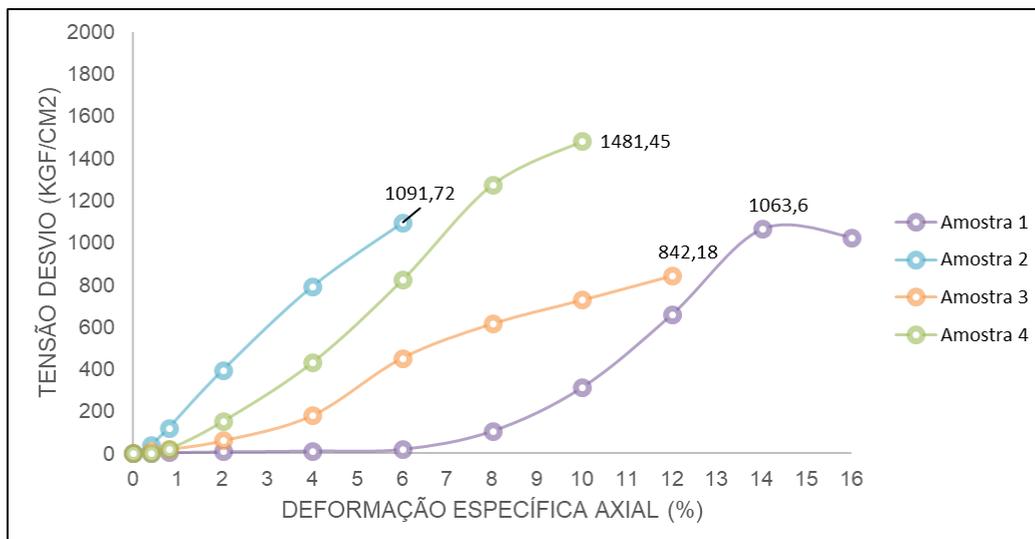
Para obter o valor de UCS da rocha carbonática antes da dissolução, foram preparadas quatro amostras (A-01, A-02, A-03 e A-04). Os dados foram medidos até a ruptura da amostra e o ensaio foi realizado apenas nas rochas antes da injeção de fluido reativo, por isso foi adotada uma nomenclatura diferente das amostras que passaram pela injeção de fluido reativo.

O interesse em se obter o UCS neste trabalho foi para poder classificar a rocha carbonática estudada e ter uma noção de sua resistência para proceder a metodologia de indução das fraturas, já que existe uma variação muito grande de resistência entre as rochas carbonáticas.

A Figura 27 apresenta a evolução da tensão *versus* deformação das amostras ensaiadas. O valor de UCS médio calculado foi de aproximadamente 119 MPa, valor esse considerado resistente para as características das rochas carbonáticas naturais e, portanto, estando de acordo com o trabalho proposto.

A Tabela 5 apresenta os valores de resistência obtidos para cada amostra ensaiada.

Figura 27 – Gráfico do comportamento da tensão versus deformação das rochas carbonáticas submetidas ao ensaio de compressão simples.



Fonte: A autora (2019)

Tabela 5 – Valores de UCS das amostras ensaiadas.

| Amostra | Dimensões (cm) | ρ (g/cm ³) | UCS (Kg/cm ²) | UCS (KPa) |
|---------|----------------|-----------------------------|---------------------------|-----------|
| A-01 | 4,9 x 2,9 | 2,55 | 1063,6 | 104,34 |
| A-02 | 5 x 2,9 | 2,48 | 1091,7 | 107,09 |
| A-03 | 5 x 2,8 | 2,55 | 842,18 | 82,67 |
| A-04 | 5 x 2,9 | 2,53 | 1481,5 | 145,53 |

Fonte; A autora (2019)

4 DESENVOLVIMENTO DA CÉLULA DE CISALHAMENTO DIRETO, PROTOCOLO EXPERIMENTAL E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo está descrito o desenvolvimento da célula de cisalhamento direto para medidas da resistência ao cisalhamento direto, detalhando os aspectos principais do projeto, instrumentação, funcionamento e validação deste equipamento desenvolvido nesta pesquisa. As atividades específicas da análise experimental serão descritas no Capítulo 8.

4.1 CÉLULA DE CISALHAMENTO DIRETO MODIFICADA

A célula de cisalhamento direto modificado foi projetada e fabricada na Universidade Federal de Pernambuco. O projeto foi realizado com o auxílio da ferramenta *SolidWorks*.

O *SolidWorks* é um programa de projetos e desenhos técnicos desenvolvidos pela *SolidWorks corporations* com a finalidade de projetar todas as peças para posterior fabricação. Após essas etapas, a célula foi montada e calibrada. A seguir, serão descritas todas as etapas realizadas durante este processo.

4.1.1 Projeto e descrição da célula de cisalhamento direto modificado

A célula de cisalhamento direto modificado foi fabricada em aço inox 316, por apresentar resistência maior que o aço comum, além de não oxidar na presença de fluido com baixo pH.

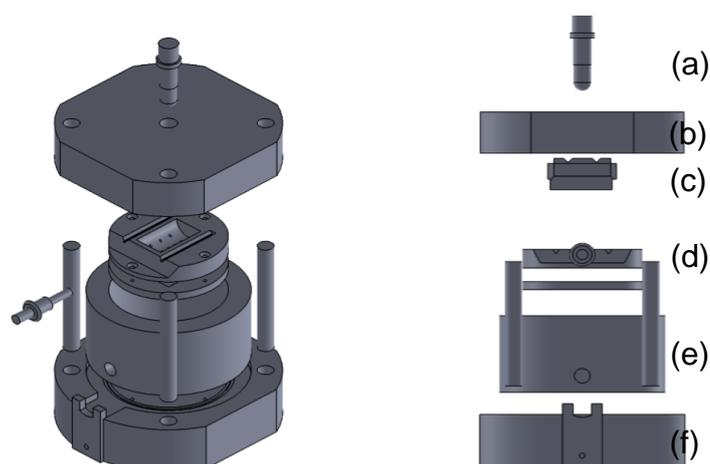
A célula é composta por uma base com 5 cm de altura e 19 cm de largura, corpo cilíndrico com 8 cm de altura e 15 cm de diâmetro externo, suporte inferior fixo, suporte superior deslizante e topo, com 4 cm de altura e 18 cm de largura, como mostra o esquema da Figura 28.

Uma característica importante do equipamento refere-se ao suporte deslizante, pois como a rocha a ser estudada encontra-se fraturada, este suporte possibilita a medição da resistência ao cisalhamento da superfície na fratura.

A célula de cisalhamento foi planejada principalmente com a finalidade de se obter a resistência ao cisalhamento de rochas naturalmente fraturadas em laboratório.

A célula de cisalhamento direto modificada é composta por seis partes: (a) o pistão para aplicação da carga, (b) o topo, (c) suporte superior, (d) suporte inferior, (e) corpo cilíndrico e (f) a base, como pode ser observado na Figura 28.

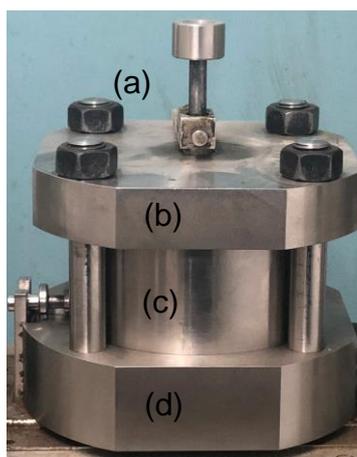
Figura 28 – Esquema da célula de cisalhamento direto modificada para medida da resistência ao cisalhamento direto de rochas naturalmente fraturadas.



Fonte: A autora (2019)

A figura 29 apresenta a parte externa da célula já confeccionada, onde: (a) pistão, (b) é o topo, (c) o corpo e (d) a base.

Figura 29 – Célula de cisalhamento direto modificada desenvolvida nesta pesquisa

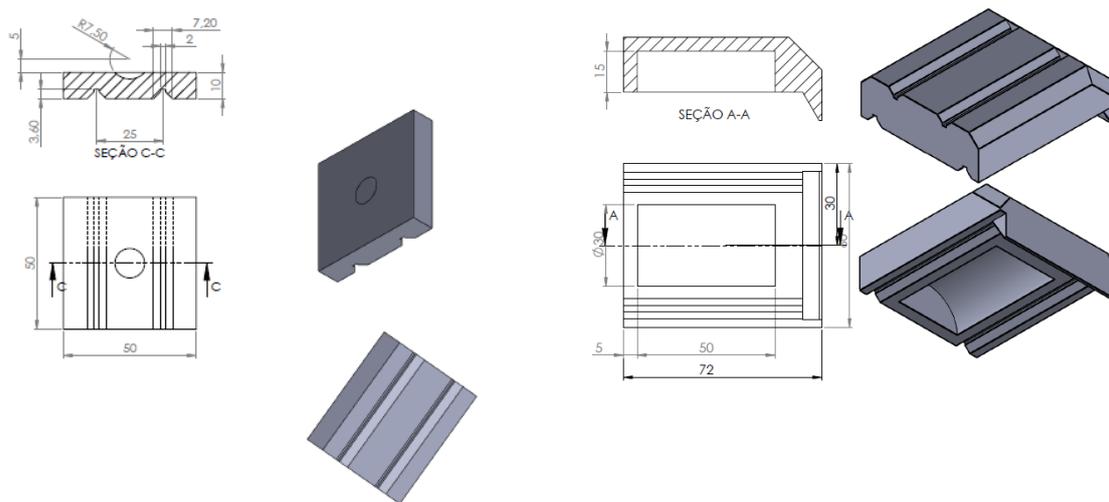


Fonte: A autora (2019)

O detalhe do suporte superior da célula é apresentado na Figura 30. O suporte superior deslizante possui um raio interno de 15 mm, comprimento interno de 50 mm e externo de 70 mm, tendo como finalidade acoplar uma das faces do corpo de prova

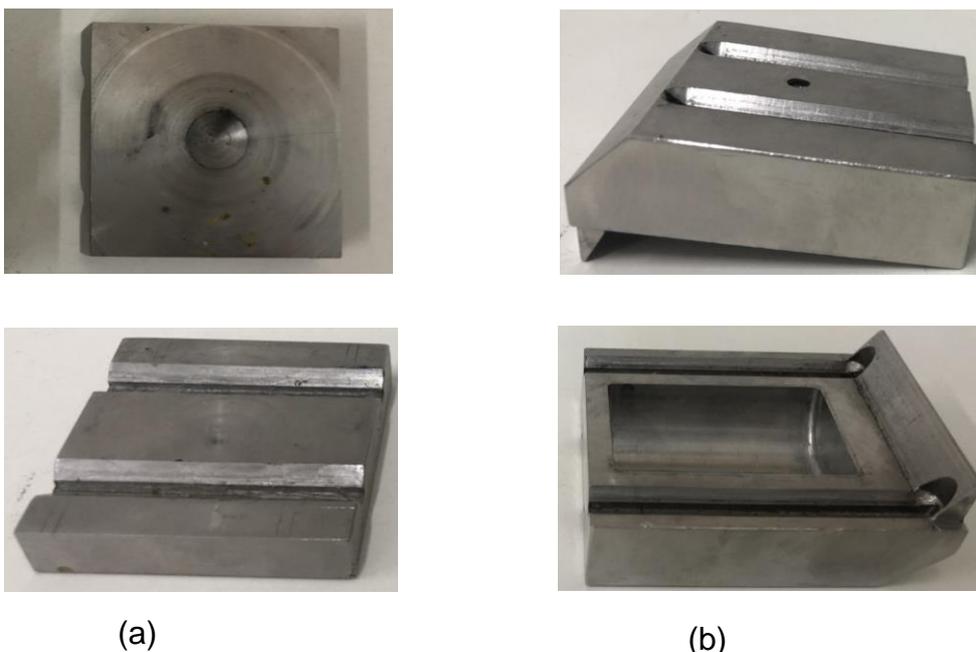
que sofrerá o deslizamento horizontal. Além disso, o suporte apresenta duas linhas que serve de base para apoiar as esferas e facilitar a medida do deslocamento vertical e também conectar o suporte superior às esferas e a fixação superior. A figura 31 apresenta a fixação, as esferas e o suporte superior confeccionados.

Figura 30 – Esquema da fixação superior (a), e do suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto (b).



Fonte: A autora (2019)

Figura 31 – Fixação superior (a), suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto confeccionado (b).



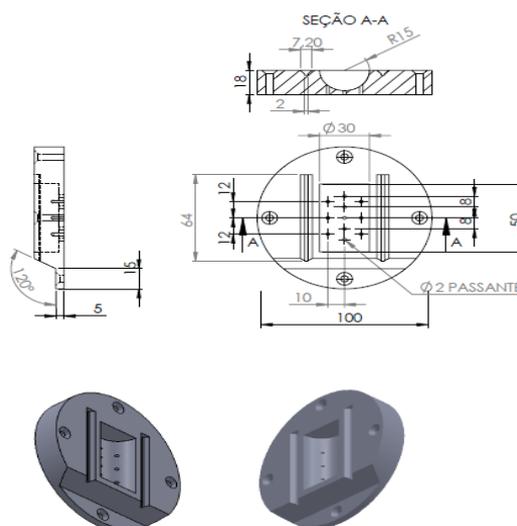
(a)

(b)

Fonte: A autora (2019)

O suporte inferior, projetado para apoiar a outra face da amostra naturalmente fraturada, sendo esta fixa, possui um raio interno de 15 mm, conforme detalhado na seção A-A da Figura 32, diâmetro de 30 mm, comprimento interno de 50 mm, projetado em uma base circular de 100 mm de diâmetro contendo duas linhas para acoplar as esferas, conforme apresentado na Figura 32. Entre o suporte inferior e o suporte superior deslizante existe um conjunto de esferas cilíndricas para proporcionar o movimento da parte superior, quando aplicada uma força horizontal. Esses suportes estão dentro de um corpo cilíndrico contido por uma base e um topo. É importante salientar que a célula foi dimensionada para análises de rochas com dimensões de 3 cm de diâmetro e 5 cm de altura, quando naturalmente fraturadas. A Figura 33 apresenta o suporte inferior confeccionado.

Figura 32 – Esquema do suporte superior deslizante da célula de cisalhamento direto



Fonte: A autora (2019)

Figura 33 – Suporte inferior da célula de cisalhamento direto



Fonte: A autora (2019)

Para medir a força cisalhante, foi instalada uma célula de carga modelo Zx com capacidade de até 500 kg, confeccionada em inox (ZX), sensibilidade de 2.000 +/- 0,1% mV/V, capacidade para suportar temperatura variando de -5° a +60°C, sobrecarga máxima de 150 kg, sobrecarga de ruptura 300 kg, tamanho compacto e mantém boa rejeição de cargas excêntricas ou laterais, mesmo em condições adversas de operação. Foram colocados dois Transformadores Diferenciais Variáveis Lineares, (LVDT), para medir o deslocamento horizontal e vertical, configurados com dois fios de 4-20 mA, com capacidade de corrente de até 20mA e faixa de medição estendida até 5 mm, com excelente repetitividade < 0,15 µm.

A Figura 34 apresenta a sequência da instrumentação da célula de cisalhamento direto depois da sua fabricação, juntamente com as peças necessárias para seu pleno funcionamento, sendo (a) a base com o suporte inferior e as esperas, (b) base, suporte inferior, esferas, suporte superior e fixação e, por fim, (c) topo e pistão.

Figura 34 - Célula de cisalhamento direto modificada. (a) Base, suporte inferior e esperas, (b) base, suporte inferior, esferas, fixação superior deslizante e suporte superior e (c) célula montada.



(a)

(b)

(c)

Fonte: A autora (2019)

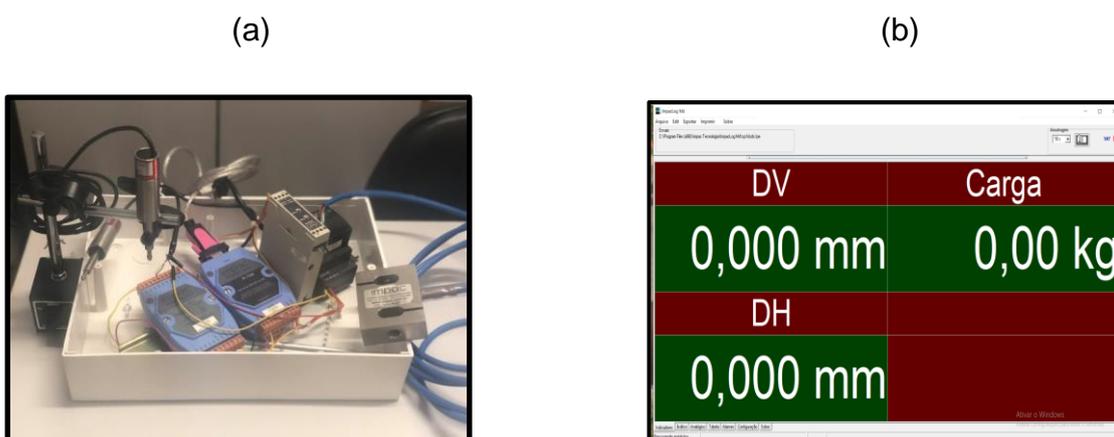
Programa de aquisição de dados

O programa IMPACLOG08 série 046711, foi desenvolvido pela Impac Comercial e Tecnologia Ltda, para adquirir os dados da célula de carga e dos dois LVDTs. Além da aquisição, também se pode controlar o intervalo de tempo para uma melhor definição das curvas do ensaio, bem como, controlar a calibração dos sensores, colocando as constantes de calibração. Além disso, o programa permite a

visualização simultânea de todos os pontos de entrada em forma gráfica, analógica e de tabela com salvamento automático dos valores. Os tempos prescritos disponíveis para registros são de 1s, 2s, 5s, 10s, 20s, 50s, 1 minuto, 2 minutos, 5 minutos, 10 minutos, 20 minutos, 50 minutos, até o ponto de ruptura do corpo de prova. O programa disponibiliza os dados armazenados em formato de texto simples, podendo importá-los para análises futuras e a conexão com o computador ocorre por meio de porta USB, (Figura 35). A Figura 35 (b) mostra os valores das leituras dos sensores de deslocamentos vertical (DV), e horizontal (DH), ambos em milímetros, bem como as medidas da carga, em Kg, referente à força cisalhante.

A calibração da célula de carga e dos LVDT encontra-se no Apêndice A.

Figura 35 - Programa IMPACLOG08 com a) caixa de aquisição automática com LVDTs e célula de carga e b) detalhe de uma das interfaces do programa



Fonte: A autora (2019)

4.2 PROTOCOLO EXPERIMENTAL

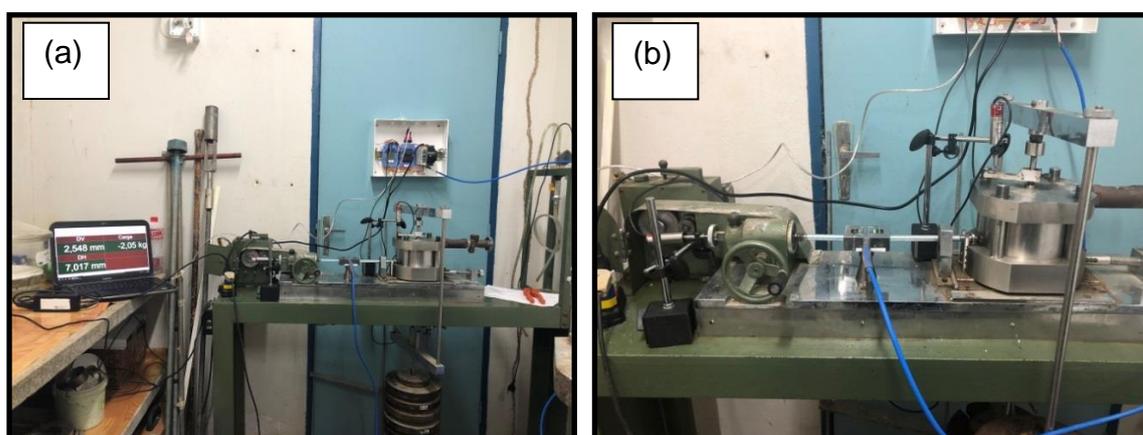
A seguir detalha-se o protocolo experimental para determinação dos resultados de resistência ao cisalhamento direto.

4.2.1 Ensaio de cisalhamento direto

O ensaio de cisalhamento direto foi realizado no laboratório de geotecnia, localizado no Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Para esta tese o ensaio consistiu em determinar a resistência de cisalhamento da rocha carbonática na superfície naturalmente fraturada.

O pórtico da prensa de cisalhamento direto foi projetado e desenvolvido pelo Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Foi acoplado a prensa de cisalhamento, a célula de cisalhamento direto modificada apresentada no tópico 4.1 e o programa IMPACLOG 08, juntamente com os transdutores de deslocamento e a célula de carga, conforme apresentado na Figura 36.

Figura 36 – (a) Prensa de cisalhamento direto com o programa IMPACLOG 08 e b) detalhe da célula de cisalhamento direto modificado com a célula de carga e LVDTs.



Fonte: A autora (2019)

O corpo de prova fraturado artificialmente, com dimensões de 3 cm de diâmetro e 5 cm de altura, foi colocada entre o suporte inferior e o superior. Entre os dois suportes foram colocadas esferas metálicas para haver movimentação do suporte superior durante o cisalhamento. Esses suportes foram inseridos no corpo cilíndrico fechado por uma base e um topo. A célula de cisalhamento foi colocada na prensa de cisalhamento direto funcionando com uma velocidade controlada. O equipamento permite variação de velocidades de deslocamentos, podendo-se obter 25 diferentes velocidades, variando de aproximadamente 1 a 0,0006 mm/min. A velocidade de cisalhamento dos ensaios foi definida em função da fratura e assim, adotado o valor de 0,0487 mm/min para todos os ensaios. Antes da realização dos ensaios foi feita uma conferência das velocidades do equipamento com as constantes no catálogo, sem se ter constatado diferença significativa.

As tensões normais são aplicadas ao pistão acoplado ao topo da célula de cisalhamento através de pesos colocados em uma cangalha livre, apoiada pontualmente no pistão por uma esfera de aço, conforme pode ser visto na Figura 36.

A carga normal foi aplicada, sendo restrita a incrementos máximos de 600 KPa. As tensões normais aplicadas foram de 200 KPa, 400 KPa e 600 KPa.

Durante o ensaio foram medidos automaticamente, os valores de força cisalhante com a célula de carga e valores de deslocamentos vertical e horizontal com os LVDTs.

Os ensaios foram conduzidos até as máximas deformações permitidas pela célula (5 mm).

As tensões cisalhantes foram obtidas dividindo-se, respectivamente, as cargas tangencial e vertical pela área do corpo de prova a um determinado deslocamento.

Concomitantemente à execução dos ensaios, foram elaborados gráficos com curvas de resistência ao cisalhamento x deslocamento.

4.3 DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DIRETO PELO CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB

Os resultados dos ensaios para a determinação dos parâmetros de Coulomb seguindo os procedimentos para a determinação dos parâmetros de resistência e deformabilidade de descontinuidades das rochas em estudo, acompanharam as instruções preconizadas pela ISRM *Suggested Method for Laboratory Determination of the Shear Strength of Rock Joints: Revised Version*, (MURALHA et al, 2014).

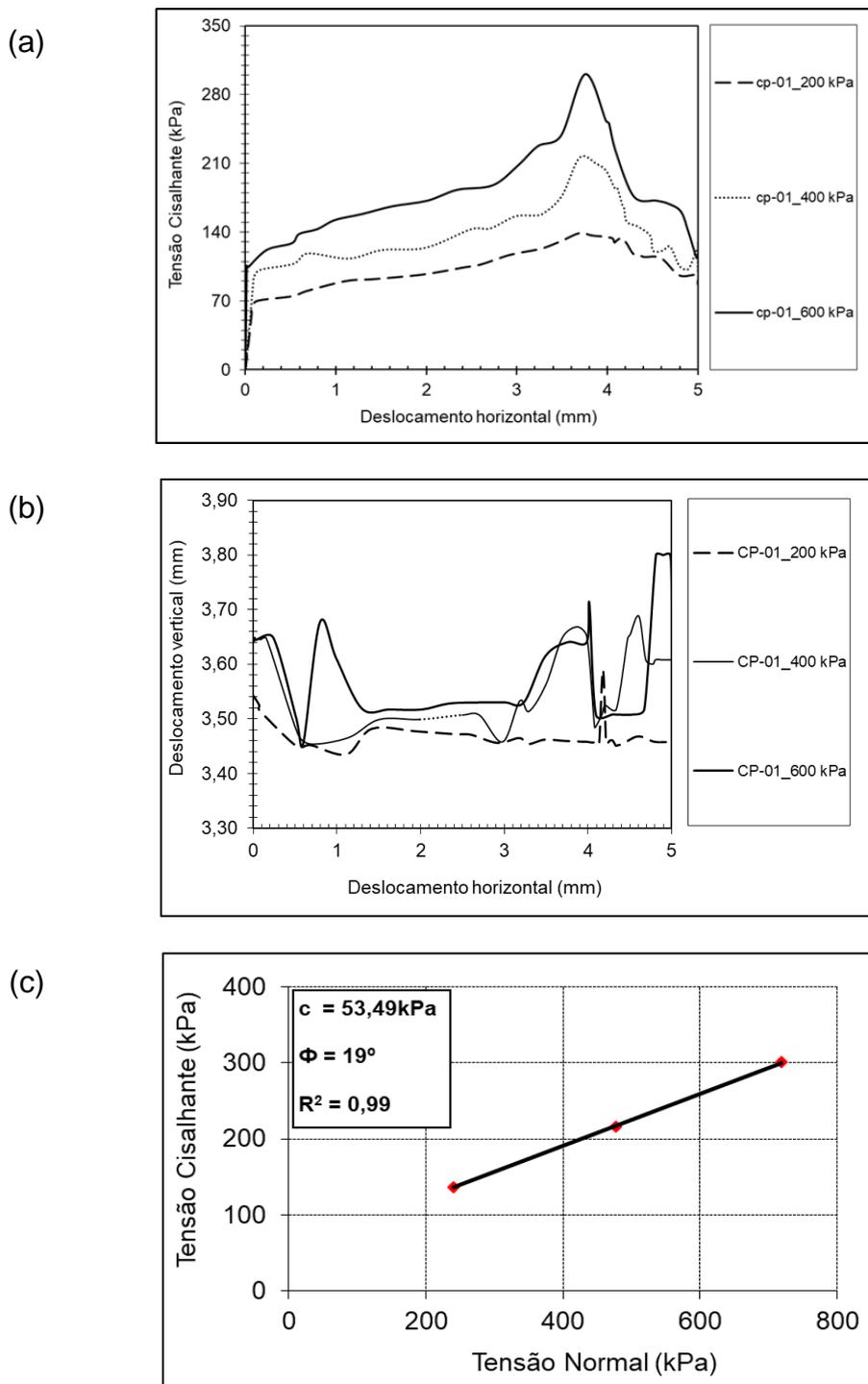
Os valores de resistência ao cisalhamento direto máxima para cada variação da tensão normal foram obtidos através das curvas de tensão cisalhantes x deslocamento horizontal.

A Figura 37 mostra as curvas de tensão cisalhante x deslocamento horizontal (com a valor da resistência ao cisalhamento de pico), deslocamento vertical x deslocamento horizontal e tensão cisalhante x tensão normal, do CP-01. Os gráficos dos demais corpos de prova encontram-se no Apêndice B desta tese.

Os ensaios de resistência ao cisalhamento direto para os 9 corpos de prova, foram novamente repetidos, após ataque de um fluido reativo, conforme será descrito no capítulo 5 desta tese.

Os resultados de resistência ao cisalhamento direto antes e após ataque de um fluido reativo serão analisados no capítulo 8 desta tese.

Figura 37 – Tensão cisalhante x deslocamento horizontal (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b) e tensão cisalhante x tensão normal (c) do CP-01.



Fonte: A autora (2019)

5 DESENVOLVIMENTO DA CÉLULA DE DISSOLUÇÃO, PROTOCOLO EXPERIMENTAL E DETERMINAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo é descrito o desenvolvimento da célula de dissolução, instrumentação, metodologia do ensaio e resultados obtidos. As análises dos resultados serão comentadas no Capítulo 8.

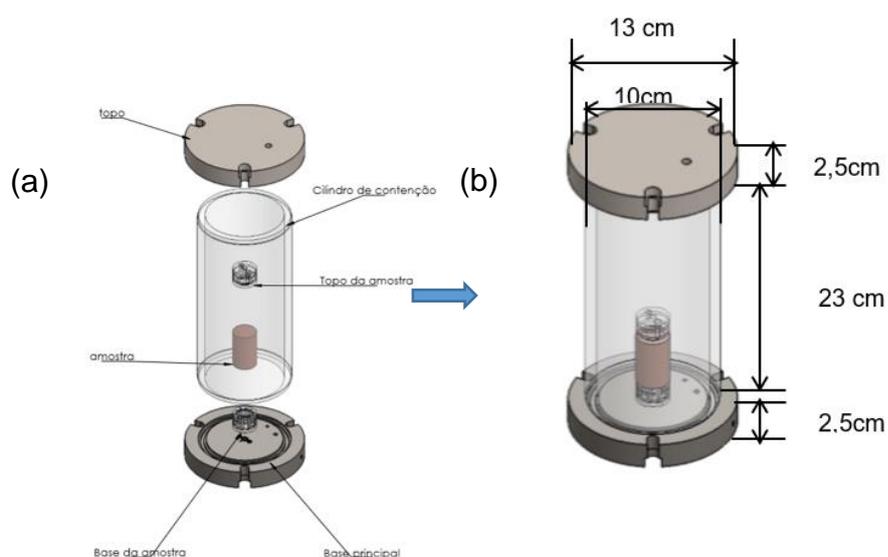
5.1 PROJETO E DESCRIÇÃO DA CÉLULA DE DISSOLUÇÃO

A Figura 38 apresenta o esquema da célula de dissolução utilizada nos ensaios, com o detalhe das divisões e montagem.

O equipamento é dividido em três partes: base principal, cilindro de contenção e topo. Dentro do cilindro, encontram-se a base e o topo do corpo de prova, constituídos de acrílico, os quais delimitam a parte superior e inferior da rocha carbonática, respectivamente.

O topo e a base principal foram construídos em aço inox 316 e possuem 2,5 cm de espessura para instalação das válvulas de entrada e saída. O cilindro de contenção foi feito em acrílico, com altura de 23 cm, diâmetro interno de aproximadamente 10 cm e uma espessura de 10 mm.

Figura 38 - Projeto da célula de dissolução utilizada para fins de ataque da rocha com fluido reativo, dimensões em cm. (a) apresentação da célula por partes e (b) célula montada.



Fonte: A autora (2019)

Foi possível verificar que o cilindro com espessura de 10 mm pode suportar uma pressão de confinamento de até 850 KPa, superior à máxima pressão de confinamento utilizada durante os ensaios, de 200 KPa. O principal motivo desta margem de segurança na espessura desse material foi à possibilidade desse equipamento ser utilizado em novos experimentos, com pressões de confinamento mais elevadas.

A Figura 39 mostra a célula de dissolução com as válvulas de entrada e saída de fluido conectado na base da célula. Nesta figura, observa-se que o fechamento da célula é realizado através de três cilindros rosqueados na base e fechados à tampa através de porcas. Além disso, a válvula de entrada de fluido é conectada por tubos na parte superior do corpo de prova e, em cima da tampa de aço, está a entrada para aplicação da pressão de confinamento.

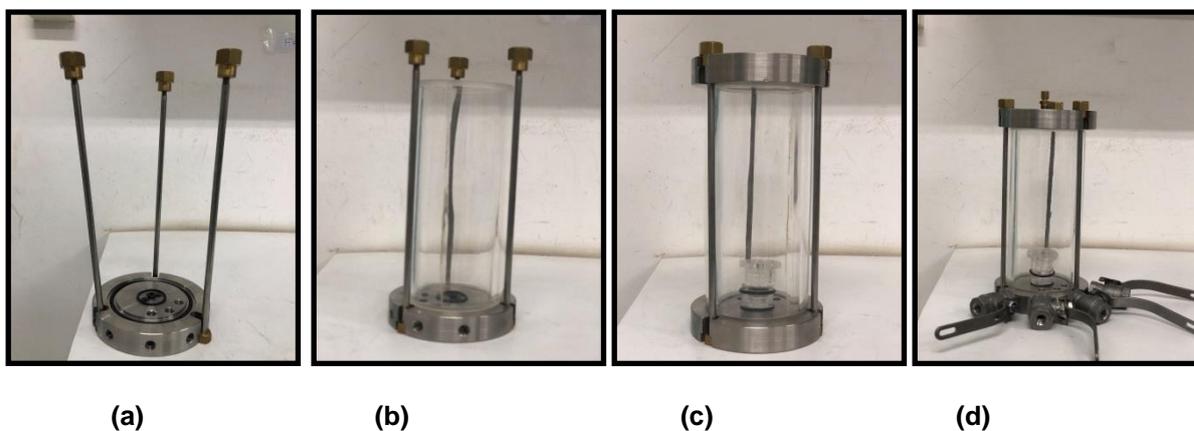
Figura 39 – Célula de dissolução montada.



Fonte: A autora (2019)

Os o-rings, Figura 40 (a), são colocados na base e no topo da célula para perfeita vedação destas com o corpo cilíndrico. A Figura 40 (b) apresenta a base com o corpo cilíndrico montado. A Figura 40 (c) apresenta a base, o corpo e o topo da célula de dissolução, bem como a base e o topo de apoio do corpo de prova. A figura 40 (d) mostra a célula montada.

Figura 40 - Célula de dissolução. (a) base da célula de dissolução com os o'ring. (b) Base da célula de dissolução com o corpo cilíndrico em acrílico. (c) Célula de dissolução com a base, corpo e topo. (d) célula completa com as válvulas.



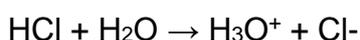
Fonte: A autora (2019)

5.2 PROCEDIMENTO E PREPARAÇÃO DA SOLUÇÃO REATIVA

As soluções reativas utilizadas nos ensaios de dissolução foram preparadas utilizando HCl concentrado e água destilada. As diluições do HCl foram realizadas a partir dos valores da porcentagem em massa do ácido e da sua densidade, sendo possível assim calcular a concentração molar do mesmo. Sabendo-se a concentração molar a qual o fluido reativo apresenta o pH desejado para o ensaio, foi possível calcular o volume de HCl necessário por litro de solução para as soluções de pH 1 e 2. Optou-se por utilizar soluções reativas com pH mais baixo, em torno de 2, para acelerar o tempo do ensaio visto que a rocha natural é bem compacta.

Os ensaios tiveram início com a solução de pH 2, contudo, a partir dos resultados obtidos com essa solução, decidiu-se pelo uso do pH 1, o qual será melhor abordado posteriormente. Além disso, a solução reativa foi mantida em um reservatório com capacidade de 15L, que foi confeccionado a partir do trabalho de Oliveira (2016), e que estava conectado a célula de dissolução durante os ensaios.

O objetivo é fornecer as informações necessárias para a preparação da solução reativa, a qual consiste na diluição do ácido clorídrico em água destilada até que se tenha a concentração equivalente ao pH desejado. A estequiometria da solução aquosa do HCl segue a seguinte relação:



Sabendo-se a acidez desejada da solução, é necessário calcular a concentração referente em todos os pH, de acordo com a equação a seguir:

$$\text{pH} = (-1)\log[\text{H}^+] \quad 5.2$$

A partir da densidade (1,19 g/mL) e do teor da solução concentrada de HCl (37% em massa), encontrados no rótulo do produto comercial, calcula-se a molaridade do HCl:

1 mL de HCl pesa ----- 1,19 g 1000 mL (1 litro) pesam ----- 1190 g

Sabe-se que 37% desse peso é, de fato, HCl, logo:

$0,37 \times 1.190 \text{ g} = 440,3 \text{ g}$ de HCl N°. moles do HCl = $440,3 \text{ g} / 37 \text{ g} = 11,9$ moles/L ou 12 M.

A partir disso, para calcular o volume de ácido necessário para preparação de 15L de solução reativa de concentração pré-determinada, utiliza-se a seguinte relação:

$$\text{MHCl.VHCl} = \text{MSol.VSol} \quad 5.3$$

Onde:

MHCl e MSol são as concentrações molares do HCl (12 Mol) e da solução desejada, VSol é o volume de solução a ser preparada (15000 mL) e VHCl é o volume de ácido necessário para sua preparação.

5.3 PROTOCOLO EXPERIMENTAL

A seguir será explanado todas as etapas do ensaio de dissolução para analisar a influência do fluido reativo na superfície da rocha fraturada.

5.3.1 Ensaio de dissolução – injeção de fluido reativo

Após a realização do ensaio de cisalhamento direto, os corpos de prova passaram pelo processo de ataque de um fluido reativo, através do ensaio de dissolução, com o objetivo de representar e compreender os fenômenos químicos envolvidos durante os processos de dissolução e o impacto sobre as propriedades hidráulicas e mecânicas do meio poroso, simulando assim os efeitos químicos sobre as rochas reservatório na fratura. Os ensaios focaram na determinação da variação

da porosidade, permeabilidade, a análise da rugosidade da superfície fraturada após dissolução e simular o efeito da injeção do fluido de solução aquosa ácida na resistência das descontinuidades das rochas.

Para realização do ensaio cada plug foi montado na célula do equipamento Triflex 2- Soil Test, ELE Internacional (Figura 41). O fluido foi armazenado em um reservatório externo, com capacidade de até 15 litros, construído e conectado a célula, onde a pressão de líquido é aplicada através do equipamento TRIFLEX 2.

Figura 41 – Equipamento Triflex-2 para aplicação da pressão líquido e reservatório externo construído e conectado a célula de dissolução para armazenamento de líquido.



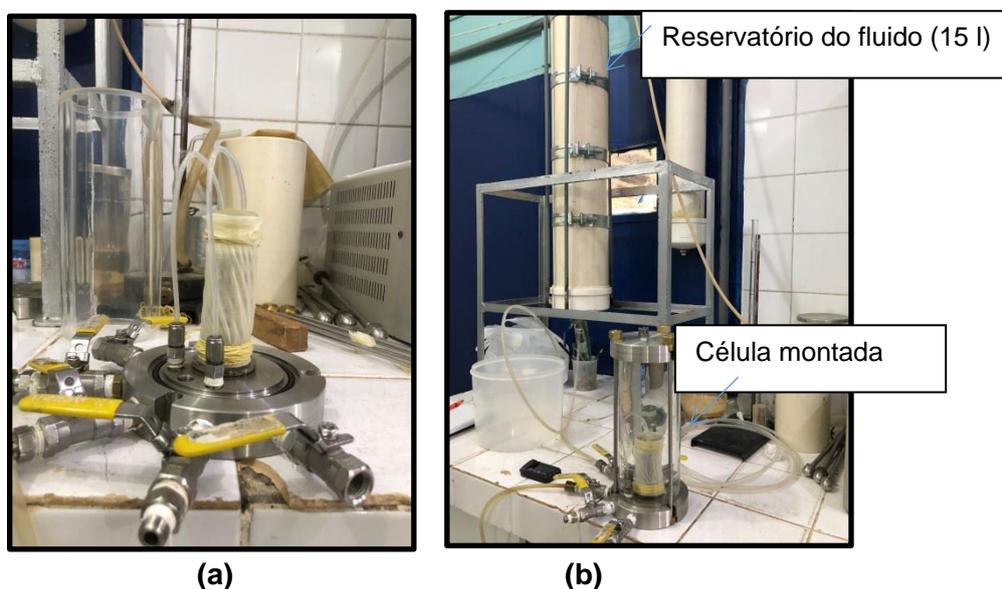
Fonte: A autora (2019)

A montagem do ensaio está descrita a seguir:

- 1 O plug foi colocado sob a base acrílica, adicionando à parte superior e inferior do corpo de prova o conjunto pedra porosa e papel filtro, com o objetivo de permitir a distribuição uniforme do fluxo;
- 2 Em seguida foi colocada uma membrana de látex no corpo de prova, com dimensões de 3 cm de diâmetro e altura suficiente para cobrir toda a extensão do corpo de prova, juntamente com o topo acrílico (colocado em cima da pedra porosa). Para segurar a membrana foi colocado um o-ring na base e no topo (Figura 42);

- 3 Em seguida a célula do equipamento foi fechada, preenchida com água destilada para início do ensaio;
- 4 Posteriormente aplicou-se uma pressão confinante de 100 KPa e uma injeção de fluido de 50 KPa (CP-01 a CP-08 e CP-09), com exceção do CP-07 que foi aplicada uma pressão de confinamento de 200 KPa (para pressionar a fratura e obter um maior contato do fluido com a superfície do corpo de prova) e pressão de injeção de 50 kPa a entrada do fluido foi pela parte superior do CP, originando um fluxo descendente.

Figura 42 – (a) Montagem do ensaio e (b) Célula montada para início dos ensaios e detalhe do reservatório do fluido reativo.



Fonte: A autora (2019)

- 5 Durante o ensaio foram medidas a permeabilidade e o pH da solução efluente. Durante o ensaio foram coletados em recipientes graduados 500 ml da solução efluente, registrando o tempo para a percolação deste volume pré-estabelecido. Os corpos de prova foram ensaiados durante um período de 5 dias (para os CP-01 CP-02, CP-03, CP-04, CP-05, CP-06, CP-08 e CP-09), e 15 dias para o CP-07, períodos estes analisados durante a pesquisa, suficiente para que ocorresse a reação do fluido na superfície da rocha. O fluido reativo escolhido para realizar os ensaios de dissolução foi o ácido clorídrico (HCl) com pH de 2 com concentração de 10^{-2} mol/l (CP-01) e pH de 1 com concentração de 10^{-3} mol/l (CP-02 a CP-09). Na literatura, tratando-se da dissolução de carbonatos, a utilização de soluções reativas com pHs

mais baixos é predominante em ensaios de dissolução com rochas bem impermeáveis para acelerar o processo durante a realização do ensaio, uma vez que, com pHs maiores do que 4, esse processo acaba se tornando lento, do ponto de vista laboratorial.

Para obtenção dos valores de permeabilidade utilizou-se a lei de Darcy, como descrita na equação 5.4.

$$k = -\frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta p} \quad 5.4$$

Onde :

- K = permeabilidade;
- Q = vazão volumétrica do fluido injetável;
- μ = viscosidade dinâmica do fluido percolante;
- L= distância na qual se aplica o gradiente de pressão;
- A = área da seção transversal de fluxo;
- Δp = gradiente de pressão aplicado no corpo de prova.

Devido à ampla diluição a qual o ácido foi submetido, a viscosidade (μ) considerada para o cálculo da permeabilidade foi à viscosidade da água (0,891 cP a 25° C).

Antes de se iniciar o ensaio, a célula passou por um teste de estanqueidade, onde o seu interior foi preenchido por água e posteriormente submeteu-se às pressões de confinamento que seriam utilizadas nos ensaios, para certificar a ausência de vazamentos em sua estrutura.

5.3.2 Ensaio de condutividade elétrica

Para calibração da curva de condutividade elétrica com relação à concentração de HCl, foram preparadas várias soluções aquosas de ácido clorídrico. Para cada solução aquosa preparada foi realizada a medição da condutividade em mS/cm, no condutímetro da DIGIMED modelo DM – 32, a 25°C (Figura 43). Na preparação das soluções foi mantido o volume fixo de 100 ml e variando apenas a massa de HCl, sendo determinado também a condutividade elétrica da água que foi de 3,84 μ S/cm.

Figura 43 – Condutivímetro DIGIMED modelo DM - 32.



Fonte: A autora (2019)

5.4 RESULTADOS DO ENSAIO DE DISSOLUÇÃO E CONDUTIVIDADE ELÉTRICA

A Figura 44 apresenta os gráficos da evolução da permeabilidade após um período de 120 horas, pH e da condutividade elétrica da solução percolada em relação ao tempo de ensaio para o CP-01 com pH inicial igual a 2 e a superfície do corpo de prova após o ensaio de dissolução.

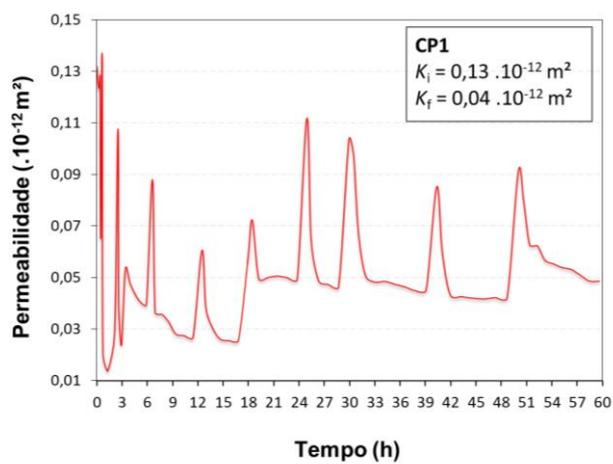
A utilização do VPI é uma das formas para comparação da evolução da permeabilidade ao longo dos ensaios de dissolução, utilizando o volume poroso de cada corpo de prova como parâmetro de avaliação.

Os demais gráficos dos corpos de prova ensaiados 2, 3, 4 5, 6, 7, 8, e 9 encontram-se no apêndice C desta tese.

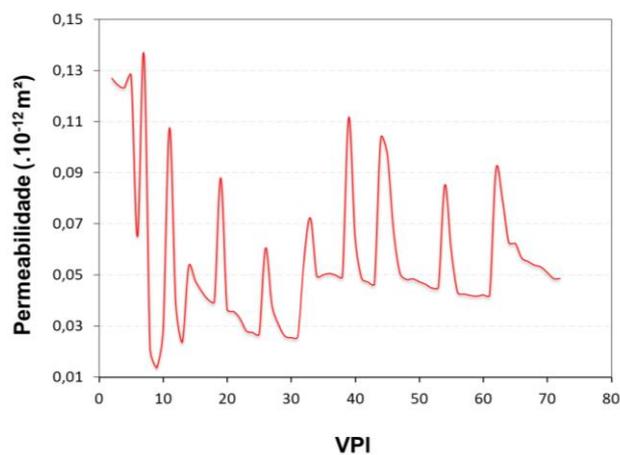
No capítulo 8 é discutido os resultados obtidos do: pH, da permeabilidade e da condutividade hidráulica, para os 9 corpos de prova ensaiados.

Os experimentos realizados permitiram estudar as alterações na estrutura do meio poroso submetido à percolação de fluido reativo.

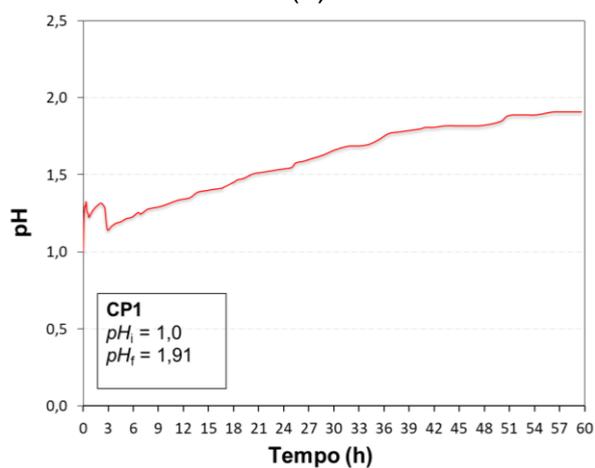
Figura 44 – Evolução da permeabilidade do CP-01: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



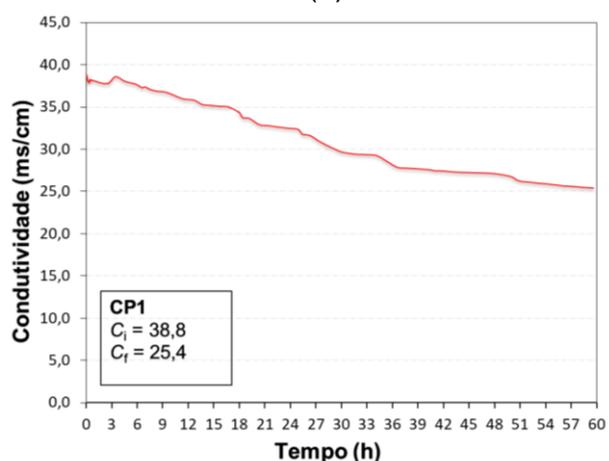
(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)

5.5 CARACTERIZAÇÃO DOS MINERAIS QUANDO SUBMETIDA À INJEÇÃO DE FLUIDO REATIVO

(a) Descrição microscópica da superfície fraturada do CP-02 após dissolução

A descrição microscópica do corpo de prova após dissolução apresentou as mesmas características quando comparada com a descrição microscópica do corpo de prova antes da dissolução, Figura 45.

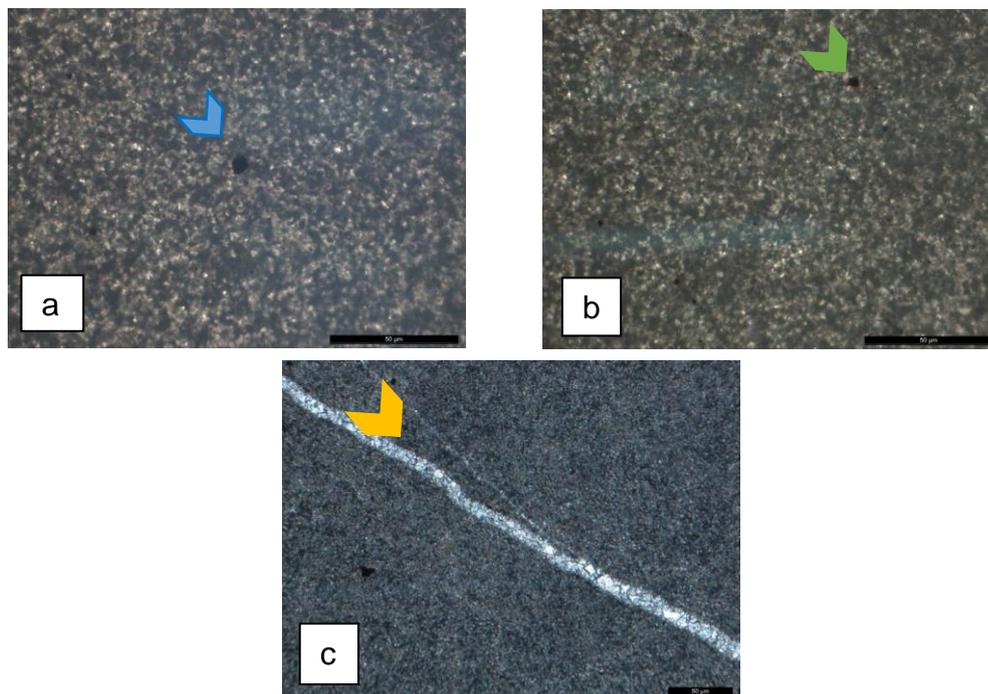
Figura 45 – Calcita micrítica (seta amarela) e Calcita espática (Seta Azul) após dissolução.



Fonte: A autora (2019)

Disseminados na rocha analisada, ocorrem cristais de pirita (FeS_2). Estes cristais são opacos a luz polarizada, e suas faces são bem definidas em lâmina (cristais euédricos a subédricos), (Figura 46). É comum a ocorrência de zonas de oxidação nos limites dos cristais de pirita (FeS_2), da mesma forma que foi analisada no corpo de prova antes da dissolução. Possivelmente resultando em fase mineral de alteração, relacionadas a óxidos e hidróxidos de ferro (hematita – Fe_2O_3 / Goethita – $\text{FeO}(\text{OH})$) (Figura 46 b). A rocha analisada, também apresentou veios preenchidos por calcita espática (Figura 46 c).

Figura 46 – (a) no centro da micrografia, cristal de pirita bem formado (seta azul), (b) cristal de pirita oxidado, seta verde e (c) veio de calcita na rocha carbonática micrítica, seta amarela.



Fonte: A autora (2019)

Durante o processo de injeção de fluido reativo, observou-se na lâmina um preenchimento secundário de fragmentos de rochas nos poros por calcita espática (Figura 47), possivelmente essa recristalização ocorreu a partir do ensaio de injeção de fluido podendo ser um indício da dissolução da rocha após injeção do fluido.

Figura 47 – Poro preenchido por calcita espática (seta azul).



Fonte: A autora (2019)

As Figuras 48 e 49 apresentam a variação granulométrica dos cristais de calcita. Não se pode fazer uma análise mais precisa sobre a influência na

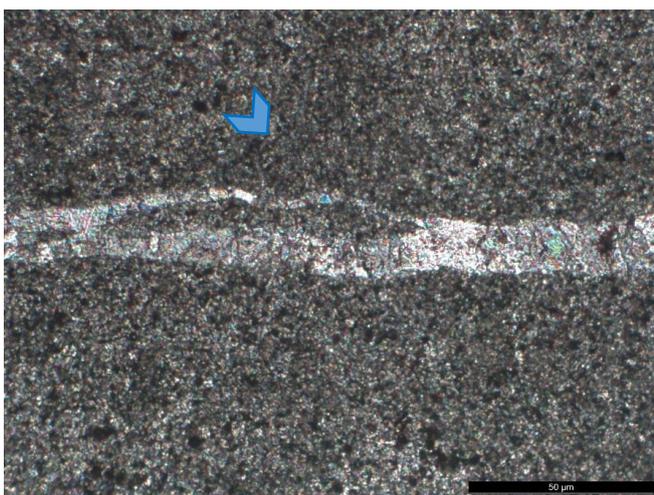
caracterização macro e micro quando da injeção do fluido reativo na superfície da fratura, visto que o CP-02 passa por deformações no ensaio perdendo uma grande parte da superfície analisada. Para ter um diagnóstico mais preciso se faz necessária uma análise não destrutiva.

Figura 48 – Detalhe da granulométrica dos cristais de calcita, a seta azul indica a calcita espática e a amarela a calcita micrítica.



Fonte: A autora (2019)

Figura 49 – Veio preenchido por calcita + gipsita (seta azul)



Fonte: A autora (2019)

6 DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE E PERDA DE MASSA SÓLIDA

Neste capítulo são detalhados os procedimentos para a realização do ensaio de porosidade e perda de massa sólida.

6.1 ENSAIO TOMOGRÁFICO

Os corpos de prova foram escaneados através de tomografias computadorizadas (TC) com a finalidade de avaliar a porosidade e o volume da rocha carbonática, antes e após injeção de fluido reativo.

Os ensaios foram realizados no Laboratório de Tomografia Computadorizada de Raios-X (LTC-RX) do Departamento de Energia Nuclear (DEN), da UFPE, com o tomógrafo de raios-x de terceira geração da marca X-TEK, modelo NIKON XT H 225 ST, (Figura, 50). Foi utilizado uma resolução de 30 μ A, tensão de 150 kV, corrente 200 μ A e com um tempo de exposição de 500ms. Após os escaneamentos, as imagens foram reconstruídas com o programa VGStudio, o qual possibilitou uma melhor visualização do material interno da rocha, auxiliando na posterior análise qualitativa da porosidade antes e após injeção de fluido reativo.

Figura 50 – Interior do tomógrafo. (a) corpo de prova a ser submetido à tomografia; (b) Posicionamento entre o tubo de raio-X e o CP.



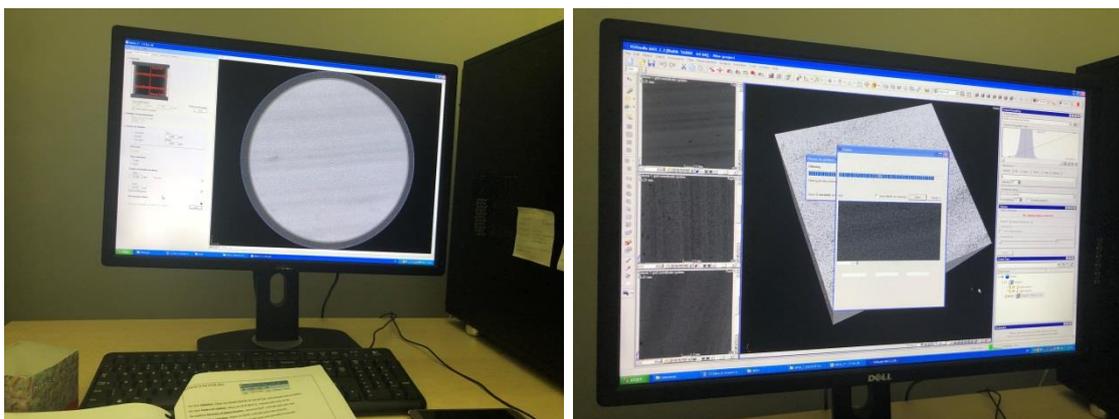
(a)



(b)

A tomografia computadorizada (TC) consiste em uma metodologia de extração de imagens da seção transversal ou de uma fatia do corpo de prova. A Figura 51 apresenta o equipamento utilizado nos ensaios. A obtenção da imagem foi realizada por meio de múltiplas projeções obtidas da emissão de partículas com energia suficiente para atravessar o corpo de prova analisado, dentre as quais se tem raios-x, raios gama e ondas ultrassônicas. Quando a superfície fraturada do corpo de prova passa por esse processo, os materiais mais densos absorvem mais radiações que os materiais menos densos. Existe um dispositivo chamado detector que tem a função de projetar a energia do feixe quando esta atravessa o objeto. Portanto, uma TC consegue avaliar a quantidade de radiação absorvida para cada partícula do objeto analisado (radiodensidade) e traduz essas variações em uma escala de cinzas, produzindo uma imagem.

Figura 51 – (a) Imagem transversal do escaneamento da superfície fraturada do corpo de prova; (b) Reconstrução dos escaneamentos pelo VGStudio.



(a)

(b)

Fonte: A autora (2019)

6.2 PROTOCOLO EXPERIMENTAL

Durante a varredura tomográfica, as projeções são obtidas em várias posições angulares igualmente espaçadas até completar 360°. Os dados são processados por computadores que geram a imagem tridimensional por meio de algoritmos de reconstrução implementados em programas especializados (HERMAN, 2009).

As faces dos corpos de prova foram escaneadas do topo para a base, circunscrevendo toda a extensão do corpo de prova.

Para a análise tomográfica das imagens obtidas, foi utilizada a mesma metodologia proposta por Costa (2017). De acordo com essa metodologia, foi possível fazer uma análise da variação da radiodensidade ao longo do comprimento dos corpos de prova. Foi também realizado um processamento das imagens e avaliação quantitativa da porosidade das faces dos corpos de prova através da identificação dos vazios (pontos mais escuros na imagem), em relação aos tons de cinza (matriz). Para este trabalho apenas foi explicado os parâmetros utilizados para o processamento e análise das imagens da face fraturada da rocha.

A primeira etapa para a obtenção da análise quantitativa da porosidade foi gerar a imagem da matriz da rocha utilizando o programa de domínio público *Image J*. As imagens foram obtidas em tons de cinza e, através do histograma distinguiram-se os picos das diferentes fases da rocha e posteriormente, tentou-se identificar aqueles que eram referentes aos vazios e à matriz da rocha em um processo que depende da interpretação do operador.

Para a rotina de cálculo foi utilizado o Matlab (R heck), desenvolvida para ajustar gaussianas ao histograma das imagens e calcular os valores dos picos (médias) e suas variâncias. Para isso, foram necessárias três etapas, a identificação dos voxels puros – *Pure Voxel Extraction (PVE)*, a segmentação das imagens e a análise das partículas resultantes.

A avaliação do perfil da radiodensidade foi feita para quatro situações:

- Corpo de prova sem indução de fratura e sem ataque químico;
- Corpo de prova com indução de fratura e sem ataque químico;
- Corpo de prova com indução de fratura e com ataque químico;
- Corpo de prova com indução de fratura após ataque químico e após ensaio de cisalhamento direto.

Para cada um dos corpos de prova, a imagem original em escala Hounsfield foi importada para o *Image J*, posteriormente, converteu-se a escala de polegadas para a de *pixels* de cada uma das fatias, depois selecionou um cilindro representativo, limpou o restante da imagem a ser analisada e converteu o que não era de interesse em NAN (*Not a Number*). Em seguida, para conseguir o valor médio da radiodensidade de cada fatia ao longo do perfil em Z do cilindro representativo, utilizou-se o *Plot Z-axis Profile*.

Na primeira etapa, para poder determinar a porosidade após importar a imagem original e converter a escala, foi feito a extração dos voxels puros (PVE). O PVE busca

os voxels de valores semelhantes aos da vizinhança dentro de um desvio padrão e de um coeficiente de variabilidade limite, fornecendo assim, uma imagem dos voxels puros identificados, que são mostrados em um histograma. Através do método de tentativa e erro foram encontrados os valores do coeficiente variabilidade de 2 e desvio padrão de -1 a +1 que forneceram dois picos identificados como sendo de fragmentos (menor pico) e de matriz (maior pico). Utilizando o R Heck tomaram-se os valores dos picos e as variâncias encontradas, como mostra a Tabela 6.

Para segunda etapa, a segmentação, tomou-se um prisma representativo da imagem do corpo de prova original e através da tentativa e erro estimou-se um desvio padrão em torno do pico da rocha carbonática (Tabela 5) de maneira a separar as fases da rocha entre vazios e não-vazios. Nessa etapa foram executadas as atividades *Air-255* e *Solid 255*. O resultado da segmentação foi uma imagem escura cujos pixels apresentaram valor 1 (vazios) ou 2 (não-vazios). Para conseguir ter uma visualização melhor da imagem, multiplicou por 100, convertendo os vazios em seguida para o valor de 255, para serem utilizados na próxima etapa.

Tabela 6 - Picos e variâncias encontrados na etapa de extração de voxels puros (PVE).

| CP | Dimensão (voxels) | Pico | Valor | Variância | Desvio Padrão |
|-------|-------------------|------|---------|-----------|---------------|
| CP-01 | 1042x1102x1000 | 1 | 3798 | 36997 | -1 |
| | | 2 | 3070 | 42424 | +1 |
| CP-02 | 1905x1905x1521 | 1 | 31601 | 541677 | -1 |
| | | 2 | 34467 | 2621921 | +1 |
| CP-03 | 1256X1286X1550 | 1 | 26616 | 46026 | -1 |
| | | 2 | 3760139 | 4858185 | +1 |
| CP-04 | 1285x1299x1501 | 1 | 27622 | 44565 | -1 |
| | | 2 | 27001 | 46444 | +1 |
| CP-05 | 1302x1288x1003 | 1 | 35387 | 2815833 | -1 |
| | | 2 | 3454245 | 4757221 | +1 |
| CP-06 | 1802X1833X1487 | 1 | 33564 | 502165 | -1 |
| | | 2 | 35601 | 2812541 | +1 |
| CP-07 | 1054X1089X1000 | 1 | 3567 | 34766 | -1 |
| | | 2 | 2999 | 40245 | +1 |
| CP-08 | 1302X1700X1504 | 1 | 26954 | 41293 | -1 |
| | | 2 | 334592 | 490567 | +1 |
| CP-09 | 1403X1736X1604 | 1 | 29670 | 39562 | -1 |
| | | 2 | 34845 | 43092 | +1 |

Na etapa três foi realizada a análise das partículas encontradas na imagem resultante da etapa de segmentação através do programa de acesso público, Imagem J e de planilhas previamente elaboradas em Microsoft Office Excel 2013.

Para conseguir quantificar os vazios, utilizaram-se os valores, que classificou em pequenos, médios e grandes, de acordo com a resolução utilizada DE 30 μm . Essa metodologia foi utilizada para classificar os vazios das imagens da rocha carbonática, com a resolução de 30 μm , como mostrado na Tabela 7.

Tabela 7 - Classificação dos vazios e seus respectivos intervalos de tamanhos para uma resolução de 30 μm .

| Classificação dos vazios | Tamanho (Voxel) |
|---------------------------------|------------------------|
| Pequeno | 0 – 8 |
| Médio | 9 – 100000 |
| Grande | ≥ 100001 |

Fonte: Adaptado de Costa (2017).

Para finalizar o processo da análise quantitativa da porosidade, utilizando os dados da Tabela 6, foram realizadas atividades de *Moments of inertia*, *Ellipsoids*, *Surface area*, *Euler characteristic* e *Record unit vectors* nos vazios pequenos com o objetivo de separá-los. Com os vazios médios foram realizadas as mesmas atividades dos vazios pequenos. Para a análise dos vazios grandes foram executadas apenas as atividades *Surface area* e *Euler characteristic*, conforme proposto pela metodologia de (COSTA, 2017).

Na etapa final foi feito o cálculo do volume de cada poro em mm^3 a partir do volume em voxel fornecido pelo *plugin* e da resolução da imagem (tamanho do voxel) pela equação (6.1).

$$V_{\text{poro}} = V_{\text{voxel}} \cdot (\text{voxel}^3) \quad 6.1$$

Para se calcular o volume de vazios utilizou-se a equação (6.2), que relaciona a soma dos poros pequenos (P), médios (M) e grandes (G).

$$V_{\text{total de poros}} = \sum V_{\text{poro}} (P) + \sum V_{\text{poro}} (M) + \sum V_{\text{poro}} (G) \quad 6.2$$

Por fim, para encontrar o valor da porosidade em (%), foi calculada pela razão entre o volume de vazios e o volume de controle tomado na etapa de segmentação conforme a equação (6.3).

$$\emptyset = \frac{V_{total\ de\ poros}}{V_{v\ controle}} \times 100 \quad 6.3$$

Ao tratar as imagens realizadas para cada corpo de prova, optou-se em fazer a análise quantitativa da porosidade em duas etapas:

- A primeira logo após a indução da fratura
- A segunda, após a etapa de dissolução e ensaio de cisalhamento direto.

As Figuras 52 a 55 apresentam as imagens radiografadas da superfície fraturada dos corpos de prova ensaiados no tomógrafo.

Os pontos escuros representam os poros da rocha, enquanto que os em cinza representam a matriz rochosa, com maior radiodensidade. O escaneamento foi realizado de baixo para cima.

Nota-se que a dissolução foi mais eficiente no topo do corpo de prova provavelmente devido ao fluxo de ácido descendente. Observa-se também que as partículas estão bem agregadas não sendo possível distinguir os poros da matriz.

Ainda é possível observar a formação dos poros devido à dissolução, provavelmente por causa de uma possível reprecipitação e migração dos finos da superfície superior para os poros inferiores que ocorreu durante a lixiviação.

Os resultados e discussões serão abordados no capítulo 8 desta tese.

Figura 52 – Imagens tomográficas do CP-03, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade.



(a)



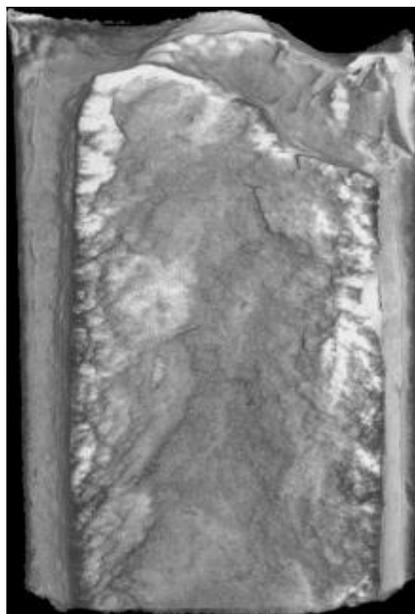
(b)

Fonte: A autora (2019)

Figura 53 – Imagens tomográficas do CP-04, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade.



(a)



(b)

Fonte: A autora (2019)

Figura 54 – Imagens tomográficas do CP-05, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade.



(a)



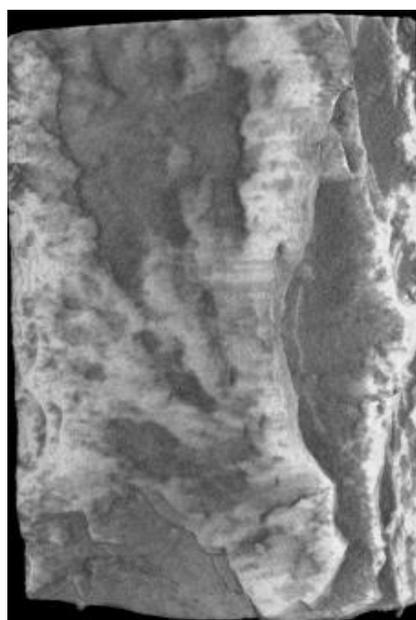
(b)

Fonte: A autora (2019)

Figura 55 – Imagens tomográficas do CP-06, corte XZ: (a) antes da dissolução, maior densidade, (b) pós dissolução menor densidade.



(a)



(b)

Fonte: A autora (2019)

7 RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO DA ROCHA NA SUPERFÍCIE DA FRATURA

Este capítulo aborda a metodologia dos ensaios para determinação dos parâmetros de resistência ao cisalhamento direto pelo critério de Barton.

7.1 RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO – CRITÉRIO DE BARTON

A resistência ao cisalhamento pelo critério de Barton é definida pela equação (7.1), para os 9 corpos de prova analisados nesta pesquisa.

$$\tau_f = \sigma_n \cdot \tan[\phi_b + JRC \cdot \log_{10}(JCS/\sigma_n)] \quad 7.1$$

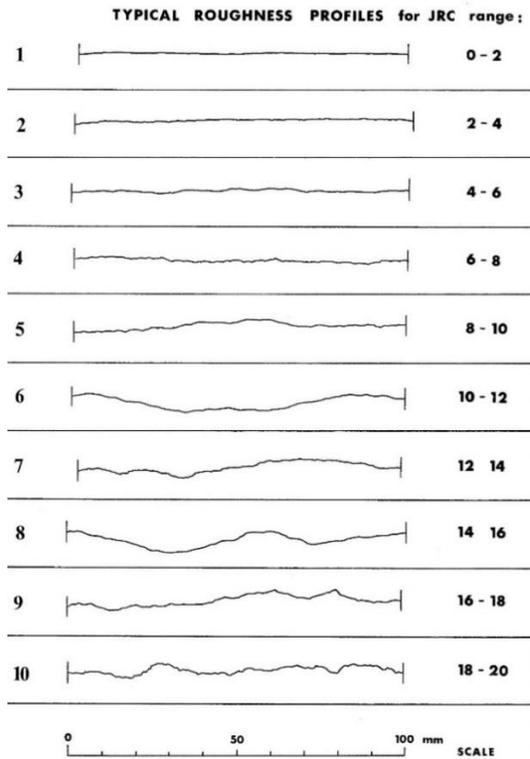
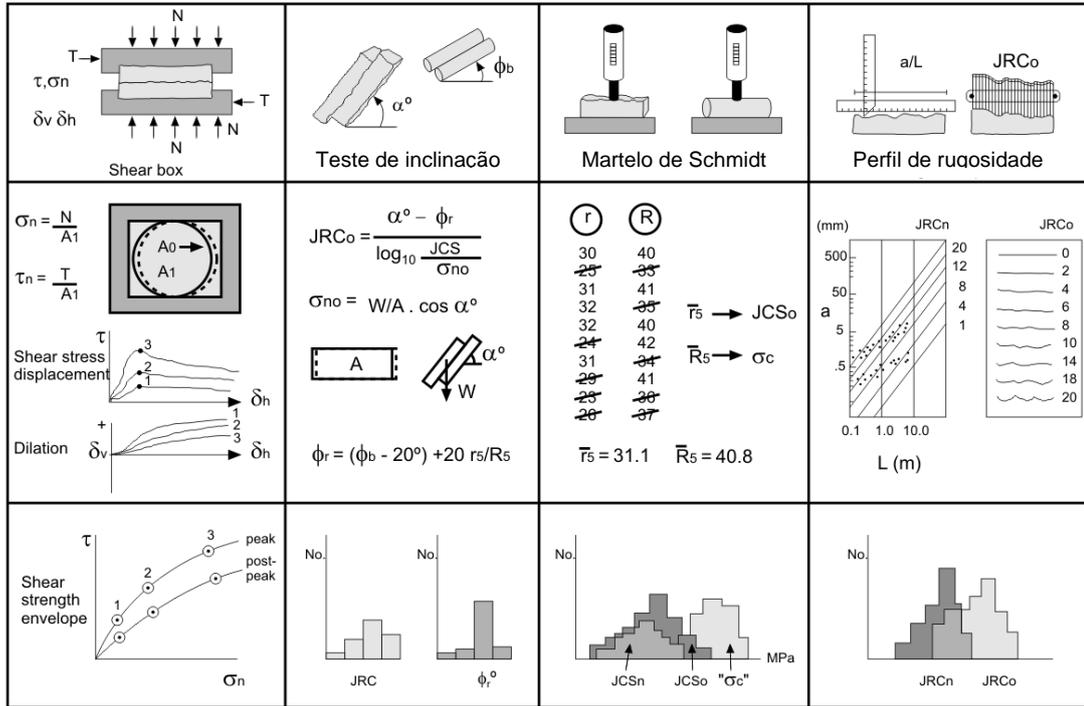
Onde:

- JRC é o coeficiente de rugosidade da junta;
- JCS é a resistência à compressão da rocha na superfície da fratura;
- σ_n é a tensão normal;
- τ_f é a tensão cisalhante sobre o plano de descontinuidade;
- ϕ_b é o ângulo de atrito.

A Figura 56 apresenta um resumo dos procedimentos dos ensaios para cada parâmetro do critério de Barton.

Nos demais tópicos serão relatados detalhadamente o procedimento dos ensaios para determinação de cada um dos parâmetros da equação (7.1).

Figura 56 – Metodologia para a determinação dos parâmetros do modelo de Barton.



Fonte: Adaptado de Barton (1999).

7.2 PROTOCOLO EXPERIMENTAL

A seguir é apresentado a metodologia experimental para a realização dos ensaios de resistência pelo critério determinação dos resultados.

7.2.1 Martelo de Schmidt

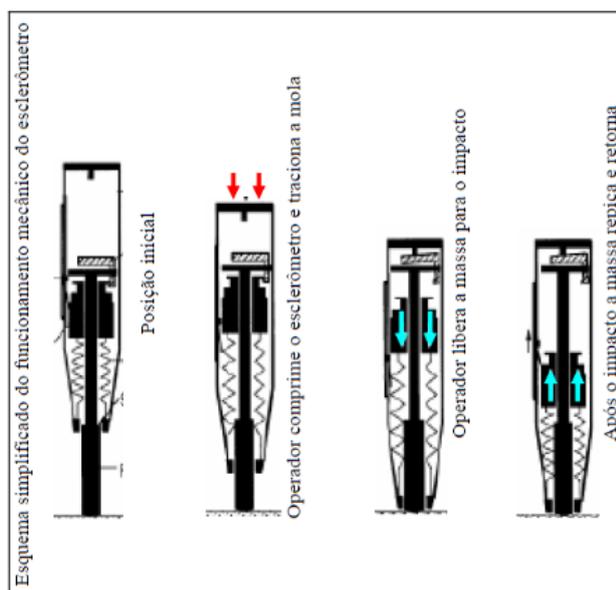
O Martelo ou Esclerômetro Schmidt é um instrumento de medição portátil para ensaio não destrutivo, cujo objetivo é avaliar a dureza superficial do concreto ou maciço rochoso. O uso deste instrumento é novo para esse tipo de cenário, porém seus resultados mostraram-se animadores em relação à definição das resistências geomecânicas, e estão sendo associados a outros estudos geotécnicos.

Esse equipamento funciona da seguinte maneira: o êmbolo do martelo é empurrado contra a superfície da rocha carbonática, quando o êmbolo é largado, origina a liberação de uma carga sobre a superfície ensaiada, a qual reage originando um “ressalto” no martelo, que é designado por R (número de Schmidt). Este ressalto é registrado instantaneamente numa escala existente no martelo, que pode ir de 10 a 100. Na Figura 57, é possível observar o esquema simplificado do funcionamento mecânico do esclerômetro. Após ensaio, o resultado deve ser corrigido, já que depende do ângulo do martelo em relação à superfície ensaiada.

Para avaliar o valor do ressalto do martelo na fratura da rocha, foi usado o próprio suporte superior da célula de cisalhamento direto modificado, para conter o corpo de prova, permitindo o ajuste da face do corpo de prova no interior da célula, de modo que não sofresse nenhum movimento durante a aplicação da energia na superfície da rocha. A Figura 58 (a) apresenta o suporte superior da célula de cisalhamento direto modificado e o martelo de Schmidt.

O Martelo Schmidt utilizado foi o tipo L, com energia de impacto padrão de 0,735 Nm, para objetos frágeis ou unidades estruturais com espessura inferior a 100 mm.

Figura 57 - Esquema simplificado do funcionamento mecânico do esclerômetro



Fonte: adaptado de Thomaz (2007)

Figura 58 – Ensaio com o martelo de Schmidt. a) Ensaio na fratura da rocha utilizando a célula de cisalhamento direto modificada para conter o corpo de prova e b) outra metodologia utilizada no ensaio para segurar CP.



(a)

(b)

Fonte: A autora (2019)

Antes de proceder à realização das leituras sobre as superfícies das rochas foi realizada a calibração do martelo de Schmidt, para que os valores dos ressaltos

fossem posteriormente corrigidos. Esta calibração foi realizada com o auxílio de uma bigorna fornecida pelo fabricante, realizando um conjunto de dez leituras sobre a mesma. Com isso, se obtém um fator de correção, que é dado pela razão do valor do ressalto de referência da bigorna pela média das 5 leituras realizadas sobre a bigorna.

Os ensaios foram realizados com o martelo Schmidt aproximadamente perpendicular à superfície da rocha. Evitando que o desvio fosse superior a 5 graus e que os pontos de impacto seguissem um padrão regular.

Para cada ensaio foram realizadas 5 medições por superfície, considerando-se a média dos três valores mais elevados como o resultado dos parâmetros R, de acordo com o preconizado no procedimento de Barton e Choubey (1977).

O procedimento do ensaio foi realizado em duas etapas: a primeira após a indução da fratura e antes do ataque químico, e a segunda, após ensaio de dissolução e cisalhamento direto.

A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos para cada rocha ensaiada antes e após injeção de fluido reativo. Onde R_m é o valor médio do número de Schmidt (R) e o UCS (em KPa) é o valor calculado da resistência a compressão simples a partir da equação 7.2, segundo Erdogan (2015).

$$UCS = 0,000004R^{4,29}$$

7.2

Tabela 8 – Valores da média do número de Schmidt (R_m) e de UCS na fratura da rocha carbonática, antes e após injeção de fluido reativo.

| CP | R _m antes | UCS- JCS-(kPa) antes | R _m após | UCS – JCS- (kPa) após |
|----|-------------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------|
| 01 | 52 | 92 | 50 | 77,74 |
| 02 | 54 | 108,15 | 51 | 84,63 |
| 03 | 51 | 84,63 | rompeu* | - |
| 04 | 53 | 99,82 | 50 | 77,74 |
| 05 | 53 | 99,82 | 49 | 71,29 |
| 06 | 50 | 77,74 | rompeu* | - |
| 07 | 53 | 99,82 | 48 | 65,25 |
| 08 | 51 | 84,63 | 47 | 59,61 |
| 09 | 49 | 71,29 | 46 | 54,36 |

*o corpo de prova rompeu na realização do ensaio

Fonte: A autora (2019)

7.2.2 Perfil de rugosidade

Um dos pontos importantes deste trabalho é a comparação das imagens das superfícies dos corpos de prova antes e após ataque com ácido, tendo a finalidade de:

- Identificar a ocorrência ou não de padrões de dissolução na superfície da fratura;
- Medir a variação na área superficial de cada CP para calcular parâmetros da rugosidade.

A técnica adotada incide na determinação de um modelo de superfície do terreno. A metodologia *Structure From Motion* (SfM) consiste na tomada de uma sequência de fotos do objeto a partir de pontos de vistas diferentes. A partir de pontos característicos coincidentes de determinada cena, capturada em visadas distintas, são realizados cálculos para a reconstrução tridimensional do terreno mediante triangulações. A fundamentação técnica do SfM reside, em parte, no teorema de SfM de Ullman (1979), o qual anuncia que “para transformações rígidas, uma reconstrução métrica única é possível a partir de três visadas ortogonais de quatro pontos”.

A reconstrução 3D por meio da técnica de SfM pode ser dividida nas seguintes etapas:

- A determinação de inúmeras feições características em cada imagem;
- A identificação dos emparelhamentos (*matching*) de feições correspondentes;
- A determinação de uma estimativa inicial da estrutura da cena e a movimentação relativa da câmera;
- A otimização das estimativas;
- Calibração da câmera;
- Adensamento da nuvem de pontos (*dense cloud*);
- Geração do modelo tridimensional por meio de rede triangular.

Na primeira etapa, em que geralmente se utiliza o algoritmo *Scale Invariant Feature Transform* (SIFT), pontos chaves são detectados na imagem e descritos por sua localização, escala orientação e por um vetor de identificação. Na segunda etapa, os pontos determinados na etapa prévia e que correspondem ao mesmo objeto real em diferentes imagens são pareados. Na terceira etapa é realizado o ajuste fino das

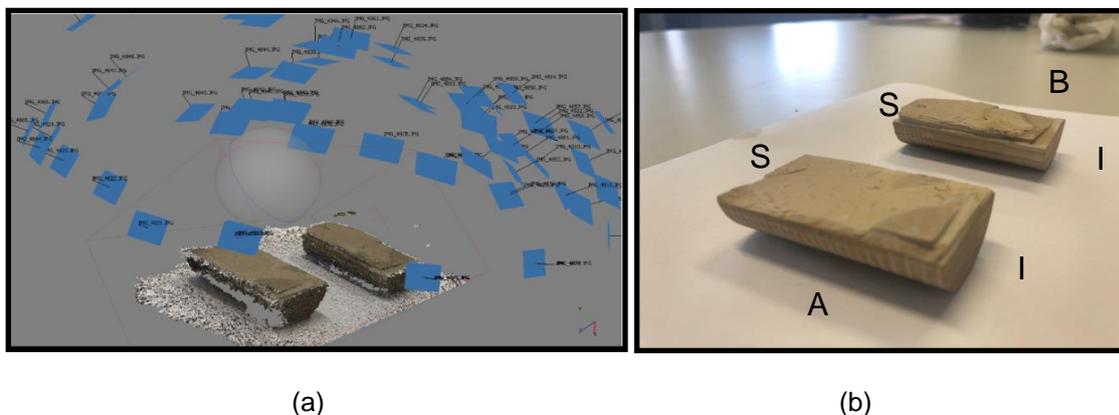
matrizes de projeção e pontos tridimensionais estimados inicialmente, num processo interativo e que estima a geometria tridimensional do objeto de estudo. A calibração da câmera é uma atividade obrigatória, uma vez que o SfM se baseia no uso de imagens capturadas por câmeras não calibradas. Assim, são determinados os parâmetros para correção de erros referentes às distorções radiais, distorções tangenciais, distância focal e posição do ponto principal de cada foto. Para otimização da estrutura tridimensional resultante, pode-se ainda adensar as nuvens de pontos obtidas através do SfM, mediante uso do programa *ClusteringViews for Multi-ViewStereo* (CMVS). A partir de tais pontos, é criada a superfície do modelo 3D, possibilitando o seu uso para diversos fins, entre eles, o cálculo de volume e análise da superfície.

Para a geração do modelo a partir da técnica de SfM, é imprescindível a definição das unidades de medida relacionando-o com a localização geográfica definida. Desta forma é necessário o uso de pontos de controle com coordenadas conhecidas, aos moldes da Fotogrametria tradicional, para colocar o modelo gerado em escala.

Assim, é possível, a partir do uso de câmeras fotográficas de baixo custo, realizar a tomada de um conjunto de imagens de um determinado local de forma a determinar uma nuvem de pontos 3D que corresponda à superfície examinada.

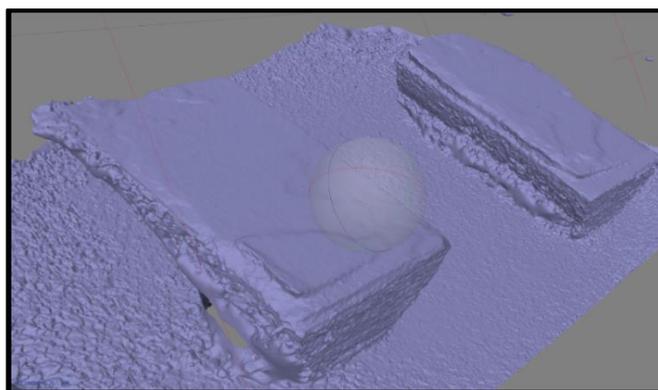
A Figura 59 (a) apresenta a imagem gerada através da determinação inicial da posição das tomadas das fotos e nuvem esparsa de pontos. Comparando à imagem com a foto da superfície do corpo de prova pode-se observar que a superfície é bem representada, aparecendo todas as imperfeições na imagem gerada da Figura 59 (a). A Figura 60 mostra o modelo digital gerado após a determinação inicial da posição da imagem.

Figura 59 - Determinação inicial da posição das tomadas das fotos e nuvem esparsa de pontos (a), corpo de prova (b).



Fonte: A autora (2019)

Figura 60 - Modelo digital gerado após a determinação inicial da posição da imagem.



Fonte: A autora (2019)

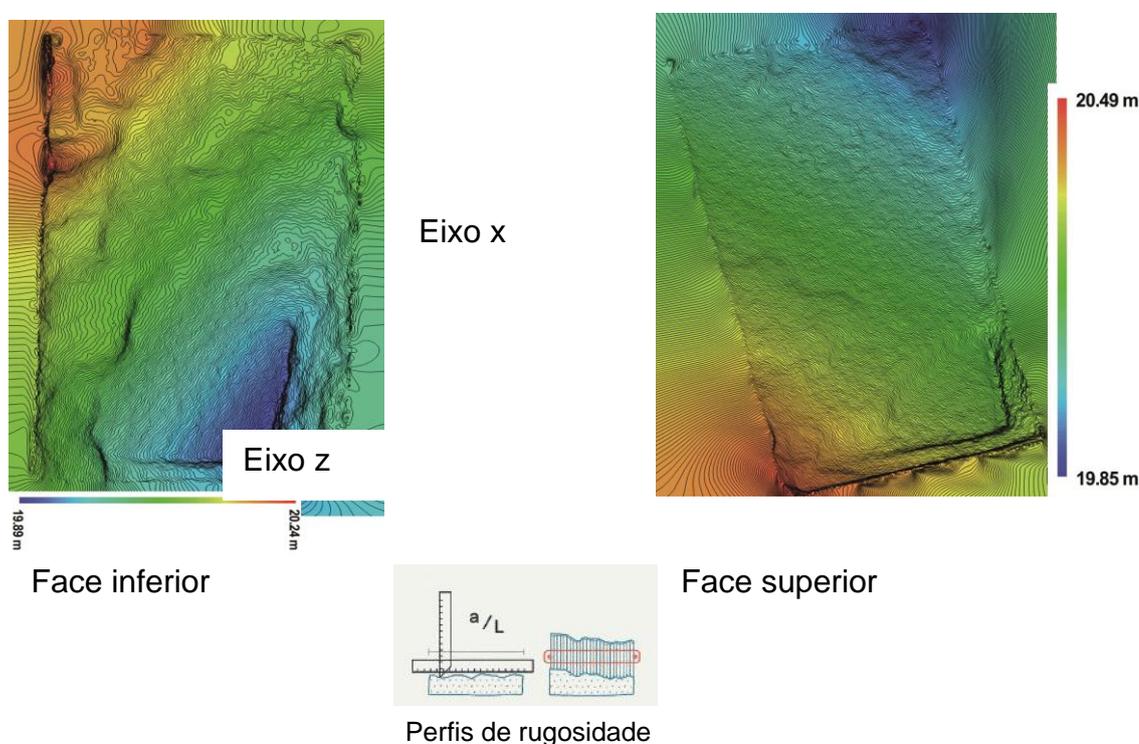
O escâner gera uma nuvem de ponto, a qual é convertida em uma imagem digital. Para executar a conversão digital foi usado um programa gráfico comercial DPLOT/2011, com interface amigável e capaz de realizar o escaneamento, gerar pontos carregados e converter os pontos em imagem digital.

Criou-se uma nuvem de pontos em uma planilha eletrônica com a variação de x, y, z conhecida. Admitindo-se a variação de z em x e em y pode-se calcular a área da superfície do corpo de prova. A primeira verificação foi feita com z constante e a segunda com z variável. A Figura 61 mostra a superfície da fratura gerada pelo aplicativo gráfico.

O próximo passo consistiu em promover alterações na variável z do corpo de prova virtual promovendo variação controlada e mensurável da área e do volume. Isto

foi feito dispendo uma sucessão de canais trapezoidais na superfície do corpo de prova virtual original.

Figura 61 - Malha para determinação da variação da superfície fraturada do corpo de prova.



Fonte: A autora (2019)

O tratamento da imagem foi realizado em quatro etapas:

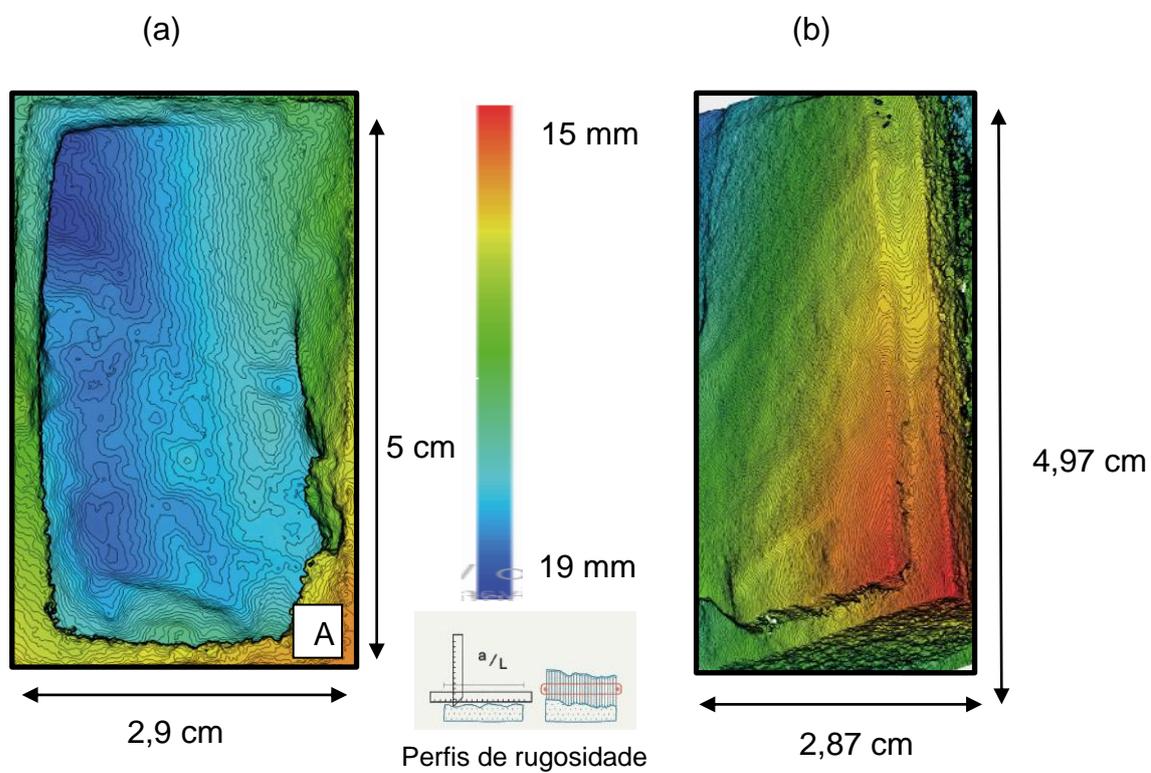
- Primeira - após a indução da fratura.
- Segunda - após ensaio de cisalhamento direto e antes da injeção do fluido reativo.
- Terceira - após cisalhamento e injeção do fluido reativo.
- Quarta - após injeção do fluido e após ensaio de cisalhamento direto.

As Figuras 62 a 70 mostram as malhas para determinação da rugosidade dos nove corpos de prova ensaiados. Todas as superfícies das malhas apresentadas referem-se à face inferior do corpo de prova.

Observando todas as superfícies da fratura dos dois modelos das Figuras 62 a 70, nota-se que antes do ataque químico a superfície apresentava uma maior irregularidade, uma maior variação da diferença de nível em relação ao plano

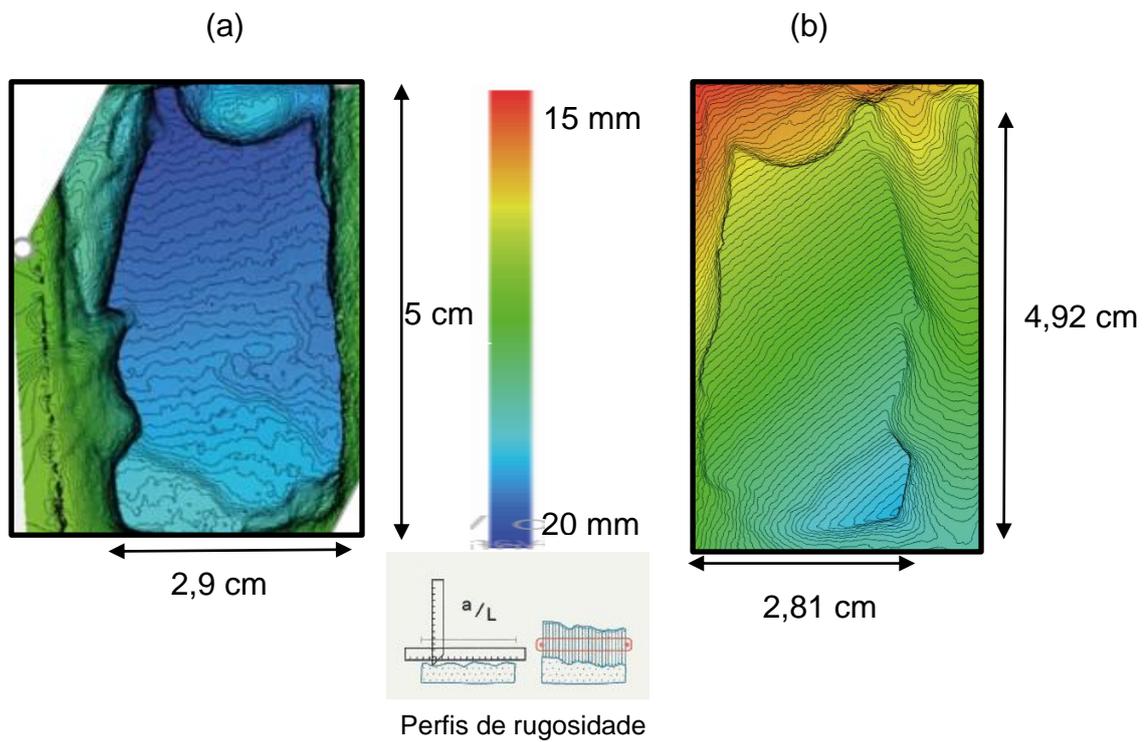
horizontal de referência. O ataque com o fluido reativo proporcionou uma superfície menos rugosa.

Figura 62 – MDSF do CP-01 (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



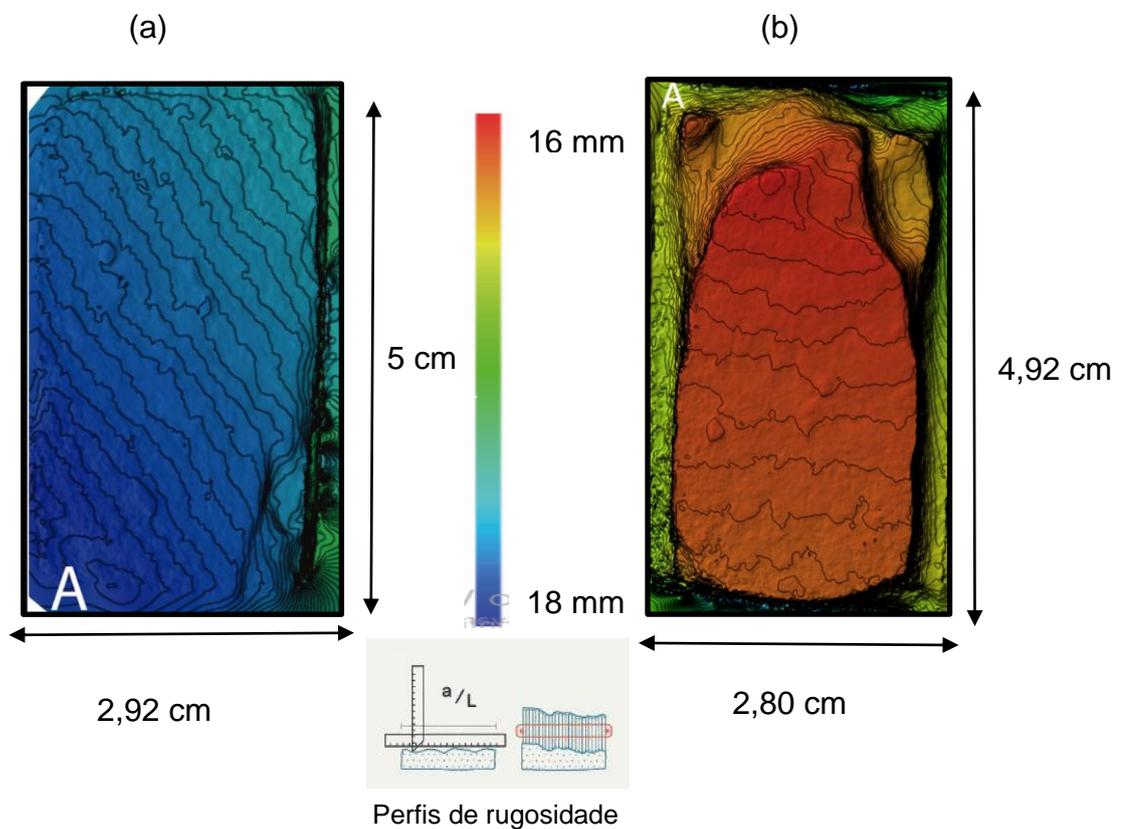
Fonte: A autora (2019)

Figura 63 – MDSF do CP-02, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



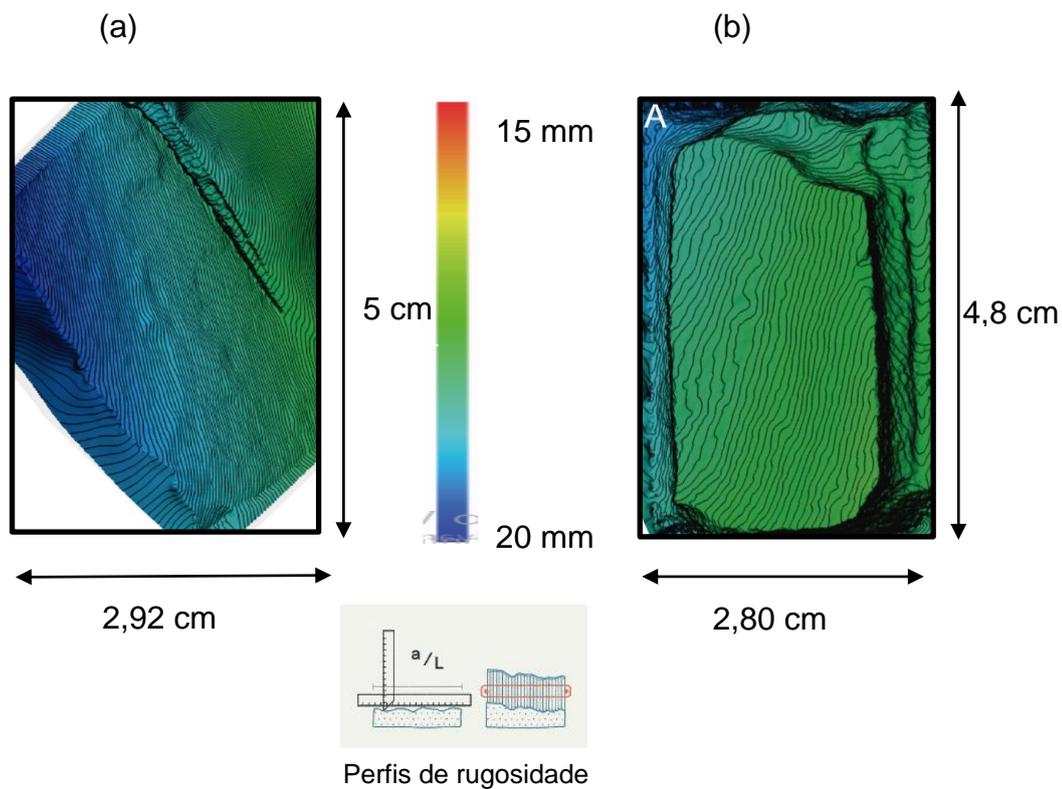
Fonte: A autora (2019)

Figura 64 – MDSF do CP-03, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



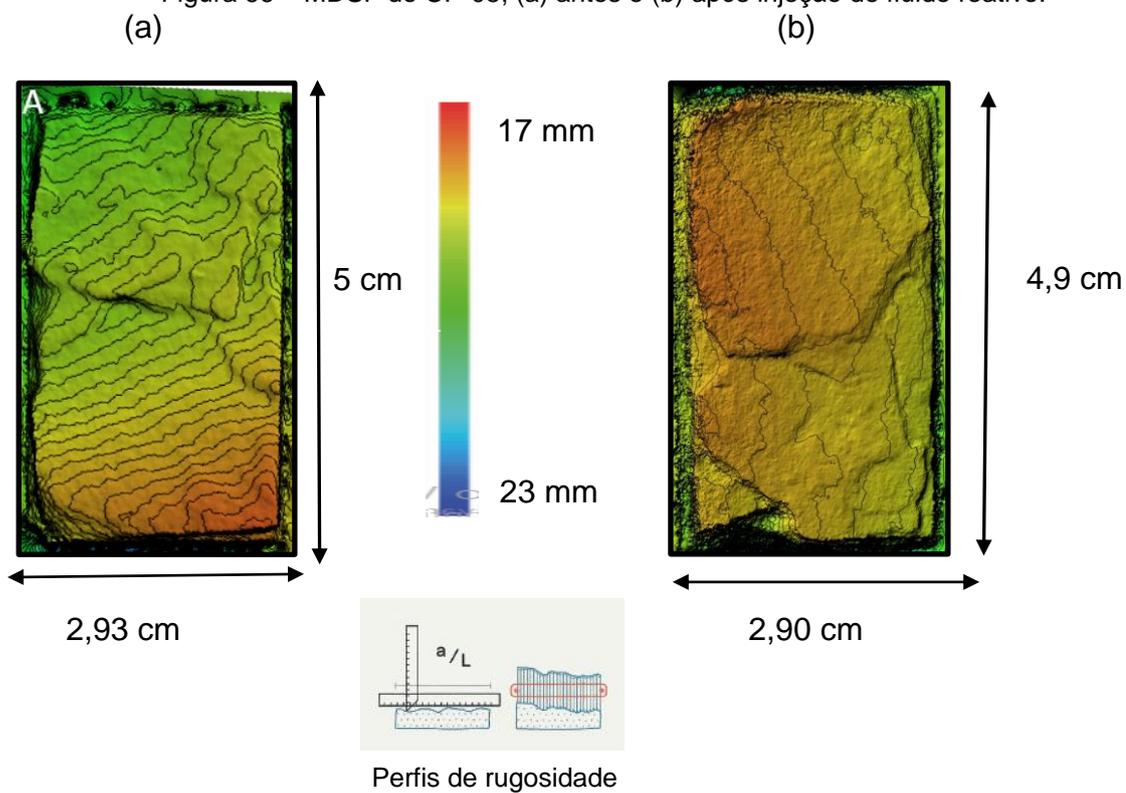
Fonte: A autora (2019)

Figura 65 – MDSF do CP-04, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



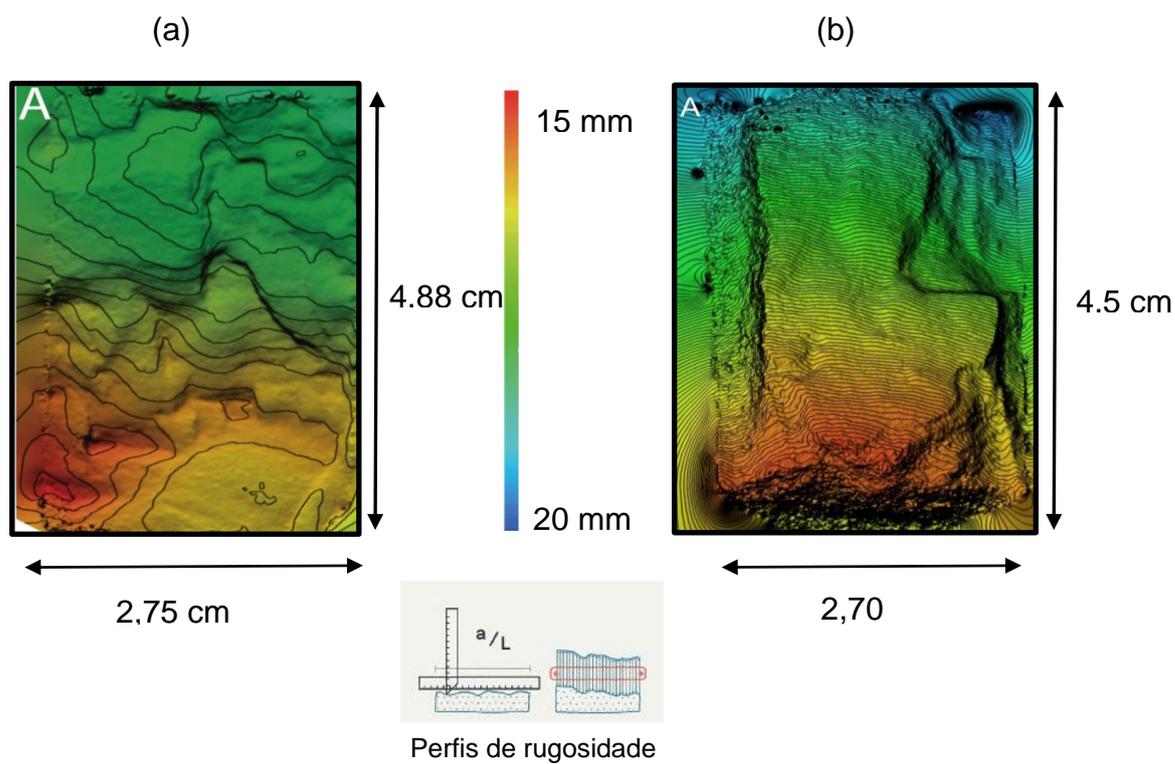
Fonte: A autora (2019)

Figura 66 – MDSF do CP-05, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



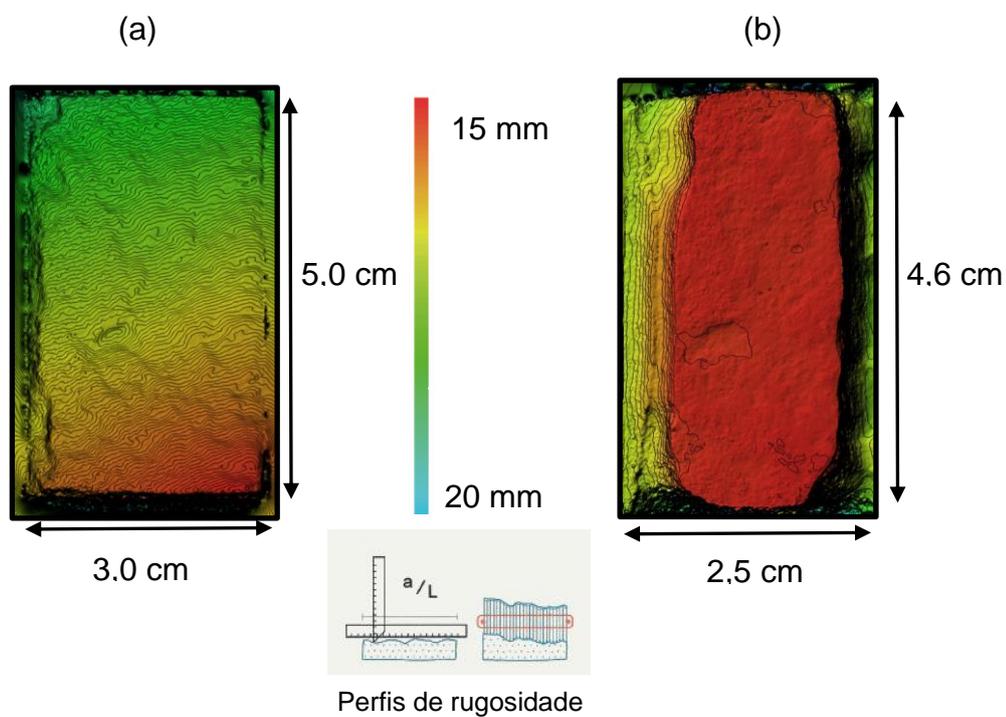
Fonte: A autora (2019)

Figura 67 – MDSF do CP-06, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



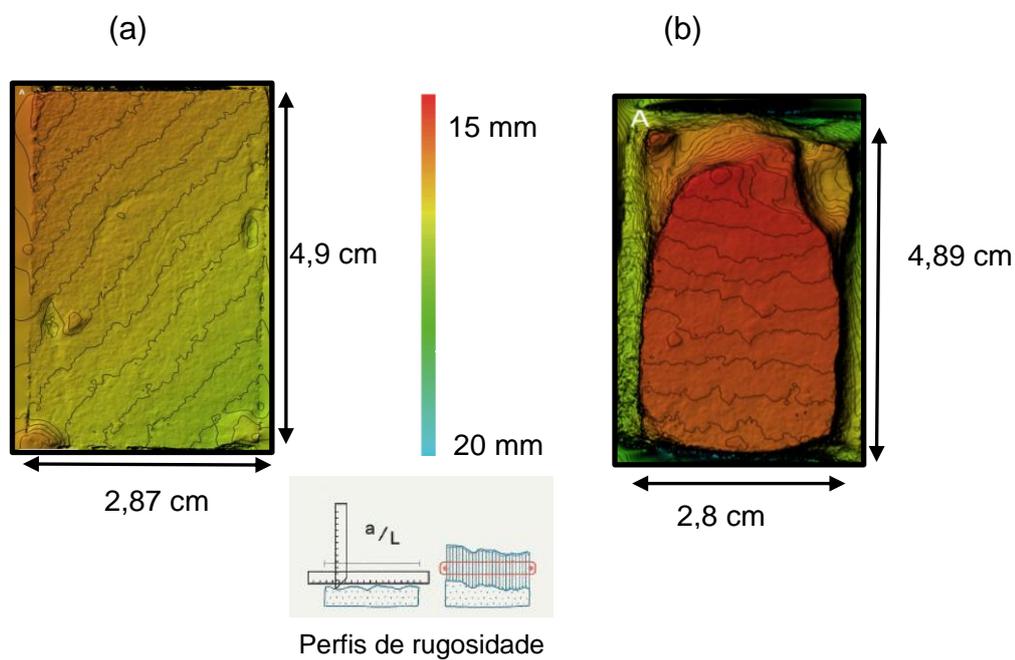
Fonte: A autora (2019)

Figura 68 – MDSF do CP-07, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



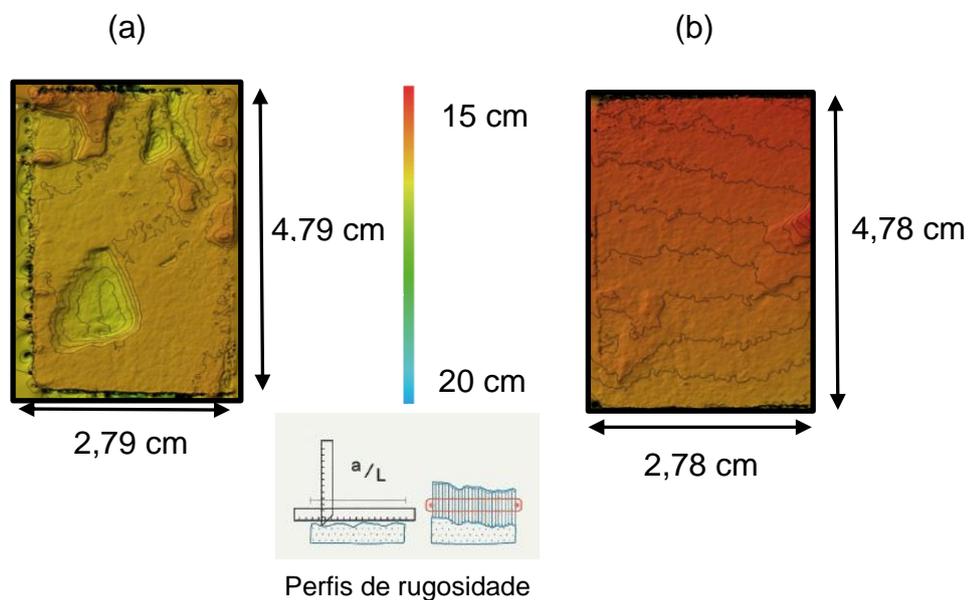
Fonte: A autora (2019)

Figura 69 – MDSF do CP-08, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



Fonte: A autora (2019)

Figura 70 – MDSF do CP-09, (a) antes e (b) após injeção de fluido reativo.



Fonte: A autora (2019)

8 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo é abordado a análise e discussão dos resultados obtidos nos capítulos, 4, 5, 6 e 7 desta tese.

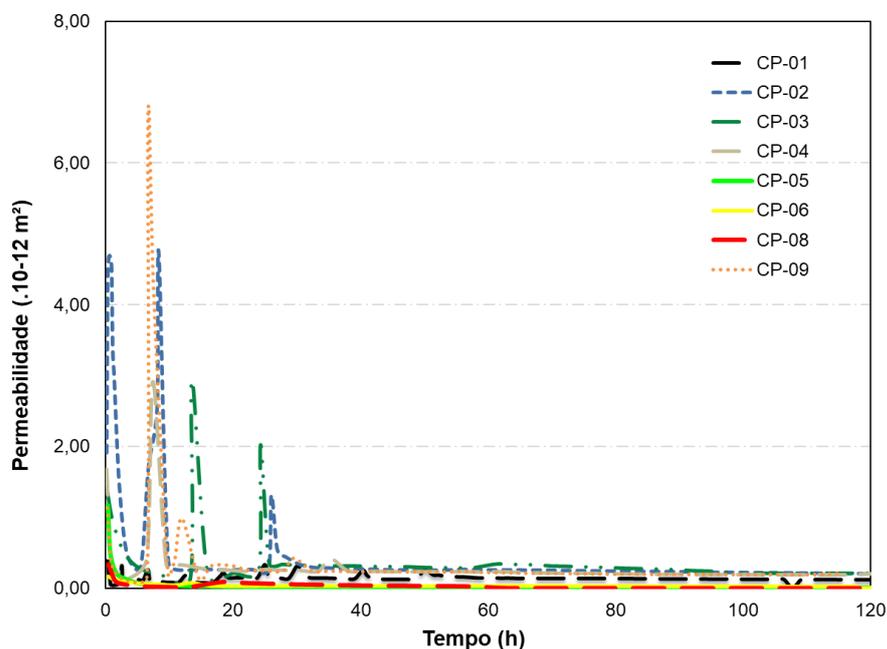
As análises foram divididas nas seguintes etapas: (1) determinação da permeabilidade, variação do pH e da condutividade hidráulica através do ensaio de dissolução, (2) avaliação das tensões cisalhantes, coesão e ângulo de atrito interno pelo critério de Mohr-Coulomb dos corpos de prova antes e após dissolução, (3) determinação da porosidade e da massa sólida através do ensaio de tomográfico e (4) análise da tensão cisalhante e da rugosidade pelo critério de Barton antes e após dissolução. No total, foram realizados 18 ensaios, sendo os resultados mais relevantes apresentados e discutidos nos itens seguintes.

8.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE DISSOLUÇÃO

Através do ensaio de dissolução das superfícies das rochas com o ácido clorídrico de pH=2 para o corpo de prova 1, e pH 1 para os demais corpos de prova, e da análise da solução de saída, foi possível obter as curvas de permeabilidade com o tempo.

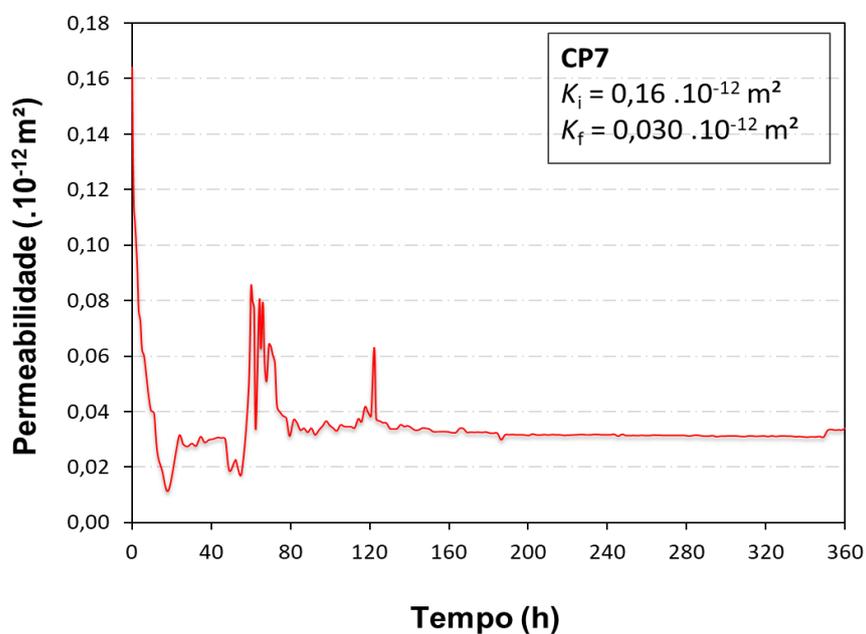
As Figuras 71 e 72 mostram as curvas de permeabilidade com ácido clorídrico, pH = 2, para o CP-01, e permeabilidade dos corpos de prova 2 a 9 com pH = 1. As Figuras 73 e 74 mostram estes resultados em medidas convencionais da engenharia de reservatório, isto é, com permeabilidade em miliDarcy (mD) versus volumes porosos iniciais injetados (VPI), o qual foi obtido dividindo o tempo total pelo tempo que a primeira gota leva para percorrer a amostra.

Figura 71 – Evolução temporal da permeabilidade no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 2 (CP-01) e pH = 1 (CP-02, CP-03, CP-4, CP-05, CP-06, CP-08 e CP-09).



Fonte: A autora (2019)

Figura 72 – Evolução temporal da permeabilidade no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 1 (CP-07) durante 15 dias.

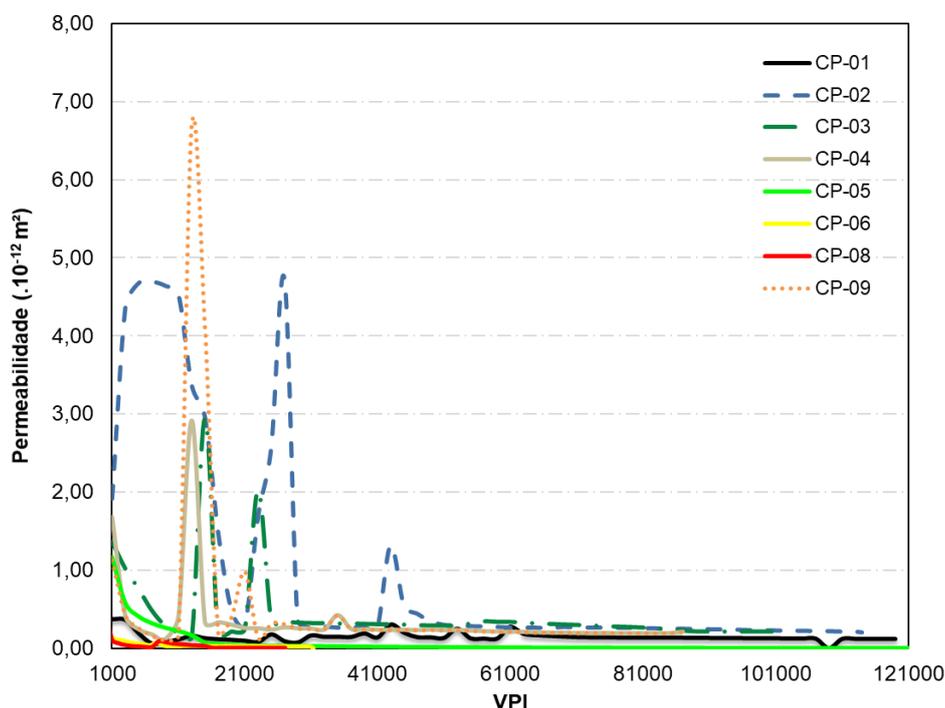


Fonte: A autora (2019)

As oscilações nos valores de permeabilidade aconteceram durante as paradas para reposição de solução no tanque e durante a noite. É possível observar na Figura

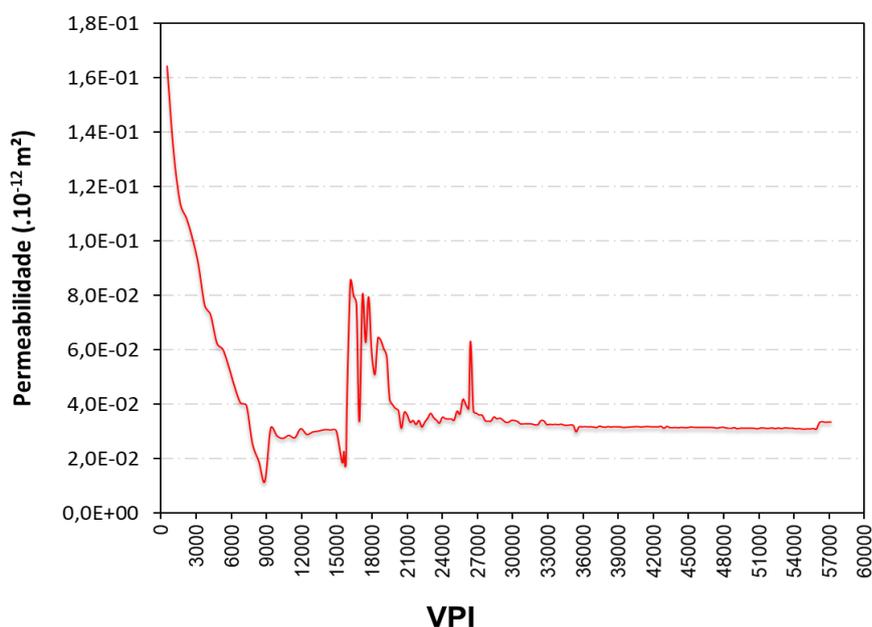
71, através dos pontos de pico, que quando havia interrupção do ensaio, ainda nas primeiras 10 horas de ensaio, a permeabilidade diminuiu e voltou a aumentar quando reiniciou o ensaio, voltando a diminuir após 30 horas de ensaios, mantendo-se constante. Quando não houve interrupção do ensaio nas primeiras horas a permeabilidade decaiu lentamente, sendo possível observar nos CP-05, CP-06 e CP-08. Já na Figura 72 observou uma queda na permeabilidade durante as 20 primeiras horas de ensaio, voltando a oscilar até às 120 horas de ensaio, mantendo-se constante após esse tempo. A Figura 71 mostra que a dissolução, em todos os corpos de prova, ocorreu nas primeiras 30 horas do ensaio, após a dissolução houve a diminuição da permeabilidade, que pode ser explicada pela possível obstrução da pedra porosa na base dos corpos de prova, por acúmulo de partículas dissolvidas acumuladas na parte inferior.

Figura 73 – Evolução temporal da permeabilidade com o volume poroso injetado no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 2 (CP-01) e pH = 1 (CP-02, CP-03, CP-4, CP-05, CP-06, CP-08 e CP-09).



Fonte: A autora (2019)

Figura 74 – Evolução temporal da permeabilidade com o volume poroso injetado no ensaio de dissolução utilizando HCl pH = 1 (CP-07) durante 15 dias.



Fonte: A autora (2019)

Possivelmente, a dissolução de partículas sólidas com o ácido clorídrico leva à formação de uma camada estável na superfície reativa agindo como uma barreira física. O aumento da permeabilidade ao reiniciar o ensaio pode ser entendido pelo fato de a pressão de injeção arrastar algumas partículas e a solução dissolver parte do que foi precipitado.

O canal dominante foi formado e continuou propagando-se rapidamente, porém a permeabilidade foi diminuindo porque a superfície da fratura vai se tornando menos irregular aumentando o contato entre as interfaces A e B devido à ação da tensão confinante, dificultando a passagem do fluido e o carreamento de partículas, diminuindo a passagem do efluente através do topo do corpo de prova na célula de dissolução.

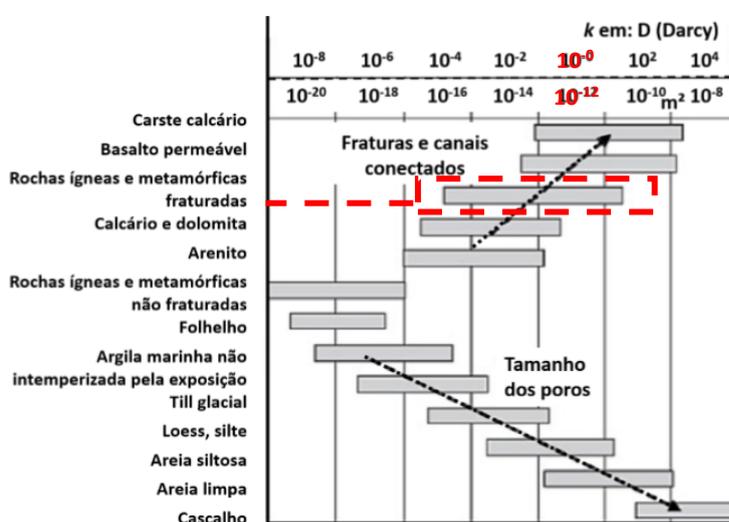
A comparação da escala dos VPI com a escala de tempo dos 8 corpos de prova apresentados na Figura 73, mostra que foram injetados menos volumes na dissolução do CP-06 e do CP-08 do que para os demais corpos de prova. Isso pode ser explicado porque o tempo de residência do fluido nos CP-06 e CP-08 (cerca de 3 minutos) foram maiores do que os demais corpos de prova (em média de 1 minuto).

Para a análise dos resultados do ensaio de dissolução do CP-07, CP-08 e CP-09, fez-se uma alteração na metodologia. Nos corpos de prova anteriores o volume

coletado não era reaproveitado. A partir do corpo de prova sete, optou-se em filtrar o volume percolado e reaproveitar a solução. A cada volume coletado era medido o pH, passando por um filtro e lançado novamente no reservatório.

A partir dos resultados apresentados para os nove ensaios de dissolução, foi possível constatar que as rochas carbonáticas na fratura possuíam permeabilidade inicial da ordem de 10^{-12} m², o equivalente a 10^0 D. Esses valores estão de acordo com a estimativa de Hearst *et al.* (2000), Figura 75, para calcários naturais.

Figura 75 – Taxa de magnitude da permeabilidade das rochas, ressaltando a faixa de permeabilidade dos calcários.



Fonte: Modificado de Schön, J. (2014).

A Tabela 9 apresenta um resumo dos valores obtidos da permeabilidade, medidos em cada ensaio de dissolução. Além de descrever o volume poroso injetado.

Ressalta-se que os valores das permeabilidades foram medidos sob condições de estado estacionário, ou seja, foi considerado um fluxo constante de solução.

Tabela 9 – Resumo dos valores medidos de permeabilidade inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada corpo de prova ensaiado.

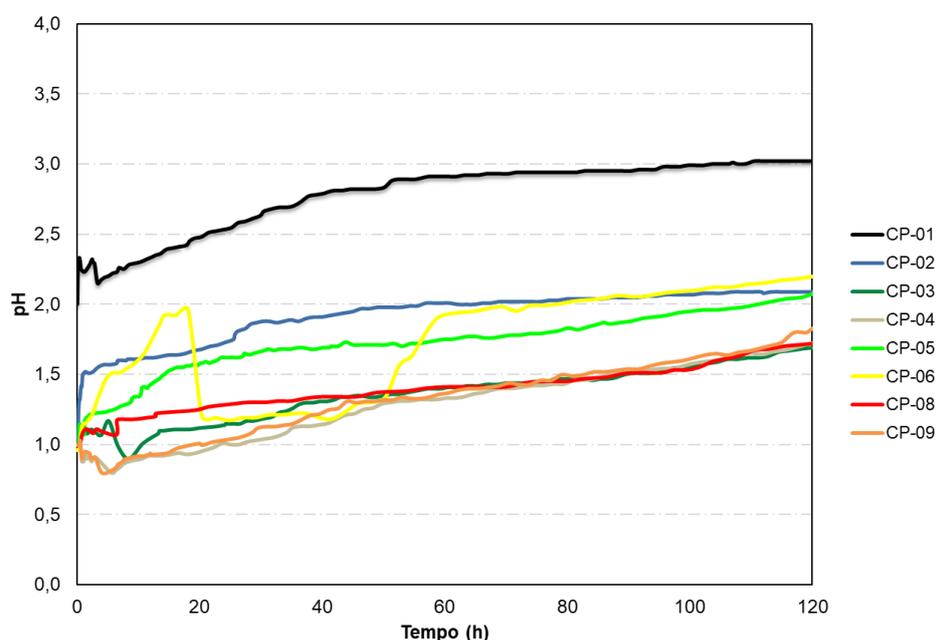
| CP | ki (.10-12 m ²) | kf (.10-12 m ²) | VPI m ³ | Duração do ensaio |
|-------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| CP-01 | 0,39 | 0,12 | 0,119 | 120 h e 14 mim |
| CP-02 | 1,91 | 0,19 | 0,114 | 120 h e 4 seg. |
| CP-03 | 1,36 | 0,21 | 0,101 | 120 h e 59 mim |
| CP-04 | 1,68 | 0,21 | 0,087 | 120 h e 46 min |
| CP-05 | 1,17 | 0,003 | 0,125 | 120 h e 36 mim |
| CP-06 | 0,16 | 0,02 | 0,031 | 120 h e 31 mim |
| CP-07 | 0,16 | 0,03 | 0,057 | 360 h e 15 mim |
| CP-08 | 0,33 | 0,001 | 0,027 | 120 h e 29 mim |
| CP-09 | 1,13 | 0,2 | 0,09 | 120 h e 35 mim |

Fonte: A autora (2019)

Nos CP-02, CP-03, CP-04 e CP-05 houve uma diminuição da permeabilidade, em média 6 vezes que a inicial. As permeabilidades finais foram reduzidas em torno de 75% em relação as iniciais.

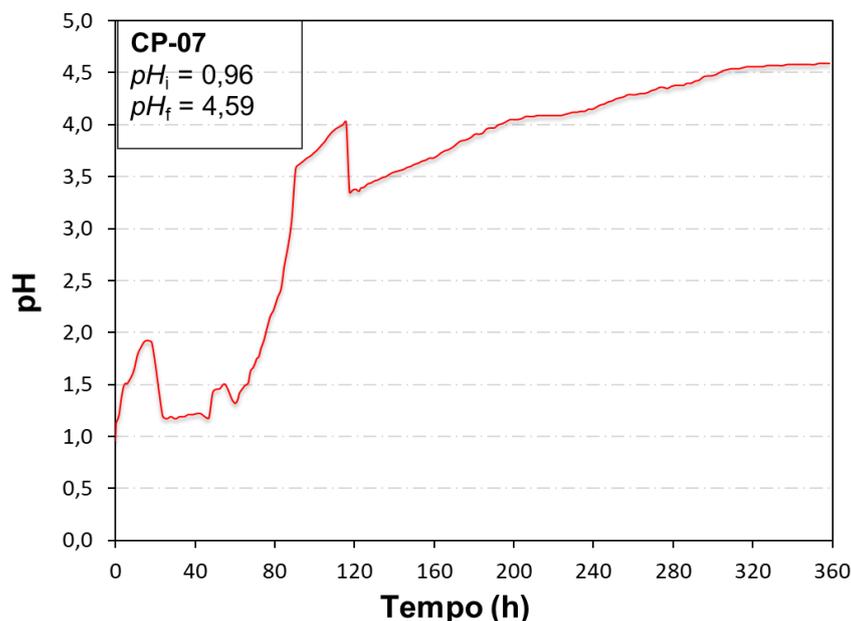
A Figura 76 mostra a evolução temporal do pH medido na solução de saída, coletada a cada 500 mL, ao longo do ensaio de dissolução. E a Figura 77 mostra a evolução temporal do pH na solução de saída do corpo de prova 7.

Figura 76 – Evolução temporal do pH na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 120 horas.



Fonte: A autora (2019)

Figura 77 – Evolução temporal do pH na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 360 horas para o CP-07.



Fonte: A autora (2019)

A Figura 76 apresenta um aumento do pH, mostrando que o fluido efluente está se tornando mais básico, indicando que realmente está ocorrendo dissolução da rocha carbonática. Verifica-se que a curva nas primeiras 50h cresce rapidamente e depois estabiliza, crescendo lentamente com o tempo.

Os aumentos e diminuições do pH ocorrem devido a uma provável disputa de dissolução entre os minerais e possível formação de um tampão que mantém o pH constante em alguns momentos. Em todos os corpos de prova, ao final do processo de dissolução observou-se no topo (entrada do fluxo) a formação de caminhos preferenciais devido a dissolução e percorrendo por toda a superfície fraturada, principalmente na parte lateral da fratura.

Exceto o CP-02, para os demais corpos de prova, o pH sofreu uma diminuição em aproximadamente 10 horas de dissolução aumentando seu valor em seguida. Isto pode ser explicado pelo fato de o ensaio ter sido interrompido com 10 horas de dissolução, sendo reiniciado em seguida. Durante a interrupção do ensaio ocorreu possivelmente a deposição de partículas, precipitação e equilíbrio do sistema. Quando o sistema foi reiniciado a solução ácida levou um tempo até conseguir dissolver o carbonato presente e aumentar o pH. No caso do CP-06 o tempo de interrupção foi maior, (20 horas). O CP-07 sofreu duas interrupções.

Analisando o comportamento da evolução do pH durante o ensaio, é possível observar em todos os corpos de prova ensaiados que com o tempo, o pH tende a aumentar. Além disso, devido a força ácida da solução (indicado pelo pH baixo), os caminhos de fluxo iniciais são ampliados pela rápida dissolução do material da matriz, fazendo com que essas regiões conduzissem ainda mais fluxo. Vale ressaltar que a passagem do fluxo ocorreu pelo caminho preferencial, (na fratura).

Foi observada também a mudança de coloração na rocha após a passagem da solução reativa, tornando-se mais escura, possivelmente devido ao ataque químico. Além disso, a solução efluente mostrou resquícios de material, onde foi comprovada a dissolução da rocha carbonática.

Comparando a curva de evolução do pH dos corpos de prova ensaiados no período de 120 horas (Figura 76), com a curva obtida no ensaio de dissolução do CP-07, 360 horas (Figura 77), observa-se que o tempo realmente é um fator relevante na análise da evolução do pH, visto que o CP-07 para um período de 360 horas, alterou 4 vezes mais o valor do pH em relação aos demais corpos de prova ensaiados por um período de 60 horas.

A Tabela 10 apresenta o resumo dos valores iniciais e finais do pH dos 9 corpos de prova ensaiados.

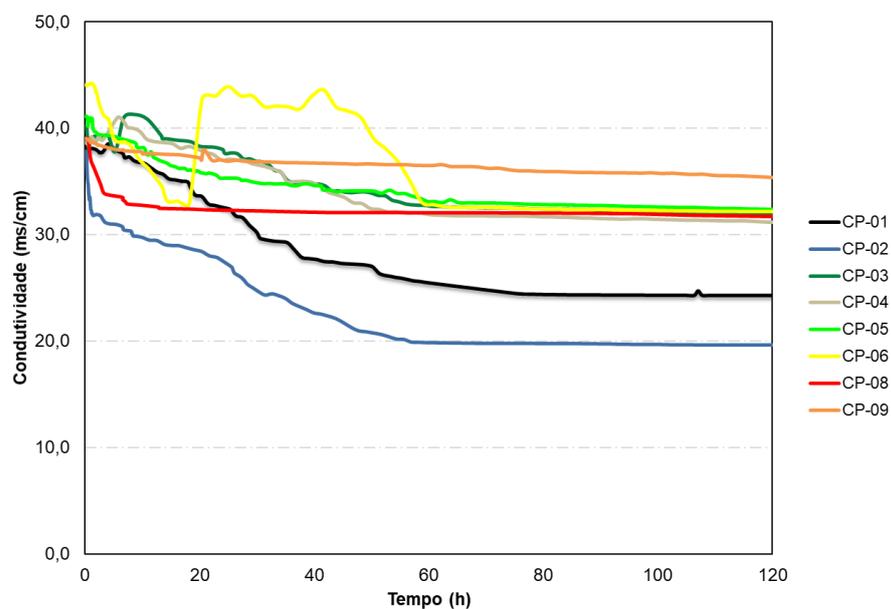
Tabela 10 – Resumo dos valores medidos do pH inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada CP.

| CP | pH da solução | | VPI m ³ | Duração do ensaio |
|-------|---------------|-------|-----------------------|----------------------|
| | inicial | final | | |
| CP-01 | 2 | 3,02 | 0,119 | 120 h e 14 mim |
| CP-02 | 1 | 2,09 | 0,114 | 120 h e 4 seg. |
| CP-03 | 1 | 1,69 | 0,101 | 120 h e 59 mim |
| CP-04 | 1 | 1,73 | 0,087 | 120 h e 46 min |
| CP-05 | 1 | 2,08 | 0,125 | 120 h e 36 mim |
| CP-06 | 0,96 | 2,2 | 0,031 | 120 h e 31 mim |
| CP-07 | 0,96 | 4,59 | 0,057 | 360 h e 15 mim |
| CP-08 | 1 | 1,72 | 0,027 | 120 h e 29 mim |
| CP-09 | 1 | 1,83 | 0,09 | 120 h e 35 mim |

Fonte: A autora (2019)

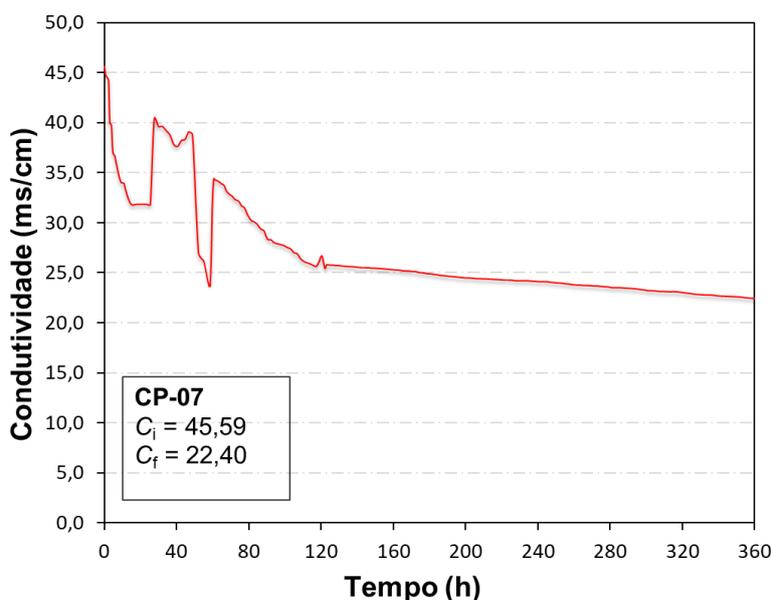
A Figura 78 apresenta o comportamento da condutividade elétrica com o tempo para os 8 corpos de prova ensaiados durante o período de 60 horas e a Figura 79 apresenta o comportamento da condutividade elétrica do CP-07, durante 360 horas.

Figura 78 – Evolução temporal da condutividade elétrica na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 120 horas.



Fonte: A autora (2019)

Figura 79 – Evolução temporal da condutividade elétrica na solução de saída do ensaio de dissolução durante o período de 360 horas para o CP-07.



Fonte: A autora (2019)

Analisando os gráficos das Figuras 78 e 79 e comparando com os gráficos da evolução do pH com o tempo, observa-se um comportamento inverso curva condutividade x tempo, com relação a curva pH x tempo. No caso da condutividade elétrica, a curva diminui rapidamente até às 50 h, aproximadamente, e depois tende a estabilizar com uma pequena inclinação, indicando uma diminuição lenta com o tempo. A condutividade elétrica diminui devido à mudança que há na solução efluente, onde o pH aumenta, indicando que a solução está mais básica e a condutividade elétrica diminui devido à diminuição das espécies na solução com carga iônica.

A Tabela 11 apresenta o resumo dos valores iniciais e finais da condutividade elétrica para os 9 corpos de prova ensaiados.

Tabela 11 – Resumo dos valores medidos da condutividade elétrica inicial e final, volume de fluido utilizado e duração do ensaio para cada corpo de prova ensaiado.

| CP | Condutividade (ms/cm) | | VPI m ³ | Duração do ensaio |
|-------|-----------------------|-------|-----------------------|----------------------|
| | Inicial | Final | | |
| CP-01 | 38,8 | 24,26 | 0,119 | 120 h e 14 mim |
| CP-02 | 37,8 | 19,66 | 0,114 | 120 h e 4 seg. |
| CP-03 | 40 | 31,89 | 0,101 | 120 h e 59 mim |
| CP-04 | 38,6 | 31,18 | 0,087 | 120 h e 46 min |
| CP-05 | 41,1 | 32,36 | 0,125 | 120 h e 36 mim |
| CP-06 | 44 | 32,15 | 0,031 | 120 h e 31 mim |
| CP-07 | 45,59 | 22,4 | 0,057 | 360 h e 15 mim |
| CP-08 | 39 | 31,69 | 0,027 | 120 h e 29 mim |
| CP-09 | 39 | 35,36 | 0,09 | 120 h e 35 mim |

Fonte: A autora (2019)

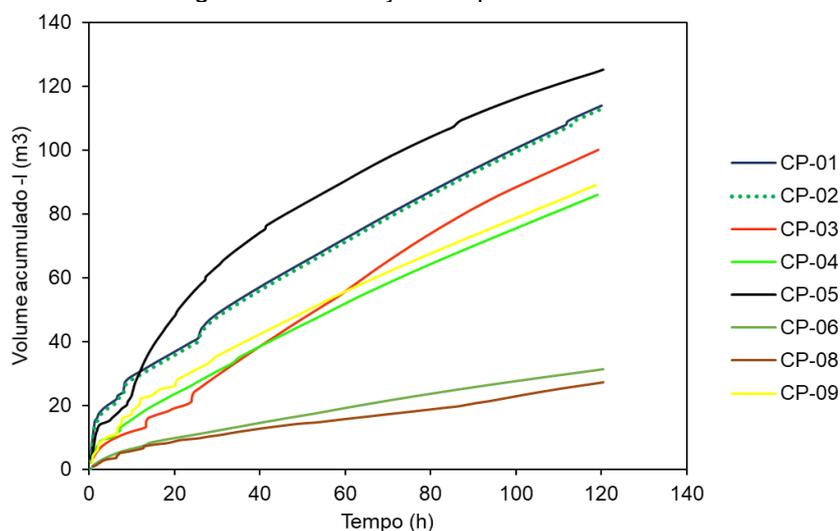
Em média a condutividade elétrica final foi reduzida em torno de 15%, em relação a inicial.

A Figura 80 apresenta o comportamento da evolução temporal do volume percolado nos corpos de prova, para cada rocha carbonática fraturada submetida aos ensaios de dissolução. Observa-se que o comportamento das curvas são semelhantes, resultando em uma dissolução lenta. O maior volume percolado foi no CP-07 por causa da duração do ensaio, que foi de 360 h, e que existe uma variação entre as curvas devido a rugosidade da fratura de cada corpo de prova ser diferente.

Pode-se notar que para um mesmo tempo de dissolução, foram utilizadas maiores quantidades de solução para a dissolução das rochas 1, 2, 3, 4, 5, e 9 do que

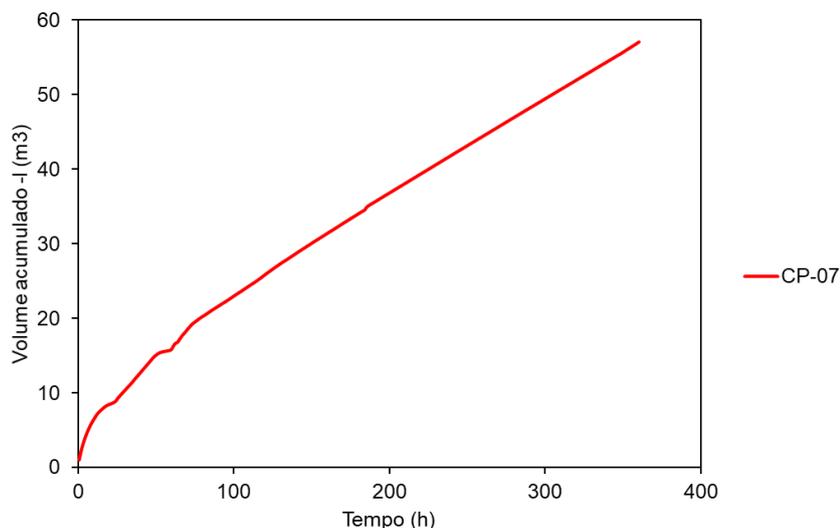
para as rochas 6 e 8. A derivada do volume em relação ao tempo é constante apenas para as dissoluções das rochas 1, 2, 4 e 9. Esse comportamento linear, mostrado inicialmente, é verificado pela provável dominância do transporte durante o início da dissolução. Posteriormente, um consumo mais lento da solução é característico da reação química. A Figura 81 mostra a curva de volume acumulado da dissolução do CP-07. Verifica-se que este corpo de prova apresentou um maior volume acumulado por passar um maior período de tempo no ensaio de dissolução. Lembrando também que para este corpo de prova houve o reaproveitamento da solução efluente.

Figura 80 – Evolução temporal do volume do fluido acumulado.



Fonte: A autora (2019)

Figura 81 – Evolução temporal do volume do fluido acumulado do CP-07.



Fonte: A autora (2019)

8.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE RESISTÊNCIA AO CISALHAMENTO – CRITÉRIO DE MOHR-COULOMB

Devido à sua simplicidade, os engenheiros de mecânica de rochas ainda estão acostumados a usar o critério linear de Mohr-Coulomb para modelar o comportamento da massa de rochas fraturadas (Bhasin e Barton, 1997), particularmente na abordagem de modelagem contínua. Um dos motivos que justifica a aplicação deste critério nas análises dos resultados desta tese.

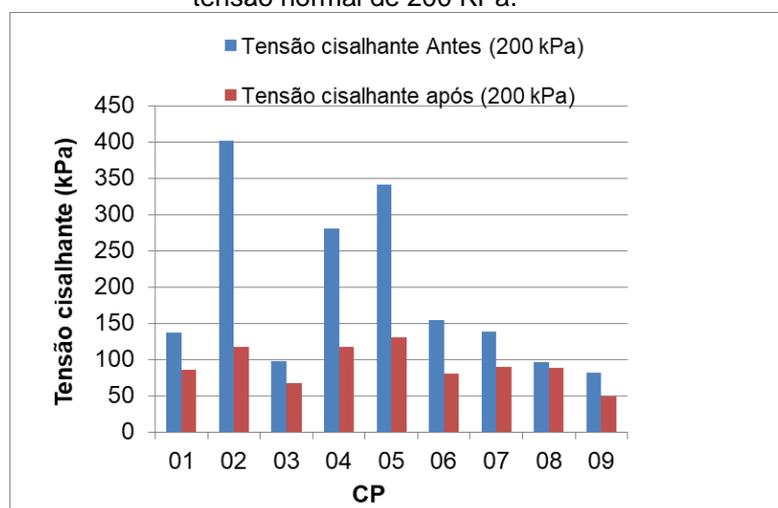
Os ensaios foram realizados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 4 e os gráficos dos resultados dos 9 corpos de prova ensaiados encontram-se no Apêndice B.

Foi realizado para o mesmo corpo de prova, três níveis de tensão normal. A partir dos resultados dos ensaios de resistência ao cisalhamento direto, antes e após ataque com um fluido reativo, foram plotados os gráficos das tensões cisalhantes máximas x tensão normal, apresentadas no Apêndice B desta tese, e depois aferidas à tensão cisalhante máxima, a coesão e o ângulo de atrito interno, pelo critério de Mohr-Coulomb.

As Figuras 82, 83 e 84 mostram os resultados dos valores máximos de resistência ao cisalhamento antes e após dissolução para cada variação de tensão normal e para os 9 corpos de prova ensaiados.

As Tabelas 10 a 12 mostram os valores de resistência ao cisalhamento para as tensões normais de 200 KPa, 400 KPa e 600 KPa, respectivamente.

Figura 82 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 200 KPa.



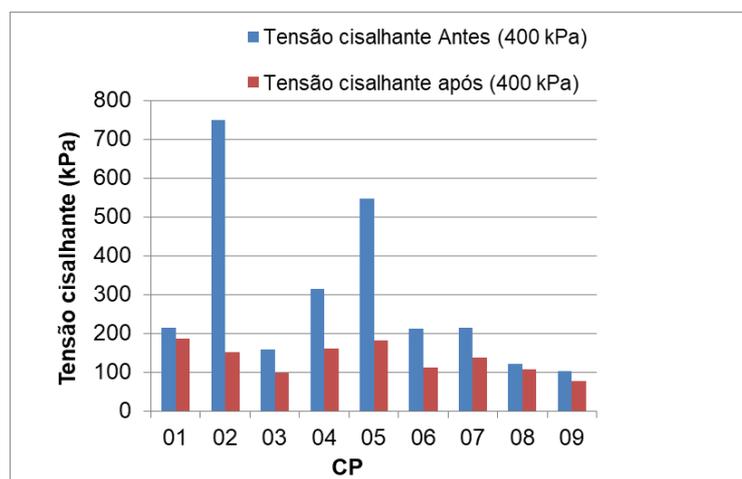
Fonte: A autora (2019)

Tabela 12 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 200 KPa.

| CP | Tensão normal (200 KPa) | | Tensão cisalhante (200 KPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 240 | 241 | 137 | 86 |
| 02 | 246 | 257 | 401 | 118 |
| 03 | 243 | 242 | 98 | 67 |
| 04 | 253 | 241 | 281 | 117 |
| 05 | 250 | 240 | 341 | 130 |
| 06 | 259 | 238 | 154 | 81 |
| 07 | 224 | 256 | 139 | 90 |
| 08 | 221 | 222 | 97 | 88 |
| 09 | 258 | 241 | 83 | 49 |

Fonte: A autora (2019)

Figura 83 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 400 KPa.



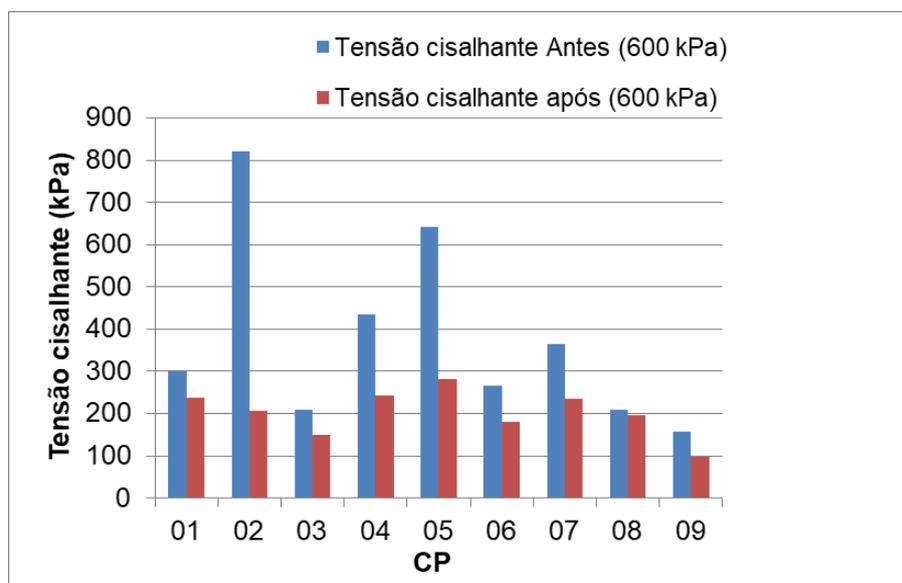
Fonte: A autora (2019)

Tabela 13 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 400 KPa.

| CP | Tensão normal (400 KPa) | | Tensão cisalhante (400 KPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 477 | 484 | 216 | 186 |
| 02 | 505 | 514 | 749 | 152 |
| 03 | 476 | 492 | 159 | 97 |
| 04 | 495 | 465 | 315 | 161 |
| 05 | 501 | 497 | 548 | 183 |
| 06 | 499 | 432 | 213 | 111 |
| 07 | 497 | 518 | 215 | 137 |
| 08 | 446 | 447 | 121 | 107 |
| 09 | 426 | 468 | 104 | 76 |

Fonte: A autora (2019)

Figura 84 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 600 KPa.



Fonte: A autora (2019)

Tabela 14 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa.

| CP | Tensão normal (600 KPa) | | Tensão cisalhante (600 kPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 718 | 724 | 301 | 238 |
| 02 | 739 | 768 | 822 | 207 |
| 03 | 767 | 709 | 209 | 150 |
| 04 | 758 | 696 | 435 | 243 |
| 05 | 736 | 741 | 643 | 281 |
| 06 | 750 | 730 | 265 | 179 |
| 07 | 739 | 776 | 365 | 235 |
| 08 | 669 | 675 | 208 | 195 |
| 09 | 669 | 703 | 158 | 98 |

Fonte: A autora (2019)

A resistência ao cisalhamento máxima para as três tensões normais é atingida após deslocamento equivalente ao comprimento da base da rugosidade.

Analisando os valores das tabelas e os gráficos das figuras, observa-se que o valor máximo da resistência ao cisalhamento, antes do ataque químico, foi de 822 KPa (CP-02) e após ataque químico, 281 KPa (CP-05). Valores estes obtidos para a tensão normal de 600 KPa.

Com base nestas figuras e tabelas, percebe-se que os valores de resistência das rochas carbonáticas avaliadas após ataque com um fluido reativo, apresentaram valores menores aos obtidos antes da dissolução da rocha.

De um modo geral ocorreu uma perda de resistência ao cisalhamento em torno de 46,29%, quando comparado os valores antes e após ataque químico com um fluido reativo, ou seja, a dissolução da rocha afeta diretamente as propriedades mecânicas quanto a resistência ao cisalhamento direto.

A variação da tensão normal também provoca alterações significativas nos valores de tensões cisalhantes máximas, ou seja, para o carregamento normal mais elevado produz o aumento do esmagamento da superfície irregular, passando então a proporcionar uma mudança na superfície e possivelmente, alterações no atrito residual. Portanto, para superfícies irregulares, o pico de resistência é diretamente proporcional ao valor da carga normal aplicado. Barton (1966), em seus ensaios em maciços rochosos fraturados, analisou o mesmo comportamento.

Pode-se ratificar que o ataque químico, afeta tanto a resistência mecânica, como também o comportamento geomecânico dos corpos de prova.

Outro ponto relevante observado é que os valores das tensões cisalhantes variam de forma discrepante de um corpo de prova para outro, apresentando, por exemplo, valores de 401 KPa a 83 KPa (em torno de 79% de diferença), para a tensão normal de 200 KPa, antes de sofrer ataque químico. Possivelmente essa discrepância de valores deve-se a superfície da fratura induzida, visto que cada corpo de prova apresentou topografia da superfície rugosa distinta um dos outros.

Quando se analisa os valores após ataque químico, estes apresentaram menos heterogêneos, variando, por exemplo, de 186 KPa a 76 KPa (em torno 59%), para a tensão normal de 400 KPa.

Com os fatos relatados acima pode-se evidenciar que possivelmente, a perda de resistência deve-se a mudança da geométrica da superfície fraturada da rocha, visto que antes de sofrer ataque com o fluido reativo a superfície fraturada dos corpos de prova apresentavam formatos mais irregulares e mais rugosos, contribuindo para uma maior resistência das faces.

Importante ressaltar que o critério de Mohr-Coulomb se baseia apenas na adequação de uma expressão matemática com relação aos dados experimentais, contemplando única e exclusivamente a tensão normal e as propriedades de resistência da superfície em estudo. Nesse critério, a resistência ao cisalhamento

segundo um plano, depende unicamente da tensão normal atuante no mesmo, desprezando-se a influência da distribuição não uniforme de tensões durante o ensaio e da rugosidade (ROCHA 1981). Portanto, quando se refere à análise da rugosidade, apenas está se fazendo uma evidência, quando estudado os valores obtidos por este critério.

As distribuições não uniformes de tensões nos contatos entre as superfícies fraturadas provocam ruptura em algumas delas antes do carregamento máximo.

Pode-se observar também que as deformações devidas a carga tangencial de cisalhamento são muito mais pronunciadas na região próxima à aplicação de cargas favorecendo o início de rupturas nessa extremidade.

Observa-se também nas Figuras acima, nas tabelas 12, 13 e 14 e nos gráficos do Apêndice B que, para a tensão normal, elevada a rigidez tende a limitar a dilatação da junta o que pode ter aumentado a resistência ao cisalhamento.

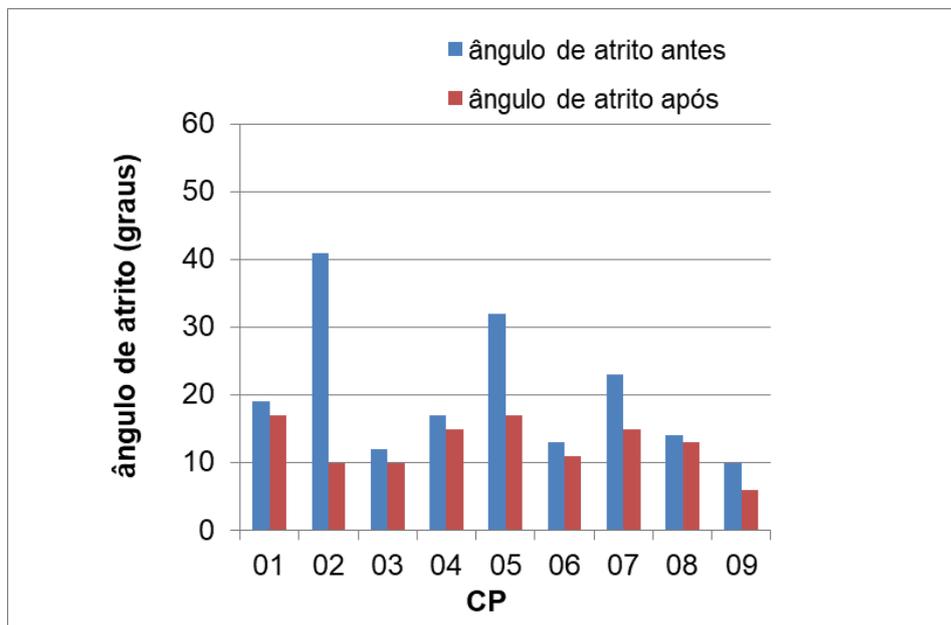
Por fim, quando se nota pequena rigidez, no caso dos corpos de prova após dissolução, o cisalhamento não provoca rupturas súbitas, porém pode ser a causa do efeito “*Stick-slip*”, o deslizamento entre as superfícies fraturadas é acompanhado por oscilações bruscas com quedas na tensão de cisalhamento. Este fenômeno ocorre quando o coeficiente de atrito dinâmico é menor que o estático.

No apêndice B desta tese encontram-se o diagrama com a representação dos pontos de (σ, τ) para valores de tensão máxima onde se traçou a reta de Mohr-Coulomb correspondente, por regressão linear. Com base nesta reta foi possível determinar os parâmetros que caracterizaram o ângulo de atrito e a coesão.

A Figura 85 mostra os valores de ângulo de atrito obtidos através da curva tensão normal x tensão cisalhante apresentadas no Apêndice B desta tese.

A Tabela 15 apresenta o resumo dos valores de ângulo de atrito dos nove corpos de prova ensaiados, antes e após ataque com um fluido reativo.

Figura 85 – Valores de ângulo de atrito obtidos antes e após dissolução para os nove corpos de prova ensaiados.



Fonte: A autora (2019)

Analisando os valores da Figura 85, observa também que o ataque do fluido reativo provocou alterações no parâmetro do ângulo de atrito dos corpos de prova, ocorrendo uma redução em torno de 37%.

Analisando os valores da Tabela 15 e o gráfico da Figura 85, observa-se que o valor máximo do ângulo de atrito, antes do ataque químico, foi de 41° (CP-02) e após ataque químico, 6° (CP-09).

Os valores do ângulo de atrito variam de forma discrepante de um corpo de prova para outro, apresentando, por exemplo, valores de 41° a 10° (em torno de 76% de diferença), antes de sofrer ataque químico. Fator predominante que rege essa discrepância pode ser evidenciado pela descontinuidade das rochas.

O ângulo de atrito é composto de uma componente de atrito da rocha (ϕ_b), de uma componente (i) relacionada às irregularidades ou asperezas da superfície e a razão entre a resistência da rocha com a tensão normal aplicada. Com o aumento da tensão normal, as asperezas são cisalhadas podendo provocar alterações no ângulo de atrito total.

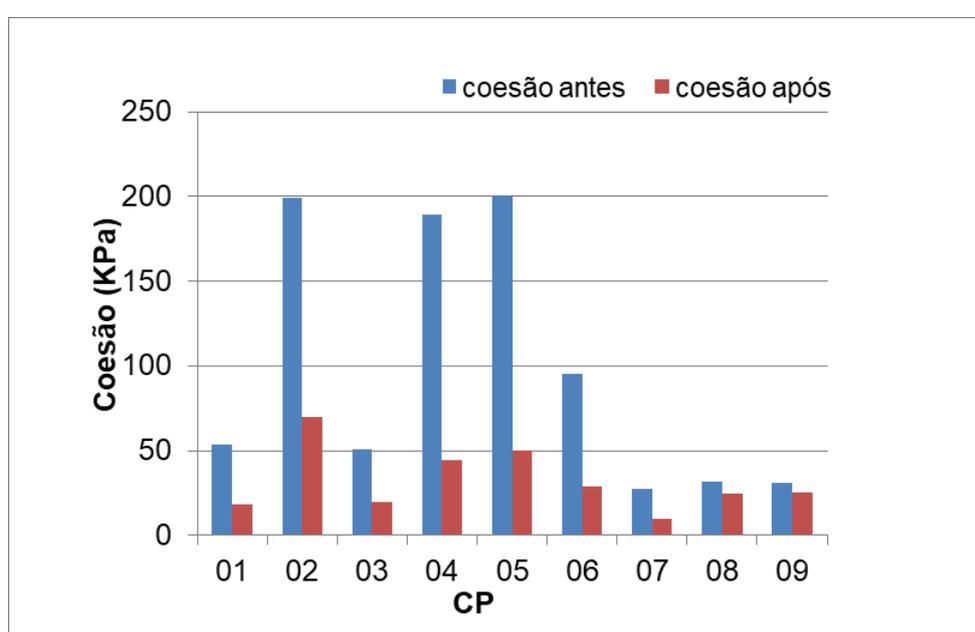
Observou-se que após as superfícies fraturadas das rochas sofrerem dissolução, (deixando a área menos irregular), o ângulo de atrito interno diminuiu, possivelmente este fato deve ter uma relação direta com a rugosidade da junta, provocando menor resistência ao cisalhamento porque a junta se torna menos

dilatada. Barton (1966), também verificou o mesmo comportamento nas suas análises em rochas.

A descontinuidade apresenta na superfície asperezas que têm uma grande influência no comportamento do ângulo de atrito, isso pode ser evidenciado nos valores obtidos nos ensaios realizados.

A Figura 86 mostra os valores de coesão obtidos através da curva tensão normal x tensão cisalhante apresentadas no Apêndice B desta tese.

Figura 86 – Valores de coesão obtidos antes e após dissolução para os 9 corpos de prova ensaiados.



Fonte: A autora (2019)

Analisando os valores da Tabela 15 e o gráfico da Figura 86, observa-se que o valor máximo de coesão, antes da dissolução, foi de 201 KPa (CP-05) e após dissolução, 69 KPa (CP-02).

Observa-se na Figura 86, que o ataque do fluido reativo provocou alteração no parâmetro coesivo, ocorrendo uma redução em torno de 67%. Esta diferença é bem evidenciada nos corpos de prova 1, 2, 4, 5 e 6. As alterações dos valores antes e após o ataque do fluido reativo pode ter sido ocasionado por dissolução de alguns minerais constituintes da rocha.

Da mesma forma que foi relatada para as tensões cisalhantes e o ângulo de atrito, os valores de coesão também variam de forma discrepante de um corpo de prova para outro, apresentando, por exemplo, valores de 201 KPa a 27 KPa (em torno

de 86% de diferença), antes de sofrer ataque químico. A mesma pode ser observada com os valores após dissolução.

Como a calcita é um dos fatores que regem a coesão do material rochoso, possivelmente o fluido reativo pode ter provocado alterações na calcita, que justifique a perda de coesão após dissolução.

A descontinuidade também tem uma grande influência no comportamento da coesão, isso pode ser evidenciado nos valores obtidos nos ensaios realizados. Essas análises foram baseadas através do gráfico de tensões obtidos por Wyllie & Mah, (2004) que apresentou uma relação entre as tensões de cisalhamento e normal sob uma superfície de ruptura para cinco diferentes condições geológicas.

A presença da coesão em todas os corpos de prova ensaiados pode ser devido a resultante do “embricamento” entre as superfícies ásperas e rugosas, e os valores obtidos nos ensaios antes e após dissolução reflete o esforço necessário para rompê-las, sob a variação do carregamento normal.

Analisando da Tabela 15, nota-se que, os valores de coesão obtidos possivelmente devem-se a porção de argila fraca ou falhas apresentando ângulo de atrito mais baixo, e as porções de calcita sela as paredes das fraturas tornando a coesão um fator relevante na resistência da rocha. Provavelmente durante o processo de dissolução pode ter ocorrido perda da calcita, provocando uma diminuição da coesão.

Tabela 15 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa.

| CP | Coesão (KPa) | | Φ (graus) | |
|----|--------------|------|----------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 53 | 18 | 19 | 17 |
| 02 | 199 | 69 | 41 | 10 |
| 03 | 51 | 20 | 12 | 10 |
| 04 | 189 | 44 | 17 | 15 |
| 05 | 201 | 50 | 32 | 17 |
| 06 | 95 | 29 | 13 | 11 |
| 07 | 27 | 10 | 23 | 15 |
| 08 | 32 | 25 | 14 | 13 |
| 09 | 31 | 25 | 10 | 6 |

Fonte: A autora (2019)

Ressalta-se que os valores de coesão, ângulo de atrito e envoltórias associadas aos valores máximos de tensão aqui considerados não representam a ruptura final do material, e sim o escoamento final com base nos estados de tensão finais de cada ensaio.

As análises quanto à característica da rugosidade no comportamento mecânico após dissolução, serão mais bem relatadas e confirmadas no critério de Barton.

8.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS POROSIDADE

Na análise da porosidade, foram utilizadas imagens de tomografia computadorizada para o entendimento do estado da superfície das rochas antes e após injeção de fluido reativo.

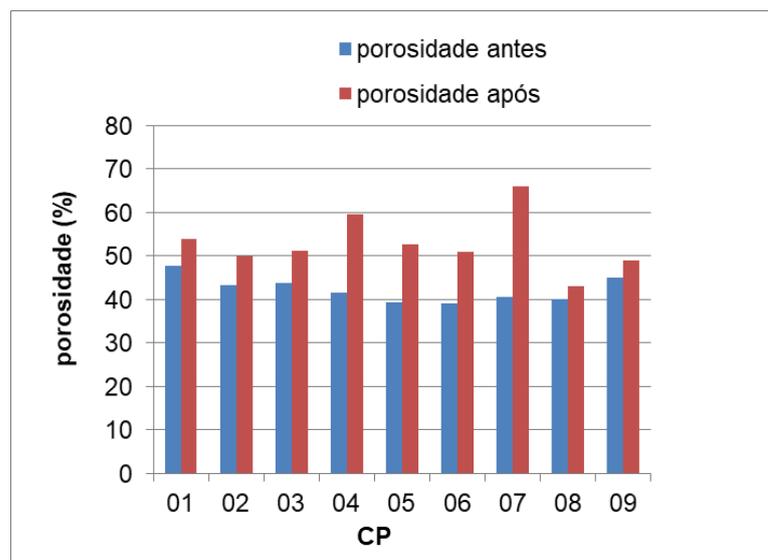
A Figura 87 apresenta o gráfico com os valores de porosidade antes e após injeção de fluido reativo de cada corpo de prova.

É possível verificar na Figura 87, que o valor da porosidade dos corpos de prova na superfície da fratura, antes de serem submetidos ao ataque do fluido reativo, variaram entre 39% e 48%, valor este superior a porosidade das rochas carbonáticas intactas.

A porosidade encontrada em reservatórios carbonáticos é na faixa entre 1–35%, sendo menos comum, encontrar valores de carbonatos fora dessa faixa, a depender da predominância dos minerais na composição das rochas, (NEUMANN, *et al*, 2008).

Após os corpos de prova sofrerem ataques de fluido reativo, por um período de tempo, verificou um aumento da porosidade, entre 43% e 66%, mostrando que o fluido reagiu com a rocha provocando uma maior porosidade na sua superfície.

Figura 87 – Estimativa da porosidade dos corpos de prova antes e após dissolução.



Fonte: A autora (2019)

Melani (2015) em seus estudos sobre caracterização petrofísica de reservatório carbonático, verificou a porosidade da rocha obtendo valores médios de 22%. Possivelmente, devido a indução da fratura, as rochas analisadas nesta pesquisa apresentaram valores superiores quando não submetidas ao ataque de um fluido reativo.

Motivos como as limitações do tomógrafo para a análise da porosidade desse tipo de rocha permite afirmar que a porosidade obtida no ensaio, serve como uma estimativa para cada corpo de prova ensaiado. Esta limitação deve-se ao fato de que a rocha carbonática natural é impermeável, a granulometria dos sedimentos pode alterar a disposição do material cimentante, nesse caso, sendo mais bem representada pela porosidade secundária. A resolução do tomógrafo é limitada para esse tipo de rocha, sendo os valores da segmentação das partículas maiores, influenciada no tratamento estatístico da imagem.

Em relação ao comportamento da porosidade após passagem do fluido reativo, era esperado que houvesse a dissolução dos minerais carbonáticos presente no meio, provocando, assim, um aumento dos espaços vazios da rocha.

Possivelmente, a dissolução da rocha com o ataque do HCl, provocou a lixiviação de minerais instáveis e acarretando a geração de poros secundários. Esse processo depende principalmente do grau de saturação em CaCO_3 dos minerais carbonáticos que formam os grãos e bioclastos. Como a água destilada foi acidificada

tornou a rocha subsaturadas em CaCO_3 . Esta subsaturação em CaCO_3 leva à dissolução da calcita e aragonita, o que dá origem a esses poros.

Rosa *et al*, (2011), também observou que a porosidade em rochas carbonáticas é quase sempre secundária e é devida a processos de solução, dolomitização e fraturamento. O mais importante desses processos é a dissolução, em que a calcita foi lixiviada pela solução ácida, resultando cavidades com dimensões variadas.

Foi comprovado que as rochas carbonáticas são suscetíveis a mudanças rápidas e contínuas como a dissolução, e recristalização, durante o processo de formação e quando submetidas a fluidos reativos esses processos afetam a porosidade da rocha.

A Tabela 16 apresenta o resumo referente a porosidade obtida antes e após injeção de fluido reativo.

Tabela 16 - Valores obtidos da porosidade antes e após os ensaios de injeção de fluido reativo.

| CP | pH | duração do ensaio (h) | porosidade (%) | |
|----|----|-----------------------|----------------|------|
| | | | antes | após |
| 01 | 2 | 120 | 48 | 54 |
| 02 | 1 | 120 | 43 | 50 |
| 03 | 1 | 120 | 44 | 51 |
| 04 | 1 | 120 | 42 | 60 |
| 05 | 1 | 120 | 39 | 53 |
| 06 | 1 | 120 | 39 | 51 |
| 07 | 1 | 360 | 41 | 66 |
| 08 | 1 | 120 | 40 | 43 |
| 09 | 1 | 120 | 45 | 49 |

Fonte: A autora (2019)

A porosidade analisada a partir dessa técnica não destrutiva é uma estimativa da porosidade absoluta, já que não só leva em consideração os vazios permeáveis quanto os fechados. A maioria dos poros encontrados no processamento das imagens estão na faixa de 9 a 100000 voxels, e a porosidade após dissolução foi na faixa de 20% maior que antes da dissolução. E ainda, apesar de o perfil de radiodensidade da superfície do corpo de prova dissolvido apresentar maior variação, a porosidade

obtida é maior, o que reforça a idéia de que houve o carreamento e o acúmulo de partículas durante a dissolução.

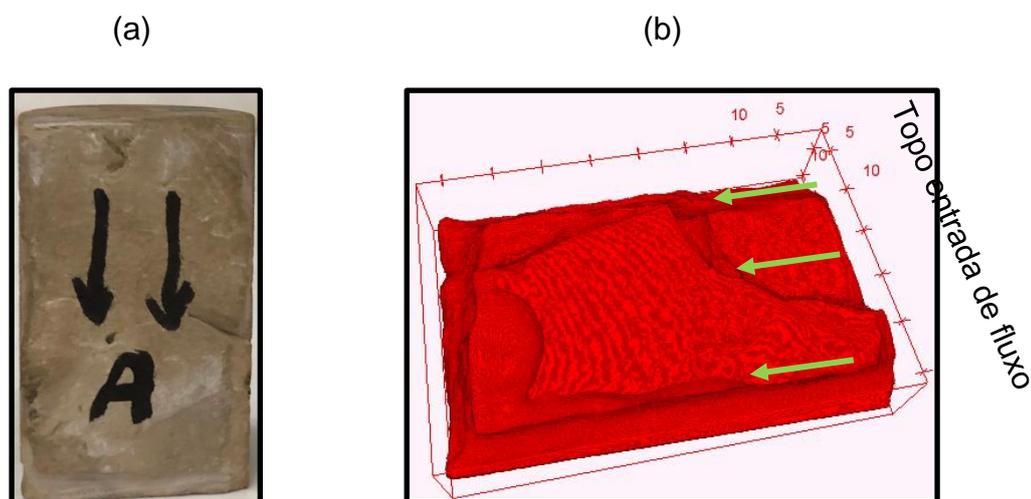
8.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE PERDA DE MASSA

Em função da diferença de altura e da área nas imagens digitais, antes e após passagem do ácido sobre a superfície fraturada, foi possível calcular as massas dissolvidas pelo ácido.

Para calcular a massa e o volume foram utilizadas as imagens digitais geradas pelo programa FIJI VIEWER. Após o escaneamento, segmentação e tratamentos das faces dos corpos de prova fraturados, utilizou o comando *plug-ins set of soil, 3d viewer, volume*, para a obtenção da massa e do volume dos corpos de prova.

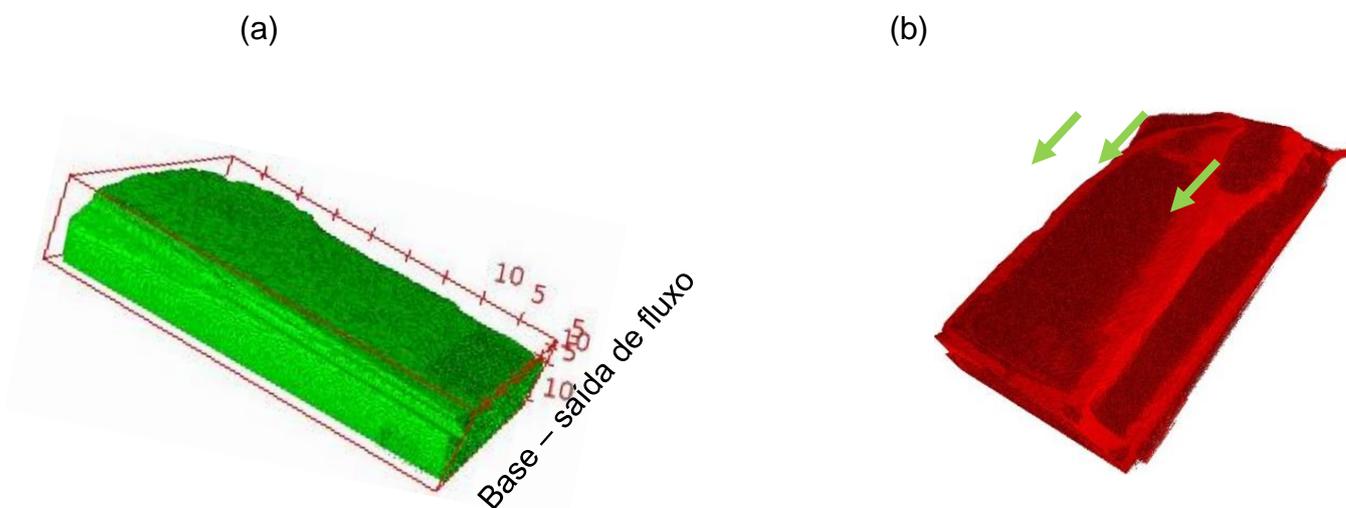
As Figuras 88 a 91 mostram a face e a visão 3D das superfícies fraturadas dos corpos de prova antes e após reação com o ácido. Analisando estas figuras, observa-se nitidamente a perda de massa do corpo de prova após ensaio de dissolução e ensaio de cisalhamento direto, principalmente no topo, na base e na lateral do CP. A seta em verde identifica o sentido do fluido.

Figura 88 – a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-02 após ensaio.



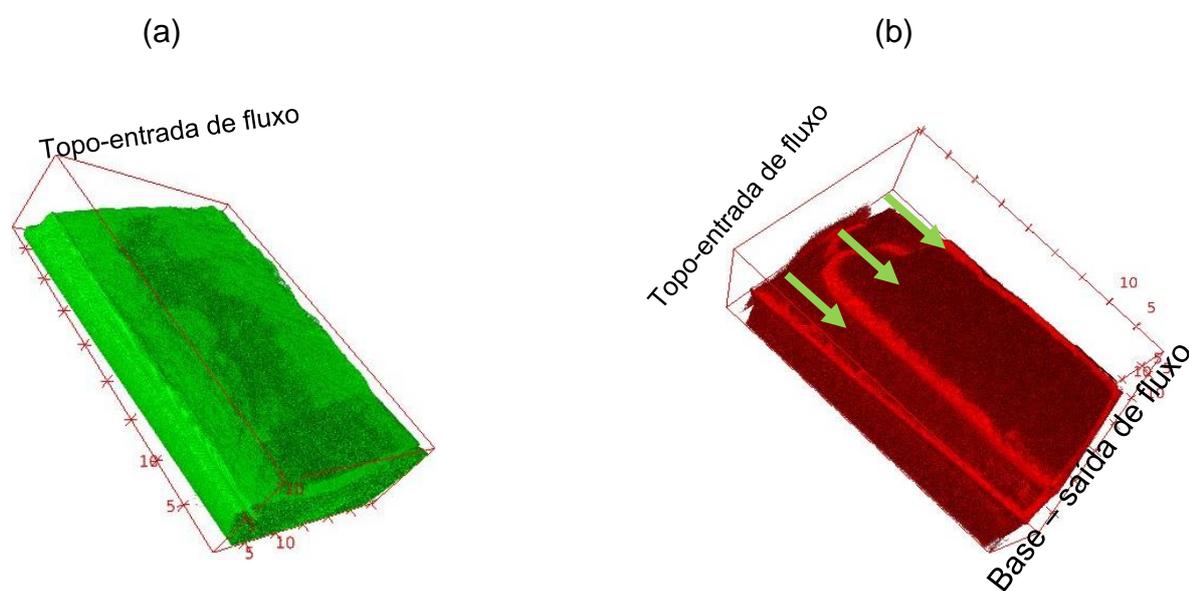
Fonte: A autora (2019)

Figura 89 – a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-03 após ensaio.



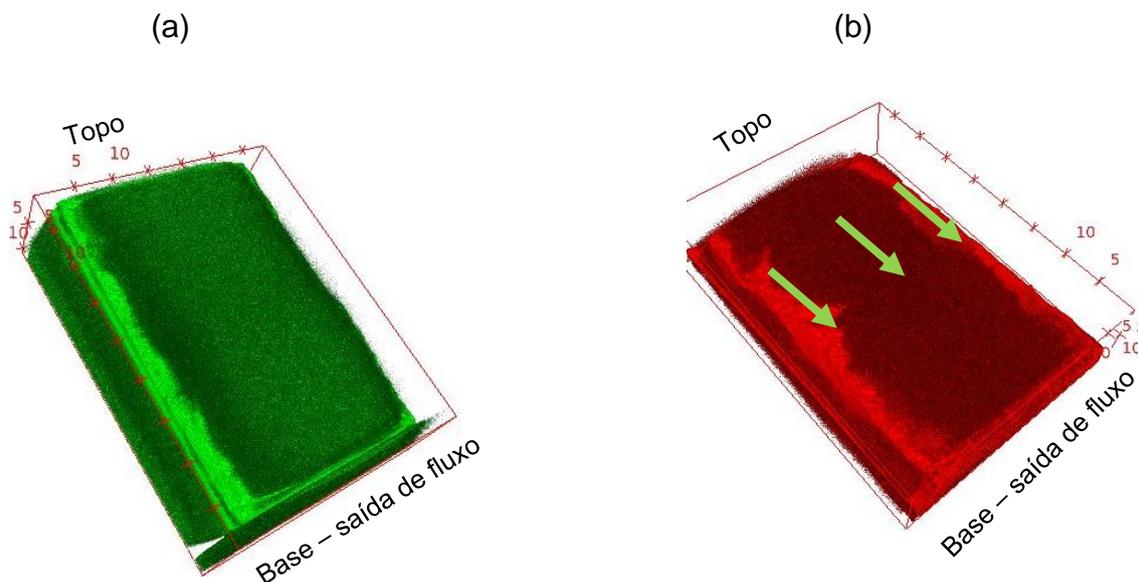
Fonte: A autora (2019)

Figura 90 – a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-04 após ensaio.



Fonte: A autora (2019)

Figura 91 – a) Face A da rocha antes da injeção de fluido reativo e b) Visão 3D da face A do CP-05 após ensaio.



Fonte: A autora (2019)

A Tabela 17 apresenta os valores de volumes de todos os corpos de prova antes e após injeção de fluido reativo.

Tabela 17 – Volumes da face A dos corpos de prova antes e após injeção de fluido reativo.

| CP | Volume antes (g/cm ³) | Volume após (g/cm ³) |
|----|-----------------------------------|----------------------------------|
| 1 | 33,03 | 30 |
| 2 | 31,71 | 28,68 |
| 3 | 33,48 | 29,08 |
| 4 | 33,24 | 30,64 |
| 5 | 33,71 | 30,23 |
| 6 | 30,99 | 26,4 |
| 7 | 35,35 | 29,64 |
| 8 | 32,70 | 30,16 |
| 8 | 30,95 | 27,52 |

Fonte: A autora (2019)

Analisando a Tabela 17, observa-se que para todos os corpos de prova, o fluxo do fluido reativo provocou perda de massa e, conseqüentemente a diminuição de volume em todos os corpos de prova, indicando a dissolução da rocha carbonática. O CP-07 foi o que apresentou maior diminuição de volume, isso se deve a maior exposição de tempo deste corpo de prova ao fluido reativo.

O volume dos corpos de prova após dissolução foi na faixa de 11% menor que antes da dissolução. E ainda, apesar de o perfil de radiodensidade do corpo de prova dissolvido apresentar maior variação, o volume é menor, o que reforça a idéia de que houve o carreamento e o acúmulo de partículas durante a dissolução.

8.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE RESISTÊNCIA PELO CRITÉRIO DE BARTON

Sabe-se que o critério de Mohr-Coulomb não prevê a estimativa da rugosidade na descontinuidade das rochas. Para melhor entender essa característica, Barton (1999) estudou uma alternativa para analisar o comportamento da resistência ao cisalhamento das juntas rugosas. Para tanto, desenvolveu um critério empírico que inclui parâmetros de asperezas (JRC) e de compressão (JCS), das descontinuidade.

A primeira parte é feita a análise e caracterização das superfícies das descontinuidades rugosas, e da compressão simples antes e após dissolução. Na segunda etapa é feita uma análise das tensões cisalhantes obtidas através dos parâmetros.

Para a obtenção do parâmetro de resistência a compressão (JCS), da superfície da rocha fraturada, foi utilizado o martelo de Schmidt conforme metodologia apresentada no Capítulo 7, tópico 7.2.1.

A Tabela 8, apontada no Capítulo 7 desta tese, apresenta os valores de rebote com o martelo de Schmidt, obtido para cada rocha ensaiada antes e após injeção de fluido reativo. O UCS (em KPa), é o valor da resistência a compressão simples obtido a partir da equação 7.2 e os valores são apresentados na tabela 18.

Analisando os valores de JCS na Tabela 18, observa-se uma perda de resistência após dissolução. Não foi possível calcular os valores dos corpos de prova 3 e 6, após dissolução, porque a superfície fraturada rompeu ao pulsar o rebote com o martelo.

No critério de Barton o valor total da resistência ao atrito é da pelo ângulo de atrito apresentado na Tabela 18. Esses valores foram obtidos através do ângulo de atrito mais a parcela da inclinação regida pela geometria da superfície rugosa.

Tabela 18 – Resumo dos parâmetros do critério de Barton.

| CP | Φr (graus) | | JRC 5cm (σn = 200 kPa) | | JRC 5 cm (σn = 400 kPa) | | JRC 5cm (σn = 600 kPa) | | JCS (KPa) | |
|----|------------|------|------------------------|-------|-------------------------|-------|------------------------|-------|-----------|-------|
| | antes | após | antes | após | antes | após | antes | após | antes | após |
| 01 | 55 | 54 | 17,80 | 16,90 | 17,60 | 16,70 | 17,50 | 16,60 | 92,00 | 77,74 |
| 02 | 65 | 50 | 19,70 | 18,00 | 19,60 | 17,80 | 19,40 | 17,60 | 108,15 | 84,63 |
| 03 | 51 | 50 | 17,60 | 16,20 | 17,40 | 16,00 | 17,20 | 15,90 | 84,63 | - |
| 04 | 54 | 53 | 18,70 | 17,50 | 18,50 | 17,30 | 18,30 | 17,00 | 99,82 | 77,74 |
| 05 | 61 | 54 | 20,10 | 18,50 | 19,90 | 18,40 | 19,60 | 18,20 | 99,82 | 71,29 |
| 06 | 52 | 51 | 18,20 | 17,00 | 18,00 | 16,90 | 18,00 | 16,60 | 77,74 | - |
| 07 | 57 | 53 | 16,00 | 15,10 | 15,90 | 15,00 | 15,70 | 14,80 | 99,82 | 65,25 |
| 08 | 52 | 52 | 17,30 | 16,00 | 17,20 | 15,90 | 17,00 | 15,80 | 84,63 | 59,61 |
| 09 | 50 | 48 | 16,70 | 15,40 | 16,60 | 15,30 | 16,50 | 15,20 | 71,29 | 54,36 |

Fonte: A autora (2019)

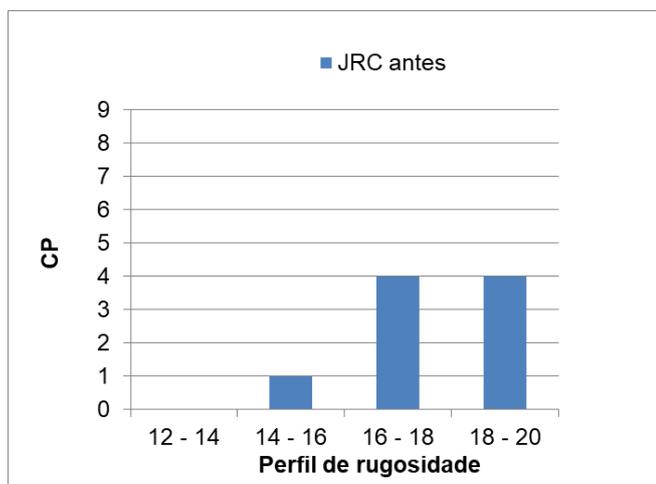
Para analisar o perfil de rugosidade foi utilizada a metodologia *Structure From Motion* (SfM) que consiste na tomada de uma sequência de fotos do objeto a partir de pontos de vistas diferentes, gerando um modelo digital da superfície fraturada conforme apresentado no tópico 7.2.2 do Capítulo 7 desta tese.

O coeficiente de rugosidade da junta JRC foi estimado, através da comparação dos valores obtidos no MDSF, com o da aparência da superfície da descontinuidade segundo os perfis apresentados por Barton e Choubey (1977), e representado na Figura 8 do Capítulo 2 desta tese.

As Figuras, 92 e 93 mostram o perfil de rugosidade, JRC, da superfície fraturada dos nove corpos de prova estudados, antes e após dissolução, respectivamente.

Na Figura 92 é possível verificar que o coeficiente de rugosidade médio (JRC_m), obtidos dos parâmetros geométricos do MDSF, da superfície dos corpos de prova que sofreram fraturas induzidas antes da dissolução, encontram-se na faixa de 16-18 (4 corpos de prova) a 18-20 (4 corpos de prova), e que apenas um CP foi caracterizado no perfil de rugosidade entre 14 a 16. Esta faixa de perfil de rugosidade indica que em sua maioria os corpos de prova apresentam grau de aspereza e rugosidade altas. Importante ressaltar que os valores de rugosidade são influenciados pelo efeito de escala, tal que como a dimensão dos corpos de prova eram pequenas, a rugosidade teve grande importância no comportamento da descontinuidades das rochas, uma vez que quanto maior o incremento da extensão da descontinuidade, provoca uma diminuição da rugosidade.

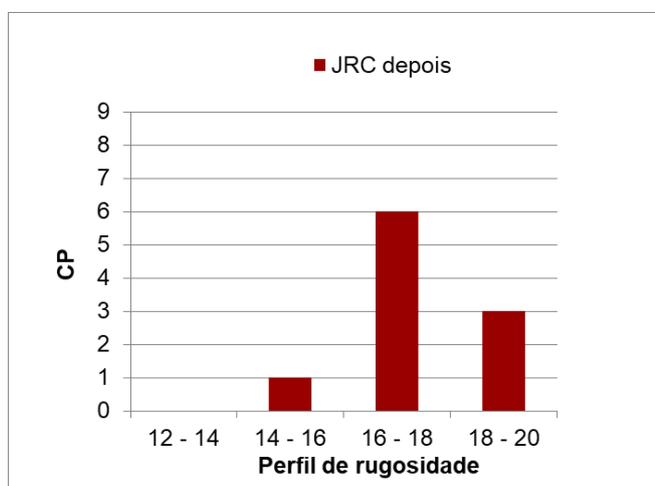
Figura 92 – Perfil de rugosidade dos corpos de prova ensaiados antes da dissolução.



Fonte: A autora (2019)

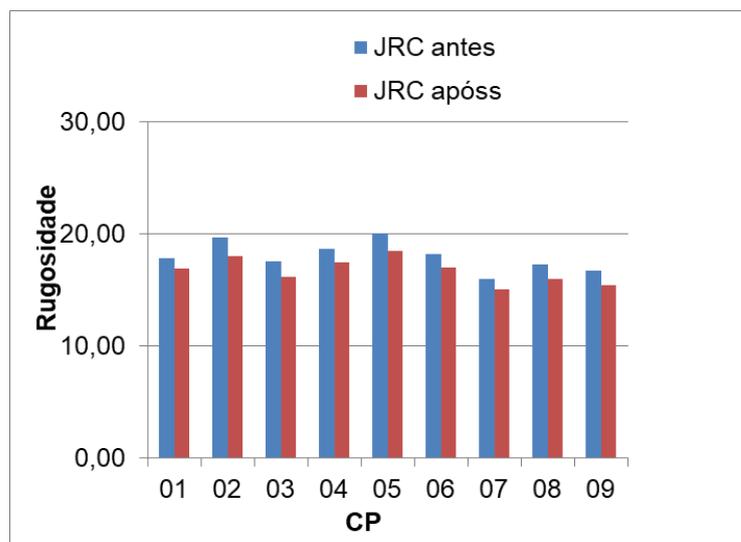
Analisando os perfis de rugosidade da Figura 93, é possível verificar que o coeficiente de rugosidade médio (JRC_m), da superfície dos corpos de prova fraturados após dissolução, encontram-se na faixa de 16-18 (6 corpos de prova), indicando que o ataque com um fluido reativo provocou mudanças no perfil de rugosidade, quando comparado com os perfis antes da dissolução. Como na no critério de Barton a rugosidade rege o comportamento das discontinuidades das rochas, evidencia alterações nas tensões cisalhantes com a mudança da aspereza e rugosidade. A comparação entre os perfis de rugosidade antes e após dissolução é apresentado na Figura 94.

Figura 93 – Perfil de rugosidade dos corpos de prova ensaiados após dissolução.



Fonte: A autora (2019)

Figura 94 – Valores de rugosidades dos corpos de prova ensaiados antes e após dissolução.



Fonte: A autora (2019)

Analisando a Figura 94, fica evidente a mudança do coeficiente de rugosidade quando os corpos de prova foram submetidos ao ataque com um fluido reativo. O coeficiente de rugosidade foi aferido em todas as etapas do ensaio de cisalhamento direto antes e após dissolução, e para cada tensão normal aplicada, conforme é apresentado na Tabela 18.

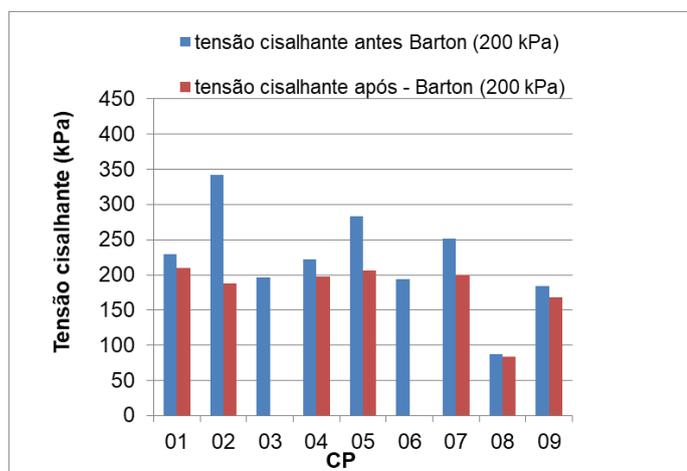
Analisando a tabela observa que o crescimento de tensão normal também influencia na mudança do coeficiente de rugosidade das superfícies fraturadas dos corpos de prova.

A resistência das descontinuidades pelo critério de Barton depende das três componentes, (a componente do atrito, a componente geométrica e a componente de aspereza controlada pela relação JCS/σ_n).

Após análises das componentes foram gerados os gráficos para a análise da resistência das descontinuidades, antes e após dissolução, para cada variação da tensão normal, conforme apresentado nas Figuras, 95, 96 e 97, e os valores da resistência máxima para cada tensão, mostrados nas Tabelas 19, 20 e 21.

Analisando os gráficos das Figuras 95, 96 e 97, percebe-se que ocorreu uma perda de resistência após dissolução. Isso era esperado visto que as componentes como, rugosidade, resistência a compressão tiveram seus valores reduzidos quando o corpo de prova foi submetido ao ataque com um fluido reativo.

Figura 95 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 200 KPa – critério de Barton.



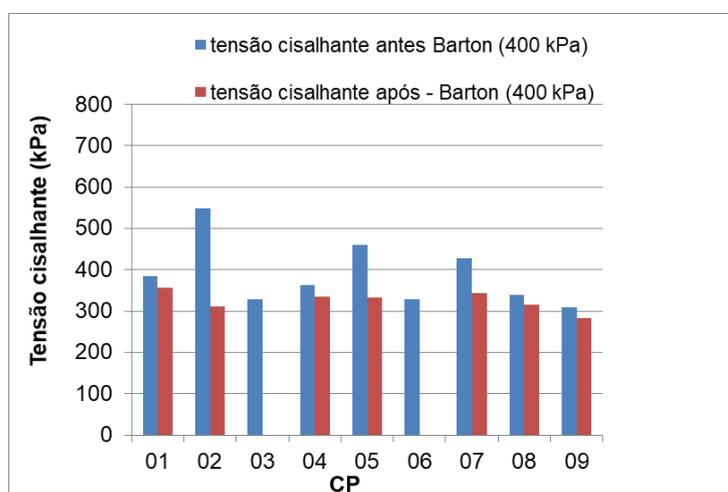
Fonte: A autora (2019)

Tabela 19 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 200 KPa pelo critério de Barton.

| CP | Tensão normal (200 KPa) | | Tensão cisalhante (200 KPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 240 | 241 | 230 | 210 |
| 02 | 246 | 257 | 342 | 188 |
| 03 | 243 | 242 | 196 | - |
| 04 | 253 | 241 | 222 | 198 |
| 05 | 250 | 240 | 284 | 206 |
| 06 | 259 | 238 | 194 | - |
| 07 | 224 | 256 | 252 | 200 |
| 08 | 221 | 222 | 88 | 84 |
| 09 | 258 | 241 | 184 | 168 |

Fonte: A autora (2019)

Figura 96 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 400 KPa – critério de Barton.



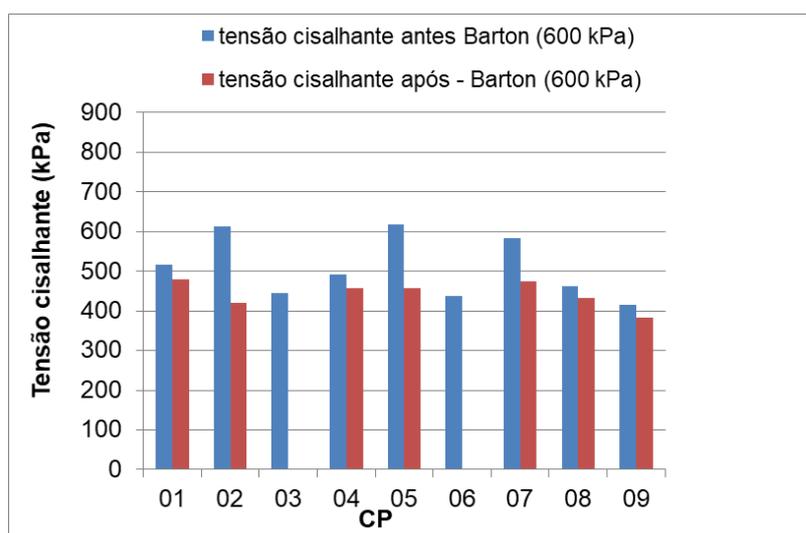
Fonte: A autora (2019)

Tabela 20 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 400 KPa pelo critério de Barton.

| CP | Tensão normal (400 KPa) | | Tensão cisalhante (400 KPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 477 | 484 | 384 | 356 |
| 02 | 505 | 514 | 548 | 312 |
| 03 | 476 | 492 | 328 | - |
| 04 | 495 | 465 | 364 | 336 |
| 05 | 501 | 497 | 460 | 332 |
| 06 | 499 | 432 | 328 | - |
| 07 | 497 | 518 | 428 | 344 |
| 08 | 446 | 447 | 340 | 316 |
| 09 | 426 | 468 | 308 | 284 |

Fonte: A autora (2019)

Figura 97 – Valores de resistência ao cisalhamento direto antes e após dissolução para a tensão normal de 600 KPa – critério de Barton.



Fonte: A autora (2019)

Tabela 21 – Resumo dos valores de tensão cisalhante máxima antes e após dissolução, para tensão normal de 600 KPa pelo critério de Barton.

| CP | Tensão normal (600 KPa) | | Tensão cisalhante (600 KPa) | |
|----|-------------------------|------|-----------------------------|------|
| | antes | após | antes | após |
| 01 | 718 | 724 | 516 | 480 |
| 02 | 739 | 768 | 612 | 420 |
| 03 | 767 | 709 | 444 | - |
| 04 | 758 | 696 | 492 | 456 |
| 05 | 736 | 741 | 618 | 456 |
| 06 | 750 | 730 | 438 | - |
| 07 | 739 | 776 | 582 | 474 |
| 08 | 669 | 675 | 462 | 432 |
| 09 | 669 | 703 | 414 | 384 |

Fonte: A autora (2019)

Analisando as Tabelas 19, 20 e 21, pode-se observar que para superfícies irregulares dos 9 corpos de prova ensaiados, o pico de resistência é diretamente proporcional ao valor da carga normal aplicado, tanto para os valores obtidos antes da dissolução quanto após dissolução.

A resistência média das rochas antes da dissolução para a tensão normal de 600 KPa é de 509 KPa, e após dissolução é de 443 KPa. A dissolução provocou uma perda de aproximadamente de 13% na resistência. A menor variação de discrepância entre os valores de resistência obtidos para cada corpo de prova, quando comparado com os valores obtidos pelo critério de Mohr-Coulomb, possivelmente deve-se ao fato do critério de Barton levar em consideração o parâmetro da rugosidade e a aspereza da superfície fraturada.

Observando o comportamento das asperezas e rugosidade dos 9 corpos de prova e, fazendo uma relação dos perfis com os valores de resistência máxima, percebe-se que as asperezas tendem a aumentar a resistência ao cisalhamento das descontinuidades.

Prasetyo *et al*, (2017) em seus estudos sobre o comportamento não linear da resistência ao cisalhamento de juntas de rochas pelo critério de Barton e Bandis, também verificou através dos resultados experimentais de Bandis (1980) e Olsson e Barton (2001), o mesmo comportamento para diferentes comprimentos de corpo de prova.

Como o fluido reativo diminui a aspereza e deixa a superfície fraturada menos rugosa, pode-se, com isso, evidenciar que a perda de resistência máxima após dissolução está diretamente relacionada às alterações desses parâmetros.

Avaliando os valores de rugosidade, resistência a compressão, resistência ao cisalhamento, antes e após dissolução, percebe-se que a reação do ácido com a rocha faz com que ocorra possivelmente, a remoção de forma desigual de certa quantidade de minerais das faces da fratura provocando alterações nas tensões cisalhantes, asperezas e rugosidade das superfícies fraturadas. Provavelmente essa remoção desigual deve-se a heterogeneidade natural dos carbonatos (NEUMANN, 2015).

Pelo critério de Barton fica mais evidente que a alteração da rugosidade após dissolução influencia na resistência da rocha.

9 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Considerando as discussões feitas a respeito dos resultados apresentados, a seguir estão descritas as principais conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

9.1 CONCLUSÕES

O principal objetivo da presente tese foi avaliar o comportamento dos parâmetros de resistência ao cisalhamento direto, antes e após a injeção de fluido reativo, na superfície de fraturas induzidas artificialmente de rochas carbonáticas, para um entendimento mais amplo do processo de dissolução em superfícies fraturadas.

A célula de cisalhamento direto modificada e a de dissolução, desenvolvidas na UFPE, obtiveram resultados satisfatórios para análise da tensão cisalhante de rochas com fraturas induzidas e análise do ataque do fluido reativo na fratura da rocha carbonática, respectivamente. Sendo de grande importância para o entendimento da interação rocha-fluido. Todos os resultados obtiveram R^2 próximos a 1.

A partir disso e com base nos resultados apresentados nesta tese, foi possível concluir que a injeção da solução reativa de HCl nas superfícies de fraturas de rochas carbonáticas causou dissolução do mineral presente no meio poroso, alterações na resistência ao cisalhamento, coesão, ângulo de atrito, coeficiente de rugosidade, volume e no JCS, bem como alterações da permeabilidade e porosidade do meio poroso, ou seja, modificações significativas nas propriedades mecânicas, geométricas e petrofísicas do meio.

A metodologia proposta para a indução da fratura nos corpos de prova se mostrou adequada, porém, para prever mais confiabilidade nos dados, se faz necessária uma maior quantidade de corpos de prova para fazer uma análise estatística.

Na análise geomecânica, a resistência média à compressão axial (UCS) encontrada foi de, aproximadamente, 119 MPa, valor esse considerado alto e classificada com uma rocha resistente.

Quanto à classificação petrográfica, as rochas são constituídas de grãos de calcita muito finos, predominantemente de granulação (<0,053 mm) o que lhe confere uma fração silte-argila dominante.

De acordo com os resultados encontrados para os nove ensaios de dissolução realizados, constatou-se que as rochas carbonáticas apresentaram permeabilidade inicial da ordem de 10^{-12} m², (10 Darcy), estando esses valores de acordo com a estimativa para calcários naturais.

A queda de permeabilidade foi provavelmente influenciada por fenômenos de obstrução da garganta de poros, na base da célula de dissolução, pela formação de uma camada estável na superfície reativa resultante da dissolução dos minerais, ocasionando a precipitação.

Durante o tempo de dissolução ocorreu alterações no pH e esses valores tendem a aumentar com um maior tempo de dissolução, o que propõe ensaios com durações superiores a 15 dias, para prevê a estabilidade do pH.

O CP-07 teve um maior tempo de dissolução, como também reaproveitamento do fluido efluente. Essa metodologia foi adotada para que a solução de entrada mantivesse o pH de saída do último efluente.

A condutividade elétrica diminui devido à mudança que há na solução efluente, onde o pH aumenta, indicando que a solução está mais básica e a condutividade diminui devido à diminuição das espécies na solução com carga iônica.

Em média a condutividade elétrica final foi reduzida em torno de 15% em relação a inicial.

As variações dos parâmetros foram: pH inicial=0,96 e pH final = 4,59; condutividade inicial = 45,59 ms/cm, final = 22,40 ms/cm.

Foi comprovado que as rochas carbonáticas são suscetíveis a mudanças rápidas e contínuas como a dissolução, e recristalização, durante o processo de formação e quando submetidas a fluidos reativos esses processos afetam a porosidade da rocha.

Os valores das porosidades dos corpos de prova na superfície da fratura, antes de serem submetidas ao ataque do fluido reativo, variaram entre 39% e 48% e, após os corpos de prova sofrerem ataques de fluido reativo, verificou um aumento da porosidade, entre 43% e 66%, mostrando que o fluido reagiu com a rocha provocando uma maior porosidade na sua superfície.

A porosidade após dissolução foi na faixa de 20% maior que antes da dissolução. E ainda, apesar de o perfil de radiodensidade da superfície fraturada do corpo de prova dissolvido apresentar maior variação, a porosidade obtida é maior, o

que reforça a idéia de que houve o carreamento e o acúmulo de partículas durante a dissolução.

Através das análises tomográficas dos nove corpos de prova, notou-se que, para todos, houve um aumento do volume poroso quando comparados os corpos de prova antes e pós-dissolução. Como esperado, na superfície fraturada nos locais onde havia uma maior concentração dos minerais, foi possível observar o resultado da dissolução através dos caminhos preferenciais. Ressalta-se que nenhuma medição foi realizada neste caso, sendo os escaneamentos uma ferramenta de observação e comparação com os valores de porosidade calculados.

O volume dos corpos de prova após dissolução foi na faixa de 11% menor que antes da dissolução.

Os parâmetros geomecânicos representam o conjunto de propriedades necessárias para descrever as características de resistência e comportamento das rochas fraturadas, perante as cargas de cisalhamento.

Sobre a resistência ao cisalhamento das rochas fraturadas analisadas pelo critério de Mohr-Coulomb, conclui-se que as tensões cisalhantes depende da distribuição e transmissão de cargas, que por sua vez é função da orientação de fraturas, geometria das irregularidades, da variação da tensão normal, e com os valores obtidos pós dissolução, a dissolução da rocha quando submetida ao ataque com HCl também contribui para alterações no comportamento geomecânico.

Analisando as tensões cisalhantes pelo critério de Mohr-Coulomb conclui-se que ocorreu uma perda de resistência ao cisalhamento em torno de 46,29%, quando comparado os valores antes e após ataque químico com um fluido reativo, ou seja, a dissolução da rocha afeta diretamente as propriedades mecânicas quanto as tensões cisalhantes. Pode-se concluir também que a resistência ao cisalhamento máxima varia com a tensão normal, possivelmente porque ela resulta de deslizamentos entre duas superfícies e do esmagamento das irregularidades cisalhadas, do rolamento e compactação de partículas nas reentrâncias.

As perdas de minerais, principalmente a calcita, pode ser um dos fatores que regem a perda da resistência das rochas quando submetidas ao ataque químico.

Ainda com relação os parâmetros do critério de Mohr Coulomb, em todos os corpos de prova ocorreram uma perda da coesão após dissolução. Isso pode ser justificado, devido à reação da calcita com o ácido clorídrico durante o processo de dissolução.

A presença de coesão na superfície da rocha fraturada deve-se ao “embricamento” entre as rugosidades e seu valor reflete o esforço necessário para rompê-las, sob determinado carregamento normal.

Quanto ao ângulo de atrito, observa também que o ataque do fluido reativo provocou alterações neste parâmetro nos corpos de prova, ocorrendo uma redução em torno de 37%. Possivelmente este fato deve ter uma relação direta com a rugosidade da junta, provocando menor resistência ao cisalhamento porque a junta se torna menos dilatada.

A descontinuidade apresenta na superfície asperezas que têm uma grande influência no comportamento do ângulo de atrito.

Nos corpos de prova que apresentaram menor rigidez após dissolução, o cisalhamento não provoca rupturas súbitas, porém pode ser a causa do efeito “Stick-slip”, (o deslizamento entre as superfícies fraturadas é acompanhado por oscilações bruscas com quedas na tensão de cisalhamento, devido ao fenômeno que ocorre quando o coeficiente de atrito dinâmico é menor que o estático).

Sobre as tensões cisalhantes obtidas pelo critério de Barton, pode-se dizer que, ocorreu perda de resistência ao cisalhamento após dissolução em torno de 13%.

Como o fluido reativo diminui a aspereza e deixa a superfície fraturada menos rugosa, pode-se, com isso, evidenciar que a perda de resistência máxima após dissolução está diretamente relacionada às alterações desses parâmetros. Além disso, esta diminuição da resistência é evidenciada porque a junta se torna menos dilatada, indicada através do ângulo de atrito.

Avaliando os valores de rugosidade, resistência à compressão, resistência ao cisalhamento, antes e após dissolução, percebe-se que a reação do ácido com a rocha faz com que ocorra possivelmente, a remoção de forma desigual de certa quantidade de minerais das faces da fratura provocando alterações nas tensões cisalhantes, asperezas e rugosidade das superfícies fraturadas. Provavelmente essa remoção desigual deve-se a heterogeneidade natural dos carbonatos.

Pelo critério de Barton fica mais evidente que as alterações da rugosidade após dissolução influencia na resistência da rocha.

Com relação aos valores de tensões cisalhantes obtidos pelos dois critérios analisados nesta tese, pode-se concluir de forma clara a diferença significativa entre as gamas de tensões que estão envolvidas nos ensaios que permitem a determinação dos parâmetros dos dois modelos. Em particular no caso do modelo de Barton, as

tensões normais são mais elevadas do que as que são usadas para determinar JRC, JCS e ϕ_r .

Possivelmente a reação do HCl com as rochas carbonáticas fraturadas influencia nas características da porosidade, permeabilidade e na resistência e descontinuidades.

Por fim, conclui-se que os fatores e as propriedades mais importantes que alteram o comportamento geomecânico das rochas fraturadas quando submetidas ao ataque de um fluido reativo são: a área de contato entre as superfícies, porosidade, rugosidade, amplitude e inclinação das irregularidades, e o atrito e a coesão ao longo das fraturas.

O conjunto das análises feitas nesta tese atribuiu conhecimento aos eventos decorrentes do processo de dissolução de rochas carbonáticas com indução de fraturas, somando ciência ao comportamento rocha fluido.

9.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Adquirir equipamento para análise da tensão cisalhante de rochas naturais, sem fratura induzidas e realizar ensaios nessa situação.

Averiguar o comportamento geomecânico e geoquímico da resistência ao cisalhamento variando as pressões de injeção e confinante na célula de dissolução, além de variar o pH para verificar a influência do fluido.

Avaliar mais corpos de prova para que se tenha um tratamento estatístico dos resultados obtidos.

Realizar simulações do ensaio de cisalhamento direto e do ensaio de dissolução utilizando o código in house CODE_BRIGTH. Com a finalidade de ajustar o modelo e verificar o fenômeno numericamente.

No domínio dos ensaios considera-se interessante avaliar a influência da dilatância e a sua relação com os parâmetros do modelo de Barton.

Realizar ensaios de cisalhamento direto em corpos de prova com fraturas preenchidas ou estudar este comportamento em bandas de deformação.

REFERÊNCIAS

- AADNOY, B. S. Modeling of the stability of highly inclined boreholes in anisotropic rock formations. 1988. **SPE Drilling Engineering** 259-268.
- AADNOY, B., LOOYEH, R. **Mecânica de rochas aplicadas: perfuração e projeto de poços**. 1 Edição – Rio de Janeiro, 2014.
- BANDIS, S. Experimental **Studies on Shear Strength Size Relationships on Deformation Characteristics of Rocks Discontinuities**. 1979. PhD Thesis – Univ. of Leeds. 1979
- BANDIS, S. C. **Experimental Studies of Scale Effects on Shear Strength and Deformation of Rock Joints**. (1980). Tese, The University of Leeds. 1980
- BARTON, D. C. Notes on the Desintegration of Granite in Egypt. **J. Geól.**, 24: 382-393, 1966.
- BARTON, N. R. Review of a new shear-strength criterion for rock joints. **Engineering Geology**, 1973. Vol. 7, p. 287–332.
- BARTON, N.; CHOUBEY, V. The shear strength of rock joints in the theory and practice. 1977. **Rock mechanics felsmechanik** 10, 1-54.
- BARTON, N. General report concerning some 20th Century lessons and 21st Century challenges in applied rock mechanics, safety and control of the environment. 1999. **Proc. Of 9th ISRM Congress**, Paris, 3: 1659-1679. Rotterdam: Balkema.
- BARTON, N. BANDIS, S. BAKHTAR, K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints. 1985. **INT. J. ROCK MECH. MIN. SCI. GEOMECH.** Abstr. 22(3), 121-140.
- BRADY, B. H. G., E. T. BROWN, S. R. **Rock Mechanics for underground mining**, Springer Science e Business Media, Inc. 2005.
- BROWN, S. R. Fluid flow through rock joints: the effects of surface roughness. **J. Geophys Res** 1987; 92: 1337-47.
- CATTO, B. **Laminitos microbiais no Membro Crato (Neo-Aptiano), Bacia do Araripe, NE do Brasil**. 2015. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista, 111p. 2015.
- COSTA, L. F. **Tomografia computadorizada de raios-x aplicada à caracterização do espaço poroso do solo**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2017.
- ERDOGAN, O. & Özvan, A. Evaluation of strength parameters and quality assessment of different lithotype levels of Edremit (Van) Travertine (Eastern Turkey). 2015. **Journal of African Earth Sciences**, 106: 108-117.

FABIN, C. E. G. S. O., CORREIA FILHO, O. J., ALENCAR, M. L., BARBOSA, J. A., MIRANDA, T. S., NEUMANN, V. H., GOMES, I. F., RIBEIRO, F. S. (2017). *STRATIGRAPHIC RELATIONS OF THE IPUBI FORMATION: SILICICLASTIC-EVAPORITIC SUCCESSION OF THE ARARIPE BASIN*. Anais da Academia Brasileira de Ciências.

FOLK, R. L. Spectral subdivision of limestones types. In Ham, W.E. (Ed.) Classification of carbonate rocks: Tulsa. 1962. **American Association of Petroleum Geologists**, Memoir 1, 62-85.

FREDD, C. N.; FOGLER, H. S. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. **AIChE Journal**, v. 44, n. 9, p. 1933-1949, 1998.

GONZÁLEZ DE VALLEJO, L. I. Ingeniería geológica. **Madrid [etc.]**, Pearson. 2002.

GRASSELLI, G. **Shear Strength of Rock Joints Based on Quantified Surface Description**. 2001. Tese de doutorado. Ecole Polytechnique Federale de Lausanne. 2001.

GUIMARÃES, L.J.N., GOMES, I.F., VALADARES, J.P. Influence of mechanical constitutive model on the coupled hydro-geomechanical analysis of fault reactivation. In: RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM - Society of Petroleum Engineers SPE, The Woodlands, 2-4 February 2009, SPE-119168-PP. Texas: EUA.

HAINSWORTH, J.M.; AYLMOORE, L.A.G. The use of computerassisted tomography to determine spatial distribution of soil water content. 1983. **Australian Journal of Soil Research**, v.21, p.435-443.

HEARST, J.; NELSON, P. H.; PAILLET, F. L. Well logging for physical properties: A handbook for geophysicists, geologists and engineers: West Sussex, England. 2000.

HEIMHOFER, U., ARIZTEGUI, D., LENNINGER, M., HESSELBOL, S.P., MARTILL, D., RIOS-NETTO, A.M. 2010. Deciphering the depositional environment of the laminated Crato fossil beds (Early Cretaceous, Araripe Basin, North-eastern Brazil), **Sedimentology**, 57,677-694.

HERMAN, G. T. Fundamentals of Computerized Tomography. USA (New York): **Springer**, 2009.

HOEK, E. **Practical Rock Engineering**. 2007.

HUTSON J, R. W., DOWDING, C. H. **Joint asperity degradation during cyclic shear**. **Int J Rock Mech Min Sci Geomech** Abstr 1990; 27(2):109–19.

INTERNATIONAL SOCIETY FOR ROCK MECHANICS. Suggested methods for the quantitative description of discontinuities in rock masses. INT. J. ROCK MECH. MIN. SCI. & GEOMECH. 1978. Abstr., Vol. 15, N° 16, pp. 319-368.

JAEGER, J. C. **The frictional properties of joints in rock**. Geofísica pura e applicata 1959:148–58.

JAEGER, J. C. e COOK, N. G. W. **Fundamentals of Rock Mechanics**. Chapman & Hall. 1979, London, 3rd ed., 593p.

KIEWIET, M. C. D. N. **Comportamento hidromecânico de zonas de falha em Travertino: Estudo Experimental e Numérico sobre o Impacto da Reativação Estrutural na Produção de Reservatórios**. Tese de doutorado submetida ao Programa em Pós-graduação em Geologia, UFRJ. 2015.

KORSNES, R.I., M.V. MADLAND, K.A.N. VORLAND, T. HILDEBRANDHABEL, T.G. KRISTIANSEN, A. HIORTH. Enhanced chemical weakening of chalk due to injection of CO₂ enriched water. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM OF THE SOCIETY OF CORE ANALYSTS, ABU, DHABI, October 29--November 2 2008, 1-12, UAE.

LADANYI, B., ARCHAMBAULT, G. Simulation of the shear behaviour of a jointed rock mass. In: **Proc. 11th US rock mechanics symposium**, Berkeley; 1969. p. 105– 125.

LEE H. S.; PARK Y. J.; CHO T. F.; YOU K. H. Influence of asperity degradation on the mechanical behavior of rough rock joints under cyclic shear loading. **Int J Rock Mech Min Sci** 2001; 38:967–80.

LINS, C. M. M. S. **Desenvolvimento de uma célula edométrica para estudo da evolução da tensão horizontal durante a dissolução química**. 2014. Tese (Engenharia civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2014.

MELANI, L. H. **Caracterização petrofísica de reservatório carbonático**. 2015. Dissertação de Mestrado apresentada a Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas, SP. 2015.

MIRANDA, T. S. **Caracterização geológica e geomecânica dos depósitos carbonáticos e evaporíticos da bacia do Araripe, NE, Brasil**. 2015. Tese de Doutorado apresentada a Pós-graduação em geociências do Centro de Tecnologia e Geociências da UFPE. 2015.

MOHR, O. Welch Umstande Bedingen die Elastizitasgrenze und den Bruch Eines Materials. In: JAEGER, J. C. AND COOK, N. G. FUNDAMENTALS OF ROCK MECHANICS. **Science Paperbacks**, London, 1969, 515 p.

MURALHA, J., et al. **ISRM Suggested Method for Laboratory Determination of the Shear Strength of Rock Joints: Revised Version**. 2014. Rock Mechanics and Rock Engineering 47(1): 291-302.

MPG Petroleum. Petroleum Traps. Disponível em <<http://mpgpeteroleum.com/fundamentals.html>>. Acessado em 08/10/2017.

NELSON, R. A. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. 2001. Gulf Professional Publishing. 352p.

NEUMANN, V. H. M. L. **Estratigrafía, Sedimentología, Geoquímica yDiagénesis de los Sistemas Lacustres Aptienses-Albienses de la Cuenca de Araripe (Noreste de Brasil)**. 1999. Tese de Doutorado. Universidade de Barcelona. Barcelona. 244p. 1999.

NEUMANN, V. H. Padrão de Fraturamento nos Calcários Laminados Aptianos da Região de Nova Olinda-Santana do Cariri, Bacia do Araripe: uma aplicação da técnica de escalas. **Estudos Geológicos**, v. 18 (2), p. 65, 2008.

NEUMANN, V. H. & ASSINE, M. L. Stratigraphic proposal to the post-rift I tectonic-sedimentary sequence of Araripe Basin, Northeastern Brazil. 2015. In: **2nd International Congress on Stratigraphy**, Graz, Austria.

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

OLSSON, R., BARTON, N. An improved model for hydromechanical coupling during shearing of rock joints. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**. Volume 38, pg. 317-329. 2001.

PATTON, F. D. **Multiple modes of shear failure in rock and related materials**. (Thesis). University of Illinois; 1966.

PRASSETYO, S. H.; GUTIERREZ, M. e BARTON, N. Nonlinear shear behavior of rock joints using a linearized implementation of the Barton–Bandis model. **Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering**, Vol. 4, paginas 671-682. 2017.

RICCOMINI, C., SANT'ANNAL., & TASSINARI, C. Pré-sal: geologia e exploração. **Revista USP**, (95), 33-42. 2012.

ROCHA, M. C. M. D. Mecânica das rochas. **LNEC**. Lisboa, 1981.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, 2006.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência, 2011. 808p

SANEI, M. et al. Shear strength of discontinuities in sedimentary rock masses based on direct shear tests. 2015. **Internacional Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, Amsterdam, edição 75, p.119-131.

SCHÖN, J. **Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia de Petróleo: Fundamentos Teóricos E Práticos**. Elsevier Brasil, 2014.

SILVA, G. D. G. **Comparação dos modelos de Coulomb e de Barton para a resistência tangencial de discontinuidades rochosas**. 2015. Dissertação de mestrado. Engenharia Civil. Geotecnia. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. 2015.

SILVA, I. M. P. **Estudo do comportamento e processo de formação de fissuras em um solo devido ao ressecamento**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2016.

SILVA, N. V. S. **Modelagem da Compactação Capilar e Química em Reservatórios de Petróleo**. 2012. Tese (Engenharia Civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2012.

SMART, B. G. D.; SOMERVILLE, J. M.; EDLMAN, K. & JONES, C. Stress Sensitivity of Fractured Reservoirs. 2001. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 29: 29-37.

TERRA, G.J.S., SPADINI, A.R., FRRANÇA, A.B., SOMBRA, C.L., ZAMBONATO, E.E., JUSCHAKS, L.C.d.S., ARIENITI, L.M., ERTHAL, M.M., BLAUTH, M., FRRANCO, M.P., MATSUDA, N.S., SILVA, N.G.C.d., MORETTI JUNIOR, P.A., D'AVILA, R.S.F., SOUZA, R.S.d., TONIETTO, S.N., ANJOS, S.M.C.d., CAMPINHO, V.S., e WINTER, W.R. 2010. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 18 (1), p. 9-29.

THOMAZ, E. C. S. Notas de aula. 2007.

ULLMAN, S. **The interpretation of visual motion**. 1979. Oxford, England: Massachusetts Inst of Technology Pr.

VIEIRA, K. N. **Estudo experimental e numérico da dissolução ácida em rocha carbonática artificial utilizando cimento**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2018.

Wyllie, C. and Mah, W. **Rock Slope Engineering Civil and Mining**. 2004.

YEW, C. H. **Mecânica do fraturamento hidráulico**. Tradução de Marcos Antonio Rosolen. Rio de Janeiro: E-papers, 2008.

ZHANG, Z., NEMCIK, J. Friction Factor of Water Flow Through Rough Rock Fractures. 2012. **Rock Mechanics and Rock Engineering**. Volume 46, Issue 5, pp 1125–1134.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge University Press, 2007.

APÊNDICE A – CALIBRAÇÃO DA CÉLULA DE CARGA E DOS LVDT

Para funcionamento da instrumentação do cisalhamento direto e maior confiabilidade dos dados obtidos, foi realizado a calibração da célula de carga e dos LVDTs utilizando o programa IMPACLOG08.

A célula de carga foi calibrada da seguinte forma:

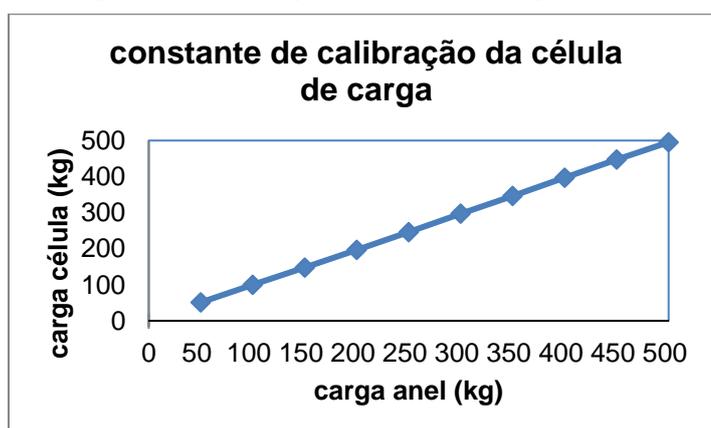
- Conectou-se a célula de carga ao sistema de aquisição de dados (programa IMPACLOG08);
- Acoplou a célula de carga a prensa de compressão (Figura 98);
- Em seguida foi zerada a célula de carga (medida em kg) e o extensômetro;
- Foram realizadas medidas a cada 50 kg até se obter a curva de calibração apresentada na Figura 99.

Figura 98 - Calibração da célula de carga.



Fonte: A autora

Figura 99 - Calibração da célula de carga.



Os LVDTs foram calibrados da seguinte forma:

- Primeiramente conectaram-se os dois transdutores de deslocamentos (LVDTs) no sistema de aquisição de dados, neste caso, o programa IMPACLOG08 (Figura 100);
- Foi realizada a calibração do transdutor de deslocamento vertical e depois o transdutor de deslocamento horizontal. Os LVDTs foram colocados no prato de uma prensa juntamente com um extensômetro (medida em mm) (Figura 100);
- Cada LVDT foi colocado a um valor predeterminado como zero pelo programa juntamente com o extensômetro;
- Foram realizadas as medidas até se obter a curva de calibração, conforme apresentada nas Figuras 101 e 102.

Figura 100 - Calibração dos transdutores de deslocamentos (LVDT's).



Fonte: A autora

Figura 101 - Curva de calibração do transdutor de deslocamento vertical.

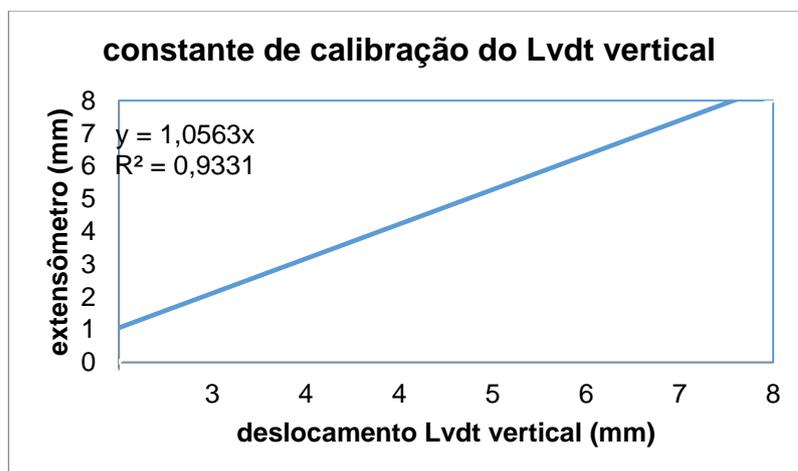
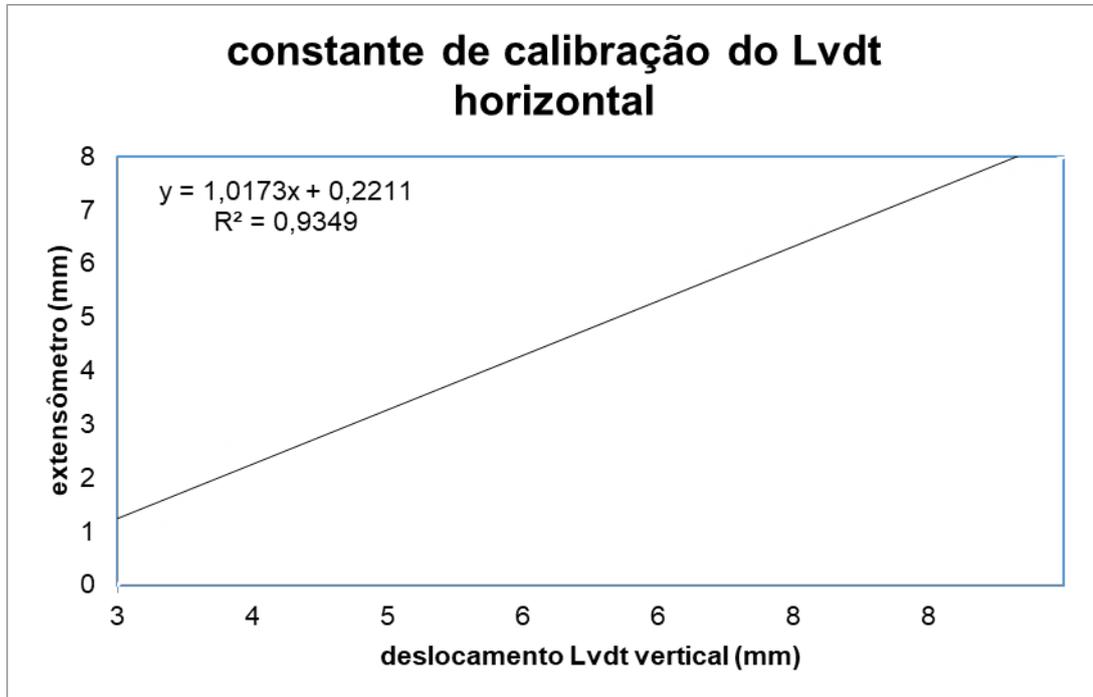


Figura 102 - Constante de calibração do transdutor de deslocamento horizontal.



APÊNDICE B – ENSAIO DE CISALHAMENTO DIRETO ANTES E APÓS ATAQUE COMUM FLUIDO REATIVO

Figura 103 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-01, após dissolução.

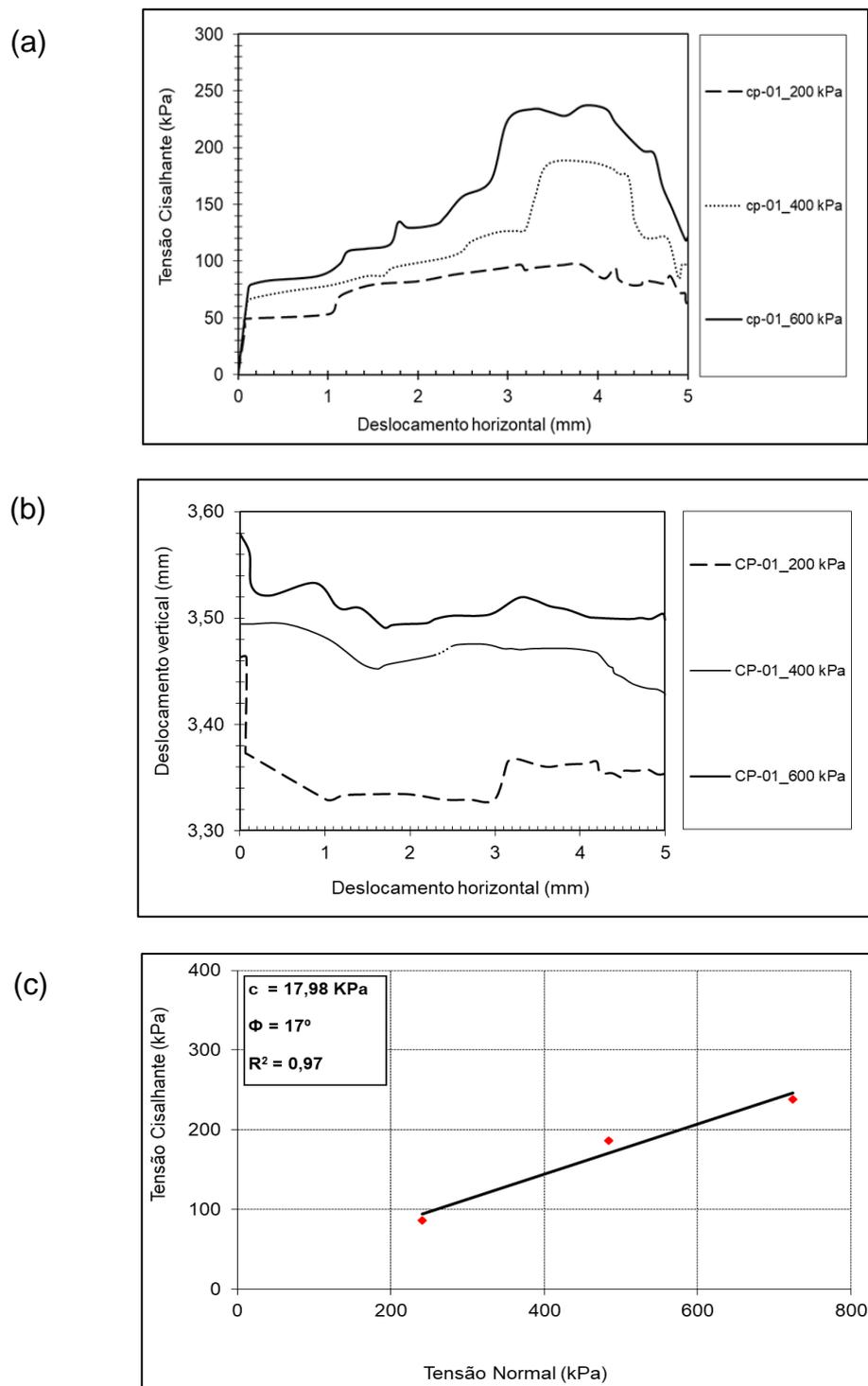


Figura 104 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-02, antes da dissolução.

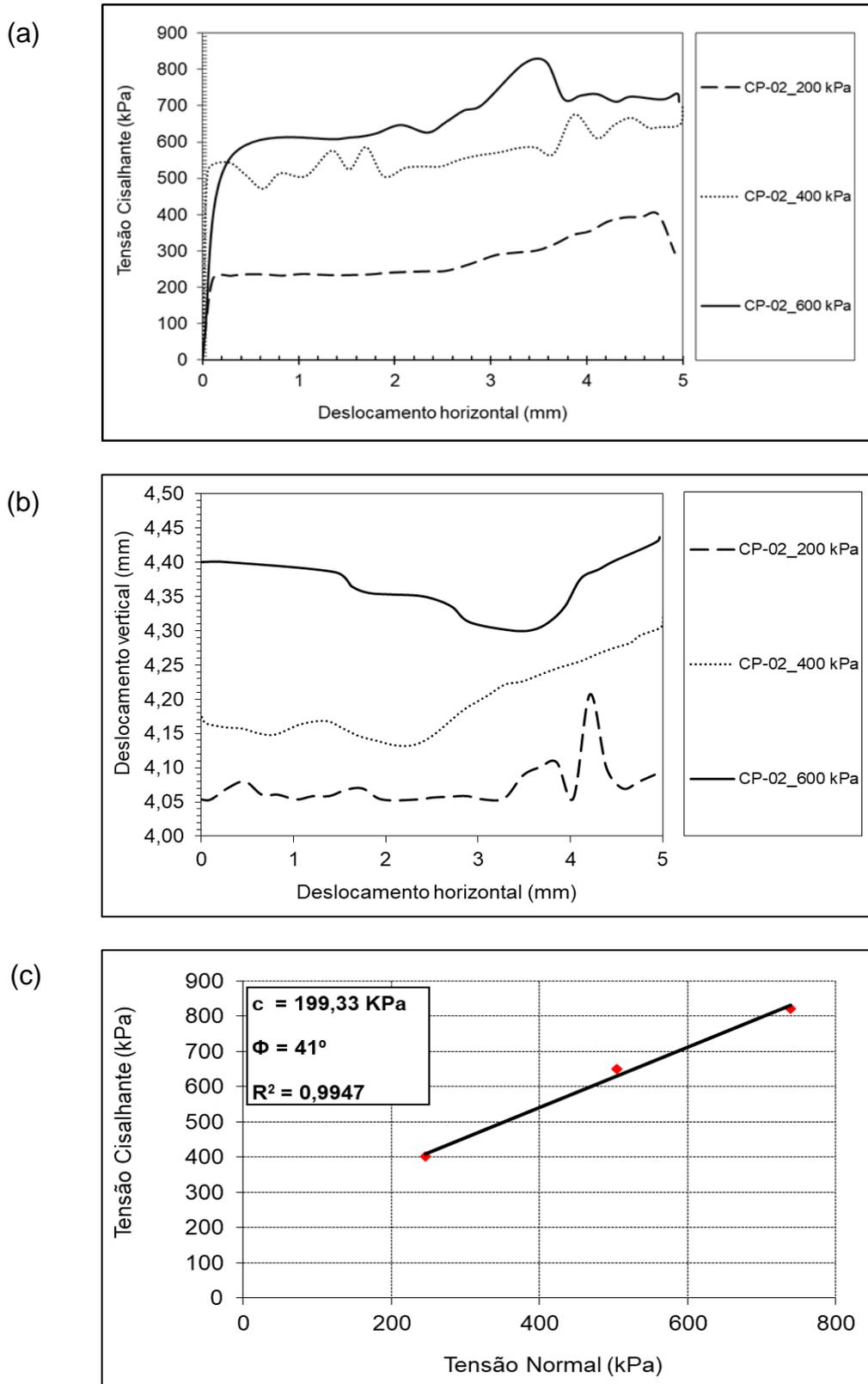


Figura 105 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-02, após dissolução.

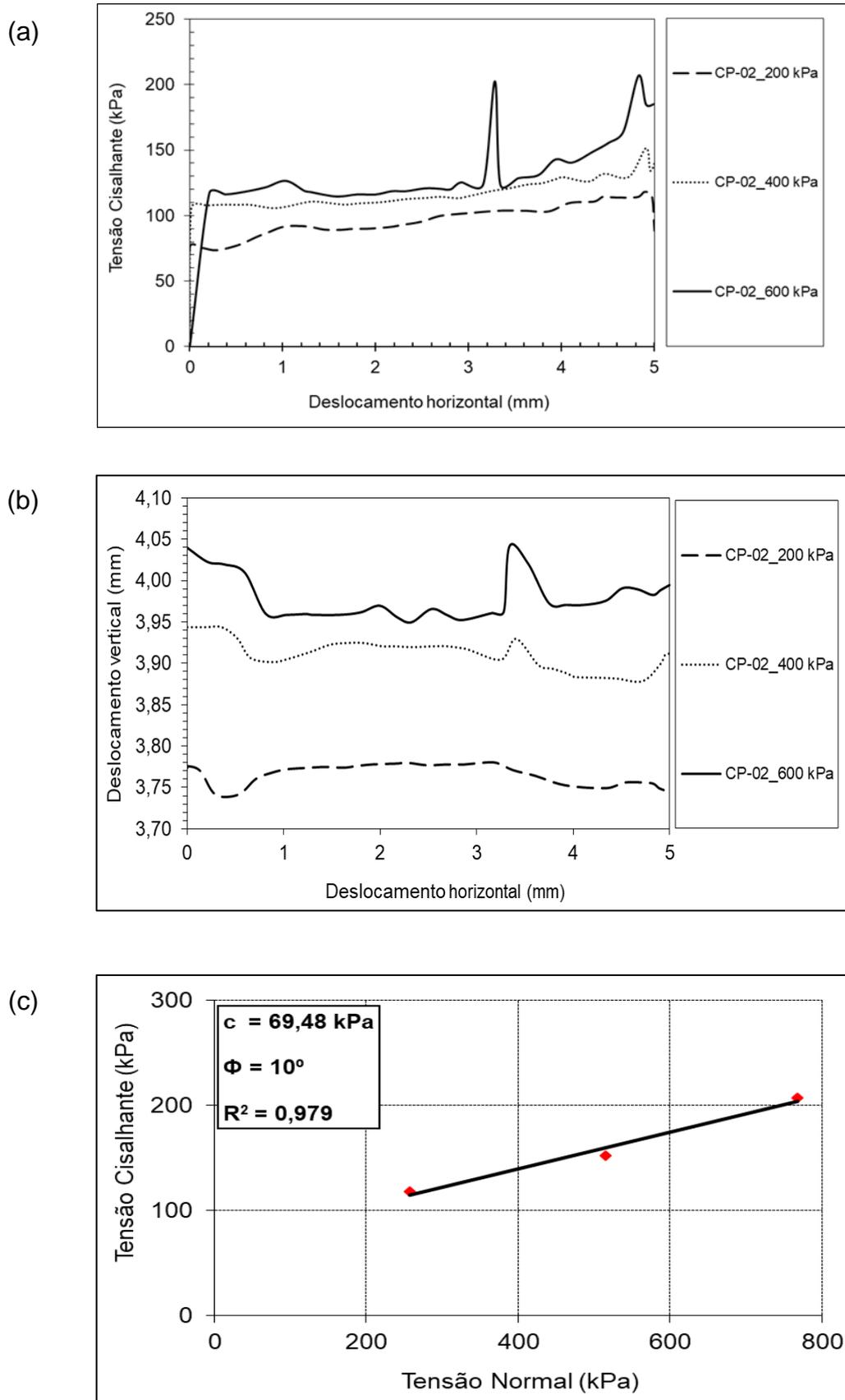


Figura 106 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-03, antes da dissolução.

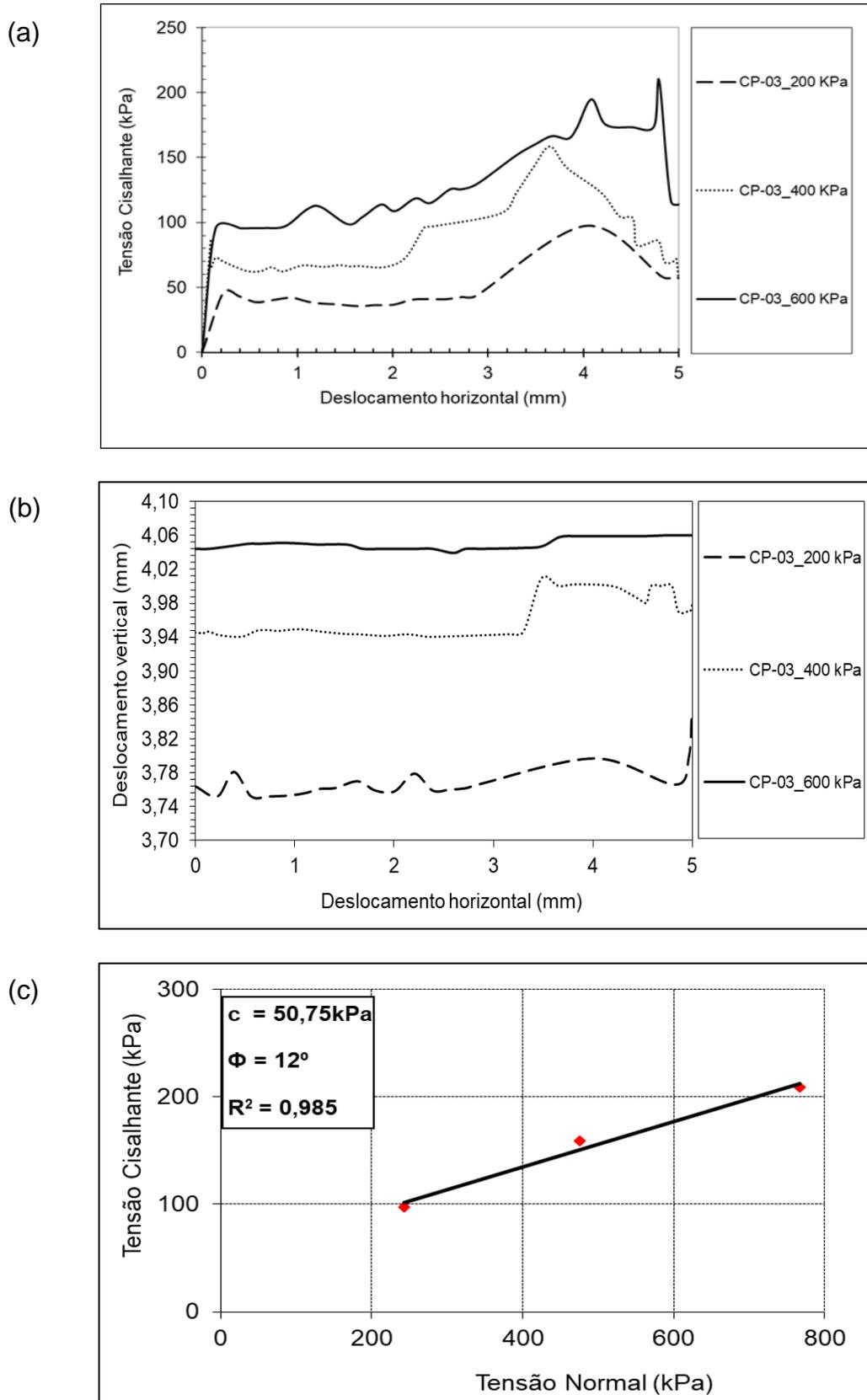


Figura 107 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-03, após dissolução.

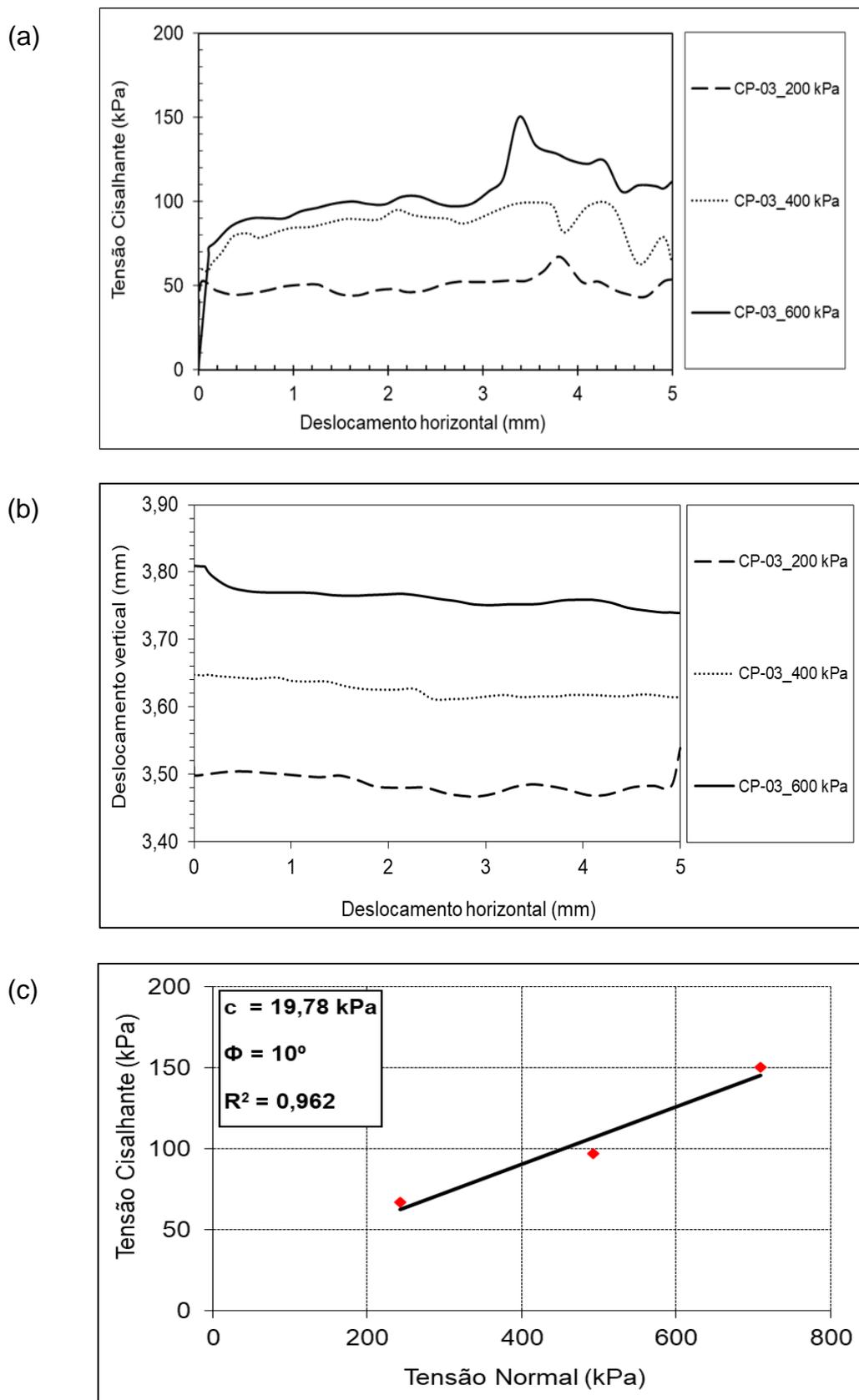


Figura 108 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-04, antes da dissolução.

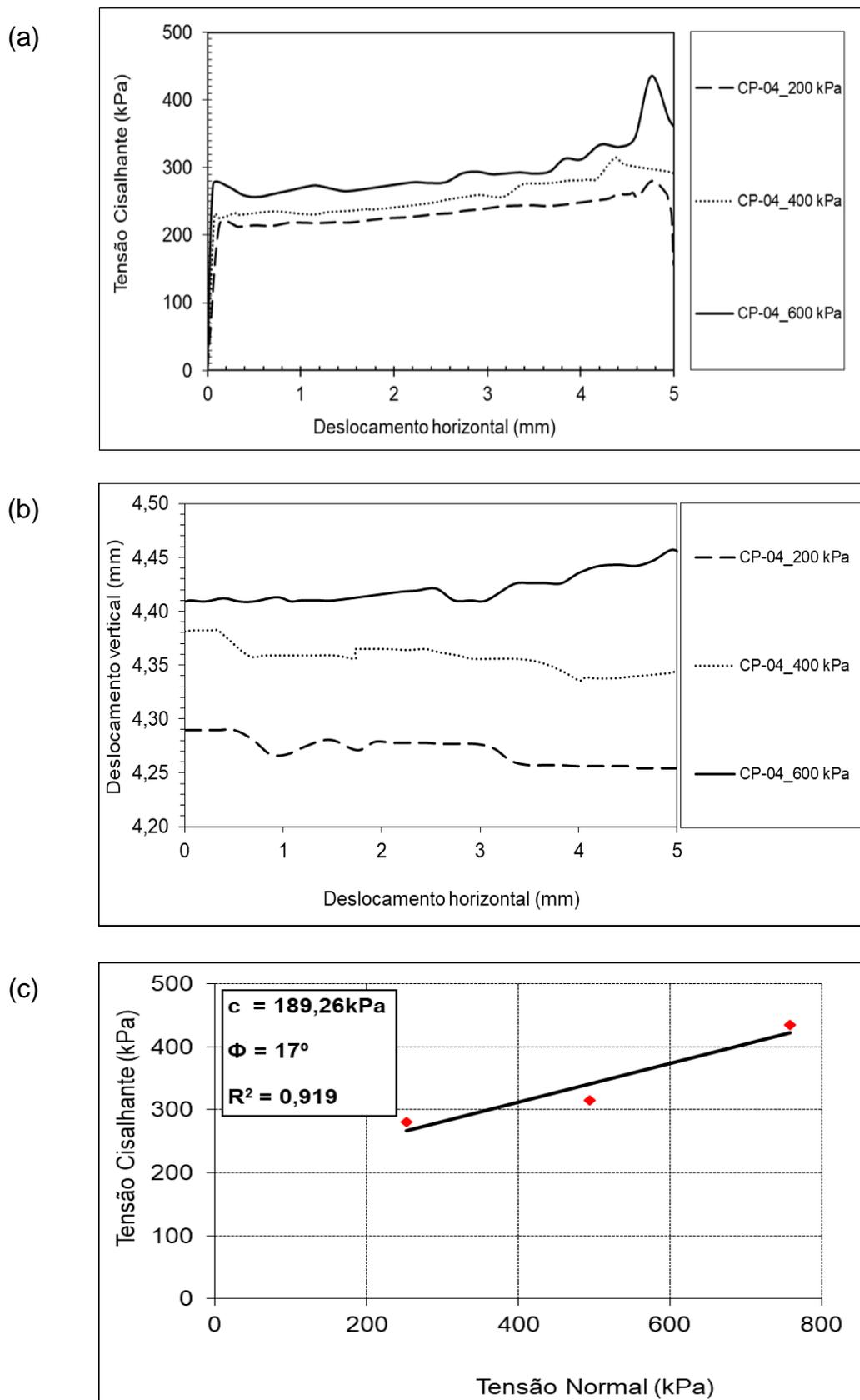


Figura 109 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-04, após dissolução.

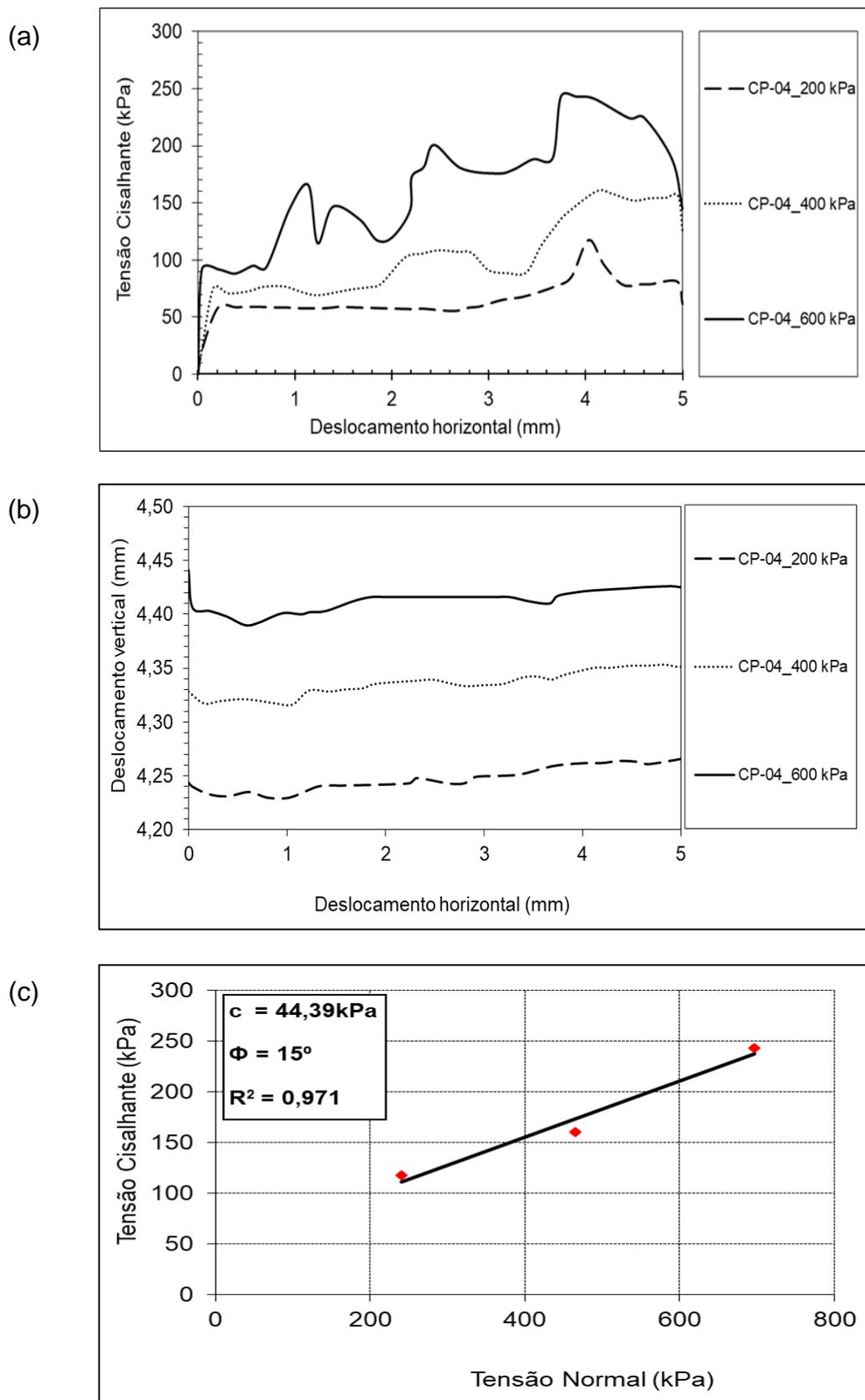


Figura 110 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-05, antes da dissolução.

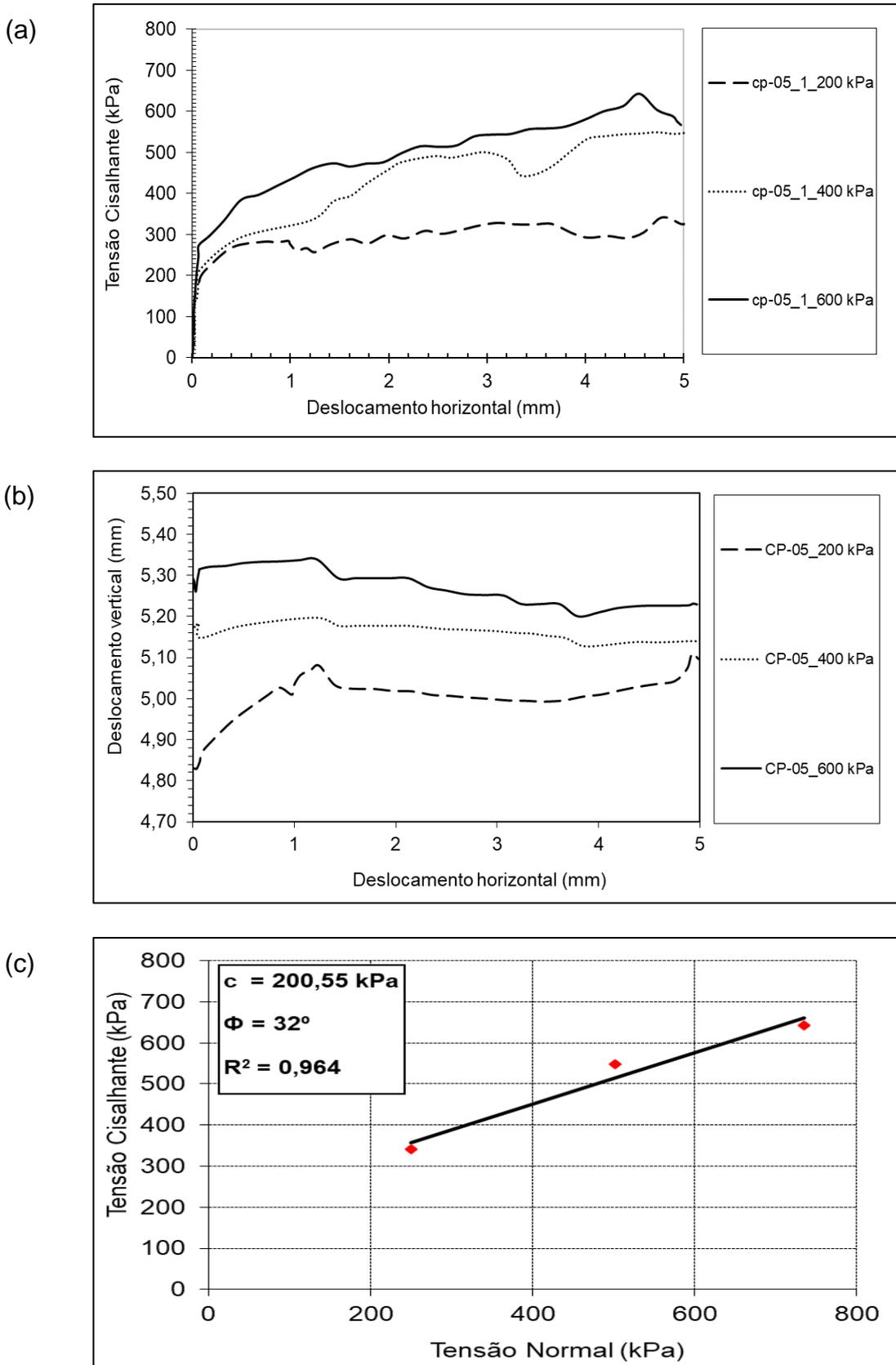


Figura 111 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-05, após dissolução.

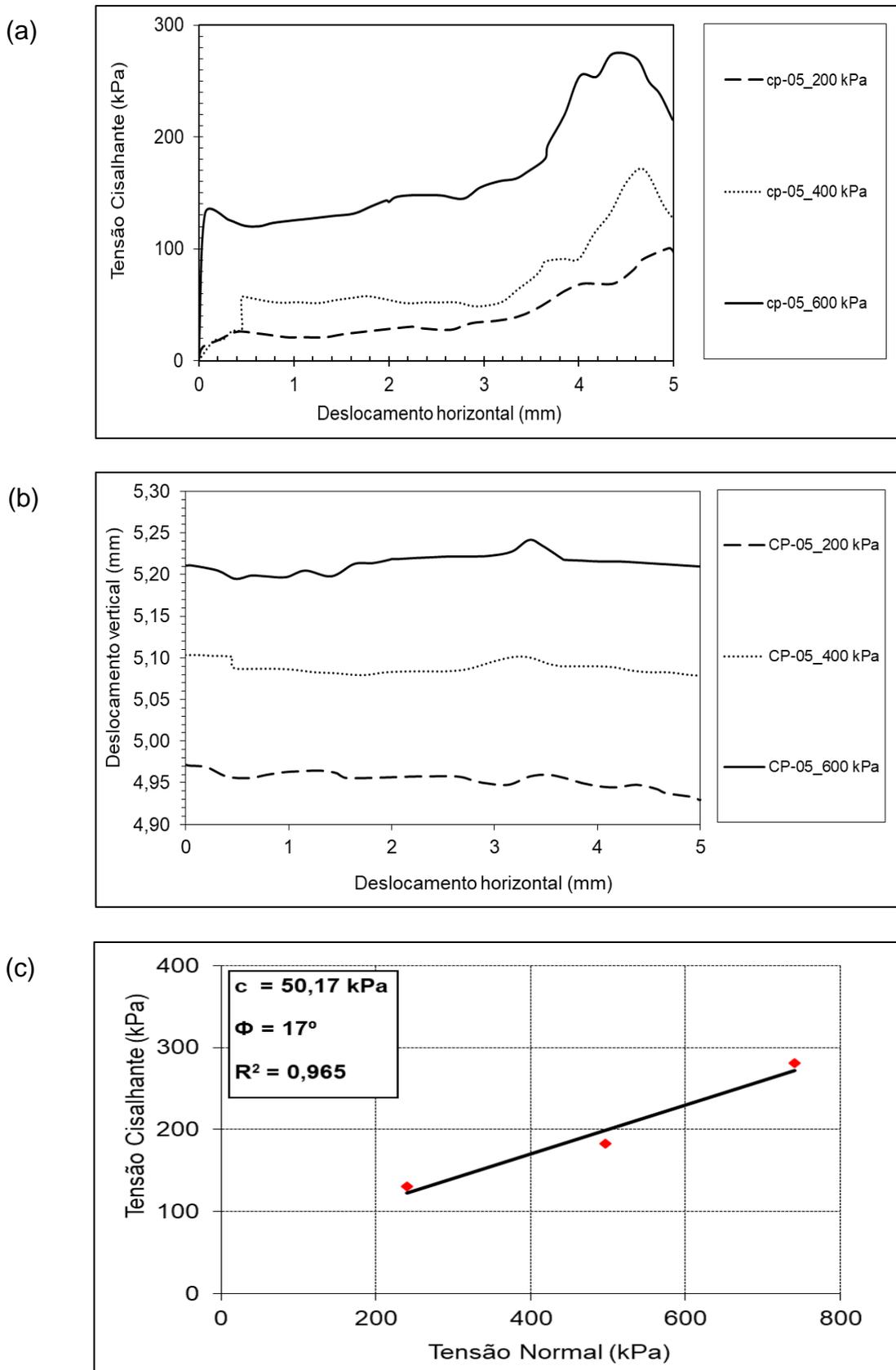


Figura 112 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-06, antes da dissolução.

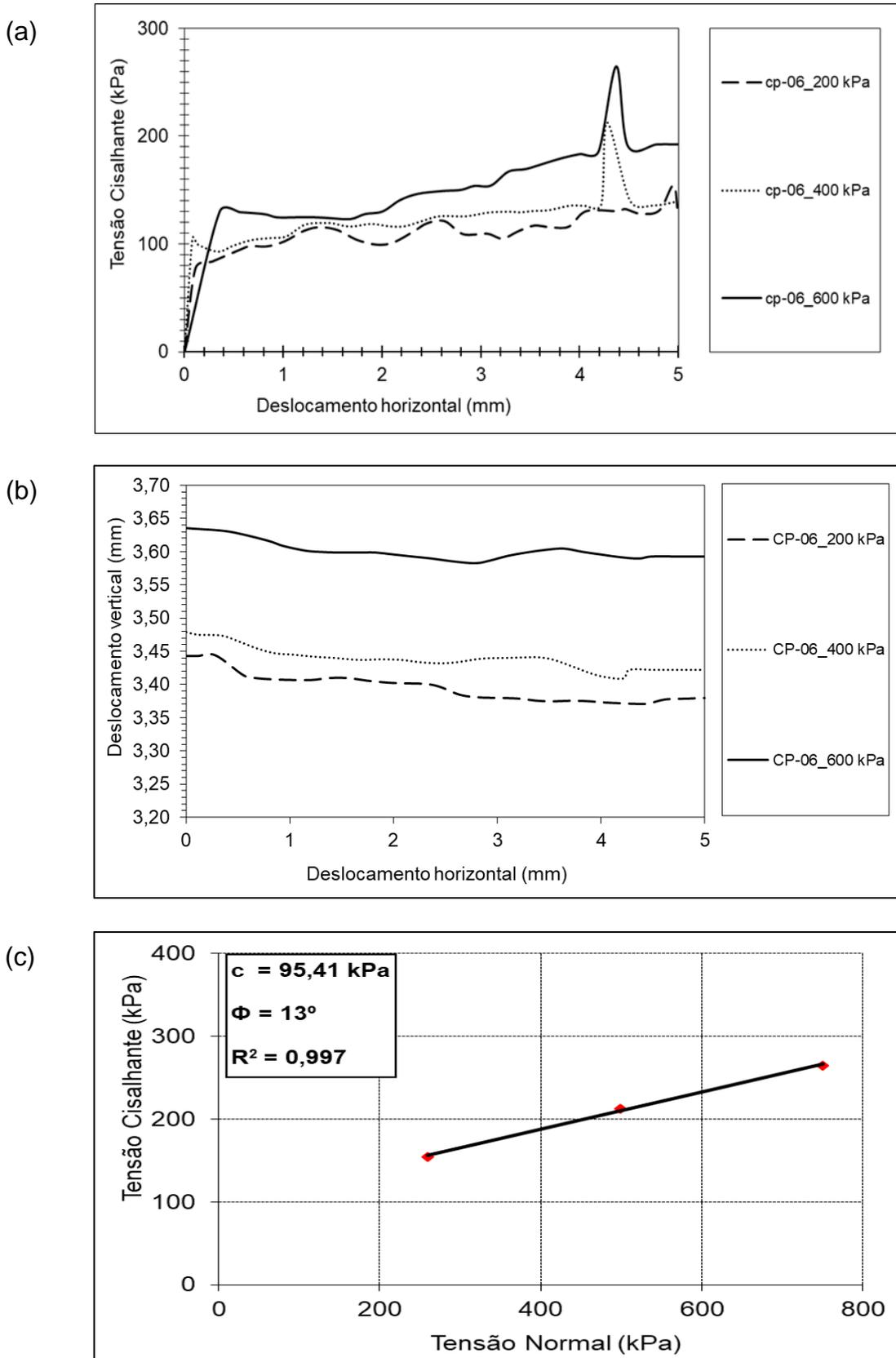


Figura 113 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-06, após dissolução.

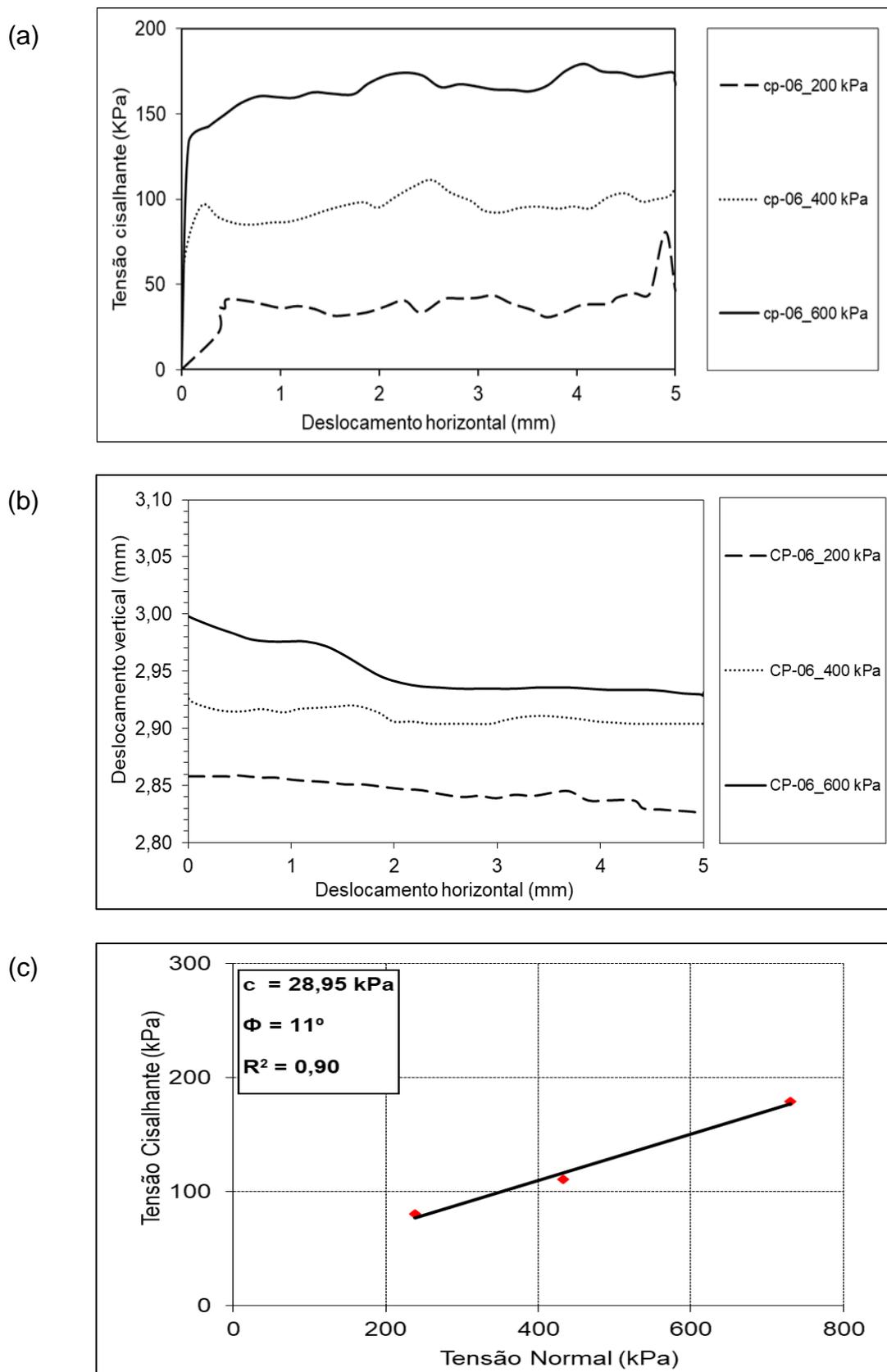


Figura 114 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-07, antes da dissolução.

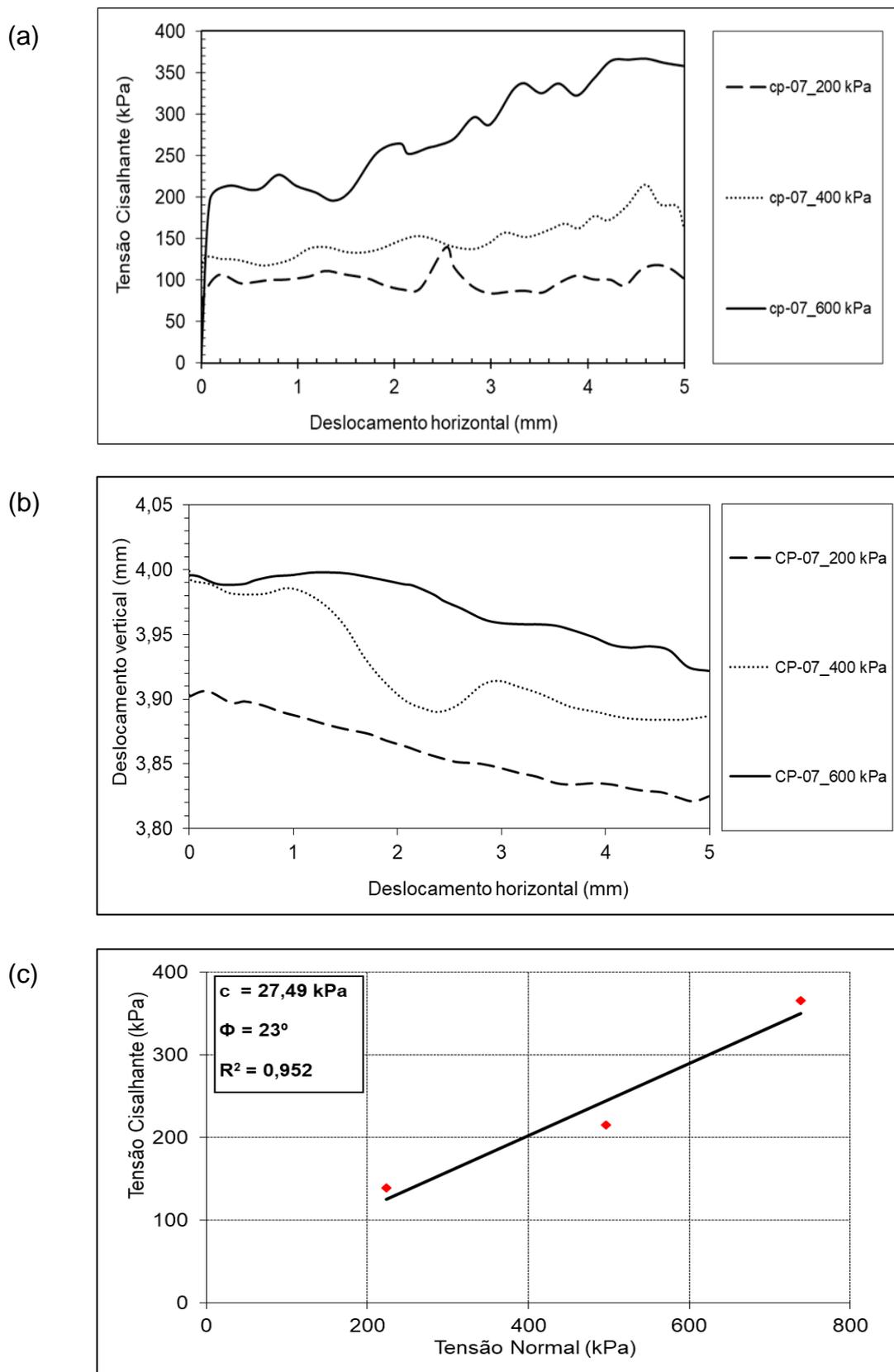


Figura 115 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-07, após dissolução.

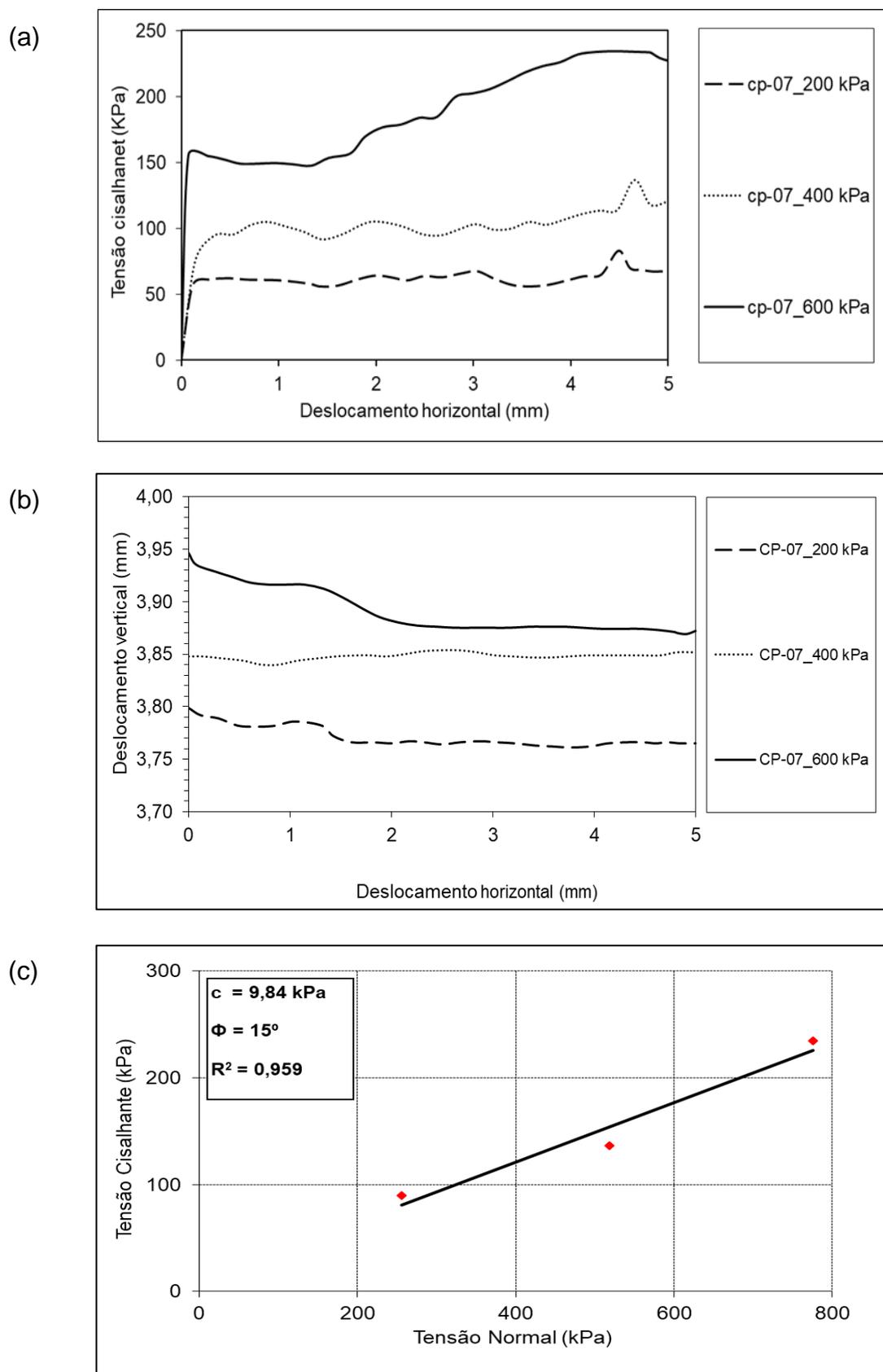


Figura 116 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-08, antes da dissolução.

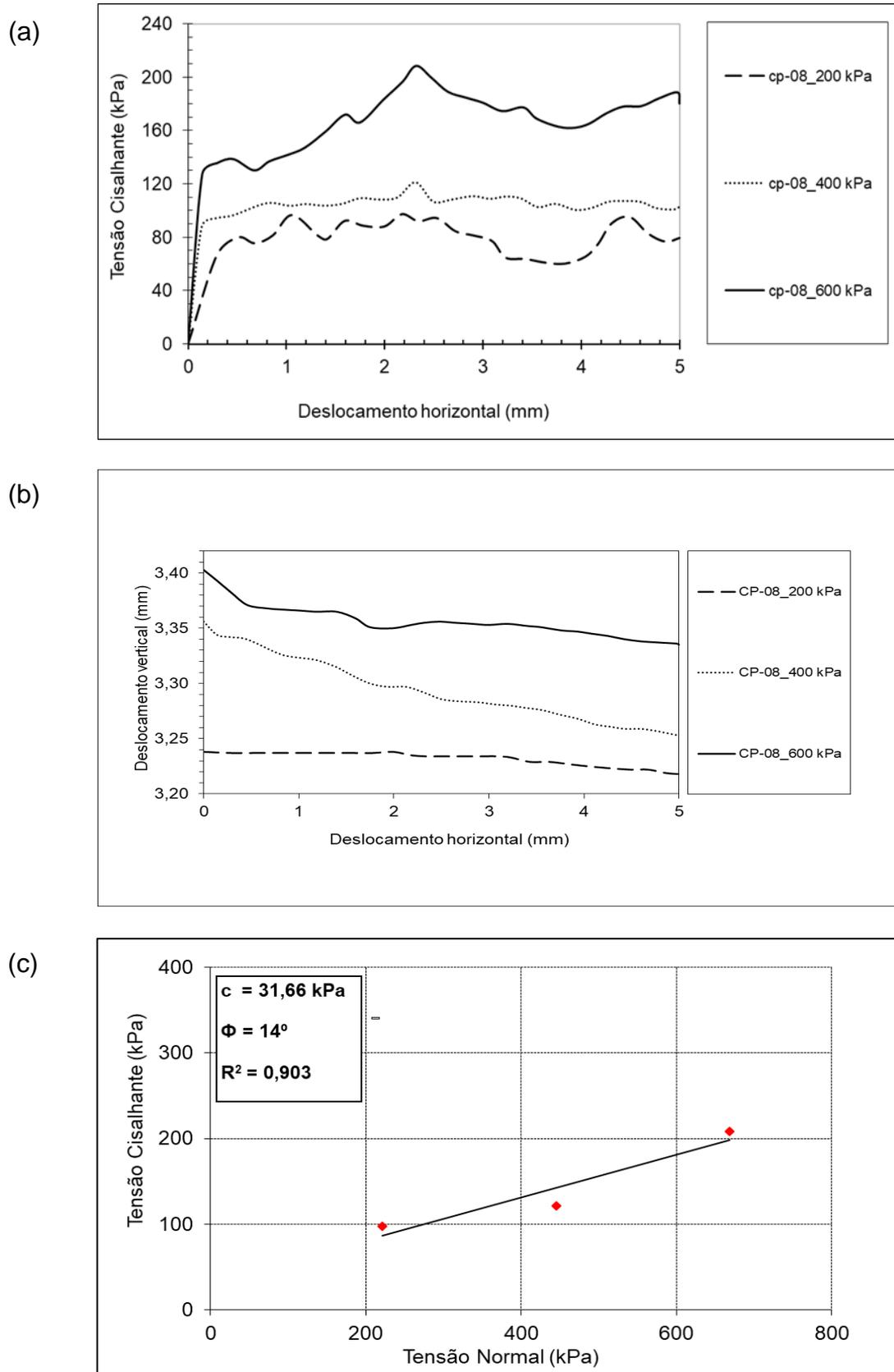


Figura 117 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-08, após dissolução.

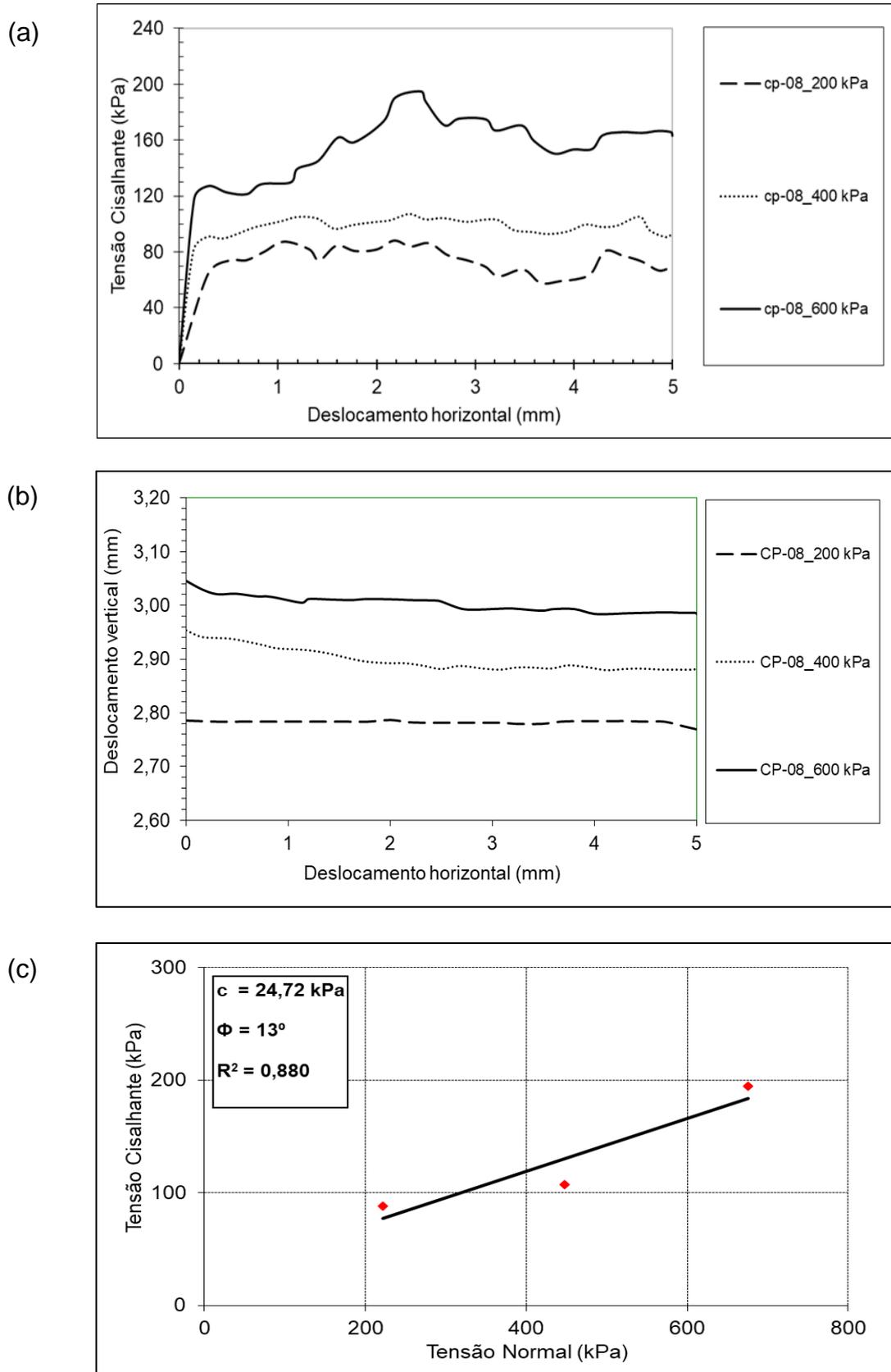


Figura 118 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-09, antes da dissolução.

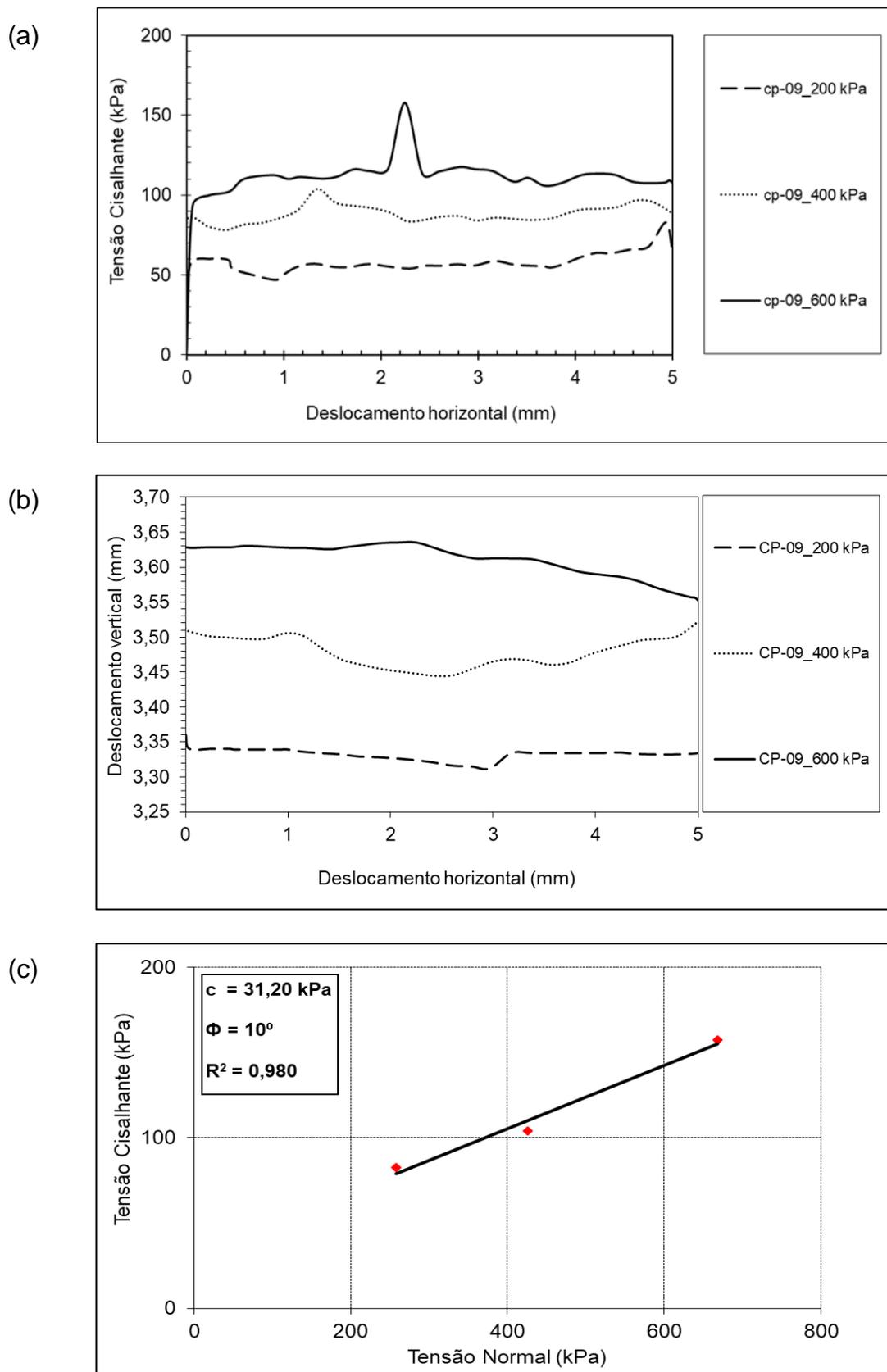
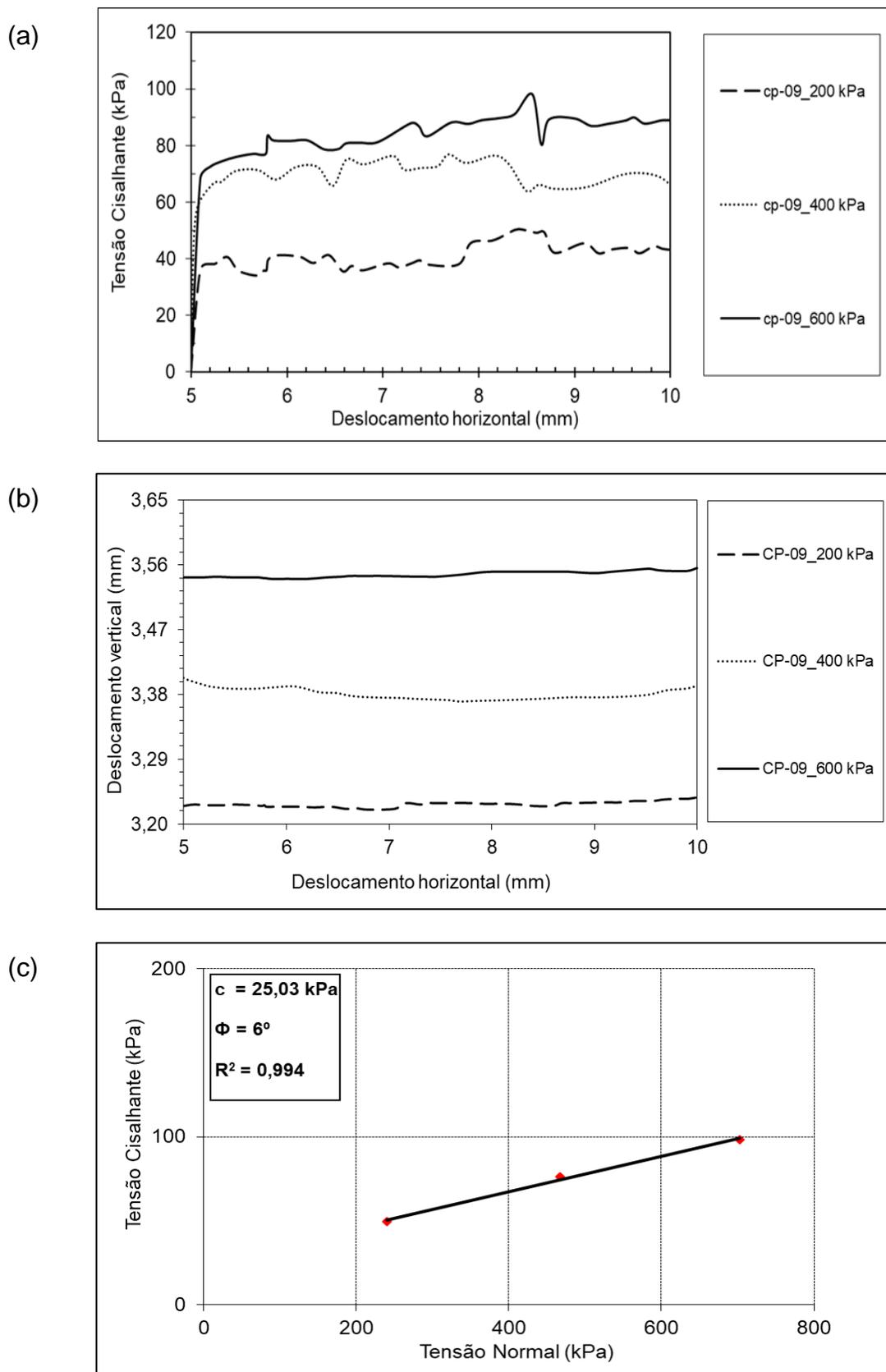
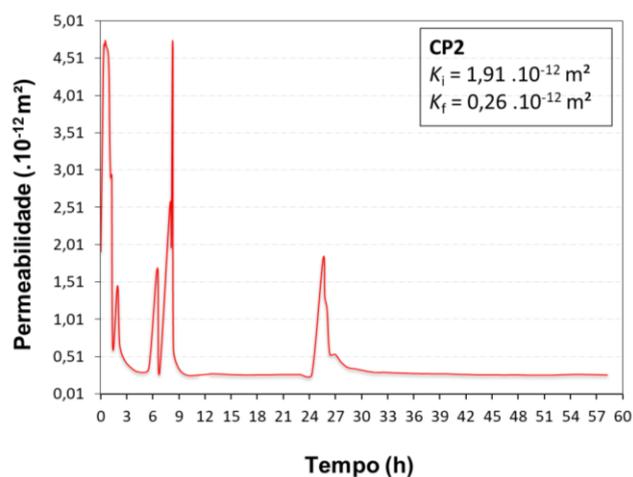


Figura 119 – Tensão cisalhante x deslocamento (a), deslocamento vertical x deslocamento horizontal (b), tensão cisalhante x tensão normal (c), do CP-09, após dissolução.

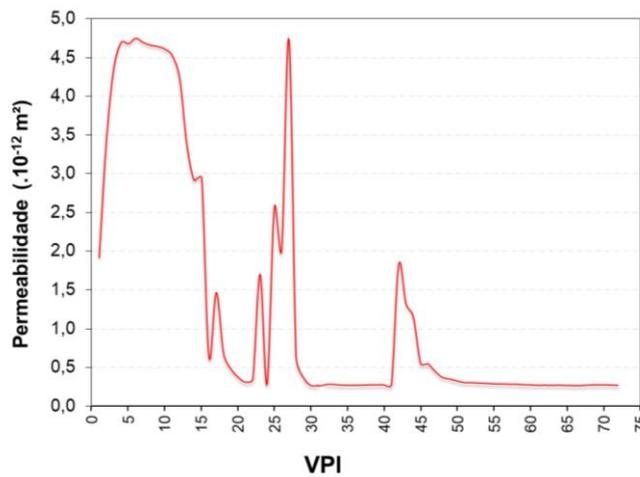


APÊNDICE C – ENSAIO DE DISSOLUÇÃO E CONDUTIVIDADE ELÉTRICA

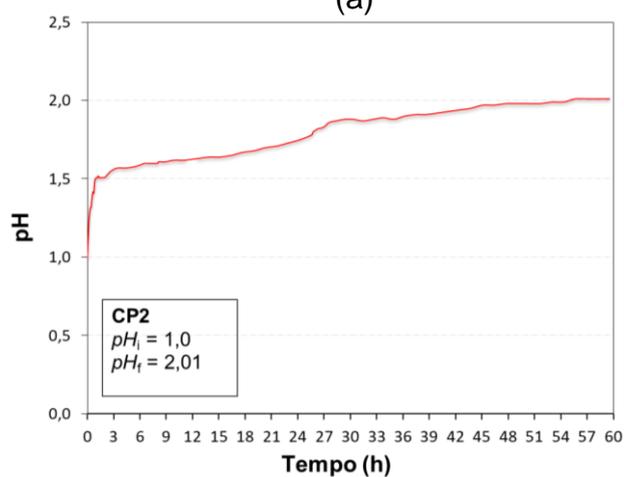
Figura 120 – Evolução da permeabilidade do CP-02: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



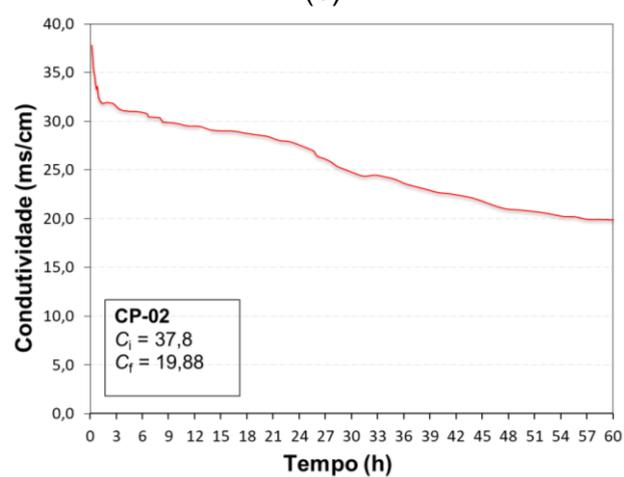
(a)



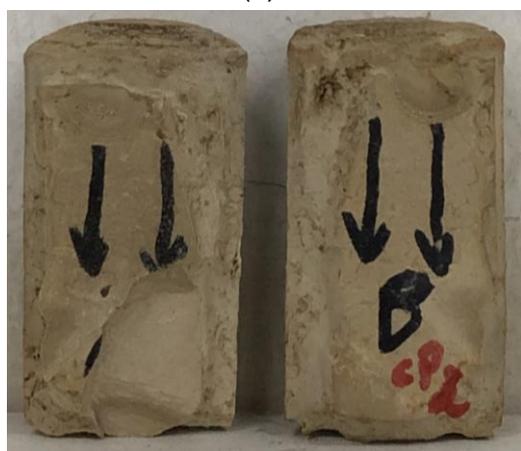
(b)



(c)



(d)

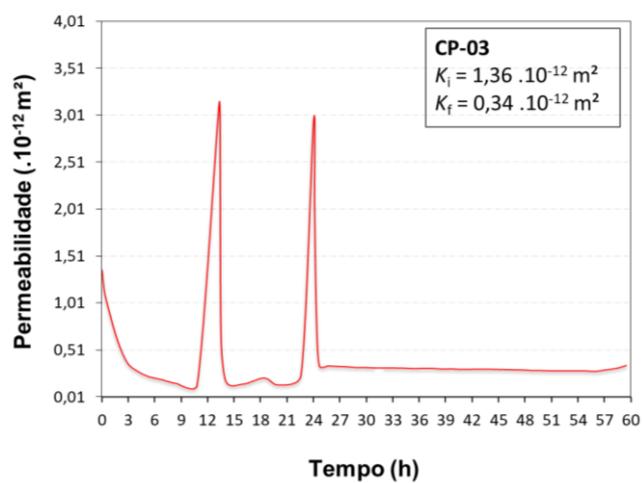


(e)

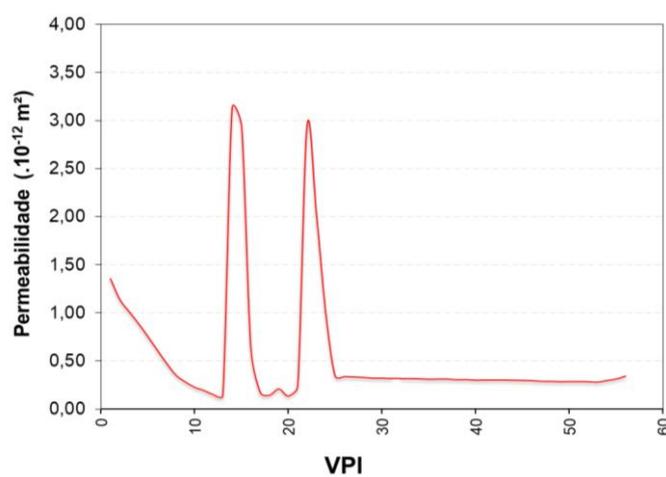


(f)

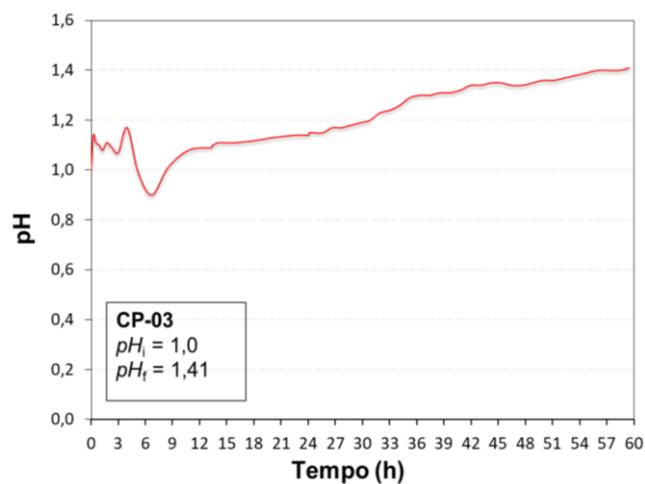
Figura 121 – Evolução da permeabilidade do CP-03: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



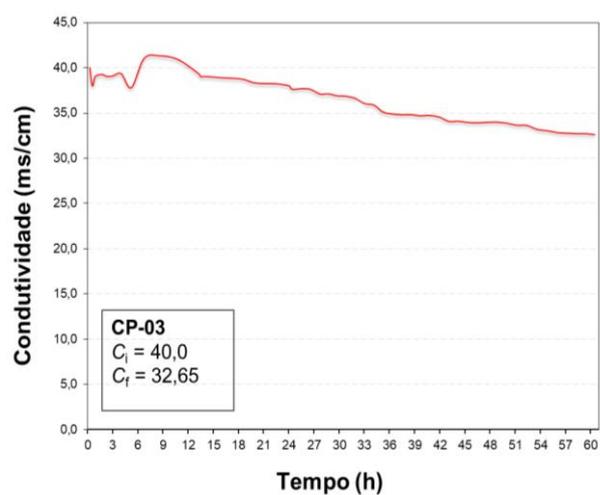
(a)



(b)



(c)



(d)

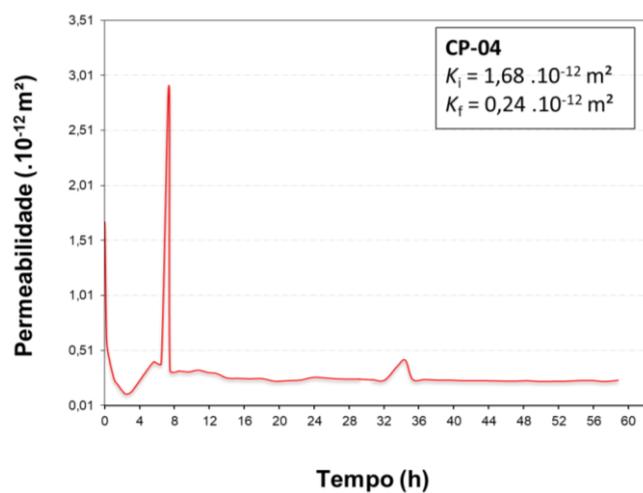


(e)



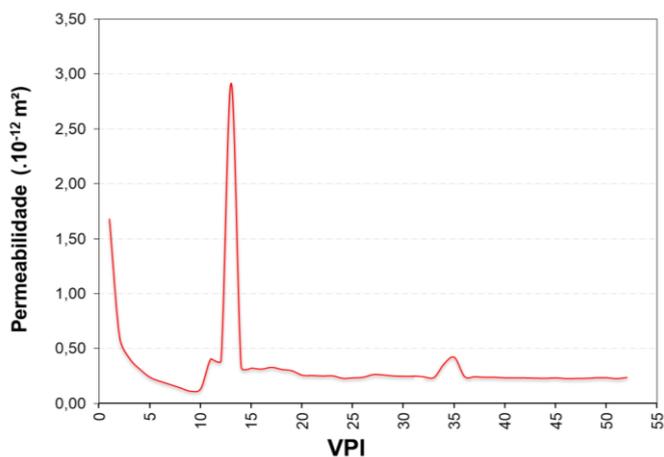
(f)

Figura 122 – Evolução da permeabilidade do CP-04: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



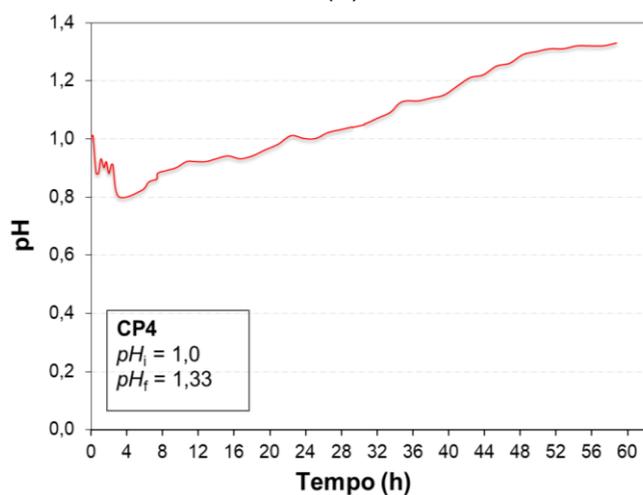
Tempo (h)

(a)



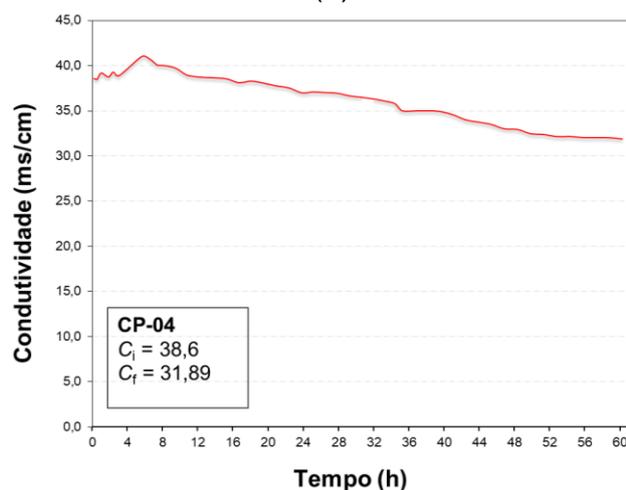
VPI

(b)



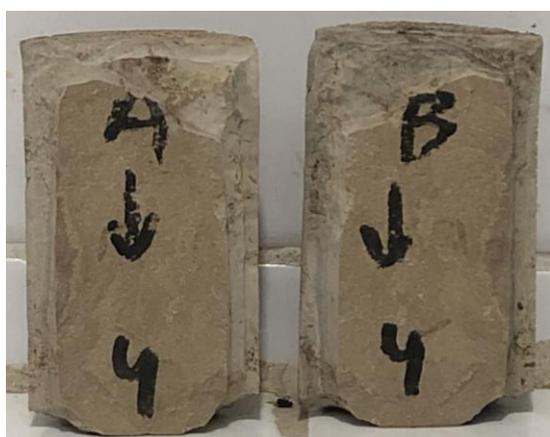
Tempo (h)

(c)



Tempo (h)

(d)

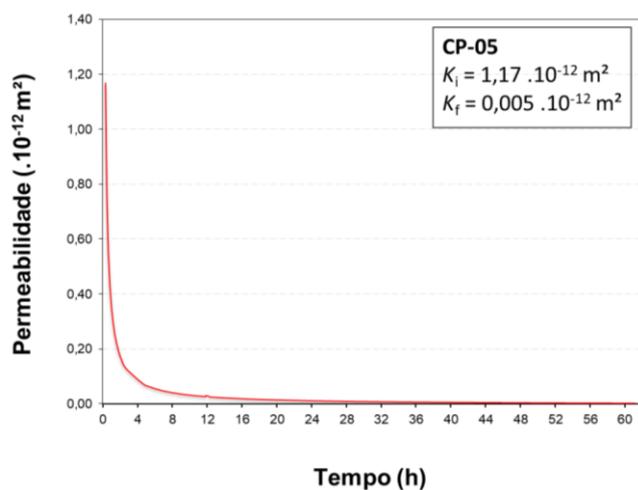


(e)

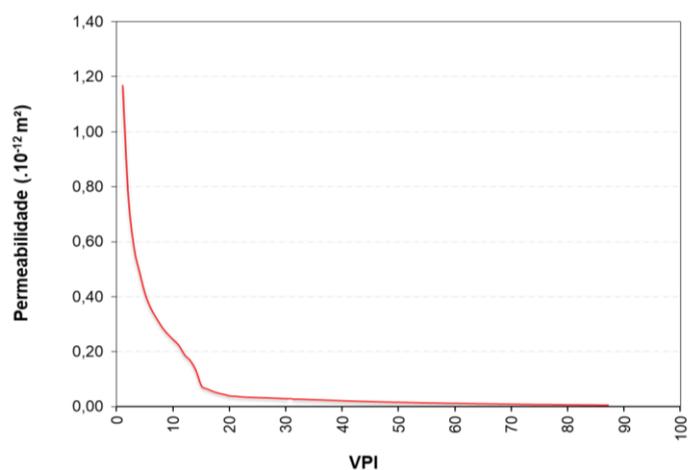


(f)

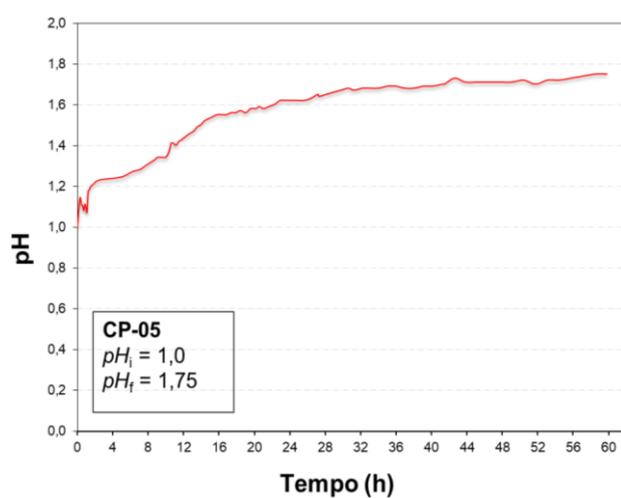
Figura 123 – Evolução da permeabilidade do CP-05: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



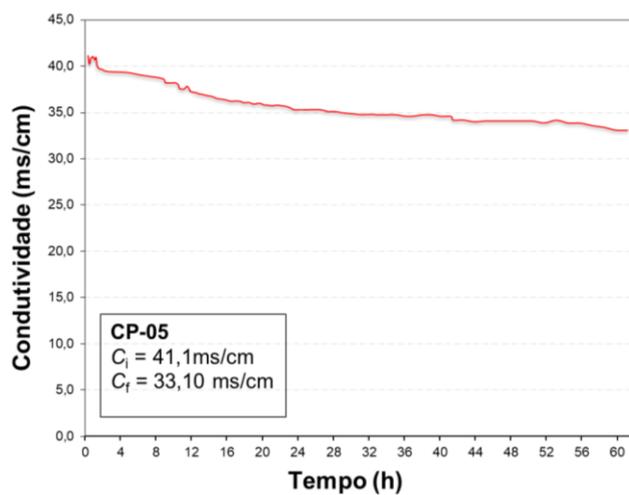
(a)



(b)



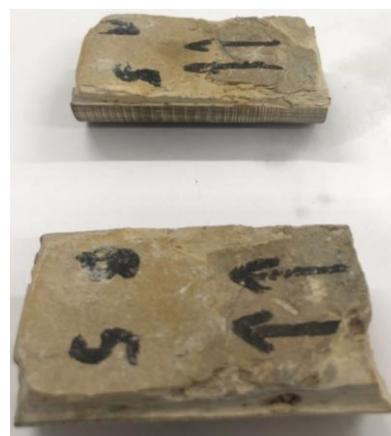
(c)



(d)

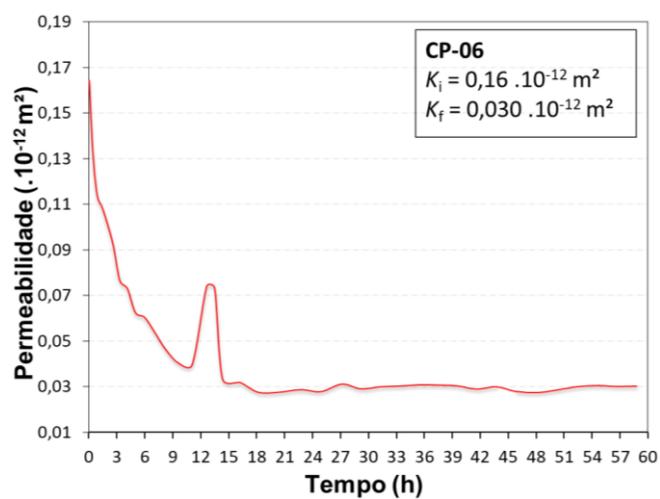


(e)

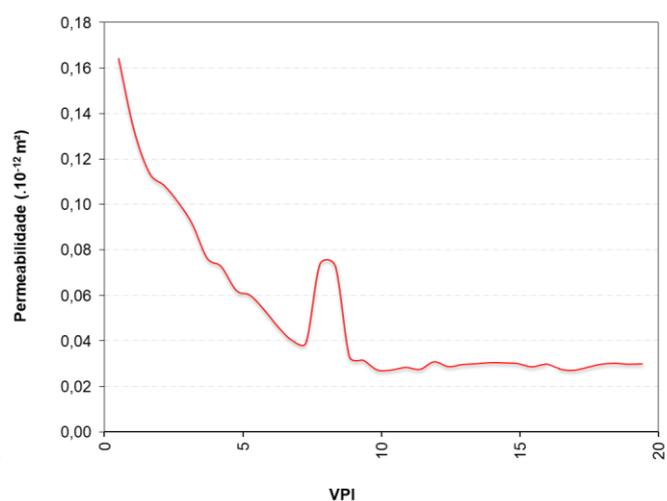


(f)

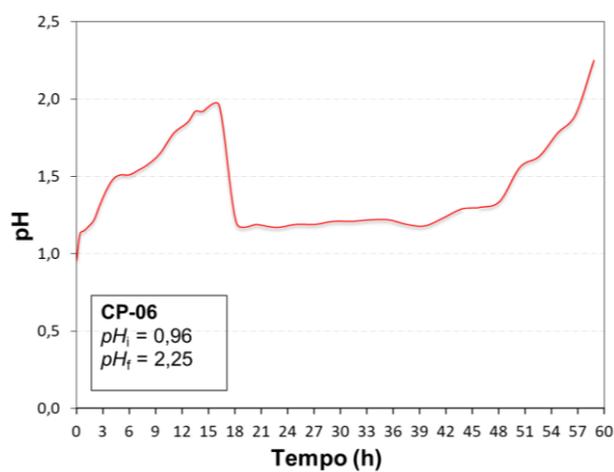
Figura 124 – Evolução da permeabilidade do CP-06: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



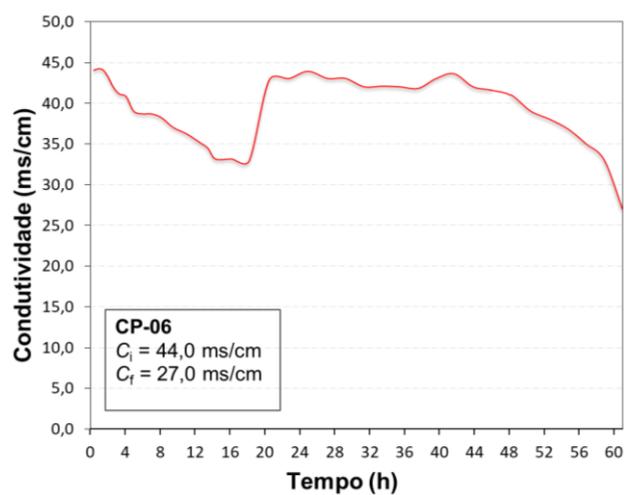
(a)



(b)



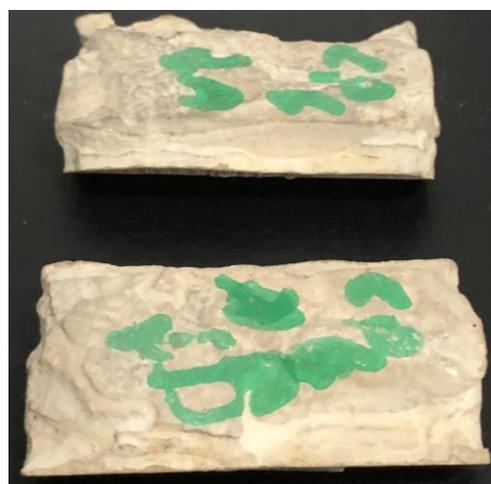
(c)



(d)

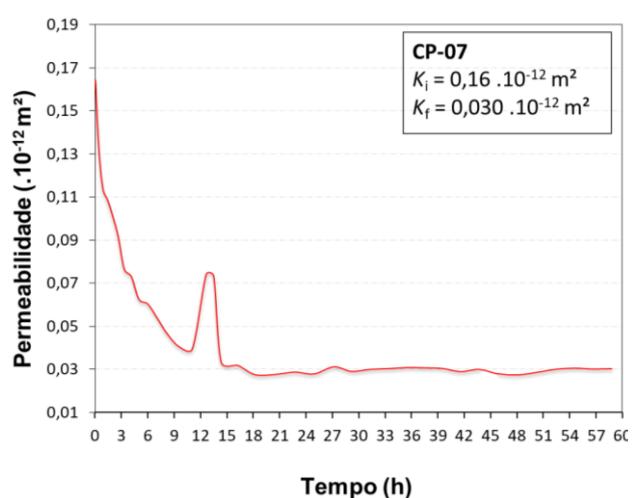


(e)

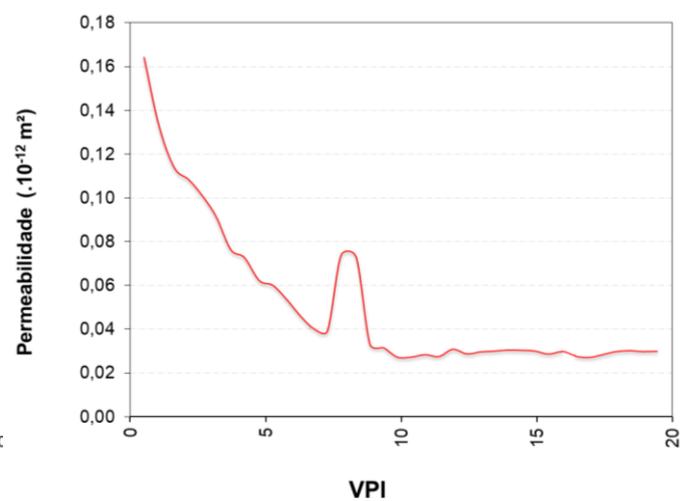


(f)

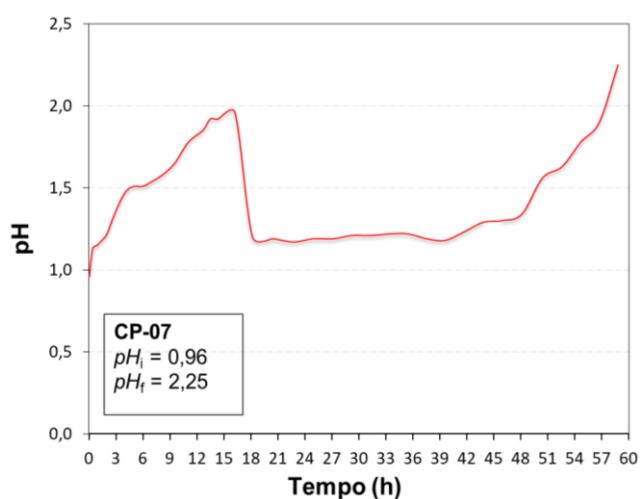
Figura 125 – Evolução da permeabilidade do CP-07: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



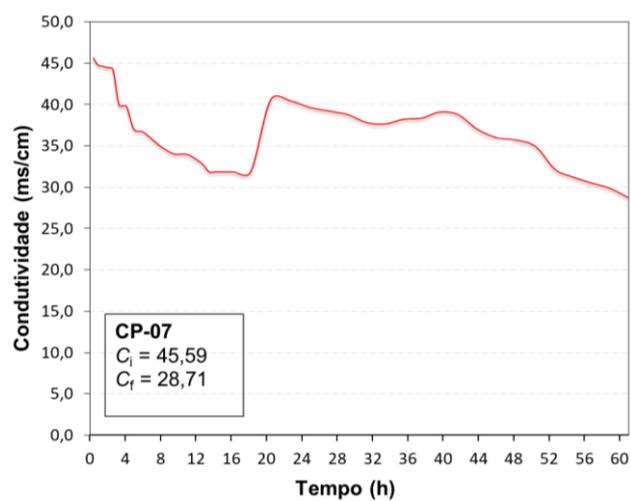
(a)



(b)



(c)



(d)

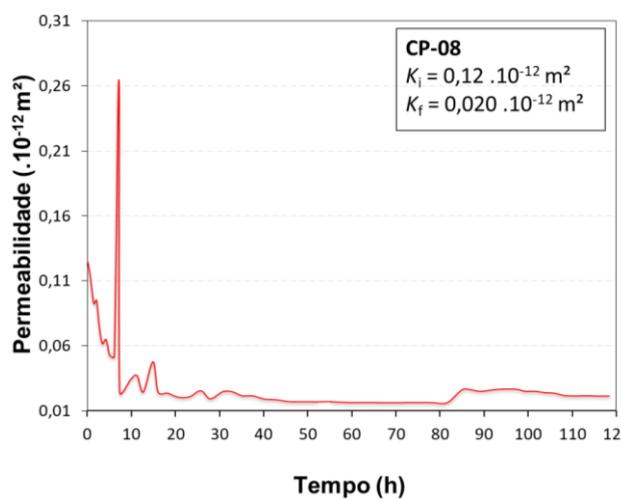


(e)

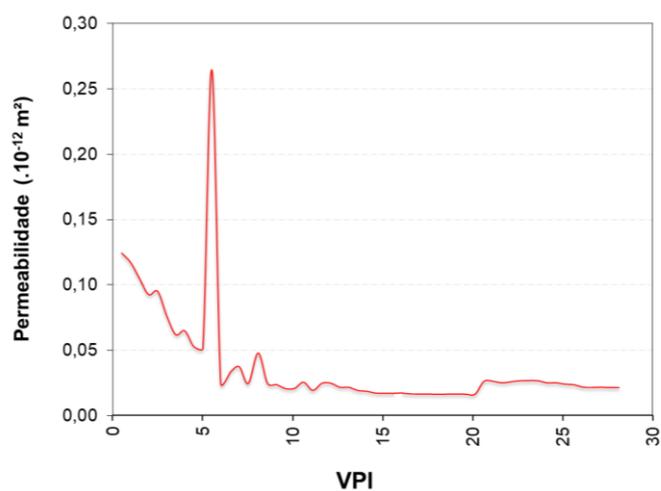


(f)

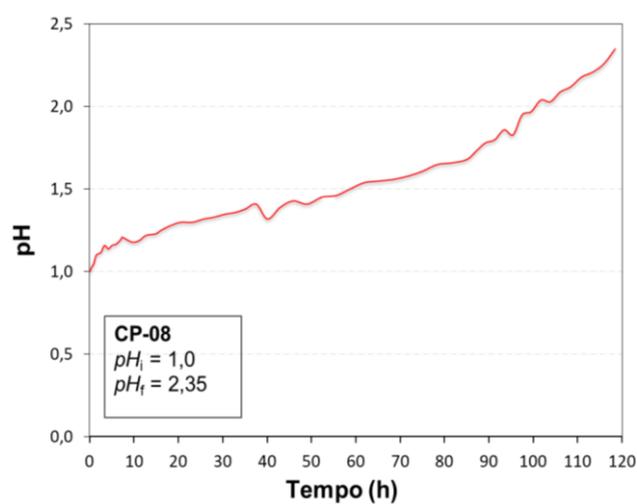
Figura 126 – Evolução da permeabilidade do CP-08: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



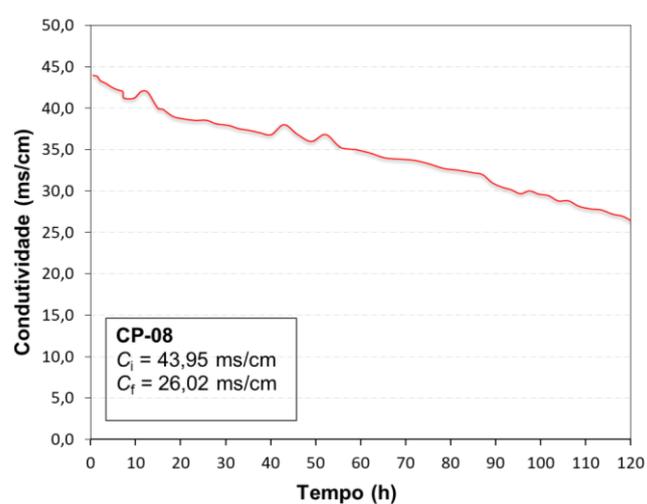
(a)



(b)



(c)

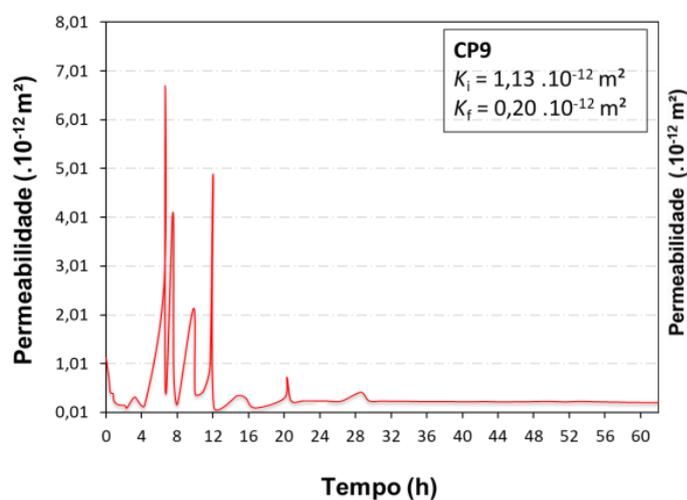


(d)

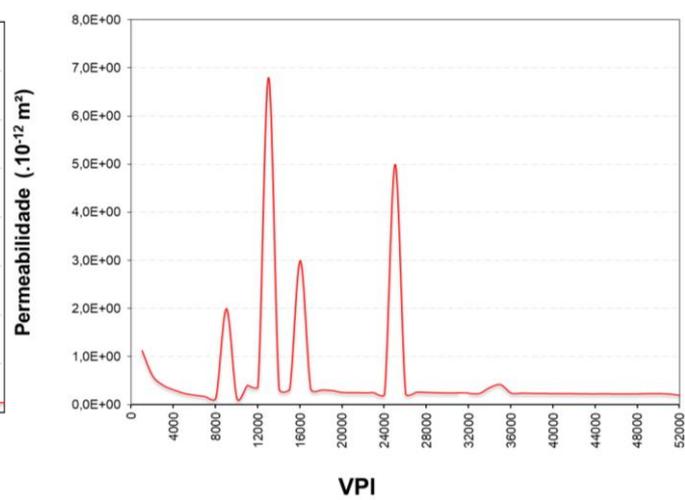


(e)

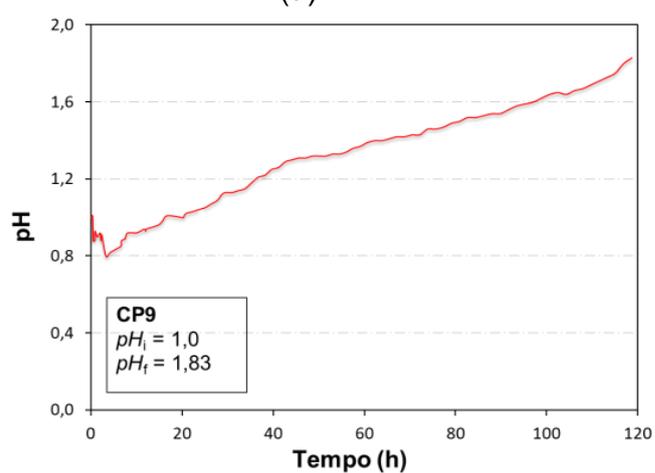
Figura 127 – Evolução da permeabilidade do CP-09: (a) *versus* tempo; (b) *versus* VPI; Evolução do pH do fluido efluente *versus* o tempo (c); Evolução temporal da condutividade *versus* tempo (d); Rocha após dissolução, face inferior da superfície fraturada (e) e (f).



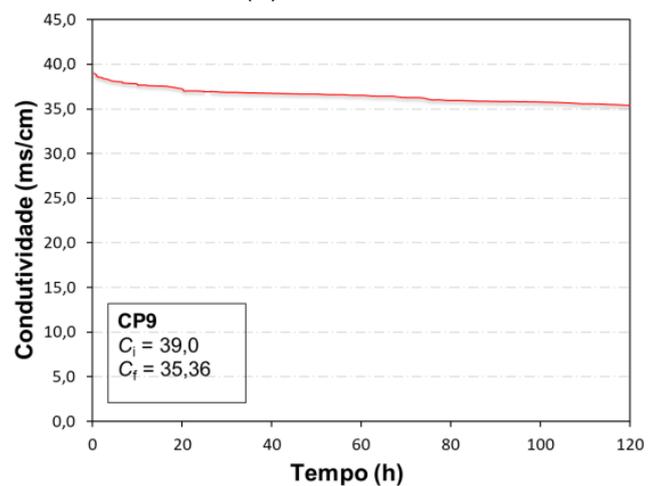
(a)



(b)



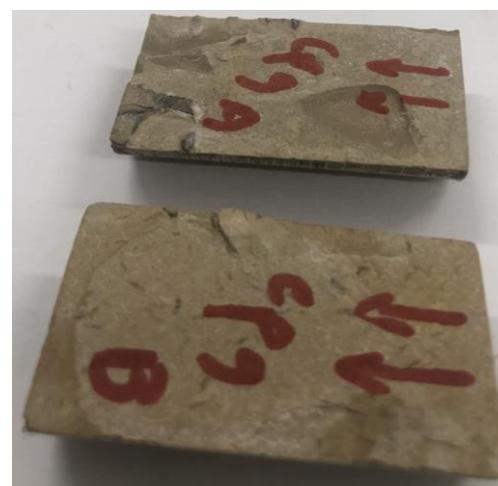
(c)



(d)



(e)



(f)