



Alexandre Scussel Zanatta

**Correlações para estimativa de espessura de zona de dano
em falhas geológicas utilizando modelagem numérica:
caso de estudo em carbonatos Pré-Sal da Bacia de Santos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientadora: Prof. Deane de Mesquita Roehl
Coorientador: Dr. Roberto Juan Quevedo Quispe

Rio de Janeiro
Março de 2023



Alexandre Scussel Zanatta

**Correlações para estimativa de espessura de zona de dano
em falhas geológicas utilizando modelagem numérica:
caso de estudo em carbonatos Pré-Sal da Bacia de Santos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Deane de Mesquita Roehl

Orientadora

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Dr. Roberto Juan Quevedo Quispe

Coorientador

Instituto Tecgraf / PUC-Rio

Prof. Marina Bellaver Corte

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. Tiago Siqueira de Miranda

UFPE

Rio de Janeiro, 31 de março de 2023.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

Alexandre Scussel Zanatta

Graduou-se em Geologia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) em 2010. No momento atua como geólogo sênior na área de geologia de reservatórios da Petrobras, tendo sido admitido em 2012. Ingressou na pós-graduação no Departamento de Engenharia Civil da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em março de 2021, participando projeto de pesquisa colaborativa entre PUC-Rio e a Petrobras com o título “GeoBand – Geomodelagem de zona de dano em falhas geológicas”.

Ficha Catalográfica

Zanatta, Alexandre Scussel

Correlações para estimativa de espessura de zona de dano em falhas geológicas utilizando modelagem numérica : caso de estudo em carbonatos Pré-Sal da Bacia de Santos / Alexandre Scussel Zanatta ; orientadora: Deane de Mesquita Roehl ; coorientador: Roberto Juan Quevedo Quispe. – 2023.

125 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2023.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Zona de dano. 3. Carbonatos. 4. Falhas geológicas. 5. Propriedades geomecânicas. I. Roehl, Deane de Mesquita. II. Quevedo Quispe, Roberto Juan. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título.

“DAS UTOPIAS

Se as coisas são inatingíveis... ora!
Não é motivo para não querê-las...
Que tristes os caminhos, se não fora
A presença distante das estrelas!”

Mario Quintana

Agradecimentos

Nada se constrói sozinho, em todos os passos de nossas vidas contamos com o apoio de outros indivíduos e instituições. A construção desta dissertação não foge à regra. Portanto, gostaria de agradecer à Petrobras pela liberação profissional, pela confiança no desenvolvimento da pesquisa bem como pela disponibilização dos dados utilizados, motivo pelo qual também agradeço à Agência Nacional do Petróleo (ANP).

À PUC-Rio e ao Instituto Tecgraf por meio da orientadora Prof. Deane Roehl e do coorientador Dr. Roberto Quevedo, agradeço o acolhimento no ambiente acadêmico, os aprendizados e contribuição para o resultado deste trabalho. Igualmente agradeço aos profissionais da secretaria por estarem sempre disponíveis para a solução de qualquer pendência e ao quadro de professores da Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio pelas aulas ministradas e conhecimentos compartilhados.

Inúmeras pessoas foram fundamentais, ajudando diretamente na realização da pesquisa ou contribuindo com discussões acerca do tema abordado. Destaco a estreita e fundamental colaboração dos colegas do Projeto Geoband, Marcello Congro, Francisco Dias, Pedro Firme, Karoline Oliveira, Luis Ribeiro e Paul Ortega, grupo de excelência que me apresentou um universo novo, da modelagem numérica e dos elementos finitos. Agradeço aos colegas do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) e da área de Reservatórios, Bruno Carvalho, Jorge Andre, Thiago Falcão, Julio Sanglard, Daniel Galvão, Paulo Koch, Paulo Villafane, Francisco Ferreira e Erick Santos pelas discussões técnicas sobre geologia estrutural, mecânica das rochas além do apoio na obtenção e organização dos dados.

Agradeço aos colegas da Petrobras que traçaram este caminho antes de mim, Felipe Tinaglia, Franco Quadros, Mario Almeida e Tatiana Oliveira e que incentivaram o meu ingresso no mestrado compartilhando valiosas dicas e ao colega Bruno Sérgio pela parceria e troca de informações ao longo dos dois anos de estudo.

Meus agradecimentos aos colegas de gerência Jessiane Paegle, Rodrigo Ruan, Claudio Roisenberg, Daniel Liberal e Ana Carolina Sartorato, além dos gerentes Marcelo Rosa, Paula Issler e Maria Assunção, pelo incentivo e por terem me apoiado nas atividades profissionais enquanto me dediquei ao mestrado.

Por fim, agradeço a minha companheira Priscila Prazeres por ter sido meu alicerce e ter dado apoio incondicional a esta empreitada, além de ser a consultora particular de um geólogo se aventurando em um mundo de engenharia.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Zanatta, Alexandre Scussel, Roehl, Deane de Mesquita (Orientadora), Quispe, Roberto Juan Quevedo (Coorientador); **Correlações para estimativa de espessura de zona de dano em falhas geológicas utilizando modelagem numérica: caso de estudo em carbonatos Pré-Sal da Bacia de Santos**. Rio de Janeiro, 2023. 125p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A caracterização das zonas de dano no entorno das falhas geológicas é importante para a indústria de óleo e gás pois as estruturas geológicas presentes podem afetar tanto os processos de fluxo nos reservatórios quanto o comportamento geomecânico dos campos. Como aproximação inicial, a espessura das zonas de dano tem sido correlacionada diretamente com os rejeitos de falha. No entanto, a dispersão dos dados levantados em campo indica que outras variáveis, além do rejeito, também podem afetar à espessura da zona de dano, particularmente em rochas carbonáticas. Neste sentido, o objetivo desta dissertação é a avaliação do impacto das propriedades geomecânicas dos carbonatos na previsão da espessura da zona de dano em falhas geológicas dos campos do pré-sal Brasileiro. Em função das incertezas na definição das propriedades geomecânicas, estas foram inferidas a partir de correlações empíricas que foram estabelecidas com a porosidade. Em seguida, fazendo uso de modelagem numérica, se realizou um planejamento de experimentos, obtendo-se a espessura da zona de dano a partir de diferentes combinações de parâmetros geomecânicos. Logo, empregando o método da superfície de resposta, foram definidos modelos de regressão que preveem a espessura da zona de dano a partir do rejeito e da porosidade das rochas carbonáticas avaliadas. Os resultados indicam que os modelos de regressão propostos permitem estimar espessuras de zonas de dano consistentes com as observações em campo, e, portanto, podem ser utilizadas para uma caracterização preliminar das zonas de dano nos processos exploratórios da indústria de óleo e gás.

Palavras-chave

ZONA DE DANO; CARBONATOS; MODELAGEM NUMÉRICA.

Abstract

Zanatta, Alexandre Scussel, Roehl, Deane de Mesquita (Orientadora), Quispe, Roberto Juan Quevedo (Coorientador); **Correlations to estimate the damage zone width of geological faults using numerical modeling: case study of Pre-salt carbonates, Santos Basin**. Rio de Janeiro, 2023. 125p. Master Thesis – Civil and Environmental Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

The characterization of damage zones surrounding geological faults is important for the oil and gas industry, as the geological structures present can affect both the fluid flow in reservoirs and the geomechanical behavior of fields. As an initial approximation, the width of damage zones has been directly correlated with fault throw. However, the dispersion of data collected in the field indicates that other variables, besides fault throw, can also affect the width of the damage zone, particularly in carbonate rocks. In this sense, the objective of this dissertation is to evaluate the impact of geomechanical properties of carbonates on the prediction of the thickness of the damage zone in geological faults in the Brazilian pre-salt fields. Due to uncertainties in defining geomechanical properties, they were inferred from empirical correlations that were established with porosity. Then, using numerical modeling, a design of experiments was carried out, obtaining the width of the damage zone from different combinations of geomechanical parameters. Next, employing the response surface method, regression models were defined that predict the width of the damage zone from fault throw and porosity of the evaluated carbonate rocks. The results indicate that the proposed regression models allow for the estimation of damage zone widths consistent with field observations and therefore can be used for preliminary characterization of damage zones in exploration processes in the oil and gas industry.

Keywords

DAMAGE ZONE; CARBONATES; NUMERICAL MODELING

Sumário

1 . Introdução	22
1.1. Panorama Geral	22
1.2. Motivação e Justificativa	23
1.3. Objetivos	25
1.4. Organização da Dissertação	26
2 . Embasamento Teórico	27
2.1. Formação e desenvolvimento de falhas	27
2.2. Definição da zona de dano	33
2.3. Modelagem da zona de dano	40
2.4. Correlações empíricas para a definição de propriedades mecânicas das rochas carbonáticas	42
2.5. Pressão Crítica	47
3 . Contexto geológico da área de estudo	51
3.1. Arcabouço estrutural e estratigráfico do Pré-Sal da Bacia de Santos	51
3.2. Agrupamento litológico	56
4 . Materiais e Métodos	62
4.1. Definição das propriedades mecânicas através de correlações empíricas	63
4.1.1. Determinação da porosidade	63
4.1.2. <i>Scratch test</i> – Definição da resistência à compressão uniaxial	65
4.1.3. Ensaio triaxiais - Definição das propriedades elásticas e de resistência das rochas	68
4.1.4. Pressão Crítica	70
4.2. Modelo Numérico	71
4.2.1. Malha de elementos finitos	72
4.2.2. Modelo constitutivo (<i>SR3</i>)	73
4.3. Planejamento de Experimentos e Análise de sensibilidade	75

5 . Resultados e Discussões	79
5.1. Correlações empíricas	79
5.1.1. Resistência à compressão uniaxial (UCS)	79
5.1.2. Propriedades elásticas	81
5.1.3. Propriedades de resistência	85
5.2. . Modelagem numérica	88
5.2.1. Obtenção da zona de dano e impacto da magnitude da plastificação (PEMAG)	90
5.2.2. Impacto da tensão confinante	95
5.2.3. Impacto da posição de medida na falha	97
5.3. Modelos de regressão e Análise de sensibilidade	99
5.3.1. Coquinas	100
5.3.2. Retrabalhados	101
5.3.3. Estromatólitos	103
5.3.4. Laminitos	104
5.4. Comparação entre os grupos litológicos	106
6 . Conclusões	109
6.1. Sugestões para trabalhos futuros	112
7 . Referências Bibliográficas	113

Lista de Figuras

Figura 1. Ilustração esquemática do núcleo da falha e da zona de dano, modificado de (Torabi e Berg, 2011). O núcleo da falha inclui a superfície de deslizamento, e rocha intensamente deformada. A zona de dano é preenchida por estruturas deformacionais como falhas secundárias, bandas de deformação e fraturas. O comprimento da falha (L) é a máxima dimensão linear medida ao longo da falha (strike) na superfície de deslizamento. O rejeito (D) ou deslocamento representa a separação entre dois pontos que estavam unidos (em ambos os lados) antes do desenvolvimento da falha, pode ser subdividido em dois componentes, deslocamento horizontal (heave) e vertical (throw). 28

Figura 2. Relação entre a orientação das tensões principais e os regimes tectônicos Andersonianos de formação de falha. Modificado de Fossen, 2012. 29

Figura 3. (a) Esquema de uma falha ideal isolada e a variação do rejeito ao longo de seu comprimento. (b) Aspectos geométricos do modelo elíptico de uma falha isolada, onde o centro tem rejeito máximo e a linha de extremidade (bordas da falha) tem rejeito nulo. O traço da falha será a interseção de seu plano com uma superfície arbitrária, como um afloramento ou seção sísmica; os pontos finais destes traços são os pontos de extremidade. Adaptada de Fossen, 2012. 30

Figura 4. Adaptado de (Kim e Sanderson, 2005). Diagrama log-log mostrando a relação entre o rejeito máximo ($D_{\text{máx}}$) e o comprimento da falha (L). A nomenclatura SS corresponde a falhas em arenitos, LS em carbonatos e SH em folhelhos 31

Figura 5. Gráficos idealizados, modificados de Fossen (2012), ilustrando a diferença entre os processos de formação das falhas, cola-desliza (A e B) e deslizamento estável (C e D). 33

Figura 6. Bloco diagrama conceitual de uma zona de falha, adaptado de Choi *et al.*, 2016. A figura mostra os principais componentes da arquitetura de uma zona de falha, como o núcleo e a zona de dano, e as estruturas internas possíveis. 34

Figura 7. (a) Diagrama esquemático 3D exemplificando a definição da zona de dano a partir da frequência acumulada de fraturas ao longo de uma linha de varredura, adaptado de Mayolle *et al.* (2019). (b) diagrama esquemático comparando diferentes métodos analíticos para estimar a espessura da zona de dano (modificado de Choi *et al.* 2016) onde (b1) mostra a distribuição de fraturas ao longo de uma seção hipotética, (b2) apresenta diagramas de barras que representam a frequência cumulativa baseada em intervalos de 2 e 1 metro, (b3) detalha a distribuição de fraturas no entorno da região e da zona de dano e (b4) apresenta o a curva de frequência cumulativa e os diferentes gradientes ao longo desta distribuição. Nas seções b (2 e 4) é possível perceber que há mais de uma opção de mudança na frequência cumulativa que poderia ser interpretado como o limite da zona de dano. 35

Figura 8. Diagrama esquemáticos adaptado de Liao *et al.* (2020) exemplificando a metodologia para a definição da espessura da zona de dano em falhas a partir de atributos sísmicos. 37

Figura 9. (a) Relação entre o rejeito da falha e a espessura da zona de dano em rochas siliciclásticas (Sst são arenitos e Sh são folhelhos), modificado de Torabi e Berg (2011). Nota-se que a distribuição dos dados é diferente para falhas de tamanho pequeno (A) e médio (A), sendo que a transição parece estar nas estruturas de aproximadamente 1m. (b) Relação entre a espessura total da zona de falha e o rejeito da falha em carbonatos, adaptado de Mayolle *et al.*, 2019. Observa-se que uma relação linear das duas variáveis pode ser definida entre os rejeitos de 1 e 100 metros, sendo que a mesma relação não é observada para rejeitos maiores (centenas ou milhares de metros). 38

Figura 10. Esquema 3D ilustrativo dos variados tipos de zona e dano ao redor de um segmento de falha transcorrente sinistral, onde C indica a

- região de contração e D a região de compressão (modificado de Choi *et al.* (2016)). As zonas de dano podem ser divididas em 3 grandes grupos: zona de dano ao longo da falha, zona de dano ao redor da terminação da falha e zona de dano através da falha. 40
- Figura 11. Impacto do tamanho dos elementos em uma malha de elementos finitos na obtenção da espessura da zona de dano. Adaptado de Andrade *et al.* (2020) 41
- Figura 12. Modificado de Quevedo *et al.* 2022. Impacto da posição ao longa da falha na relação entre o rejeito e a zona de dano observado a partir de modelos numéricos. 42
- Figura 13. Diagramas adaptados de Schon (2011) mostrando a variabilidade nas propriedades de resistência das rochas (A) UCS e (B) Módulo de Young. As linhas pontilhadas em vermelho evidenciam os carbonatos. 43
- Figura 14. Comportamento de rochas em diferentes tensões confinantes. 48
- Figura 15. Comportamento de rochas moles em baixas tensões confinantes. (a) adaptado de Zhang e Li (2019), (b) adaptado de Rutter e Glover (2012). 48
- Figura 16. Comportamento de rochas em elevadas tensões confinantes. (a) adaptada de Zhang *et al.* (2016) e (b) de Rutter e Glover (2012). 49
- Figura 17. Definição de envoltórias tipo CAP, adaptado de Bedford *et al.* (2019). 50
- Figura 18. Envoltória de plastificação proposta por Santos e Ferreira (2010) com base no modelo constitutivo de Sandler e Dimaggio para rochas carbonáticas das bacias offshore brasileiras. 50
- Figura 19. Mapa de localização da Bacia de Santos. O polígono de contorno branco pontilhado compreende a área da província do Pré-Sal e os polígonos em vermelho campos em produção. 52
- Figura 20. Carta estratigráfica da seção Pré-Sal da Bacia de Santos, extraído de Milani *et al.* (2007), onde podem ser identificadas as formações que compõe este intervalo e o respectivo tempo geológico de sua deposição. 52

Figura 21. Seção interpretada passando pelo poço de Tupi, descobridor da provincial Pre-Sal, adaptado de Araujo *et al.* (2022). O poço se localiza no bloco alto (footwall) de uma falha que mergulha na direção leste na região denominada Auto Externo, onde se estão os principais campos produtores desta província. As siglas ROU, EBSRU, LBSRU, MASRU, LASRU, BU indicam as discordâncias que separam diferentes estratos sedimentares e as mudanças no estilo estrutural. A Fm. Itapema (roxo) está compreendido entre a EBSERU na base e a LBSRU no topo. A LBSRU é a base da Fm. Barra Velha (amarelo e laranja), que está limitada no topo pela LASRU (base da camada de sal). Nota-se que a Fm. Itapema tem maiores variações de espessura, associadas a um maior número de falhas interceptando os estratos, o que caracteriza maior atividade tectônica. Por sua vez a Fm. Barra Velha tem uma distribuição mais contínua, menor variação de espessura e menos falhas presentes, o que denota uma diminuição na atividade tectônica.

53

Figura 22. Classificação das rochas carbonáticas aplicáveis às bacias sedimentares brasileiras. Modificado de Terra *et al.* (2010). 57

Figura 23. Foto diagrama exemplificado a fácies Coquina, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos, com uma polegada de diâmetro); (E e F) Fotomicrografia de lâminas delgadas vistas em luz normal. 58

Figura 24. Foto diagrama exemplificado a fácies Estromatólito, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos; (E e F) Fotomicrografia de lâminas delgadas vistas em luz normal e luz polarizada, respectivamente. 59

Figura 25. Foto diagrama exemplificado as fácies Laminito e Esferulitito, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho onde se observa a intercalação entre laminitos e Esferulititos; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos representado laminitos e Esferulititos respectivamente; (E) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz normal mostrando a fácies

- Laminito. (F) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz polarizada mostrando a fácies Esferulítico. 60
- Figura 26. Foto diagrama exemplificado as fácies Retrabalhadas (Grainstone e Rudstone), sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho onde se observa as fácies Grainstone e Rudstone respectivamente; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos representado Grainstone e Rudstone respectivamente; (E) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz normal mostrando Grainstone e Rudstone respectivamente. 61
- Figura 27. Fluxograma mostrando a sequência de atividades realizada e as técnicas utilizadas no trabalho. 64
- Figura 28. Figura esquemática mostrando a realização de um ensaio do tipo Scratch Test, o tratamento o perfil de pontos (UCS) adquirido e a correlação com o tipo de fácies e a porosidade. 67
- Figura 29. Estados de tensão durante a realização de um ensaio triaxial. 69
- Figura 30. Determinação de parâmetros elásticos a partir de ensaios uniaxiais. 69
- Figura 31. Definição da envoltória de Mohr-Coulomb e em consequência o ângulo de atrito e coesão do material a partir de ensaios triaxiais. 70
- Figura 32. Determinação da pressão crítica a partir da porosidade em carbonatos. 71
- Figura 33. Representação da premissa de aplicação do deslocamento nos modelos numéricos. Adaptado de Quevedo *et al.*, 2022. 73
- Figura 34. Superfície de plastificação para o modelo constitutivo SR3 onde (a) é a representação no plano p-q e (b) no plano desviador. 74
- Figura 35. Correlação entre a porosidade e o UCS para as formações Barra Velha (verde) e Itapema (azul) comparadas com a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal. 80
- Figura 36. Correlação entre a porosidade e o UCS para cada litologia e comparação a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal. 80

- Figura 37. Correlação entre a porosidade e o módulo de Young para cada litologia e comparação a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal. 82
- Figura 38. Correlação entre a porosidade e o coeficiente de Poisson para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Kumar *et al.* 2017 e Ameen *et al.* 2009. 83
- Figura 39. Correlação entre a porosidade e o ângulo de atrito para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Ameen *et al.* 2009 e Ezati *et al.* 2020. 86
- Figura 40. Correlação entre a porosidade e a coesão para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Al-Awad 2002 e Ezati *et al.* 2020. 87
- Figura 41. Comparação entre a magnitude do rejeito ao longo da falha e a propriedade PEMAG, que indica a magnitude da zona plastificada em torno da falha. 88
- Figura 42. Tensão Hidrostática ao final da simulação numérica. 89
- Figura 43. Trajetória de tensões ao longo da simulação para 3 pontos ao longo da falha. As setas numeradas indicam a sequência da trajetória de tensões. A tensão confinante inicial é de 10 MPa. 90
- Figura 44. Método de determinação da espessura da zona de dano. 91
- Figura 45. (a) Variação da espessura da zona de dano ao redor do plano de falha considerando diferentes valores de *PEMAG* mínimo. (b) Gráfico mostrando a variação da espessura da zona de dano em cada posição ao longo da falha. 93
- Figura 46. Comparação entre a relação $w \times D$ obtidas nos modelos numéricos para a litologia laminitos, considerando os valores mínimos de 0.15, 0.1 e 0.15 com dados de espessura da zona de dano em carbonatos a partir de observações de campo obtido de Sagy *et al.* (2003), Micarelli *et al.* (2006), Mirabella *et al.* (2011); Reyer *et al.* (2012), Bullock *et al.* (2014), Bussolotto *et al.* (2015), Balsamo *et al.* (2019), Kaminskaite *et al.* (2019) Mayolle *et al.* (2019). 94
- Figura 47. Trajetória de tensões ao longo da simulação para 3 regiões ao longo da falha, canto extremidade superior à direita, extremidade inferior à direita e centro da falha à direita. As setas numeradas indicam

- a sequência da trajetória de tensões. A tensão confinante inicial é de 40 MPa. 96
- Figura 48. Comparação da estimativa da espessura da zona de dano para as litologias retrabalhados e estromatólitos considerando σ_c de 10 MPa e 40 MPa. 96
- Figura 49. Gráfico mostrando a variação da espessura da zona de dano em cada posição ao longo da falha para os modelos da litologia retrabalhados considerando um valor mínimo de *PEMAG* igual a 0.05. 97
- Figura 50. Relação entre o rejeito e a zona de dano em diferentes posições ao longo do plano de falha. Os gráficos são representativos dos modelos da litologia laminito. 98
- Figura 51. Relação entre a zona de dano em diferentes posições da falha e a zona de dano no centro da falha (rejeito máximo) para as litologias coquinas e retrabalhados. 99
- Figura 52. Análise de sensibilidade para a coquina. Superior Esquerda - Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de *w* em relação à variação das variáveis independentes. 101
- Figura 53. Análise de sensibilidade para os retrabalhados. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de *w* em relação à variação das variáveis independentes. 102
- Figura 54. Análise de sensibilidade para os estromatólitos. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de *w* em relação à variação das variáveis independentes. 104

Figura 55. Análise de sensibilidade para os laminitos. Superior Esquerda - Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de w em relação à variação das variáveis independentes. 105

Figura 56. Região esperada para a espessura da zona de dano em cada litologia e as regressões lineares que representam seus limites inferior e superior. 107

Figura 57. Comparação entre os limites de ocorrência da zona de dano a partir da modelagem numérica e dados de campo e sísmica. Os dados de campo são oriundos de rochas carbonáticas extraídos de Sagy *et al.* (2003), Micarelli *et al.* (2006), Mirabella *et al.* (2011); Reyer *et al.* (2012), Bullock *et al.* (2014), Bussolotto *et al.* (2015), Balsamo *et al.* (2019), Kaminskaite *et al.* (2019) Mayolle *et al.* (2019). Os dados de sísmica são oriundos de Ma *et al.* (2019). 108

Lista de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros necessários para a utilização do modelo SR3 nas simulações numéricas.	75
Tabela 2. Valores máximos e mínimos de porosidade e rejeito da falha considerados no planejamento dos experimentos	77
Tabela 3. Matriz de experimentos elaborada a partir da metodologia <i>DOE</i> . Cada linha representa um modelo numéricos com propriedades do material e rejeito da falha específicos.	78
Tabela 4. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o UCS para cada tipo de rocha.	81
Tabela 5. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o módulo de Young para cada tipo de rocha.	82
Tabela 6. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o coeficiente de Poisson cada tipo de rocha.	84
Tabela 7. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o ângulo de atrito para cada tipo de rocha.	85
Tabela 8. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e a coesão para cada tipo de rocha.	87

Lista de Abreviaturas e Símbolos

MEF – Método dos Elementos Finitos

DOE – Planejamento de Experimentos (*Design Of Experiments*)

SRM – Metodologia da Superfície de Resposta (*Surface Response Methodology*)

D – Rejeito (Deslocamento) da Falha

$D_{máx}$ – Rejeito (Deslocamento) máximo da falha

NF – Núcleo da falha

ZD – Zona de dano da falha

L – Comprimento da falha

H – Altura da falha

w – Espessura da zona de dano da falha

σ_1 - Tensão principal máxima atuando em um ponto

σ_2 - Tensão principal média atuando em um ponto

σ_3 – Tensão principal mínima atuando em um ponto

σ_v – Tensão Vertical atuando em um ponto

Φ – Porosidade

UCS – Resistência à compressão uniaxial (*Unconfined compressive strenght*)

E – Módulo de Young

ν – Coeficiente de Poisson

c – Coesão

φ – Ângulo de Atrito

ψ – Ângulo de Dilatância

COQ – Coquinas

RET – Retrabalhados

EST – Estromatólitos

LMT – Laminitos

V_v – Volume de vazios da Rocha

V_t – Volume total da rocha

$\Delta\sigma$ – Tensão desviadora

σ_c – Tensão Confinante
 σ_{ax} – Tensão Axial
 ε_{ax} – Deformação axial
 ε_{rad} – Deformação radial
 σ_n – Tensão normal
 τ – Tensão de cisalhamento
SR3 – Soft Rock Model
 p – Tensão Efetiva Média
 q – Tensão desviadora ou de Von Mises
 β - Ângulo de atrito do material no plano p-q
 p_t - Tensão de plastificação na tensão hidrostática
 p_c^0 - Tensão de plastificação inicial na compressão hidrostática
 p_c – Pressão Crítica - Tensão de plastificação na compressão hidrostática
 n_y - Parâmetro que controla a forma da superfície de plastificação no plano p-q
 e_0 - Parâmetro de excentricidade da curvatura da superfície de plastificação
 g_σ - Função que controla a superfície de plastificação no plano desviador
 f_0, f_1 e α – Parâmetros de correção do plano desviador
 χ - Ângulo de dilatação da equação que define SR3
PEMAG – Magnitude das deformações plásticas
 $P_{\varepsilon p1}$ - Deformação plástica principal máxima
 $P_{\varepsilon p2}$ - Deformação plástica principal média
 $P_{\varepsilon p3}$ - Deformação plástica principal mínimo
 y – Variável de resposta na metodologia SRM
 X_i e X_j – Variáveis independentes na metodologia SRM
 $\beta_0, \beta_i, \beta_{ii}$ e β_{ij} - Coeficientes linear, quadrático e cruzados dos termos da equação na metodologia SEM
 $Adj R^2$ - coeficiente de regressão ajustado

1. Introdução

1.1. Panorama Geral

No contexto da indústria do petróleo, desde a exploração de novas jazidas até o gerenciamento da produção de reservatórios, a caracterização da dimensão e geometria das falhas e seu impacto nas propriedades da rocha tem um papel relevante no fluxo de fluidos dentro dos reservatórios. Assim, torna-se interessante descrever e compreender a formação dos elementos arquiteturais associados, como o núcleo de falha, onde se concentram os maiores rejeitos (ou deslocamentos), e a zona de dano adjacente, onde a rocha é deformada com menos intensidade. Na exploração de novas jazidas, estas feições auxiliam na identificação de rotas de migração ou na formação de trapas estruturais (Hardman e Booth, 1991; Moretti, 1998), enquanto que no âmbito do gerenciamento de reservatórios, as estruturas atuam na compartimentalização de blocos, agem como barreiras de fluxo, ou regiões preferencias de migração dos fluidos produzidos ou injetados (Fossen e Hesthammer, 1998; Caine, *et al.*, 1996; Matonti *et al.*, 2012; Haines *et al.*, 2016; Michie e Haines, 2016; Michie, Yielding e Fisher, 2018; Fernandez-Ibanez *et al.*, 2022; Stohler *et al.*, 2022). Além disso, estas estruturas têm impacto na perfuração de poços (Zoback, 2007; Gurrik, 2016), onde as regiões de falha estão associadas à menor resistência da rocha e, portanto, são mais suscetíveis à eventos de prisões de coluna. Também podem acontecer perdas de fluido para a formação devido ao intenso fraturamento das zonas de dano. Além disso, devido às variações de pressão dentro do reservatório devido à produção o conhecimento dos parâmetros mecânicos da zona de falha ajuda na avaliação de riscos relacionados à reativação destas estruturas (Quevedo *et al.*, 2017). Portanto, o reconhecimento da arquitetura de uma falha, ou zona de falha é um tópico essencial para a diminuição de riscos em diversas atividades desta indústria, desde a busca por novas acumulações até os estágios finais da produção.

A distribuição destas estruturas em um reservatório depende intrinsecamente das diferentes fácies, do comportamento reológico destas e dos estilos tectônicos

que ocorreram desde a deposição dos sedimentos até os dias de hoje. Estas relações entre o tipo de rocha e os esforços tectônicos aplicados têm influência na espessura da zona de dano de uma falha e das estruturas que serão desenvolvidas internamente (Fossen, 2020).

Em sedimentos ou rochas porosas e inconsolidadas, tal como areias ou calcários granulares (*grainstones*), esforços cisalhantes ou de tração levam à formação de bandas de deformação (Antonelini *et al.*, 2014; Araujo *et al.*, 2018; Cilona *et al.*, 2014; Tondi *et al.*, 2006) que tendem a diminuir a porosidade e permeabilidade da zona de dano em relação à rocha inalterada. Por outro lado rochas mais resistentes como carbonatos cristalinos ou arenitos consolidados levam à formação de fraturas (Michie *et al.*, 2014; Choi *et al.*, 2016; Mayolle *et al.*, 2019; Kaminskaite *et al.*, 2020), propiciando o desenvolvimento de regiões de maior permeabilidade. Já em regiões compressivas pode ocorrer o colapso de poros e o desenvolvimento de dissolução por pressão, fenômenos que também podem levar à redução da qualidade permo-porosa da rocha (Michie *et al.*, 2020; Tondi *et al.*, 2006)

1.2. Motivação e Justificativa

Na caracterização do reservatórios, é comum o mapeamento tridimensional das falhas que afetam a acumulação, porém a espessura da zona de dano raramente é definida com precisão através do dado sísmico (Botter *et al.*, 2016; Liao *et al.*, 2019; Zhao *et al.*, 2021). Uma maneira de estimar a espessura da zona de dano é a utilização de correlações empíricas que a relacionam com o rejeito das falhas (Choi *et al.*, 2016; Fossen e Rotevatn, 2016; Kim e Sanderson, 2005; Torabi e Berg, 2011). Tais correlações podem ser obtidas através de estudos de afloramentos análogos (Billi *et al.*, 2003; Mayolle *et al.*, 2019), utilizando-se interpretação de zonas de falhas em poços (Aarland e Skjerven, 2005; Lyu *et al.*, 2017) ou através de modelos físicos que mimetizem a evolução estrutural da área utilizada (Ellis, *et al.* 2004; Pereira *et al.*, 2021). Estas analogias podem apresentar incertezas, devido às variações de escala entre os dados adquiridos e as dimensões de um reservatório (Torabi e Berg, 2011). Mais ainda, a qualidade dos dados observados é afetada pelas imprecisões nas medições realizadas em campo, onde nem sempre é possível

estimar o rejeito real no plano de falha ou mesmo compreender em que posição da falha são realizadas as medições.

A modelagem numérica é uma alternativa para estimar de zona de dano, pois permite a representação das falhas na escala desejada e pode trazer informações sobre a evolução da deformação e do tipos de estruturas formadas em cada região do modelo (Andrade *et al.*, 2020, 2021; Congro, *et al.*, 2023; Lima *et al.*, 2020, 2021; Oliveira *et al.*, 2022; Quevedo *et al.*, 2022). Existem diferentes metodologias para a modelagem numérica geomecânica, porém o Método dos Elementos Finitos (MEF) é o mais utilizado.

Para a construção de modelos representativos utilizando essa abordagem, se faz necessária a definição de um modelo constitutivo para representar o fenômeno estudado e tais modelos utilizam propriedades geomecânicas as quais podem ser avaliadas a partir de ensaios em campo ou em laboratório. Na indústria do petróleo, a coleta de amostras de rocha em poço tem um alto custo envolvido e normalmente são coletadas em regiões localizadas dentro dos reservatórios. Como os ensaios para a determinação das propriedades geomecânicas têm caráter destrutivo, as amostras disponíveis para estes ensaios normalmente são muito restritas. Além disso, a grande variabilidade de fácies, texturas e outras propriedades físicas das rochas carbonáticas tornam mais complexa a sua distinção quanto ao comportamento geomecânico, requerendo a utilização de um maior número de amostras para uma caracterização adequada das propriedades. Uma alternativa é o uso de dados de regiões que apresentem analogia com a área de estudo (Chang *et al.*, 2006; Santos e Ferreira, 2010; Ferreira *et al.*, 2017). Porém, nem sempre estas associações trarão a representação mais adequada das propriedades mecânicas.

Na indústria do petróleo a propriedade de maior interesse relacionada à rocha é a porosidade (Φ), visto que são nos espaços vazios entre os grãos que os fluidos se encontram acumulados. Assim, os valores de porosidade das rochas no reservatório costumam estar amplamente disponíveis, seja por medições diretas em ensaios laboratoriais ou por meio de leituras indiretas feitas por perfis elétricos em poços. Diversos trabalhos foram elaborados com o intuito de correlacionar as propriedades mecânicas das rochas com sua porosidade, e assim fazer previsões da variação resistência de diversos tipos de rocha que compreendem reservatórios.

A Bacia de Santos, situada na costa sudeste do litoral brasileiro, tem sido foco de intensa atividade tanto exploratória como de produção de hidrocarbonetos nas

últimas duas décadas (Carminatti *et al.*, 2008; Bruhn *et al.*, 2017; Carlotto *et al.*, 2017). A descoberta de campos gigantes em rochas carbonáticas de elevada complexidade faciológica, diagenética, petrofísica e estrutural na camada denominada informalmente de “Pré-Sal” tem gerado a necessidade de melhor caracterização do comportamento estrutural (Gibbs *et al.*, 2003; Caldeira, 2018; Strugale *et al.*, 2021; Araujo *et al.*, 2022) e sedimentológico destes reservatórios (Mizuno, 2018; Lima e De Ros, 2019; Oliveira *et al.*, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Pietzsch *et al.*, 2020; Almeida Carvalho *et al.*, 2022). Neste contexto dois aspectos são de elevada importância, mas ainda carecem de maior discussão e definição, as propriedades mecânicas destas rochas (Santos e Ferreira, 2010; Ferreira *et al.*, 2017; Pilotto *et al.*, 2020; Andrade *et al.*, 2022) e o comportamento da zona de dano das falhas nos reservatórios (Caldeira, 2018; Fernandez-ibanez *et al.*, 2019; Fernandez-Ibanez *et al.*, 2022)

1.3. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho consiste em propor modelos de regressão para prever a espessura da zona de dano em uma falha considerando o seu rejeito e a porosidade do material.

Para tanto, são estabelecidos 3 objetivos secundários:

Definir correlações empíricas que relacionem a porosidade e as propriedades mecânicas de diferentes litologias dos carbonatos do Pré-Sal da Bacia de Santos utilizando a descrição litológica das fácies em testemunhos, ensaios do tipo *scratch test* e ensaios triaxiais.

Estimar a espessura zona de dano de falhas geológicas em diversos cenários utilizando modelagem numérica através do método dos elementos finitos.

Realizar uma análise de sensibilidade para verificar o impacto do rejeito e da porosidade, e propor modelos de regressão para definição da espessura de zonas de dano utilizando técnicas como o planejamento de experimentos (*design of experiments*, DOE) e a superfície de resposta (*surface response methodology*, SRM).

Ao fim, espera-se prover uma metodologia que possa ser aplicada de forma prática na caracterização da zona de dano de falhas em reservatórios de petróleo e que possa apoiar a construção de modelos geológicos de reservatório.

O tema de pesquisa do presente trabalho está inserido no contexto do projeto de pesquisa colaborativa entre PUC-Rio e a Petrobras com o título “GeoBand – Geomodelagem de zona de dano em falhas geológicas”.

1.4. Organização da Dissertação

Este trabalho está organizado em seis capítulos.

No capítulo 2 se apresenta o embasamento teórico para a realização do trabalho, onde são abordados assuntos relacionados a formação e o desenvolvimento da zona de dano, ao comportamento mecânico das rochas, e ao uso de correlações empíricas para a definição das suas propriedades.

O capítulo 3 compreende o contexto geológico da área de estudo, onde é apresentado arcabouço estrutural e estratigráfico da bacia de Santos e o agrupamento litológico utilizado no trabalho.

O fluxograma seguido na construção dos modelos será abordado no capítulo 4. Nele as principais metodologias empregadas, como o planejamento de experimentos e a superfície de respostas, a obtenção da porosidade e das propriedades mecânicas das rochas a partir de ensaios laboratoriais e a construção dos modelos numéricos serão descritas.

Resultados e discussões estão compreendidos no capítulo 5. Serão apresentadas as correlações empíricas entre as propriedades mecânicas para cada grupo litológico e os resultados inerentes à modelagem numérica. Além disso, serão propostos os modelos de regressão para cada litologia, juntamente com uma comparação entre os resultados e dados oriundos de literatura.

Por fim, no capítulo 6, serão apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho.

2. Embasamento Teórico

Neste capítulo serão discutidos os conceitos fundamentais que embasam o desenvolvimento da dissertação. Os temas abordados podem ser divididos em 2 áreas principais: (1) formação e desenvolvimento de falhas e definição e delimitação da zona de dano; (2) uso de correlações empíricas para a definição de propriedades mecânicas das rochas carbonáticas; (3) pressão crítica, transição entre o comportamento elástico e dúctil em rochas devido à compressão.

2.1. Formação e desenvolvimento de falhas

De acordo com Fossen (2012), uma falha poderá ser toda e qualquer superfície ou faixa estreita onde é visível um rejeito (D) causado por cisalhamento. Este rejeito é paralelo à superfície de falha e é dominado por mecanismos de deformação rúptil. Estruturas com rejeitos milimétricos ou por vezes centimétricos costumadamente são chamadas de fraturas de cisalhamento, enquanto o termo falha fica reservado a estruturas de maior escala, absorvendo rejeitos da ordem de um metro a centenas de metros.

Pelo viés da simplificação, estas estruturas são representadas tridimensionalmente como superfícies planas ou curvilíneas, e no espaço bidimensional como como linhas, por exemplo em mapas ou seções geológicas. Contudo, falhas são estruturas que formam zonas complexas de deformação, com múltiplos planos de cisalhamento e fraturas geneticamente associados, apresentando um núcleo de falha (NF) onde se concentram os maiores rejeitos e uma zona de dano no seu entorno (ZD), onde ocorrem deformações menos intensas, mas suficientes para modificar as propriedades físicas da rocha (Figura 1). Assim, a espessura de uma falha passa a ser um fator relevante para sua caracterização e definição, onde de acordo com Fossen (2012), uma falha pode ser descrita como um volume tabular de rocha com uma superfície central ou núcleo, onde o cisalhamento é mais intenso, envolto por um volume afetado em menor grau por

uma deformação rúptil que tem relação espacial e genética com a falha (Caine *et al.*, 1996; Micarelli *et al.*, 2006; Childs *et al.*, 2009; Nicol *et al.*, 2019).

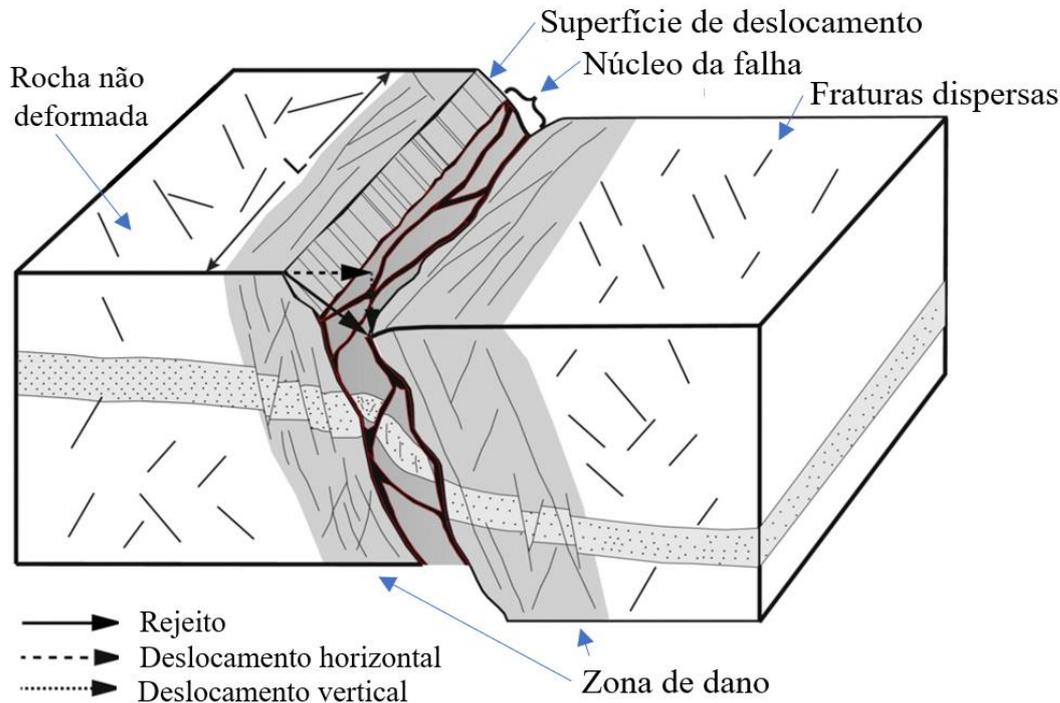


Figura 1. Ilustração esquemática do núcleo da falha e da zona de dano, modificado de (Torabi e Berg, 2011). O núcleo da falha inclui a superfície de deslizamento, e rocha intensamente deformada. A zona de dano é preenchida por estruturas deformacionais como falhas secundárias, bandas de deformação e fraturas. O comprimento da falha (L) é a máxima dimensão linear medida ao longo da falha (strike) na superfície de deslizamento. O rejeito (D) ou deslocamento representa a separação entre dois pontos que estavam unidos (em ambos os lados) antes do desenvolvimento da falha, pode ser subdividido em dois componentes, deslocamento horizontal (heave) e vertical (throw).

As falhas se desenvolvem a partir de deformações na crosta terrestre devido a esforços que superam o limite de resistência das rochas. Sua orientação está relacionada às direções de estiramento, sendo que de forma simplificada correlacionam-se com as direções de tensões principais (σ_1 , σ_2 e σ_3). Anderson (1951) propôs uma classificação de regimes de esforço tectônico em três classes, considerando rochas isotrópicas e a ausência de esforços de cisalhamento na superfície da terra em estado plano de deformação: normal, reverso (ou de cavalgamento) e transcorrente (ou direcional). Assumindo que um dos esforços deve ser vertical, e portando os outros dois serão horizontais, os três regimes tectônicos serão definidos baseando-se em qual das tensões principais é a vertical, conforme pode ser observado na Figura 2. Quando σ_1 é igual a tensão vertical (σ_v) o regime de falha é normal, quando o σ_2 corresponde a σ_v o regime é transcorrente, e quando σ_3 está na posição de σ_v o regime é reverso. Considerando o critério de

Coulomb e um coeficiente de atrito de 0.6, representativo para rochas em geral (Byerlee, 1968), se forma um ângulo de 30° entre a tensão principal máxima (σ_1) e a falha. Dessa forma, as falhas normais têm um mergulho médio de 60° , as falhas reversas têm um mergulho de 30° , enquanto as falhas transcorrentes são subverticais. No contexto das falhas normais e reversas o bloco de rocha que está posicionado acima do plano inclinado é chamado de teto, enquanto o bloco de rocha posicionado abaixo do plano inclinado é chamado de muro.

É importante ressaltar que os regimes propostos por Anderson são uma simplificação para o estado plano de deformação e, na realidade, as tensões principais na crosta podem sofrer variações que são evidenciadas por movimentações oblíquas de falhas. Inúmeros fatores podem ser os responsáveis por estas variações, tal como anisotropias nas rochas, variações na resistência das rochas, ou variações de tensões relacionadas a interações entre falhas ou desenvolvimento de falhas não planares.

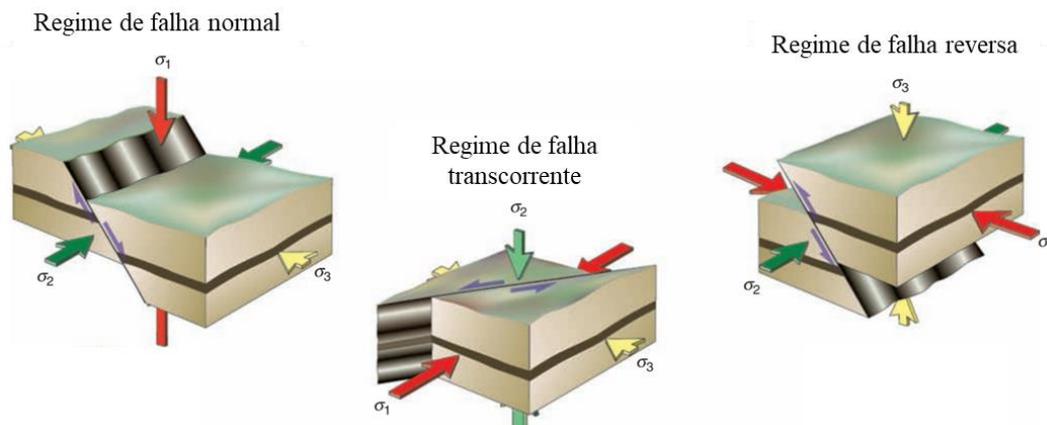


Figura 2. Relação entre a orientação das tensões principais e os regimes tectônicos Andersonianos de formação de falha. Modificado de Fossen, 2012.

Após sua nucleação, as falhas tendem a evoluir mantendo uma relação entre o rejeito (D) e seu comprimento (L). Normalmente o maior rejeito ($D_{máx}$) está na posição central da falha, enquanto nas extremidades, o D é nulo. Esta relação é válida tanto para a sua propagação na horizontal, como na vertical, o que confere ao plano de falha uma forma elíptica (Figura 3). Inúmeros trabalhos estimaram a relação entre o L e o D , onde tanto dados de campo como dados sísmicos mostram através da medição do deslocamento e do comprimento que existe relação entre estes dois atributos.

Embora a geometria elíptica seja a melhor representação conceitual para uma falha isolada, as variações litológicas nas camadas que são atravessadas pela falha podem gerar variações nesta distribuição, bem como a interação e conexão entre falhas geneticamente relacionadas podem mostrar padrões mais complexos de distribuição entre o rejeito e o comprimento da falha.

O rejeito máximo de uma falha é função da excentricidade do plano, razão entre o comprimento e a altura (H) da falha e da resistência da rocha aos esforços. Conforme Kim e Sanderson (2005), existe uma relação geral entre o $D_{máx}$ e L falha em diferentes ordens de magnitude. Normalmente L é comparado com $D_{máx}$ em diagramas logarítmicos (Figura 4), onde linhas retas indicam uma relação exponencial ou de potência entre os dois parâmetros, conforme a equação (1). Nessa equação, n pode variar entre 0.5 e 2, sendo que $n = 1$ indica uma relação linear, enquanto n diferente de 1 implica em uma geometria dependente da escala. O valor de a é determinado a partir de uma expressão do rejeito da falha por unidade de comprimento, onde numa relação linear ($n=1$), a representa a razão $D_{máx}/L$.

$$D_{max} = aL^n \quad (1)$$

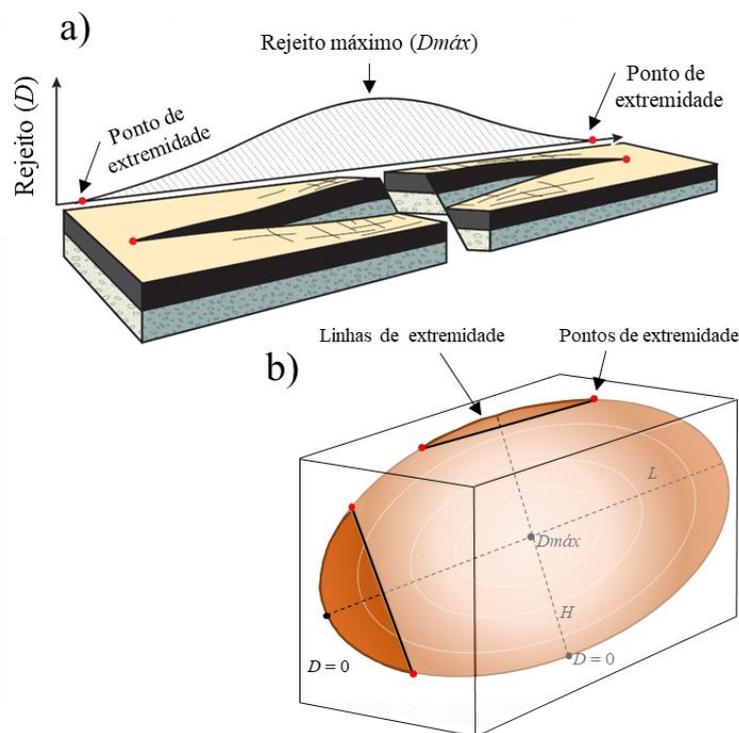


Figura 3. (a) Esquema de uma falha ideal isolada e a variação do rejeito ao longo de seu comprimento. (b) Aspectos geométricos do modelo elíptico de uma falha isolada, onde o centro tem rejeito máximo e a linha de extremidade (bordas da falha) tem rejeito nulo. O traço da falha será a interseção de seu plano com uma superfície arbitrária, como um afloramento ou seção sísmica; os pontos finais destes traços são os pontos de extremidade. Adaptada de Fossen, 2012.

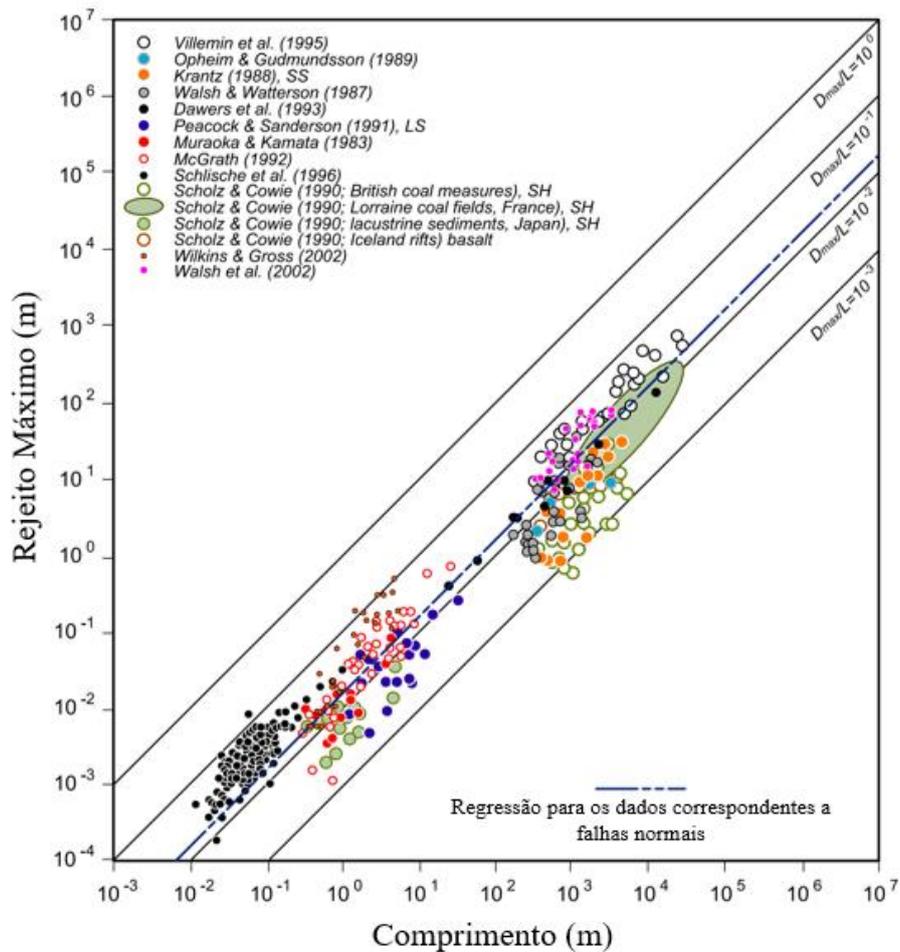


Figura 4. Adaptado de (Kim e Sanderson, 2005). Diagrama log-log mostrando a relação entre o rejeito máximo ($D_{máx}$) e o comprimento da falha (L). A nomenclatura SS corresponde a falhas em arenitos, LS em carbonatos e SH em folhelhos

Os autores Kim e Sanderson (2005) também identificam que existe uma considerável variação nas razões $D_{máx}/L$. Um dos fatores principais para esta discrepância é a dificuldade na estimativa, tanto do rejeito, como no comprimento das estruturas. No que tange ao comprimento da falha, existem muitas imprecisões na posição e direção da medição em campo, e por vezes imprecisão na terminologia empregada para definir o que representa o comprimento horizontal ou vertical da falha, gerando dificuldade de correlação com dados de outras áreas de estudo. Também, estimativas feitas em dados sísmicos podem estar subestimadas devido a efeitos de resolução.

Na medição do rejeito máximo, o efeito de corte de uma sessão aflorante nem sempre estará posicionada da região de maior rejeito da falha, gerando estimativas subestimadas e dispersão na razão de $D_{máx}/L$. Além disso, a história evolutiva da falha, e da geologia local deve ser considerada. Por exemplo, falhas

podem sofrer reativação, ou rotação de blocos, que poderão indicar valores de rejeito discrepantes em relação ao originalmente acumulado pela estrutura.

Falhas podem se desenvolver a partir de sua nucleação através de dois mecanismos. O primeiro influenciado por abalos sísmicos, denominado “cola-desliza” (*Stick-slip*) e o segundo, chamado de deslizamento estável, onde não a sismicidade não é necessária (Fossen, 2012). A variação da tensão e do rejeito ao longo do tempo em cada um dos processos podem ser observados na Figura 5. No modelo cola-desliza, o deslocamento ocorre em eventos sísmicos bruscos e períodos sem deslocamento. Nos períodos quiescentes, os esforços se acumulam até que a resistência ao atrito no plano de falha seja expedita e uma nova movimentação ocorra. A deformação estará relacionada à magnitude do sismo, e será cumulativa de acordo com o número de eventos que afetem o plano. O modo de deslizamento estável, ou assísmico, prevê que o rejeito se acumula a uma taxa constante, sendo por vezes necessário um incremento gradual de força devido aos efeitos de endurecimento por deslizamento, relacionado com as deformações que já ocorreram no plano de deslizamento.

A posição da falha na crosta pode ser um fator determinante para o mecanismo controlador da formação da falha. Enquanto o processo cola-desliza é favorecido em regiões tectonicamente ativas, e em porções mais profundas, o deslizamento estável tende a ocorrer em regiões rasas, onde a tensão normal ao plano de falha é menor. A litologia também tem impacto na tendência de ocorrer um ou outro mecanismo, sendo que sedimentos ou rochas sedimentares porosas são mais propensas a falharem devido ao deslizamento estável do que rochas ígneas ou metamórficas, costumeiramente com porosidades insignificantes e muito mais resistentes.

Outro importante fator no desenvolvimento das falhas em sucessão sedimentar é o fato das camadas empilhadas possuírem propriedades distintas, característica que confere às sucessões sedimentares uma a estratigrafia mecânica. Diferentes tipos de rochas terão diferentes propriedades elásticas e de resistência, e, portanto, responderão de forma distinta aos esforços. Em bacias sedimentares, onde os sedimentos depositam-se acamados, é comum a intercalação entre diferentes tipos de rochas em camadas com diferentes espessuras e características texturais e mecânicas. Conseqüentemente, as estruturas deformacionais decorrentes da propagação da falha poderão ser distintas de camada para camada. Este

fenômeno pode influir tanto na espessura da zona de falha (ou zona de dano) como na propagação lateral das estruturas (Hooker, *et al.*, 2013; Cilona *et al.*, 2014; Shahin *et al.*, 2021; Procter & Sanderson, 2018). Uma vez que uma fratura gerada em resposta à deformação imposta pela falha tende a ficar restrita a uma camada, para acomodar a deformação e liberar energia ela tenderá a propaga-se lateralmente neste estrato, gerando estruturas com maior excentricidade (relação D/H) e conseqüentemente variações na razão D/L (Fossen, 2012).

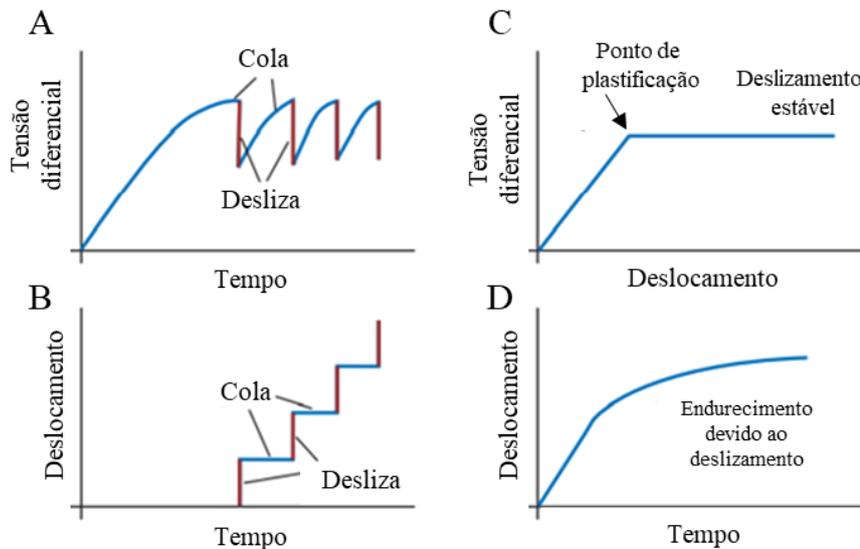


Figura 5. Gráficos idealizados, modificados de Fossen (2012), ilustrando a diferença entre os processos de formação das falhas, cola-desliza (A e B) e deslizamento estável (C e D).

2.2. Definição da zona de dano

Como descrito no item 2.1, uma falha compreende um volume de rocha onde se observam duas regiões distintas, o núcleo de falhas (NF) e a zona de dano (ZD), ambos resultados do deslocamento relativo entre os blocos no plano de falha. O núcleo da falha é a região que concentra o maior rejeito, e onde se observa a presença de rocha de falha, normalmente gerando brechas ou até mesmo farinha de falha (ou *gouge* de falha) resultado da fragmentação total da rocha (Childs *et al.*, 2009; Nicol *et al.*, 2019, Fossen, 2012). A zona de dano, por sua vez, compreende a região no entorno da falha que não sofre a deformação intensa como ocorre no núcleo, porém desenvolve uma série de estruturas deformacionais que poderão variar devido ao estado de tensões e ao tipo de rocha que está sendo deformada (Mayolle *et al.*, 2019). As estruturas mais comuns observadas em zonas de dano são as fraturas de cisalhamento associadas, bandas de deformação, dobras,

estilolitos (dissolução por pressão) e veios. Um diagrama esquemático da distribuição do núcleo e zona de dano, bem como das possíveis estruturas relacionadas poder ser observado na Figura 6, adaptada de (Choi *et al.*, 2016).

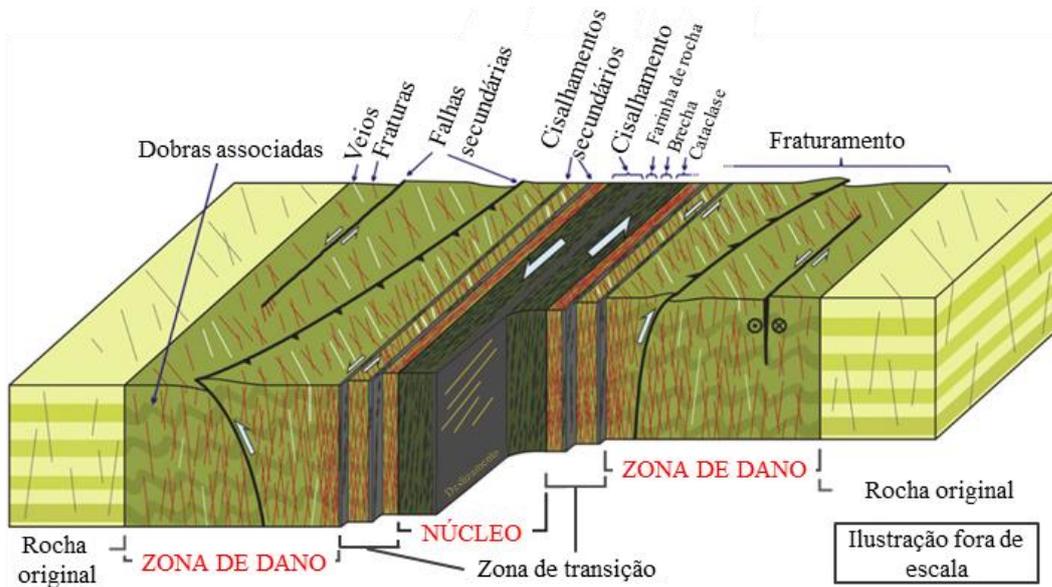


Figura 6. Bloco diagrama conceitual de uma zona de falha, adaptado de Choi *et al.*, 2016. A figura mostra os principais componentes da arquitetura de uma zona de falha, como o núcleo e a zona de dano, e as estruturas internas possíveis.

Conforme Mayolle *et al.* (2019), a espessura da zona de dano (w) é definida pelo volume total de rocha adjacente a ambos os lados da falha que apresenta estruturas de deformação. A espessura total compreenderá tanto o núcleo da falha, como a zona de dano em si, medida perpendicularmente ao plano de falha (Figura 7).

De acordo com Choi *et al.* (2016), o método mais utilizado para estimar a espessura da zona de dano consiste em definir o número de estruturas deformacionais por unidade de comprimento ao longo de linhas de varredura transversais à falha. A Figura 7 ilustra, através de um caso hipotético, a distribuição de estruturas deformacionais ao longo da falha onde a densidade de estruturas é de aproximadamente $2m^{-1}$ fora da zona de falha e aumenta para $4m^{-1}$ a $8m^{-1}$ no intervalo correspondente à zona de dano. As informações podem ser mostradas através de gráficos de barras (Figura 7) indicando a frequência das estruturas por metro, ou através de gráficos que relacionam frequência acumulada de fraturas ao longo da seção transversal. As mudanças na inclinação da reta de frequência indicam a variação na densidade de fraturas sendo que os pontos de inflexão podem

ser selecionados como limite da zona de dano. É importante destacar que este critério apresenta algumas incertezas, e seu uso dependerá de interpretação quando existe mais de uma inflexão na distribuição da frequência. Nestas situações, devem ser realizadas várias linhas de varredura ao longo do plano de falha, com o intuito de caracterizar melhor a zona de dano. Além disso, o conhecimento da evolução geológica da área de estudo é de suma importância no reconhecimento de fraturas que não estejam associadas à formação da falha e que podem mascarar a definição da espessura da zona de dano.

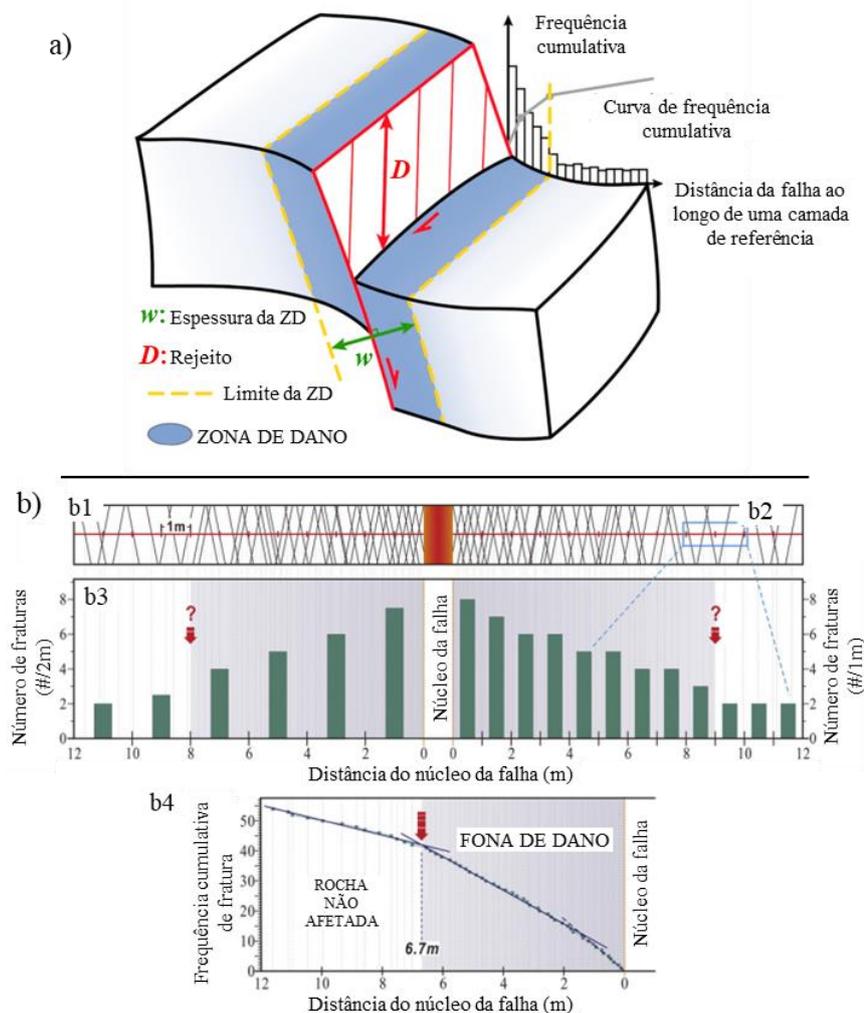


Figura 7. (a) Diagrama esquemático 3D exemplificando a definição da zona de dano a partir da frequência acumulada de fraturas ao longo de uma linha de varredura, adaptado de Mayolle *et al.* (2019). (b) diagrama esquemático comparando diferentes métodos analíticos para estimar a espessura da zona de dano (modificado de Choi *et al.* 2016) onde (b1) mostra a distribuição de fraturas ao longo de uma seção hipotética, (b2) apresenta diagramas de barras que representam a frequência cumulativa baseada em intervalos de 2 e 1 metro, (b3) detalha a distribuição de fraturas no entorno da região e da zona de dano e (b4) apresenta o a curva de frequência cumulativa e os diferentes gradientes ao longo desta distribuição. Nas seções b (2 e 4) é possível perceber que há mais de uma opção de mudança na frequência cumulativa que poderia ser interpretado como o limite da zona de dano.

Na indústria de óleo e gás, há a limitação de acesso às informações das zonas de falha, acessadas diretamente em uma dimensão (poços) ou de forma indireta através dos dados sísmicos em seções 2d ou volumes 3d. Embora o dado sísmico proporcione uma visão espacial da distribuição e do rejeito das falhas, fatores relacionados a resolução sísmica interferem na definição dos elementos arquiteturais da falha, bem como na obtenção de suas medidas. Todavia, é comum o uso de atributos sísmicos, propriedades obtidas a partir do dado original (amplitude sísmica) para a estimativa da espessura da zona de dano, enquanto o comprimento da falha e o rejeito são definidos através do mapeamento das estruturas e das camadas adjacentes.

Liao *et al.* (2019) utilizaram o atributo de coerência para a estimativa da espessura da zona de dano em falhas transcorrentes na bacia de Anadarko, nos Estados Unidos, enquanto Liao *et al.* (2020) utilizaram uma análise do atributo de variância sísmica para a estimativa da espessura da zona de dano em falhas normais secundárias em um sistema transcorrente em campos de petróleo carbonáticos da bacia de Bohay Bay, China. Uma metodologia similar foi adotada por Zhao *et al.* (2021) na bacia de Tarim, também em falhas transcorrentes em carbonatos. Alaei e Torabi (2017) utilizaram decomposição espectral e atributos de coerência para definição da zona de dano em falhas normais em rochas silisiclasticas da plataforma continental da Noruega. Estes estudos concluem que há um aumento da espessura da zona de dano quando há um aumento do rejeito da falha. Entretanto se propõem diferentes correlações para cada área estudada, o que pode ser atribuído à resolução sísmica utilizada e à complexidade estrutural de cada área. Neste sentido, destacam-se os trabalhos de Botter *et al.* (2014, 2016) que utilizaram a modelagem numérica por elementos discretos junto com correlações empíricas para a definição das propriedades acústicas do material. Estes autores analisaram a deformação volumétrica e o desenvolvimento de sísmica sintética para avaliar a o potencial de uma aquisição sísmica em representar adequadamente uma zona de falha e suas propriedades.

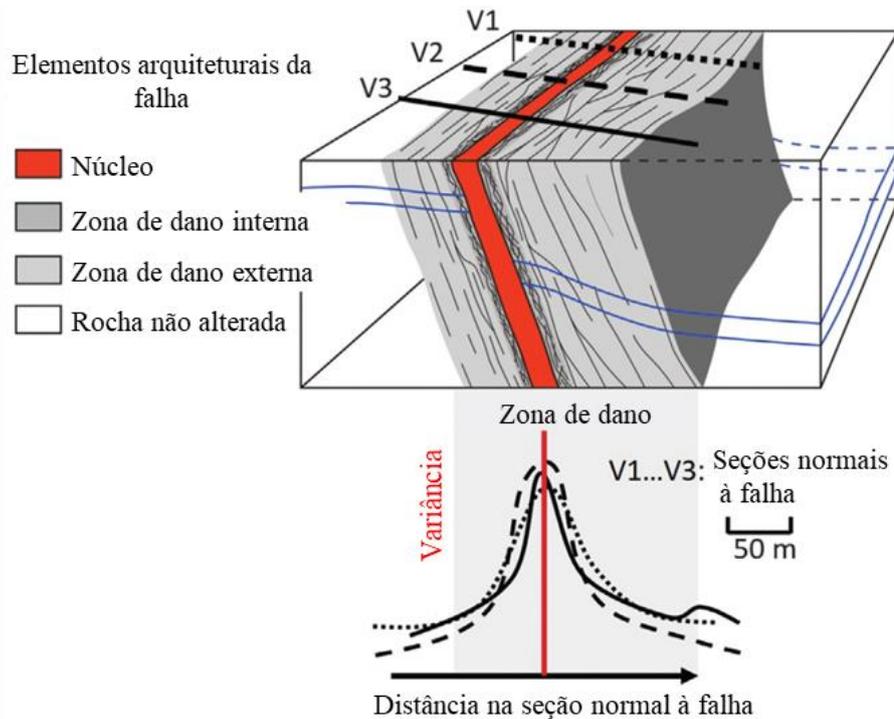


Figura 8. Diagrama esquemáticos adaptado de Liao *et al.* (2020) exemplificando a metodologia para a definição da espessura da zona de dano em falhas a partir de atributos sísmicos.

Conforme variados autores (Shipton e Cowie, 2003; Fossen e Hesthammer, 1998; Beach *et al.*, 1999; Childs *et al.*, 2009) é possível relacionar a espessura da zona de dano (w) com o rejeito da falha (D). Com exemplo, Shipton and Cowie (2003) sugeriram que as falhas presentes nos arenitos Navajo (Utah, EUA) apresentam uma zona de dano que é 2.5 vezes o rejeito. Alguns estudos como o de Fossen and Hesthammer (1998) sugerem uma relação linear para a relação $w \times D$ considerando gráficos em escala logarítmica. A Figura 9 mostra dois gráficos logarítmicos onde pode ser observada a variação na relação $w \times D$ para arenitos, extraído de Torabi e Berg (2011), e para carbonatos, extraído de Mayolle *et al.* (2019).

A partir dos dados coletados, Torabi e Berg (2011) mostraram que a zona de dano pode ter um valor menor, igual ou até mesmo maior que o rejeito da falha. Também é possível observar que a razão D/w varia quando se agrupa as falhas de pouco rejeito ($D < 1$ m) e as falhas com rejeito médio ($D > 1$). Variação similar é observada no gráfico de Mayolle *et al.* (2019), porém, neste caso a razão D/w parece ser diferente para rejeitos menores ou maiores que 100m. Estas variações mostram uma dependência da escala na relação entre os dados. Este fenômeno pode estar relacionado com inúmeros fatores como o tipo de litologia, o estado de tensões e o

estilo da falha, imprecisões quando a estimativa da magnitude do rejeito ou da espessura da zona de dano.

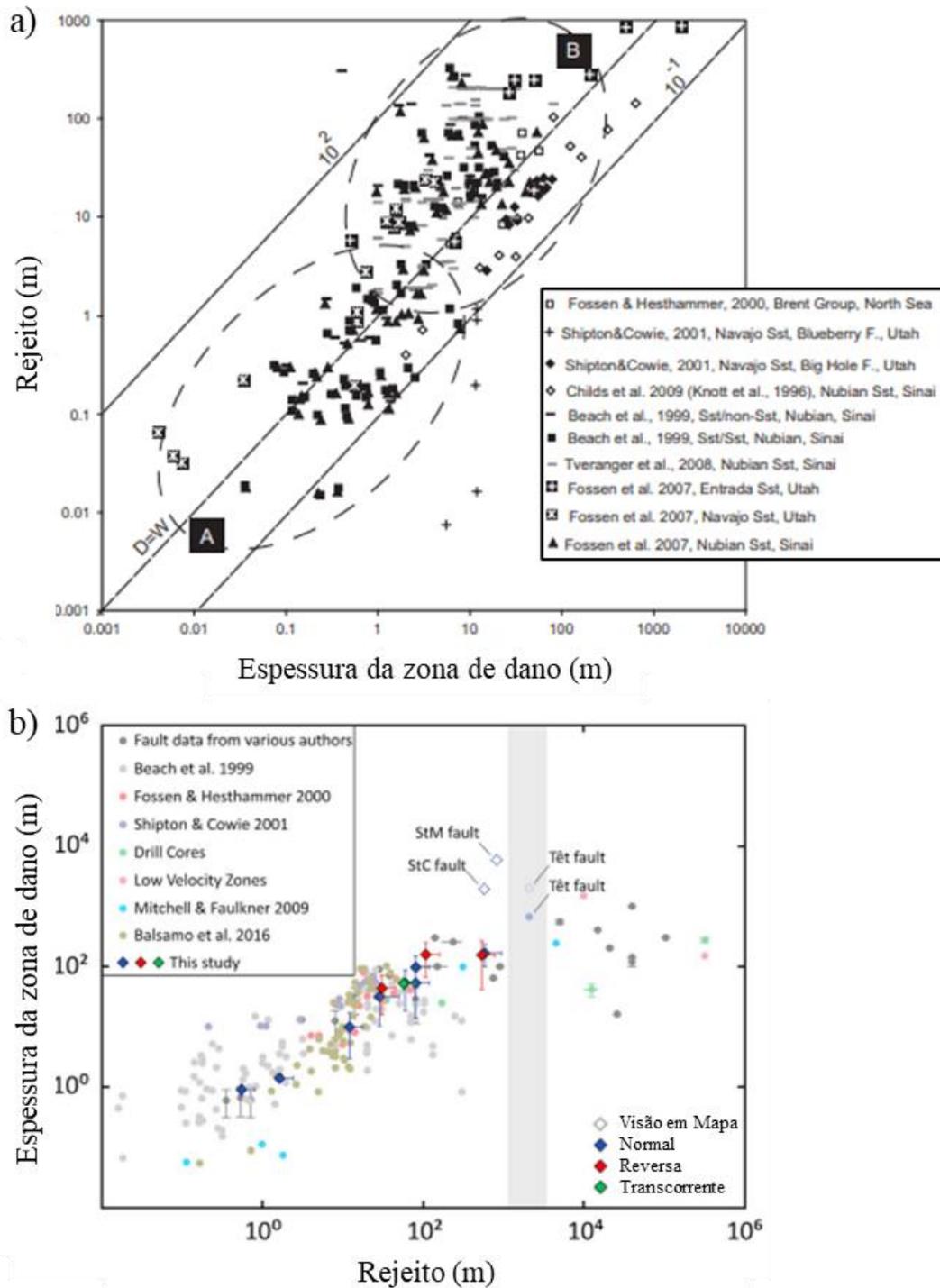


Figura 9. (a) Relação entre o rejeito da falha e a espessura da zona de dano em rochas siliciclásticas (Sst são arenitos e Sh são folhelhos), modificado de Torabi e Berg (2011). Nota-se que a distribuição dos dados é diferente para falhas de tamanho pequeno (A) e médio (A), sendo que a transição parece estar nas estruturas de aproximadamente 1m. (b) Relação entre a espessura total da zona de falha e o rejeito da falha em carbonatos, adaptado de Mayolle *et al.*, 2019. Observa-se que uma relação linear das duas variáveis pode ser definida entre os rejeitos de 1 e 100 metros, sendo que a mesma relação não é observada para rejeitos maiores (centenas ou milhares de metros).

Possivelmente, o principal elemento de impacto nestas relações seja a conexão entre falhas ao longo da evolução da falha. Enquanto para menores rejeitos, a relação $w \times D$ corresponde a uma única estrutura. Conforme a deformação evolui, as falhas lateralmente associadas passam a coalescerem, gerando interferência entre suas zonas de dano, e conseqüentemente na relação entre o comprimento da falha e o rejeito.

Levando em conta a complexidade tridimensional da relação entre falhas e a arquitetura da zona de dano, assim como a dificuldade em analisar de forma plena esta perspectiva, Choi *et al.* (2016) propuseram uma classificação que visa relacionar a seção onde está sendo observada a zona de falha e as principais complexidades e relações internas. Os três principais tipos de zona de falha descritos nesta classificação são: zona de dano ao longo da falha, zona de dano ao redor da terminação da falha e zona de dano através da falha (Figura 10).

Cada tipo de zona de dano é descrito a partir das variações das estruturas deformacionais ao longo (variação lateral) e através (espessura da zona de dano) do plano de falha. A zona de dano ao longo da falha levará em conta as variações de estruturas em relação ao comprimento da estrutura, incluindo, em casos mais complexos as características da deformação quando há conexão entre dois segmentos de falhas distintos. A zona de dano ao redor da terminação da falha diz respeito as variações específicas à terminação da falha nesta posição. Por fim, a zona de dano através da falha representará as variações transversais ao plano, observando as variações das estruturas conforme se afastam do plano de falha. Esta categoria corresponde ao tipo de observação bidimensional mais utilizada em afloramentos as seções sísmicas, e de onde são extraídos a maioria dos dados de literatura que correlacionam o rejeito com a zona de dano. No presente trabalho, onde utilizaremos modelagem numérica que representa uma seção bidimensional (2d) através de uma falha normal, poderão ser feitas observações quanto as características da zona de dano através e ao longo de uma única falha.

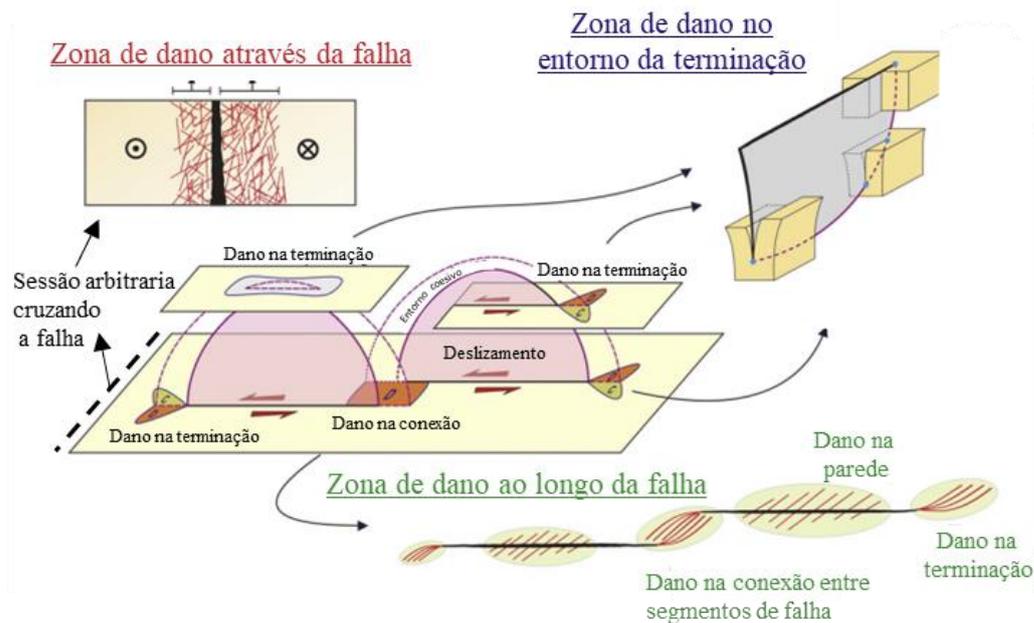


Figura 10. Esquema 3D ilustrativo dos variados tipos de zona e dano ao redor de um segmento de falha transcorrente sinistral, onde C indica a região de contração e D a região de compressão (modificado de Choi *et al.* (2016)). As zonas de dano podem ser divididas em 3 grandes grupos: zona de dano ao longo da falha, zona de dano ao redor da terminação da falha e zona de dano através da falha.

2.3. Modelagem da zona de dano

A discussão em torno da caracterização da zona de dano e definição de sua espessura pode ser feita por diferentes técnicas através da observação e interpretação das falhas tanto em superfícies como em subsuperfície. Muitas incertezas estão relacionadas a esta atividade, em particular em relação à distribuição espacial dos elementos arquiteturais da falha em afloramentos, ou à resolução sísmica inadequada para dados em subsuperfície. Uma alternativa viável para estas estimativas é a modelagem da zona de dano que tem por intuito simular uma situação análoga a da área de estudo por meio de modelos numéricos.

Estas simulações podem ser feitas em escala de laboratório, a exemplo de Lima *et al.* (2020, 2021), que apresentaram uma metodologia para a caracterização das bandas de cisalhamento em rocha carbonática por meio do método dos elementos finitos (MEF) em escala similar à de ensaios triaxiais. Os resultados mostraram que as propriedades de resistência, o uso de leis de fluxo não associadas e o amolecimento por deformação são os fatores que mais influenciam na iniciação e desenvolvimento das bandas de cisalhamento. Corrêa (2016) utilizou o método dos elementos finitos para modelar, em escala de ensaios triaxiais, o

comportamento tensão-deformação comparando com os dados obtidos em ensaios laboratoriais.

Na escala de reservatórios, Andrade *et al.* (2020, 2021) apresentaram duas metodologias baseadas no método dos elementos finitos (MEF) para analisar a formação e evolução das zonas de dano em escala de reservatório. Na primeira abordagem, a zona de falha é totalmente representada através de um meio contínuo, enquanto na segunda, a falha é representada como um plano por meio de uma descontinuidade, sendo que em ambas as aproximações, a zona de dano é estabelecida através das regiões plastificadas. Os autores também identificam os principais parâmetros geomecânicos e numéricos (Figura 11) que influenciam no desenvolvimento das zonas de dano, bem como os diferentes mecanismos de deformação que ocorrem na mesma.

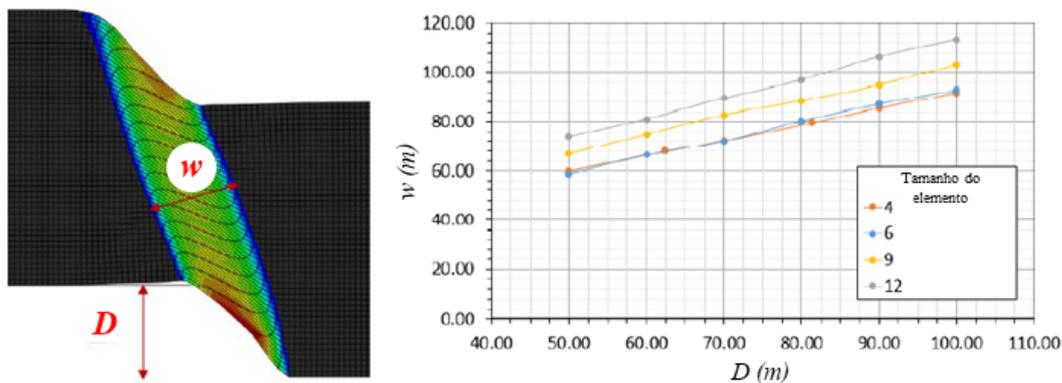


Figura 11. Impacto do tamanho dos elementos em uma malha de elementos finitos na obtenção da espessura da zona de dano. Adaptado de Andrade *et al.* (2020)

Quevedo *et al.* (2022) apresentaram uma metodologia baseada no método dos elementos finitos e modelos elastoplásticos para a definição da zona de dano em falhas geológicas. O estudo mostra (Figura 12) que além do rejeito da falha, as propriedades mecânicas do material e a posição onde é medida a zona de dano ao longo da falha impactam na avaliação da espessura da zona de dano. Congro *et al.* (2023) definiram modelos de regressão que são adequados a estimativa da zona de dano em arenitos a partir da porosidade da rocha e o rejeito da falha. O artigo propõe uma metodologia baseada no método dos elementos finitos, correlações empíricas a partir da porosidade da rocha para a definição das propriedades mecânicas do material para a definição da zona de dano em modelos numéricos e análise estatística na obtenção da modelo de regressão. Por fim, Oliveira *et al.* (2022)

propuseram uma metodologia para a modelagem numérica da zona de dano em regiões de interação entre duas falhas, avaliando o impacto da distância entre as duas estruturas nos resultados.

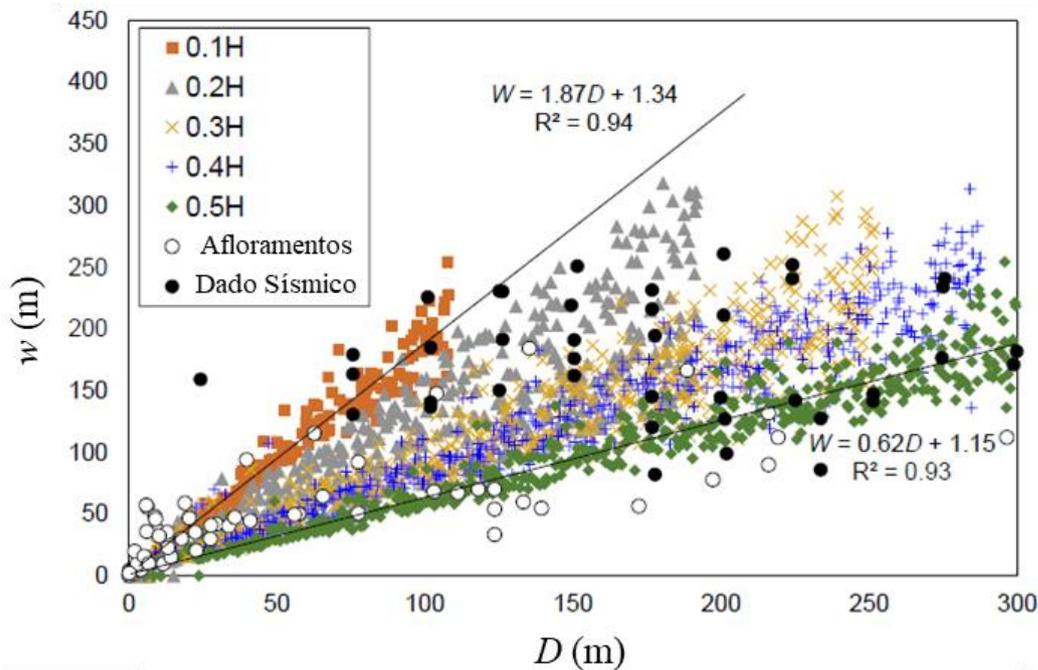


Figura 12. Modificado de Quevedo et al. 2022. Impacto da posição ao longa da falha na relação entre o rejeito e a zona de dano observado a partir de modelos numéricos.

2.4. Correlações empíricas para a definição de propriedades mecânicas das rochas carbonáticas

Um importante obstáculo para a compreensão da formação da zona de dano em falhas, bem como a mitigação de riscos geomecânicos em reservatórios e perfuração de poços é a determinação de valores adequados para as propriedades mecânicas das rochas analisadas. Neste contexto se faz importante a definição das propriedades elásticas do material através do Módulo de Young (E) e do Coeficiente de Poisson (ν), e das propriedades de resistência, como a resistência à compressão uniaxial (UCS), a coesão (c) e o ângulo de atrito (ϕ). Os dois últimos, são os elementos necessários para a delimitação da envoltória de Mohr-Coulomb, modelo constitutivo amplamente usado na caracterização da resistência de um material. De forma geral, há grande variabilidade nas estimativas da resistência das rochas, e enquanto rochas ígneas ou metamórficas podem ter comportamentos notadamente distintos das rochas sedimentares (Schon, 2011), a grande variabilidade de fácies, texturas e outras propriedades físicas das rochas

sedimentares tornam mais complexa a sua distinção quanto ao comportamento mecânico, onde se observa que os carbonatos apresentam grande dispersão, conforme a Figura 13.

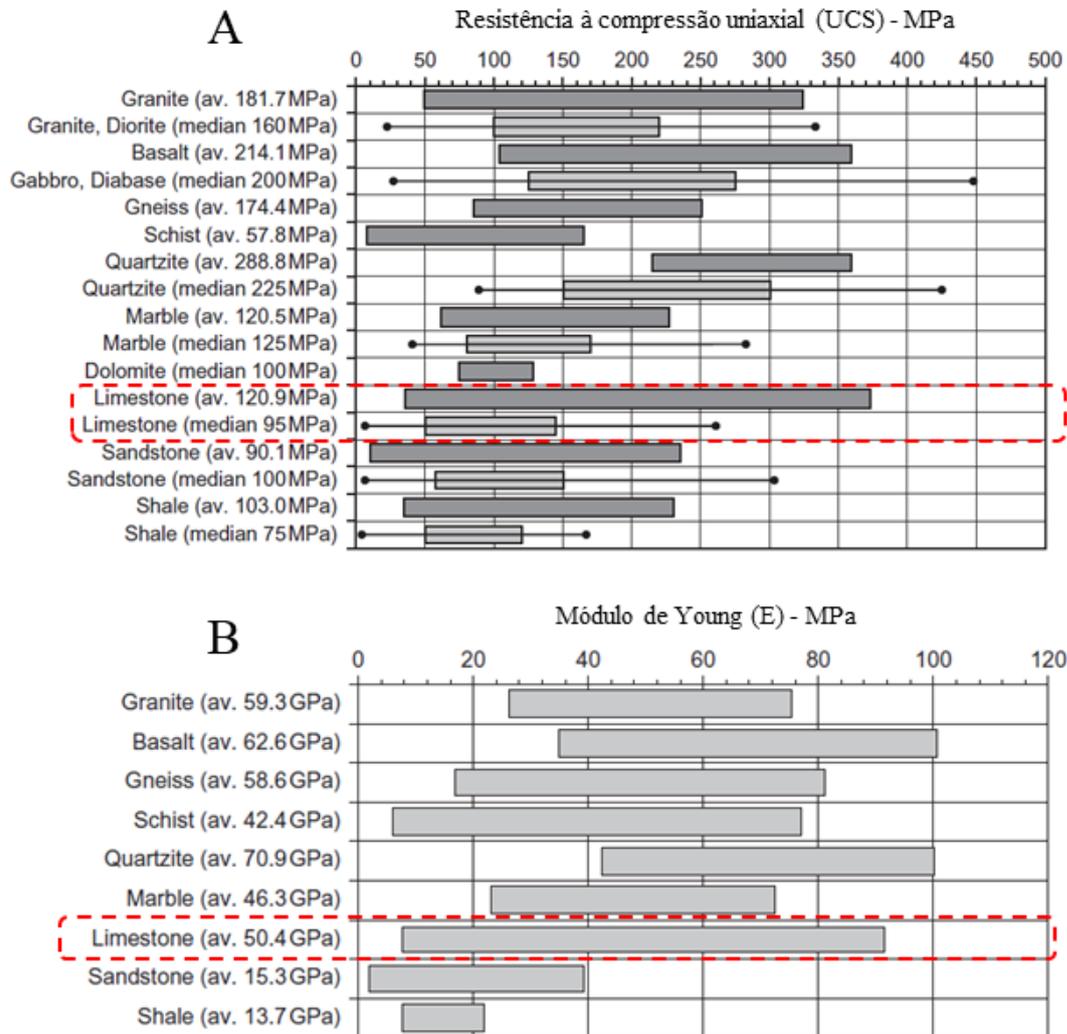


Figura 13. Diagramas adaptados de Schon (2011) mostrando a variabilidade nas propriedades de resistência das rochas (A) UCS e (B) Módulo de Young. As linhas pontilhadas em vermelho evidenciam os carbonatos.

A obtenção das propriedades mecânicas pode ser realizada de forma direta, através de ensaios triaxiais ou uniaxiais em laboratório. Na indústria do petróleo, a coleta de amostras de rocha em poço tem alto custo e normalmente são coletadas em regiões localizadas dentro dos reservatórios. Além disso, como os ensaios mecânicos têm caráter destrutivo, ou seja, inviabilizam a amostra para outros tipos de análise subsequente, as amostras disponíveis para estes ensaios normalmente são muito restritas.

Uma forma de contornar estas dificuldades é a utilização de correlações empíricas entre os parâmetros mecânicos das rochas e outras propriedades adquiridas através de perfis elétricos em poços. Conforme Chang, *et al.* (2006), a base para estas correlações reside no fato de que os mesmos fatores que afetam a resistência da rocha, também afetam outras propriedades como a velocidade de propagação de ondas, módulo de elasticidade dinâmico ou a porosidade. O autor também ressalta que é importante que estas correlações sejam calibradas com dados de laboratório sempre que possível e que sempre seja feita uma análise de modelos propostos e sua aderência à área de estudo.

Na indústria do petróleo, a propriedade de maior interesse relacionada à rocha é a porosidade (Φ), visto que são nos espaços vazios entre os grãos que os fluidos se encontram acumulados. Assim, os valores de porosidade das rochas no reservatório costumam estar amplamente disponíveis, seja por medições diretas em ensaios laboratoriais ou por meio de leituras indiretas feitas por perfis elétricos em poços. Devido a isso, diversos trabalhos foram elaborados com o intuito de correlacionar as propriedades mecânicas das rochas com a sua porosidade, podendo assim fazer previsões da variação de resistência de diversos tipos de rocha que compreendem reservatórios.

Farquhar, *et al.* (1994) consideram que a porosidade pode ser um bom indicador geomecânico e estimaram sua correlação com UCS e E a partir de ensaios mecânicos e perfis elétricos para arenitos e carbonatos. Adicionalmente, este autor sugere que através de ensaios triaxiais multi estágio em amostras representativas da área de estudo, é possível estabelecer relações adequadas entre a porosidade e os parâmetros mecânicos das rochas. Edlmann *et al.* (1998) estimaram correlações entre a porosidade e UCS , E , ν , ϕ e c em ensaios triaxiais de arenitos do Mar do Norte, extrapolando essas correlações para dados de perfis elétricos. Morales e Marcinew (1993) empregaram correlações entre a porosidade e a permeabilidade, E e ν de arenitos porosos para estimar sua resposta ao fraturamento hidráulico. Ao estudar as condições para a estabilidade ou ruptura de cavidades e arenitos inconsolidados, Perkins e Weingarten (1988) estimaram correlações entre a ϕ e ϕ . Weingarten *et al.* (1995) também estimaram correlações similares visando o ajuste de modelos preditivos para produção de areia em reservatórios do Golfo do México. Oliveira *et al.* (2022) analisaram as relações entre ϕ e propriedades elásticas e de resistência de camadas arenosas e o padrão de desenvolvimento de bandas de

deformação na Bacia do Rio do Peixe, Brasil. Palchik e Hatzor (2004) estudaram a influência na porosidade na resistência à compressão uniaxial de e na resistência à tração de carbonatos. Bastos de Paula (2011) propôs correlações entre porosidade e as propriedades elásticas de carbonatos de campos *offshore* no Brasil utilizando a velocidade de propagação de ondas e ensaios triaxiais. Ezati *et al.* (2020) utilizaram ensaios triaxiais para correlacionar v e φ com ϕ para a calibração de modelos geomecânicos 1d em reservatórios carbonáticos no Irã.

Técnicas estatísticas também podem ser utilizadas para obter correlações entre as propriedades mecânicas, a exemplo do trabalho de Kumar *et al.* (2017) que utilizaram a técnica *random number-generation* para obter correlações de *UCS* com outras propriedades, respeitando os ranges aceitáveis observados em dados obtidos em laboratório. Estes autores observaram a relação linear entre *UCS* e *E*, e entre *UCS* e *v*. Além disso também constataram que ϕ e *c* aumentam com o aumento do *UCS*, porém esta relação varia em diferentes patamares. Baseado nos dados obtidos na literatura, Al-Awad (2002) propôs uma relação quadrática entre o aumento de *UCS* e *c* da rocha.

Os carbonatos podem ser formados em diferentes ambientes deposicionais, sendo mais comuns os ambientes marinhos ou lacustres onde a variabilidade das fácies deposicionais é muito grande, bem como são inúmeros os processos diagenéticos que podem afetar a característica principais destas rochas (Lima e De Ros, 2019; Carvalho *et al.*, 2022; Corrêa *et al.*, 2022). Todavia, no universo da caracterização das propriedades mecânicas destas rochas, não é comum a discretização das diferentes fácies nas análises. Normalmente, a informação acerca do tipo de rocha está restrita à uma terminologia abrangente, como *limestones* para os carbonatos com o predomínio de calcita em sua composição ou *dolostones* para as rochas com predomínio de carbonatos magnesianos (Farquhar *et al.*, 1994; Edlmann *et al.*, 1998; Chang *et al.*, 2006; Ezati *et al.*, 2020).

Não obstante, alguns autores fazem uma análise mais detalhada das rochas estudadas e do impacto da sua estrutura interna na resistência da rocha. Ameen *et al.* (2009) apresentam correlações de porosidade com diversos parâmetros mecânicos de carbonatos cristalinos, *grainstones*, *packstones* e *packstones* lamosos, fácies deposicionais encontradas no reservatório Arab-D, no campo de Ghawar na Arábia Saudita. Após realizar ensaios triaxiais em 40 amostras, os autores também observaram que existe certa variação no range de valores para as propriedades

mecânicas para um mesmo valor de ϕ . Os autores concluem que ϕ tem papel dominante na resistência da rocha e pode ser usada como uma propriedade índice, porém fatores secundários que afetam a textura da rocha como o tipo e o tamanho dos poros, geram impacto na sua distribuição.

Prasad *et al.* (2009) estudaram os efeitos mecânicos das rochas carbonáticas em relação aos tamanhos dos grãos, onde constaram que maiores tamanho dos grãos estão relacionados com rochas menos resistentes, sendo que o impacto é mais perceptível em rochas com baixa ϕ . Utilizando a classificação para carbonatos de Terra *et al.* (2010) e os valores granulométricos máximos e mínimos para dada fácies carbonáticas, Andrade *et al.* (2022) adaptaram a relação de Prasad *et al.* (2009) propondo uma correlação entre o tempo de trânsito medido ao longo dos poços e o UCS. A utilização de relações que levem em conta o tamanho de grão, no entanto, podem não ser adequadas para todo os tipos de carbonatos, uma vez que muitas da fácies carbonáticas são formadas pelo crescimento a partir da precipitação química ou de microrganismos (Terra *et al.* 2010), onde o tamanho de grão não pode ser delimitado de forma direta como em fácies granulares como grainstones ou rudstones.

Através de variados ensaios laboratoriais realizados em carbonatos da Formação Drunka (Egito), Abd El-Aal *et al.* (2021) observaram que a quantidade de fragmentos fósseis presente em uma amostra carbonática afeta de forma inversamente proporcional a resistência da rocha. Ou seja, rochas com maior conteúdo de fragmentos fossilíferos e menor conteúdo de matriz (carbonato fino) apresentam menor resistência. Isso se deve principalmente ao fato de que há a tendência do aumento de ϕ com o aumento dos fragmentos fossilíferos. Os autores ainda sugerem que a classificação de Dunham (1962) pode ser considerada como uma classificação mecânica da rocha por estar intrinsecamente relacionada à quantidade de fragmentos imersos na matriz.

No âmbito dos carbonatos dos campos offshore do Brasil, objeto deste estudo, alguns trabalhos relacionados às propriedades mecânicas das rochas já foram realizados. Santos e Ferreira (2010) realizaram uma caracterização mecânica dos carbonatos a partir de ensaios triaxiais, uniaxiais e ensaio brasileiro realizados em amostras de testemunho com o intuito de ajustar um modelo constitutivo que ajude na previsão de instabilidade de poço e relações de resistência da rocha que sejam úteis para a definição de brocas a serem utilizadas na perfuração.

Utilizando ensaios uniaxiais em amostras de carbonatos altamente heterogêneos e perfis de *Scratch Tests* realizados ao longo de testemunhos, Ferreira *et al.* (2017) apresentaram correlações entre a ϕ , *UCS* e *E*. Os autores também fazem uma comparação com as correlações propostas por Farquhar *et al.* (1993) e Ameen *et al.* (2009), observando uma aderência entre as propostas no que diz respeito ao *UCS*. Porém, os valores obtidos por Ferreira *et al.* (2017) tendem a subestimar os valores de *E* em relação aos demais autores.

Pilotto *et al.* (2020) utilizaram dados de *Scratch Tests* em testemunhos em conjunto com dados de porosidade, densidade e tempo de trânsito oriundos de perfis elétricos para a definição de fácies mecânicas ao longo dos poços nos carbonatos da seção Pré-Sal. E como já mencionado, Andrade *et al.* (2022) adaptaram a relação de Prasad *et al.* (2009) propondo correlação entre o tempo de trânsito medido ao longo dos poços e o *UCS* levando em conta a variação no tamanho de grão, tornando as estimativas compatíveis com às rochas encontrada no pré-sal brasileiro.

2.5. Pressão Crítica

Um parâmetro importante para a definição da ocorrência de deformações plásticas nas rochas porosas é a pressão crítica (p_c). Esse parâmetro representa a pressão a partir da qual o colapso dos poros e o fraturamento dos grãos se inicia. Em outras palavras, este é o ponto onde a rocha deixa de ter um comportamento elástico e passa a ter um comportamento plástico como resultado da compressão.

É comum que as rochas apresentem comportamentos distintos em função das tensões confinantes e das trajetórias de tensões seguidas. De forma geral, para baixas tensões confinantes um comportamento frágil é observado acompanhado por deformações volumétricas de expansão e significantes quedas de tensão. Todavia, quando ocorre um incremento das tensões confinantes há uma tendência de a rocha ter um comportamento dúctil, conforme pode ser observado na Figura 14. As rochas que costumam apresentar este comportamento são chamadas de rochas moles ou “*soft rocks*”, sendo que as rochas sedimentares, pelo seu caráter poroso, se enquadram neste grupo.

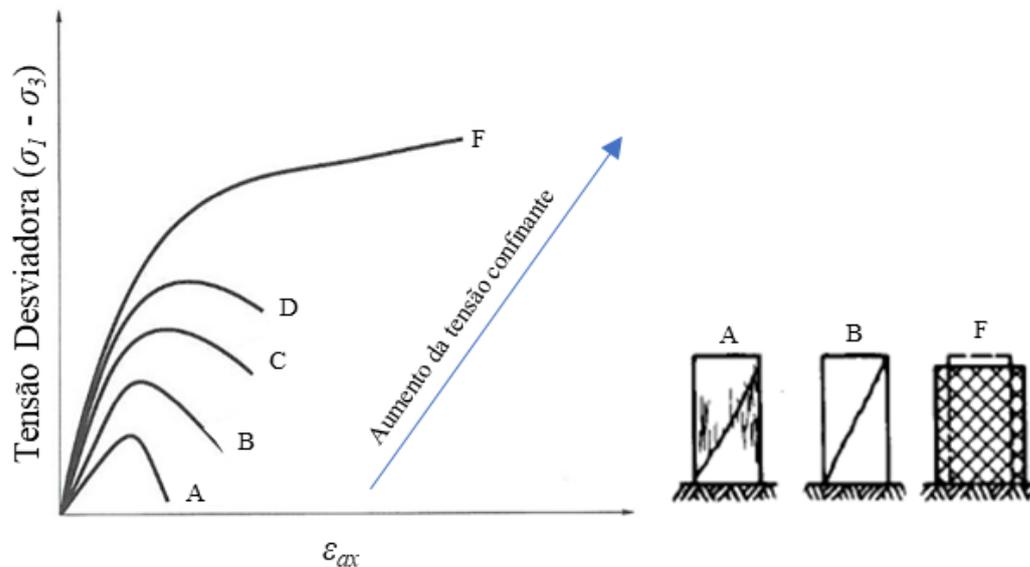


Figura 14. Comportamento de rochas em diferentes tensões confinantes.

Na Figura 15 (a) se observa que em baixas tensões confinantes e após um trecho elástico inicial (ponto A), existe uma fase de endurecimento até atingir o pico (ponto B). Em seguida, acontece um processo de amolecimento gradual até o início de um estágio residual (ponto C) que leva a rocha ao estado crítico (ponto D). Da Figura 15 (a) pode-se observar que durante os processos de endurecimento e amolecimento, várias fraturas são geradas dentro da amostra de rocha. Já na

Figura 15

Figura 15 (b) observa-se que o processo de amolecimento ocorre por uma perda da resistência da rocha, sendo caracterizada por reduções principalmente no ângulo de atrito até atingir o ângulo de atrito crítico no ponto D.

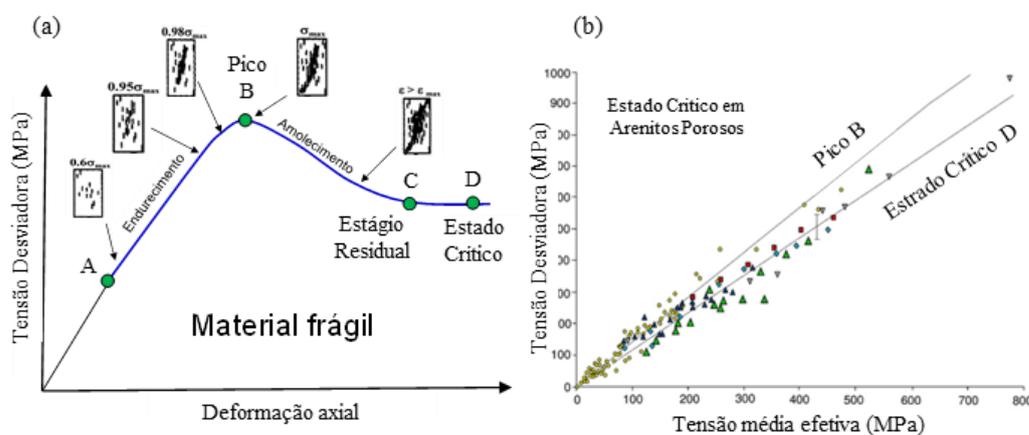


Figura 15. Comportamento de rochas moles em baixas tensões confinantes. (a) adaptado de Zhang e Li (2019), (b) adaptado de Rutter e Glover (2012).

Em elevadas tensões confinantes é possível observar que após a fase elástica, existe um processo de endurecimento, similar ao observado para baixas tensões confinantes. No entanto, em seguida ocorre a formação de bandas de cisalhamento e de compactação que se desenvolvem até que a rocha atinge o estado crítico (Figura 16a). Na Figura 16b observa-se que além da envoltória de Mohr-Coulomb, existe uma outra envoltória do tipo CAP que uma vez atingida gera deformações plásticas de compactação. Esse CAP é definido por uma pressão crítica da rocha que depende de vários fatores.

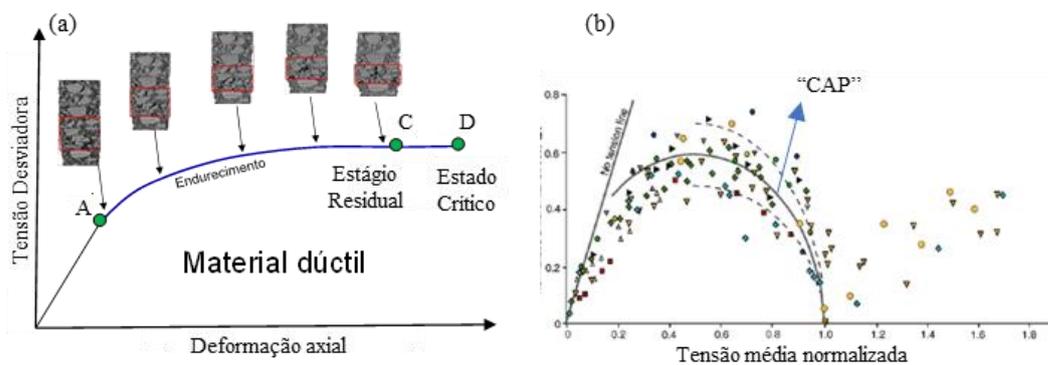


Figura 16. Comportamento de rochas em elevadas tensões confinantes. (a) adaptada de Zhang *et al.* (2016) e (b) de Rutter e Glover (2012).

A pressão crítica (p_c) é o ponto onde a rocha deixa de ter um comportamento elástico, e passa a ter um comportamento plástico como resultado da compressão hidrostática. Jiaxiang Zhang, *et al.* (1990) determinaram uma relação exponencial entre ϕ e o tamanho dos grãos da rocha com a p_c analisando uma série de ensaios de compressão hidrostática em arenitos de diferentes localidades, com distintos valores de ϕ e granulometria. Esta equação, $p_c = (\phi * r)^{-1.5}$, onde r é o tamanho dos grãos (em milímetros) foi utilizada e comparada por outros autores como Schultz *et al.* (2010) e Rutter e Glover (2012). Ensaios realizados em arenitos por Bedford *et al.* (2018) mostram que o valor da pressão crítica é menor quanto maior for ϕ da rocha. Além disso, conforme há a redução da porosidade devido ao longo do processo deformacional por compressão, p_c tende a diminuir (Figura 17). Por exemplo, rochas com ϕ acima de 30% podem apresentar p_c na ordem de 40 MPa enquanto rochas com ϕ abaixo de 15% apresentam elevadas p_c , na ordem de 150 MPa (Bedford *et al.*, 2019).

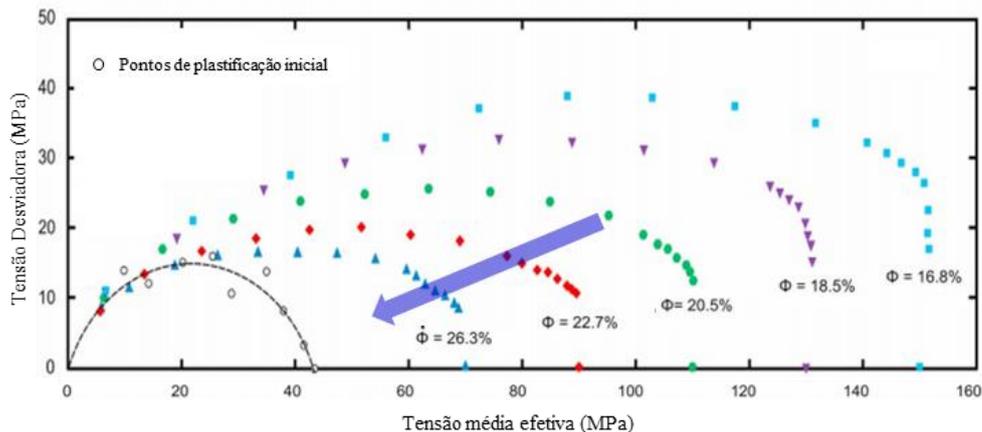


Figura 17. Definição de envoltórias tipo CAP, adaptado de Bedford *et al.* (2019).

Para as rochas carbonáticas não foi encontrada na literatura nenhuma equação que relacione a p_c com a variação de ϕ e a utilização da equação proposta por Jiaxiang Zhang *et al.* (1990) pode não ser facilmente adaptável devido a necessidade de se estimar o tamanho dos grãos, tarefa nem sempre trivial nestas rochas. Uma estimativa da p_c para as rochas carbonáticas das bacias sedimentares *offshore* brasileiras pode ser observada no trabalho de Santos e Ferreira (2010) que estimaram valores em torno de 175 e 180 MPa, além da variação da geometria do CAP devido a processos de amolecimento ou endurecimento, conforme observado na Figura 18.

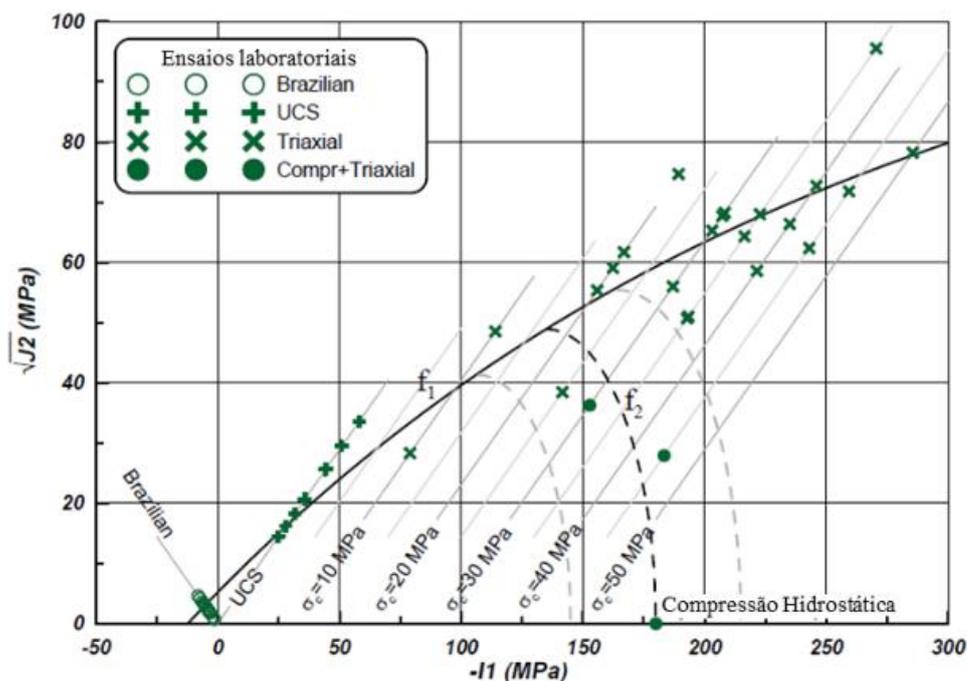


Figura 18. Envoltória de plastificação proposta por Santos e Ferreira (2010) com base no modelo constitutivo de Sandler e Dimaggio para rochas carbonáticas das bacias offshore brasileiras.

3. Contexto geológico da área de estudo

A bacia de Santos (Figura 19) se localiza na porção sudeste da margem continental brasileira, sendo limitada ao sul pela plataforma de Florianópolis que a separa da Bacia de Pelotas, e ao Norte pelo alto de Cabo Frio que impõe sua fronteira com a Bacia de Campos (Moreira *et al.*, 2007). Sua origem está associada ao rompimento do supercontinente Gondwana, há cerca de 135 milhões de anos e ao desenvolvimento do Oceano Atlântico (Cainelli e Mohriak, 1999; Araujo *et al.*, 2022). Esta bacia é importante para a produção de petróleo no Brasil e atualmente compreende as maiores reservas de hidrocarbonetos (Carminatti *et al.*, 2008; Bruhn *et al.*, 2017; Carlotto *et al.*, 2017). Os principais reservatórios estão situados no intervalo estratigráfico denominado informalmente de “Pré-Sal”, mais especificamente nas Formações Itapema e Barra Velha, de idades Barremiano e Aptiano, respectivamente.

Neste capítulo serão apresentadas as principais características referentes a geologia estrutural, evolução estratigráfica e aspectos sedimentológicos das formações Itapema e Barra Velha. Além disso, será apresentado o agrupamento litológico realizado a partir dos dados de rocha da área de estudo, que servirá como base para a caracterização das propriedades mecânicas das rochas, discutido no item 4.1. Foram utilizados resultados de análises laboratoriais realizadas em testemunhos de sondagem e plugues extraídos de 9 poços de um campo no Pré-Sal da Bacia de Santos. Tais poços amostraram as formações Barra Velha e Itapema, e serão aqui denominados A, B, C, D, E, F, G, H e I.

3.1. Arcabouço estrutural e estratigráfico do Pré-Sal da Bacia de Santos

Conforme Moreira *et al.* (2007), a Fm. Itapema está inserida na Supersequência Rifte da Bacia, compreendendo idades do Neobarremiano até o Eoaptiano. A Fm. Barra Velha, sobreposta à Fm. Itapema, está inserida dentro da Supersequência Pós-Rifte, com idades que vão desde o Eoaptiano até o Barremiano (Figura 20).

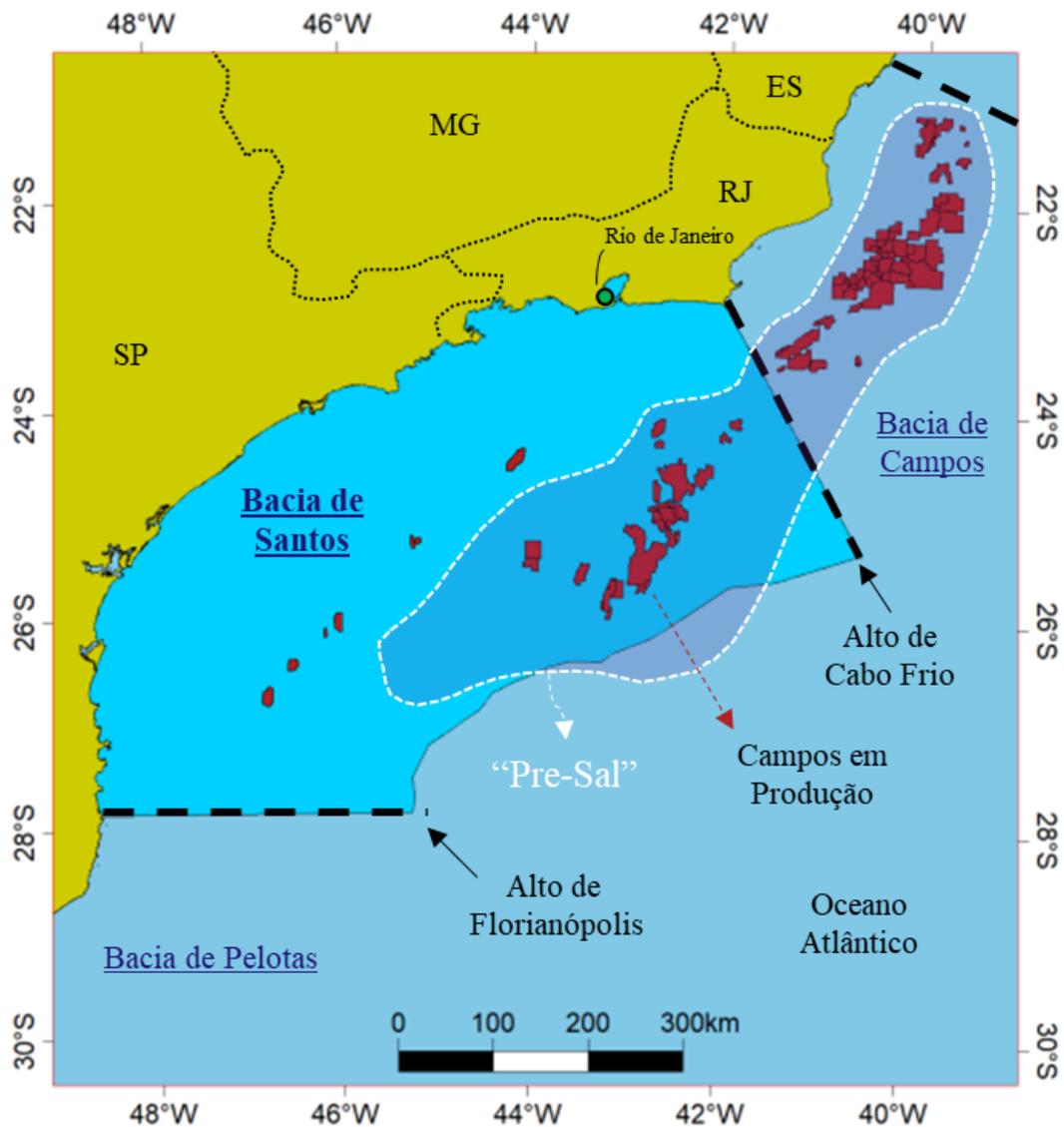


Figura 19. Mapa de localização da Bacia de Santos. O polígono de contorno branco pontilhado compreende a área da província do Pré-Sal e os polígonos em vermelho campos em produção.

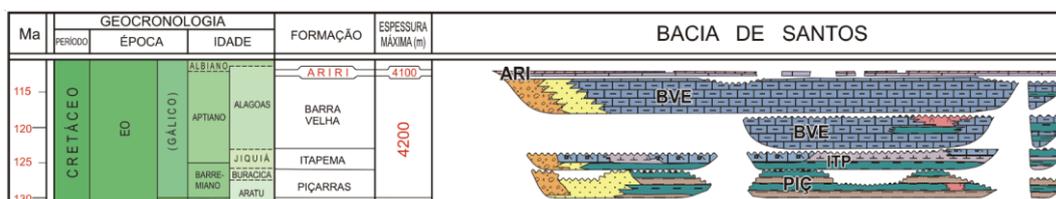


Figura 20. Carta estratigráfica da seção Pré-Sal da Bacia de Santos, extraído de Milani *et al.* (2007), onde podem ser identificadas as formações que compõe este intervalo e o respectivo tempo geológico de sua deposição.

Bacias do tipo Rife apresentam intenso tectonismo que de forma geral propiciam o desenvolvimento de falhas normais, estruturas importantes tanto no controle deposicional dos sedimentos como na deformação destes ao longo do

tempo (Prosser, 1993; Gawthorpe e Leeder, 2000). No caso da Bacia de Santos, conforme ilustrado na Figura 21, observa-se que a Fm. Itapema, compreendida dentro a Supersequência Rifte, apresenta forte controle das falhas normais. A Fm. Barra Velha, por sua vez, está inserida em um contexto de quiescência tectônica da Supersequência Pós-Rifte, onde o desenvolvimento das falhas tende a diminuir em relação ao estágio anterior, mas ainda pode ser observado em diversos setores da Bacia (Araujo *et al.*, 2022).

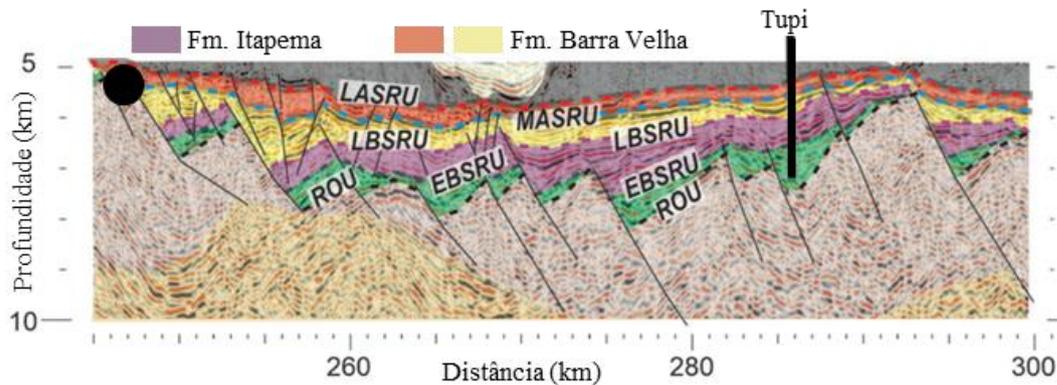


Figura 21. Seção interpretada passando pelo poço de Tupi, descobridor da provincial Pre-Sal, adaptado de Araujo *et al.* (2022). O poço se localiza no bloco alto (footwall) de uma falha que mergulha na direção leste na região denominada Auto Externo, onde se estão os principais campos produtores desta província. As siglas ROU, EBSRU, LBSRU, MASRU, LASRU, BU indicam as discordâncias que separam diferentes estratos sedimentares e as mudanças no estilo estrutural. A Fm. Itapema (roxo) está compreendido entre a EBSEURU na base e a LBSRU no topo. A LBSRU é a base da Fm. Barra Velha (amarelo e laranja), que está limitada no topo pela LASRU (base da camada de sal). Nota-se que a Fm. Itapema tem maiores variações de espessura, associadas a um maior número de falhas interceptando os estratos, o que caracteriza maior atividade tectônica. Por sua vez a Fm. Barra Velha tem uma distribuição mais contínua, menor variação de espessura e menos falhas presentes, o que denota uma diminuição na atividade tectônica.

Do ponto de vista sedimentológico, estas formações apresentam características distintas, embora ambas sejam caracterizadas por depósitos lacustres (Moreira *et al.*, 2007). A Fm. Itapema é composta por carbonatos bioclásticos, ou bioacumulados (Terra *et al.*, 2010) comumente denominados “coquinas”, intercalados com camadas argilosas. Este tipo de rocha também é muito comum e amplamente estudado na Fm. Coqueiros da Bacia de Campos, de mesma idade e contexto sedimentar. Conforme Terra *et al.* (2010) o termo coquina tem sido usado de forma abrangente nas bacias da margem continental brasileira para rochas carbonáticas de granulometria tamanho areia ou maior, ricas em carapaças de organismos como bivalves (mas também gastrópodes e ostracodes) e incluem três tipos de rochas carbonáticas: bioacumulados - quando as duas valvas estão preservadas, geralmente com matriz; packstones ou rudstones com matriz, quando

as valvas estão retrabalhadas e a rocha tem matriz, e grainstones ou rudstones - quando as valvas estão retrabalhadas e a rocha não tem matriz. Pode-se complementar a denominação incluindo um termo do principal organismo formador (por exemplo grainstone à bivalve). Estas fácies estão relacionadas aos processos de ação de ondas e fluxos gravitacionais em ambientes lacustres em associações de fácies como foreshore, shoreface superior, shoreface inferior e offshore (Thompson *et al.*, 2015; Mizuno, *et al.*, 2018; Muniz e Bosence, 2018; Oliveira *et al.*, 2019). Os processos deposicionais podem levar a diferentes formas de organização das conchas em cada fácies, propiciando diferentes arcações de contato entre os grãos e do sistema poroso. Os tipos de porosidade mais comuns observados nestes tipos de rocha são a interelemento, quando os poros correspondem ao espaço vazio entre os grãos, ou móldica, quando o material formador do grão é dissolvido, e o poro passa a ter o formato da concha pretérita envolto por cimento.

A Fm. Barra Velha é caracterizada por sedimentos carbonáticos de origem lacustre. Estas rochas foram formadas em um contexto de águas hipersalinas e alta alcalinidade, propiciando o crescimento de estruturas carbonáticas devido à precipitação química ou a ação de microrganismos. Vale ressaltar que estes reservatórios são muito peculiares e distintos das grandes acumulações carbonáticas ao redor do mundo. Conforme Carvalho *et al.* (2022), atualmente há um consenso de que a Fm. Barra Velha é composta por uma associação heterogênea entre constituintes *in situ* (que se formam no local) e constituintes retrabalhados (resultado da fragmentação dos constituintes *in situ*). Embora extremamente complexas e com muitas características deposicionais e digenéticas, algumas classificações de fácies já foram propostas para a formação Barra Velha e para as formações correlatas na Bacia de Campo ou Kwanza (Saller *et al.*, 2016; Lima e De Ros, 2019; Gomes *et al.*, 2020; Wright e Barnett, 2020; Carvalho *et al.*, 2022).

A terminologia adotada por Terra *et al.* (2010), apresentada na Figura 22, será utilizada neste trabalho. O autor propõe uma organização das fácies deposicionais para estas rochas que faz referência à sua textura e processo de formação, usando como base outras classificações propostas para as rochas carbonáticas, como Dunham (1962), Embry e Klován (1971) e Folk (1962). As fácies descritas são separadas em dois grandes grupos: elementos ligados (*in situ*) e elementos não ligados durante a formação, a saber:

Estromatólito: Tem seus elementos ligados durante a formação. Depósito de estrutura laminada e em geral convexa, podendo apresentar feições de crescimento e ramificações para o topo. Pode ser observado em diferentes escalas formando camadas laminadas, ou em feições de “cabeça”. Podem ser separados em subcategorias como arborescente - quando os componentes internos se organizam de forma ramificada e divergente, e possuem comprimento maior que a largura; arbustiforme - quando os componentes internos se organizam de forma ramificada (ou não) desde a base e com mesma proporção entre largura e altura; e dendriforme - quando os componentes internos se organizam de forma intensamente ramificada e divergente, e possuem comprimento muito maior que a altura. Os principais tipos de poros observados neste tipo de rocha são o interelemento - quando os espaços vazios estão entre os arbustos, e o intraelemento - quando os poros estão entre os diferentes segmentos dos arbustos.

Esferulítico: Tem os elementos ligados durante a formação. Rocha composta por partículas de formas esféricas ou subesféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos), de tamanho geralmente inferior a 2mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados. A porosidade neste tipo de rocha normalmente está associada a processos secundários de dissolução e diagênese.

Laminitos: Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano paralelas, com superfície lisa ou crenulada. A porosidade neste tipo de rocha normalmente está associada a processos secundários de dissolução e diagênese.

Grainstone: São rochas granulares onde os elementos não são ligados durante a formação. Rocha carbonática suportada pelos grãos (< 2mm) sem matriz (máximo 5%).

Rudstone: São rochas granulares onde os elementos não são ligados durante a formação. Rocha carbonática suportada pelos grãos com mais de 10% de grãos maiores que 2mm.

No caso dos Grainstones e Rudstones, os grãos são compostos por fragmentos que são erodidos e redepositados contemporaneamente na bacia (intraclastos), sendo que na Fm. Barra Velha, seus constituintes principais são fragmentos de estromatólitos, esferulíticos e laminitos. Sua porosidade comumente é a do tipo intergranular, quando os poros estão nos espaços de contato entre os grãos, mas também pode haver porosidade secundária, relacionada a dissolução.

A variação lateral das fácies está associada ao contexto deposicional dos carbonatos lacustres. Os estromatólitos comumente se formam em lâminas de água rasa, em regiões sob o efeito de ação de ondas, ou de alta energia, enquanto os laminitos e esfetulitos tendem a ocorrer em regiões mais protegidas, abaixo do nível de ação das ondas, em contexto de baixa energia. Por sua vez, os rudstones e grainstones podem ocorrer tanto em regiões de alta como baixa energia, uma vez que os grãos são retrabalhados e depositados pela ação das ondas, ou por fluxos gravitacionais (Gomes *et al.*, 2020; Sartorato, 2018; Tanaka *et al.*, 2018; Artagão, 2018).

3.2. Agrupamento litológico

Conforme descrito no item 3.1, as Formações Barra Velha e Itapema compreendem rochas formadas em contextos deposicionais distintos, o que afeta as características texturais e composicionais das fácies, que podem ter grande variabilidade. Não obstante, é possível fazer um agrupamento destas fácies em grupos de rocha que se assemelham na textura, composição e tipo de poros. Assim, neste trabalho foi discriminado um grupo de rocha para a Fm. Itapema e três grupos de rochas para a Fm. Barra Velha. Esta escolha tem o intuito de avaliar grupos que devam ter propriedades mecânicas similares, e seu impacto no desenvolvimento da zona de dano. Esta seleção não abrangeu outros aspectos que podem interferir no comportamento mecânicos das rochas carbonáticas, como a cimentação, fraturamento, dissolução ou silicificação. Portanto, amostras que apresentaram estas características de forma predominante não foram consideradas no estudo, priorizando aquelas amostras mais próximas das suas características à época da deposição.

Classificação das rochas Carbonáticas aplicáveis às bacias sedimentares brasileiras Modificado de Terra et al. 2010				
	NOMENCLATURA PRINCIPAL	TEXTURA	DEFINIÇÃO	NOMENCLATURA COMPLEMENTAR
Elementos não ligados durante a formação	MUDSTONE		Rocha suportada pela matriz com menos de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (Caso ocorram grãos) oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos ou CALCULITO A BIRDSEYES = rocha suportada pela matriz com porosidade fenestral ou lentes de calcita espática.
	WACKSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% de grãos (tamanho areia ou maior).	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos.
	PACKSTONE		Rocha suportada pelos grãos com matriz.	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	GRAINSTONE		Rocha suportada pelos grãos, sem matriz (< 5% de matriz).	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	FLOATSTONE		Rocha suportada pela matriz com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	COM (para os grãos) - oolitos, oncolitos, pelóides, pelóides fecais, intraclastos, bioclastos, esferulitos. Com fragmentos de estromatólitos, trombolitos, laminitos, leiolito, dendrolito.
	RUDESTONE		Rocha suportada pelos grãos com mais de 10% dos grãos maiores que 2 mm.	*+ (composição principal): oolítico, oncolítico, peloidal, peloidal fecal, intraclástico, bioclástico, esferulítico; com fragmentos de estromatólito, trombolito, laminito, leiolito, dendrolito, esferulítico.
	BIOACUMULADO		Rocha constituída pela dominância de um tipo de organismo sem retrabalhamento (<i>in situ</i>) e granulometria areia ou maior.	*+ organismo formador: ex. ostracóides, bivalvos, macroforaminíferos, crinóides, etc....
	BRECHA		Rocha suportada pelos grãos com mais de 50% dos grãos angulosos maiores que 2 mm.	*+ (composição principal): intraclástica; com fragmentos de estromatólito, trombolito, laminito, leiolito, dendrolito, esferulítico.
Elementos ligados durante a formação - <i>in situ</i>	BOUNDSTONE		Rocha formada <i>in situ</i> cujos componentes da trama original (fábrica original) foram ligados durante a deposição.	*+ principais organismos formadores: ex. coraigal, a rudistas, a estromatoporóides, etc...
	ESTROMATOLITO		ESTROMATOLITO	
			ESTROMATOLITO ARBORESCENTE - os componentes internos se organizam de forma ramificada divergente e possuem comprimento maior que a largura.	
			ESTROMATOLITO ARBUSTIFORME - os componentes internos se ramificam ou não desde a base e a razão altura/largura é aproximadamente 1:1.	
			ESTROMATOLITO DENDRIFORME - os componentes internos se organizam de forma intensamente ramificada divergente em que o comprimento é muito maior que a largura.	
	TROMBOLITO		Depósito com textura macroscópica coagulada (clotted) , maciça e dômica. Na maioria das vezes de origem microbial.	
	DENDROLITO		Depósito microbial de estrutura dendrítica formada por cianobactérias esqueletais.	
	LEIOLITO		Carbonato microbial dômico, sem laminação ou coágulos.	
ESFERULITO		Rocha composta por partículas de formas esféricas ou subesféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos) de tamanho geralmente inferior a 2 mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados.	Esferulito-suportado com argila (>10%)= ESFERULITITO COM ARGILA. Argila-suportado, com esferulitos= ARGILITO COM ESFERULITOS; No caso da argila ocorrer em lamelas= ARGILITO LAMELAR COM ESFERULITOS	
TRAVERTINO & (TUFA)		Rocha carbonática bandeada formada pela precipitação em superfície de soluções concentradas em CaCO ₃ ao redor de fontes (em geral quentes) devido a perda de CO ₂ por evaporação. A variedade mais esponjosa e menos compacta é denominada TUFA .		
Elementos ligados ou não	LAMINITO		Rocha carbonática de granulação fina (lamosa e/ou peloidal) formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano-paralelas, com superfície lisa (origem microbial ou não) ou crenulada (origem microbial).	LISO CRENULADO
Textura original não reconhecível	CALCÁRIO CRISTALINO		Rocha carbonática totalmente recristalizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). CALCÁRIO MICROCRISTALINO: cristais entre 5 e 50 µm	
	DOLOMITO		Rocha carbonática totalmente dolomitizada não sendo possível identificar sua textura original (deposicional). MICRODOLOMITO: cristais entre 5 e 50 µm	

Figura 22. Classificação das rochas carbonáticas aplicáveis às bacias sedimentares brasileiras. Modificado de Terra *et al.* (2010).

Como observado no item 3.1 rochas da Fm. Itapema são compostas majoritariamente por carbonatos bioclásticos, ou bioacumulados e serão tratadas neste trabalho como um único grupo litológico denominado Coquinas (COQ). A Fm. Barra Velha tem sua variação lateral de fácies associada ao contexto deposicional dos carbonatos lacustres. Dessa forma três grupos de rocha foram discriminados, Estromatólito (EST), Retrabalhados (RET) e Laminito (LMT). Fotografias que exemplificam estes grupos de rocha podem ser observadas na

Figura 23 (COQ), Figura 24 (EST), Figura 25 (LMT) e Figura 26 (RET). As imagens apresentam as rochas analisadas em diferentes escalas, desde a seção transversal de um testemunho de sondagem, passando por um plugue extraído deste testemunho, até uma análise microscópica da textura da rocha através de lâminas delgadas.

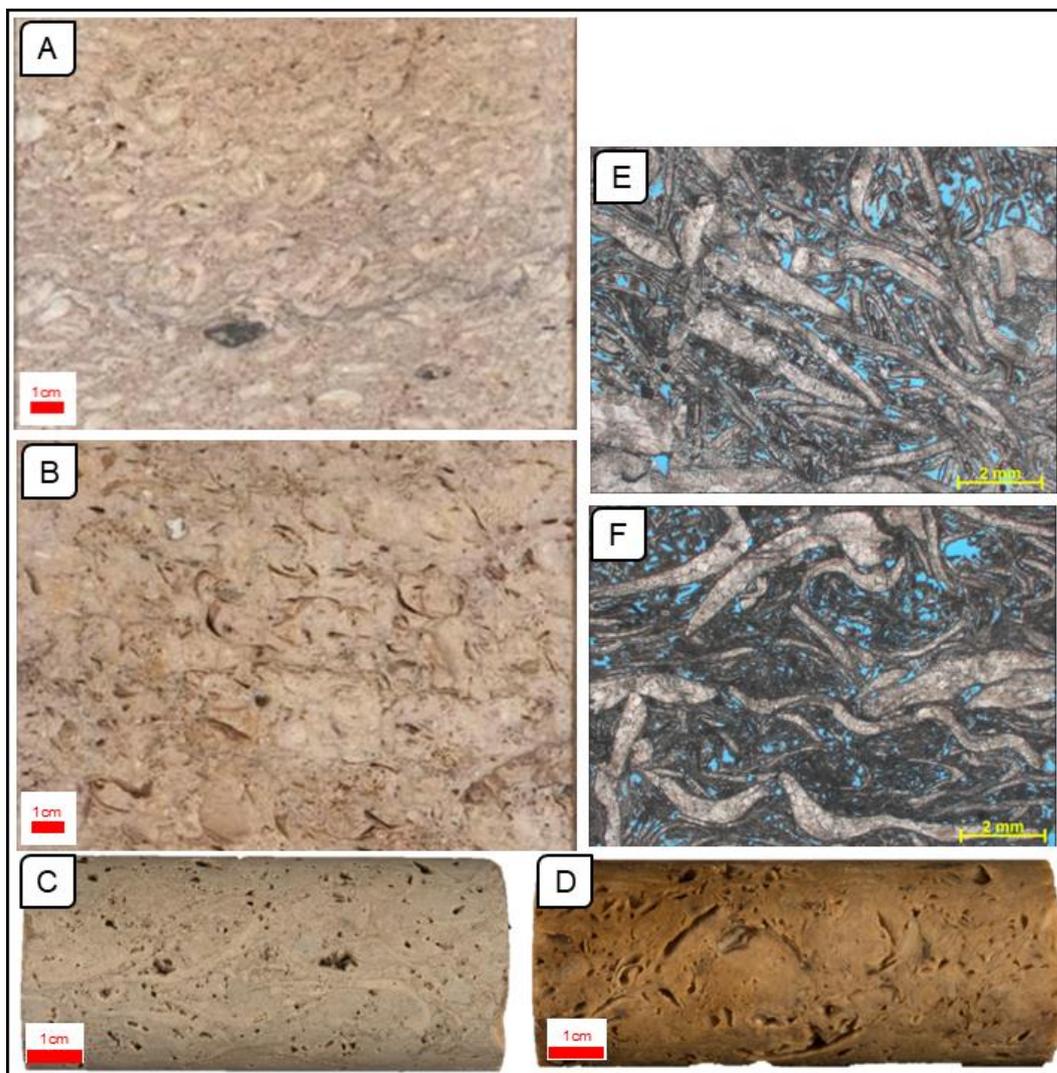


Figura 23. Foto diagrama exemplificado a fácies Coquina, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos, com uma polegada de diâmetro); (E e F) Fotomicrografia de lâminas delgadas vistas em luz normal.

O grupo Estromatólito é composto pela fácies homônima. Estas rochas se formam comumente em lâminas de água rasa, em regiões sob o efeito de ação de ondas, ou de alta energia, a partir da precipitação química ou biológica sendo as fácies crescem e se desenvolvem no local (Figura 24). Os estromatólitos têm os elementos ligados durante a formação, gerando depósito de estrutura laminada e em

geral convexa, podendo apresentar feições de crescimento e ramificações para o topo. Pode ser observado em diferentes escalas formando camadas laminadas, ou em feições de “cabeça”.

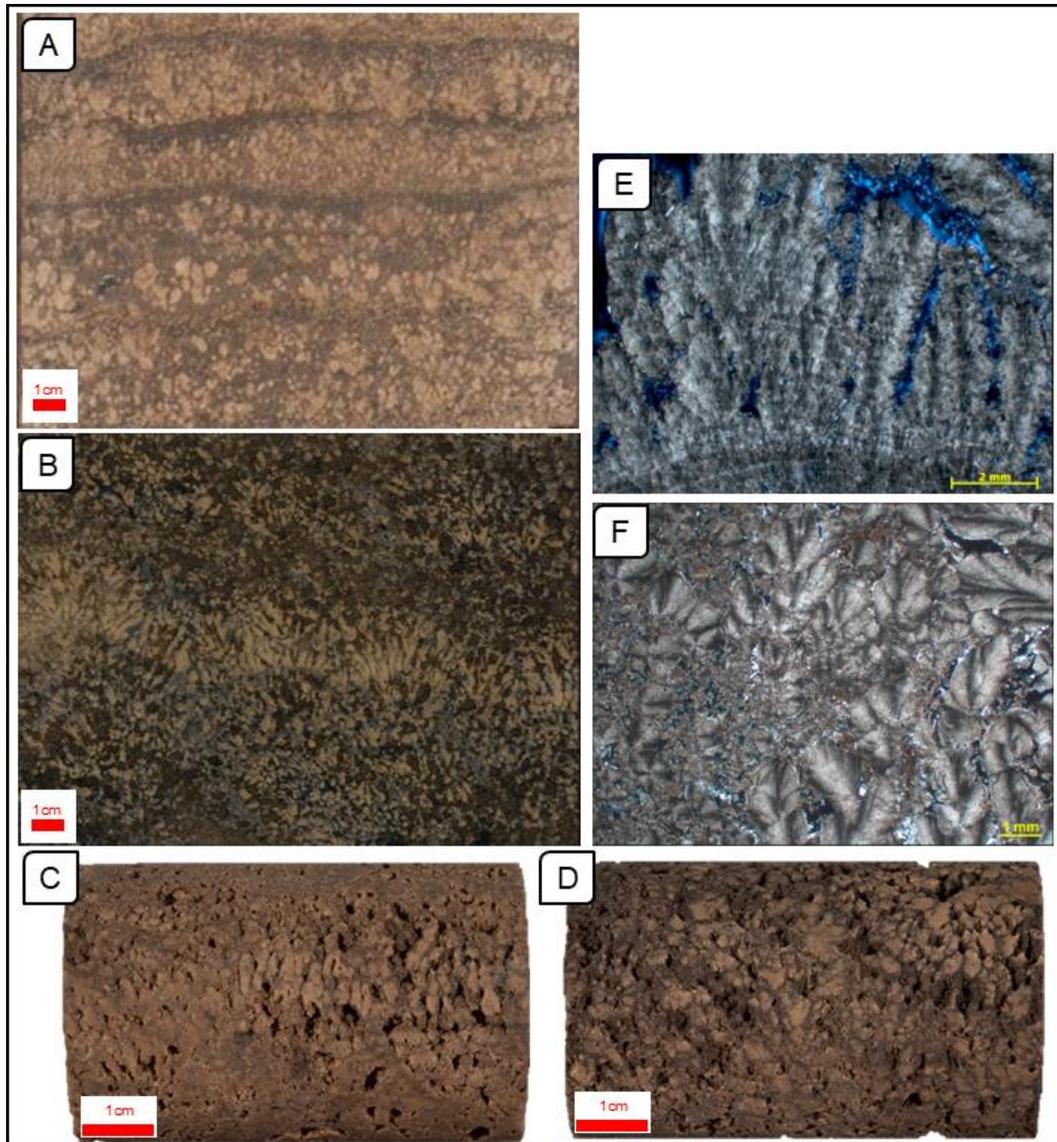


Figura 24. Foto diagrama exemplificado a fácies Estromatólito, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos; (E e F) Fotomicrografia de lâminas delgadas vistas em luz normal e luz polarizada, respectivamente.

O grupo Laminito (Figura 25) compreende duas fácies deposicionais, os laminitos e esfetulititos. Estas tendem a ocorrer em regiões mais protegidas, abaixo do nível de ação das ondas, em contexto de baixa energia. Os laminitos são fácies carbonática de granulação fina formada pela recorrência de laminações delgadas. As laminações tendem a ser plano paralelas, com superfície lisa ou crenulada. Já os

esfetulitios são rochas composta por partículas de formas esféricas ou subsféricas de contornos lisos ou lobados (esferulitos), de tamanho geralmente inferior a 2mm e que podem ocorrer de forma amalgamada ou isolados.

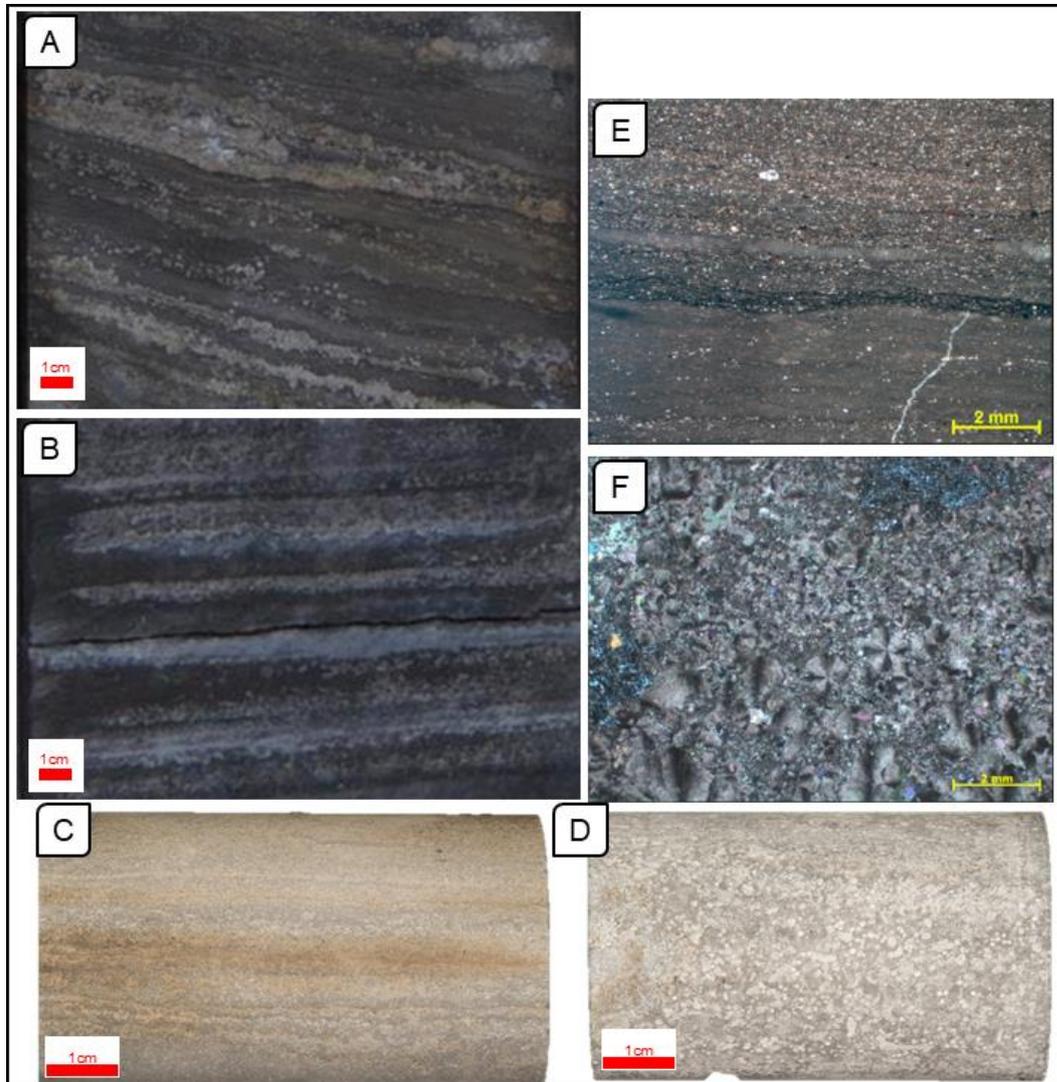


Figura 25. Foto diagrama exemplificado as fácies Laminito e Esferulitito, sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho onde se observa a intercalação entre laminitos e Esferulititos; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos representado laminitos e Esferulititos respetivamente; (E) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz normal mostrando a fácies Laminito. (F) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz polarizada mostrando a fácies Esferulitito.

Por sua vez, os rudstones e grainstones, que podem ocorrer tanto em regiões de alta como baixa energia, uma vez que os grãos são retrabalhados e depositados pela ação das ondas, ou por fluxos gravitacionais serão reunidos no grupo retrabalhados (Figura 26). Estas têm textura granular e não apresentam matriz fina onde os grainstones tem granulometria mais fina que os rudstones.

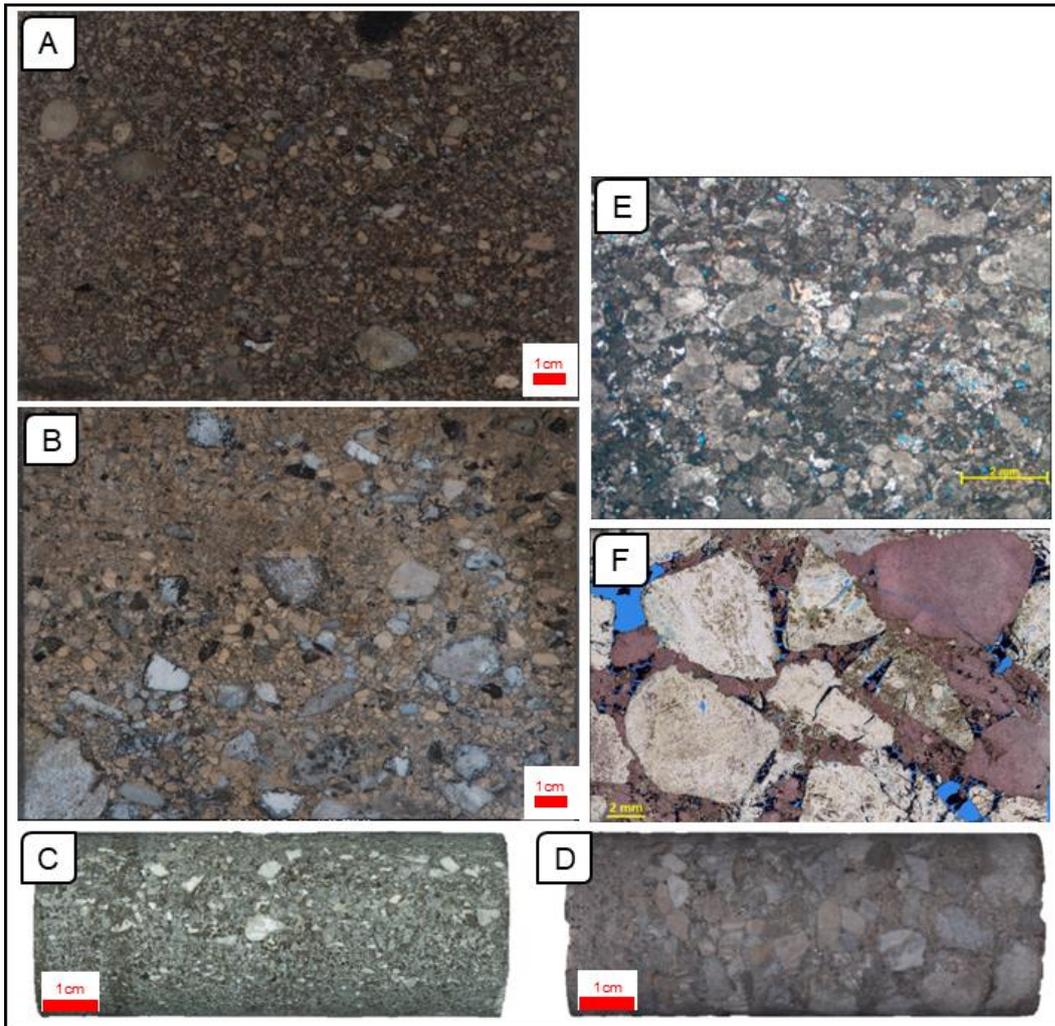


Figura 26. Foto diagrama exemplificado as fácies Retrabalhadas (Grainstone e Rudstone), sua textura e porosidade, em diferentes escalas. (A e B) Seções transversais em testemunho onde se observa as fácies Grainstone e Rudstone respectivamente; (C e D) plugues extraídos dos testemunhos representado Grainstone e Rudstone respectivamente; (E) Fotomicrografia de lâmina delgada em luz normal mostrando Grainstone e Rudstone respectivamente.

4. Materiais e Métodos

Neste capítulo será discutido o fluxograma (Figura 27) seguido no trabalho visando à obtenção de correlações que possam estimar a espessura da zona de dano (w) a partir do rejeito das falhas (D) e da porosidade (ϕ) das rochas.

A metodologia planejamento de experimentos, ou *design of experiments* (DOE), foi escolhida pela capacidade de determinar relações entre as variáveis de entrada de um dado sistema ponderando fatores estatisticamente relevantes na determinação de um resultado específico. Para tanto, foram definidos valores limite para as propriedades de interesse ϕ e D e criado um conjunto de experimentos para avaliar a relação entre as duas. Cada experimento corresponde a um modelo numérico que necessita da definição das propriedades do material, bem como do deslocamento prescrito em falhas de diferentes dimensões.

O passo seguinte consiste na utilização dos ensaios triaxiais para a definição das propriedades do material. Nele foram estimadas correlações entre ϕ e as propriedades mecânicas de cada grupo litológico a partir de ensaios mecânicos realizados em amostras obtidas em testemunhos de um campo em produção no Pré-Sal da bacia de Santos.

Essas correlações são utilizadas na definição das propriedades do material a ser representado na malha de elementos finitos. Na simulação numérica, cujo resultado permite a obtenção de w , foi utilizado o modelo constitutivo *Soft Rock Plasticity* (SR3) para a determinação da envoltória de plastificação.

Por fim, a metodologia da superfície de resposta, ou *surface response methodology* (SRM), foi utilizada para se obter funções de aproximação que representam, através de um modelo quadrático completo, a relação entre as variáveis (ϕ e D) e o valor de resposta (w) obtidos nos experimentos. A fim de se avaliar o impacto de cada variável na estimativa da espessura da zona de dano, foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros das equações resultantes.

Ao longo do capítulo serão detalhadas as metodologias empregadas em cada uma dessas atividades. O item 4.1 se refere à definição de ϕ e das propriedades mecânicas dos grupos litológicos definidos capítulo 3. O item 4.2 versa a

construção da malha de elementos finitos e a escolha do modelo constitutivo. Enquanto o item 4.3 traz as informações sobre as metodologias do planejamento de experimentos e da superfície de resposta.

4.1. Definição das propriedades mecânicas através de correlações empíricas

Neste item será discutido a forma como foram obtidas as propriedades necessárias para a determinação das correlações empíricas entre a porosidade e as propriedades mecânicas das rochas. A resistência à compressão uniaxial (*UCS*) foi determinada a partir de ensaios do tipo *Scratch test* realizados nos testemunhos dos 9 poços. Os parâmetros elásticos, módulo de Young (*E*) e coeficiente de Poisson (*v*), e de resistência, coesão (*c*) e ângulo de Atrito (*φ*), foram obtidos através de 99 ensaios triaxiais cíclicos (Triaxial SMS) obtidos previamente no laboratório de Mecânica de Rochas do Centro de Pesquisas da Petrobras realizados em plugues extraídos dos testemunhos que passaram previamente pela análise de *φ*. Após triagem o número de amostras selecionadas para cada grupo de rocha foi o seguinte: COQ – 15 amostras para as propriedades elásticas e 14 para as propriedades de resistência; EST – 11 amostras para as propriedades elásticas e 8 para as propriedades de resistência; LMT – 16 amostras para as propriedades elásticas e 8 para as propriedades de resistência; RET – 8 amostras para as propriedades elásticas e 14 para as propriedades de resistência.

4.1.1. Determinação da porosidade

Na indústria do petróleo, o termo mais utilizado para a representação dos vazios de uma rocha é a porosidade (*φ*), que corresponde à razão do volume de vazios (*V_v*) pelo volume total da rocha (*V_t*).

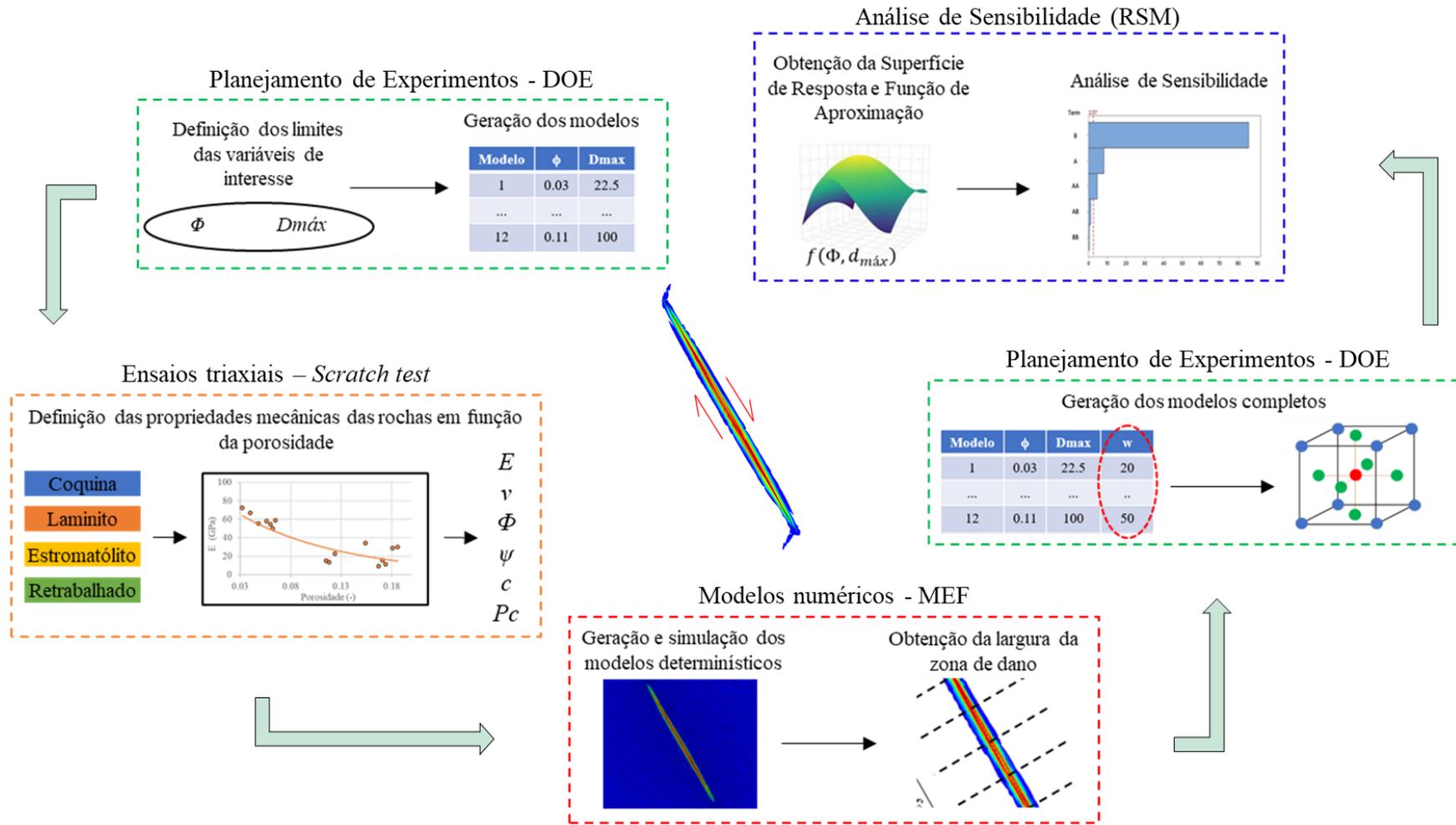


Figura 27. Fluxograma mostrando a sequência de atividades realizada e as técnicas utilizadas no trabalho.

Neste trabalho foram utilizadas 1439 amostras que dispunham a informação de ϕ , sendo que os valores serão apresentados em escala decimal. Para o grupo coquinas (Fm. Itapema) são 347 amostras dos poços A, B e F. Para a Fm. Barra Velha foram consideradas 1092 amostras nos poços A, C, D, E, F, G, H e I, sendo 375 amostras correspondentes ao grupo estromatólitos, 314 do grupo laminitos e 403 do grupo retrabalhados. As amostras apresentam grande variabilidade de ϕ (Figura 28), e embora seja possível observar valores extremos como 0.25 ou muito próximas de zero, no presente trabalho o range será considerado entre 0.03 e 0.2. Isso se deve ao fato deste intervalo de valores ser compreendido dentro das amostras selecionadas que foram submetidas à ensaios triaxiais para a obtenção das propriedades mecânicas.

Os procedimentos para o preparo das amostras e os ensaios foram feitos segundo a norma API 40:1998 (*American Petroleum Institute*) em conformidade com rotina de aquisição de dados de petrofísica básica em plugues de testemunhos seguida pelo Centro de Pesquisas da Petrobras. Em linhas gerais, os fluidos originais (óleo) e impurezas (sais) são extraídos das amostras que posteriormente são secadas na estufa com controle de umidade (umidade relativa de 45% @ 60°C). Para a aferição de ϕ é feita a saturação com gás. Neste processo são medidos e disponibilizados juntamente com a porosidade efetiva, o diâmetro e o comprimento das amostras, o seu peso seco, a densidade dos grãos, o volume poroso e a permeabilidade absoluta.

4.1.2. *Scratch test* – Definição da resistência à compressão uniaxial

A resistência à compressão simples (*Unconfined Compressive Strength - UCS*) ou resistência não-confinada é a tensão máxima suportada pela rocha em um ensaio de carregamento uniaxial, sem confinamento. Conforme Ferreira *et al.* (2017) o *UCS* é provavelmente a propriedade de resistência mais amplamente abordada na literatura. Ela pode ser estimada por um teste simples, como o ensaio de compressão uniaxial, ou extrapolada através de outros índices, como o teste de carga pontual, esclerômetro de Schmidt, *scratch test* ou velocidade de propagação de ondas P. Chang *et al.* 2006 compilaram uma série de relações que determinam o *UCS* em carbonatos (*limestones e dolostones*) a partir da ϕ , tempo de transito e *E* em diferentes contextos geológicos ao redor do mundo e compararam sua acurácia

com dados de resistência obtidos em laboratório. Os autores observaram uma grande variação do *UCS* destas rochas com qualquer um dos parâmetros correlacionados, indicando que correlações generalizadas sempre precisam ser calibradas aos dados de cada estudo de caso.

Neste trabalho os dados de *UCS* foram obtidos a partir da aquisição de ensaios do tipo *Scratch Test*. Este é um teste simples e de baixo custo que embora danifique a superfície de um testemunho não é considerado um ensaio destrutivo, pois ainda permite que outras análises sejam realizadas na rocha (Richard *et al.*, 1998; Schei *et al.*, 2000). Este teste mede as forças tangencial e normal que são necessárias para criar um sulco na superfície do testemunho, ou qualquer amostra que se queira analisar removendo diferentes volumes de material.

Ao final de cada ensaio, com base nos parâmetros medidos em todas as profundidades de corte, pode ser estimado o valor da energia intrínseca específica, ou *intrinsic specific energy (ISE)* reportada como a energia utilizada para se destruir o equivalente de rocha atacada pela ponta de corte do equipamento.

Essa energia, pode ser calculada pela equação (2), onde F_S^C é a componente de cisalhamento da força exercida pela ponta de corte e $A = Wd$ é área da seção transversal da porção arranhada da amostra (W e d são, respectivamente, a largura do sulco e a profundidade de corte do arranhão criado sobre o corpo-de-prova).

$$ISE = \frac{F_S^C}{A} = \frac{F_S^C}{Wd} \quad (2)$$

Quando se utiliza uma ponta de corte sem superfície de atrito considerável entre a rocha cortada e o cortador, é possível assumir que a componente de cisalhamento da força exercida pela ponta de corte é igual à própria componente de cisalhamento (F_s) da força total aplicada sobre a amostra e medida pela célula de carga, onde $F_s = F_S^C$. Os valores de *ISE* e *UCS* são assumidos como numericamente coincidentes, baseando-se em correlações de experimentos relatados na literatura e em informações do próprio equipamento de *Scratch Test* disponível no Centro de Pesquisas da Petrobras que especifica a geometria de cortador.

A informação do *Scratch test* possibilita a estimativa de *UCS* ao longo de toda a extensão de um testemunho, em uma escala centimétrica ou milimétrica que é capaz de captar as heterogeneidades da rocha. Por consequência, esta alta resolução

também pode produzir valores espúrios quando se busca analisar o comportamento das fácies em relação a esta propriedade. Estes valores podem estar relacionados, por exemplo, com concreções locais dispersas pela rocha (aumentando o valor de UCS), ou intervalos fraturados, tanto naturalmente ou pela própria aquisição do testemunho (diminuindo o valor de UCS). Com o intuito de excluir estes valores da análise, metodologia similar à utilizada por Ferreira *et al.* (2017) foi utilizada, para suavização dos perfis oriundos do ensaio. Este perfil suavizado, por sua vez serviu de base para a extração de valores de UCS nos pontos onde as amostras que foram selecionadas para a petrofísica básica. Desta forma, foi possível um conjunto de dados composto pela litologia da amostra, sua profundidade, ϕ e UCS (Figura 28), que permitiu a obtenção da relação entre ϕ e UCS para cada grupo de rocha.

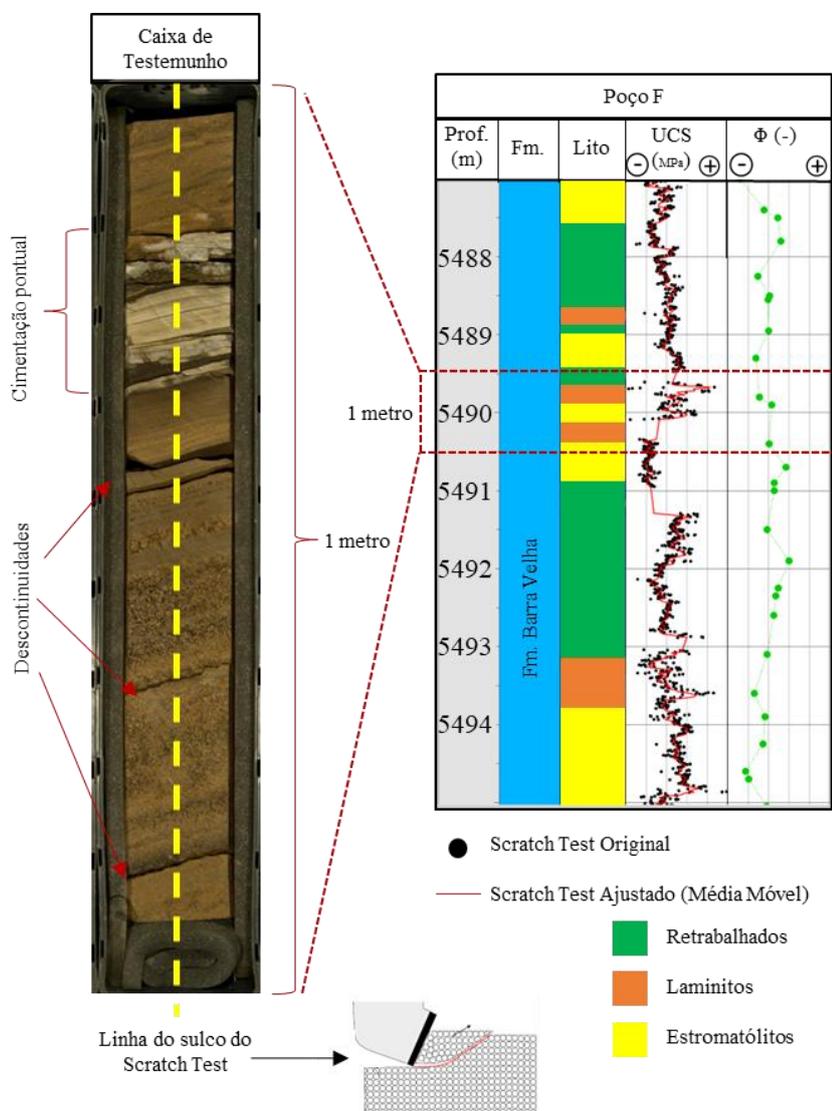


Figura 28. Figura esquemática mostrando a realização de um ensaio do tipo Scratch Test, o tratamento o perfil de pontos (UCS) adquirido e a correlação com o tipo de fácies e a porosidade.

4.1.3. Ensaios triaxiais - Definição das propriedades elásticas e de resistência das rochas

As propriedades elásticas e de resistência foram obtidas a partir de ensaios triaxiais cíclicos. Neste tipo de ensaio as amostras passam por ciclos de carregamento, descarregamento e recarregamento para a medição do módulo de Young (E) e do coeficiente de Poisson (ν). Também foram registradas as tensões de ruptura com as tensões confinantes de 20, 25, 30, 40, 50, 55 e 60 MPa para definição da envoltória de Mohr-Coulomb e obtenção dos parâmetros de resistência: coesão (c) e ângulo de Atrito (φ).

As tensões aplicadas no corpo de prova, que resultam em deformações sofridas na rocha sob compressão em várias direções podem ser divididas em 2 tipos (Figura 29). O primeiro corresponde às tensões hidrostáticas, aplicadas de forma equivalente em todas as direções. O segundo representa as tensões normais e de cisalhamento que permanecem subtraindo a tensão hidrostática de cada componente normal de tensão. As tensões desviadoras produzem distorção nas rochas, enquanto o mesmo fenômeno não é observado com são aplicadas tensões hidrostáticas. Durante o ensaio, se realizam medições de força e/ou deslocamentos, até que seja atingida a ruptura da amostra ou seja alcançado o nível máximo de força e/ou deslocamentos do equipamento. Na ruptura, a tensão desviadora (q) é dada pela eq. (3) onde σ_1 é a carga axial aplicada na amostra e σ_3 é a pressão confinante aplicada na amostra.

$$q = \sigma_1 - \sigma_3 \quad (3)$$

Com a medição das deformações axial e radial no início do ensaio, admite-se que o material está em um regime elástico no qual existe proporcionalidade entre as tensões e as deformações, sendo válida a Lei de Hooke.

Os parâmetros elásticos podem ser determinados como apresenta a Figura 30. E pode ser determinado pela relação entre a tensão axial e a deformação, também axial (eq. (4)), enquanto ν é determinado pela relação entre a deformação radial e a deformação axial (eq.(5)).

$$E = \frac{\sigma_{ax}}{\varepsilon_{ax}} \quad (4)$$

$$\nu = \frac{\varepsilon_{rad}}{\varepsilon_{ax}} \quad (5)$$

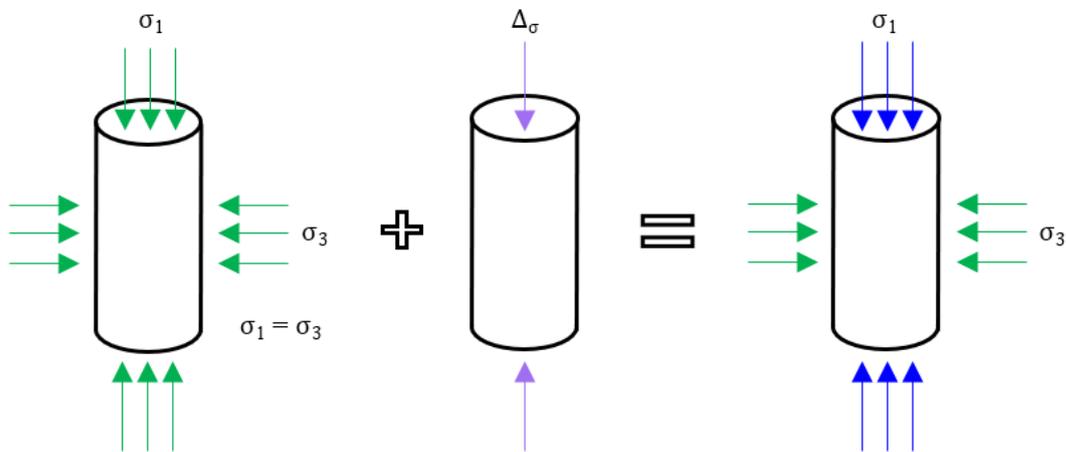


Figura 29. Estados de tensão durante a realização de um ensaio triaxial.

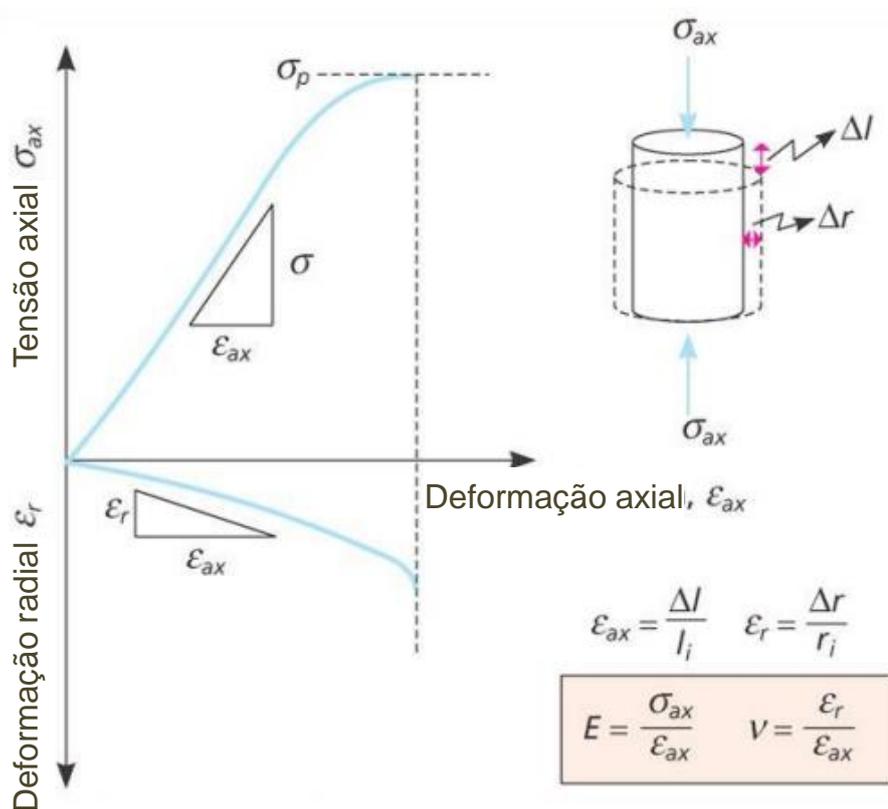


Figura 30. Determinação de parâmetros elásticos a partir de ensaios uniaxiais.

O critério de ruptura por cisalhamento mais amplamente conhecido é o critério de Mohr-Coulomb (Figura 31). Este foi inicialmente descrito em termos de

tensão de cisalhamento (τ) e da tensão normal (σ_n) no ponto de tangencia do círculo de Mohr com a envoltória a qual é definida como:

$$\tau = c + \sigma_n * \tan\varphi \quad (6)$$

Para a obtenção de c e ϕ são selecionados ensaios triaxiais realizados em rocha intacta com diferentes tensões de confinamento. Se a tensão axial corresponde a tensão principal maior (σ_1) e tensão radial é a mesma em todas as direções ($\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_c$), cada ensaio é representado por um círculo de Mohr correspondente a sua ruptura. Traçando uma linha reta tangente a estes círculos, o seu intercepto com o eixo τ corresponde à coesão, enquanto a tangente da reta define o ângulo de atrito do material, conforme exemplo da Figura 31.

Neste trabalho, para cada grupo de rochas foram traçadas diferentes envoltórias de ruptura, utilizando amostras que apresentam valores de porosidades similares. Logo, os valores de c e ϕ obtidos em cada uma destas envoltórias foram correlacionados com a porosidade.

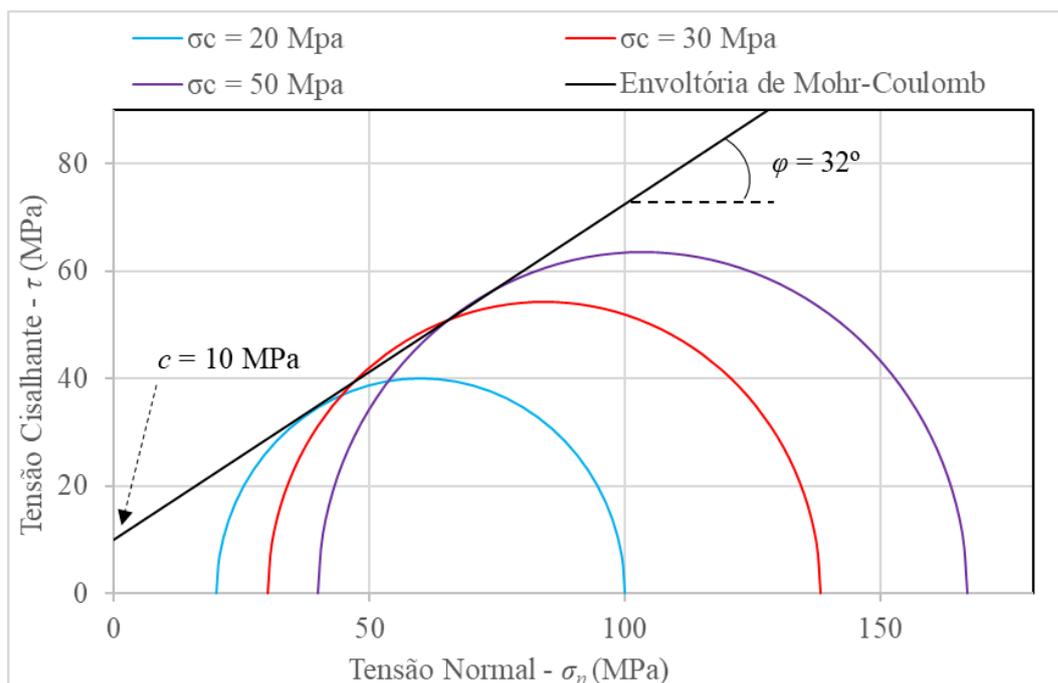


Figura 31. Definição da envoltória de Mohr-Coulomb e em consequência o ângulo de atrito e coesão do material a partir e ensaios triaxiais.

4.1.4. Pressão Crítica

Neste trabalho, não foi possível estimar a pressão crítica (p_c) a partir dos ensaios disponíveis, tampouco foi observada na literatura uma correlação entre a

porosidade e p_c para rochas carbonáticas. Contudo, um conjunto de dados compilado pelo projeto Carbfault (Fisher et al., 2018) foi utilizado. Neste extenso banco de dados, foram selecionadas amostras cuja descrição é compatível com os grupos de rocha já descritos neste estudo, porém apenas uma correlação foi extrapolada a partir dos dados, que será utilizada em todos os modelos numéricos. O resultado desta análise está sumarizado na Figura 32 e a correlação obtida (eq. (7)) pode ser utilizada para determinar p_c diretamente a partir do de ϕ .

$$\log p_c \text{ (MPa)} = -3.58\phi(-) + 2.56 \quad (7)$$

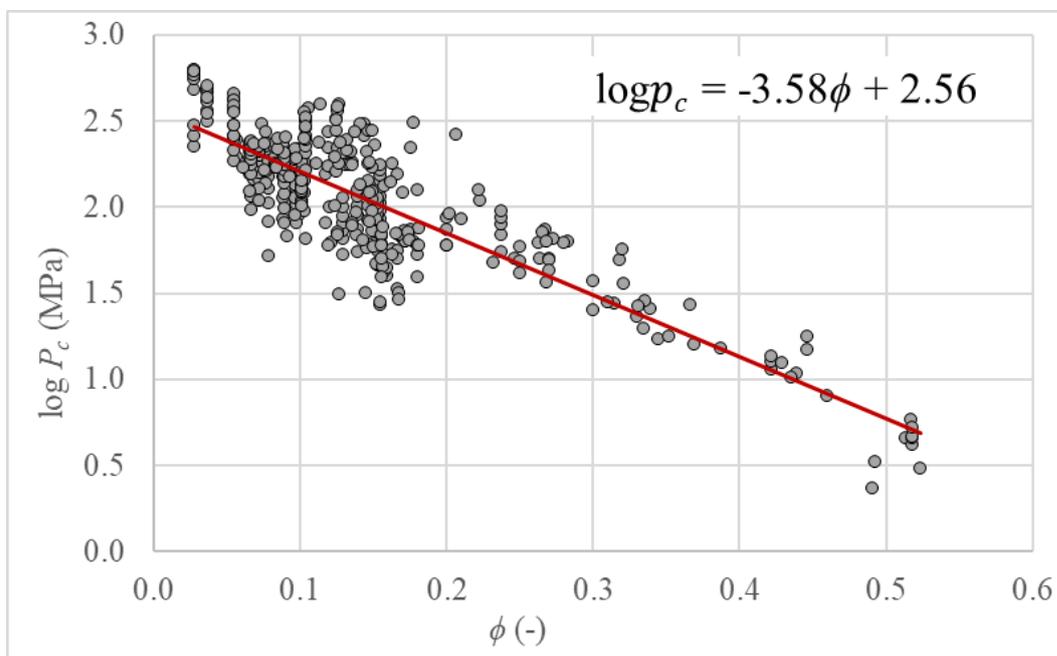


Figura 32. Determinação da pressão crítica a partir da porosidade em carbonatos.

4.2. Modelo Numérico

Os modelos numéricos foram gerados a partir da metodologia do planejamento de experimentos, que será mais bem discutida no item 4.3. As simulações foram realizadas utilizando-se o *software* comercial ABAQUS ® usando o *solver* para grandes deslocamentos (*Updated Lagrangian formulation*).

4.2.1. Malha de elementos finitos

Modelos de elementos finitos (MEF) foram utilizados para avaliar a formação e evolução da zona de dano numa seção vertical perpendicular à falha utilizando metodologia similar a Andrade *et al.* (2021, 2022), Oliveira *et al.* (2022), Congro *et al.* (2023) e Quevedo *et al.* (2022). O modelo conceitual bidimensional considera um meio isotrópico e homogêneo com comportamento elastoplástico, onde a falha é representada por duas linhas sobrepostas, conforme observado Figura 33. Durante a simulação a zona de dano é gerada pela aplicação de deslocamentos em direções opostas aos pares de nós sobre as linhas que compõem a falha. Os deslocamentos são aplicados de forma incremental respeitando uma distribuição parabólica onde o rejeito máximo ocorre no centro da falha e o rejeito é nulo nas extremidades, conforme a equação (8). O rejeito máximo aplicado ($D_{máx}$) representa 10% da altura da falha (H), e h é a distância da extremidade da falha até um ponto genérico sobre a falha, conforme exemplificado na Figura 33.

$$D = -4D_{máx} \left(\frac{h}{H}\right)^2 + 4D_{máx} \left(\frac{h}{H}\right)^2 \quad (8)$$

A malha de elementos finitos é composta por elementos quadrilaterais de 8 nós com integração completa, ou seja, com nove pontos de Gauss. Na região central do modelo, próxima à falha, elementos de tamanho constante ($H/70$) são adotados enquanto nas outras regiões empregam-se elementos de tamanho variável. Nos limites do modelo, os deslocamentos são restritos em todas as direções. Estes limites estão suficientemente afastados da região da falha para evitar efeitos de borda. Os modelos gerados foram inicializados com tensão confinante (σ_c) isotrópica de 40 MPa, correspondente à tensão média atual do campo onde as amostras de rocha foram coletadas, e 10 MPa, é o confinamento esperado à época do desenvolvimento das falhas observadas no campo.

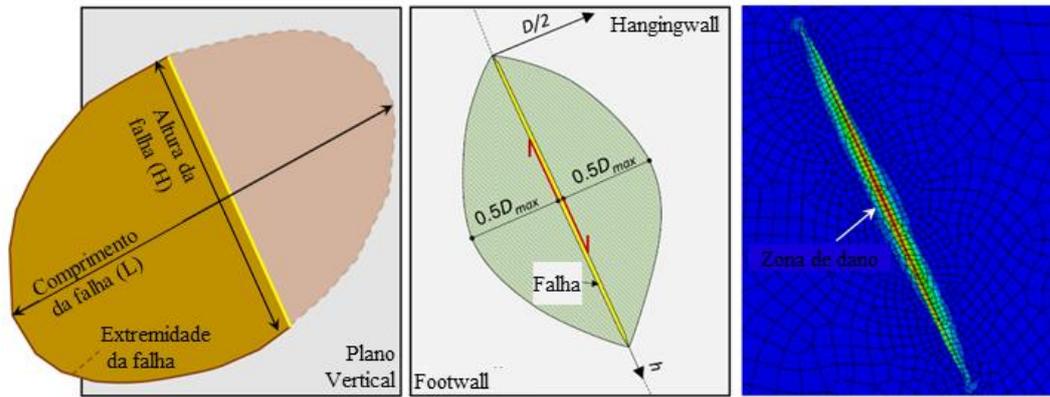


Figura 33. Representação da premissa de aplicação do deslocamento nos modelos numéricos. Adaptado de Quevedo *et al.*, 2022.

4.2.2. Modelo constitutivo (SR3)

O comportamento mecânico da rocha é representado pelo modelo constitutivo Soft Rock Plasticity (SR3) inicialmente proposto por (Crook, *et al.*, 2006a; Crook *et al.*, 2006b). A escolha do modelo levou em conta a possibilidade de representar o comportamento da rocha em tração, cisalhamento e compactação. A superfície de plastificação do modelo SR3 é representada como:

$$F_{SR3} = \sqrt{(e_0 p_c^0 \tan \beta)^2 + (g_\sigma q)^2} - (p - p_t) \tan \beta \left(\frac{p - p_c}{p_t - p_c} \right)^{\frac{1}{n_y}} - e_0 p_c^0 \tan \beta = 0 \quad (9)$$

onde p é a tensão efetiva média, q é a tensão desviadora ou de von Mises, β é um ângulo relacionado com φ , p_t é a tensão hidrostática de plastificação sob tração, p_c^0 e p_c são as tensões hidrostáticas de plastificação sob compactação inicial e corrente, respectivamente. O parâmetro n_y define a forma da superfície de plastificação no plano p - q , e_0 é o parâmetro de excentricidade da curvatura da superfície de plastificação, e g_σ é uma função que controla a superfície de plastificação no plano desviador através dos parâmetros de ajuste f_0 , f_1 e α . A formulação do modelo SR3 contempla ainda uma função de potencial plástico similar a equação (9) porém adotando uma constante do material (χ) relacionada ao ângulo de dilatância (ψ). Neste trabalho, baseado nos trabalhos de Vermeer e Borst, (1984) e Alejano e Alonso (2005) foi definido que ψ será determinado a partir dos valores de φ conforme a equação (10), havendo um valor mínimo de 5° para esta propriedade.

$$\psi = \varphi - 20^\circ \quad (10)$$

Em comparação com o modelo de Mohr-Coulomb, o modelo *SR3* necessita de mais parâmetros, no entanto, alguns parâmetros do *SR3* podem ser obtidos a partir de correlações com Mohr-Coulomb como apresenta-se nas equações (11), (12) e (13).

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{6 \sin(\varphi)}{3 - \sin(\varphi)} \quad (11)$$

$$p_t = \frac{-c}{\operatorname{tg}(\varphi)} \quad (12)$$

$$\tan \chi = \frac{6 \sin(\psi)}{3 - \sin(\psi)} \quad (13)$$

Os outros parâmetros necessários para a definição da envoltória do modelo *SR3* foram fixados conforme o apresentado: $f_0 = 0.125$, $f_1 = 0$, $\alpha = 1$, $e_0 = 0.05$ e $n_y = 2.5$. A Figura 34 mostra a envoltória de plasticidade do *SR3* no plano p - q e no plano desviador.

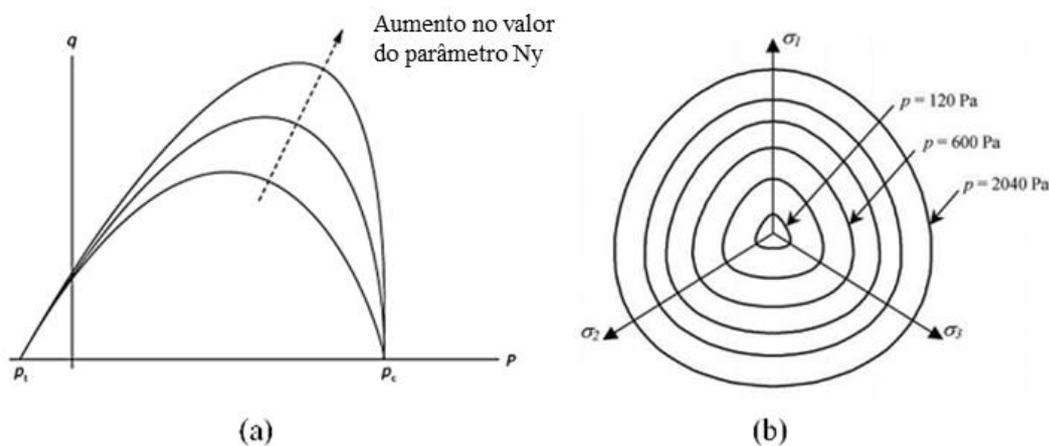


Figura 34. Superfície de plastificação para o modelo constitutivo *SR3* onde (a) é a representação no plano p - q e (b) no plano desviador.

Ressalta-se que não foi atribuída uma lei de endurecimento e amolecimento, mas sim considerou-se, um valor de p_c constante para todos os passos da simulação numérica. Dessa forma a envoltória de plastificação não sofrerá alteração ao longo

do processo e o valor de p_c será atribuído a partir dos valores de porosidade conforme relação discutida no item 4.1.4.

Para completar a formulação do modelo, adotou-se um comportamento elástico linear empregando o módulo de Young (E) e o coeficiente de Poisson (ν). Dessa forma, os parâmetros variáveis utilizados no modelo SR3 são consolidados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros necessários para a utilização do modelo SR3 nas simulações numéricas.

Parâmetro	Simbologia	Unidade
Módulo de Young	E	MPa
Coefficiente de Poisson	ν	--
Coesão	c	MPa
Ângulo de Atrito	φ	°
Ângulo de Dilatância	ψ	°
Pressão Crítica	p_c	MPa

4.3. Planejamento de Experimentos e Análise de sensibilidade

Conforme Román-Ramirez *et al.* (2022) o planejamento de experimentos (DOE) é uma área da estatística relacionada ao planejamento, coleta, análise, modelagem e otimização de dados experimentais. Em outras palavras, o principal objetivo da técnica é determinar relações entre as variáveis de entrada e um dado sistema de resposta (Yoon, 2007; Congro *et al.* 2019), ponderando fatores estatisticamente relevantes na determinação de um resultado específico. Coleman e Montgomery (1993) indicam que o primeiro passo para o planejamento de experimentos é escolher os fatores (variáveis independentes) e níveis (valores pré-estabelecidos para os fatores) com base no objetivo do estudo. Logo, seleciona-se o fluxo de trabalho para a execução dos experimentos. Congro *et al.* (2019) salientam que esta técnica é capaz de analisar o comportamento de um sistema dentro de um intervalo de fatores definidos, mas não representam o comportamento do sistema em todo o espaço de variáveis independentes. Por fim, após a realização dos experimentos, análises estatísticas como análise de variância e diagramas de Pareto podem ser empregues para a compreensão da sensibilidade do sistema. A

relação entre os fatores e os resultados pode ser representada por meio da superfície de respostas (RSM).

A Metodologia da Superfície de Resposta é uma das técnicas mais utilizadas para complementar os experimentos fatoriais de planejamento. Essa técnica é frequentemente utilizada para refinar modelos após a determinação dos fatores mais importantes utilizando experimentos fatoriais, e para o caso de uma suspeita de curvatura na superfície de resposta, dada a não-linearidade do problema. Na maioria dos casos de engenharia, as saídas devem ser projetadas considerando os efeitos de curvatura para permitir os efeitos quadráticos de cada variável independente. Desta maneira, o objetivo principal da metodologia é encontrar a melhor superfície de resposta para modelar fatores e níveis que relacionem as variáveis do estudo através de um modelo polinomial quadrático completo com os coeficientes de regressão calibrados. A equação geral para aplicação da metodologia SRM é apresentada na equação (18) onde y é a variável de resposta, X_i e X_j são as variáveis; e $\beta_0, \beta_i, \beta_{ii}$ e β_{ij} são os coeficientes linear, quadrático e cruzados dos termos, respectivamente.

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i X_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} X_i^2 + \sum_{i < j=1}^k \sum_{j=1}^k \beta_{ij} X_i X_j \quad (18)$$

Com o intuito de obter estimativas da zona de dano em falhas geradas nas Formações Barra Velha e Itapema, em águas profundas da Bacia de Santos (capítulo 3) se utilizou a metodologia do planejamento de experimentos e modelagem através do método dos elementos finitos (capítulo 5.2). A informação obtida através dos modelos numéricos é ajustada para avaliar a equação mais adequada entre as variáveis de entrada, porosidade (ϕ) e rejeito (D), e a espessura da zona de dano (w). Os limites superior e inferior dos valores de porosidade foram definidos a partir das correlações apresentadas no item 4.1.1. Já a variação no rejeito máximo das falhas nos modelos foi delimitada entre 22.5m e 300m, valores correspondentes às falhas observadas na jazida objeto deste estudo. Um sumário dos valores máximos e mínimos destas variáveis podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2. Valores máximos e mínimos de porosidade e rejeito da falha considerados no planejamento dos experimentos

Parâmetro	Valor Mínimo	Valor Máximo
ϕ (-)	0.03	0.2
$D_{máx}$ (m)	22.5	300

Os experimentos foram criados com metodologia similar a proposta por Congro *et al.* (2023) utilizando um planejamento experimental do tipo CCI (*central composite inscribed design*). Essa metodologia contempla um planejamento fatorial de 2 fatores e 5 níveis, onde os modelos são montados de forma a combinar cada um dos níveis de cada fator. Desta forma, foram gerados 12 modelos (4 pontos fatoriais, quatro pontos centrais e quatro pontos estrela) visando uma regressão polinomial de segunda ordem adequada às variáveis de entrada (ϕ e D) e o resultado das simulações (w). Além disso, realizou-se uma análise de variância para determinar quais variáveis independentes são estatisticamente relevantes para a espessura da zona de dano. A Tabela 3 mostra a matriz de experimentos completa que relaciona ϕ (e por consequência as propriedades do material) e o $D_{máx}$ da falha em cada modelo.

Além da equação proposta, a relação entre a espessura da zona de dano e as variáveis independentes pode ser visualizada através da superfície de resposta e a qualidade do ajuste pode ser verificada observando-se os coeficientes de regressão ajustados ($Adj R^2$) e o p -valor. Valores de R^2 próximos de 1, são indicativos de um bom ajuste, um p -valor menor do que 0.01 pode indicar um efeito estatístico significativo no valor de resposta, e diagramas de Pareto podem indicar quais das variáveis tem maior relevância no resultado. Estas informações foram obtidas utilizando-se o *software* Minitab®.

Tabela 3. Matriz de experimentos elaborada a partir da metodologia *DOE*. Cada linha representa um modelo numéricos com propriedades do material e rejeito da falha específicos.

Modelo	Φ (-)	<i>D</i>_{máx} (m)
0	0.05	63.14
1	0.18	63.14
2	0.05	259.36
3	0.18	259.36
4	0.12	161.25
5	0.12	161.25
6	0.03	161.25
7	0.20	161.25
8	0.12	22.50
9	0.12	300.00
10	0.12	161.25
12	0.12	161.25

5. Resultados e Discussões

O capítulo de resultados será dividido em 4 itens. Inicialmente, no item 5.1 serão apresentadas as correlações empíricas obtidas entre a porosidade e as propriedades mecânicas (UCS , E , ν , ϕ e c) para cada grupo litológico. No item 5.2 serão discutidos os resultados da modelagem numérica, como os parâmetros para a obtenção da espessura da zona de dano, o impacto da tensão confinante e da posição relativa onde é feita a medida da zona de dano.

Os resultados dos modelos de regressão para cada litologia e da análise de sensibilidade serão debatidos no item 5.3, enquanto uma comparação entre os diferentes grupos litológicos e dados oriundos de literatura será feita no item 5.4.

5.1. Correlações empíricas

5.1.1. Resistência à compressão uniaxial (UCS)

Inicialmente foram analisados o UCS das amostras referentes a cada formação geológica estudada (Fm. Barra Velha e Fm. Itapema). Na Figura 35 observa-se que a Fm. Itapema apresenta valores de UCS menores (em média 20 MPa) em relação à Fm. Barra Velha para um mesmo valor de ϕ . Como discutido no capítulo 3, estas formações são compostas por fácies de contextos deposicionais e características reológicas distintas, o que poderia explicar a menor resistência da formação Itapema. Conjuntamente com as correlações obtidas neste trabalho, a Figura 35 também apresenta a correlação proposta por Ferreira *et al.* (2017) para os carbonatos do Pré-sal. Nota-se que essa correlação prevê valores mais altos de UCS para porosidades muito baixas, mas tende a mostrar valores intermediários de UCS entre as duas formações para porosidades altas.

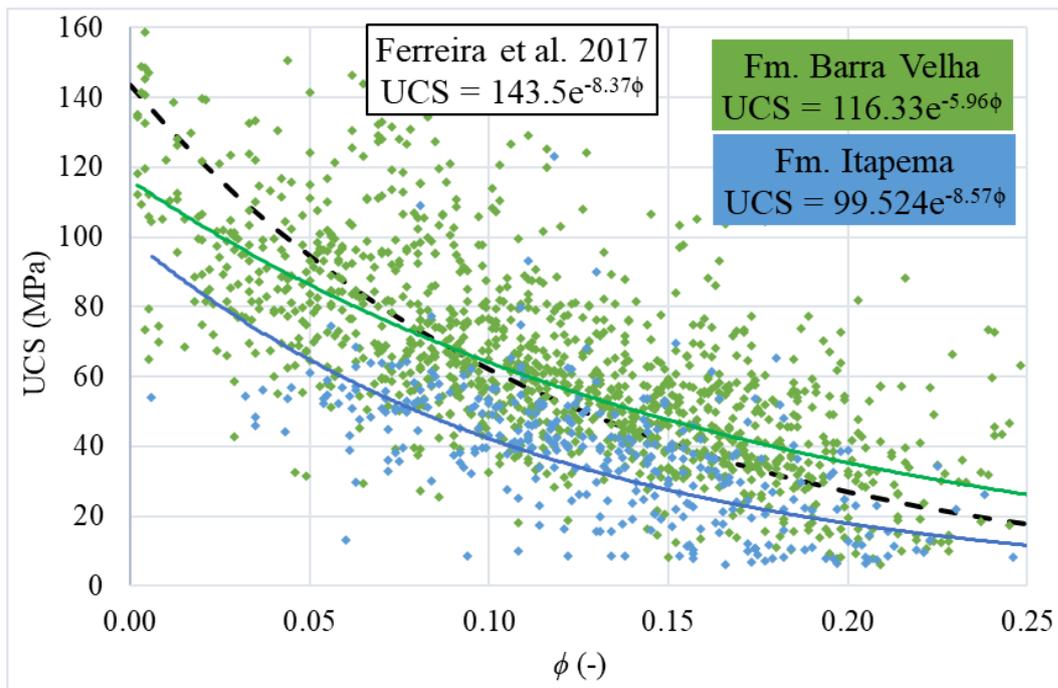


Figura 35. Correlação entre a porosidade e o UCS para as formações Barra Velha (verde) e Itapema (azul) comparadas com a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal.

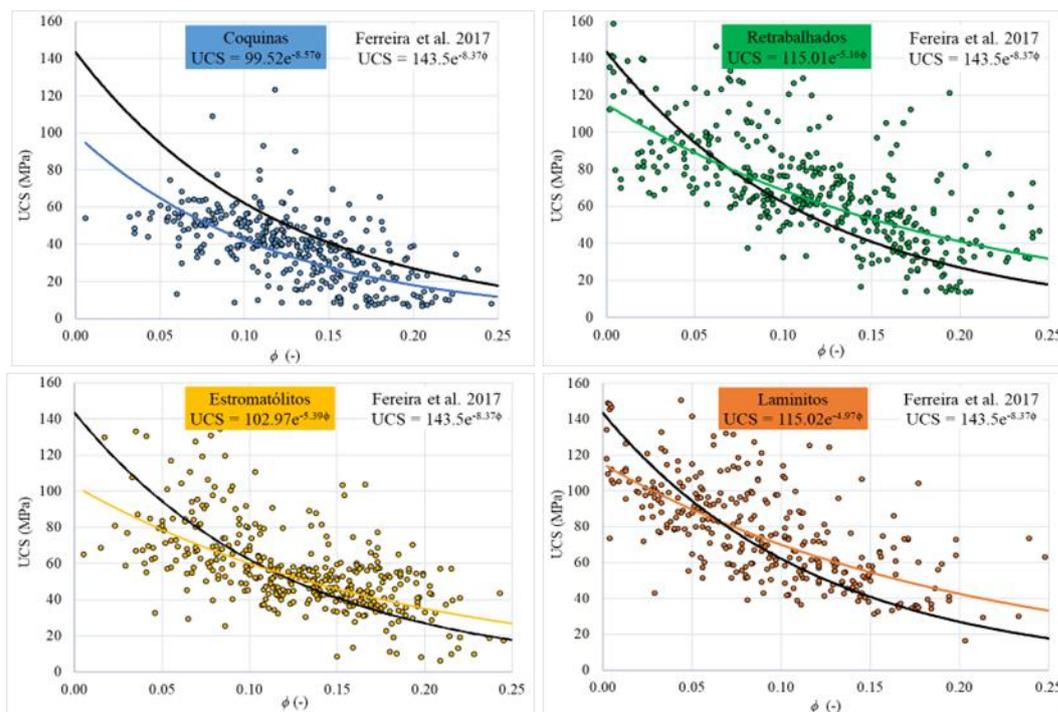


Figura 36. Correlação entre a porosidade e o UCS para cada litologia e comparação a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal.

A Figura 36 apresenta os dados experimentais e as correlações propostas para cada grupo de rocha. Nota-se que o grupo coquinas, único correspondente à Fm.

Itapema, apresenta valores de *UCS* subestimados quando comparados à correlação proposta por Ferreira *et al.* 2017. Já os demais grupos inseridos dentro da Fm. Barra Velha, apresentam comportamento similar, com menores valores de *UCS* para baixos valores de ϕ (<5%) e maiores valores para altos valores de ϕ (>20%).

As equações exponenciais propostas (Tabela 4, eq. (14), (15), (16) e (17)) mostram a menor resistência das coquinas, enquanto que os grupos laminitos e retrabalhados apresentam os valores mais altos e com correlações quase idênticas. Por fim, os estromatólitos estão em posição intermediária entre as coquinas e os demais. Nota-se também que todos os grupos têm uma grande redução de *UCS* com o aumento de ϕ . Este comportamento está de acordo com correlações propostas na literatura, onde normalmente uma relação exponencial é utilizada para o ajuste aos dados (Edlmann *et al.*, 1998; Chang *et al.*, 2006; Ameen *et al.*, 2009; Ferreira *et al.*, 2017; Farquhar *et al.*, 1994)

Tabela 4. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o *UCS* para cada tipo de rocha.

Litologia	Correlação	
	UCS (MPa) x ϕ (-)	
Coquinas	$UCS = 99.52e^{-8.57\phi}$	(14)
Estromatólito	$UCS = 102.97e^{-5.39\phi}$	(15)
Laminito	$UCS = 115.02e^{-4.97\phi}$	(16)
Retrabalhados	$UCS = 115.01e^{-5.16\phi}$	(17)

5.1.2. Propriedades elásticas

Módulo de Young (E)

O módulo de Young é uma propriedade mecânica que mede a rigidez de um material sólido onde quanto mais alto o módulo, maior tensão aplicada é necessária para criar o mesmo nível de deformação. É comum relacionar *E* com o *UCS*, conforme apontado por Chang *et al.* (2006), Santos e Ferreira (2010) e Ferreira *et al.* (2017). Ferreira *et al.* (2017) também propuseram uma relação de *E* e ϕ . As correlações obtidas para *E* estão sumarizadas na Figura 37. É possível constatar que o mesmo comportamento observado na análise do *UCS* está presente nas correlações exponenciais propostas para *E* x ϕ , com maiores valores de *E* para

menores valores de ϕ . Nota-se que as coquinas, laminitos e estromatólitos apresentam correlações muito próximas daquela proposta por Ferreira *et al.*, 2017. A exceção à regra são os retrabalhados que mostram valores superestimados, particularmente em nos baixos valores de ϕ . Além disso, se observa que os estromatólitos apresentam valores mais elevados de E nos valores mais alto de ϕ , mas valores mais baixos para as os valores mais baixos de ϕ , quando comparado com os o laminito e coquinas. Na Tabela 5 (equações (18), (19), (20) e (21)) é apresentado um sumário das correlações que serão utilizadas na modelagem numérica.

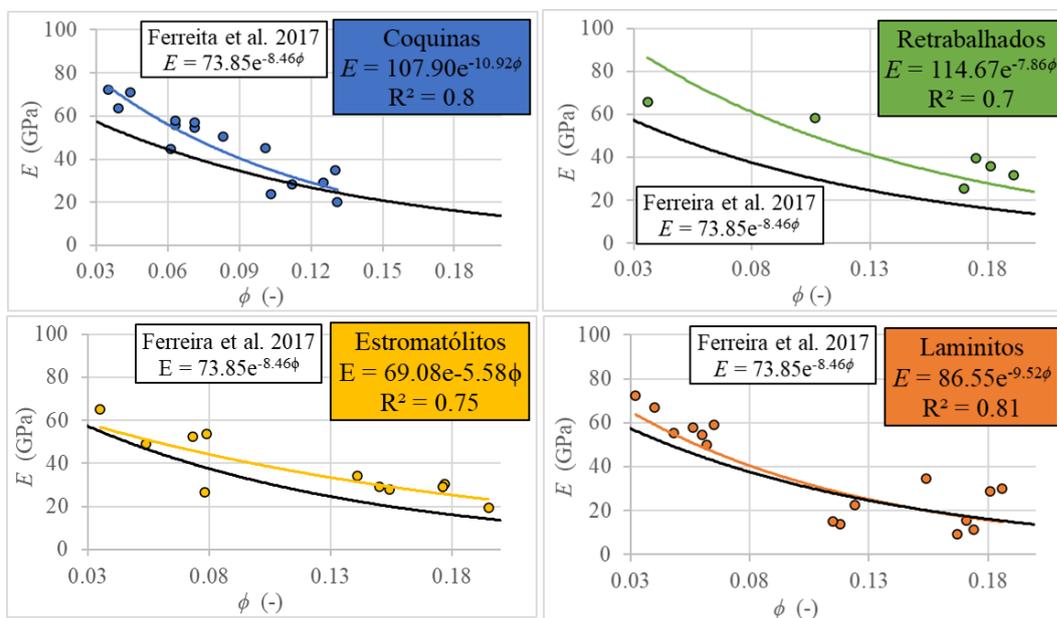


Figura 37. Correlação entre a porosidade e o módulo de Young para cada litologia e comparação a correlação obtida por Ferreira *et al.* (2017) para rochas do Pre-Sal.

Tabela 5. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o módulo de Young para cada tipo de rocha.

Litologia	Correlação	
	E (GPa) x ϕ (-)	
Coquinas	$E = 107.9e^{-10.92\phi}$	(18)
Estromatólito	$E = 69.08e^{-5.58\phi}$	(19)
Laminito	$E = 86.55e^{-9.52\phi}$	(20)
Retrabalhados	$E = 114.67e^{-7.86\phi}$	(21)

Coeficiente de Poisson (ν)

As correlações obtidas para ν estão sumarizadas na Figura 38. Nos gráficos são apresentadas correlações entre a ϕ e ν obtidos nos ensaios triaxiais. A partir dos valores de R^2 , é possível concluir que existe um baixo grau de correlação entre estas propriedades. A variação de ν é muito pequena em relação a variação de ϕ para as coquinas, retrabalhados e estromatólitos. A exceção é dada pelos laminitos onde se observa um maior gradiente na diminuição de ν com o aumento de ϕ .

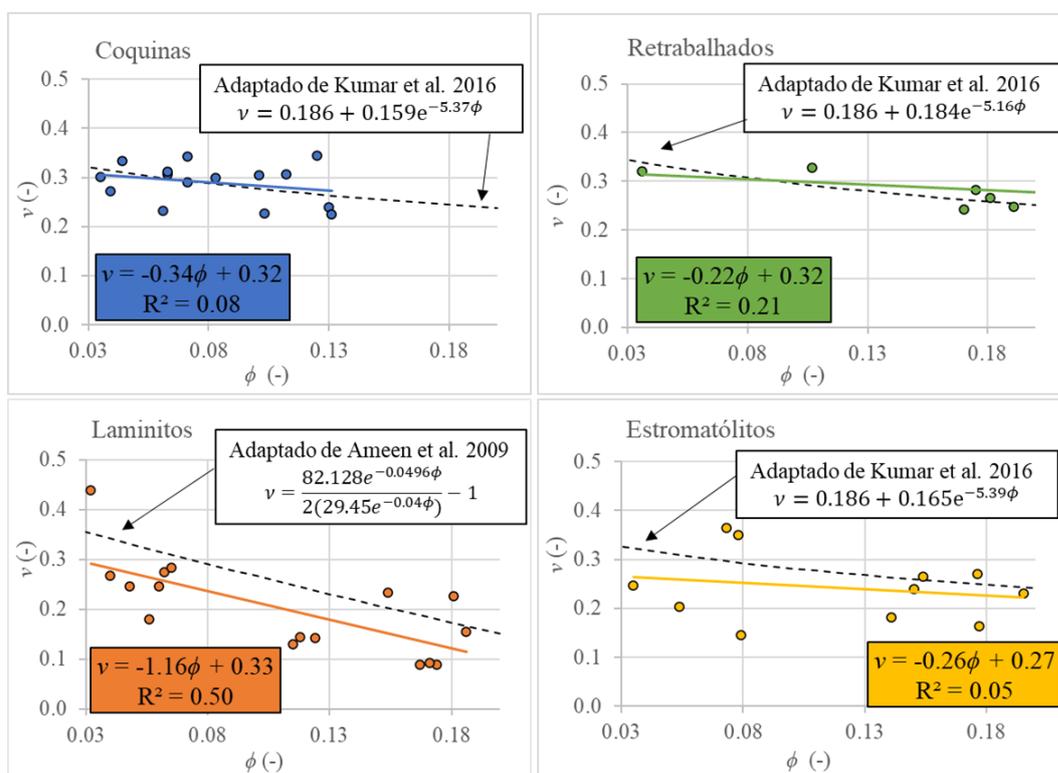


Figura 38. Correlação entre a porosidade e o coeficiente de Poisson para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Kumar *et al.* 2017 e Ameen *et al.* 2009.

A pouca variação de ν em relação a ϕ também pode ser observada na correlação obtida por Kumar *et al.* (2017), onde a equação proposta (22) relaciona ν com UCS :

$$\text{Kumar et al. 2017} \quad \nu (-) = 0.186 + 0.0016 * UCS(MPa) \quad (22)$$

Utilizando as equações que relacionam UCS e ϕ propostas neste trabalho, (14), (15), (16) e (17), e substituindo estas na equação (22), é possível estabelecer

relações entre ν e ϕ para os retrabalhados, laminitos e coquinas. que mostram aderência aos dados dos ensaios (Figura 38).

Para os laminitos, também foi possível a comparação com outra equação que apresenta o mesmo gradiente de variação de ν em relação a ϕ . Neste caso, foram utilizadas as equações que relacionam o E e o módulo de cisalhamento (G) propostas por Ameen *et al.* (2009), respectivamente as equações (23) e (24). Utilizando a equação oriunda da Lei de Hooke que relaciona E , G e ν e substituindo nesta as equações propostas por Ameen *et al.* (2006) é possível chegar em uma relação entre ν e ϕ , conforme a equação (25).

$$\text{Ameen et al. 2009} \quad E \text{ (GPa)} = 102.21e^{-0.0561\phi} \quad (23)$$

$$\text{Ameen et al. 2009} \quad G \text{ (Gpa)} = 29.45e^{-0.0445\phi} \quad (24)$$

$$\nu = \frac{E}{2G} - 1 = \frac{82.128e^{-0.0496\phi}}{2(29.45e^{-0.04\phi})} - 1 \quad (25)$$

Devido à baixa correlação observada na extrapolação a partir dos ensaios triaxiais para as coquinas, estromatólitos e retrabalhados, optou-se por utilizar as equações adaptadas de Kumar *et al.* (2016) para a definição do coeficiente de Poisson nos modelos numéricos. Para os laminitos, optou-se pelo uso das correlações obtidas através da medição direta nos ensaios triaxiais, apresentando tendência de variação de ν similar à de Ameen *et al.* (2009). O sumário das equações selecionadas (26),(27), (28) e (29) está na Tabela 6.

Tabela 6. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o coeficiente de Poisson cada tipo de rocha.

Litologia	Correlação ν (-) x ϕ (-)	
Coquinas	$\nu = 0.186 + 0.159e^{-5.37\phi}$	(26)
Estromatólito	$\nu = 0.186 + 0.165e^{-5.39\phi}$	(27)
Laminito	$\nu = -1.16\phi + 0.33$	(28)
Retrabalhados	$\nu = 0.186 + 0.184e^{-5.16\phi}$	(29)

5.1.3. Propriedades de resistência

Ângulo de Atrito (φ)

Nos gráficos da Figura 39 são apresentadas correlações obtidas entre a ϕ e o φ . Também é possível observar outras duas correlações da literatura propostas por Ameen *et al.* 2009 e Ezati *et al.* 2020, equações (30) e (31), respectivamente.

$$\text{Ameen et al. 2009} \quad \varphi (^{\circ}) = 60.811e^{-4.9\phi(-)} \quad (30)$$

$$\text{Ezati et al. 2020} \quad \varphi (^{\circ}) = 68.473 - 339.81\phi(-) + 672.49\phi(-)^2 \quad (31)$$

Observa-se que φ diminui com o aumento da porosidade em todos os tipos de rocha, porém o gradiente de variação de φ é diferente entre cada litologia. As correlações mostram que φ apresenta valores entre 40° e 50° para baixos valores de ϕ . Já para altos valores de ϕ , φ se estabelece entre 20° a 30° nos retrabalhados e estromatólitos, entre 15° e 20° nas coquinas, e entre 35° a 40° nos laminitos. Ambas as correlações da literatura preveem φ mais elevados para baixas ϕ (entre 50° e 60°), o que é discrepante com as correlações propostas neste trabalho. Porém, para os valores altos de ϕ , os valores são condizentes com os retrabalhados e estromatólitos. Por outro lado, as coquinas parecem subestimar os valores de φ em relação à literatura, mas com uma mesma tendência de variação. Os laminitos não mostram correlação com os dados comparados. A Tabela 7 apresenta um sumário das correlações selecionadas para uso na modelagem numérica.

Tabela 7. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e o ângulo de atrito para cada tipo de rocha.

Litologia	Correlação $\varphi (^{\circ})$ x $\phi (-)$	
Coquinas	$\varphi = -175.76\phi + 50.14$	(32)
Estromatólito	$\varphi = -121.02\phi + 45.09$	(33)
Laminito	$\varphi = -58.98\phi + 47.45$	(34)
Retrabalhados	$\varphi = -58.98\phi + 47.45$	(35)

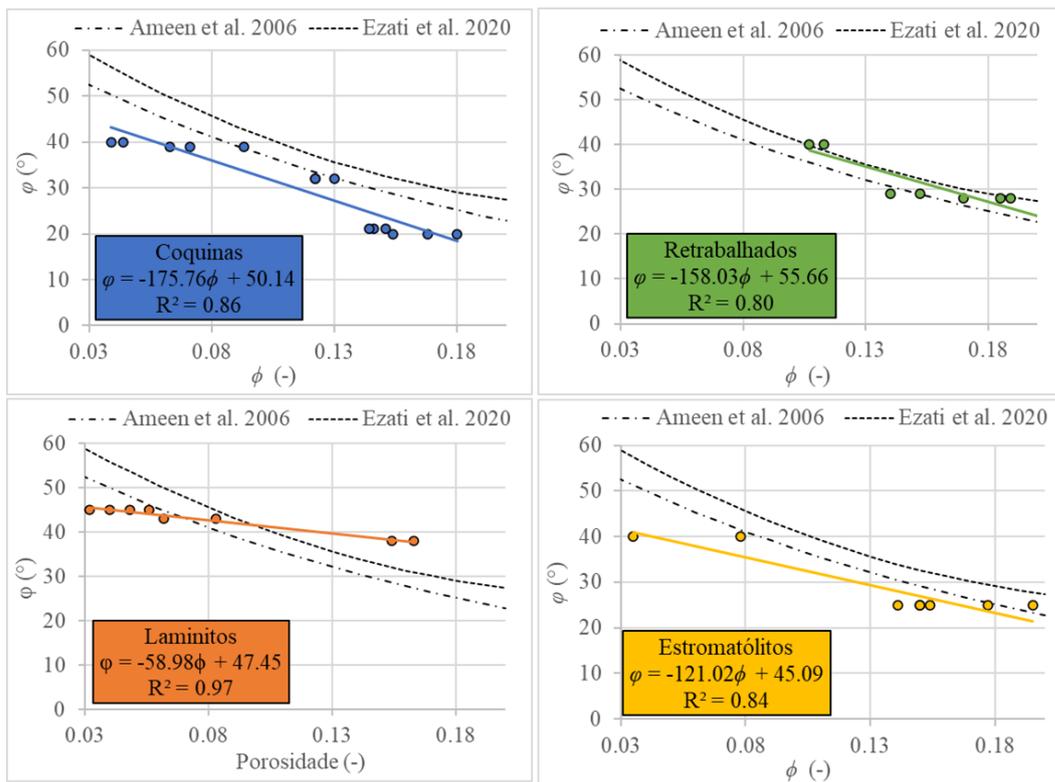


Figura 39. Correlação entre a porosidade e o ângulo de atrito para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Ameen *et al.* 2009 e Ezati *et al.* 2020.

Coesão (c)

Nos gráficos da Figura 40 são apresentadas as correlações propostas entre a ϕ e c , além de outras duas correlações da literatura. A primeira, Eq. (36) proposta por Ezati *et al.* (2020), apresenta uma correlação direta entre a ϕ e c . A segunda, eq. (37) proposta por Al-Awad (2002) correlaciona UCS e c , neste caso, as correlações obtidas neste trabalho entre UCS e ϕ para cada grupo de rocha foram substituídas na equação (37) para obtenção da relação c x ϕ .

$$\text{Ezati et al. 2020} \quad c \text{ (MPa)} = 14.523 - 95.31\phi + 233.35\phi^2 \quad (36)$$

$$\text{Al-Awad 2002} \quad c \text{ (MPa)} = -0.41714 + 0.28907UCS - 0.00051878UCS^2 \quad (37)$$

É possível observar em todos os grupos de rocha que c diminui com o aumento e ϕ . Este comportamento é esperado, visto que a coesão pode ser

considerada uma propriedade que se relaciona de forma intrínseca com o UCS . Contudo, nota-se na Figura 40 que as correlações obtidas através dos ensaios triaxiais tendem a superestimar os valores de c em comparação com as equações oriundas da literatura, principalmente para os valores de ϕ , como observado nos grupos estromatólitos e laminitos. Em contrapartida, as coquinas mostram aderência entre a correlação dos ensaios triaxiais e a literatura.

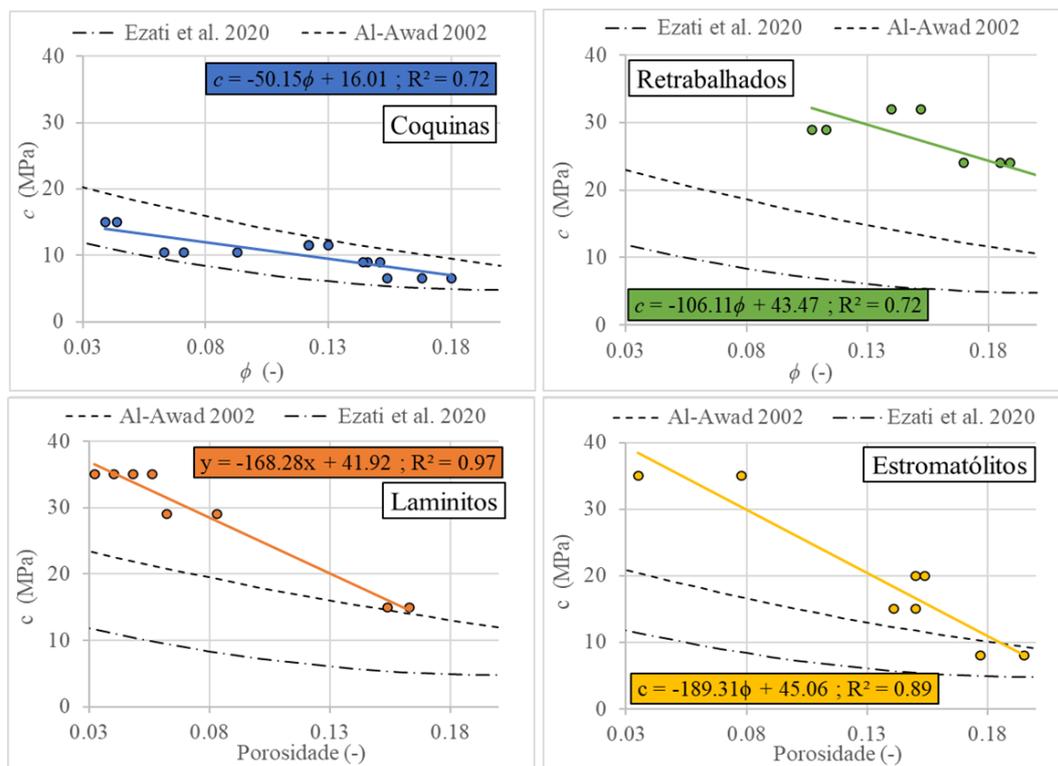


Figura 40. Correlação entre a porosidade e a coesão para cada litologia e comparação com correlações adaptadas de Al-Awad 2002 e Ezati *et al.* 2020.

Optou-se pela utilização das correlações obtidas através dos ensaios triaxiais, para todas as litologias, para a definição de c nos modelos numéricos. A Tabela 8 sumariza as equações estabelecidas as coquinas, estromatólitos, laminitos e retrabalhados.

Tabela 8. Sumário das equações propostas para relação entre a porosidade e a coesão para cada tipo de rocha.

Litologia	Correlação c (MPa) x ϕ (-)	
Coquinas	$c = -50.15\phi + 16.01$	(38)
Estromatólito	$c = -189.31\phi + 45.06$	(39)
Laminito	$c = -168.28\phi + 41.92$	(40)
Retrabalhados	$c = -106.11\phi + 43.47$	(41)

5.2.. Modelagem numérica

Para cada um dos 4 grupos de rocha: coquinas, retrabalhados, estromatólito e laminito foram gerados 12 modelos, segundo a matriz de experimentos apresentada na Tabela 3 (item 4.3). O valor de ϕ em cada modelo define as propriedades do material, conforme as equações descritas no item 5.1. Por sua vez, o rejeito máximo define a função de deslocamentos ao longo do plano de falha, assim como o tamanho da falha (item 4.2). Cada modelo foi simulado com tensões confinantes de 10 MPa, valor próximo ao estimado à época dos desenvolvimentos das falhas na seção pré-sal da bacia de Santos, e 40 MPa, valor médio de confinamento atual dos reservatórios, totalizando 96 modelos.

Como exemplo, mostra-se na Figura 41 o resultado da zona de dano obtida em um modelo pertencente à litologia coquinas, com $\phi = 0.05$ e $D_{\text{máx}} = 259.3$ metros. É possível perceber que a propriedade $PEMAG$, que indica a magnitude da zona plastificada e será utilizada para a estimativa de w tem comportamento similar ao do rejeito.

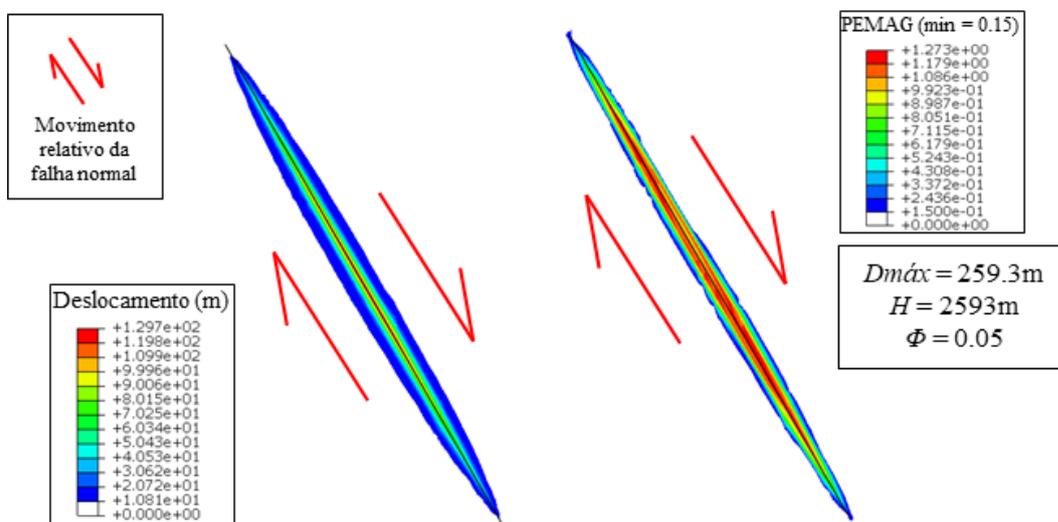


Figura 41. Comparação entre a magnitude do rejeito ao longo da falha e a propriedade $PEMAG$, que indica a magnitude da zona plastificada em torno da falha.

A Figura 42 mostra a tensão hidrostática no final da simulação. É possível observar uma simetria na distribuição das tensões, sendo a variação relacionada ao deslocamento relativo da falha. No teto da falha, observa-se regime de tração próximo à extremidade superior e regime compressivo próximo à extremidade inferior. O inverso pode ser observado no muro da falha que tem deslocamento para

cima, observa-se regime compressivo próximo à extremidade superior e regime de tração próximo à extremidade inferior. A porção central da falha apresenta zonas de compressão.

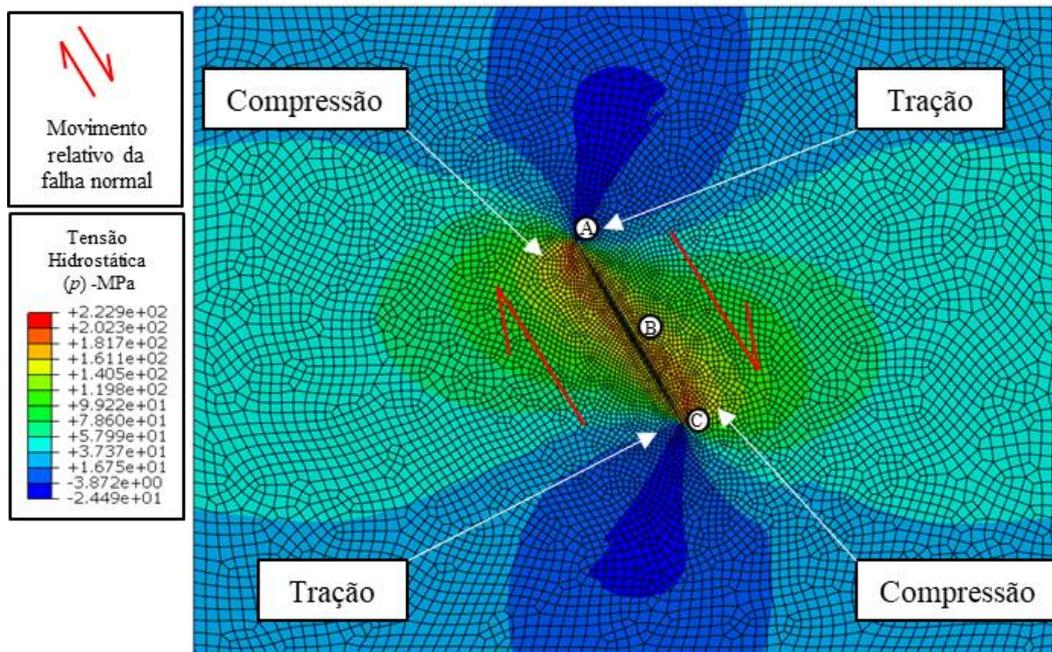


Figura 42. Tensão Hidrostática ao final da simulação numérica.

As trajetórias de tensão seguidas pelos pontos descritos na Figura 42 podem ser observadas na Figura 43. Nota-se que a trajetória do ponto A localizado na extremidade superior do teto da falha atinge a envoltória de ruptura (plastificação do material) e caminha sobre ela em direção ao campo compressivo e depois se desloca no sentido contrário, atingindo a região de tração. Por sua vez, o ponto C localizado na extremidade inferior do teto da falha segue uma trajetória com redução de p e q . Porém a partir de certo carregamento, a trajetória passa da região de campo de tração para o campo de compressão. No ponto B, situado região do centro da falha, a trajetória segue pela envoltória em direção ao campo de compressão. É importante notar que apenas a região do ponto C atinge o CAP da envoltória onde é esperada a compactação da rocha. Nas demais regiões, ocorre compressão ou tração, mas sempre dentro do campo onde se espera a ruptura por cisalhamento. Não obstante, tensões de tração (tensão hidrostática negativa) são observadas apenas no ponto A.

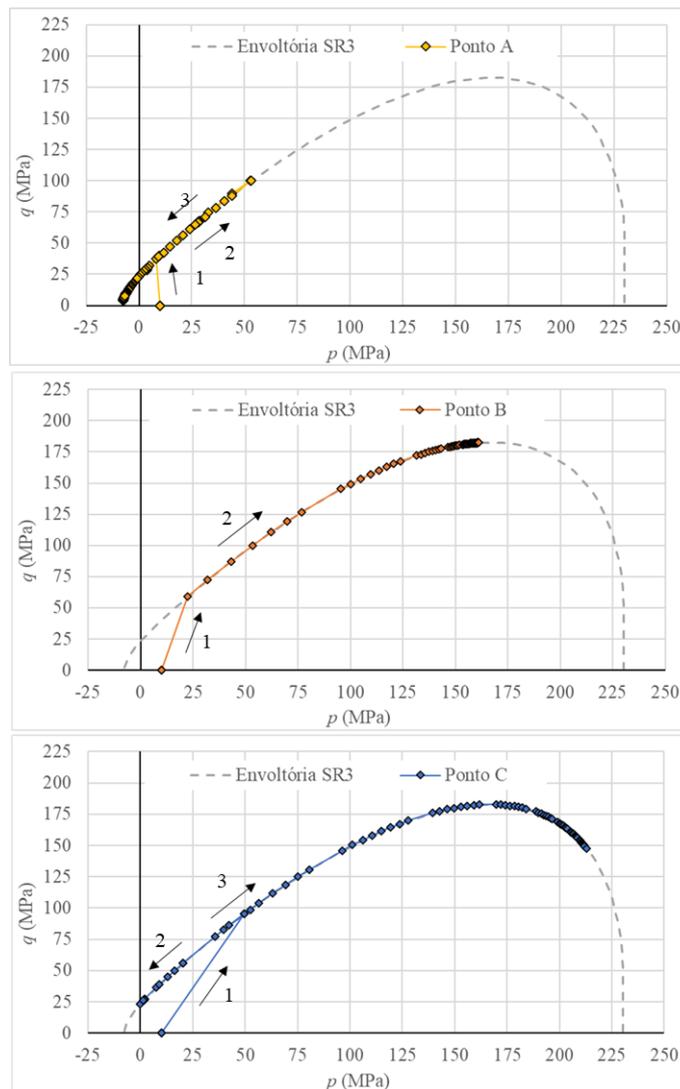


Figura 43. Trajetória de tensões ao longo da simulação para 3 pontos ao longo da falha. As setas numeradas indicam a sequência da trajetória de tensões. A tensão confinante inicial é de 10 MPa.

5.2.1. Obtenção da zona de dano e impacto da magnitude da plastificação ($PEMAG$)

A zona de dano resultante em cada modelo foi considerada como a região que apresentou deformação plástica na propriedade escalar chamada $PEMAG$, conforme metodologia aplicada por Andrade *et al.* (2021, 2022), Oliveira, *et al.* (2022), Congro *et al.* (2023) e Quevedo *et al.* (2022) que é definida pela equação (42), onde $P\epsilon_{P1}$, $P\epsilon_{P2}$ e $P\epsilon_{P3}$ são as deformações plásticas principais.

$$PEMAG = \sqrt{\frac{2}{3}(P\epsilon_{P1}^2 + P\epsilon_{P2}^2 + P\epsilon_{P3}^2)} \quad (42)$$

Um conjunto de linhas perpendiculares à falha (*paths*) foi utilizado para medir a espessura da zona de dano ao longo da falha, conforme a Figura 44. O limite da zona de dano é definido pela inflexão na curva de distribuição de *PEMAG*, considerando-se um limite mínimo desta propriedade que indica o início do dano. Neste trabalho foram considerados 3 cenários para a definição da zona de dano a partir do *PEMAG* utilizando-se valores mínimos de 0.05, 0.1 e 0.15.

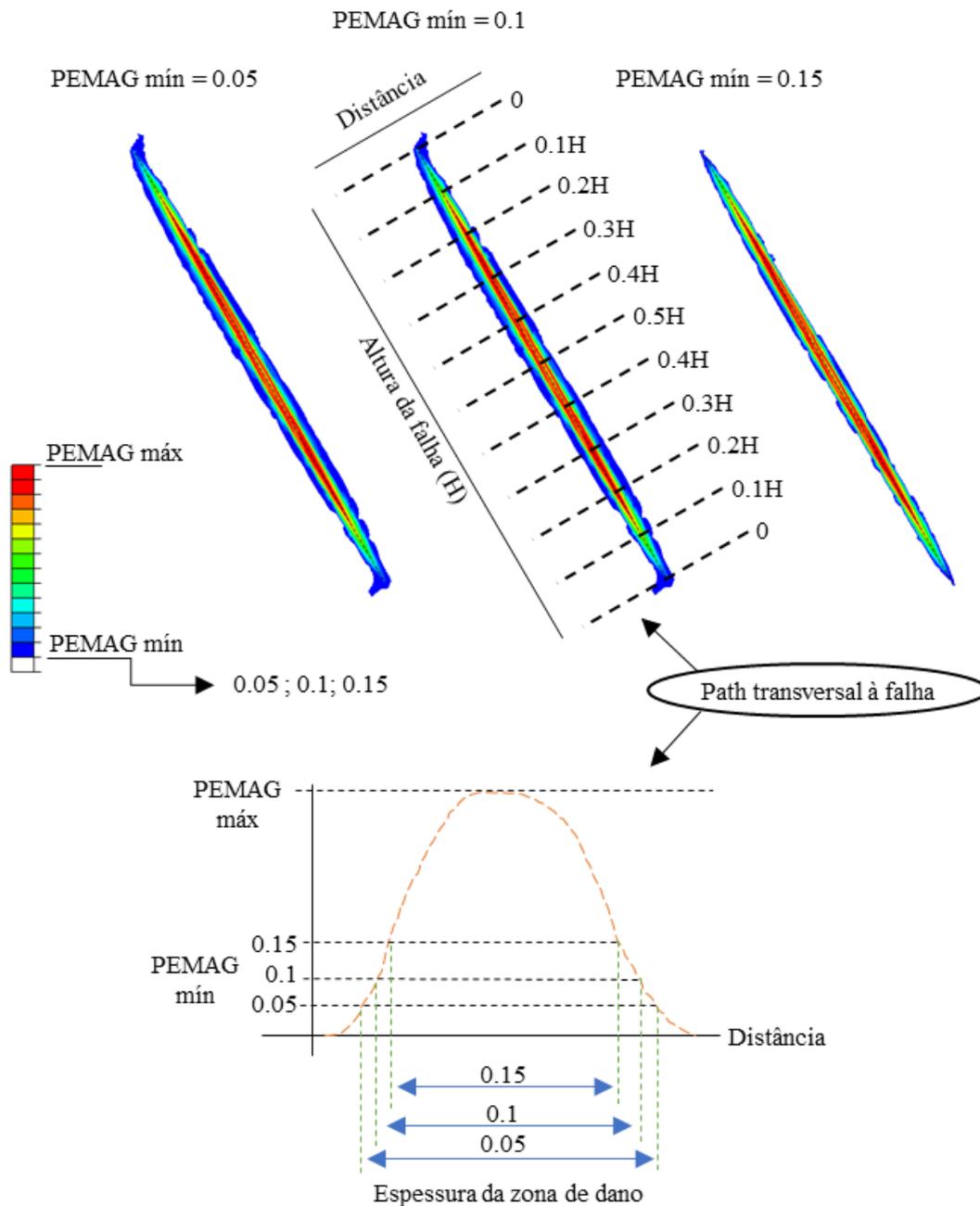


Figura 44. Método de determinação da espessura da zona de dano.

Na Figura 45 é possível fazer um comparativo dos resultados do modelo com a classificação proposta por Choi *et al.* (2016) para os tipos de zona de dano (descrita no item 2.2). De acordo com essa classificação, tem-se: a zona de dano através da falha, a zona de dano ao longo da falha e a zona de dano no entorno da terminação da falha. Quando se analisa a zona de dano através da falha, é possível observar que a espessura total da zona de dano diminui conforme o ponto de análise se afasta da região central da falha, onde é aplicado o deslocamento máximo. Ao observar a zona de dano ao longo da falha, pode-se perceber que também existe variação de espessura, sendo que as regiões da falha que estão no campo da tração tendem a apresentar menores espessuras do que as regiões que estão no campo da compressão. No entanto de forma geral a zona de dano apresenta espessuras equivalentes em ambos os lados da falha, isto é mais perceptível quando se considera o valor mínimo de *PEMAG* de 0.05 em detrimento aos valores mínimos de 0.1 e 0.15. A variação do valor mínimo de *PEMAG* deixa evidente que quanto menor o valor mínimo, maior a espessura da zona de dano.

Quando se analisa a zona de dano ao longo da terminação da falha é possível perceber que mesmo com o deslocamento prescrito sendo nulo na ponta da falha, há o desenvolvimento de zona de dano. Nestas porções a geometria da zona de dano passa a ter comportamento diferente das demais posições da falha, formando regiões plastificadas que tendem a se desenvolver de forma mais evidente no bloco da falha onde ocorre tração próximo a extremidade e devem estar associadas à variações intrínsecas desta região que, conforme observados na Figura 42 e na Figura 43, tem uma trajetória de tensões mais complexa do que no centro da falha. Além disso, nestas regiões também fica evidente o impacto da escolha do valor mínimo de *PEMAG* para a estimativa da zona de dano, onde o valor de 0.15 mostra uma região plastificada de geometria e extensão contrastante com os valores 0.1 e 0.15.

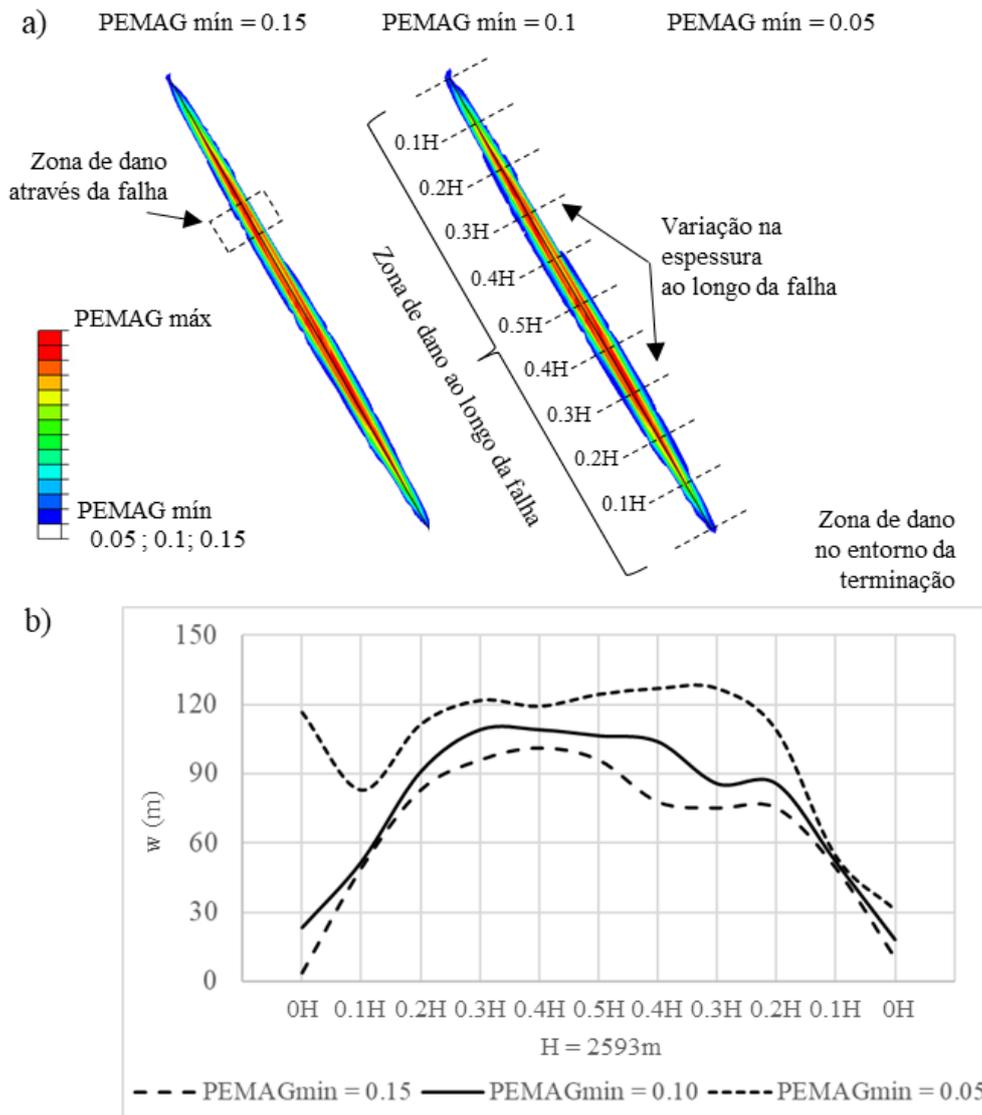


Figura 45. (a) Variação da espessura da zona de dano ao redor do plano de falha considerando diferentes valores de *PEMAG* mínimo. (b) Gráfico mostrando a variação da espessura da zona de dano em cada posição ao longo da falha.

Conforme é possível observar na Figura 45, a escolha do valor mínimo de *PEGMAG* refletirá no valor de w , onde nota-se que quanto maior for o valor desta propriedade, maior será w em todas as posições da falha. Tendo em vista a incerteza na definição do valor mínimo de *PEMAG*, foi feita uma comparação entre a relação obtida nos modelos numéricos, considerando os valores mínimos de 0.15, 0.1 e 0.05 com dados de espessura da zona de dano em carbonatos, obtidos na literatura nos trabalhos de Sagy *et al.* (2003), Micarelli *et al.* (2006), Mirabella *et al.* (2011); Reyer *et al.* (2012), Bullock *et al.* (2014), Bussolotto *et al.* (2015), Balsamo *et al.* (2019), Kaminskaite *et al.* (2019) Mayolle *et al.* (2019). Na Figura 46 é possível observar que, embora a dispersão dos dados de campo seja maior do que a dos

modelos, quando se observa a relação $w \times D$ em uma lei de potência, o valor de $PEMAG$ mínimo de 0.05, ou seja, aquele que prevê maiores valores de w , parece estar mais aderente aos dados de campo, enquanto que os demais valores tendem a subestimar w . Após esta análise, o valor que apresentou o melhor ajuste será considerado para a obtenção dos modelos de regressão.

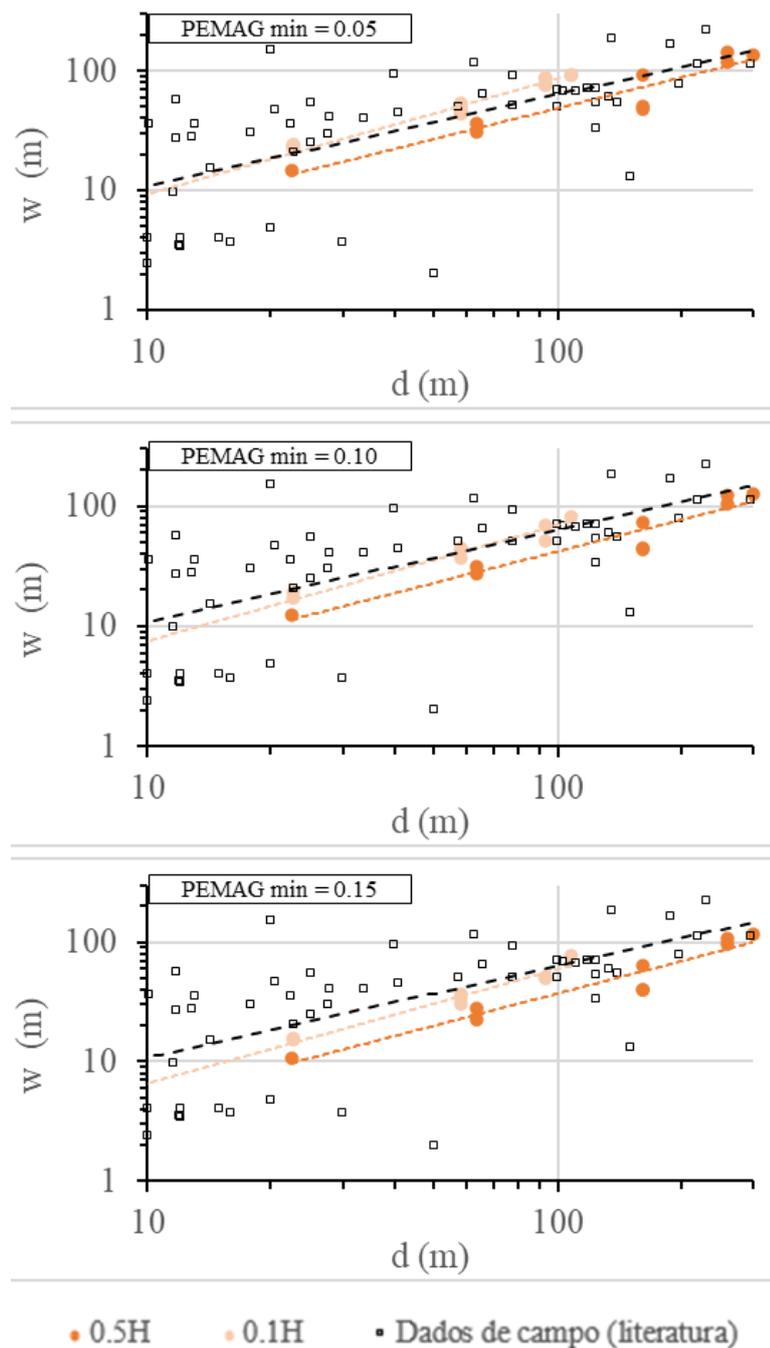


Figura 46. Comparação entre a relação $w \times D$ obtidas nos modelos numéricos para a litologia laminitos, considerando os valores mínimos de 0.15, 0.1 e 0.15 com dados de espessura da zona de dano em carbonatos a partir de observações de campo obtido de Sagy *et al.* (2003), Micarelli *et al.* (2006), Mirabella *et al.* (2011); Reyer *et al.* (2012), Bullock *et al.* (2014), Bussolotto *et al.* (2015), Balsamo *et al.* (2019), Kaminskaite *et al.* (2019) Mayolle *et al.* (2019).

5.2.2. Impacto da tensão confinante

Foram usados dois valores de tensão confinante inicial, uma de 40 MPa, correspondente à tensão média atual do campo onde as amostras de rocha foram coletadas, e outra de 10 MPa, correspondente ao confinamento na época da geração das falhas observadas no campo. A partir dos gráficos da Figura 47 que apresentam as trajetórias de tensões valores de 10 MPa e 40 MPa observa-se que nas 3 regiões analisadas (pontos A, B e C da Figura 42), o modelo com maior confinamento atinge a envoltória de ruptura (sofre plastificação) em tensões mais elevadas. Na região central da falha (ponto B), a trajetória de tensões de ambos os casos é a mesma, se desloca para o campo compressivo após a ruptura. No entanto, nas extremidades da falha (pontos A e C), o comportamento das trajetórias é distinto. Para $\sigma_c = 40$ MPa no ponto A se observa apenas a migração da trajetória para zonas de tração, diferente do observado quando $\sigma_c = 10$ MPa, além disso, na região no ponto C a trajetória de tensões fica muito mais restrita ao campo de cisalhamento e compressão para $\sigma_c = 40$ MPa comparada à com $\sigma_c = 10$ MPa.

Embora as trajetórias de tensão sejam diferentes, isso não se reflete na variação da espessura da zona de dano. Na Figura 48 são apresentadas correlações lineares entre D e w partir dos modelos gerados para cada grupo de rocha. As correlações mostram que não há variação significativa de w quando se varia σ_c . Além disso, observa-se que esta afirmação é válida quando se compara a variação de w em diferentes posições da falha, no rejeito máximo (0.5H) e próximo à extremidade (0.1H).

Tendo em vista que σ_c não apresentou impacto significativo na estimativa da zona de dano, a análise de sensibilidade e obtenção das equações de ajuste serão realizadas apenas para os modelos com $\sigma_c = 10$ MPa. Salienta-se, no entanto, que as variações na trajetória de tensões, observadas podem representar o desenvolvimento de diferentes estruturas deformacionais no interior da zona de dano, em diferentes tensões confinantes, o que não será abordado neste estudo.

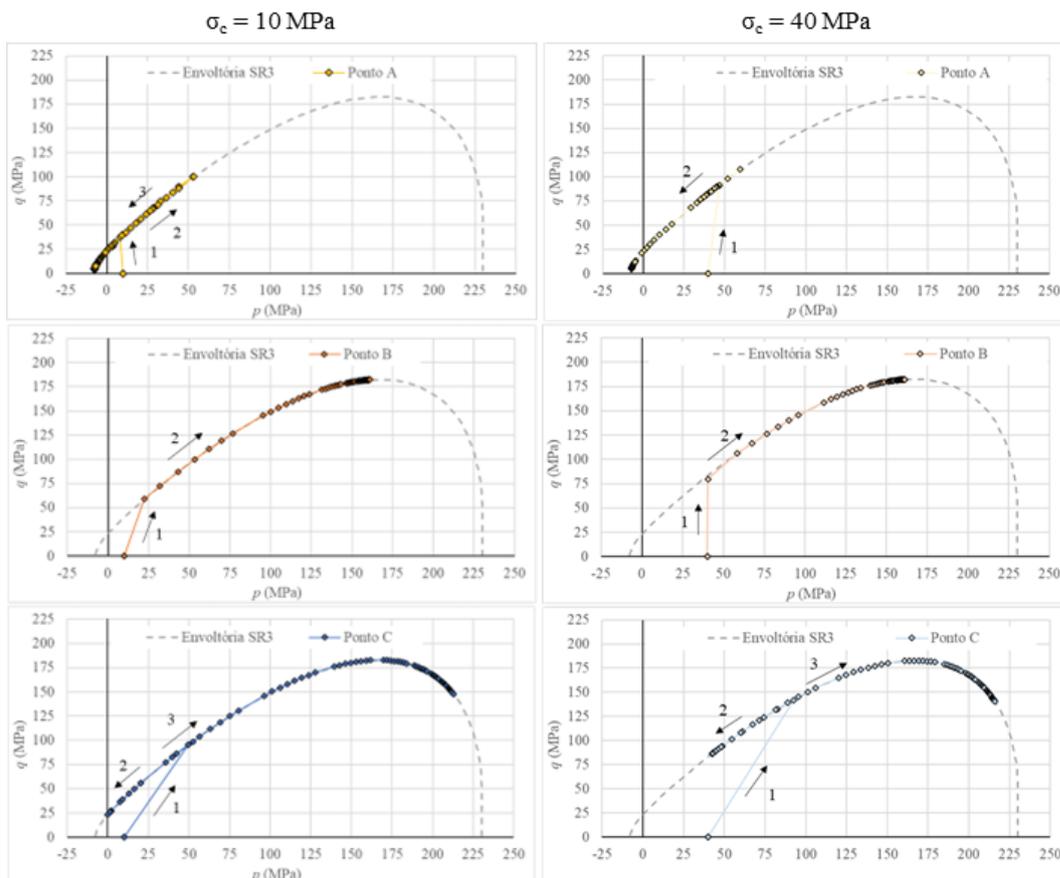


Figura 47. Trajetória de tensões ao longo da simulação para 3 regiões ao longo da falha, canto extremidade superior à direita, extremidade inferior à direita e centro da falha à direita. As setas numeradas indicam a sequência da trajetória de tensões. A tensão confinante inicial é de 40 MPa.

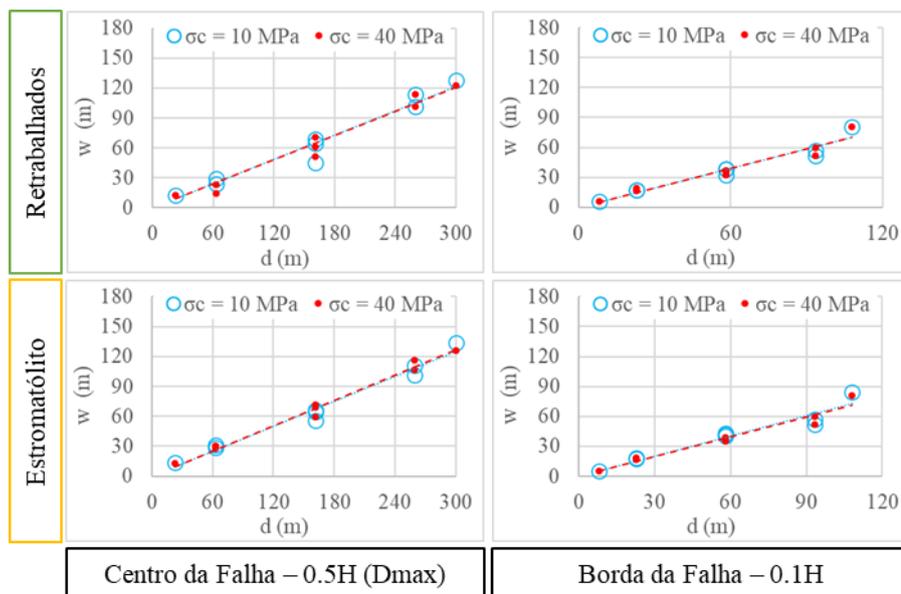


Figura 48. Comparação da estimativa da espessura da zona de dano para as litologias retrabalhados e estromatólitos considerando σ_c de 10 MPa e 40 MPa.

5.2.3. Impacto da posição de medida na falha

Como já mencionado, a posição ao longo da falha onde se efetua a medição da zona de dano tem impacto na espessura total. Na Figura 49 é possível perceber através do exemplo dos modelos para a litologia retrabalhados que a variação da espessura ao longo da falha não segue uma variação linear. Conforme o ponto de medição se afasta do centro da falha (onde o rejeito é máximo), a espessura da zona de dano se reduz suavemente até a distância de $0.2H$, e então apresenta uma variação mais intensa na espessura até a extremidade da falha, com rejeito nulo, imposto pela condição de contorno. Esta relação geral é válida para a maioria dos modelos executados, havendo alguma perturbação naqueles onde ocorrem deformações anômalas na extremidade da falha, vistos com mais frequência quando é considerado um valor mínimo de $PEMAG$ igual a 0.05 .

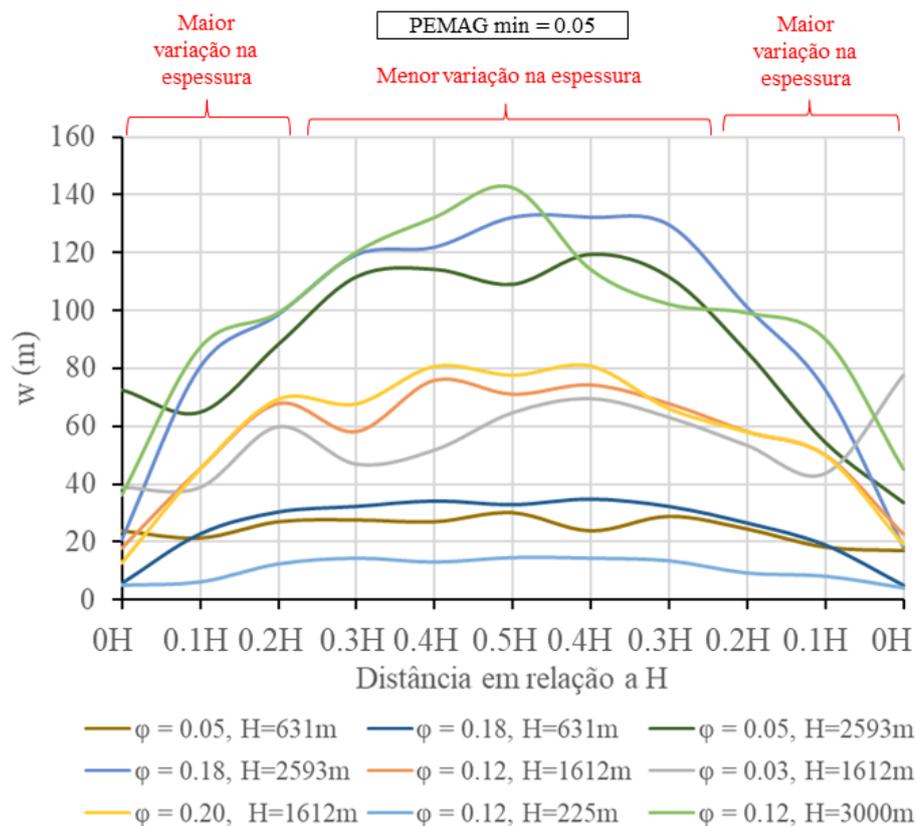


Figura 49. Gráfico mostrando a variação da espessura da zona de dano em cada posição ao longo da falha para os modelos da litologia retrabalhados considerando um valor mínimo de $PEMAG$ igual a 0.05 .

O gráfico da Figura 50, por sua vez, mostra a variação da relação entre o rejeito e a zona de dano obtidas a través de regressões lineares em diferentes pontos

ao longo do plano de falha para a litologia laminitos. Pode-se perceber que para um mesmo valor de D , podem ser esperados diferentes valores de w devido ao fato que o tamanho das falhas é diferente ($D_{máx} = 0.1 * H$) e as medições estão sendo realizadas em posições distintas em em cada uma das falhas, fenômeno também observado por Quevedo *et al.* 2022. Novamente, à luz do que foi observado na Figura 49, os pontos mais centrais da falha tendem a apresentar uma relação $D \times w$ similares enquanto esta relação muda e forma mais evidente nas posições mais próximas da extremidade da falha.

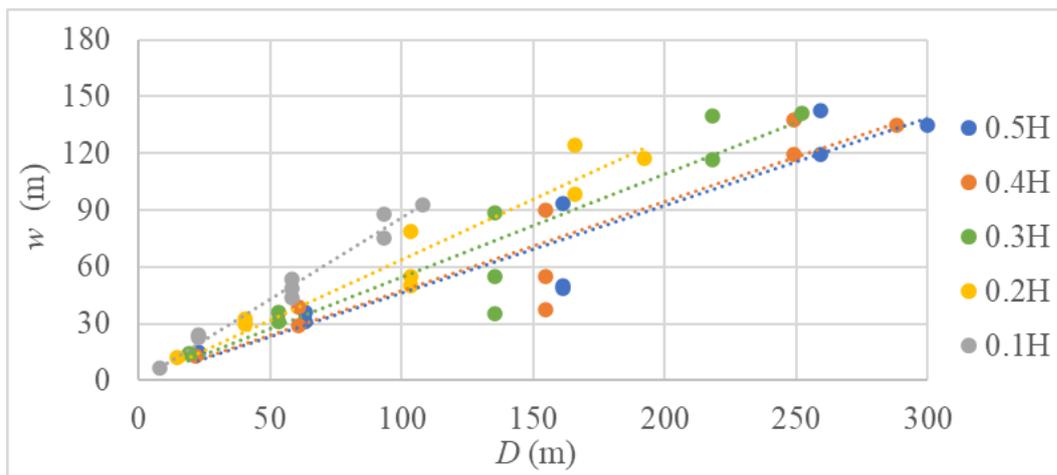


Figura 50. Relação entre o rejeito e a zona de dano em diferentes posições ao longo do plano de falha. Os gráficos são representativos dos modelos da litologia laminito.

Com base nesta análise, é possível propor uma comparação entre a zona de dano esperada na posição de máximo rejeito da falha, ou seja, a região central (0.5H) e a zona de dano observada em cada posição ao longo do plano de falha. Um sumário destas relações pode ser visualizado na Figura 51. Para cada grupo de rocha foram estabelecidas proporções entre a zona de dano no rejeito máximo (0.5H) e nas posições relativas da falha 0.1H, 0.2H, 0.3H e 0.4H. Assim, pode se observar que quando a medição da zona de dano é feita na posição 0.1H, a espessura obtida é de 60% daquela correspondente ao centro da falha. Da mesma forma, na posição 0.2H, a espessura da zona de dano representa 80% da espessura máxima. Observa-se também que a espessura na posição relativa 0.3H corresponde a aproximadamente a 90% da espessura máxima, enquanto a posição 0.4H tem a espessura da zona de dano igual ou muito próxima à medida no centro da falha.

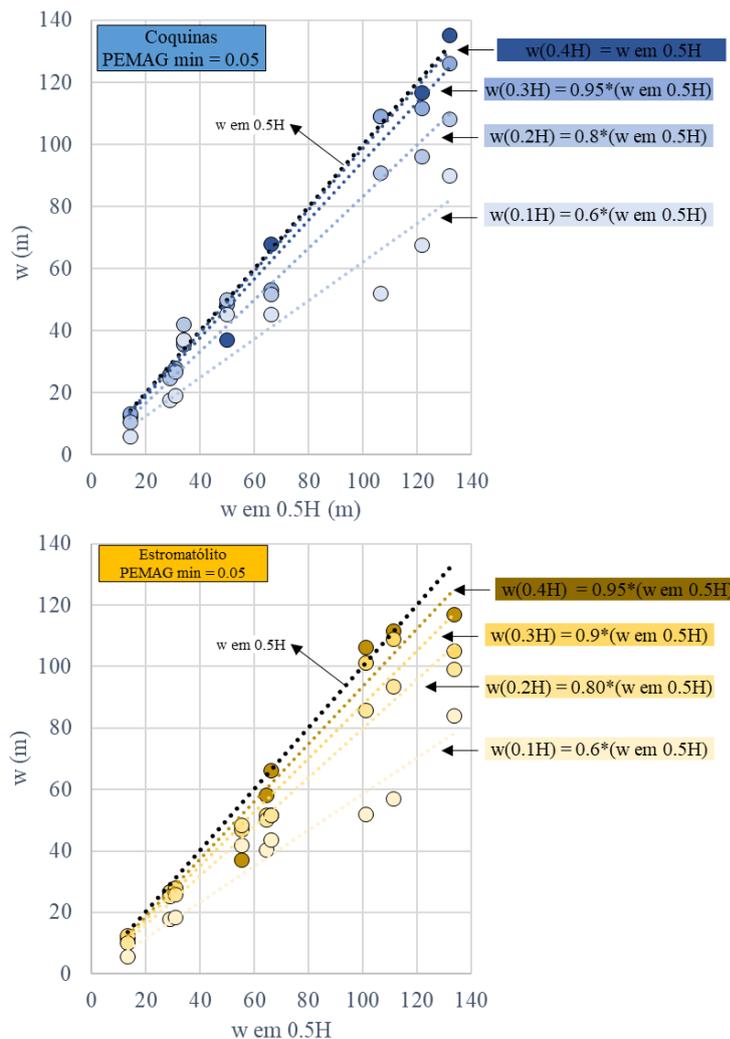


Figura 51. Relação entre a zona de dano em diferentes posições da falha e a zona de dano no centro da falha (rejeito máximo) para as litologias coquinas e retrabalhados.

5.3. Modelos de regressão e Análise de sensibilidade

Neste capítulo são apresentados os modelos de regressão obtidos após a simulação dos 12 modelos numéricos para cada grupo de rocha, bem como a análise de sensibilidade dos parâmetros analisados. Conforme definido no item 5.2.3, a posição da falha onde é feita a medida da zona de dano, tem impacto na relação D x w . Portanto, para cada litologia foram definidos modelos de regressão para quatro posições relativas na falha a partir da sua altura. Além da posição central da falha, que corresponde à metade da altura e ao rejeito máximo (0.5H), foram utilizadas outras 4 posições na falha correspondentes à 30, 20 e 10 % da altura (0.3H, 0.2H e 0.1H), baseada nas observações consolidadas na Figura 51.

Todas as equações são quadráticas completas e consideram a porosidade (ϕ) e o rejeito (D) como variáveis de entrada enquanto a espessura da zona de dano (w) é a variável de resposta. A análise estatística considera um intervalo de confiança de 95% e um nível de significância de 5%. Apresenta-se apenas a análise de sensibilidade para a regressão correspondente à posição do rejeito máximo (0.5H) para cada grupo de rocha, e no final se realiza uma avaliação do impacto das variáveis nas demais posições da falha.

5.3.1. Coquinas

O modelo de regressão para a litologia coquinas é representado pelas equações (43), (44), (45) e (46) que se referem respectivamente às posições 0.5H, 0.3H, 0.2H e 0.1H. Todas as regressões apresentaram um R^2 ajustado de 0.98.

$$w = 46.4 - 0.251D_{max} - 388\phi + 0.002101D_{max}^2 + 1734\phi^2 + 0.689D_{max} * \phi \quad (43)$$

0.5H

$$w = 20.5 - 0.118D - 8\phi + 0.002645D^2 + 437\phi^2 - 0.096D * \phi \quad (44)$$

0.3H

$$w = 22.5 + 0.128D - 171\phi + 0.002446D^2 + 892\phi^2 + 0.214D * \phi \quad (45)$$

0.2H

$$w = -4.78 + 0.641D + 178\phi + 0.00263D^2 - 619\phi^2 - 0.305D * \phi \quad (46)$$

0.1H

A análise de sensibilidade sumarizada na Figura 52 para a regressão na posição onde o rejeito é máximo (0.5H) indica, através do gráfico de Pareto, que os termos linear e quadrático da equação relacionados a $D_{máx}$ são aqueles que têm maior valor estatístico no ajuste da equação. Além disso, o termo linear relacionado à ϕ também tem influência na superfície de resposta, isso fica evidenciado pela linha de referência do p -valor. A superfície de resposta bem como os gráficos de interação indica que ϕ , e, portanto, as propriedades do material, têm pouca influência na definição de w . No entanto, nota-se que quanto maior ϕ maior w , e

esta relação se intensifica quanto maior for $D_{máx}$. O rejeito, por sua vez, proporciona pouca variação de w para valores de até 100 metros e a partir deste ponto o gradiente da variação de w em relação à $D_{máx}$ aumenta, ficando evidente que este parâmetro controla o resultado com mais importância que ϕ .

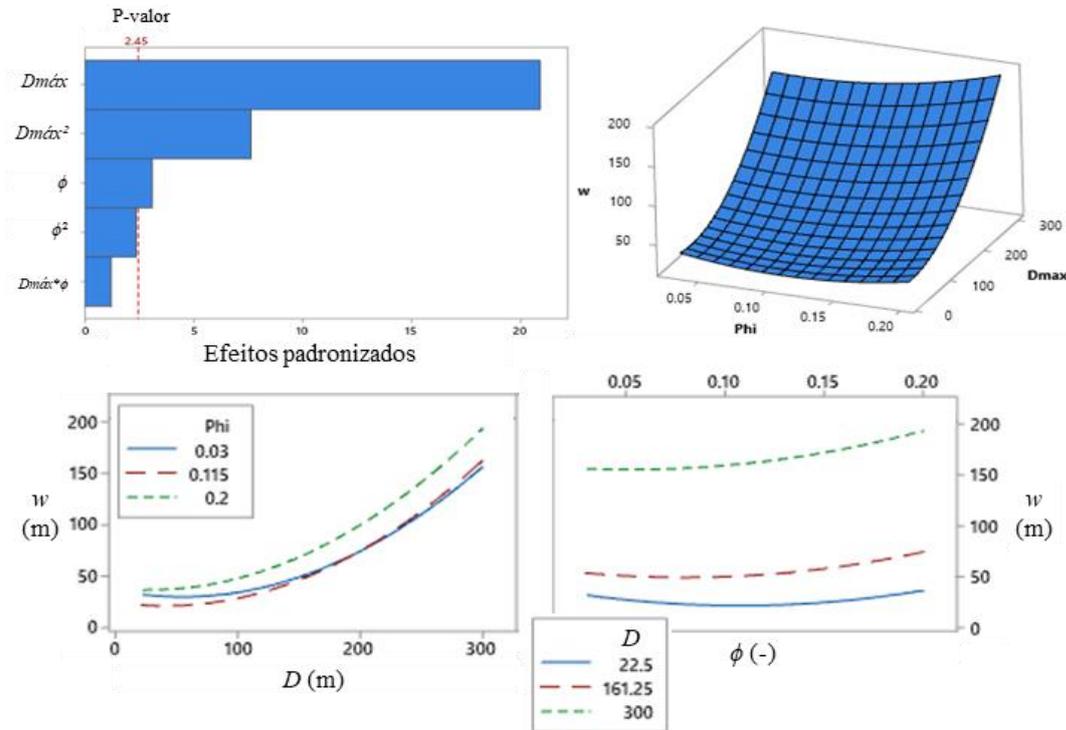


Figura 52. Análise de sensibilidade para a coquina. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de w em relação à variação das variáveis independentes.

5.3.2. Retrabalhados

O modelo de regressão para a litologia retrabalhados é representado pelas equações (47), (48), (49) e (50) que se referem às posições 0.5H, 0.3H, 0.2H e 0.1H. Todas estas regressões apresentaram um R^2 ajustado de 0.99, 0.96, 0.99 e 0.98, respetivamente.

$$w = 15.47 + 0.2182D_{max} - 74.14\phi + 0.000426D_{max}^2 + 106\phi^2 + 0.883D_{max} * \phi \quad (47) \quad 0.5H$$

$$w = 12.5 + 0.179D + 77\phi + 0.001059D^2 + 614\phi^2 + 0.170D * \phi \quad (48) \quad 0.3H$$

$$w = -5.48 + 0.7489D + 94.7\phi - 0.001466D^2 - 380\phi^2 + 0.478D * \phi \quad (49)$$

$$w = 6.86 + 0.432D + 9.1\phi + 0.001186D^2 - 230\phi^2 + 1.684D * \phi \quad (50)$$

A análise de sensibilidade resumada na Figura 53, para a regressão na posição onde o rejeito é máximo (0.5H), indica através do gráfico de Pareto que o termo linear relacionado a $D_{máx}$ é o que tem o maior peso estatístico. No entanto, o termo linear de ϕ , bem como o termo quadrático das duas variáveis também influenciam no resultado da superfície de resposta. Esta superfície assim como os gráficos de interação indica que o aumento de ϕ está relacionado ao aumento de w , sendo que este efeito se intensifica nos maiores rejeitos e se inverte nos menores rejeitos. O aumento de $D_{máx}$, por sua vez, proporciona uma relação quase linear com o aumento de w , onde fica evidente que ϕ tem pouca influência para $D_{máx}$ baixos e maior influência para $D_{máx}$ maiores.

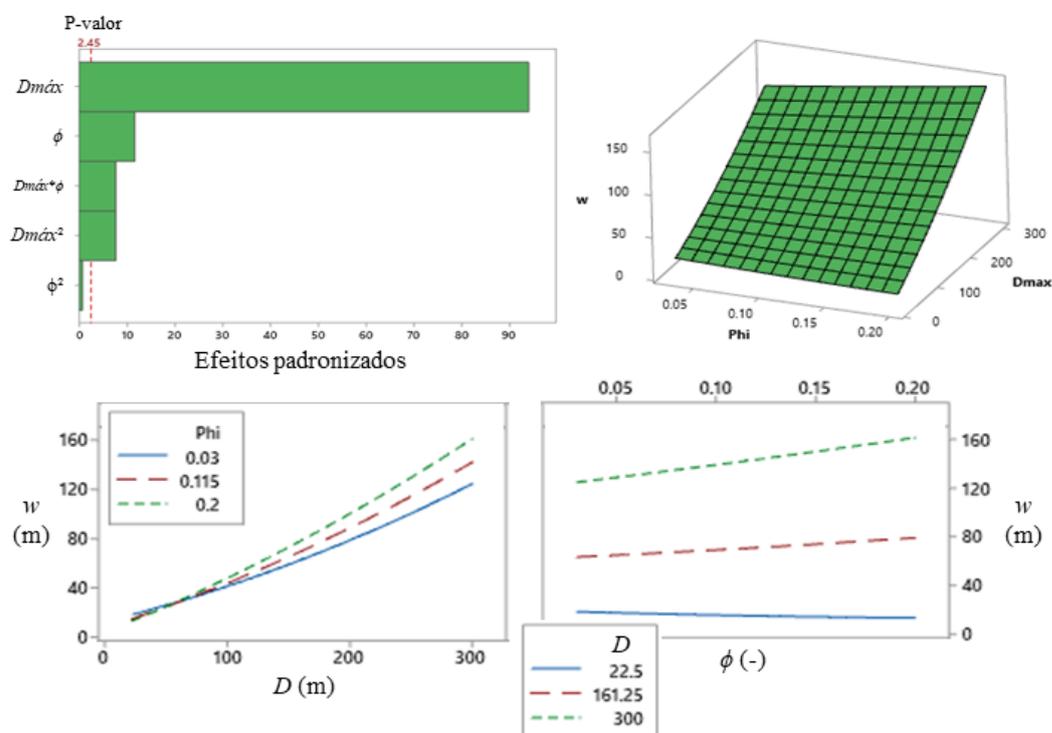


Figura 53. Análise de sensibilidade para os retrabalhados. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de w em relação à variação das variáveis independentes.

5.3.3. Estromatólitos

O modelo de regressão para a litologia estromatólitos é representado pelas equações (51), (52), (53) e (54) (51)(51), que se referem às posições 0.5H, 0.3H, 0.2H e 0.1H. Todas estas regressões apresentaram um R^2 ajustado de 0.99.

$$w = 7.81 + 0.2909Dmax + 89.5\phi + 0.000249Dmax^2 \quad (51)$$

$$- 658\phi^2 + 0.773Dmax * \phi \quad 0.5H$$

$$w = 33.5 + 0.096D - 366\phi + 0.001439D^2 + 1743\phi^2 \quad (52)$$

$$+ 0.166D * \phi \quad 0.3H$$

$$w = 24.72 + 0.3269D - 303.4\phi + 0.000942D^2 + 1451\phi^2 \quad (53)$$

$$+ 0.172D * \phi \quad 0.2H$$

$$w = 3.75 + 0.7777D - 19.4\phi + 0.000045D^2 + 81\phi^2 \quad (54)$$

$$+ 0.074D * \phi \quad 0.1H$$

A análise de sensibilidade sumarizada na Figura 54, para a regressão na posição onde o rejeito é máximo (0.5H), indica através do gráfico de Pareto que o termo linear relacionado ao $Dmáx$ é o que tem o maior peso estatístico, todavia, o termo linear de ϕ , bem como o termo de interação entre as duas variáveis também influenciam no resultado da superfície de resposta. A superfície de resposta bem como os gráficos de interação indica que o aumento de ϕ está relacionado ao aumento de w , porém este efeito fica evidente apenas para os valores mais altos de $Dmáx$. O aumento do $Dmáx$, por sua vez, proporciona uma relação quase linear com o aumento de w , tendo um comportamento similar para ϕ médias a altas.

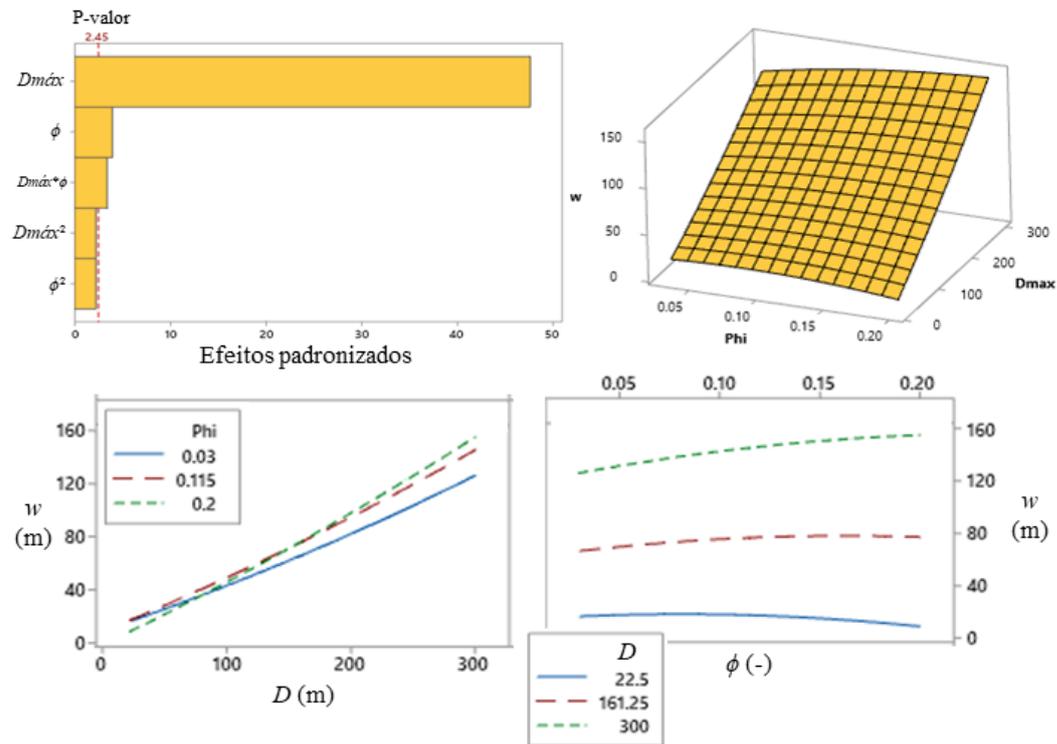


Figura 54. Análise de sensibilidade para os estromatólitos. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de w em relação à variação das variáveis independentes.

5.3.4.Laminitos

O modelo de regressão para a litologia laminitos é representado pelas equações (55), (56), (57), (58) que se referem às posições 0.5H, 0.3H, 0.2H e 0.1H onde as regressões apresentaram um R^2 ajustado de 0.96, 0.95, 0.98 e 0.99, respetivamente.

$$w = 54.1 - 0.120Dmax - 748\phi + 0.001536Dmax^2 + 3544\phi^2 + 0.775Dmax * \phi \quad (55)$$

0.5H

$$w = 30.4 - 0.113D - 316\phi + 0.002090D^2 + 1768\phi^2 + 0.923D * \phi \quad (56)$$

0.3H

$$w = 34.7 + 0.092D - 429\phi + 0.001672D^2 + 1798\phi^2 + 1.551D * \phi \quad (57)$$

0.2H

$$w = 9.31 + 0.5371D - 76.2\phi + 0.001283D^2 + 236\phi^2 + 1.378D * \phi \quad (58)$$

0.1H

A análise de sensibilidade sumarizada na Figura 55

Figura 55, para a regressão na posição onde o rejeito é máximo (0.5H), indica através do gráfico de Pareto que o termo linear relacionado a $D_{máx}$ é o que tem o maior peso estatístico, mas o termo quadrático do $D_{máx}$ e os termos linear e quadrático de $D_{máx}$ também influenciam no resultado da superfície de resposta. A superfície de resposta bem como os gráficos de interação indica que o aumento de ϕ está relacionado ao aumento de w , porém para valores baixos de $D_{máx}$ baixos rejeitos os menores valores de w são esperados em $D_{máx}$ intermediárias. No rejeito, observa-se que o gradiente da relação com w aumenta conforme for maior $D_{máx}$, e fica evidente que os maiores valores de w são esperados em elevada ϕ mais elevadas.

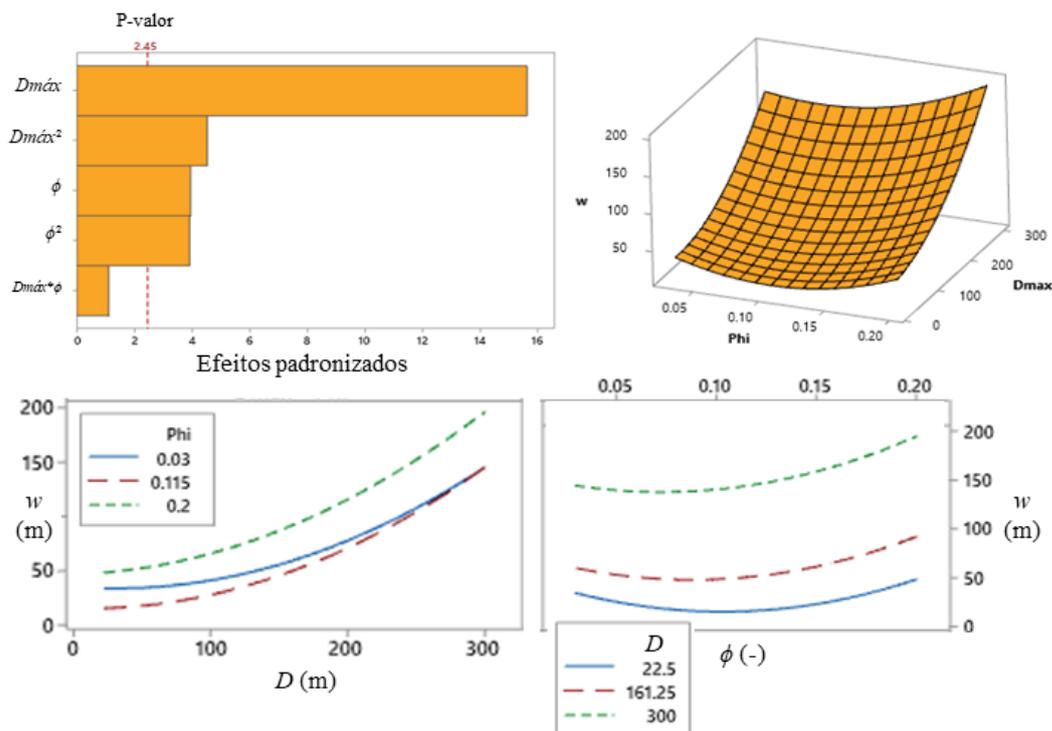


Figura 55. Análise de sensibilidade para os laminitos. Superior Esquerda -Gráfico de Pareto mostrando o impacto dos termos da equação ajustada. Superior Direita – Superfície de resposta mostrando o comportamento das variáveis em relação à variável de resposta. Inferior – Gráficos de interação mostrando o comportamento de w em relação à variação das variáveis independentes.

5.4. Comparação entre os grupos litológicos

Como observado na avaliação dos modelos, a espessura da zona de dano depende da posição relativa à altura da falha onde a medida está sendo feita e este fator acarreta uma dispersão de dados, ou seja, para um mesmo valor absoluto de rejeito poderá haver mais de um valor correspondente à w . Também, conforme constatou-se na análise de sensibilidade, para os diferentes grupos de rocha o rejeito máximo, através do seu termo linear, tende a predominar como a variável que tem mais impacto no resultado de w . Resultados similares foram observados por Congro *et al.* (2023) analisando rochas siliciclasticas. Porém, se observa que as propriedades da rocha, representadas a partir de ϕ , sempre influenciam no resultado da superfície de resposta, mesmo em que com um menor impacto. Além disso, pode-se perceber que nos grupos de rocha onde a ϕ é o segundo fator que mais impacta no ajuste da equação, esta variável tem maior influência quando os rejeitos são maiores, como é o caso dos retrabalhados e dos estromatólitos. Constata-se na Figura 56 que as litologias coquinas e laminitos, aquelas onde os termos relacionados ao $D_{máx}$ foram as duas variáveis mais relevantes para o modelo de regressão, apresentam o maior alcance de valores de w para um mesmo valor de $D_{máx}$. Além disso nestas litologias também se esperam os maiores valores de w , aproximadamente 200 metros quando o rejeito for igual a 300 metros e a porosidade igual a 0.2. Em contrapartida, os grupos de rocha retrabalhados e estromatólitos mostram uma área de variação da w mais restrita, e valores totais de espessura menores, aproximadamente 160 metros quando o rejeito for igual a 300 metros e ϕ igual a 0.2.

Tendo em vista estas observações, podem-se definir limites máximo e mínimo para a determinação da espessura da zona de dano com base em um determinado rejeito (Figura 56). Para delimitação desta região foram determinadas duas regressões lineares que contornam os limites de distribuição dados pelas regressões quadráticas em cada posição relativa da falha, observando-se também os valores máximo e mínimo de ϕ . As retas de definem os limites máximo e mínimo para cada rocha são definidas pelas equações (59), (60), (61), (62), (63), (64), (65) e (66).

$$\text{Coquinas (mínimo)} \quad w = 0.31D \quad (59)$$

$$\text{Coquinas (máximo)} \quad w = 34 + 0.61D \quad (60)$$

$$\text{Retrabalhados(mínimo)} \quad w = 0.38D \quad (61)$$

$$\text{Retrabalhados(máximo)} \quad w = 42 + 0.51D \quad (62)$$

$$\text{Estromatólitos (mínimo)} \quad w = 0.4D \quad (63)$$

$$\text{Estromatólitos (máximo)} \quad w = 35 + 0.51D \quad (64)$$

$$\text{Laminitos mínimo)} \quad w = 0.34D \quad (65)$$

$$\text{Laminitos (máximo)} \quad w = 38 + 0.64D \quad (66)$$

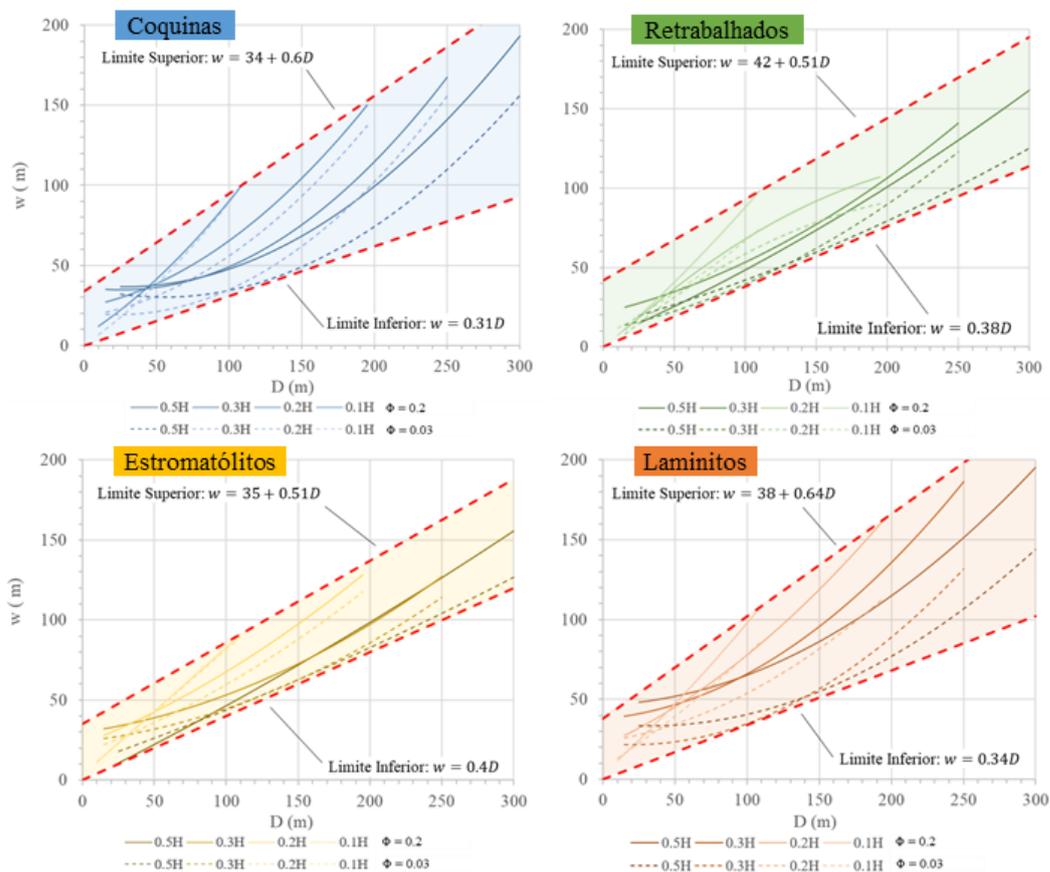


Figura 56. Região esperada para a espessura da zona de dano em cada litologia e as regressões lineares que representam seus limites inferior e superior.

Por fim, é possível comparar os resultados obtidos com estimativas da espessura da zona de dano em carbonatos oriundas da literatura, obtidas tanto em campo, como em dados sísmicos. Para tanto, os limites máximo e mínimo definidos

para cada litologia foram plotados em conjunto com os dados de literatura em um gráfico $w \times D$ em um espaço $\log\text{-}\log$ que compreende o intervalo de rejeitos que foram analisados nos modelos numéricos e de regressões quadráticas (10 a 300 metros). Constata-se que os dados de campo apresentam uma dispersão da espessura da zona de dano maior do que a prevista nos modelos, mas a maior população de pontos se enquadra dentro dos limites preconizados neste trabalho, mostrando que há uma convergência entre os resultados oriundos da modelagem numérica e dados de campo. Por outro lado, as espessuras de zona de dano estimadas a partir dos dados sísmicos (Ma *et al.*, 2019) aparecem superestimadas em comparação aos limites definidos neste trabalho, exceto na região de maior rejeito, onde ambas informações tendem a convergir. Tal discrepância pode estar relacionada à resolução do dado sísmico, ou ao fato da diferença entre os estilos tectônicos, pois enquanto este trabalho visa a modelagem em um regime de falha normal, Ma *et al.* (2019) fez suas observações a partir de um sistema transcorrente.

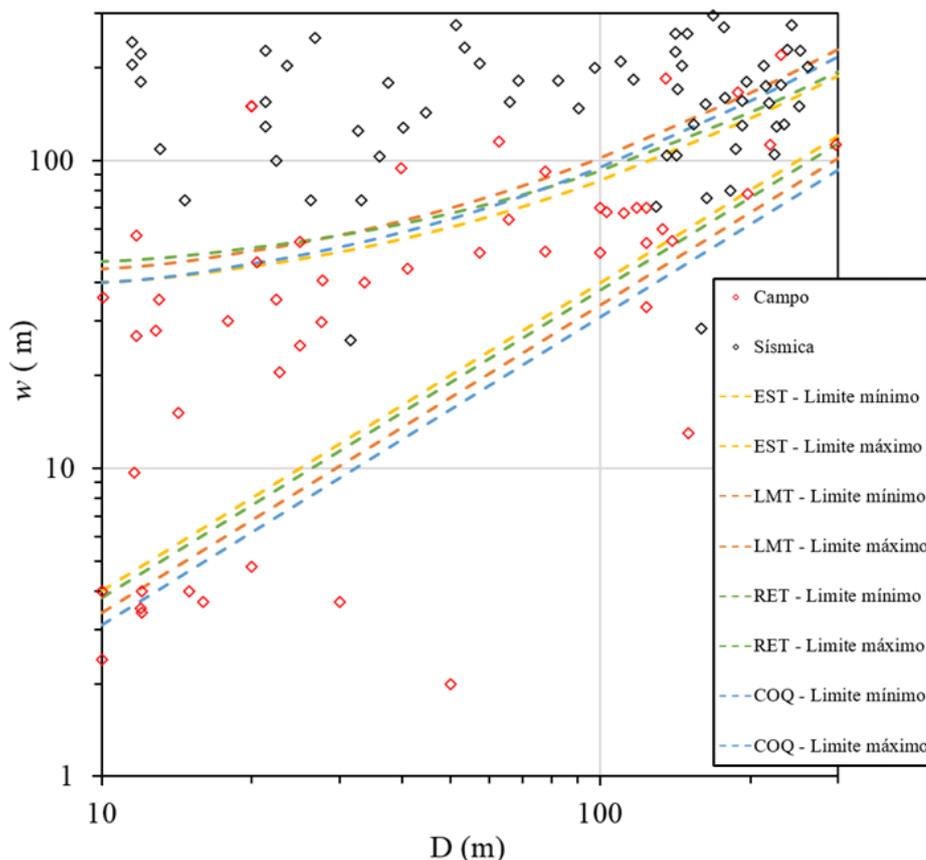


Figura 57. Comparação entre os limites de ocorrência da zona de dano a partir da modelagem numérica e dados de campo e sísmica. Os dados de campo são oriundos de rochas carbonáticas extraídos de Sagy *et al.* (2003), Micarelli *et al.* (2006), Mirabella *et al.* (2011); Reyer *et al.* (2012), Bullock *et al.* (2014), Bussolotto *et al.* (2015), Balsamo *et al.* (2019), Kaminskaite *et al.* (2019) Mayolle *et al.* (2019). Os dados de sísmica são oriundos de Ma *et al.* (2019).

6. Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia prática para a construção de correlações para a estimativa da espessura da zona de dano (w) em falhas geológicas. A metodologia é baseada em simulação numérica com o método dos elementos finitos e no planejamento de experimentos, e produz como resultado modelos de regressão que representam a variação da zona de dano em resposta ao rejeito da falha (D) e a porosidade da rocha (ϕ).

Um estudo de caso com dados de um campo de petróleo em produção na sessão Pré-Sal da Bacia de Santos, na costa sudeste do Brasil, foi selecionado para demonstrar os passos da metodologia, sua utilidade prática, e tecer algumas conclusões sobre os parâmetros que influenciam a espessura da zona de dano em falhas geológicas. O banco de dados, que consiste em resultados de descrição litológica, porosidade e ensaios do tipo *Scratch test* e triaxiais em amostras de testemunho foi utilizado para a determinação de correlações empíricas entre a porosidade e as propriedades mecânicas da rocha (E , ν , ϕ , c) para quatro distintas litologias: coquinas, retrabalhados, estromatólitos e laminitos. Além disso, dados oriundos de literatura foram utilizados para a determinação da relação entre a porosidade e a pressão crítica (p_c) em carbonatos.

As correlações empíricas obtidas entre a porosidade e as propriedades mecânicas da rocha, mostram potencial que vai além do empregado neste trabalho. Uma vez que as correlações foram obtidas de forma discriminada para as principais litologias observadas no Pré-sal brasileiro, poderão ser usadas por profissionais e pesquisadores interessados e representar de forma mais detalhada modelos geomecânicos e estudos de estabilidade de poço neste tipo de rocha.

Estas propriedades mecânicas foram utilizadas para a calibração de modelos numéricos onde o rejeito prescrito em um plano de falha resultou em uma região plastificada. A magnitude da deformação plástica (*PEMAG*) foi utilizada como indicador da espessura da zona do dano ao longo da falha.

O planejamento de experimentos foi utilizado para determinar as relações entre as variáveis de entrada e um dado sistema de resposta. Neste trabalho, a

informação obtida através dos modelos numéricos foi ajustada para avaliar a equação mais adequada entre as variáveis de entrada, porosidade (ϕ) e rejeito máximo ($D_{m\acute{a}x}$), e a espessura da zona de dano (w). Os limites superior e inferior dos valores de ϕ foram definidos a partir da variação desta propriedade nas amostras estudadas. Já a variação no $D_{m\acute{a}x}$ das falhas nos modelos foi delimitada considerando valores correspondentes às falhas observadas na jazida objeto deste estudo.

Os resultados dos modelos numéricos mostraram que a espessura da zona de dano depende da escolha do valor de deformação plástica (PEMAG) adotada como indicador de dano e da posição na falha onde a medida da zona de dano é realizada. A comparação entre os resultados obtidos e estimativas da espessura da zona de dano obtidas na literatura para carbonatos mostrou que o valor mínimo de 0.05 de deformação plástica equivalente tem uma maior aderência aos dados de campo. Observando-se a variação da zona de dano ao longo da falha foi possível constatar que quanto mais longe do centro da falha, e por consequência da região de maior rejeito, menor a espessura da zona de dano. Com isto foi possível estimar uma razão variável da espessura da zona de dano em diversos pontos da falha com a espessura na posição central, para cada litologia. Adicionalmente, foi possível constatar que a variação da tensão confinante inicial dos modelos (10 MPa ou 40 MPa) não mostrou impacto significativo na espessura da zona de dano. Já as tensões resultantes têm impacto na geometria da zona de dano, com espessuras variáveis nas regiões de compressão ou tração.

A partir do planejamento de experimentos foram obtidas 16 equações quadráticas completas para a estimativa da espessura da zona de dano (w) a partir da porosidade da rocha (ϕ) e do deslocamento da falha (D). Elas foram criadas para cada litologia e para quatro posições distintas ao longo da falha, o ponto central onde o rejeito é máximo (0.5H) e para as posições mais próximas a extremidade da falha (0.3H, 0.2H e 0.1H). A análise de sensibilidade mostrou que o termo linear correspondente ao rejeito é o fator de maior impacto no ajuste das equações, com significância muito maior que os demais parâmetros. A porosidade, embora com menor peso, também tem influência no ajuste das regressões.

Observa-se ainda que as litologias coquinas e laminitos, aquelas onde os termos relacionados ao rejeito foram as duas variáveis mais relevantes para o modelo de regressão, apresentam a maior alcance de valores de zona de dano para

um mesmo rejeito. Além disso nestas litologias também se espera os maiores valores de espessura da zona de dano, aproximadamente 200 metros quando o rejeito for igual a 300 metros e a porosidade igual a 0.2. Em contrapartida, os grupos de rocha retrabalhados e estromatólitos mostram variação da zona de dano mais restrita, e valores totais de espessura menores, aproximadamente 160 metros quando o rejeito for igual a 300 metros e a porosidade igual a 0.2. Estas informações permitiram a criação de limites máximos e mínimos representados por regressões lineares em um espaço $w \times D$, onde o intervalo compreendido entre estes extremos representa a região onde se pode estimar a espessura da zonada de dano para cada litologia.

Por fim, as informações obtidas foram comparadas com dados de literatura oriundos de medições do rejeito da falha e a correspondente espessura da zona de dano tanto em dados de campo como em dado sísmico. Constata-se que os dados de campo têm um bom ajuste em relação aos limites máximo e mínimo para a zona de dano definitos para cada litologia neste trabalho, enquanto os dados oriundos da sísmica apresentam uma boa relação com os obtidos nos modelos numéricos apenas para os rejeitos próximos a 300 metros.

A metodologia empregada no trabalho mostrou-se satisfatória na definição de correlações que possam estimar a espessura da zona de dano a partir de duas propriedades que podem ser facilmente obtidas no âmbito da caracterização de reservatórios, o rejeito das falhas e a porosidade da rochas. A capacidade criar equações específicas que governem a distribuição da zona de dano em cada uma das principais litologias encontradas nos campos do Pré-sal brasileiro, bem como a possibilidade prever a zona de dano em cada posição da falha proporcionam maior assertividade na construção dos modelos geológicos de reservatório. Na construção desses modelos a caracterização das regiões fraturas relacionadas a falhas tem influência no posicionamento dos poços da malha de produção e injeção bem como na previsão de produção dos campos. Além disso, a proposição de intervalos máximos e mínimos para a espessura da zona de dano em cada litologia abre a possibilidade para a criação de diferentes cenários da distribuição de fraturas nos campos.

6.1.Sugestões para trabalhos futuros

A partir das conclusões observa-se que há espaço para futuros desenvolvimentos na pesquisa, tal como:

- a. Criação de modelos numéricos heterogêneos a fim de avaliar o impacto de cada litologia na espessura da zona de dano quando deformadas simultaneamente;
- b. Planejamento de experimentos para falhas com rejeito maiores que 300 metros a fim de observar a variação na relação $w \times D$;
- c. Aplicação em outras bacias sedimentares seja em carbonatos ou arenitos, para comparação dos resultados;
- d. Variação nas condições de contorno dos modelos numéricos, bem como do tipo de falha simulado (reversas ou transcorrentes);
- e. Utilização de um modelo constitutivo que apresente lei de endurecimento e amolecimento a fim de avaliar o impacto da variação das propriedades mecânicas ao longo da evolução da falha.

7. Referências Bibliográficas

AARLAND, R. K.; SKJERVEN, J. **Fault and fracture characteristics of a major fault zone in the northern North Sea: analysis of 3D seismic and oriented cores in the Brage Field (Block 31/4)**. Geological Society, London, Special Publications, v. 127, p. 209-229, 1998)

ABD EL-AAL, A. K. et al. **Carbonate strength classification based on depositional textures and fossil content of the Lower Eocene Drunka Formation, Assiut Area, central Egypt**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 207, n. May, p. 109061, 2021.

AL-AWAD, M. N. J. **Simple Correlation to Evaluate Mohr-Coulomb Failure Criterion Using Uniaxial Compressive Strength**. Journal of King Saud University – Engineering Sciences, v. 14, n. 1, p. 137–144, 2002.

ALAEI, B.; TORABI, A. **Seismic imaging of fault damaged zone and its scaling relation with displacement**. Interpretation, v. 5, n. 4, 2017.

ALEJANO, L. R.; ALONSO, E. **Considerations of the dilatancy angle in rocks and rock masses**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 42, n. 4, p. 481–507, 2005.

ALMEIDA CARVALHO, A. M. et al. **Facies and diagenesis distribution in an Aptian pre-salt carbonate reservoir of the Santos Basin, offshore Brazil: A comprehensive quantitative approach**. Marine and Petroleum Geology, v. 141, 2022.

AMEEN, M. S. et al. **Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia)**. Marine and Petroleum Geology, v. 26, n. 4, p. 430–444, 2009.

ANDERSON, E. M. **The Dynamics of Faulting**. Edinburgh: Oliver and Boyd, 1951.

ANDRADE, T. J. D. **Modelagem computacional de formação e evolução de zonas de dano em falhas geológicas**. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 124, 2021.

ANDRADE, T. J. D et al. **Computational modeling of formation and evolution of damage zones in reservoir scale**. Proceedings of the XLI Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, ABMEC, 2020.

ANDRADE, T. J. D et al. **Numerical modeling of damage zones in rocks at reservoir scale using FEM**. Proceedings of the joint XLII Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering and III Pan-American Congress on Computational Mechanics, ABMEC-IACM, 2021.

ANDRADE, R. M. S. A. et al. **Metodologia para a Estimativa de Resistência de Rochas Carbonáticas Análogas ao Pré-sal Brasileiro**. In: ANAIS DO XX COBRAMSEG, 2022, Campinas. Anais eletrônicos... Campinas, Galoá, 2022.

ANTONELLINI, M. et al. **First reported occurrence of deformation bands in a platform limestone, the Jurassic Calcare Massiccio Fm., northern Apennines, Italy**. Tectonophysics, v. 628, p. 85–104, 30 jul. 2014.

ARAUJO, R. E. B. et al. **Basement control on fault formation and deformation band damage zone evolution in the Rio do Peixe Basin, Brazil**. Tectonophysics, v. 745, n. August, p. 117–131, 2018.

ARAUJO, M. N; PÉREZ-GUSSINYÉ, M.; MULDASHEV, I. **Oceanward rift migration during formation of Santos-Benguela ultra-wide rifted margins**. In. Tectonic Development, Thermal History and Hydrocarbon Habitat Models of Transform Margins: their Differences from Rifted Margins. Geological Society, London, Special Publications, 524, 2022.

ARTAGÃO, V. M. **Análise estratigráfica de alta resolução aplicada aos depósitos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos: identificação, correlação e mecanismos de controle de ciclos sedimentares**. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias;Tectônia, Petrologia e Recursos Minerais) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 174, 2018

BALSAMO, F. et al. Tectonic control on vein attributes and deformation intensity in fault damage zones affecting Natih platform carbonates, Jabal Qusaybah, North Oman. Journal of Structural Geology, v. 122, p. 38–57, 1 maio 2019.

BASTOS DE PAULA, O. **Elastic properties of carbonates: Measurements and modelling**. Tese de Doutorado. Curtin University, 2011.

BEACH, A. et al. **Reservoir damage around faults: Outcrop examples from the Suez rift**. Petroleum Geoscience, v. 5, n. 2, p. 109–116, 1999.

BEDFORD, J. D. et al. **High-Resolution Mapping of Yield Curve Shape and Evolution for Porous Rock: The Effect of Inelastic Compaction on Porous Bassanite**. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 123, n. 2, p. 1217–1234, 2018.

BILLI, A.; SALVINI, F.; STORTI, F. **The damage zone-fault core transition in carbonate rocks: Implications for fault growth, structure and permeability**. *Journal of Structural Geology*, v. 25, n. 11, p. 1779–1794, 2003.

BOTTER, C. et al. **From mechanical modeling to seismic imaging of faults: A synthetic workflow to study the impact of faults on seismic**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 57, p. 187–207, 2014.

BOTTER, C. et al. **Seismic characterisation of fault damage in 3D using mechanical and seismic modelling**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 77, p. 973–990, 2016a.

BOTTER, C. et al. **Seismic characterisation of fault damage in 3D using mechanical and seismic modelling**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 77, p. 973–990, 1 nov. 2016b.

BRUHN, C. H. L. et al. **Campos and Santos Basins : 40 Years of Reservoir Characterization and Management of Shallow to Ultra-Deep Water, Post and Pre-Salt Reservoirs - Historical Overview and Future Challenges**. OTC-28159-MS, 2017.

BULLOCK, R. J. et al. **Lithological controls on the deformation mechanisms operating within carbonate-hosted faults during the seismic cycle**. *Journal of Structural Geology*, v. 58, p. 22–42, jan. 2014.

BUSSOLOTTO, M. et al. **Fault deformation mechanisms and fault rocks in micritic limestones: Examples from Corinth rift normal faults**. *Journal of Structural Geology*, v. 77, p. 191–212, 2015.

BYERLEE, J. D. **Brittle-ductile transition in rocks**. *Journal of Geophysical Research*, v. 73, n. 14, p. 4741–4750, 1968.

CAINE, J. S.; EVANS, J. P.; FORSTER, C. B. **Fault zone architecture and permeability structure**. *Geology*, v. 24, n. 11, p. 1025–1028, 1996.

CAINELLI, C; MOHRIAK, W.U. **Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin**. *Episodes*, n. 22, p. 206-216, 1999.

CALDEIRA, J. N. M. **Caracterização estrutural da seção Pré-Sal na porção central do Alto Externo da Bacia de Santos, através da análise estrutural de dados sísmicos**. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p.113, 2018.

CARLOTTO, M. A. et al. **Libra: A newborn giant in the brazilian presalt province**. In: AAPG Memoir. [s.l.] American Association of Petroleum Geologists, 2017. v. 113p. 165–176.

CARMINATTI, M. et al. **New exploratory frontiers in Brazil**. 19th World Petroleum Congress. OnePetro, 2008.

CHANG, C.; ZOBACK, M. D.; KHAKSAR, A. **Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 51, n. 3–4, p. 223–237, 2006.

CHILDS, C. et al. **The growth and propagation of synsedimentary faults**. Journal of Structural Geology, v. 25, n. 2, p 633-648, 2003.

CHILDS, C. et al. **A geometric model of fault zone and fault rock thickness variations**. Journal of Structural Geology, v. 31, n. 2, p. 117–127, 2009.

CHOI, J. H. et al. **Definition and classification of fault damage zones: A review and a new methodological approach**. Earth-Science Reviews, v. 152, p. 70-87, 2016.

CILONA, A. et al. **The effects of rock heterogeneity on compaction localization in porous carbonates**. Journal of Structural Geology, v. 67, n. PA, p. 75–93, 2014.

COLEMAN, D. E.; MONTGOMERY, D. C. **A systematic approach to planning for a designed industrial experiment**. Technometrics, v. 35, n. 1, p. 1-12, 1993.

CONGRO, M; PEREIRA, F. L. G; SOUZA, L. M. S.; ROEHL, D. **Parameter sensivity analysis in steel fiber reinforced concrete**. Proceedings of XL Ibero-Latin American Congress on Computational Methods in Engineering. Natal/RN, Brazil, November 11-14, 2019.

CONGRO, M. et al. **Determination of fault damage zones in sandstone rocks using numerical models and statistical analyses**. Geomechanics for Energy and the Environment, 2023. Em preparação

CORRÊA, R. S. M. **Modelagem do comportamento tensão-deformação de zonas de falhas em travertinos através do método dos elementos finitos**. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 93, 2016.

- CORRÊA, R. S. M. et al. **Episodic reactivation of carbonate fault zones with implications for permeability – An example from Provence, Southeast France.** *Marine and Petroleum Geology*, v. 145, 1 nov. 2022.
- CROOK, A. J. L. et al. **Predictive modelling of structure evolution in sandbox experiments.** *Journal of Structural Geology*, v. 28, n. 5, p. 729–744, maio 2006a.
- CROOK, A. J. L. et al. **Benchmarks for the evolution of shear localization with large relative sliding in frictional materials.** *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 195, n. 37–40, p. 4991–5010, 15 jul. 2006b.
- DA SILVA, C. **Análise Geomecânica Dos Carbonatos Do Pré-Sal Da Bacia De Santos.** Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 139, 2016.
- DRAYTON, D.; FISHER, Q. **The impact of faults on fluid flow in travertine.** 5th International Conference on Fault and Top Seals 2019, 2019.
- DUNHAM, R.J. **Classification of carbonate rocks according to depositional texture.** In: Ham, W.E (ED.) *Classification of carbonate rocks.* Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p.108-122, 1962.
- EDLMANN, K. et al. **Predicting rock mechanical properties from wireline porosities.** *Proceedings of the SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, v. 2, n. July, p. 169–175, 1998.
- ELLIS, S.; SCHREURS, G.; PANIEN, M. **Comparisons between analogue and numerical models of thrust wedge development.** *Journal of Structural Geology*, v. 26, n. 9, p. 1659–1675, 2004.
- EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. **A Late Devonian reeftract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories.** *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.19, p. 730-781, 1971.
- EZATI, M. et al. **Wellbore stability analysis using integrated geomechanical modeling: a case study from the Sarvak reservoir in one of the SW Iranian oil fields.** *Arabian Journal of Geosciences*, v. 13, n. 4, 2020.
- FARQUHAR, R. A.; SMART, B. G. D.; CRAWFORD, B. R. **Porosity-strength correlation: Failure criteria from porosity logs.** SPWLA 34th Annual Logging Symposium, 1993.
- FARQUHAR, R. A.; SOMERVILLE, J. M.; SMART, B. G. D. **Porosity as a geomechanical indicator: An application of core and log data and rock mechanics.** *European Petroleum Conference - Proceedings*, v. 1, p. 481–489, 1994.

FERNANDEZ-IBANEZ, F. et al. **Characterization of non-matrix type and flow potential using lost circulation information.** Journal of Petroleum Science and Engineering v. 180, n. May, p. 89–95, 2019.

FERNANDEZ-IBANEZ, F. et al. **The properties of faults in the Brazil pre-salt: A reservoir characterization perspective.** Marine and Petroleum Geology, v. 146, 105955, 2022.

FERREIRA, F. H. et al. From lab to field: **Rock mechanics properties assessment for a 3D MEM.** 51st US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2017, v. 5, p. 3014–3027, 2017.

FISHER, Q. et al. **Impact of faults in carbonate reservoir. CARBFAULT – Phase I. Final Report.** University of Leeds. UK, (2018). <https://carbfault.leeds.ac.uk>

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

FOSSEN, H. **Geologia Estrutural.** Tradução Fábio R. D. de Andrade. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. Título Original: Structural Geology

FOSSEN, H. **Fault classification, fault growth and displacement.** In. Regional Geology and Tectonics (Second Edition) Elsevier, 2020, p. 119–147.

FOSSEN, H.; HESTHAMMER, J. **Structural geology of the Gullfaks Field, northern North Sea.** Geological Society Special Publication, v. 127, p. 231–261, 1998.

FOSSEN, H.; ROTEVATN, A. **Fault linkage and relay structures in extensional settings-A review.** Earth-Science Reviews, v. 154, p. 14–28, 2016.

GAWTHORPE, R. L.; LEEDER, M. R. **Tectono-sedimentary evolution of active extensional basins.** Basin Research, v. 12, n. 3–4, p. 195–218, 2000.

GIBBS, P. B. et al. **The evolution of the syn rift and transition phases of the central /southern Brazilian and W. African conjugate margins: the implications for source rock distribution in time and space, and their recognition on seismic data.** 8th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2003.

GOMES, J. P. et al. **Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt.** Marine and Petroleum Geology, v. 113, 1 mar. 2020.

- GURRIK, R. O. **Damage Zone Characteristics of an Exhumed Reservoir-Caprock Succession, An Example of Fluid Flow in Upper Jurassic Sandstones, Central Utah**. Master Thesis in Geosciences. Department of Geosciences Faculty of Mathematics and Natural Sciences, University of Oslo. Oslo, p. 83, 2016.
- HAINES, T. J. et al. **Permeability evolution across carbonate hosted normal fault zones**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 72, p. 62–82, 1 abr. 2016.
- HARDMAN, R. F. P.; BOOTH, J. E. **The significance of normal faults in the exploration and production of North Sea hydrocarbons**. Geological Society, London, Special Publications, v. 56, p. 1-13, 1991.
- HEAP, M. J. et al. **Towards more realistic values of elastic moduli for volcano modelling**. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, v. 390, 15 jan. 2020.
- HOOKER, J. N.; LAUBACH, S. E.; MARRETT, R. **Fracture-aperture sized frequency, spatial distribution, and growth processes in strata-bounded and non-strata-bounded fractures, cambrian mesón group, NW Argentina**. *Journal of Structural Geology*, v. 54, p. 54–71, 2013.
- KAMINSKAITE, I.; FISHER, Q. J.; MICHIE, E. A. H. **Microstructure and petrophysical properties of deformation bands in high porosity carbonates**. *Journal of Structural Geology*, v. 119, p. 61–80, 1 fev. 2019.
- KAMINSKAITE, I.; FISHER, Q. J.; MICHIE, E. A. H. **Faults in tight limestones and dolostones in San Vito lo Capo, Sicily, Italy: Internal architecture and petrophysical properties**. *Journal of Structural Geology*, v. 132, 1 mar. 2020.
- KIM, Y. S.; PEACOCK, D. C. P.; SANDERSON, D. J. **Fault damage zones**. *Journal of Structural Geology*, v. 26, n. 3, p. 503–517, 2004.
- KIM, Y. S.; SANDERSON, D. J. **The relationship between displacement and length of faults: A review**. *Earth-Science Reviews*, v. 68, n. 3–4, p. 317–334, 2005.
- KUMAR, R.; BHARGAVA, K.; CHOUDHURY, D. **Correlations of Uniaxial Compressive Strength of Rock Mass with Conventional Strength Properties through Random Number Generation**. *International Journal of Geomechanics*, v. 17, n. 2, p. 1–9, 2017.
- LIAO, Z. et al. **Analysis of fault damage zones using three-dimensional seismic coherence in the Anadarko Basin, Oklahoma**. *AAPG Bulletin*, v. 103, n. 8, p. 1771–1785, 2019.

LIAO, Z. et al. **Characterizing damage zones of normal faults using seismic variance in the Wangxuzhuang oilfield, China**. Interpretation, v. 8, n. 4, p. SP53–SP60, 2020.

LIMA, B. E. M.; DE ROS, L. F. **Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil**. Sedimentary Geology, v. 383, p. 55–81, 1 abr. 2019.

LIMA, R. S. B. **Modelagem Computacional de Bandas de Cisalhamento em Escala de Plugue**. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 179, 2021.

LIMA, R. S. B et al. **Numerical modeling of shear bands in rocks using FEM and a viscous regularization technique**. Proceedings of the joint XLII Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering and III Pan-American Congress on Computational Mechanics, ABMEC-IACM, 2021

LIMA, R. S. B. et al. **Computational modeling of deformation bands in a plug scale**. Proceedings of the XLI Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, ABMEC, 2020

LYU, W. et al. **Fault damage zone characterization in tight-oil sandstones of the Upper Triassic Yanchang Formation in southwest Ordos Basin, China: Integrating cores, image logs and conventional logs**. Interpretation, v. 5, n. 4, 16 maio 2017.

MA, D. B. et al. **Seismic damage zone and width–throw scaling along the strike-slip faults in the Ordovician carbonates in the Tarim Basin**. Petroleum Science, 2019.

MATONTI, C. et al. **Structural and petrophysical characterization of mixed conduit/seal fault zones in carbonates: Example from the Castellas fault (SE France)**. Journal of Structural Geology, v. 39, p. 103–121, jun. 2012.

MAYOLLE, S. et al. **Scaling of fault damage zones in carbonate rocks**. Journal of Structural Geology, v. 124, n. March, p. 35–50, 2019.

MICARELLI, L.; BENEDICTO, A.; WIBBERLEY, C. A. J. **Structural evolution and permeability of normal fault zones in highly porous carbonate rocks**. Journal of Structural Geology, v. 28, n. 7, p. 1214–1227, jul. 2006.

MICHIE, E. A. H. et al. **Influence of carbonate facies on fault zone architecture**. Journal of Structural Geology, v. 65, p. 82–99, 2014.

- MICHIE, E. A. H.; HAINES, T. J. **Variability and heterogeneity of the petrophysical properties of extensional carbonate fault rocks, Malta**. *Petroleum Geoscience*, v. 22, n. 2, p. 136–152, 2016.
- MICHIE, E. A. H.; YIELDING, G.; FISHER, Q. J. **Predicting transmissibilities of carbonate-hosted fault zones**. In: *Geological Society Special Publication*. [s.l.] Geological Society of London, v. 459p. 121–137, 2018.
- MICHIE, E. A. H. et al. **Key controls on the hydraulic properties of fault rocks in carbonates**. *Petroleum Geoscience*, v. 27, n. 2, 2021.
- MILANI, J. E. et al. **Bacias Sedimentares Brasileiras – Cartas Estratigráficas**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 183-205, 2007.
- MIRABELLA, F. et al. **Tectonic evolution of a low-angle extensional fault system from restored cross-sections in the Northern Apennines (Italy)**. *Tectonics*, v. 30, n. 6, 2011.
- MIZUNO, T. A.; MIZUSAKI, A. M. P.; LYKAWKA, R. **Facies and paleoenvironments of the Coqueiros Formation (Lower Cretaceous, Campos Basin): A high frequency stratigraphic model to support pre-salt “coquinas” reservoir development in the Brazilian continental margin**. *Journal of South American Earth Sciences*, v. 88, p. 107–117, 2018.
- MORALES, R. H.; MARCINEW, R. P. **Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties Correlations**. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anais...Society of Petroleum Engineers, out. 1993.
- MOREIRA, J.L.P. et al. **Bacia de Santos**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.
- MORETTI, I. **The role of faults in hydrocarbon migration**. *Petroleum Geoscience*, v. 4, n. 1, p. 81–94, 1998.
- MUNIZ, M. C.; BOSENCE, D. W. J. **Lacustrine carbonate platforms: Facies, cycles, and tectonosedimentary models for the presalt Lagoa Feia Group (Lower Cretaceous), Campos Basin, Brazil**. *AAPG Bulletin*, v. 102, n. 12, p. 2569–2597, 2018.
- NICOL, A. et al. **The growth of faults**. In: *Understanding Faults: Detecting, Dating, and Modeling*. Elsevier, 2019. p. 221–255.

- OLIVEIRA, V. C. B. et al. **Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil.** Journal of South American Earth Sciences, v. 95, 1 nov. 2019.
- OLIVEIRA, K. N. et al. **Numerical modeling of the linking damage zone between geologic faults.** Proceedings of the joint XLIII Ibero-Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, ABMEC, 2022
- OLIVEIRA, L. S. B. et al. **Mechanical stratigraphy influences deformation band pattern in arkosic sandstones, Rio do Peixe Basin, Brazil.** Journal of Structural Geology, v. 155, 1 fev. 2022.
- PALCHIK, V.; HATZOR, Y. H. **The influence of porosity on tensile and compressive strength of porous chalks.** Rock Mechanics and Rock Engineering, v. 37, n. 4, p. 331–341, 2004.
- PEREIRA, C. E. L.; GOMES, C. J. S.; DE ARAUJO, M. N. C. **The influence of pre-existing structures in oblique rifting formation: The use of physical modeling and comparison with the pre-salt phase of Santos Basin, Brazil.** Geologia USP - Serie Cientifica, v. 21, n. 4, p. 103–124, 1 dez. 2021.
- PERKINS, T.K; WEINGARTEN, J.S. **Stability and failure of spherical cavities in unconsolidated sand and weakly consolidated rock.** SPE 18244, 1988
- PIETZSCH, R. et al. **Environmental conditions of deposition of the Lower Cretaceous lacustrine carbonates of the Barra Velha Formation, Santos Basin (Brazil), based on stable carbon and oxygen isotopes: A continental record of pCO₂ during the onset of the Oceanic Anoxic Event 1a (OAE 1a) interval?** Chemical Geology, v. 535, 2020.
- PILOTTO, D. et al. **Determination of mechanofacies in carbonate reservoirs for the purpose of mechanical characterization.** ISRM VIII Brazilian Symposium on Rock Mechanics, SBMR 2018, 2020.
- PRASAD, U. et al. **Improved Method for Estimating the Strength of Carbonate Rocks.** IPTC 2009.
- PROCTER, A.; SANDERSON, D.J. **Spatial and layer-controlled variability in fracture networks.** Journal of Structural Geology, v. 108, p. 52-65, 2018
- PROSSER, S. **Rift-related linked depositional systems and their seismic expression.** Geological Society Special Publication, v. 71, n. June 2007, p. 35–66, 1993.
- QUEVEDO, R. et al. **2D and 3D numerical modeling of fault reactivation.** 51st

- US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, v. 4, pp. 2247–2252, 2017.
- QUEVEDO, R. et al. **Numerical modeling of fault damage zones.** [s.l: s.n.].
- REYER, D.; BAUER, J. F.; PHILIPP, S. L. **Fracture systems in normal fault zones crosscutting sedimentary rocks, Northwest German Basin.** Journal of Structural Geology, v. 45, p. 38–51, 2012.
- RICHARD, T. et al. **Scratch test as a means to measure strength of sedimentary rocks.** Proceedings of the SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference, v. 2, p. 15–22, 1998.
- ROMÁN-RAMIREZ, L. A.; MARCO, J. **Design of experiments applied to lithium-ion batteries: A literature review.** Applied Energy, v. 320, 2022.
- ROWE, C. D.; GRIFFITH, W. A. **Do Faults Preserve a Record of Seismic Slip: A second opinion.** Journal of Structural Geology, v. 78, p. 1-26, 2015.
- RUTTER, E. H.; GLOVER, C. T. **The deformation of porous sandstones; are Byerlee friction and the critical state line equivalent?** Journal of Structural Geology, v. 44, p. 129–140, 2012.
- SAGY, A.; RECHES, Z.; AGNON, A. **Hierarchic three-dimensional structure and slip partitioning in the western Dead Sea pull-apart Hierarchic three-dimensional structure and slip partitioning in the western Dead Sea pull-apart.** Tectonics, v. 22, n. 1, 2003.
- SALLER, A. et al. **Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola.** AAPG Bulletin, v. 100, n. 7, p. 1135–1164, 1 jul. 2016.
- SANTOS, E. S. R.; FERREIRA, F. H. **Mechanical behavior of a Brazilian offshore carbonate reservoir.** 44th US Rock Mechanics Symposium - 5th US/Canada Rock Mechanics Symposium, 2010.
- SARTORATO, A. C. L. **Caracterização faciológica, estratigráfica e diagenética dos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Bacia de Santos.** Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias; Tectônia, Petrologia e Recursos Minerais) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 255, 2018.
- SCHEI, G. et al. **Scratch test: an attractive technique for determining strength and elastic properties of sedimentary rocks.** Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, v. OMEGA, p. 801–807, 2000.
- SHIPTON, Z.K; COWIE, P.A. **A conceptual model for the origin of fault damage zone structures in high-porosity sandstone.** Journal of Structural Geology, v. 25, n. 3, 2003.

- SCHÖN, J. **Physical properties of rocks: A workbook**. Elsevier, 2011.
- SCHULTZ, R. A.; OKUBO, C. H.; FOSSEN, H. **Porosity and grain size controls on compaction band formation in Jurassic Navajo Sandstone**. *Geophysical Research Letters*, v. 37, n. 22, p. 1–5, 2010.
- SHAHIN, G. et al. **The Role of Stratigraphy and Loading History in Generating Complex Compaction Bands in Idealized Field-Scale Settings**. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 126, n. 2, 2021.
- STOHLER, R. C. et al. **3D numerical modeling and simulation of the impact of fault zones on fluid flow in sandstones of the Rio do Peixe Basin, NE Brazil**. *Petroleum Geoscience*, v. 28, n. 1, 2022.
- STRUGALE, M.; SCHMITT, R. DA S.; CARTWRIGHT, J. **Basement geology and its controls on the nucleation and growth of rift faults in the northern Campos Basin, offshore Brazil**. *Basin Research*, v. 33, n. 3, p. 1906–1933, 2021.
- TANAKA, A. P. et al. **Geological Characterization and Modeling of an Aptian Carbonate Reservoir in the Santos Basin, Brazil**. *AAPG Search and Discovery Article*, v. 11128, 2018.
- TERRA, G.J.S. et al. **Classificação de rochas carbonáticas aplicáveis às bacias sedimentares brasileiras**. *Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro*, v.18, n.1, p.9-29, 2010.
- THOMPSON, D. L.; STILWELL, J. D.; HALL, M. **Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-Salt coquinas of Brazil and West Africa**. *Gondwana Research*, v. 28, n. 1, 2015.
- TONDI, E. et al. **The role of deformation bands, stylolites and sheared stylolites in fault development in carbonate grainstones of Majella Mountain, Italy**. *Journal of Structural Geology*, v. 28, n. 3, p. 376–391, mar. 2006.
- TORABI, A.; BERG, S. S. **Scaling of fault attributes: A review**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 28, n. 8, p. 1444-1460, 2011.
- VERMEER, P. A.; DE BORST, R. **Non-Associated Plasticity for Soils, Concrete and Rock**. *Heron*, v. 29, n. 3, p. 1–64, 1984.
- WEINGARTEN, J. S. et al. **Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies**. *Journal of Petroleum Technology*, v. 47, n. 7, p. 596-600, 1995.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. **The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil.** *Facies*, v. 66, n. 1, 1 jan. 2020.

ZHANG, J.; WONG, T.; DAVIS, D. M. **Micromechanics of pressure-induced grain crushing in porous rocks.** *Journal of Geophysical Research*, v. 95, n. B1, p. 341–352, 1990.

ZHANG, H.; LI, C. C. **Effects of Confining Stress on the Post-Peak Behaviour and Fracture Angle of Fauske Marble and Iddefjord Granite.** *Rock Mechanics and Rock Engineering*, v. 52, n. 5, p. 1377–1385, 1 maio 2019.

ZHAO, Z. et al. **Analysis of seismic damage zones: A case study of the ordovician formation in the shunbei 5 fault zone, tarim basin, China.** *Journal of Marine Science and Engineering*, v. 9, n. 6, 1 jun. 2021.

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

YOON, J. **Application of experimental design and optimization to PFC model calibration in uniaxial compression simulation.** *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, v.44, n. 6, p. 871-889, 2007.