



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E MINERAL

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTRUTURAS RÚPTEIS E IMPACTOS NA SIMULAÇÃO
DE FLUXO EM ARENITOS DA BACIA RIO DO PEIXE**

Franklyn Macedo de Souza

Campina Grande

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E MINERAL

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTRUTURAS RÚPTEIS E IMPACTOS NA SIMULAÇÃO
DE FLUXO EM ARENITOS DA BACIA RIO DO PEIXE**

Franklyn Macedo de Souza

Dissertação apresentada a Universidade Federal de Campina Grande para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Orientador: Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira

Co-Orientador: Prof. Dr. Enivaldo Santos Barbosa

Campina Grande

2016

SOUZA, Franklyn Macedo. **Caracterização de estruturas rúpteis e impactos na simulação de fluxo em arenitos da Bacia Rio do Peixe.** Campina Grande, Universidade Federal de Campina Grande, 2016. 116 p. il.

Orientador: Francisco César Costa Nogueira

Co-Orientador: Enivaldo Santos Barbosa

Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, UFCG, 2016.

1. Bandas de Deformação. 2. Análise estrutural. 3. Petrofísica.
4. Modelagem e Simulação de escoamento de fluidos. I. Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral. II. Título.

**CARACTERIZAÇÃO DE ESTRUTURAS RÚPTEIS E IMPACTOS NA SIMULAÇÃO
DE FLUXO EM ARENITOS DA BACIA RIO DO PEIXE**

Franklyn Macedo de Souza

Orientador: Francisco César Costa Nogueira

Dissertação de mestrado submetida ao programa

Banca examinadora:

Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira – UFCG

Orientador

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto – UFCG

Membro Interno

Msc. Jorge André Braz de Sousa – Petrobras

Membro Externo

Aos meus pais Veroneide e Ednaldo e minha noiva Renally.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS por ter me dado sabedoria e força para continuar seguindo em frente e nunca me desamparar.

À minha mãe Veroneide, que sempre me deu suporte em tudo que busquei e nunca deixou faltar nada. Uma verdadeira guerreira, sempre com ensinamentos justos e corretos.

À minha futura esposa Renally, por sempre está do meu lado e sempre me compreender, mesmo nas horas mais difíceis. Uma verdadeira companheira que faz com que meus dias sejam mais felizes

Ao meu orientador, Professor Francisco César Costa Nogueira, por todos os ensinamentos durante esses 7 últimos anos, pela paciência e por me mostrar a nobreza que deve existir em um professor, que além de orientador, é um grande amigo.

À CAPES pelo apoio financeiro a esta pesquisa.

Ao GEEP, por todo o apoio dado durante a pesquisa. Aos companheiros de trabalho Matheus, Cayo, Adna, Ana Luísa, Danillo, Gabriel, Igor, Andrezza, Daniel e Isabelly. Fica aqui meu registro.

A todo o pessoal do LabPetro UFCG, pelas horas de café e por todo o apoio nos ensaios realizados e nas discussões levantadas. Um agradecimento especial a Louis Dostoiecsky, Karina Fischer, Felipe Oliveira e Felipe Leal, companheiros de mestrado e grandes amigos.

Aos meus grandes amigos e inesquecíveis “Tulipas” Inácio (o galo), Larissa (a santa) e Lizianne (comprei-me tudo).

A uma segunda mãe que me adotou como filho mais velho, Dona Shirlene, por tudo que fez e me ajudou durante essa longa caminhada.

Aqueles que participaram desta caminhada ao meu lado, fica meu registro de agradecimentos a todos. Muito obrigado por tudo!

“É muito melhor lançar-se em busca de conquistas grandiosas, mesmo expondo-se ao fracasso, do que alinhar-se com os pobres de espírito, que nem gozam muito nem sofrem muito, porque vivem numa penumbra cinzenta, onde não conhecem nem vitória, nem derrota”.
Theodore Roosevelt.

CARACTERIZAÇÃO DE ESTRUTURAS RÚPTEIS E IMPACTOS NA SIMULAÇÃO DE FLUXO EM ARENITOS DA BACIA RIO DO PEIXE

(Dissertação de Mestrado: Junho/2016)

Franklyn Macedo de Souza

Orientador: Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira

Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, Campina Grande, Paraíba, Brasil.

RESUMO

As bandas de deformação, quando presentes em reservatórios siliciclásticos, podem atuar como barreiras ou conduto para o escoamento de fluidos dentro do reservatório. Devido a isto, estas devem ter seus parâmetros petrofísicos e geomecânicos conhecidos, servindo de condições iniciais de entrada para a modelagem e simulação de escoamento de fluidos em análogos de reservatórios. O presente trabalho foi desenvolvido na Bacia Rio do Peixe e teve como objetivo principal caracterizar a influência de bandas de deformação sobre as propriedades que governam o escoamento de fluidos em rochas sedimentares afetadas por estas estruturas e identificar seu comportamento quando submetidas a condições de reservatório. Para atingir o objetivo proposto, utilizou-se da coleta de plugues para análises petrofísicas, realização de seções de *scanlines* em perfis pré-definidos ao longo do piso e da parede do afloramento, bem como a realização de perfis geomecânicos. A análise dos *scanlines* permitiu concluir que a maior frequência de bandas concentra-se no núcleo principal, chegando a concentrar 16 bandas de deformação. A análise geomecânica concluiu que a fácies conglomerática sem bandas de deformação possui maior valor de resistência quando comparado com a fácies com bandas de deformação. A espessura das bandas atua diretamente nos valores de resistência, onde bandas com espessuras maior que 2 cm são menos resistentes quando comparado a bandas de menor espessura. A análise petrofísica mostrou que o aumento da porosidade acarreta maiores valores de permeabilidade. Contudo, o *set* N-S tem um aumento de porosidade acarretando menores valores de permeabilidade. A simulação computacional permitiu concluir que o *set* NE apresentou maior retenção de óleo e o *set* N-S maior retenção de água.

Palavras-chave: Bandas de Deformação, Análise Estrutural, Geomecânica, Petrofísica, Modelagem e simulação.

CHARACTERIZATION OF STRUCTURES AND IMPACTS ON BRITTLE FLOW SIMULATION IN SANDSTONE OF RIO DO PEIXE BASIN, PB.

(Master Thesis: June/2016)

Franklyn Macedo de Souza

Adviser: Dr. Francisco Cezar Costa Nogueira

Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, Campina Grande, Paraíba, Brasil.

ABSTRACT

The deformation bands when present in siliciclastic reservoirs may act as barriers or conduit for the fluid flow in the reservoir. Because of this, they must have their known petrophysical parameters and geomechanical serving initial conditions input to the modeling and simulation of fluid flow in reservoirs analogs. This work was developed in Rio do Peixe Basin and the main objective is characterize the influence of deformation bands on the properties that govern the fluid flow in sedimentary rocks affected by these structures and identify their behavior when subjected to reservoir conditions. To achieve this purpose, we used the collection of plugs for petrophysical analysis, conducting scanlines sections on pre-defined profiles along the floor and the wall of the outcrop, as well as conducting geomechanical profiles. The analysis of scanlines concluded that the higher frequency deformation bands are concentrated in the main body, reaching 16 deformation bands. The geomechanical analysis concluded that the conglomeratic facies without deformation bands has a higher resistance value as compared with the facies with deformation bands. The thickness of the deformation bands acts directly on the resistance values, which bands with thicknesses greater than 2 cm are less resistant when compared with thinner bands. The petrophysical analysis showed that increased porosity results in higher permeability values. However, the set N-S is increased porosity leading to lower permeability values. The computer simulation concluded that the set NE showed greater retention of oil and the set N-S greater water retention.

Keywords: Deformation Bands, structural analysis, geomechanics, petrophysics, modeling and simulation.

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área da seção normal
E	módulo de Young
ε	deformação
F	força
ϕ	porosidade
G	módulo de cisalhamento
K	módulo de volume
ν	razão de Poisson
ρ	densidade
σ	tensão
σ_c	resistência à compressão uniaxial
UCS	resistência à compressão uniaxial
V _v	volume de vazios
V _p	velocidade da onda compressional na rocha
V _s	velocidade da onda cisalhante na rocha
V _t	volume total
W _{sec}	peso da amostra seca
W _{sat}	peso da amostra saturada
V	volume da amostra
γ	peso específico da amostra
k	permeabilidade intrínseca
μ	viscosidade
h	altura
Q	quantidade de fluxo
Δ	operador vetorial

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	OBJETIVO GERAL	5
3.	CONTEXTO GEOLÓGICO	6
4.	REFERENCIAL TEÓRICO	13
4.1.	BANDAS DE DEFORMAÇÃO	13
4.2.	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS.....	17
4.2.1.	POROSIDADE.....	17
4.2.2.	PERMEABILIDADE.....	19
4.2.3.	VELOCIDADE DE PROPAGAÇÃO DE ONDAS ELÁSTICAS	20
4.3.	RESISTÊNCIA À COMPRESSÃO UNIAXIAL	22
4.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÃO.....	25
4.4.1.	MODELAGEM MATEMÁTICA, TIPOS DE MALHAS.....	26
5.	MATERIAIS E MÉTODOS	29
6.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	58
6.1.	ANÁLISE ESTRUTURAL E <i>SCANLINES</i>	58
6.2.	GEOMECÂNICA	65
6.3.	PETROFÍSICA	72
6.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÃO.....	81
7.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	90
8.	REFERÊNCIAS	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Localização regional da Bacia Rio do Peixe (BRP) bem como das bacias potiguar (BP), Paraíba (BPB) e Pernambuco (BPE).	3
Figura 1.2 - Vista de planta de um poço feito para produzir água na Bacia Rio do Peixe, bem como a coleta de amostras de óleo no poço.	5
Figura 3.1- Localização das principais bacias sedimentares do interior do nordeste brasileiro, em destaque a BRP. Modificado de Carvalho, 2013.	7
Figura 3.2: Localização regional da Bacia Rio do Peixe identificando o trend cariri-potiguar, bem como os componentes estruturais da BRP e suas sub-bacias.	8
Figura 3.3: Mapa geológico da BRP, indicando as falhas principais que delimitam a BRP, bem como as formações sedimentares presentes na bacia, localização da área de estudo e o ponto de exsudação de óleo no poço do gangão.	9
Figura 3.4: Carta estratigráfica da Bacia Rio do Peixe proposta por Silva (2009).	11
Figura 3.5: Modelo deposicional conceitual da Bacia Rio do Peixe. Modificado de Silva (2009).	12
Figura 4.1: Classificação cinemática dos diferentes tipos de bandas de deformação. Fonte: Modificado de Fossen (2010).....	14
Figura 4.2: Diferentes tipos de bandas de deformação, separadas em função do mecanismo dominante de deformação. Fonte: Fossen (2010).	15
Figura 4.3: Figura ilustrativa do Martelo de Schmidt e suas principais partes Fonte: Ramos (2009)..	24
Figura 4.4: Ábaco de Miller utilizado para converter os valores de rebote do Martelo de <i>Schmidt</i> em valores correspondentes de resistência a compressão uniaxial.	24
Figura 4.5: Modelo esquemático de etapas seguidas durante a modelagem de reservatórios petrolíferos. Modificado de Pereira (2007).	27
Figura 4.6: Exemplo de malha gerada no software <i>Meshing</i>	28
Figura 5.1: (A) Afloramento de Melancias imageado pelo drone, onde o retângulo amarelo demarca a área de estudo com detalhes do afloramento. (B) e (C) observa-se detalhadamente a área estudada.	29
Figura 5.2: Localização dos perfis demarcados na área de estudo.	31
Figura 5.3: Ábaco de Miller, do qual se obtem os valores de resistência a compressão uniaxial com base em valores do rebote do martelo de Schmidt e densidade média da rocha.	34
Figura 5.4: Localização das seções colunares realizadas na parede da área de estudo.	35
Figura 5.5: Fácies sedimentares encontradas no afloramento de melancias: (A) conglomerática e (B) arenítica com matriz argilosa.	35

Figura 5.6: Drone modelo md4-200 utilizado para aquisição de imagens no afloramento de melancias.	36
Figura 5.7: Rota de aquisição de imagens aéreas feitas pelo <i>drone</i>	37
Figura 5.8: Modelo tridimensional de todo o afloramento de melancias, onde a área demarcada representa a área de estudo.	37
Figura 5.9: Modelo tridimensional do terreno observando com maior detalhe a área de estudo.	38
Figura 5.10: Vista superior da área de estudo com resolução de 2mm por pixel, como é observado no recorte de detalhe abaixo.	39
Figura 5.11: A) Exemplo de um plugue extraído na plugadeira manual, B) Retificadora das faces nas extremidades dos plugues, C) máquina de corte de amostras.....	40
Figura 5.12: (A) Permporosímetro a gás, (B) <i>matrix cup</i> e (C) Equipamento onde coloca-se amostra para ensaios de permeabilidade.	41
Figura 5.13: (A) Equipamento utilizado para medição de propriedades elásticas, (B) tela de visualização dos dados e (C) Osciloscópio que registra os sinais das ondas P, S_1 e S_2	42
Figura 5.14: Planos de falha desenhados no chão e parede do afloramento de melancias.....	43
Figura 5.15: Esquema da parede e piso mapeados em afloramento, bem como as faces observadas em afloramento e projetadas em 3D com suas respectivas localizações.....	44
Figura 5.16: Modelo virtual gerado para uma falha presente na área de estudo.	44
Figura 5.17: Extrusão gerando o cubo 3D, e varredura, gerando plano de falha.	45
Figura 5.18: Caminho dos planos de falhas na parede e piso do afloramento mostrando a disposição espacial destas em 3D.	45
Figura 5.19: Geometria da área de estudo para uma falha importada no <i>DesignModeling</i>	46
Figura 5.20: Malha tetraédrica estruturada gerada para a área de estudo	47
Figura 5.21: Detalhe da malha gerada para o afloramento. As setas indicam a localização da Banda de Deformação com elementos de menor tamanho que o cubo.....	47
Figura 5.22: (A) Representação do cubo no CFX-Pre. (B) Indicação da face de entrada do fluido no modelo.	48
Figura 5.23: (A) Localização da saída do fluido. (B) Indicação das paredes por onde não há saída de fluido.	49
Figura 5.24: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 1; (B) Detalhe das regiões que apresentam refinamento.....	53
Figura 5.25: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 2; (B) Detalhe da região de entrada do fluido que apresenta refinamento; (C) Detalhe da região próxima a falha.....	54

Figura 5.26: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 3; (B) Detalhe das regiões que apresentam refinamento.....	55
Figura 6.1: Modelo esquemático de estruturas do tipo flor negativa na parede da área de estudo. Fonte: Nogueira et al (2015).	58
Figura 6.2: Imagem <i>drone</i> da área de estudo com as Bandas de Deformação utilizadas na modelagem e posteriormente inseridas na simulação.	59
Figura 6.3: Localização dos perfis onde foram realizados a aquisição geomecânica e os perfis <i>scanlines</i> na área de estudo, bem como a delimitação da zona de dano (ZD) e o núcleo principal (NP) na área de estudo.....	60
Figura 6.4: (A) Relação de Frequência versus Distância, (B) Diagrama de rosetas das Bandas de Deformação no <i>scanline</i> 1 e (C) Gráfico de frequência cumulativa de fraturas versus os valores de abertura.....	61
Figura 6.5: (A) Relação de Frequência versus Distância, (B) Diagrama de rosetas das bandas de deformação no <i>scanline</i> 2 e (C) Gráfico de frequência cumulativa de fraturas versus os valores de abertura.....	63
Figura 6.6: (A) Relação de Frequência versus Distância. (B) Diagrama de rosetas das bandas de deformação no <i>scanline</i> 3.	64
Figura 6.7: Localização dos perfis geomecânicos realizados na área de estudo	65
Figura 6.8: (A) Distância versus Resistência da zona sem bandas de deformação; (B) Distância versus Resistência da zona com bandas de deformação.	67
Figura 6.9: (A) Distância versus Resistência da sem bandas de deformação; (B) Distância versus Resistência da zona com bandas de deformação.	69
Figura 6.10: Detalhe do núcleo de deformação, identificando as diferentes intensidades de deformação presentes nesta zona e a localização da zona de dano e núcleo principal.....	70
Figura 6.11:(A) Distância versus Resistência da zona não deformada; (B) Distância versus Resistência da zona deformada.	71
Figura 6.12: Densidade de grãos das amostras da Bacia Rio do Peixe, agrupadas por orientação	72
Figura 6.13: Presença de cimentação carbonática promovendo o aumento da densidade de grãos da amostra analisada.	73
Figura 6.14: Relação de V_p versus densidade de grãos.	74
Figura 6.15: Relação de V_{s1}/V_{s2} indicando o grau de anisotropia das rochas na área de estudo.....	75
Figura 6.16: Relação entre porosidade versus densidade total.....	76
Figura 6.17: Relação de porosidade versus V_p , explicitando os agrupamentos de amostras na direção NE e amostras Não Deformadas.	77
Figura 6.18: Relação entre porosidade versus V_{s1} , explicitando os agrupamentos das amostras.	78

Figura 6.19: Relação entre porosidade versus V_s^2 .	78
Figura 6.20: Relação entre porosidade versus permeabilidade.	79
Figura 6.21: Redução da porosidade e permeabilidade na zona deformada na fácies arenítica observada em escala de plugue.	80
Figura 6.22: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha	82
Figura 6.23: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha, (B) Regiões destacadas onde se apresenta as maiores concentrações de óleo.	83
Figura 6.24: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.	84
Figura 6.25: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha	85
Figura 6.26: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha; (B) Regiões destacadas onde se apresenta as maiores concentrações de óleo.	86
Figura 6.27: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.	87
Figura 6.28: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha.	88
Figura 6.29: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de óleo.	89
Figura 6.30: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.	90

1. INTRODUÇÃO

A modelagem do fluxo de fluido na crosta terrestre, e em particular aquela relacionada com a migração de hidrocarboneto em rochas reservatório, está se tornando cada vez mais dependente do entendimento do comportamento hidráulico de zonas de falhas (e.g. Manzocchiet al. 1998; Matthäi et al. 1998). O reconhecimento de que zonas de falhas podem atuar como condutos e/ou como barreiras ao fluxo de fluidos, tem estimulado o desenvolvimento de pesquisas sobre as propriedades petrofísicas de rochas reservatório nestas regiões deformadas, buscando prever e compreender o provável controle, que as estruturas exercem sobre os padrões de fluxo de fluido em um reservatório (e.g. Seeburger et al. 1991; Gibson 1998; Knipe et al. 1998; Faulkner et al. 2010). As permeabilidades de zonas de falhas são em grande parte dependentes de fatores litológicos (Evans et al. 1997; Wibberley & Shimamoto 2003) e a formação de falhas em arenitos de alta porosidade resulta na alteração das características originais da rocha, com redução ou aumento de propriedades, como porosidade e permeabilidade, dependendo de uma série de fatores, podendo estes serem profundidade e pressão confinante durante o falhamento. As bandas de deformação são geralmente consideradas como defletores de fluxo dinâmico ou barreiras capilares, onde grandes zonas cataclásticas, muitas vezes, funcionam como zonas de selagem de fluidos, especialmente onde a argila se faz presente (e.g. Pittman 1981; Leveille et al. 1997; Lehner & Pilaar 1997; Foxford et al. 1998; Gibson 1998). Entretanto, há casos em que bandas de deformação aparecem como condutoras de fluidos (Parry et al., 2004), imprimindo a rocha elevados valores de permeabilidade e porosidade ao longo destas estruturas.

A descrição do arranjo espacial de bandas de deformação em unidades sedimentares de alta porosidade é complexa e variada, exibindo arranjos uniformemente distribuídos, ou assumindo padrões mais complexos de bandas de deformação do tipo conjugada, quadrimodal ou polimodal (e.g. Aydin 1978; Underhill & Woodcock 1987; Healy et al. 2006; Healy et al. 2015). Tal variabilidade faz com que seja difícil de prever, em subsuperfície, a distribuição de falhas em arenitos de alta porosidade, dentro de reservatórios. Assim, é necessária uma compreensão do controle mecânico sobre a distribuição de falhas, incluindo o impacto da história tectônica, de modo a fornecer um modelo mais robusto, visando definir as distribuições de falhas em simulações de fluxo em reservatório, e o impacto que estas estruturas exercem no escoamento de fluxo. Para precisa descrição das características geológicas e petrofísicas de estruturas rúpteis em reservatórios é de fundamental importância

quando se deseja avaliar, por exemplo, o escoamento de fluidos em meios porosos e as propriedades de armazenamento da rocha. No entanto, o complexo e multiescalar padrão de distribuição das estruturas e resultante variação de parâmetros como espaçamento entre as bandas, abertura e orientação, torna a caracterização destes sistemas muito onerosa e/ou incompleta em termos de uma análise geométrica convencional.

Da mesma forma, a complexidade genética, geométrica e petrofísica destas estruturas, quando presentes em reservatórios siliciclásticos, nem sempre é entendida, utilizando de forma isolada, dados de poços e sísmica. Os parâmetros que caracterizam a geometria e a densidade de falhas e fraturas, em meso e microescala, não têm sido totalmente elucidados por meio de dados de subsuperfície em reservatórios petrolíferos, por conta da baixa resolução e da natureza indireta dos métodos usados (sísmica e perfilagem de poços). Por este motivo, diversos estudos envolvendo as mais diferentes técnicas e escalas de análise são necessários para adensar cadeias de falhas e fraturas, importantes na quantificação da porosidade e permeabilidade em reservatórios, para uma maior robustez da modelagem e simulação de escoamento de fluidos no reservatório.

A transferência de escala, também conhecido como “*upscaling*” teve seu surgimento associado à difusão da simulação numérica dos reservatórios de petróleo. Contudo, este conceito já eram conhecidos e amplamente estudados na parte química e mecânica. No início, o emprego de técnicas de transferência de escala estava associado unicamente a limitações computacionais. Atualmente, a principal motivação para o estudo da transferência de escala é o desenvolvimento de técnicas geoestatísticas para caracterização de reservatórios, as quais possibilitam que propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade absoluta, sejam representadas por meio de malhas finas com milhões de blocos, onde cada um destes blocos possuem propriedades diferentes, compreendendo todo o campo e cujas dimensões das células respeitem sua variabilidade. Apesar da malha fina descrever em detalhes as heterogeneidades do reservatório, a sua utilização direta na simulação numérica do reservatório costuma ser inviável, na prática, devido não apenas a limitações computacionais, mas também a exigência de um elevado tempo de simulação. Estas limitações implicam a utilização de malhas de simulação mais grosseiras com células podendo medir 60 x 60 metros, ou seja, com um grau de refinamento menor do que o existente em malhas geológicas finas (Ligero, 2001).

O objetivo principal desta pesquisa é caracterizar a influência de bandas de deformação nas propriedades que governam o escoamento de fluidos em rochas sedimentares com a presença de bandas de deformação.

A Bacia Rio do Peixe - BRP (Figura 1.1) situa-se no extremo oeste do Estado da Paraíba. A BRP já foi alvo de interesse por empresas petrolíferas, tais como Petrobras e UTC engenharia, que juntas perfuraram 5 (cinco) poços pioneiros, em vários blocos exploratórios ao longo da bacia, objetivando um maior conhecimento estratigráfico e de possíveis sistemas petrolíferos atuantes na BRP. Sendo assim, o conhecimento estrutural, geomecânico e petrofísico são de suma importância para entender, por exemplo, a evolução estrutural, o sistema permoporoso reinante e à resistência à deformação, aos quais estas rochas foram submetidas durante sua formação e evolução e posteriormente durante os processos de exploração de reservatórios.

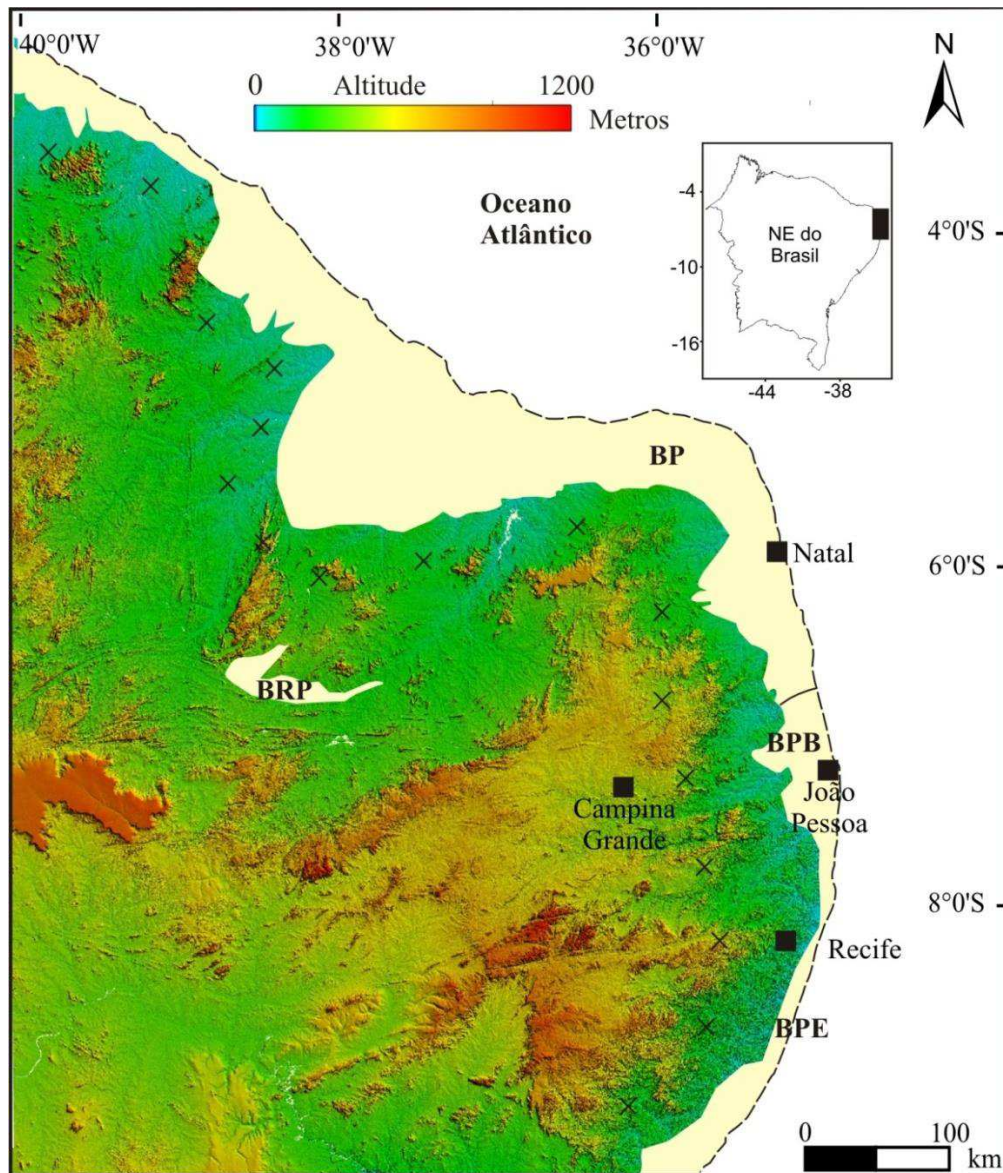


Figura 1.1 - Localização regional da Bacia Rio do Peixe (BRP) bem como das bacias potiguar (BP), Paraíba (BPB) e Pernambuco (BPE).

Dentro desse contexto, a Bacia Rio do Peixe, mais precisamente, um afloramento localizado na sub-bacia de Brejo das Freiras, se constitui como uma área promissora para o entendimento da relação entre as bandas de deformação, características permoporosas, geomecânicas e modelagem geológica integrada à simulação. Isto pode ser atribuído à grande variedade de bandas de deformação afetando a área de estudo, área esta representada por uma pequena porção do afloramento de Melancias, situado na Formação Antenor Navarro, onde é possível observar a distribuição das bandas de deformação em 3D devido à exposição na parede e no pavimento inferior do afloramento.

Na borda Norte da sub-bacia de Sousa, em um poço perfurado objetivando a produção de água, foi observada a presença de óleo junto com a água, possivelmente associado a um sistema de falha Nordeste–Sudoeste (NE-SW), controlando assim a migração interna dos fluidos. Mendonça Filho (2006) relata que a partir das análises de cromatografia, foi possível concluir que o óleo coletado tem uma boa qualidade, visto que possui um alto grau API, em torno de 25-30. Estas exsudações (Figura 1.2) aliadas à existência de importantes anomalias geoquímicas na bacia, evidenciando a presença de hidrocarboneto, ainda que sem a identificação clara de importantes reservatórios, revelam o grau de complexidade do sistema petrolífero desta bacia, principalmente nos processos de migração e acumulação de fluidos, onde estas exsudações ocorrem controladas por uma zona de falha de direção NE-SW.



Figura 1.2 - Vista de planta de um poço feito para produzir água na Bacia Rio do Peixe, bem como a coleta de amostras de óleo no poço.

2. OBJETIVO GERAL

O objetivo geral desta pesquisa é caracterizar a influência de bandas de deformação sobre as propriedades que governam o escoamento de fluidos em rochas sedimentares afetadas por estas estruturas, mais especificamente arenitos e conglomerados da Bacia Rio do Peixe.

Como metas específicas a se alcançar:

I- Determinar as evoluções geométrica, cinemática e temporal, associadas à Zona de Falha localizada no afloramento de Melancias, em escala mesoscópica, priorizando uma determinada área do afloramento, caracterizada por uma excelente exposição da parede e piso polidos, permitindo assim uma visualização 3D das bandas de deformação.

II- Individualizar e descrição dos diferentes tipos de bandas de deformação existentes na área de estudo e o seu comportamento petrofísico, visando entender a influência da deformação no escoamento de fluidos no interior das rochas.

III- Avaliar o efeito das estruturas rúpteis sobre as propriedades petrofísicas das rochas da Formação Antenor Navarro, pela extração de parâmetros petrofísicos em rochas deformadas e pouco deformadas.

IV- Caracterizar o comportamento geomecânico das bandas de deformação, com base na aquisição de parâmetros de resistência à compressão obtida com a ferramenta conhecida como martelo de *schmidt*, em diferentes zonas e litologia ao longo do afloramento estudado.

V-Modelar geologicamente em escala de detalhe, escala com base em dados da geometria e cinemática de falhas medidos em dados de afloramentos de rochas da Formação Antenor Navarro.

VI-Simular do escoamento de fluidos em bandas de deformação afetando as rochas siliciclásticas da Formação Antenor Navarro.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

3.1. ARCABOUÇO TECTÔNICO REGIONAL

A BRP faz parte de uma série de bacias interiores de pequeno a médio porte, que incluem outras bacias tais como, Araripe, Iguatu, Icó dentre outras (Figura 3.1). As bacias interiores do nordeste do Brasil correspondem a um conjunto remanescente de bacias sedimentares, com origem a partir do preenchimento de depressões geradas pelo evento que culminou com a separação dos continentes Africano e Sul-americano (Ponte et al.,1991).

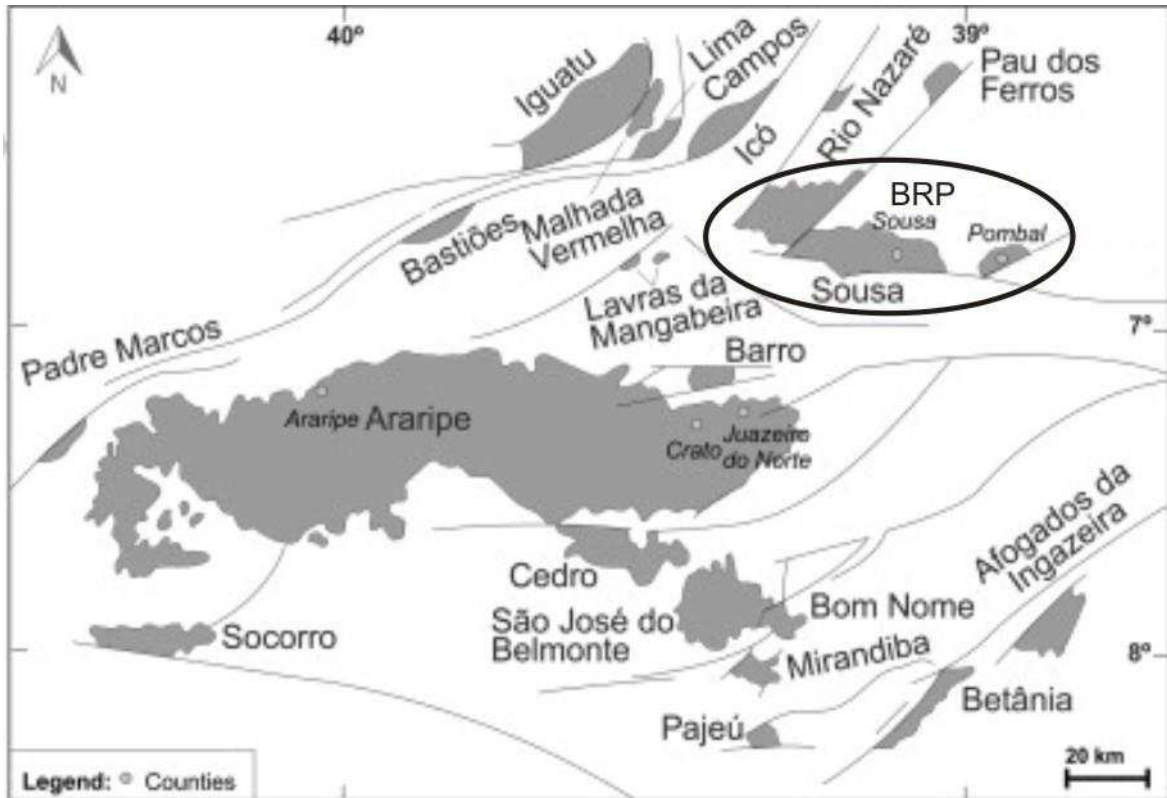


Figura 3.1- Localização das principais bacias sedimentares do interior do nordeste brasileiro, em destaque a BRP. Modificado de Carvalho, 2013.

A BRP está situada no extremo oeste do Estado da Paraíba, compreendendo três sub-bacias, denominadas Brejo das Freiras, Sousa e Pombal, originadas por subsidência tectônica e constituindo uma área total de 1250 Km², sendo separadas pelos altos do embasamento cristalino e controladas pelas atividades das estruturas regionais conhecidas como zona de Cisalhamento Portalegre (NE-SW) e as Falhas Malta (E-W) e Rio Piranhas (NE-SW), que limitam as sub-bacias (Figura 3.2). A BRP é classificada como sendo uma bacia do tipo rifte, essencialmente constituída por depósitos sin-rifte, de idade neocomiana, a qual foi alvo de interesse de empresas atuantes na indústria do petróleo, tais como Petrobras, Univen Petróleo e UTC Engenharia.

O controle do arcabouço estrutural desta bacia foi exercido pelo arranjo dos elementos tectônicos preexistentes no embasamento Pré-Cambriano (Senant & Popoff, 1991; Lima Filho, 1991; Ghignone et al., 1986). De acordo com vários modelos propostos para a evolução tectônica das bacias interiores (Françolin & Szatimari, 1987; Szatimari et al., 1987; Conceição et al., 1988; Sénant & Popoff, 1991; Ponte et al., 1991; Françolin, 1992; Françolin et al., 1994; Ponte & Ponte Filho, 1996; Matos, 2000), a BRP faz parte do chamado *trend* Cariri-Potiguar (Figura 4), revelando assim a estreita relação desta bacia com a evolução tectônica das bacias de margem passiva. Nos últimos anos, a BRP vem passando por um

avanço no entendimento da evolução tectono-estratigráfica por meio da execução de trabalhos (Nogueira et al., 2004; Córdoba et al., 2008; Silva, 2009; da Silva, 2014) dando ênfase à geometria interna da bacia e uma reavaliação de sua estratigrafia e contexto deposicional, com o auxílio de dados geofísicos (sísmica de reflexão, magnetometria e gravimetria).

Trabalhos utilizando técnicas geofísicas, como Castro & Castelo Branco (1999) e Nogueira et al. (2004), constataram que as sub-bacias Brejo das Freiras e Sousa possuem 1.900m e 1.700m, respectivamente, de espessura sedimentar. A partir da interpretação dos dados geofísicos, estruturais e paleomagnéticos, Françolin et al. (1994) inferiram que a bacia foi submetida, no Eocretáceo, a esforços de compressão máxima vertical, gerando movimentos horizontais distensivos e transtensivos, com orientação NW-SE, devido a reativação frágil das zonas de cisalhamento brasileiras.

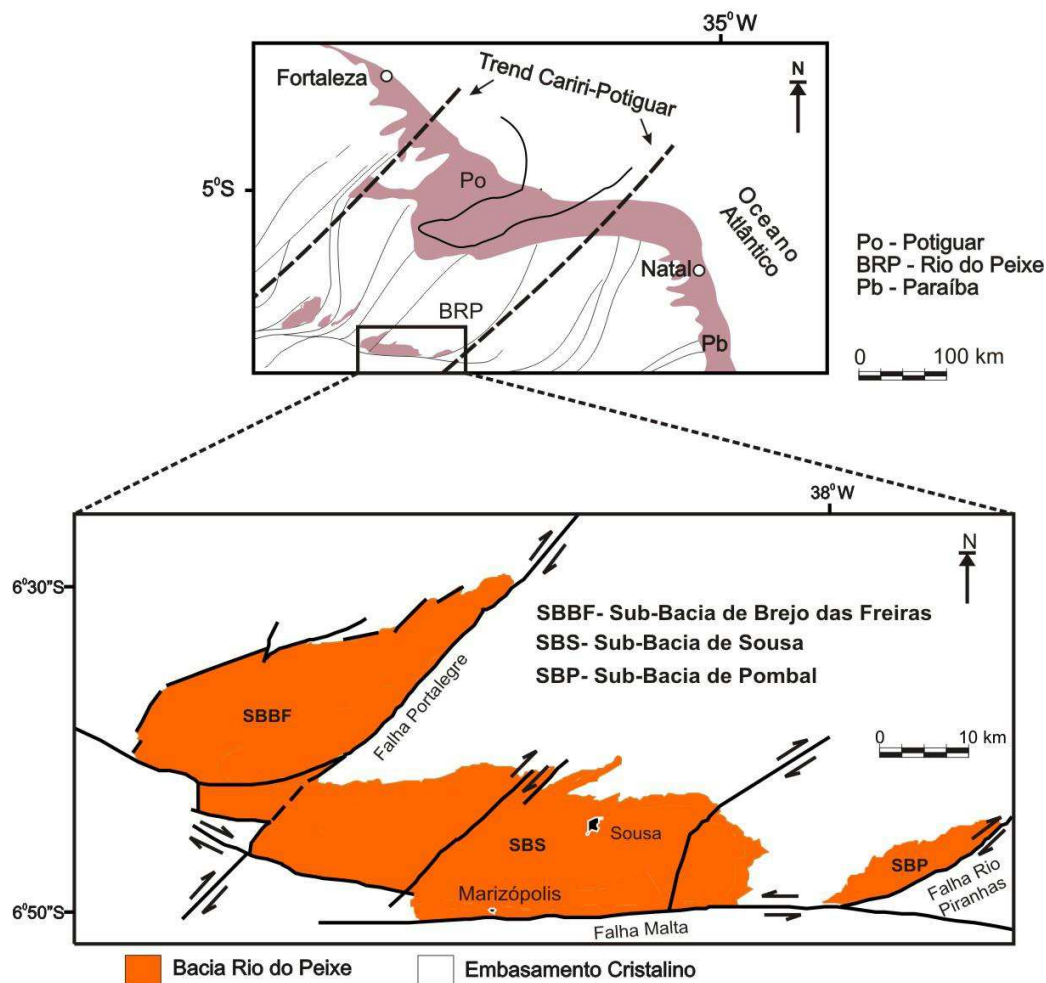


Figura 3.2: Localização regional da Bacia Rio do Peixe identificando o *trend* cariri-potiguar, bem como os componentes estruturais da BRP e suas sub-bacias.

3.2. ESTRATIGRAFIA

Dentro desse contexto tectônico, a BRP é composta por três formações: Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas (Lima Filho, 2001; Córdoba et al., 2008; Silva, 2009) (Figura 3.3), que estão dispostas na bacia através de contatos interdigitados, revelando uma contemporaneidade durante sua fase de deposição (Figura 3.4). A Formação Antenor Navarro dispõe-se discordantemente sobre o embasamento cristalino. Segundo Mendonça Filho (2006), a mesma foi depositada em um período de intensa atividade tectônica, quando as depressões originadas pelo tectonismo foram entulhadas sob um regime torrencial onde, as rochas são, predominantemente, conglomerados imaturos e arenitos grossos, feldspáticos, com estratificações cruzadas acanaladas. Ocorrem também arenitos médios a finos com estratificações plano-paralelas, e intercalações de siltitos e argilitos avermelhados, principalmente na parte superior da sequência. Lima Filho (2001) e Srivastava & Carvalho (2004), relacionam a Formação Antenor Navarro a um sistema fluvial entrelaçado (*braided*), associado a leques aluviais proximais. As paleocorrentes geralmente possuem sentido para sul (S) e/ou sudoeste (SW), sendo controladas por direção do fluxo de deposição no sentido do depocentro das sub-bacias de Sousa e Brejo das Freiras.

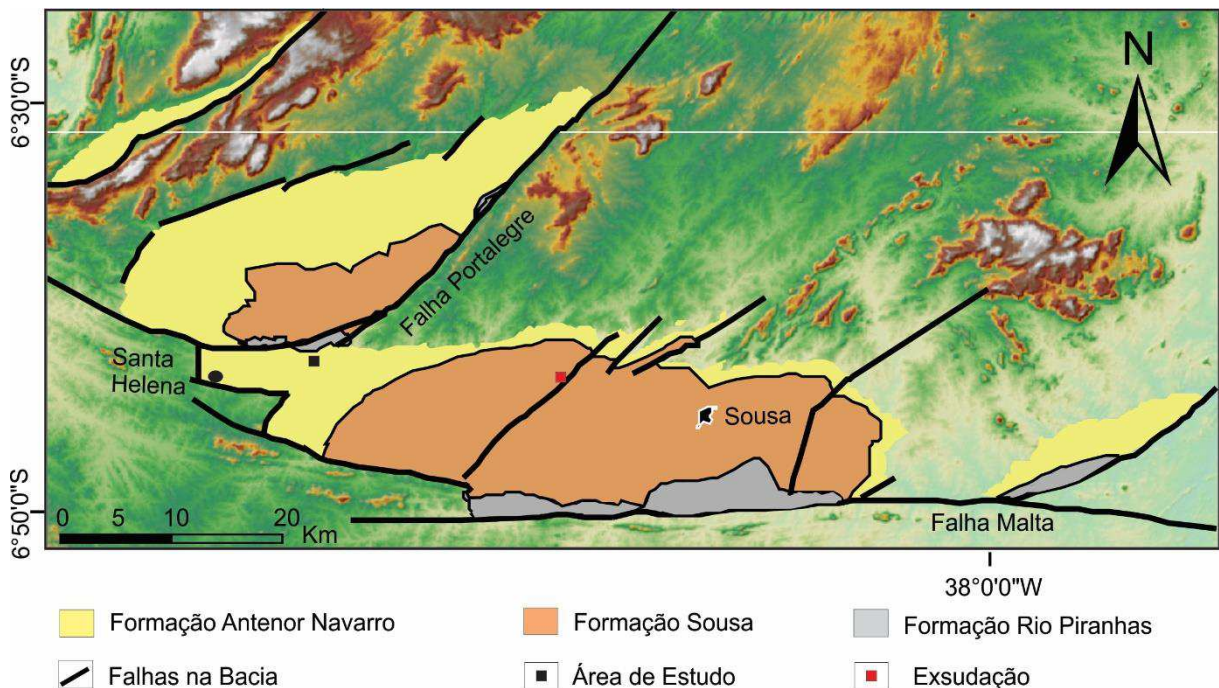


Figura 3.3: Mapa geológico da BRP, indicando as falhas principais que delimitam a BRP, bem como as formações sedimentares presentes na bacia, localização da área de estudo e o ponto de exsudação de óleo no poço do gangão.

A Formação Sousa é a unidade de maior exposição areal na BRP, ocupando cerca de 70% da área em superfície, das sub-bacias Sousa e Pombal e 50% da Sub-bacia Brejo das Freiras. Esta se caracteriza pela predominância de folhelhos e siltitos avermelhados, localmente acinzentados, apresentando delgadas lentes de calcários, margas e corpos intercalados de arenitos finos a grossos (Mendonça Filho, 2006). Ocorrem laminações cruzadas, laminações plano-paralelas, laminações convolutas, gretas de ressecamento e marcas onduladas, além de pequenos fragmentos de fósseis, principalmente, conchostráceos, fragmentos de ossos, dentes e escamas de peixe e pegadas de dinossauros (Leonardi& Carvalho, 1992). A Formação Sousa apresenta características litofaciológicas que sugerem sua deposição em águas calmas, em ambiente lacustre raso com influência fluvial (Vasconcelos, 1980; Srivastava& Carvalho, 2004).

De acordo com Córdoba et al., (2008), a Formação Rio Piranhas agrega arenitos finos à grossos com estratificações cruzadas, intercalados a pelitos. Esta formação apresenta também arenitos grossos e conglomerados desorganizados de matriz-suportada, que representam leques aluviais de margem falhada, associados a sistemas fluviais entrelaçados. As paleocorrentes obtidas nos arenitos da Formação Rio Piranhas indicam sentido para NW e N, confirmando áreas fontes nas ombreiras dos semi-grábens. Deste modo, tais fácies delimitam blocos soerguidos precocemente, nos quais o embasamento cristalino esteve submetido à erosão recorrente, ao longo de toda a história de preenchimento dos depocentros.

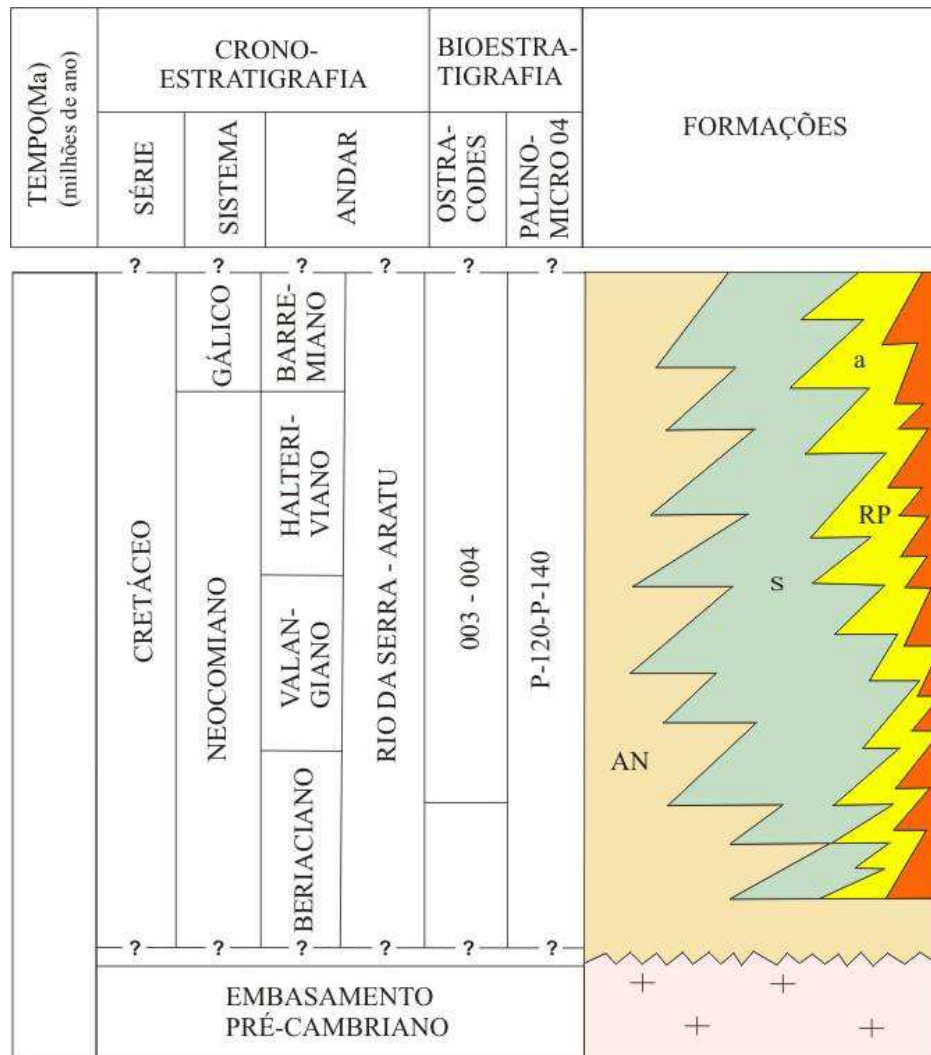


Figura 3.4: Carta estratigráfica da Bacia Rio do Peixe proposta por Silva (2009).

3.3. AMBIENTE DE DEPOSIÇÃO

O sistema deposicional na BRP (Figura 3.5) foi recentemente discutido nos trabalhos de Córdoba et al. (2008) e Silva (2009). Estes trabalhos remontam o início da deposição desta bacia marcado por uma distensão NW-SE, onde a borda falhada começou a evoluir, gerando uma depressão, dando início à deposição gradativa dos sedimentos. Em um primeiro estágio, os sedimentos depositados foram os da Formação Antenor Navarro, oriundos de ambientes fluviais entrelaçados, originando arenitos e conglomerados. Em um segundo estágio, lagos foram responsáveis pela origem da Formação Sousa, caracterizada por ser um ambiente de baixa energia, características associadas a ambientes lacustres ou fluvial com águas calmas, proporcionando o surgimento de folhelhos e em proporção menor, os siltitos. Em um terceiro estágio a borda falhada sofre ação do intemperismo e erosão, gerando a desestabilização de blocos rochosos do embasamento, que começam a desmoronar e depositam-se em direção ao

depocentro da bacia, em sistemas deposicionais do tipo leques aluviais, originando a Formação Rio Piranhas.

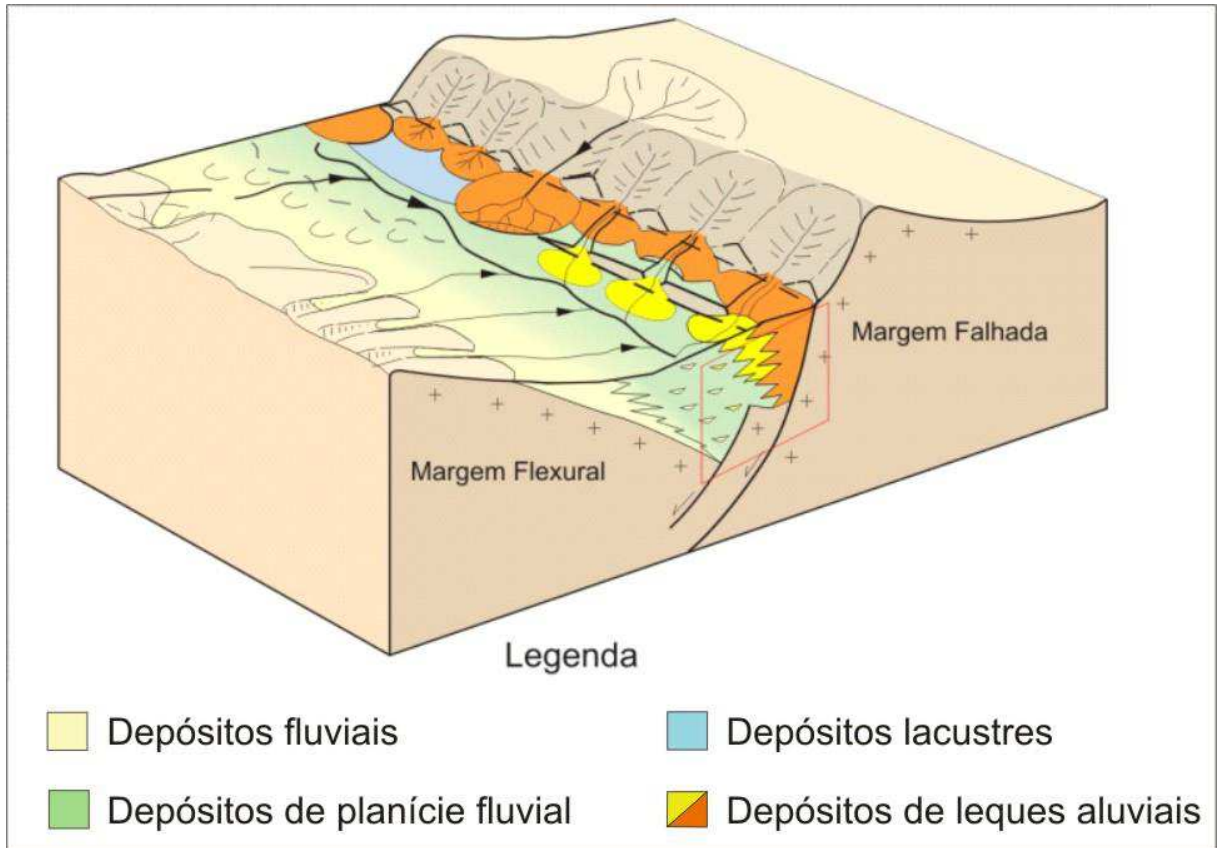


Figura 3.5: Modelo deposicional conceitual da Bacia Rio do Peixe. Modificado de Silva (2009).

4. REFERENCIAL TEÓRICO

4.1.BANDAS DE DEFORMAÇÃO

Aydin (1978) definiu o termo bandas de deformação como estruturas planares que ocorrem comumente em arenitos porosos. Essas reduzidas faixas deformacionais modificam, localmente, as propriedades petrofísicas de rochas reservatório, como porosidade e permeabilidade. A redução da porosidade e da permeabilidade nas bandas de deformação, em comparação com o arenito não deformado, geralmente é vista como uma barreira na migração e acúmulos de fluidos em reservatórios, sejam estes de água, óleo ou gás (Antonellini et al., 1994; Holcomb et al., 2007; Faulkner et al., 2010). Entretanto, há também trabalhos que apontam que bandas de deformação possam atuar como condutos de fluidos (Parry et al., 2004; Sample et al., 2006). Contudo, existem alguns tipos de bandas de deformação, que promovem o aumento da porosidade em seu núcleo e reduz a mesma ao seu redor. As características internas das bandas de deformação tem potencial para mudar as características do reservatório, afetando assim a escolha das melhores estratégias para produção de óleo e gás (Fisher e Knipe, 2001; Hesthammer e Fossen, 2001; Ogilvie e Glover, 2001). Em função da possibilidade de bandas de deformação e zonas de bandas de deformação serem longas suficiente para compartimentar reservatórios (Aydin, 1978; Pittman, 1981; Jamison e Stearns, 1982; Underhill e Woodcock, 1987; Gibson, 1998) dedicou-se uma atenção voltada para o estudo das propriedades petrofísicas e como estas modificam as propriedades das rochas.

As bandas de deformação são diferenciadas das fraturas comuns, onde as bandas são mais espessas e exibem menor deslocamento cisalhante que as superfícies comuns de deslizamento de mesmo comprimento. Outra diferença entre as bandas de deformação e as fraturas está no fato de que a coesão diminui, ou não existe, ao longo das fraturas, sendo no caso das bandas de deformação a coesão se mantém ou, em muitos casos, aumenta a coesão da rocha. Levando em conta a presença de uma rocha com propriedades permoporosas elevadas, quando esta rocha é afetada por bandas de deformação, esta unidade tende a se comportar como membranas ou barreiras, visto que, no caso de bandas de deformação cataclásticas, há o colapso dos poros devido ao fluxo cataclástico dos grãos que, quando entram em contato com os outros grãos, promovem a sua quebra e cominuição, tornando assim a rocha mais coesa e com propriedades permoporosas mais baixas.

Alguns fatores são de suma importância no processo de formação e desenvolvimento de bandas de deformação, sendo estes os ambientes tectônicos, a pressão confinante

(relacionado a profundidade de soterramento), grau de litificação da rocha hospedeira, pressão de fluido dos poros, mineralogia da rocha hospedeira, tamanho, formato e selecionamento dos grãos (Fossen et al., 2007).

Segundo Fossen (2010), assim como as fraturas, as bandas de deformação podem ser classificadas em um contexto cinemático, sendo estas denominadas bandas de dilatação, cisalhamento e compactação (Figura 4.1). As bandas de dilatação ocorrem quando a tensão aplicada na rocha, tensão esta responsável pela deformação, gera novos poros ou aumenta o tamanho dos poros existentes, ao invés de fechar, que é o mais comum de se observar (Antonellini et al., 1994). Na banda de cisalhamento, associada à cinemática transcorrente, tem-se o movimento dos grãos na direção da aplicação da força cisalhante, junto com a rotação dos mesmos. Por último, nas bandas de compactação acontece a reorganização dos grãos que se dá com uma aplicação de tensão compressiva, que compacta a rocha e reorganiza os grãos, reduzindo assim as propriedades petrofísicas neste tipo de banda.

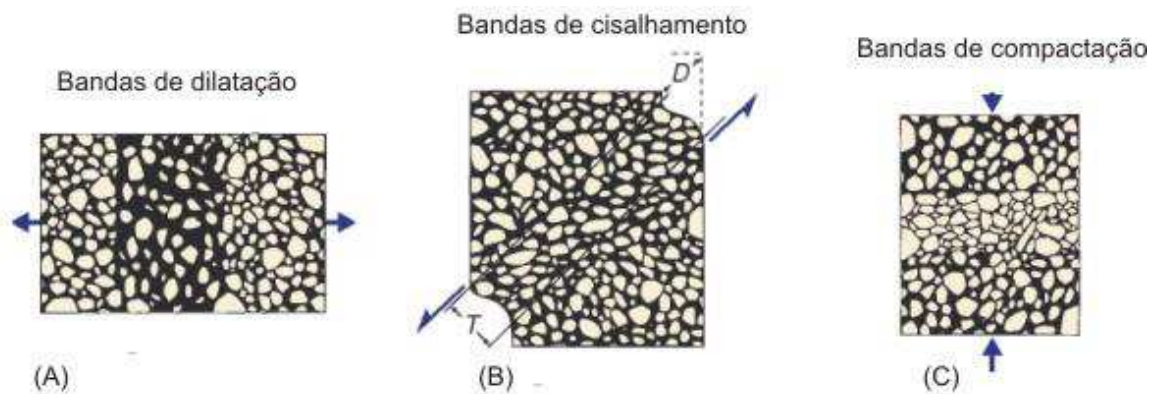


Figura 4.1: Classificação cinemática dos diferentes tipos de bandas de deformação. Fonte: Modificado de Fossen (2010)

Cada tipo de banda de deformação pode ser formado por mecanismos diferentes (Figura 4.2). Estes mecanismos dependem de condições internas e externas, tais como composição mineralógica, tamanho, forma, grau de seleção dos grãos, cimentação, porosidade, etc. Os mecanismos que proporcionam a formação de bandas de deformação, baseadas nos processos de deformação, são classificados em: fluxo granular, catáclase, lubrificação por filossilicatos e dissolução e cimentação.

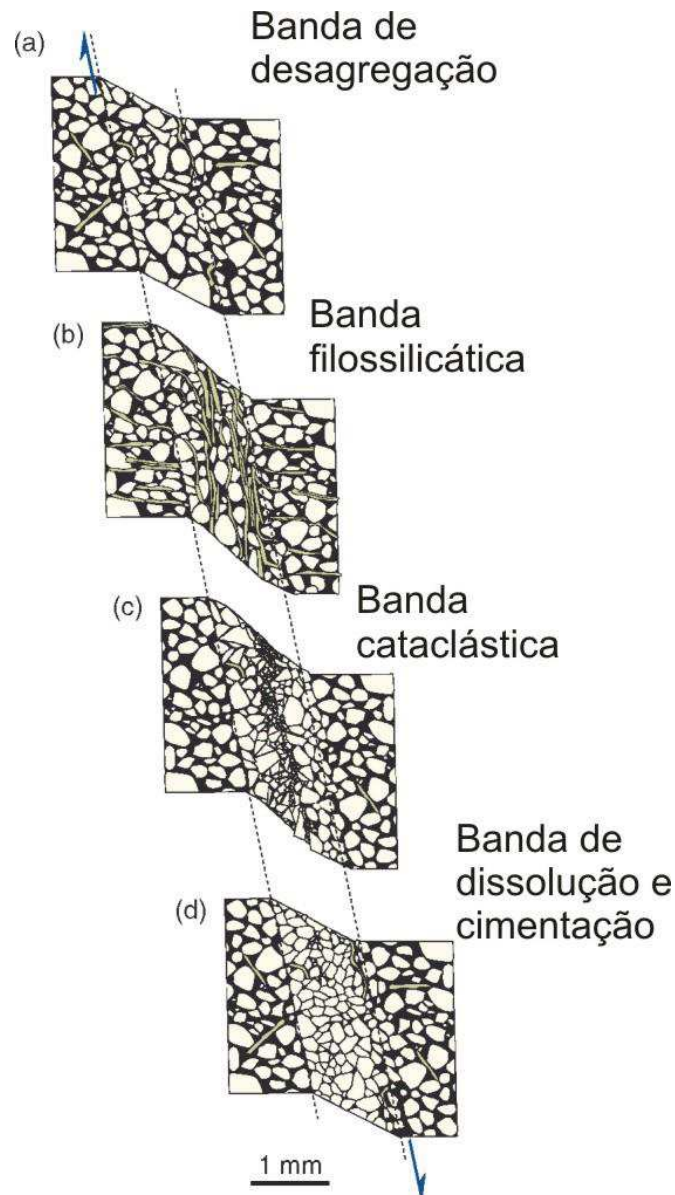


Figura 4.2: Diferentes tipos de bandas de deformação, separadas em função do mecanismo dominante de deformação. Fonte: Fossen (2010).

O processo relacionado ao fluxo granular ocorre pelo cisalhamento dos grãos podendo ter rotação e rearranjo dos grãos. Este processo forma bandas de deformação do tipo desagregação, que são encontradas em areias e arenitos pouco consolidados e geralmente reduz sua porosidade na zona deformada, devido à reorganização e cisalhamento dos grãos. As bandas filossilicáticas formam-se em arenitos com proporção maior que 10% de minerais de argila. Estas podem ser consideradas um tipo especial de bandas formadas por fluxo granular, em que a argila facilita o deslizamento dos grãos. As bandas filossilicáticas são de fácil detecção, pois os filossilicatos alinhados conferem às bandas cores ou tramas, que são semelhantes as das camadas ricas em filossilicatos na rocha não deformada (Fossen, 2010). Se a argila for o mineral laminar dominante, as bandas são caracterizadas por granulação fina e

baixa porosidade. Em situações onde o conteúdo de argila presente na rocha hospedeira é bastante elevado, é comum notar um estiramento da argila ao longo do plano de falha, processo esse denominado de *claysmearing*. Outro tipo de banda é a cataclástica que consiste em um núcleo completamente deformado e todo cominuído, devido à fricção dos grãos. O núcleo é facilmente percebido por ter uma redução no tamanho dos grãos (Engelder, 1974; Rawling e Goodwin, 2003) e colapso dos poros, reduzindo assim sua porosidade e permeabilidade (Fowles e Burley, 1994; Sternlofet al., 2004; Fossen e Bale, 2007; Sallet, 2009; Tueckmantel et al., 2010; Sun et al., 2011). De acordo com Fossen (2010), estas bandas acontecem comumente em profundidades que variam entre 1,5 a 3,0 km. As bandas de cimentação e dissolução ocorrem quando os cristais de minerais diagenéticos crescem ou são dissolvidos a partir de suas faces recém-quebradas por moagem ou deslizamento.

Geralmente, as bandas de deformação são consideradas como barreira para o fluxo de fluidos no reservatório, representado pela redução do tamanho do grão, devido a cataclase, assim como na formação de locais propícios para o desenvolvimento de cimento (Knipe, 1988). As bandas de deformação quando presentes em reservatórios siliciclásticos podem ocorrer de forma individual ou em conjunto. Segundo Fossen (2010), quando presentes individualmente em reservatórios não apresentam tanta influência sobre o acúmulo e a migração destes fluidos. Contudo, estas na maioria das vezes estão em conjuntos formando uma rede de bandas de deformação e assim influenciando nas propriedades petrofísicas da rocha, podendo essa rede de bandas atuarem como barreira, rota para migração dos fluidos ou redutores de transmissibilidade durante a produção.

As bandas de deformação são estruturas geralmente centimétricas, que não são imageadas na sísmica, e por consequência nem sempre são consideradas no momento da geração do modelo geológico e na simulação de escoamento de fluidos, em análogos de reservatórios petrolíferos. Contudo, estas estruturas podem exercer grande influência na migração do petróleo e assim devem ser consideradas durante a fase de modelagem. A escala de observação é importante no momento de avaliação da simulação de fluxo em reservatórios. A importância de se realizar uma caracterização e modelagem cada vez mais realística reflete o objetivo de fornecer parâmetros equivalentes e estruturais mais precisos na etapa de simulação. Sendo assim, é possível estimar com maior grau de confiabilidade o comportamento de estruturas rúpteis, quando submetidas a condições de reservatórios no escoamento e produção de fluidos.

4.2. PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Algumas propriedades das rochas como porosidade, permeabilidade, velocidade de propagação de ondas e resistência a compressão, têm importância particular no planejamento, execução e custo dos projetos de engenharia.

Os critérios mais utilizados de classificação do material constituinte da rocha, com base nas propriedades petrofísicas, baseiam-se, na sua maioria, nas seguintes propriedades: porosidade, permeabilidade, módulo de elasticidade (E), velocidade de propagação das ondas ultrassônicas (VP e VS) e resistência à compressão uniaxial (σ_c). Os ensaios para obtenção destes parâmetros são frequentemente realizados sobre amostras cilíndricas coletadas nas sondagens executadas durante a fase de prospecção geológica.

4.2.1. POROSIDADE

Algumas propriedades, sejam estas petrofísicas ou geomecânicas, se determinam por meio de ensaios em laboratório. As propriedades petrofísicas mais importantes mensuradas são porosidade, permeabilidade e velocidade de propagação de ondas. A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, visto que ela possibilita a medida da capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

A porosidade é a relação entre o volume ocupado por vazios ou poros na rocha (V_v), e o volume total (V_t), representado pelos volumes de grãos somados aos espaços vazios:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (1)$$

De acordo com esta definição, a porosidade de uma rocha qualquer poderia variar entre 0% e 100%, contudo, geralmente a maioria das rochas sedimentares apresenta porosidade inferior a 50% (Tiab & Donaldson, 2004).

A porosidade é a propriedade que mais afeta as condições geomecânicas da rocha, sendo inversamente proporcional à resistência e à densidade total da rocha, pois tendem a diminuir com o aumento dos espaços vazios e diretamente proporcional à deformabilidade (Vallejo et al. 2002), visto que a existência de espaços vazios na rocha pode originar zonas de fraqueza. A porosidade, em geral, decresce com a profundidade. Isto é facilmente explicado

quando se pensa que a rocha quanto mais profunda se encontra, maior será a carga de sedimentos a que a mesma estará submetida, aumentando assim, em geral, a tensão confinante, compactação e assim diminuindo os espaços vazios presentes na rocha. De acordo com Dias (2008) a compactação diminui o volume e a porosidade de rochas, devido ao esforço de compressão exercido por materiais superpostos, que envolvem a deformação de intraclastos e de minerais lamelares, fraturamento e rotação dos grãos.

A porosidade apresenta-se na rocha sob diversas formas. A porosidade pode ser absoluta, efetiva e secundária. A porosidade absoluta é a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma (Equação 1). A porosidade efetiva, por sua vez, é a relação entre o volume de poros interconectados e o volume da amostra e esta pode ser obtida a partir dos pesos seco e saturado da amostra:

$$\phi_e = (W_{sat} - W_{sec}) / (\gamma_w V) \quad (2)$$

Onde W_{sat} = Peso da amostra saturada, W_{sec} = Peso da amostra seca, V = volume da amostra e γ_w = Peso específico da água.

Do ponto de vista da engenharia de reservatórios, a porosidade efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso. Nas rochas é frequente que os poros não estejam interconectados, dessa forma, a porosidade absoluta será maior que a efetiva (Vallejo et al, 2002).

A porosidade efetiva é afetada por uma série de fatores, incluindo o tipo litológico, conteúdo e hidratação das argilas presentes na rocha, onde estas incham e acabam por ocupar um maior espaço de vazios presente na rocha, a heterogeneidade dos tamanhos de grãos, o arranjo e cimentação dos grãos, e qualquer intemperismo que pode ter afetado a rocha. Muitos dos poros podem ser caminhos sem saída com apenas uma entrada para o sistema de canal principal de poros.

Geologicamente, a porosidade pode ser classificada como primária e secundária. A porosidade primária é aquela que se desenvolveu durante a litificação do material sedimentar. Exemplos de porosidade primária ou original são as porosidades intergranulares dos arenitos e as porosidades intercrystalinas eolíticas de alguns calcários. Porosidade secundária é aquela resultante de processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas. Exemplos de porosidade secundária ou induzida são dados pelo desenvolvimento de fraturas, por exemplo, encontradas em arenitos, folhelhos e calcários, e pelas cavidades formadas pela dissolução de parte da rocha, comumente encontradas em calcários (Rosa et al, 2006).

4.2.2. PERMEABILIDADE

Além de possuir porosidade, uma rocha reservatório deve ter a capacidade de permitir que os fluidos de petróleo consigam fluir através dos seus poros interconectados. A capacidade da rocha para conduzir fluidos é denominada como permeabilidade. A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, que conseqüentemente, é afetada pelo tamanho do grão da rocha, a forma e acomodação dos grãos, o grau de consolidação, cimentação, recristalização e a matriz da rocha. O tipo de argila compondo a matriz da rocha pode exercer uma forte influência, a depender de sua composição, pois algumas argilas, particularmente bentonitas e montmorillonitas, incham no contato com água doce e tem tendência a bloquear parcialmente ou completamente os espaços porosos (Tiab & Donaldson, 2004).

Um fluxo através da matriz rochosa tende a seguir a favor dos poros interconectados, fissuras e falhas, dependendo da interconexão entre os poros e de outros fatores, como o grau de alteração, anisotropia ou o estado de esforços a que está submetido o material. O nível de anisotropia da permeabilidade depende da orientação preferencial das estruturas. O estado de distribuição das tensões efetivas na rocha influencia consideravelmente a sua permeabilidade. O aumento das tensões efetivas de compressão provoca o fechamento ou cisalhamento com compactação das fissuras e a diminuição da permeabilidade, mas, a partir de certo limite, o aumento das tensões diferenciais pode dar início ao aparecimento de novas fraturas ou reativação cisalhante com dilatação provocando o aumento da permeabilidade (Rosa et al, 2006). A variação da permeabilidade da rocha pode também ser condicionada a pressão do fluido que circula nos seus vazios e discontinuidades, pois o aumento da pressão do fluido tende a reduzir as tensões efetivas, abrir as fraturas, aumentando a permeabilidade.

A permeabilidade de uma rocha se mede pelo coeficiente de permeabilidade ou de condutividade hidráulica, k , que se expressa em m/s, cm/s ou m/dia. Na indústria, a permeabilidade é comumente referenciada em Darcy.

$$k = K \left(\frac{\gamma_w}{\mu_w} \right) \quad (3)$$

Onde K é a permeabilidade intrínseca (dependente unicamente das características do meio físico), γ_w é o peso específico da água e μ_w é a viscosidade da água.

Para fluxo laminar, a lei de Darcy relaciona a quantidade de fluxo Q com o gradiente hidráulico de pressão durante o fluxo, (diferença de pressão por unidade de longitude), onde KiA representa a permeabilidade intrínscica:

$$Q = kiA \quad (4)$$

pode considerar-se que na maioria das rochas, em nível de matriz rochosa, o fluxo segue a lei de Darcy:

$$q_x = k (dh/dx)A \quad (5)$$

sendo q_x a vazão na direção x (volume/tempo), h a altura hidráulica, A a seção normal à direção x , k a condutividade hidráulica.

A permeabilidade da matriz rochosa é intergranular e o fluido se transmite através dos poros, gargantas de poros e microfissuras interconectadas da rocha, recebendo o nome de permeabilidade primária. Em rochas, a água pode fluir preferencialmente ao longo das superfícies de descontinuidades e se define como permeabilidade secundária. Em geral, a permeabilidade da rocha sã é menor se comparada à da rocha fraturada. Em rochas carbonáticas o processo de carstificação promove o aumento dos valores de permeabilidade devido à presença de descontinuidades muito abertas e cavidades produzidas pela dissolução do arcabouço e/ou matriz da rocha (Vallejo et al, 2002).

4.2.3. VELOCIDADE DE PROPAGAÇÃO DE ONDAS ELÁSTICAS

As velocidades de propagação das ondas elásticas ao atravessarem a rocha dependem da densidade e das propriedades elásticas do material, e sua medida aponta informações sobre algumas características, como a porosidade (Vallejo et al, 2002). Em particular, as velocidades de propagação das ondas sísmicas longitudinais, V_p (ondas de compressão), e das ondas transversais V_s (ondas de cisalhamento) variam significativamente com a presença de descontinuidades e podem gerar anisotropias mensuráveis por métodos geofísicos diversos.

O módulo de *Young* (E) é uma grandeza que proporciona a medida da rigidez de um material sólido quando este é submetido a uma tensão externa de tração ou compressão, onde pode-se definir como a razão entre a tensão aplicada e a deformação sofrida pelo corpo. O

coeficiente de *Poisson* (ν) foi definido originalmente como a razão entre a deformação transversal associada a uma deformação longitudinal na direção do esforço de tração. Essas constantes são obtidas pelo ensaio de compressão simples e definem as características da deformação elástica estática da rocha. Os valores de módulo de *Young* (E) e coeficiente de *Poisson* (ν) podem também ser obtidos a partir das velocidades das ondas elásticas V_P e V_S , medidas no ensaio de velocidades elásticas no laboratório, correspondendo aos valores dinâmicos.

O ensaio consiste em transmitir ondas longitudinais mediante compressão ultrassônica e medir o tempo que estas ondas levam para atravessar o cilindro de rocha. Da mesma forma se transmitem ondas transversais ou de cisalhamento mediante pulsos sônicos e se registram os tempos de chegada, as velocidades correspondentes, V_P e V_S , se calculam a partir dos tempos. O transmissor ou gerador dos pulsos se fixa sobre um extremo da amostra e no outro se situa o receptor que mede o tempo que levam as ondas em atravessar a amostra de rocha.

Os módulos elásticos dinâmicos, se obtém a partir de diversas equações empíricas entre as propriedades, tais essas como (Vallejo et al, 2002):

$$E_d = \rho V_p^2 \frac{(1-2\nu_d)(1+\nu_d)}{(1-\nu_d)} \rightarrow E_d = 2\rho V_s^2 (1 + \nu_d) \quad (6)$$

$$\nu_d = \frac{(V_p/V_s)^2 - 2}{2[(V_p/V_s)^2 - 1]} \quad (7)$$

Onde ρ é a densidade do material rochoso (kg/m^3) e V_p e V_s são as velocidades das ondas longitudinais e de cisalhamento (m/s):

$$V_p = \left[\frac{E_d}{\rho} \frac{1-\nu_d}{(1+\nu_d)(1-2\nu_d)} \right]^{1/2} \quad (8)$$

$$V_p = \left[\frac{E_d}{\rho} \frac{1}{2(1+\nu_d)} \right]^{1/2} \quad (9)$$

$$\frac{V_p}{V_s} = 2 \frac{(1-\nu_d)}{(1-2\nu_d)} \quad (10)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (11)$$

A velocidade de propagação de uma onda em um meio indica o quão rápido a deformação em uma partícula é transmitida, para a partícula seguinte e não representa a velocidade com que a partícula se movimenta (Rosa, 2010).

O valor do módulo de deformação dinâmico (E_d) é maior ou igual ao determinado a partir dos ensaios de compressão simples, devido a rápida aplicação de esforços de baixa magnitude faz com que a rocha tenha um comportamento mais rúptil.

O valor de V_p , além de correlacionar-se linearmente com a deformabilidade da rocha, é indicativo de sua qualidade, ao estar relacionada com propriedades como a porosidade e a resistência à compressão simples. O coeficiente de Poisson não apresenta uma relação definida com V_p (Vallejo et al. 2002).

4.3.RESISTÊNCIA À COMPRESSÃO UNIAXIAL

A mecânica das rochas aplica os princípios da continuidade mecânica dos sólidos e da geologia, para quantificar a resposta de uma rocha submetida a forças ambientais, causadas por fatores naturais ou induzida pelo homem, que alteram as condições ambientais originais. Na engenharia, a mecânica das rochas tem interesse em identificar o comportamento das rochas com possíveis perturbações geradas pelo homem, diferentemente da mecânica das rochas na geologia, que lida com perturbações causadas naturalmente por dobras, falhas, fraturas e outros processos geológicos (Aadnoy & Looyeh, 2010).

A resistência à compressão simples (σ_c) é o máximo esforço que suporta a rocha submetida à compressão uniaxial, determinada no laboratório, sobre uma amostra cilíndrica sem confinamento (Vallejo et al, 2002) e pode ser calculada utilizando a expressão (12).

$$\sigma_c = \frac{F_c}{A} = \frac{\text{Força compressiva aplicada}}{\text{Área de aplicação}} \quad (12)$$

Também se pode estimar a resistência a compressão simples de forma aproximada a partir de índices obtidos em ensaios simples, como o ensaio de carga pontual, PLT (*Point Load Test*), e o martelo de *Schmidt* (esclerômetro). Com os valores obtidos por qualquer destes métodos é possível classificar a rocha por sua resistência, podendo assim subdividir em fácies mecânicas.

O martelo de *Schmidt* foi desenvolvido na década de 1940, como um aparelho de medição para ensaios não-destrutivos de concreto *in situ*. Na prática, foi utilizado para

mecânica de rochas desde o início da década de 1960, principalmente para a estimativa da resistência uniaxial (UCS) e o módulo de *Young* (E) de materiais rochosos. Considerando sua longa história e seu uso generalizado espera-se garantir valores consistentes e confiáveis e correlações reprodutíveis para um determinado tipo de rocha (Aydin & Basu, 2005).

O martelo de *Schmidt* permite estimar de forma aproximada a resistência à compressão simples através de correlação simples, sendo aplicado principalmente à matriz rochosa, mas também, às descontinuidades. Vem sendo muito utilizado, dado a facilidade e rapidez na aquisição de dados. O martelo de *Schmidt* consiste em um pequeno aparato metálico de geometria cilíndrica, que apresenta uma mola em seu interior e uma ponta retrátil, a qual, ao ser pressionado contra a rocha, faz com que a mola dispare (Figura 4.3). Em função da dureza ou resistência da rocha, a mola sofre maior ou menor rebote (também chamado de dureza de *Schmidt*), valor que será representado em uma escala situada no próprio martelo. Rochas que absorvem muita energia de impacto são rochas de baixa elasticidade efetiva, como folhelhos e margas, e rochas com maior elasticidade efetiva, como carbonatos e arenitos, absorvem o mínimo de impacto. As medidas com o Martelo de *Schmidt* podem ser afetadas por fatores naturais (composição da rocha, intemperismo, diagênese e fraturamento) ou por fatores operacionais, tais como: dimensão da amostra, ocorrência de argila ou irregularidades (rugosidade) na superfície da rocha e devido à fadiga da mola (Basu & Aydin, 2004; Katz et al., 2000; Aydin & Basu, 2005; Viles et al., 2011). O valor lido na escala do martelo é então convertido para valores de resistência a compressão uniaxial através do ábaco de *Miller* (Figura 4.4).

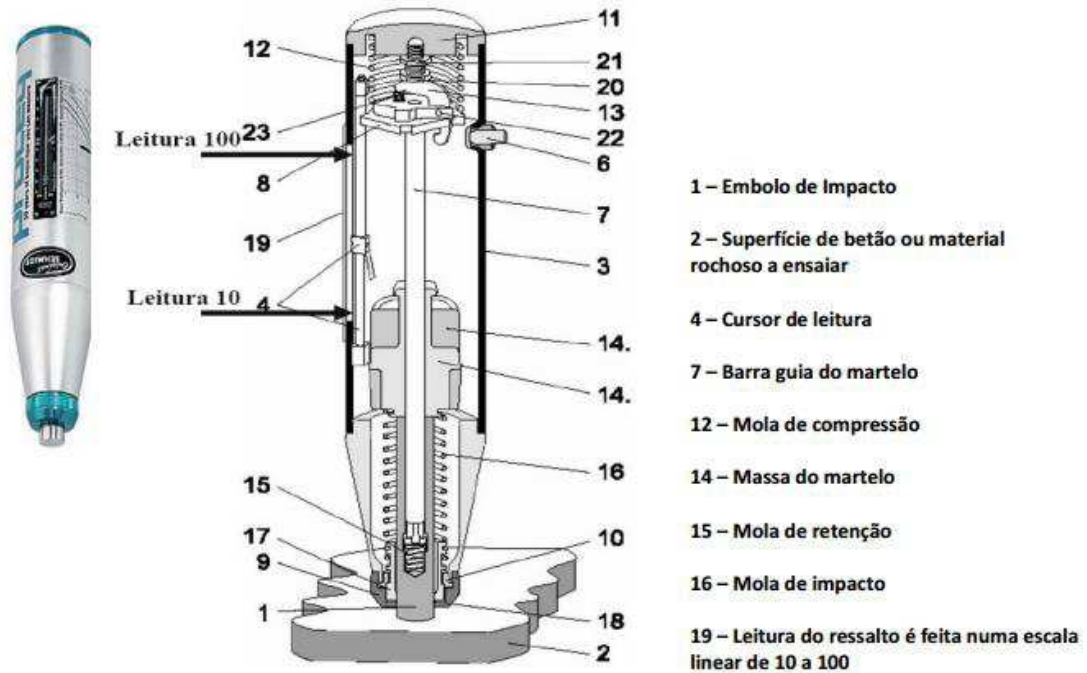


Figura 4.3: Figura ilustrativa do Martelo de *Schmidt* e suas principais partes Fonte: Ramos (2009).

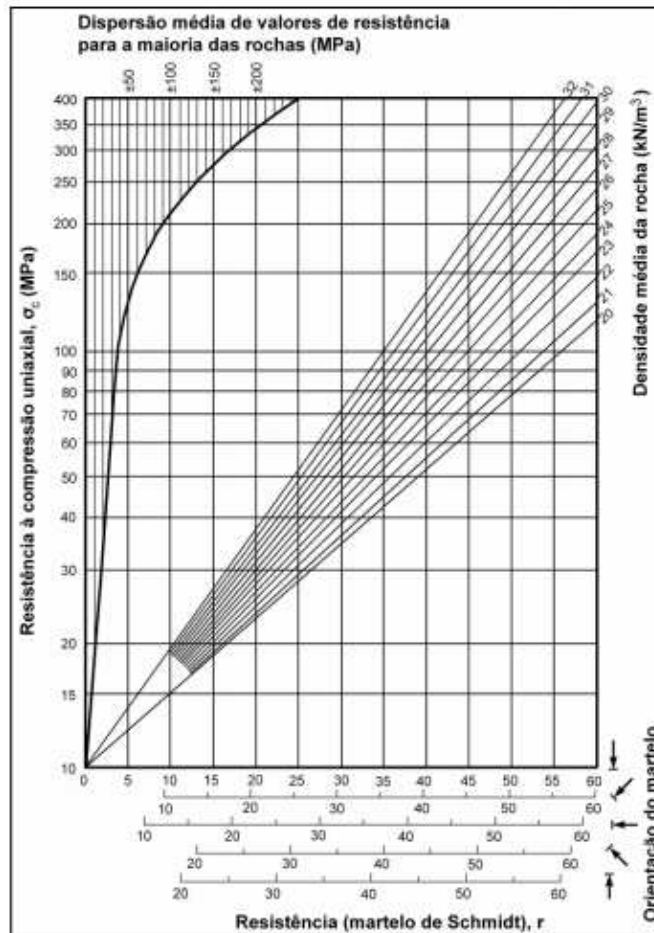


Figura 4.4: Ábaco de Miller utilizado para converter os valores de rebote do Martelo de *Schmidt* em valores correspondentes de resistência a compressão uniaxial.

4.4. MODELAGEM E SIMULAÇÃO

A Fluidodinâmica Computacional, bastante conhecida como CFD (*Computational Fluid Dynamics*) é uma área de grande interesse comercial e acadêmico para solução de problemas de aerodinâmica, termodinâmica, hidráulica, entre outros. As pesquisas nesta área podem ser desenvolvidas com base em experimentos em laboratórios, bem como simulações numéricas pelo uso de computadores baseado em modelos matemáticos.

A simulação de fluxo em reservatórios de hidrocarbonetos depende de dois fatores fundamentais: a geometria das unidades de fluxo e as propriedades petrofísicas internas do meio. Usualmente, para reservatórios profundos, a geometria é obtida com imageamento sísmico convencional e com a correlação entre poços (Bartoszeck, 2008). Neste caso a sísmica convencional apresenta resolução vertical da ordem de 4 a 5 dezenas de metros e os poços da ordem de centímetros a poucos metros. Observações de campo não podem ser desprezadas, pois assim é possível fazer previsões cada vez mais eficientes (Queiroz, 1999). A modelagem petrofísica, por outro lado, apresenta restrições de caráter amostral, sendo fortemente dependente de ter testemunhos e da qualidade dos perfis *logs* geofísicos (Bartoszeck, 2008). Para a simulação em afloramento, é necessário ter o mapeamento de todos os elementos geológicos presentes, bem como a petrofísica associada a cada um desses elementos e assim fazer referência com análogos a reservatórios petrolíferos.

A simulação numérica aplicada a Mecânica dos Fluidos, comumente conhecida como CFD (*Computational Fluid Dynamics*) ou, ainda, como Fluidodinâmica Computacional é uma ferramenta poderosa para resolver problemas de engenharia envolvendo escoamento de fluidos. Atualmente a engenharia utiliza o CFD como uma forma de reduzir tempo e custos de desenvolvimentos de projetos que envolvem escoamento de fluidos (Marinho et al, 2008).

Fluidodinâmica Computacional (CFD) é o termo dado ao grupo de técnicas matemáticas, numéricas e computacionais, usadas para obter, visualizar e interpretar soluções computacionais para as equações de conservação de grandezas físicas de interesse de um dado escoamento. A técnica de CFD permite a construção de modelos computacionais que representem o sistema em estudo, gerando-se representação da dinâmica do fluido a partir da aplicação da física ao modelo gerado. Esta técnica é capaz de prever o escoamento do fluido, a transferência de calor, massa, mudança de fase, reação química, movimento mecânico, tensão ou deformação de estruturas sólidas relacionadas (Maliska, 2004). Portanto pode-se dizer que CFD é o conjunto das técnicas de simulação computacional usadas para prever os fenômenos físicos ou físico-químicos que ocorrem em processos de escoamentos,

que podem ser relacionados com a ação e a interação de fatores como dissipação, difusão, convecção, ondas de choque, superfícies escorregadias, condições de contorno e turbulência (Maliska, 2004). Avanços recentes na capacidade computacional, juntamente a consolidação de ferramentas gráficas, têm tornado a criação de programas em CFD menos laboriosa, permitindo que resultados sejam extraídos com menor tempo de processamento e conseqüentemente, menores custos finais.

4.4.1. MODELAGEM MATEMÁTICA, TIPOS DE MALHAS

A modelagem constitui-se numa tentativa aproximada de representar um fenômeno da natureza (Wendland, 2004). A matemática utilizada no software *AnsysCFX*[®] corresponde a um conjunto de equações que descrevem os processos de quantidade de movimento, transferência de calor e massa, sendo conhecidas como equações de *Navier-Stokes*. São equações diferenciais parciais e não possuem solução analítica, mas podem ser discretizadas para obter sua solução numérica. O método de discretização utilizado pelo *software* é o Método dos Volumes Finitos. Neste método, a região de interesse é dividida em pequenas sub-regiões chamadas de volumes de controle. As equações são discretizadas e resolvidas iterativamente para cada volume. Estas equações, quando submetidas a condições iniciais e de contorno apropriadas, podem representar diferentes situações de escoamentos de fluidos. Um estudo mais detalhado sobre o método de elementos finitos pode ser visto em Pinder e Gray (1997), Huyakorn e Pinder (1983), Giralt e Raviat (1986), Olsson e heyden (2001), Morton e Mayers (2005), Javadiet al., (2008) e Kaw e kalu (2008).

Nos casos de escoamentos laminares, os modelos são relativamente simples, pois as equações de *Navier-Stokes*, conservação da massa e conservação de energia são resolvidas. Contudo, a maioria dos escoamentos que acontecem na natureza e no meio industrial são turbulentos, estes têm um alto grau de complexidade e, portanto, deve-se lançar mão de modelos matemáticos de turbulência, acrescentando termos às equações anteriormente citadas. Considerando densidade e viscosidade constante, a equação da conservação da quantidade de movimento pode ser escrita como:

$$\rho(V \cdot \nabla V) = -\nabla p + \mu \nabla^2 V + S \quad (13)$$

onde ρ é a massa específica, ∇ é o operador vetorial, μ a viscosidade e S forças de campo.

Independentemente do método de solução ou interface empregadas, a metodologia para encontrar as soluções para problemas de CFD consiste em etapas de pré-processamento, *solver* (Resolução) e pós-processamento. Na modelagem de reservatórios petrolíferos, algumas etapas precisam ser seguidas e estas podem ser observadas na figura 4.5:

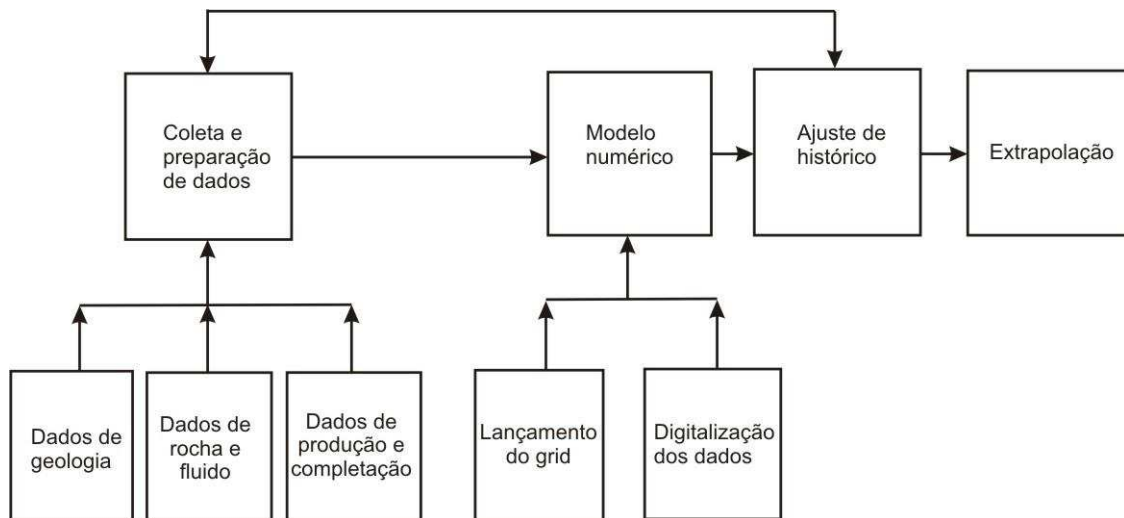


Figura 4.5: Modelo esquemático de etapas seguidas durante a modelagem de reservatórios petrolíferos. Modificado de Pereira (2007).

Inicialmente tem-se uma fase de coleta e preparação de dados, quando se procura armazenar e interpretar todos os dados disponíveis do reservatório em questão, incluindo dados sobre a geologia, fluidos, testes de formação, produção e completação de poços quando existirem. Quanto maior a quantidade dos dados, mais confiável será o modelo.

Após a coleta e preparação dos dados, a etapa seguinte consiste na construção do modelo numérico propriamente dito. Segundo Frey (2000), o primeiro passo de uma simulação é a construção de uma malha no domínio computacional. Para isso faz-se inicialmente o lançamento do *grid* ou malha (Figura 4.6), ou seja, constrói-se um arcabouço para ser preenchido com as informações necessárias. Esta etapa consiste em dividir o reservatório em várias células, conectadas entre si, cada uma delas funcionando como um reservatório. Para cada célula, ao qual foi dividido o reservatório, devem ser fornecidos os dados necessários para compor o modelo numérico, tais como porosidade e permeabilidade. A escolha do tipo de malha está associada diretamente com o desempenho e precisão dos resultados, estando esses relacionados com tamanho do elemento e seu formato. Estas malhas podem ser divididas em estruturada ou não estruturadas. A estruturada é simples de gerar, tem uma conectividade regular, onde seus pontos não internos tem o mesmo numero de elementos

vizinhos e tem alto grau intuitivo dos algoritmos numéricos, utilizados na resolução dos problemas no CFD. As malhas não estruturadas são mais utilizadas quando têm-se geometrias mais complexas formadas por elementos triangulares e tetraedros em sua grande maioria. Neste trabalho, as etapas de ajuste de histórico e extrapolação, não serão realizadas devido à modelagem proposta tratar-se de um análogo de reservatório e não de um reservatório real.

Outro fator importante, e que deve ser abordado na simulação em escala mesoscópica via CFD, é que os resultados podem ser comparado sem uma escala de observação maior ou menor, fator este interligado ao que se conhece por *upscaling*. O principal objetivo da transferência de escala (*upscaling*) é a adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas de malhas finas para malhas numéricas de discretização mais grosseiras, buscando-se a redução da perda de informações referentes à malha fina. Esta adaptação consiste na determinação do valor de uma propriedade equivalente para cada bloco grosseiro a partir dos valores das propriedades dos blocos finos que o constituem. No caso ideal, os resultados da simulação numérica na malha grosseira deveriam ser equivalentes àqueles, que seriam obtidos caso a simulação na malha fina pudesse ser calculada.

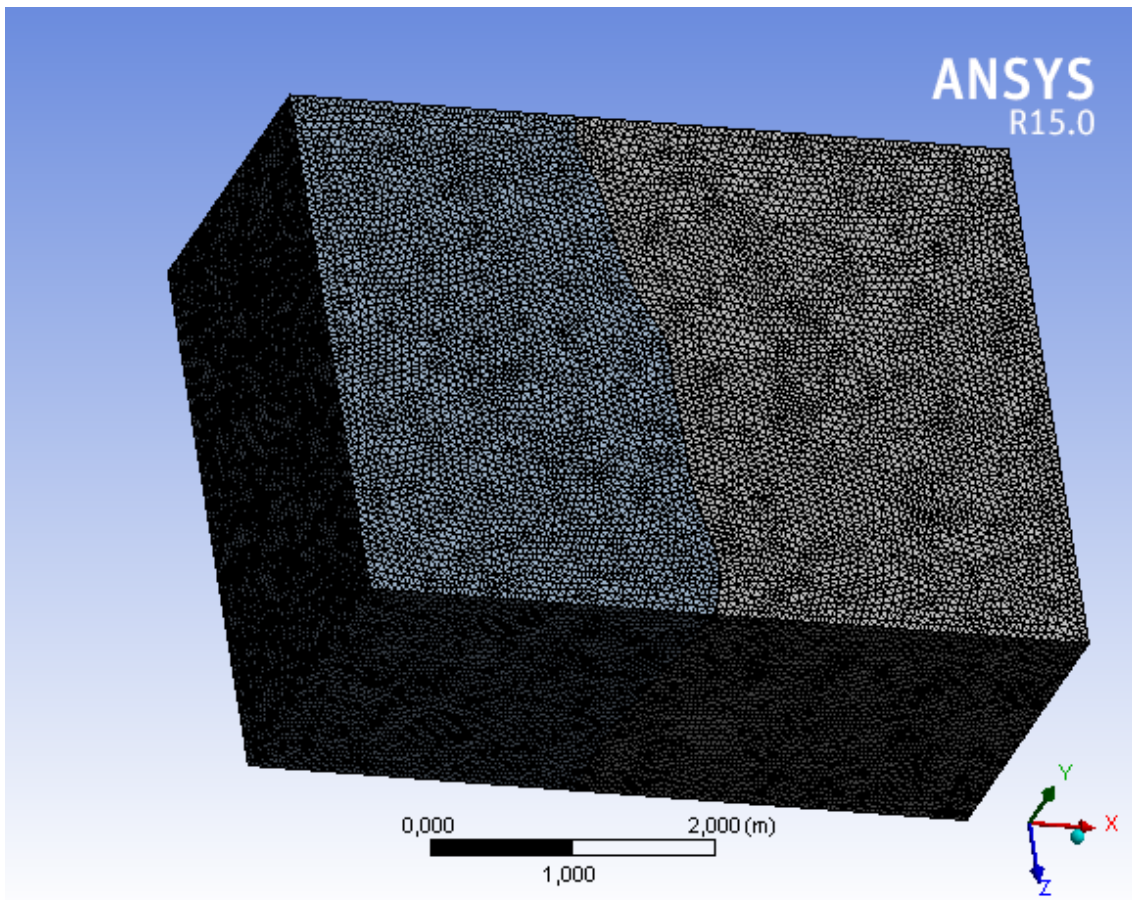


Figura 4.6: Exemplo de malha gerada no software *Meshing*.

5. MATERIAIS E MÉTODOS

5.1. AQUISIÇÃO E ANÁLISE DE DADOS ESTRUTURAIS

Dados estruturais foram utilizados e analisados para essa primeira etapa. A escolha da área de trabalho, representada pelo retângulo amarelo na Figura 5.1, baseou-se em esta permitir uma excelente visualização tridimensional, devido a presença de dois cortes realizados no afloramento, um no piso e outro na parede, e por apresentar uma representatividade de todas as deformações identificadas previamente, onde é possível observar diversas bandas de deformação distribuídas nas direções NE-SW, N-S e E-W. Inicialmente, foi realizado um reconhecimento geológico de todo o afloramento de melancias.

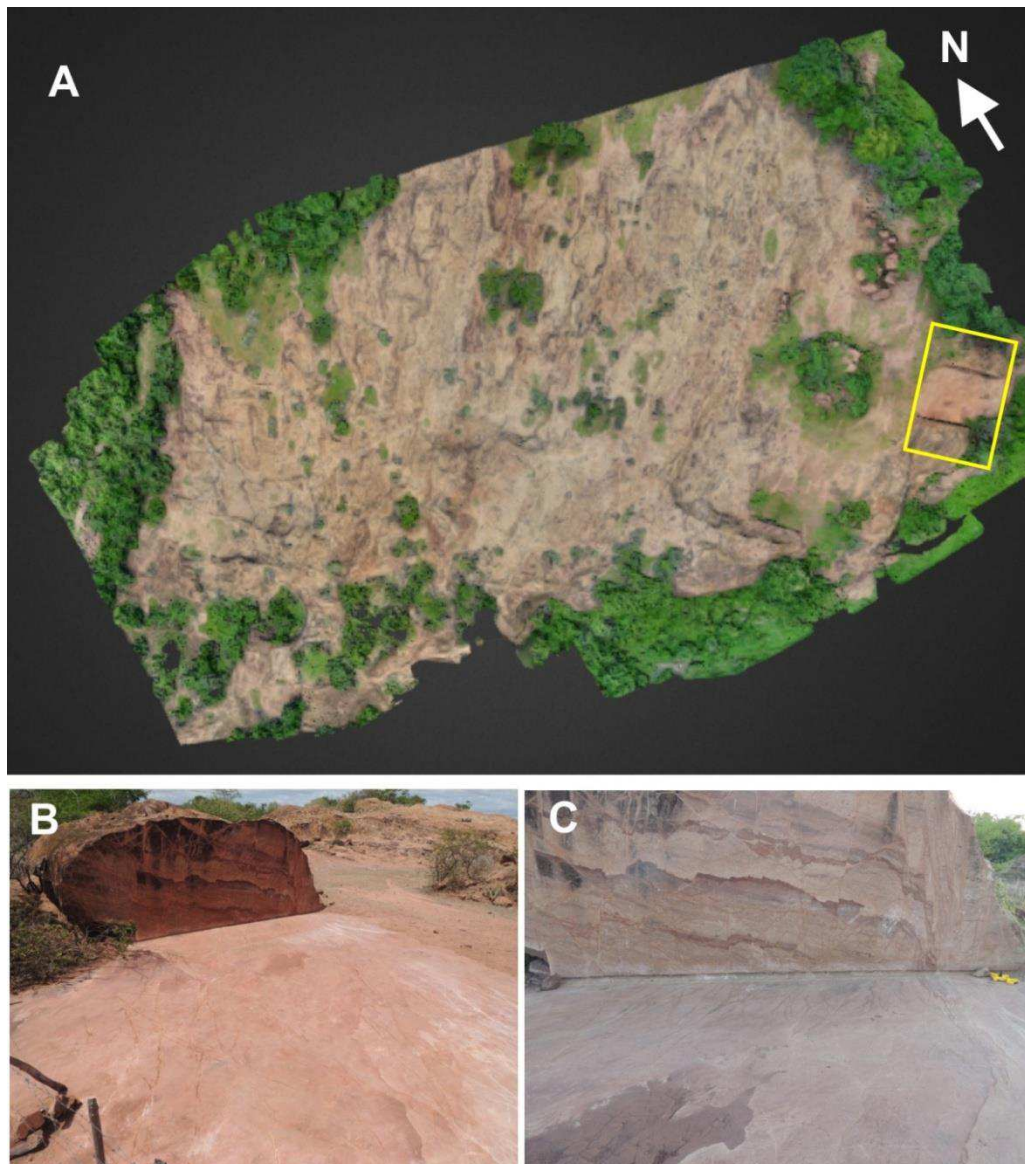


Figura 5.1: (A) Afloramento de Melancias imageado pelo drone, onde o retângulo amarelo demarca a área de estudo com detalhes do afloramento. (B) e (C) observa-se detalhadamente a área estudada.

Finalizada a escolha da área de estudo, foram realizadas pesquisas bibliográficas acerca do assunto ora abordado, envolvendo os temas bandas de deformação, modelagem geológica e simulação de afloramento em escala de reservatório, assim como a contextualização geológica da área de estudo, através da análise de trabalhos de graduação (Ferreira, 2004) dissertação de mestrado (Silva, 2009), bem como artigos publicados em periódicos especializados (Françolin et al. 1994; Silva et al., 2014).

As atividades de campo tiveram por objetivo coletar dados estruturais, por análise estrutural em afloramento, incluindo análises de maior detalhamento com a utilização de metodologia e aquisição a partir de linhas de varredura contínua (*scanlines*), onde obtêm-se parâmetros de espessura e orientação das estruturas, extração de imagens de alta resolução do afloramento em estudo e coleta de plugues para realização de ensaios em laboratório. Os 3 perfis (*scanlines*) foram realizados ao longo de linhas previamente definidas (Perfis 1,2 e 3), cruzando perpendicularmente estruturas rúpteis, a fim de obter parâmetros das bandas de deformação, como os tipos de bandas, direção, espessura ou abertura, frequência e tipo de preenchimento. Para classificação das bandas de deformação, utiliza-se como base os mecanismos responsáveis pela deformação, sendo estas classificadas em cataclásticas, filossilicáticas, dilatação e cimentação. Os perfis foram separados sendo 2 no pavimento inferior (Perfis 1 e 2) e um na parede (Perfil 3), ambas as faces do afloramento estão perfeitamente polidas (Figura 5.2).

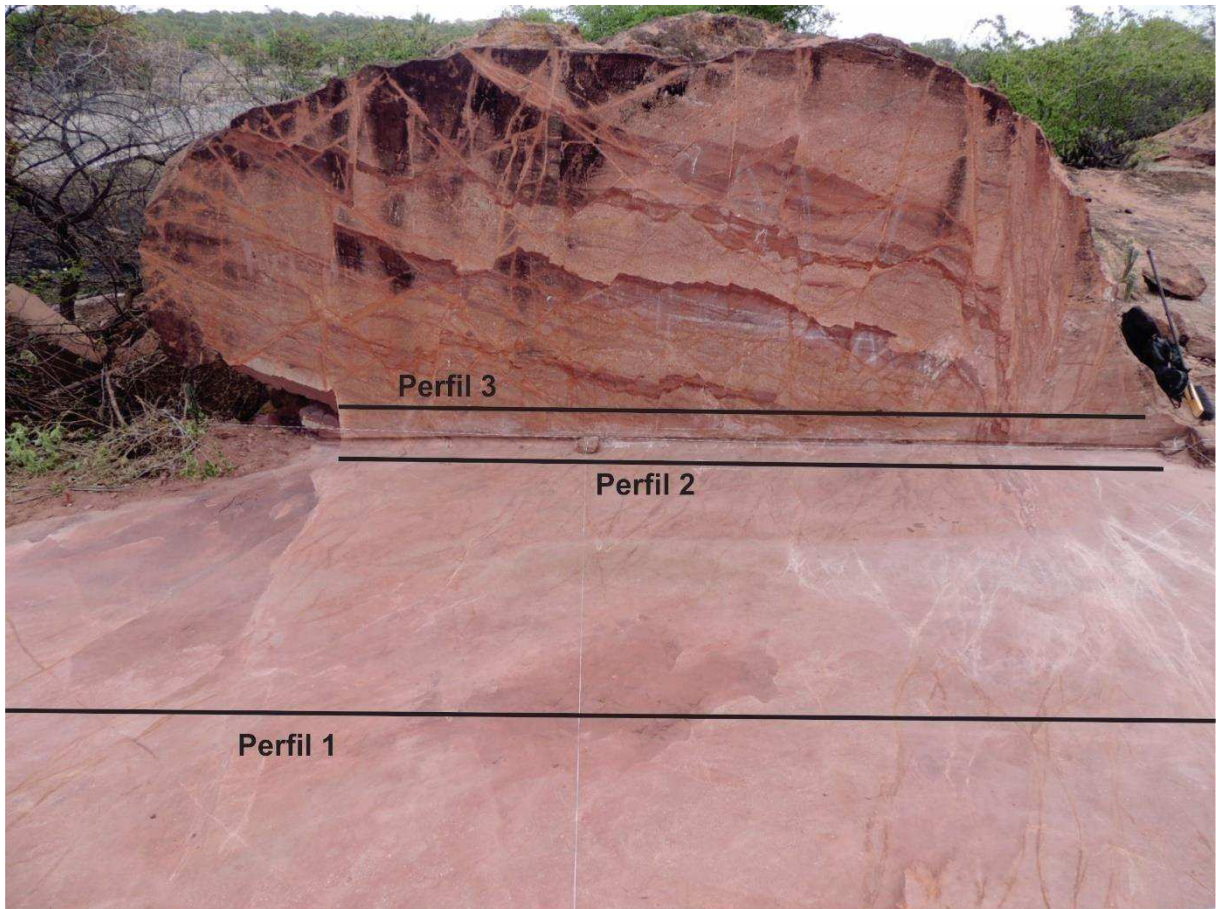


Figura 5.2: Localização dos perfis demarcados na área de estudo.

Com o processamento dos dados, adquiridos durante a atividade de *scanlines*, foi possível gerar gráficos construídos a partir da distribuição observada em escala *log-log*. A análise da intensidade de bandas de deformação foi calculada a partir dos *scanlines* realizados, seguindo os perfis traçados no piso e parede do afloramento. Estes dados foram organizados em planilhas padronizadas e em seguida foram processados de acordo com a metodologia proposta por Ortega et al. (2006), sendo estas descritas da seguinte forma:

1. Organizar todos os valores de espessura/aberturas das bandas de deformação em ordem decrescente;
2. Numerar as espessuras/aberturas das bandas organizando os valores em classes, a partir de 1, da maior abertura até a menor (gerar uma sequência cumulativa);
3. Selecionar as classes de bandas para o cálculo da frequência acumulada;
4. Normalizar os números cumulativos pelo tamanho total do *scanline*. Este parâmetro fornece a estimativa da frequência cumulativa de bandas por metro.
5. Construir um gráfico *log-log* da frequência cumulativa versus os valores da abertura da fratura. Este procedimento fornece uma distribuição dos pontos que pode ser definido

como uma lei de escalas que descreva a relação abertura x frequência. Neste estudo foi utilizada a relação da lei de potência para ajustar a distribuição dos dados conforme a distribuição observada.

5.2.AQUISIÇÃO DE DADOS GEOMECÂNICOS

O levantamento geomecânico foi realizado com o martelo ao longo dos mesmos perfis utilizados inicialmente na etapa de *scanlines*, onde este objetivava realizar o ensaio do Martelo de *Schmidt* nos pontos onde existem bandas de deformação e assim obter parâmetros para diferenciar a resistência à compressão uniaxial, na porção com presença de bandas de deformação e sem presença de bandas na rocha intacta. Para converter esses valores de rebote em resistência à compressão uniaxial, utilizou-se o ábaco de Miller, onde é necessário que se tenha a orientação do martelo no momento da aquisição, orientação esta podendo ser horizontal, caso venha ser na parede, ou vertical, caso seja no piso, o valor da densidade da rocha, que é obtido pelos ensaios petrofísicos e os valores do rebote.

O levantamento geomecânico com o uso do martelo de *Schmidt* foi realizado nos perfis localizados no pavimento inferior e na parede do afloramento. Para tanto, foi utilizado uma trena de 5 metros de comprimento, estirada no chão e na parede, onde a cada 10 cm, priorizando a localidade sem presença de bandas de deformação, o ensaio com o Martelo de *Schmidt* foi realizado, com a finalidade de identificar os valores de rebote em cada uma das posições. No ponto do ensaio, o martelo foi aplicado na rocha, em média, 8 vezes na mesma região de amostragem, já que de acordo com as normas ASTM(*American Society for Testing and Materials*) não pode-se coletar os valores do rebote num mesmo ponto, devido a este já ter sofrido uma deformação, durante o impacto do teste, e assim acarretar em valores não condizentes com a realidade. Para se obter o valor médio dos rebotes, soma-se todos os valores dos rebotes e divide pelo número de aplicações no ponto. Feito isto, a média de valores obtidos é comparada com cada um dos valores medidos, onde é observado se algum valor está disperso em mais de 7 unidades, para mais ou menos, da média. Caso haja algum valor que exceda os limites estabelecidos, este é excluído e uma nova média é obtida com os valores restantes, média esta utilizada para obter os valores de resistência à compressão uniaxial através de correlações extraídas no ábaco de *Miller*(Figura 5.3).A fim de exemplificar a obtenção da resistência, temos os seguintes valores de rebote obtidos em um ponto no perfil:

Valores de Rebote: 34, 33, 33, 33 e 42

Média dos Valores: 35

Dispersão máxima: 7. Como não é maior que 7 unidades, a média previamente calculada é utilizada para o cálculo da resistência.

Para os valores de densidades foram utilizados dados da literatura ($1\text{g/cm}^3 = 9,81\text{kN/m}^3$). A densidade total das amostras varia entre 2.14 a 2.25 g/cm^3 , valores estes obtidos através das conversões de valores obtidos nos ensaios de porosidade. Neste trabalho foi utilizado como referência um valor médio de 2.2 g/cm^3 . Convertendo para KN/m^3 , se chega ao valor, aproximadamente, de 22 KN/m^3 . Após a obtenção de todos os parâmetros, os dados foram plotados no gráfico, e com isso foi obtido o valor da resistência a compressão uniaxial de 48 Mpa (Figura 5.3).

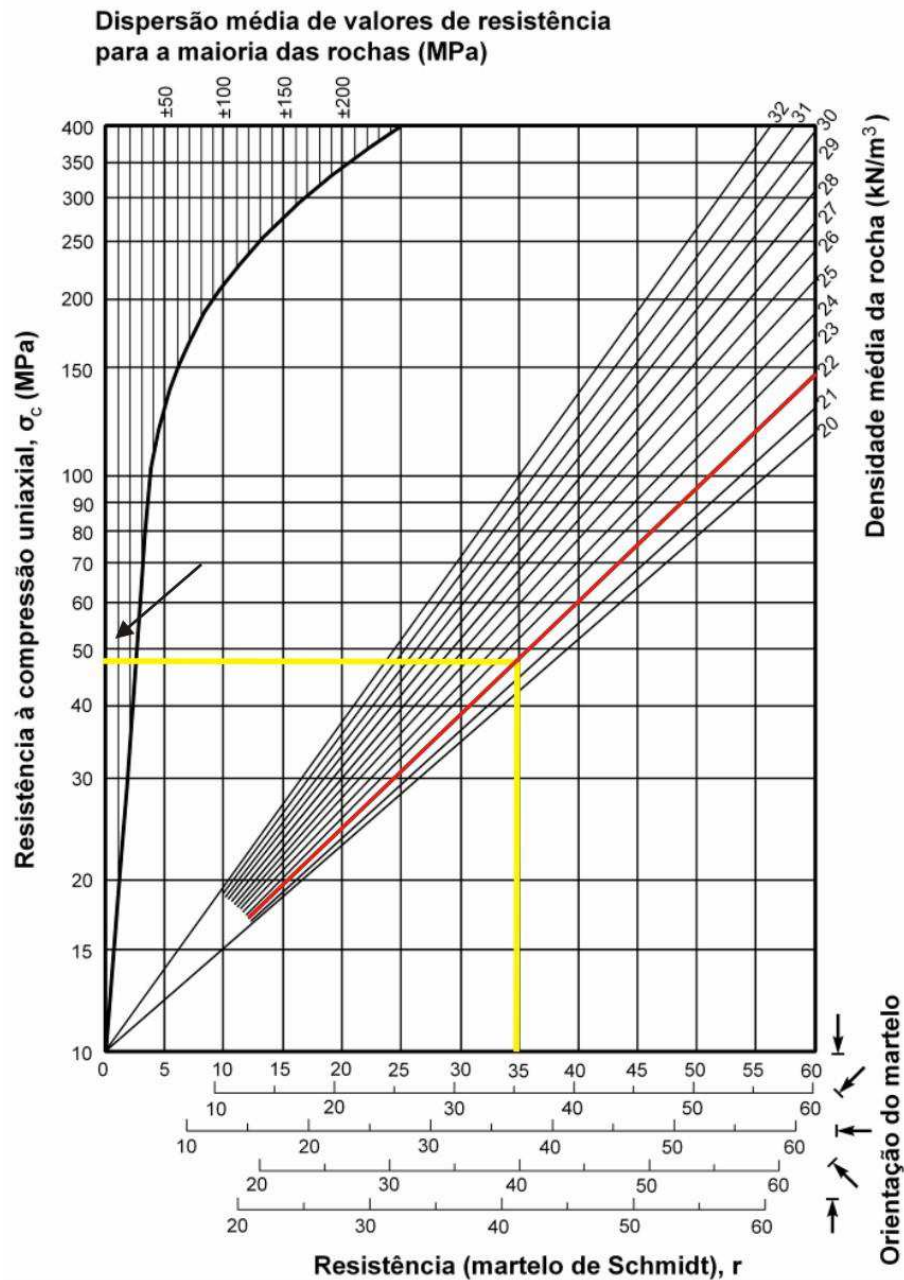


Figura 5.3: Ábaco de Miller, do qual se obtêm os valores de resistência a compressão uniaxial com base em valores do rebote do martelo de Schmidt e densidade média da rocha.

5.3.AQUISIÇÃO DE IMAGENS DE AFLORAMENTO (MODELO DIGITAL)

Para a distinção do comportamento mecânico das fácies sedimentares no afloramento de melancias, foram realizadas 3 seções colunares verticais, realizadas na parede do afloramento (Figura 5.4). Os parâmetros utilizados na elaboração destas seções foram o arredondamento de grãos, esfericidade, composição da rocha e presença de estruturas sedimentares.

Na etapa de amostragem, foram extraídos plugues com 1.5 polegadas de diâmetro de rochas, contendo bandas de deformação nas direções NE, E-W e N-S, e amostras sem bandas

de deformação, ambas para a confecção de lâminas e análise petrofísica em laboratório. As amostras sem bandas foram selecionadas para cada uma das fácies encontradas, no afloramento de melancias. Neste afloramento foi possível distinguir duas fácies: conglomerática e arenítica argilosa (Figura 5.5).

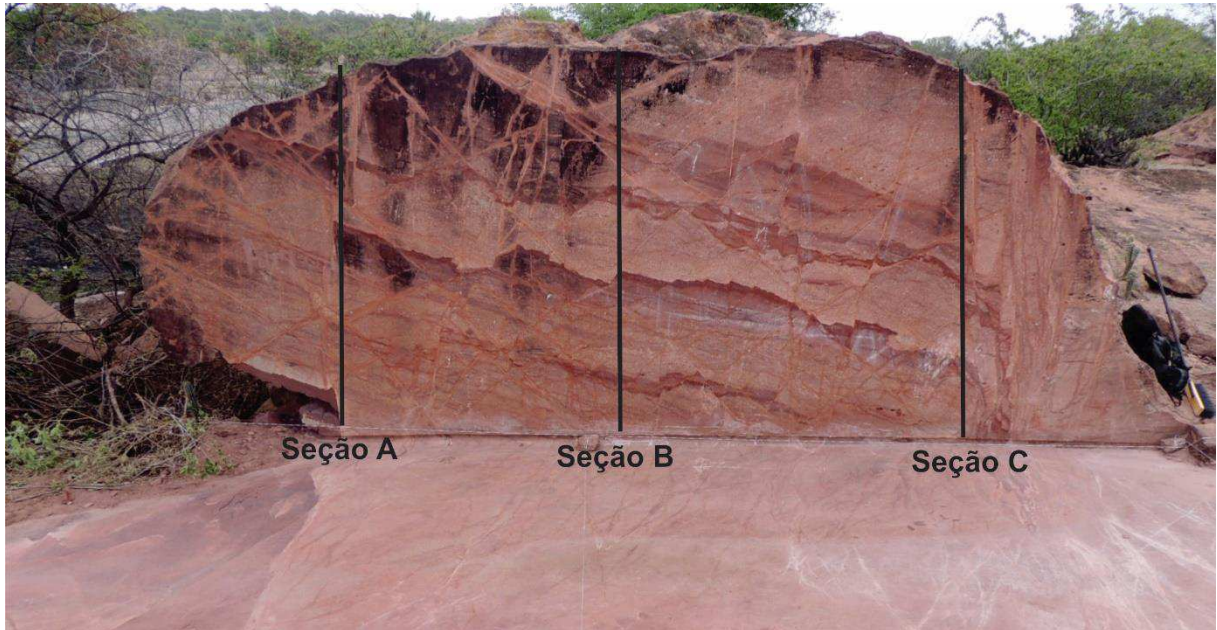


Figura 5.4: Localização das seções colunares realizadas na parede da área de estudo.

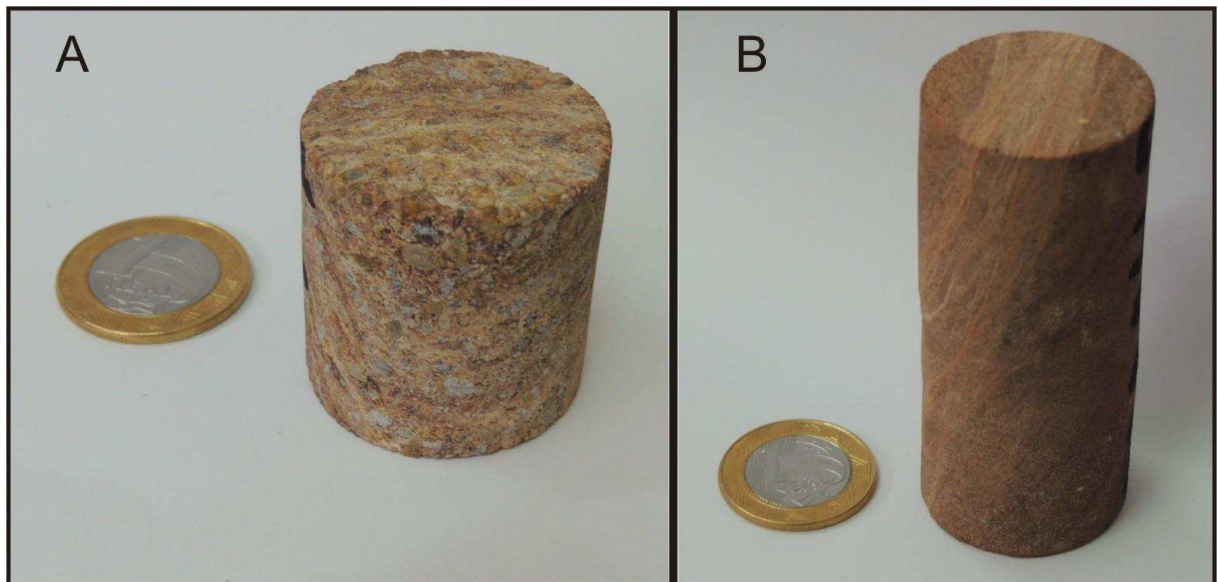


Figura 5.5: Fácies sedimentares encontradas no afloramento de melancias: (A) conglomerática e (B) arenítica com matriz argilosa.

Em uma fase posterior, mas ainda relacionado a atividade de campo, foram realizadas extração de imagens de alta resolução, executadas pela *TU Delft* (Universidade da Holanda), objetivando mapear todas as estruturas presentes em superfície, permitindo com isso obter a

base de dados necessária para a criação do modelo geológico da área de estudo no afloramento de melancias. Para tanto foi utilizado o Veículo aéreo não tripulável- *Vant* (Figura 5.6), também conhecido por *Drone*, que é uma aeronave controlada a distância via controle remoto. Outra forma de controlar o equipamento é através da aplicação de comando via computador, fornecendo dados necessários, como tempo de voo e altura. Acoplado a estrutura da aeronave, a mesma carrega uma câmera, responsável pela obtenção de imagens ou vídeos da área em estudo. Sua autonomia de voo é de até 30 minutos podendo atingir uma altura de 1000 metros. O plano de voo (Figura 5.7) para a área de estudo foi elaborado utilizando-se o *Google earth*, para definir a melhor rota dentro do que se deseja observar. O vôo durou aproximadamente 18 minutos e foram tiradas, aproximadamente, 240 fotografias a uma altura de 25 metros e uma resolução nas imagens de 1centímetro por pixel. Após esta primeira aquisição, um vôo de menor altura, aproximadamente 4 metros, e maior detalhe, foi realizado especificamente na área alvo do estudo, onde este durou aproximadamente 5 minutos com uma resolução de 2 milímetros por pixel. A área mapeada para construção do modelo geológico é de aproximadamente 40m². Após o processamento das imagens e criação do mosaico, foram geradas imagens de alta resolução do modelo 3D em todo o afloramento de melancias (Figuras 5.8 e 5.9) e o detalhe da área de estudo, a partir de imagens de alta resolução (Figura 5.10).



Figura 5.6: Dronemodelo md4-200 utilizado para aquisição de imagens no afloramento de melancias.



Figura 5.7: Rota de aquisição de imagens aéreas feitas pelo *drone*

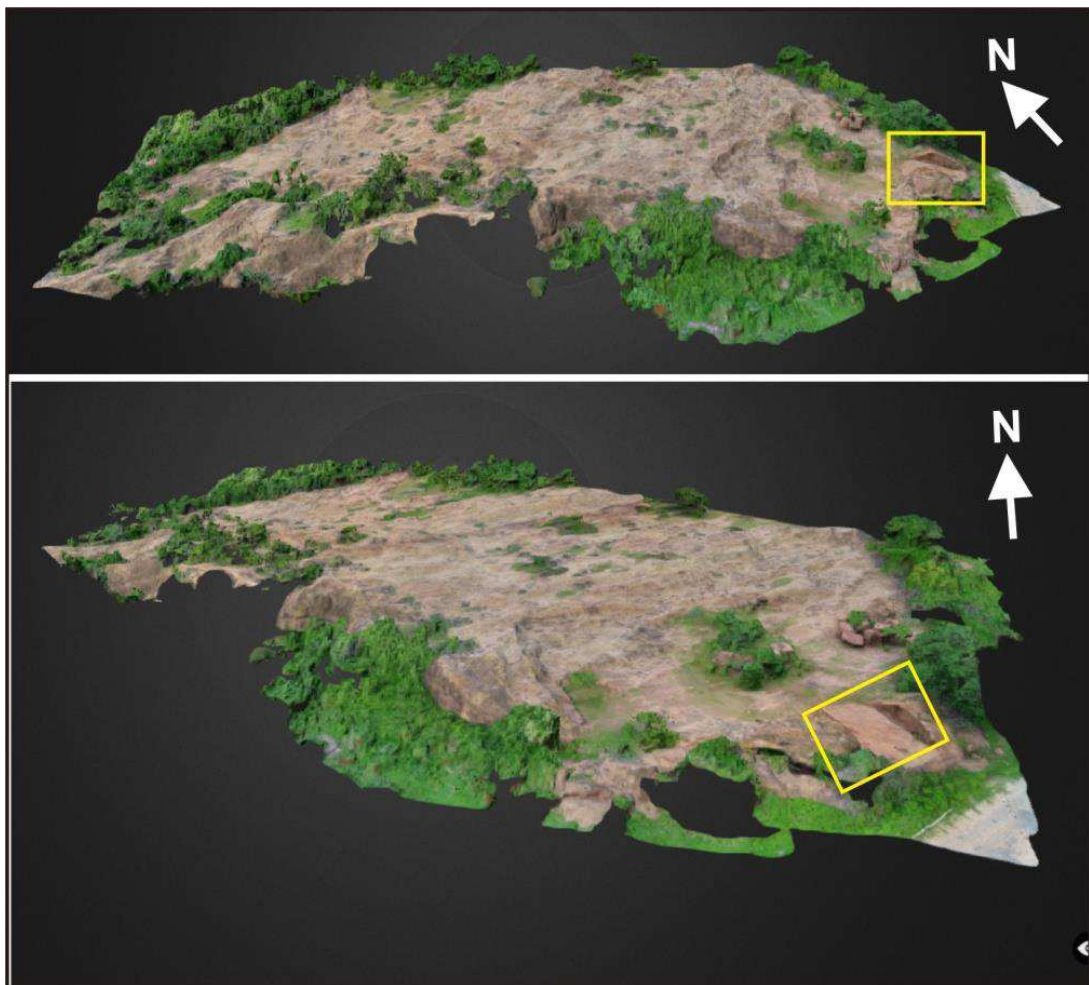


Figura 5.8: Modelo tridimensional de todo o afloramento de melancias, onde a área demarcada representa a área de estudo.

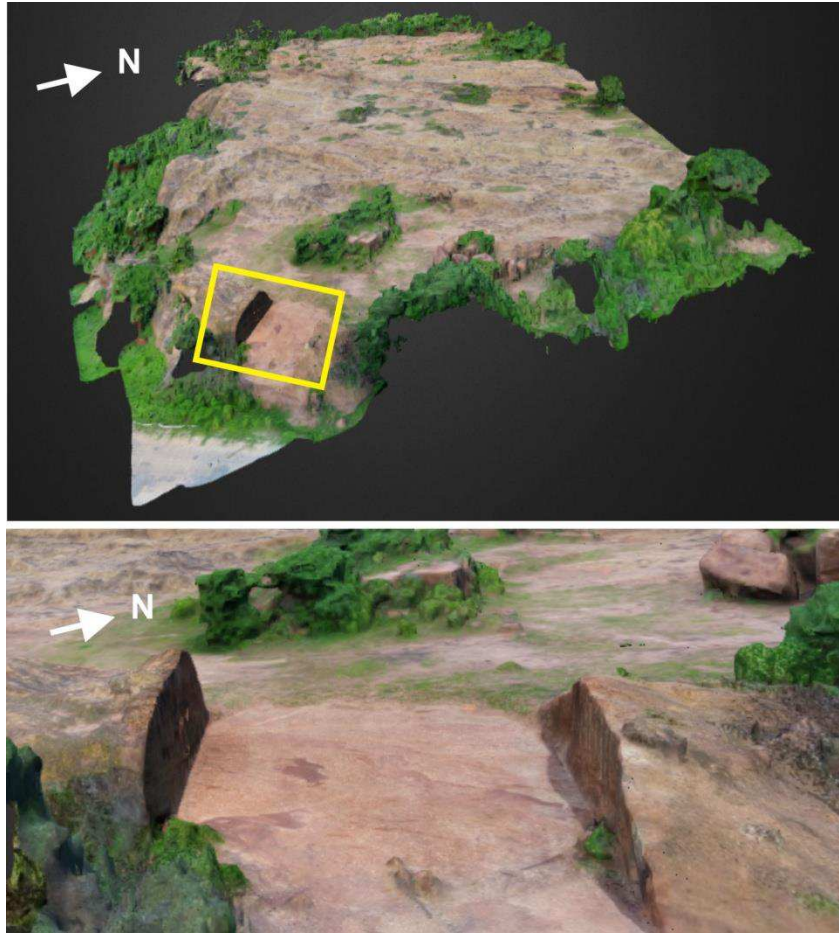


Figura 5.9: Modelo tridimensional do terreno observando com maior detalhe a área de estudo.

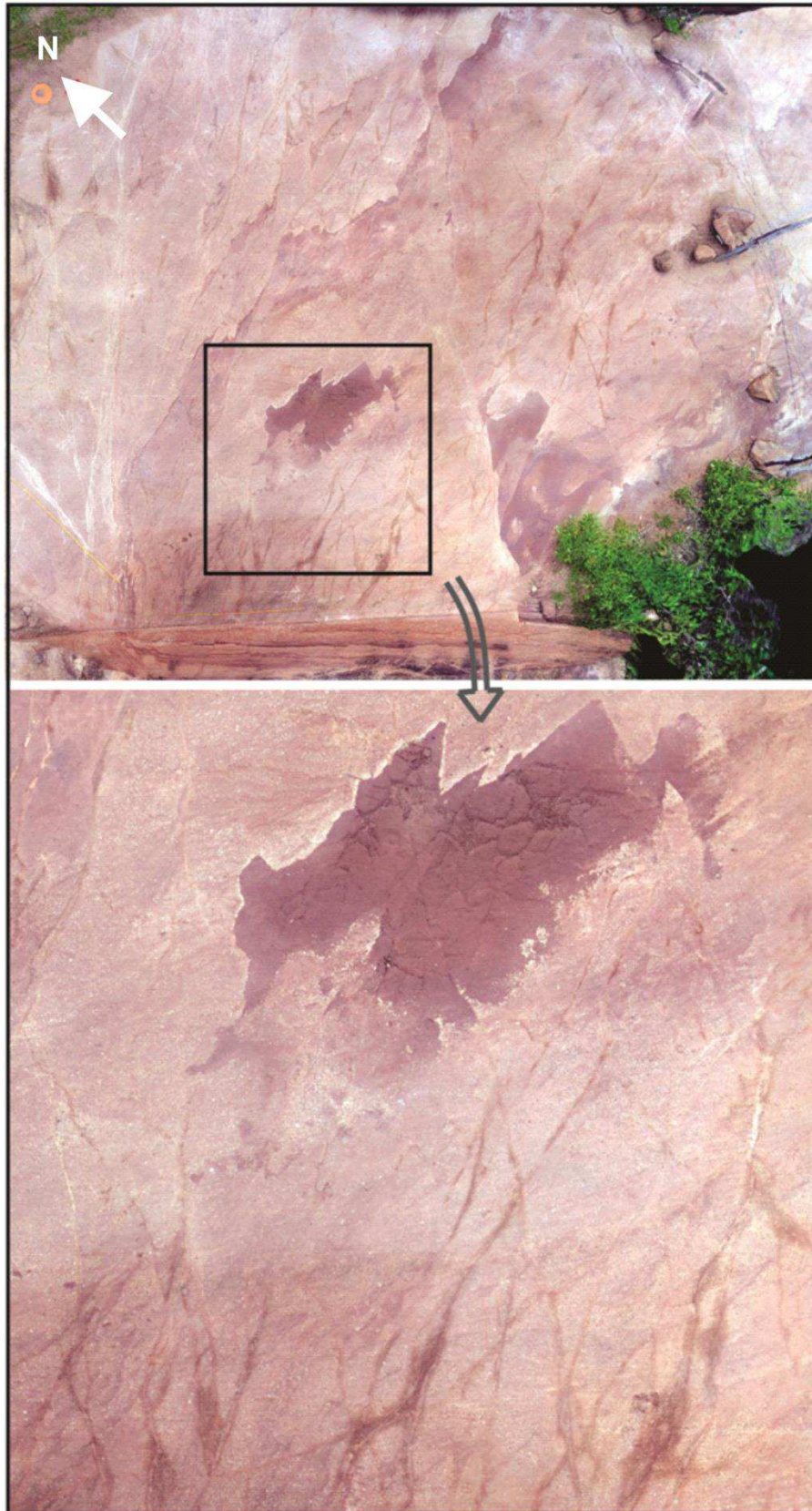


Figura 5.10: Vista superior da área de estudo com resolução de 2mm por pixel, como é observado no recorte de detalhe abaixo.

5.4. ANÁLISE PETROFÍSICA

Ainda durante a etapa de campo, 62 amostras foram coletadas e conduzidas aos laboratórios da UFCG, para a preparação e realização das medidas de atributos petrofísicos. Esses plugues são cortados para que fiquem em comprimento ideal de 5 centímetros, dimensão padrão utilizada nos ensaios, e posteriormente retificados, objetivando deixar as faces do plugue de forma plana e paralela, requisito básico para que as medidas sejam realizadas com precisão (Figura 5.11).

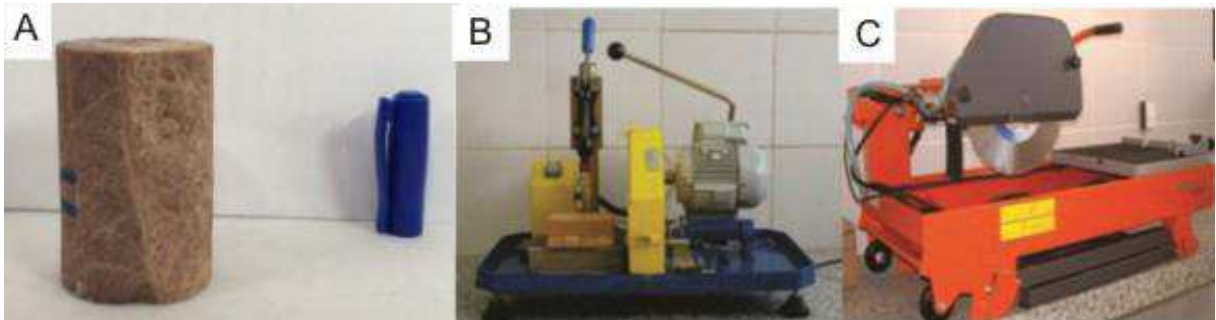


Figura 5.11: A) Exemplo de um plugue extraído na plugadeira manual, B) Retificadora das faces nas extremidades dos plugues, C) máquina de corte de amostras.

Após esta fase de preparação, os plugues foram submetidos à secagem por 24 horas, sob temperatura constante de 80°C em uma estufa. Em seguida, foram pesados em uma balança eletrônica de precisão e realizados as medições de suas dimensões, referentes a comprimento e diâmetro, com o auxílio de um paquímetro digital. Estes plugues foram destinados à realização dos ensaios de porosidade, permeabilidade e velocidade de ondas.

O preparo dos plugues e a medição da porosidade, permeabilidade e propriedades de ondas foram realizados no Laboratório de Petrofísica da UFCG sob a supervisão do prof. Dr. José Agnelo Soares. Para medição da porosidade utilizou-se o equipamento *UltraPoroPerm 500*[®], fabricado pela *Corelab* (Figura 5.12), por meio do método da porosimetria por expansão gasosa (Tiab & Donaldson, 2004). O volume de grãos (VG) é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permoporosímetro. Nesta câmara, de volume conhecido V1, mede-se a pressão P1 na qual o gás se encontra comprimido. Em seguida permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, de volume V2 também conhecido, o qual contém o plugue. Após a estabilização da expansão do gás, mede-se a pressão P2. A queda de pressão dada pela diferença P1-P2 é proporcional ao volume V ocupado pelo gás: $V = V1 + V2 - VG$, onde VG é o volume de grãos do plugue. Aplicando a Lei de Boyle e considerando que VG é a única incógnita, este parâmetro pode ser

determinado de forma direta. A diferença entre o volume de grãos e o volume total do plugue, consiste no seu volume de vazios. Para calcular a porosidade basta determinar a razão entre o volume de vazios e o volume total.

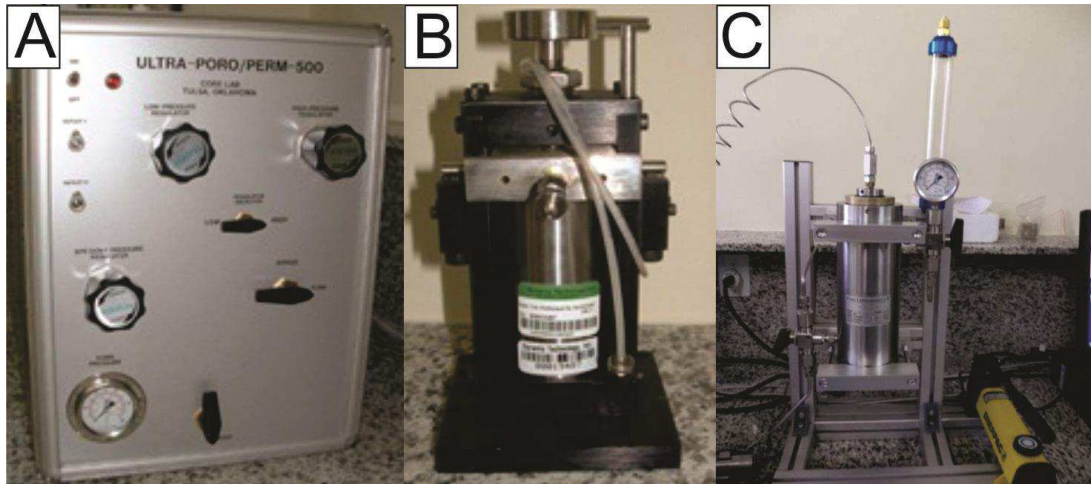


Figura 5.12: (A) Permoporosímetro a gás, (B) *matrixcup* e (C) Equipamento onde coloca-se amostra para ensaios de permeabilidade.

Para a medição das velocidades elásticas foi utilizado o sistema AutoLab 500[®], marca *New EnglandResearch* (Figura 5.13), o qual permite registrar simultaneamente três forma de onda: a onda P, que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas onda S com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugues: S_1 e S_2 .

A partir das velocidades de propagação das ondas P e S e da densidade total dos plugues, pode-se calcular os módulos elásticos: módulo de *Young* (E), incompressibilidade (K), módulo de cisalhamento (G) e razão de Poisson (ν). As velocidades elásticas foram medidas sob pressão efetiva entre 5 a 40 MPa, e a porosidade foi medida a pressão ambiente.



Figura 5.13: (A) Equipamento utilizado para medição de propriedades elásticas, (B) tela de visualização dos dados e (C) Osciloscópio que registra os sinais das ondas P, S_1 e S_2 .

5.5.CONSTRUÇÃO DO MODELO 3D

A criação do modelo geológico para a utilização na simulação de fluxo no simulador de reservatório desenvolveu-se no *software Autodesk Professional inventor*[®] versão estudante. Este permite a construção de sólidos virtuais em 3D, seguindo o modelo mais realístico possível. A metodologia baseou-se em mapear falhas do piso do afloramento e da parede (Figura 5.14), sendo utilizado para isto a análise estrutural, o mapeamento estrutural e interpretação das imagens de alta resolução, geradas com o Vant. No começo da construção do modelo geológico, objetivou-se escolher as falhas presentes na parede do afloramento que tem continuidade no piso, e as mais representativas no afloramento, sendo selecionadas inicialmente 18 falhas. Após a consolidação da metodologia de construção do modelo integrado com a simulação, as demais falhas presentes foram importadas para o modelo. A disposição espacial do afloramento pode ser observada através do modelo esquemático tridimensional (Figura 5.15), onde é possível observar a nomenclatura adotada para cada face do modelo 3D do afloramento.

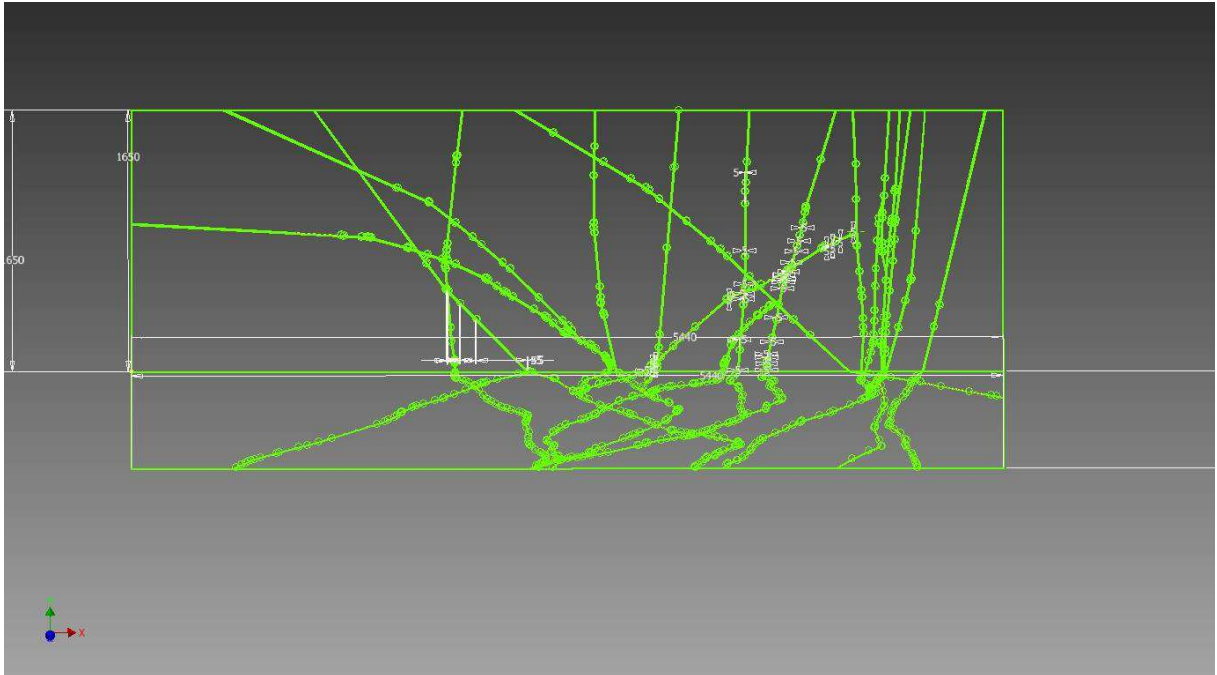


Figura 5.14: Planos de falha desenhados no chão e parede do afloramento de melancias.

No *software Autodesk Professional Inventor*[®], delimitou-se as dimensões da parede na face posterior e na face inferior, e as dimensões referente ao piso do afloramento a ser modelado. Feito isto, as falhas foram projetadas no *software*, indicando parâmetros iniciais como espessura da banda e tamanho da falha, nesta fase de criação do modelo (Figura 5.16). Após representadas todas as falhas, o cubo 3D é gerado pela ferramenta extrusão, onde o sólido é selado tridimensionalmente. Feito isto, utilizou-se a ferramenta “caminho” onde o *software* utiliza a falha criada na parede e projeta sua geometria seguindo o caminho desenhado no piso do afloramento, fechando assim o plano de falha (Figura 5.17). Finalizado a etapa de construção dos planos de falhas, é possível observar sua disposição espacial em um modelo 3D (Figura 5.18).

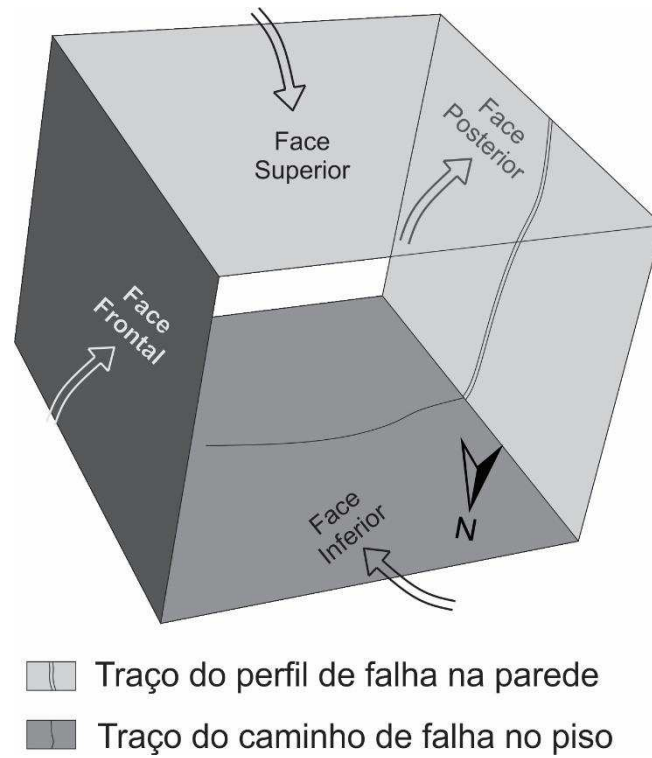


Figura 5.15: Esquema da parede e piso mapeados em afloramento, bem como as faces observadas em afloramento e projetadas em 3D com suas respectivas localizações.

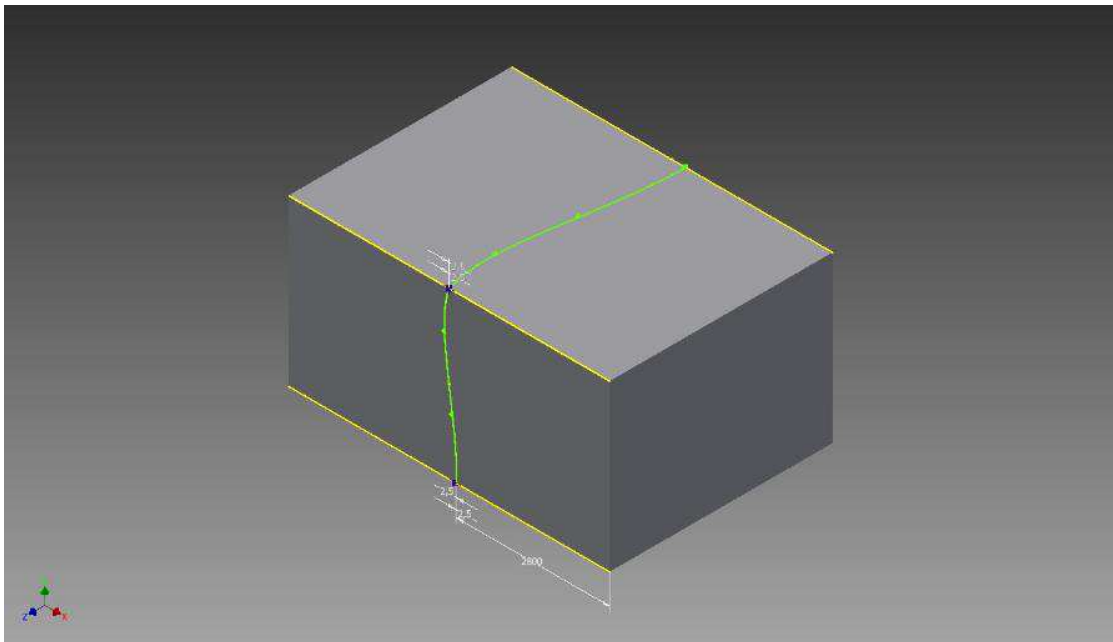


Figura 5.16: Modelo virtual gerado para uma falha presente na área de estudo.

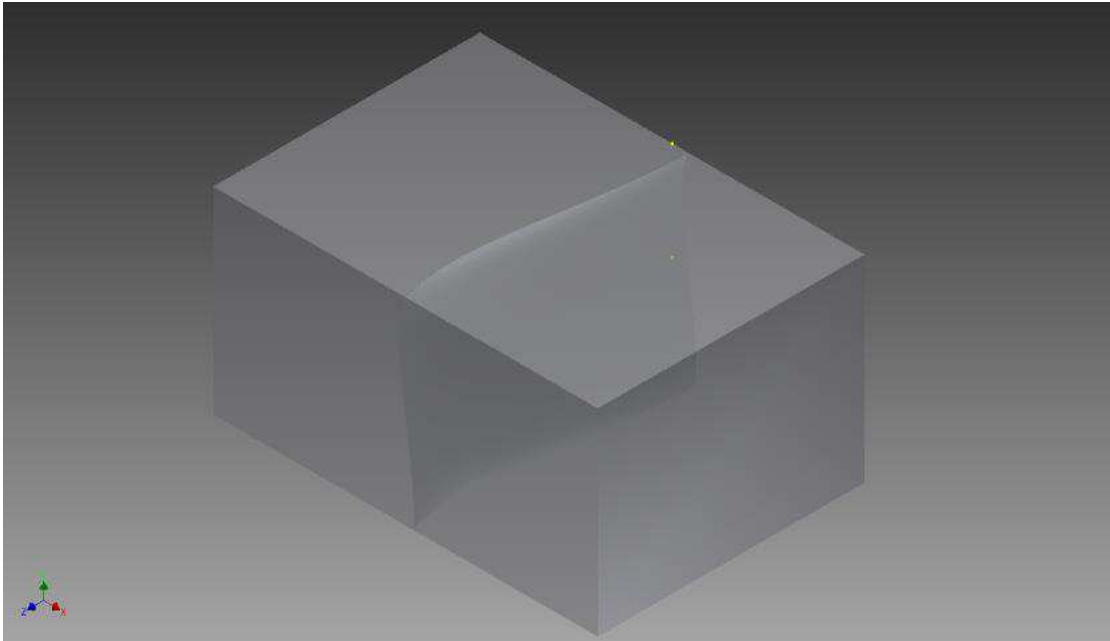


Figura 5.17: Extrusão gerando o cubo 3D, e varredura, gerando plano de falha.

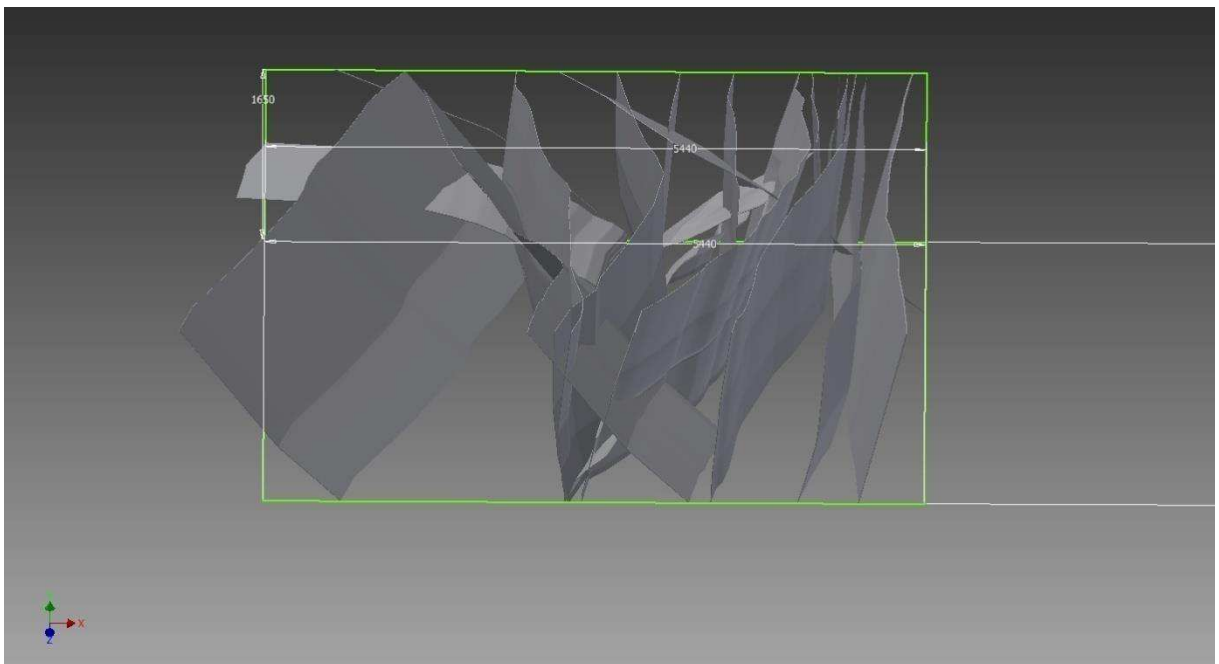


Figura 5.18: Caminho dos planos de falhas na parede e piso do afloramento mostrando a disposição espacial destas em 3D.

Após a geração do modelo geológico para a área de estudo no *software inventor*[®], os traços de falhas interpretados foram exportadas no formato (.igs), objetivando importar a geometria das falhas para o *software* de simulação *Ansys CFX*[®]. Para isto, foi utilizado o pacote *workbench*, que funciona como um organizador de tarefas e etapas a serem seguidas em toda a fase de simulação. No aplicativo *DesignModeler* importa-se a geometria das falhas

de forma individual(Figura 5.19), uma falha por vez, e a subdivide em 3 (Três) partes distintas: A primeira representada pelo bloco esquerdo na figura 5.19, parte do bloco até a intersecção com a falha, a segunda é a própria falha, e a terceira o bloco direito parte do bloco após a intersecção com a falha. O modelo representativo do afloramento tem dimensões de 2400 mm de altura, 4050 mm de largura e 5440 mm de comprimento. As bandas de deformação presentes no modelo têm uma espessura constante de 5 mm, que foram obtidas a partir dos *scanlines* e através de medições diretas no afloramento.

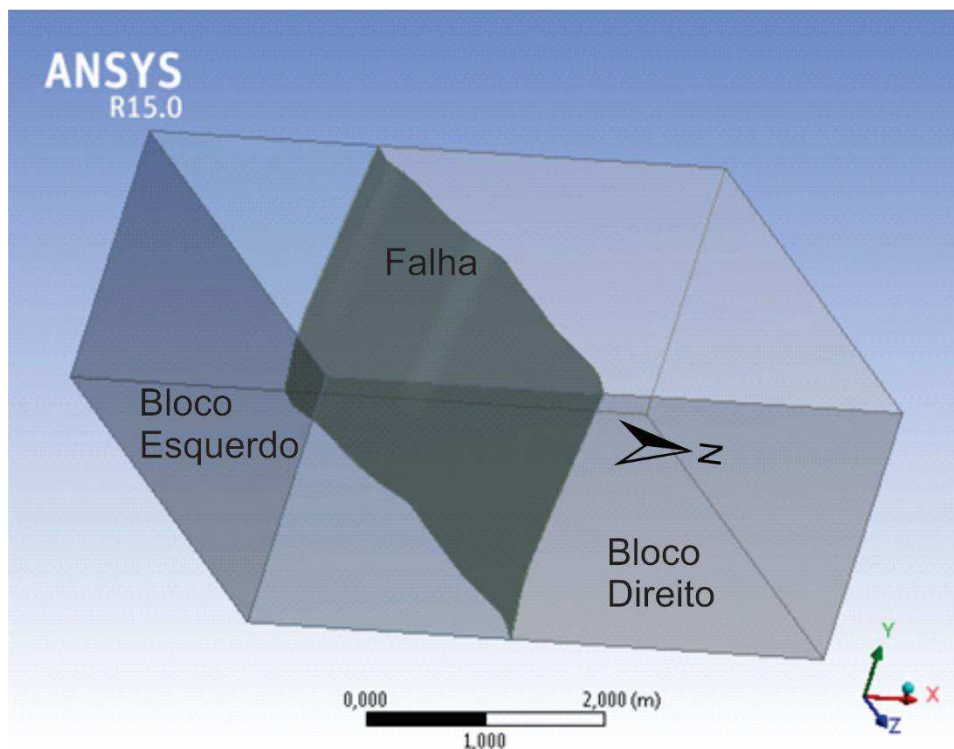


Figura 5.19: Geometria da área de estudo para uma falha importada no *DesignModeling*

Após a importação da geometria de todas as falhas para o *Ansys CFX*[®] foi realizada a etapa de geração da malha computacional(Figura 5.20). Tal atividade foi dividida em duas fases: A primeira consiste em gerar uma malha para o cubo, que representou as propriedades físicas de rochas conglomeráticas, sem, a princípio, incluir o efeito das bandas de deformação. A segunda etapa consiste na criação de uma malha mais refinada para as bandas de deformação, com elementos de tamanhos menores que as porções com ausência de bandas de deformação(Figura 5.21). Tal metodologia objetivou identificar a influência das bandas de deformação no escoamento de fluidos em meios porosos, adicionando ao modelo, elementos de tamanhos menores nas zonas de falhas, possibilitando diferenciar os efeitos nestas zonas de deformação com propriedades tão distintas das demais zonas.

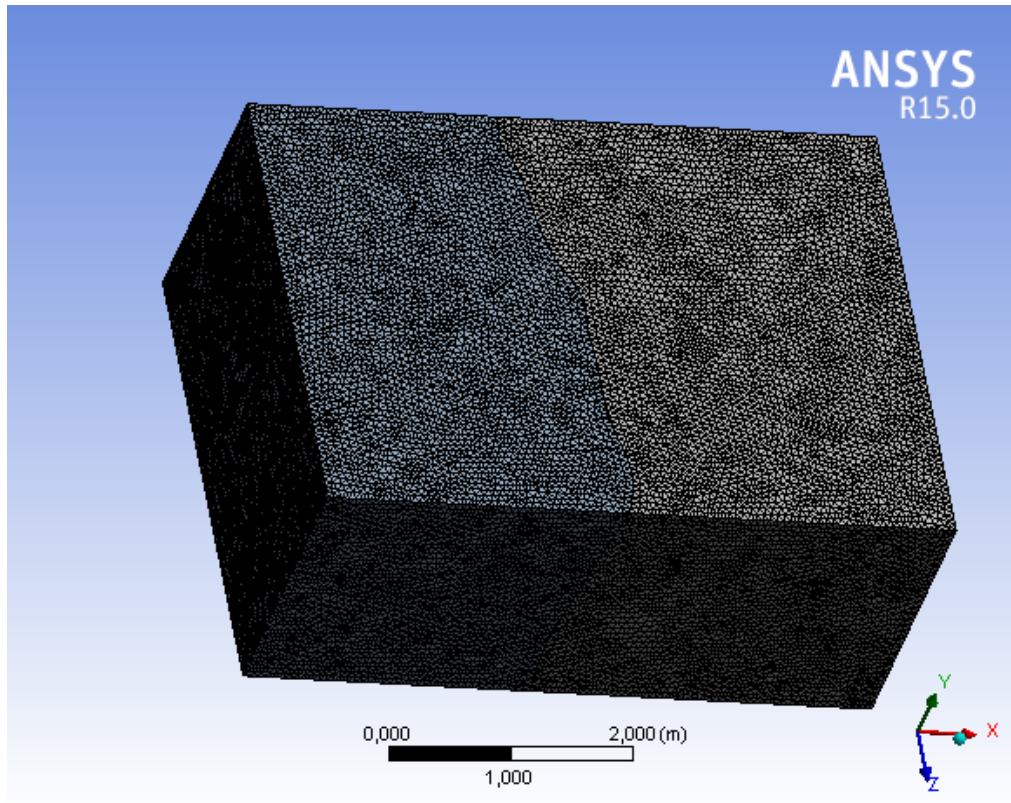


Figura 5.20: Malha tetraédrica estruturada gerada para a área de estudo

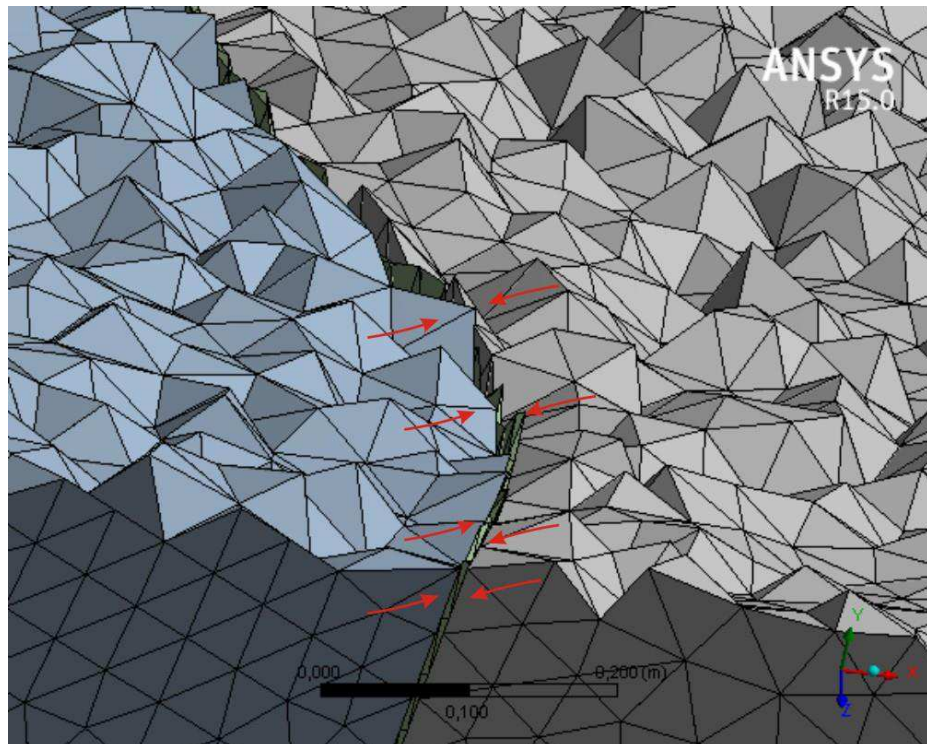


Figura 5.21: Detalhe da malha gerada para o afloramento. As setas indicam a localização da Banda de Deformação com elementos de menor tamanho que o cubo.

Finalizada a etapa de geração da malha computacional, foi iniciado a inserção de condições de contorno no CFX-Pre (Figura 5.22 A). Nesta etapa são criados 2 (dois) domínios porosos distintos na simulação, sendo estes definidos como bloco e falha. A necessidade de se criar dois domínios porosos diferentes baseia-se no fato de que cada um destes, tanto o bloco como a falha, têm propriedades petrofísicas distintas. A metodologia baseiou-se em escoamento bifásico (Água e Óleo) através do domínio de estudo ao longo do comprimento de 5440, mm correspondente ao bloco. Para isto, definiu-se a face de entrada do fluido no bloco, como sendo a destacada em verde (Figura 5.22 B).

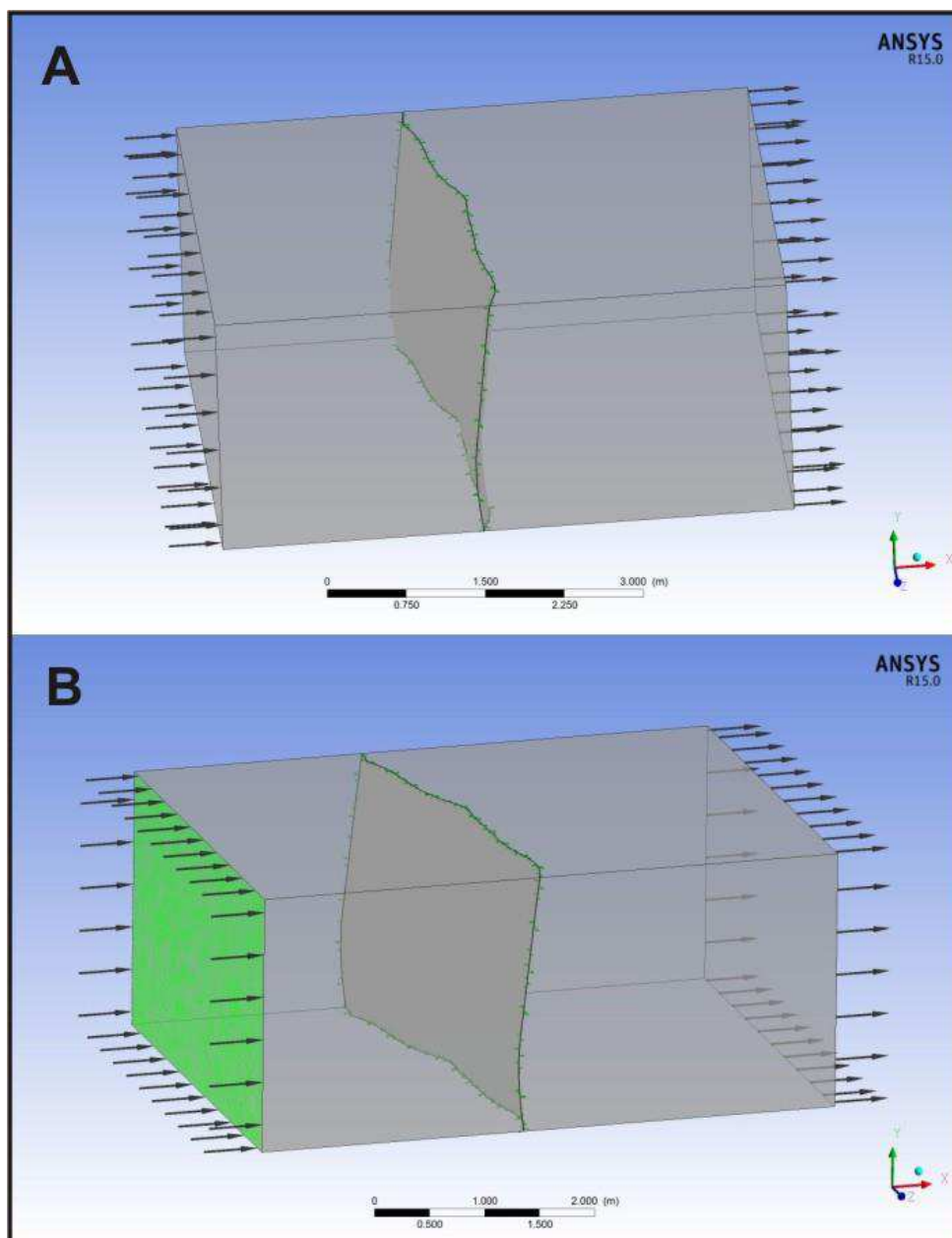


Figura 5.22: (A) Representação do cubo no CFX-Pre. (B) Indicação da face de entrada do fluido no modelo.

Após demarcado a face de entrada do fluido, definiu-se a face de saída (Figura 5.23 A), onde a porção de fluido após passar por toda a dimensão do cubo e pela falha, chega ao final do mesmo. O escoamento dos fluidos é unidirecional, ou seja, ele se move em apenas uma direção, e obrigatoriamente o mesmo tem que chegar à face de saída. Outra condição de entrada é que não há saída de fluidos pelas paredes (Figura 5.23 B), onde estas estão paredes seladas, não permitindo assim a saída de fluidos.

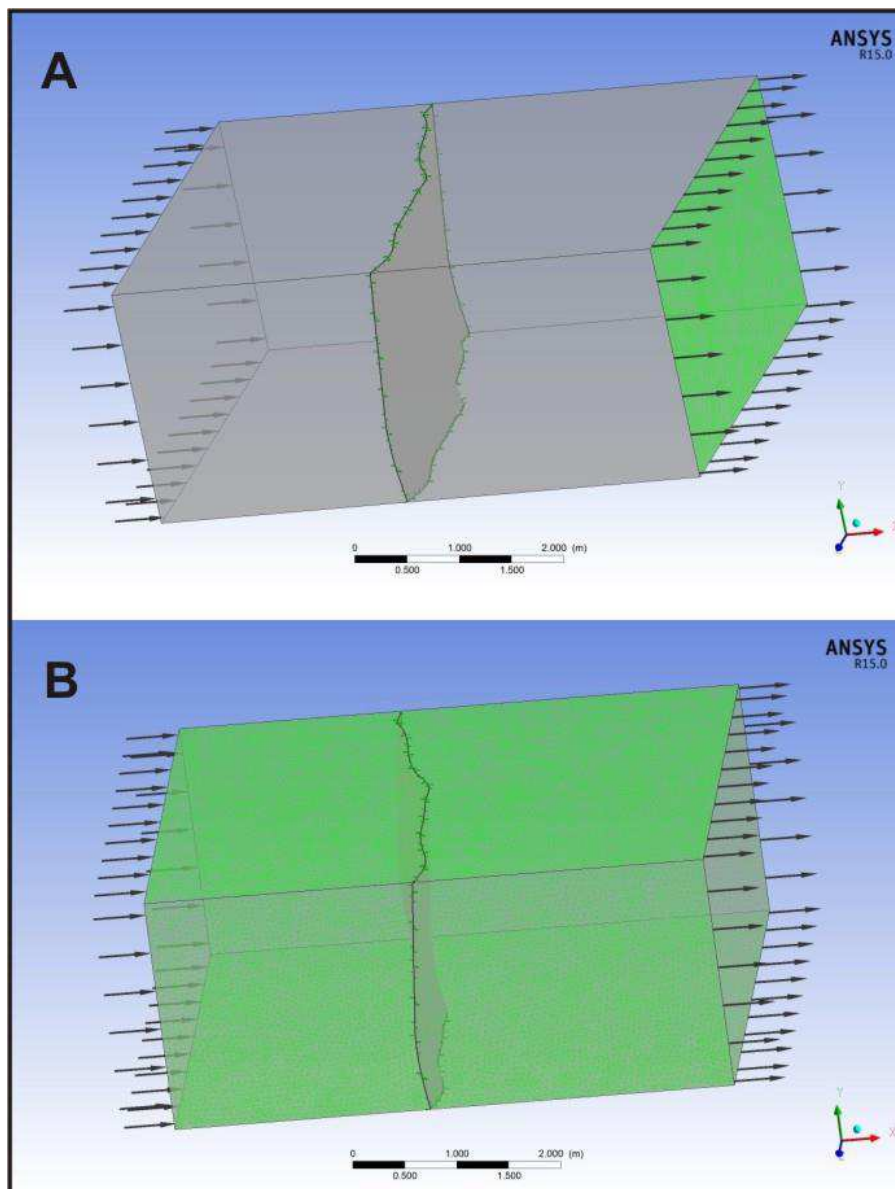


Figura 5.23: (A) Localização da saída do fluido. (B) Indicação das paredes por onde não há saída de fluido.

Tratando-se de simulação de escoamento bifásico em reservatório, se fez necessária a obtenção das propriedades dos fluidos água e óleo. Para a água, o próprio *software* oferece valores de densidade e viscosidade. Contudo, para o óleo o *software* não fornecia nenhum

valor de padrão. Assim sendo, a partir das análises químicas realizadas em amostras de óleo coletadas na Bacia Rio do Peixe, por Mendonça Filho (2006), obteve-se que o grau API ° do óleo é de 30. Com esse valor, foi possível converter usando a de formulação matemática de Grau API° e foi encontrado o valor de densidade de 0,876 g/cm³. Para o valor da viscosidade, recorreu-se a correlação de Beal (1946), presente no livro de Rosa (2010), onde a partir da inserção dos valores de grau API° e temperatura do reservatório, conclui-se que a viscosidade do óleo morto, que é um óleo em condições de superfície sem presença de gás em solução, possui um valor de *6centipoise*. Com esses valores, criou-se um fluido com as propriedades referentes ao óleo que exsuda na Bacia Rio do Peixe. Todos os valores detalhados das propriedades de cada material utilizados estão descritos nos próximos tópicos.

$$\rho = \frac{141.5}{API+131.5} \quad (14)$$

Após finalizada a etapa de geração de todas as condições de contorno ao qual o análogo de reservatório esta submetido, tem se a etapa da resolução do problema matemático, onde o *software* utilizará a equação da continuidade, equação da energia e equação do momento linear, para encontrar as soluções do problema. Nesta pesquisa, o modelo matemático utilizado para descrever o fluxo bifásico é o modelo Euleriano-Euleriano não homogêneo, onde são consideradas fases contínuas para cada um dos fluidos, podendo estes ter velocidades diferentes. As diferentes fases são tratadas como contínuas e interpenetrantes. O volume de fração de cada fase não pode ocupar o mesmo lugar da outra fase, onde se insere o conceito de volume de fração, onde a soma das frações de cada fase tem que ser igual a 1. As equações de conservação para cada fase são resolvidas para cada fase separadamente, onde cada uma tem seu próprio conjunto de equações.

Neste trabalho, algumas considerações são feitas a respeito da simulação, sendo estas elencadas abaixo:

- escoamento contínuo bifásico (Água e Óleo);

Durante a simulação para os diferentes casos, foi mantida a mesma proporção de água-óleo como condições iniciais de contorno.

- escoamento laminar;

Ocorre quando as partículas de um fluido movem-se ao longo de trajetórias bem definidas, apresentando lâminas ou camadas onde cada uma delas preserva sua característica no meio.

Neste, a viscosidade age no fluido no sentido de amortecer a tendência de surgimento de turbulência.

- Não há escorregamento de fluidos nas paredes do modelo;

Não é admitido movimento de compressão ou dilatação nas paredes, nem escorregamento de fluidos nas paredes do domínio. Nesses pontos o sistema é considerado isolado, pois nem mesmo transferência de calor é adotada.

- Não há reações químicas

Durante o processo de escoamento dos fluidos, nenhum componente do óleo reagirá com o fluido água, entre si ou reações com meio poroso.

- Regime permanente;

Regime no qual não há variação das variáveis avaliadas, por exemplo e pressão em um determinado ponto. Estas podem variar de um ponto para o outro, mas no mesmo ponto são constantes.

- As frações de água e óleo são 0.5 cada;
- A fase de água é composta exclusivamente por água;
- A fase de óleo é composta exclusivamente por óleo;

Finalizado estas considerações a respeito dos modelos propostos, foram simulados 3 casos distintos de escoamento na área de estudo. Cada um dos casos representa um *set* de banda de deformação que foram identificados em etapas anteriores, sendo assim: o caso 1 refere-se à bandas de deformação de direção NE-SW; o caso 2 à banda de direção E-W; e o caso 3 à banda de direção N-S. Os parâmetros referentes a cada um dos casos serão descritos a seguir.

➤ MALHA NUMÉRICA UTILIZADA NOS CASOS SIMULADOS

Para os casos estudados desta dissertação, o bloco referente a cada caso apresenta a inserção da técnica de refinamento do tamanho dos elementos na face de entrada do fluido, objetivando diminuir a propagação de erros no decorrer da simulação, visto que os formatos dos elementos na face de entrada do fluido se apresentavam angulosos e com pouca convergência. Após o refinamento, essa probabilidade de propagação de erro foi minimizada. Na região de chegada do fluido próximo a zona de falha, na própria falha e na região de saída após a falha, também houve refinamento, aumentando-se a quantidade de elementos nestas

regiões, visto que um dos objetivos do presente trabalho é analisar o escoamento através das bandas de deformação e este aumento de elementos propicia um nível de detalhamento maior do comportamento dos fluidos nestas regiões. Os dados referentes às propriedades da falha NE-SW (Tabela 1), E-W (Tabela 2) e N-S (Tabela 3) pode ser observados nas tabelas abaixo. Para cada um dos casos (1,2 e 3), correspondente as Figuras 5.24, 5.25 e 5.26, respectivamente, observam-se a configuração da malha e as regiões onde houve um refinamento.

Tabela 1: Propriedades da malha utilizada na simulação de escoamento da falha NE-SW.

CASO 1 (Falha NE-SW)	
Número de elementos na malha	3.621.213
Número de nós	676.093
Qualidade dos elementos	92%
Refinamento no cubo	Sim, na entrada do fluido e regiões próximas a falha.
Refinamento na falha	Sim

Tabela 2: Propriedades da malha utilizada na simulação de escoamento da falha E-W.

CASO 2 (Falha E-W)	
Número de elementos na malha	3.454.389
Número de nós	645.389
Qualidade dos elementos	94%
Refinamento no cubo	Sim, na entrada do fluido e regiões próximas a falha.
Refinamento na falha	Sim

Tabela 3: Propriedades da malha utilizada na simulação de escoamento da falha N-S.

CASO 3 (Falha N-S)	
Número de elementos na malha	3.277.018
Número de nós	627.990
Qualidade dos elementos	95%
Refinamento no cubo	Sim, na entrada do fluido e regiões próximas a falha.
Refinamento na falha	Sim

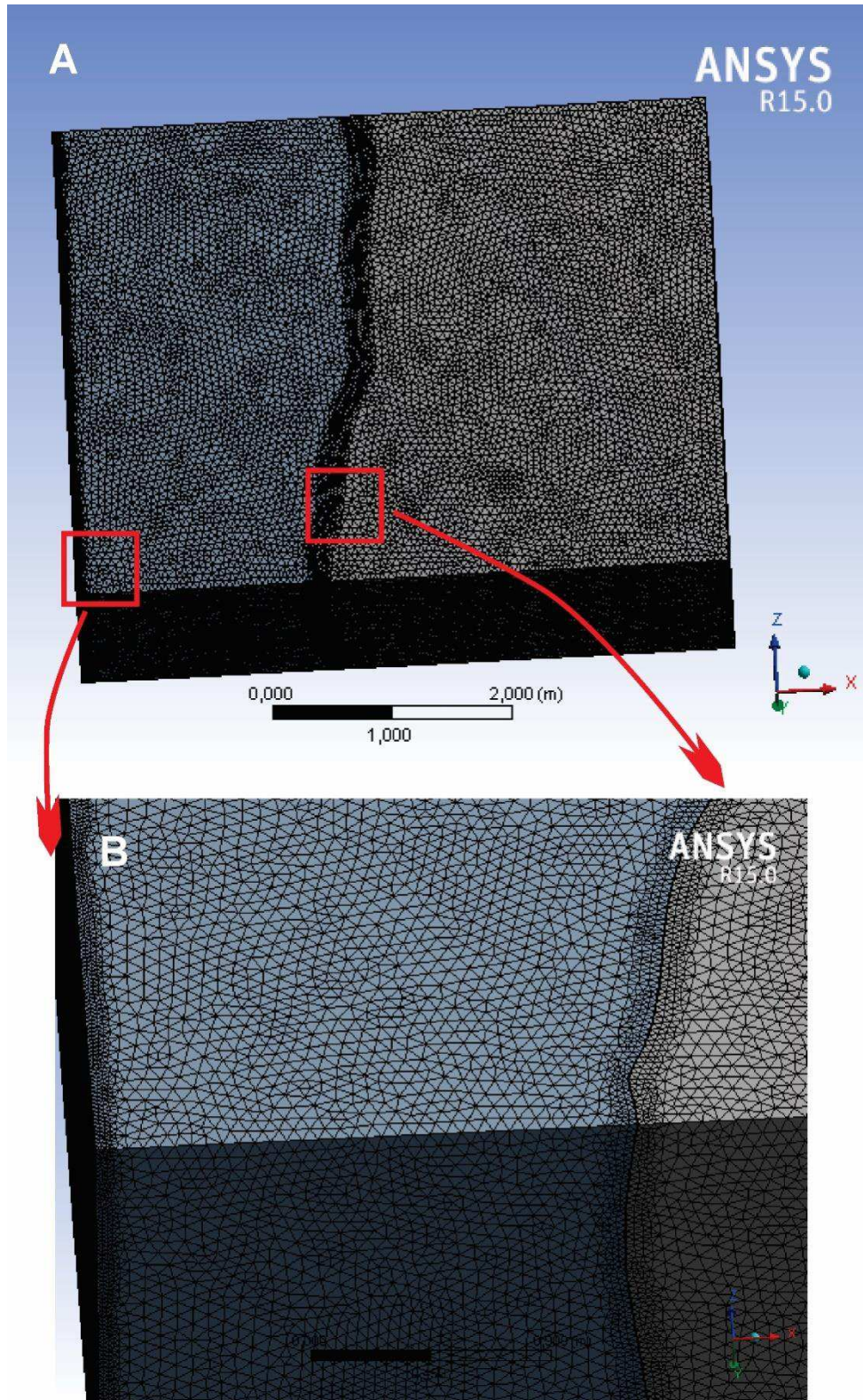


Figura 5.24: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 1; (B) Detalhe das regiões que apresentam refinamento.

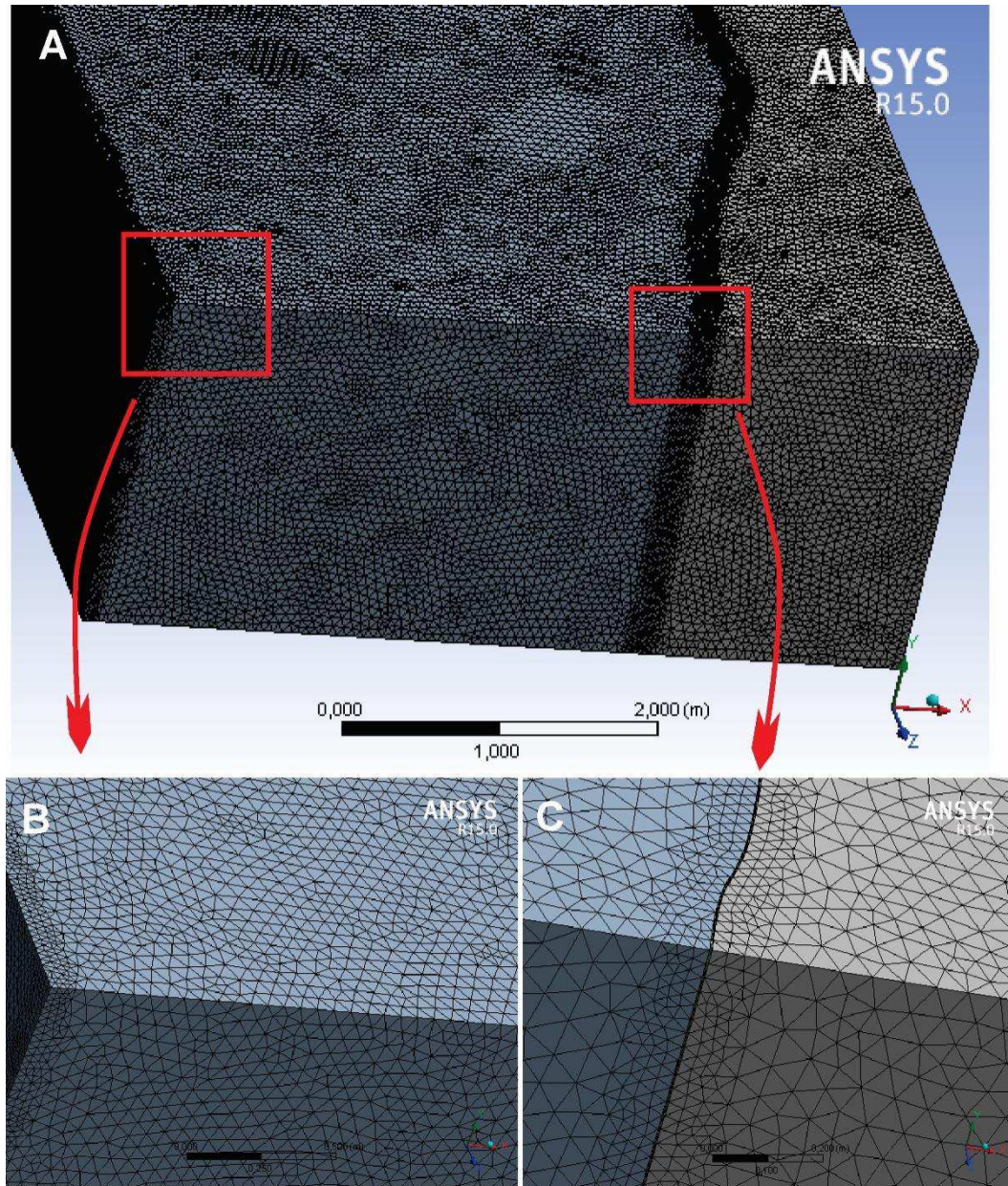


Figura 5.25: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 2; (B) Detalhe da região de entrada do fluido que apresenta refinamento; (C) Detalhe da região próxima a falha.

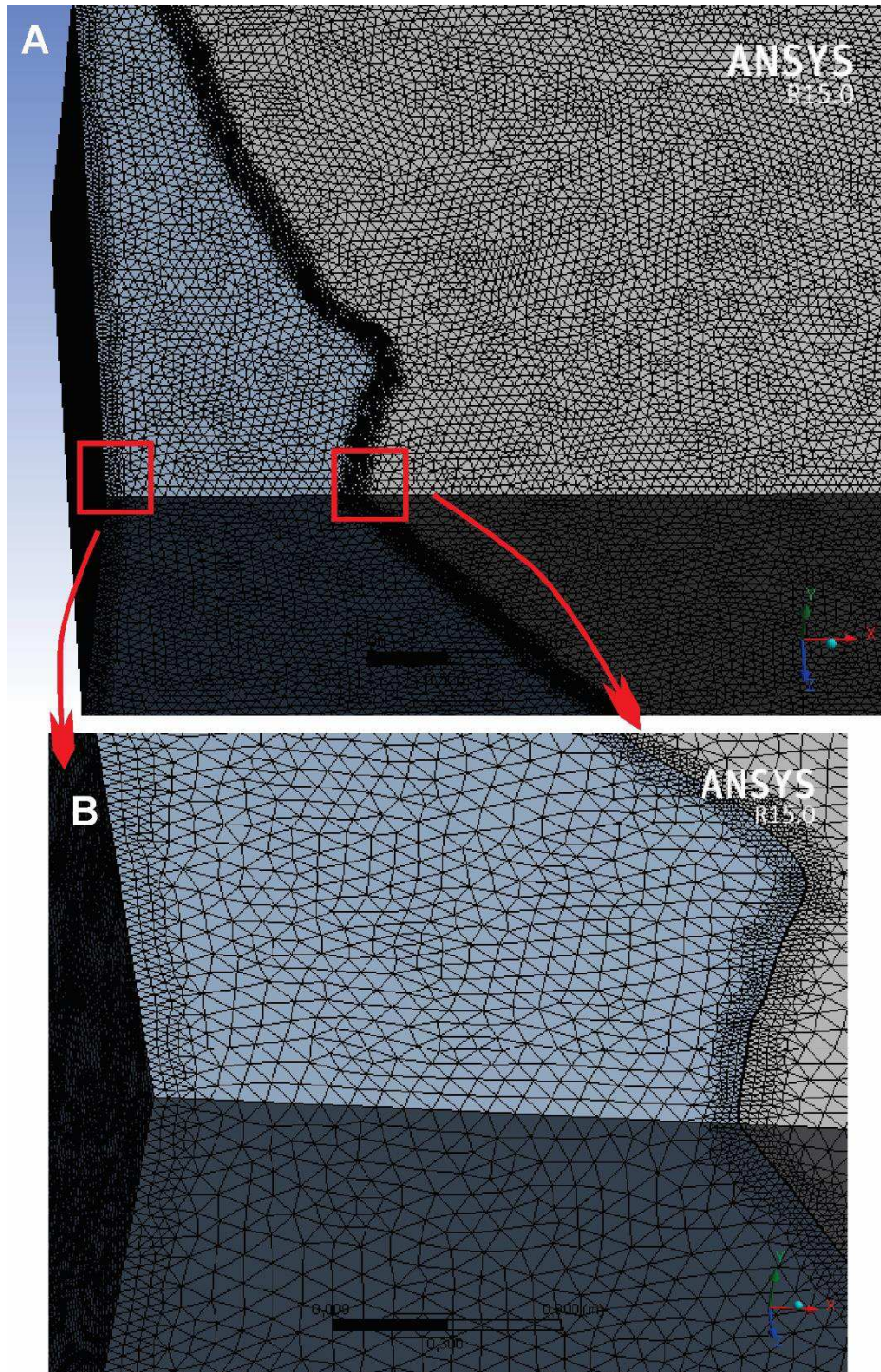


Figura 5.26: (A) Visualização do cubo com a presença da malha numérica utilizada para a simulação do caso 3; (B) Detalhe das regiões que apresentam refinamento.

➤ PARÂMETROS E CONDIÇÕES DE ENTRADA PARA CADA CASO

Os casos estudados apresentam semelhanças em diversos valores e condições de contorno inicial. Basicamente, o que diferencia cada um dos casos foram as médias dos

valores de porosidade e permeabilidade, para cada uma das falhas e a geometria das estruturas, visto que cada um dos sistemas tem valores e formas distintas e estes foram utilizados como parâmetros de entrada para a simulação. O bloco sem bandas de deformação tem o mesmo valor de porosidade e permeabilidade para todos os casos, visto que foi considerado um valor constante para a região sem bandas de deformação do afloramento, região esta onde todas as falhas estão inseridas. O caso 1 (Tabela 4) demorou, em média, 19 horas para obter-se os resultados. O caso 2 (Tabela 5) demorou em torno de 30 horas para convergir e o caso 3 (Tabela 6) demorou, em média, 96 horas.

CASO 1 (Falha NE-SW)	
Tipo de escoamento	Bifásico
Regime	Permanente
Convergência dos valores	0.00001
Numero máximo de interações submetido	5000
Densidade da água	0.997 g/cm ³
Viscosidade da água	1centipoise
Densidade do óleo	0.876 g/cm ³
Viscosidade do óleo	6centipoise
Domínio CUBO	Escoamento Laminar
	Volume Poroso = 24%
	Permeabilidade = 3.612 x 10 ⁻¹⁴ m ²
Domínio FALHA	
	Porosidade = 10.15%
	Permeabilidade = 4.7050 x 10 ⁻¹⁶ m ²
Parâmetros de entrada dos fluidos	Velocidade de entrada do fluido = 0.000000833 m/s
	Fração de água = 0.5
	Fração de óleo = 0.5
Paredes do modelo	Não deslizamento (U _x = U _y = U _z = 0)
Parâmetro de saída	Pressão de referência 0Pa
Modelo multifásico	Não-Homogêneo
Força interfacial	Arraste (coeficiente de arraste = 0.44)

Tabela 4: Parâmetros de entrada e considerações realizados na inserção do modelo no cfx pré para a falha NE-SW.

CASO 2 (Falha E-W)	
Tipo de escoamento	Bifásico
Regime	Permanente
Convergência dos valores	0.00001
Numero máximo de interações submetido	5000
Densidade da água	0.997 g/cm ³

Viscosidade da água	1centipoise
Densidade do óleo	0.876 g/cm ³
Viscosidade do óleo	6centipoise
Domínio CUBO	Escoamento Laminar
	Volume Poroso = 25%
	Permeabilidade = 3.612 x 10 ⁻¹⁴ m ²
Domínio FALHA	
	Porosidade = 13.52%
	Permeabilidade = 9.86 x 10 ⁻¹⁶ m ²
Parâmetros de entrada dos fluidos	Velocidade de entrada do fluido = 0.000000833 m/s
	Fração de água = 0.5
	Fração de óleo = 0.5
Paredes do modelo	Não deslizamento (U _x = U _y = U _z = 0)
Parâmetro de saída	Pressão de referência 0Pa
Modelo multifásico	Não-Homogêneo
Força interfacial	Arraste (coeficiente de arraste = 0.44)

Tabela 5: Parâmetros de entrada e considerações realizados na inserção do modelo no cfx pré para a falha E-W.

CASO 3 (Falha N-S)	
Tipo de escoamento	Bifásico
Regime	Permanente
Convergência dos valores	0.00001
Numero máximo de interações submetido	5000
Densidade da água	0.997 g/cm ³
Viscosidade da água	1centipoise
Densidade do óleo	0.876 g/cm ³
Viscosidade do óleo	6centipoise
Domínio CUBO	Escoamento Laminar
	Volume Poroso = 25%
	Permeabilidade = 3.612 x 10 ⁻¹⁴ m ²
Domínio FALHA	
	Porosidade = 13.371%
	Permeabilidade = 5.90 x 10 ⁻¹⁶ m ²
Parâmetros de entrada dos fluidos	Velocidade de entrada do fluido = 0.000000833 m/s
	Fração de água = 0.5
	Fração de óleo = 0.5
Paredes do modelo	Não deslizamento (U _x = U _y = U _z = 0)
Parâmetro de saída	Pressão de referência 0Pa
Modelo multifásico	Não-Homogêneo
Força interfacial	Arraste (coeficiente de arraste = 0.44)

Tabela 6: Parâmetros de entrada e considerações realizados na inserção do modelo no cfx pré para a falha N-S.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1. ANÁLISE ESTRUTURAL E *SCANLINES*

A extração de atributos de bandas de deformação foram realizadas na área de estudo, onde foi revelada uma orientação preferencial NE-SW, e de forma secundária E-W e N-S. A formação das estruturas presentes no afloramento em estudo são interpretadas como flor do tipo negativa, onde se tem a cinemática associada ao regime transtensivo, gerando assim no afloramento um sistema de falha oblíquo, com cinemática oblíqua transcorrente e normal (Nogueira et. al, 2015) (Figura 6.1).

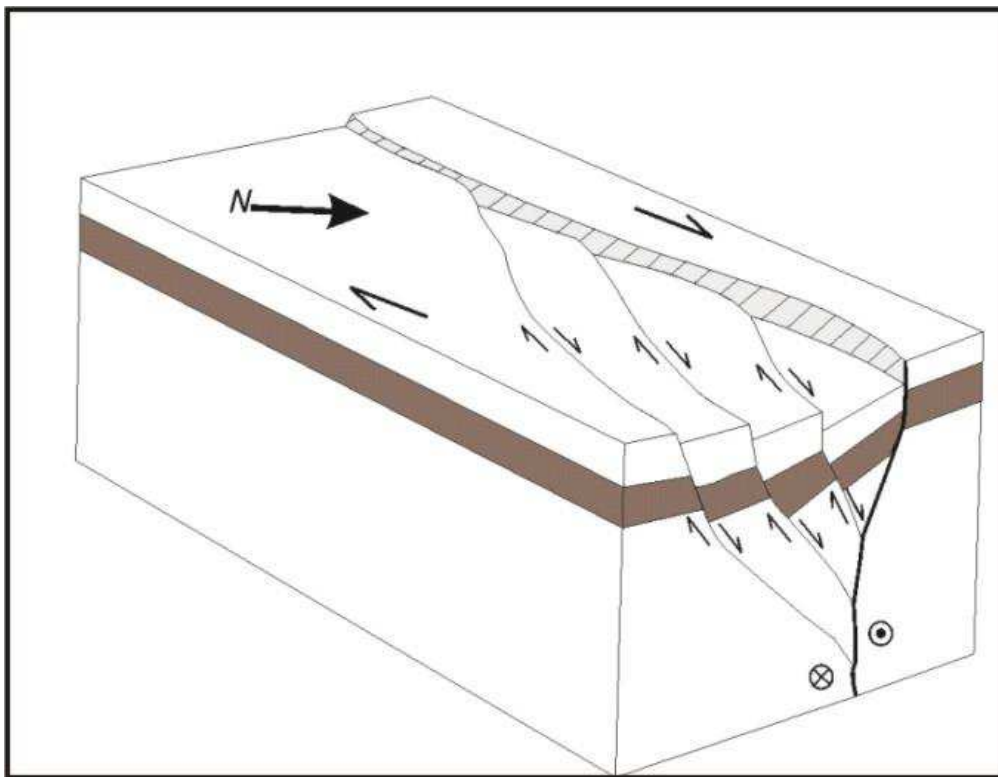


Figura 6.1: Modelo esquemático de estruturas do tipo flor negativa na parede da área de estudo. Fonte: Nogueira et al (2015).

O mapeamento estrutural, o qual as bandas de deformação são identificadas e mapeadas (Figura 6.2), realizado nas imagens feitas pelo *Vant*, permitiu identificar e corroborar a informação extraída do levantamento estrutural, com três sistemas de falhas atuantes no piso e na parede do afloramento, representadas pelas orientações NE-SW, N-S e E-W. A maioria das falhas segue a direção NE, que é o sistema de falhamento principal no afloramento. Estas estruturas mapeadas no pavimento inferior possuem sua continuidade na parede do afloramento. Com a interpretação da geometria das bandas de deformação, estas

estruturas foram inseridas no *software Inventor*[®]. Devido a limitações computacionais e por algumas falhas não terem continuidade na parede, estas estruturas não foram inseridas no modelo final gerado. Ao todo, foram simuladas 3 (três) falhas separadamente, onde cada uma destas equivale a um *set* de orientação, representando assim todas as orientações mapeadas na área de estudo. Em trabalhos a serem desenvolvidos no futuro, estas poderão ser mapeadas e inseridas no modelo, tornando-o assim mais representativo para o afloramento.

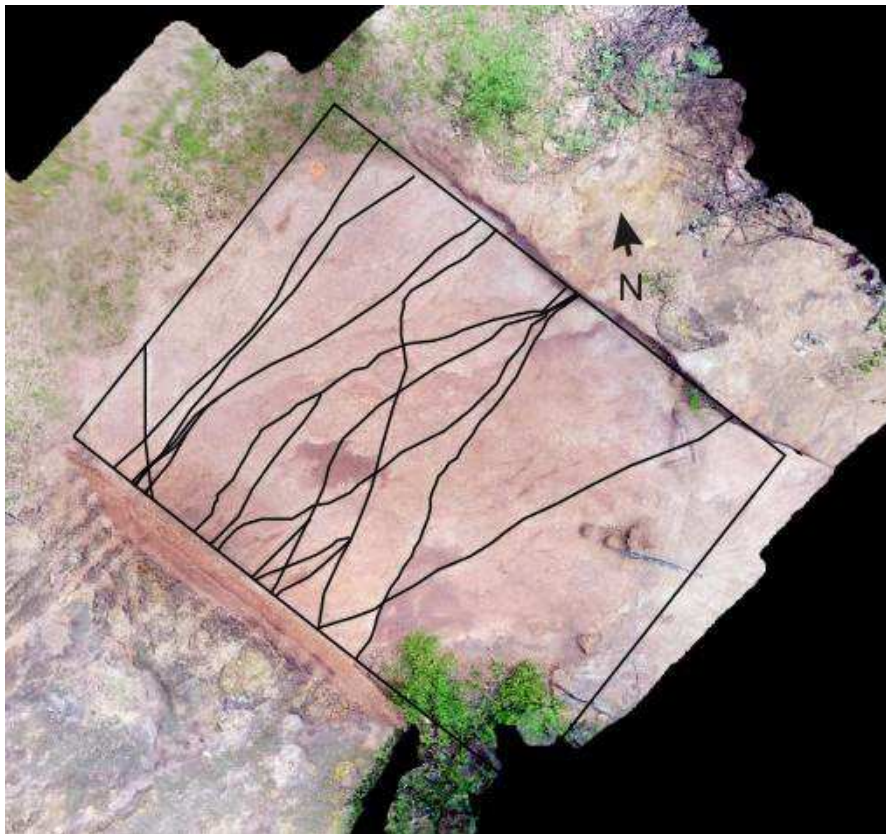


Figura 6.2: Imagem *drone* da área de estudo com as Bandas de Deformação utilizadas na modelagem e posteriormente inseridas na simulação.

A partir da análise integrada dos dados obtidos nos *scanlines* foi possível identificar e distinguir o núcleo principal (NP) e zona de dano (ZD), compondo a zona de falha principal, representada por bandas de deformação afetando as rochas siliciclásticas, da área alvo de estudo (Figura 6.3). Dentre estes elementos arquiteturais da falha, o NP é caracterizado por apresentar uma maior concentração de deformação, em diversos níveis de intensidade e maior frequência de bandas de deformação, quando comparado com a ZD. A ZD representa a transição entre o NP e a rocha intacta (protólito). Nesta, a deformação atuante não teve a mesma intensidade que no NP da falha, apresentando bandas de deformação isoladas e com

maior espaçamento, diferentemente do NP, que revela uma elevada concentração de bandas nucleadas e agrupadas com menor espaçamento.

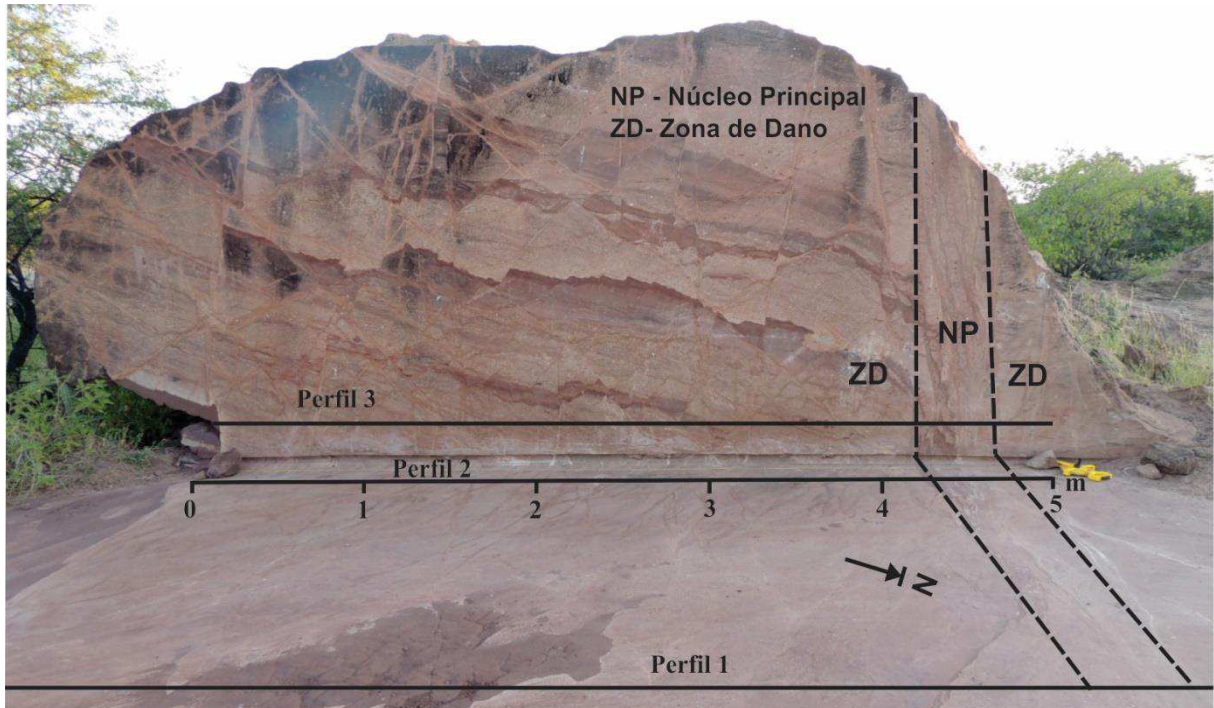


Figura 6.3:Localização dos perfis onde foram realizadas a aquisição geomecânica e os perfisscanlines na área de estudo, bem como a delimitação da zona de dano (ZD) e o núcleo principal(NP) na área de estudo.

A distribuição da frequência de bandas de deformação (Figura 6.4 A) no *scanline*1, este realizado ao longo do perfil 1, mostra que a concentração maior de bandas de deformação está localizado na zona demarcada como núcleo principal (Figura 6.3), onde se têm a presença de 16 bandas, ao longo de um comprimento de 0.5 metro. A ZD demonstra uma frequência em torno de 4 (quatro) bandas por meio metro, chegando a valores de uma banda por meio metro. A direção preferencial destas estruturas plotadas no hemisfério sul (Figura 6.4 B) é NE-SW, ocorrendo em menor proporção N-S e E-W. A análise do gráfico de frequência cumulativa (Figura 6.4 C) permite observar que a abertura máxima das bandas de deformação no intervalo de 0 a 100 mm foi de 45.5 mm. Estas bandas de deformação, com espessura máxima de 45.5 mm possuem uma densidade média de abertura de 0.13 bandas/metro. A frequência acumulada de bandas de deformação com abertura menor que 5 mm é de 5.5 fraturas/metro. O índice de correlação desta série é de 0.934 obtida no gráfico. A alta concentração de bandas de deformação no núcleo é devido a grande concentração de deformação na porção do afloramento demarcada como núcleo.

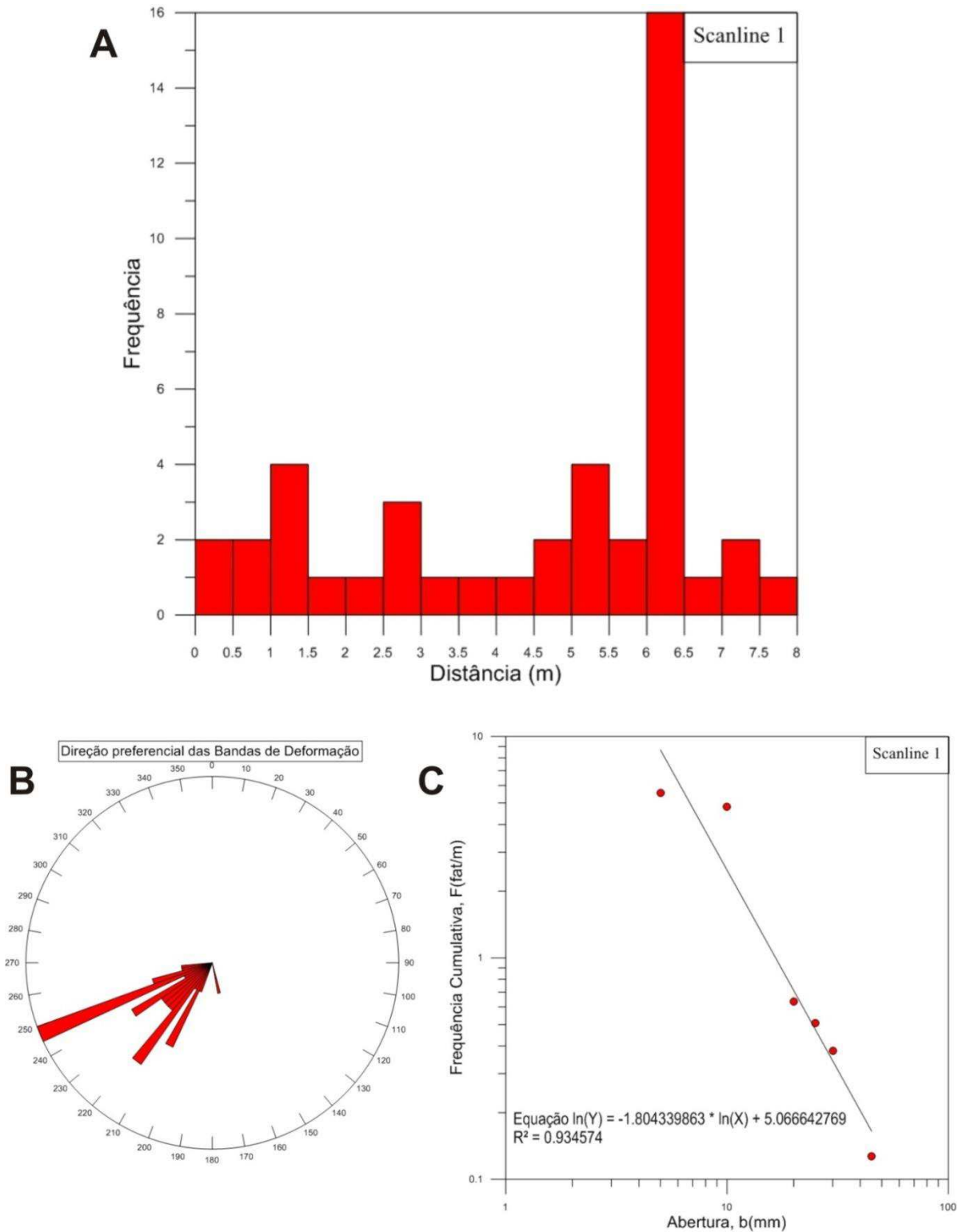


Figura 6.4: (A) Relação de Frequência versus Distância, (B) Diagrama de rosetas das Bandas de Deformação no *scanline* 1 e (C) Gráfico de frequência cumulativa de fraturas versus os valores de abertura.

A distribuição da frequência de bandas de deformação (Figura 6.5 A) no *scanline*2 (perfil 2 na figura 6.3), mostra que a concentração maior de bandas de deformação está localizado na zona de dano (Figura 6.3), onde se têm a presença de 7 bandas num espaço de

meio metro. O NP concentra em torno de 4 (quatro) bandas por meio metro, não sendo possível uma maior aquisição de medidas associado as bandas no NP devido a grande complexidade de distribuição destas estruturas nesta zona, onde as bandas irão se aglutinar devido a alta deformação envolvida, impedindo assim uma contagem adequada das bandas. Neste *scanline* foi identificada a orientação preferencial das bandas plotada (Figura 6.5 B) seguindo a direção NE-SW, ocorrendo em menor proporção N-S e E-W. A análise do gráfico de frequência cumulativa (Figura 6.5 C) permitiu observar que a abertura máxima das bandas de deformação no intervalo de 0 a 100 mm foi de 30 mm. Estas bandas de deformação, com espessura máxima de 30 mm, possuem uma densidade média de abertura de 0.2 fraturas/metro. A frequência acumulada de bandas de deformação com abertura menor que 5 mm é de 7 bandas/metro. O índice de correlação desta série é de 0.946 obtida no gráfico (Figura 6.5 C).

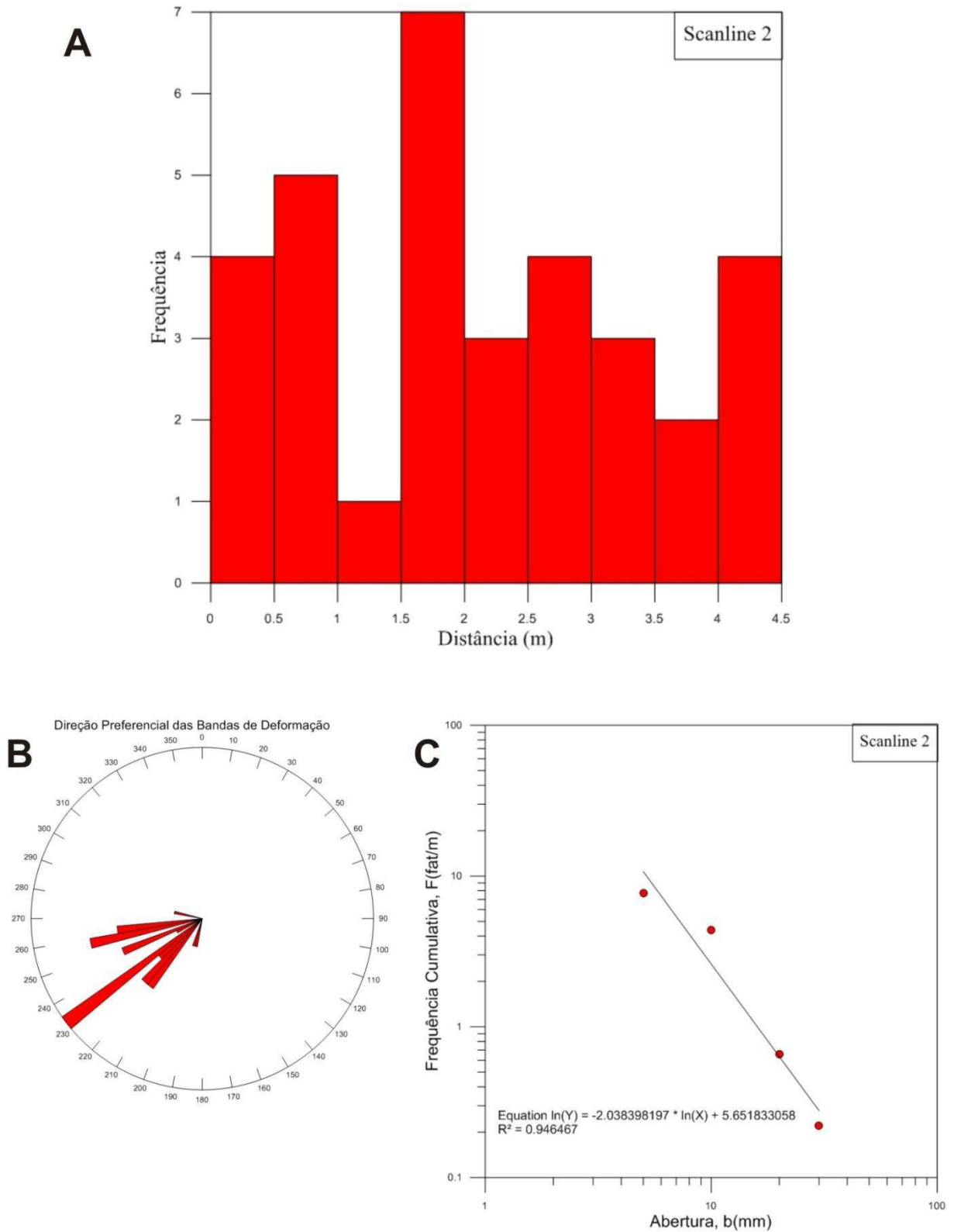


Figura 6.5: (A) Relação de Frequência versus Distância, (B) Diagrama de rosetas das bandas de deformação no scanline 2 e (C) Gráfico de frequência cumulativa de fraturas versus os valores de abertura.

A distribuição da frequência de bandas de deformação (Figura 6.6 A) no *scanline3*(perfil 3 na figura 6.3), mostra que a concentração destas estruturas, ao longo de

toda a aquisição, não apresenta heterogeneidade significativa, onde se têm a variação entre 1 (um) e 3 (três) bandas, num espaço de meio metro, em todo o *scanline*. O NP concentra em torno de 2 (duas) bandas por meio metro, não sendo possível uma maior aquisição de medidas de bandas no NP, devido a grande complexidade de distribuição destas estruturas, por se apresentar no NP. A direção preferencial das estruturas plotadas (Figura 6.6 B) é NE-SW, ocorrendo em menor proporção E-W. Na análise do gráfico de frequência cumulativa não foi possível obter uma correlação clara devido as espessuras das bandas de deformação terem valores quase que igualmente distribuídos ao longo do *scanline*3.

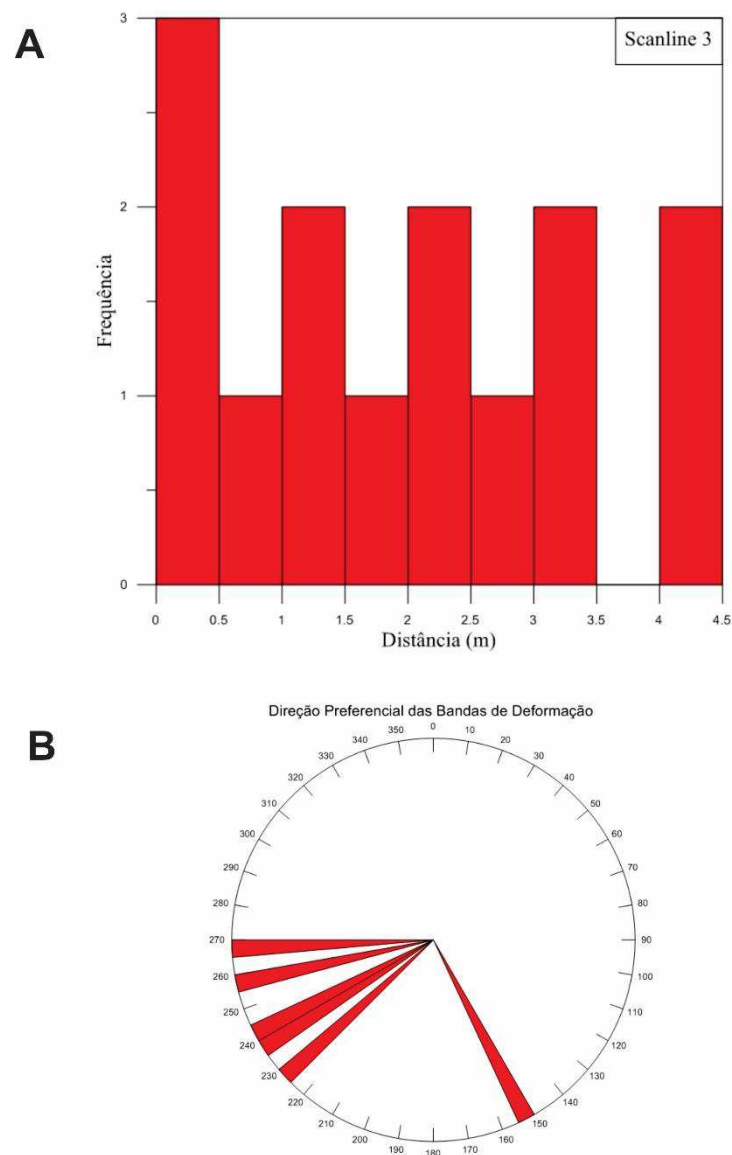


Figura 6.6: (A) Relação de Frequência versus Distância. (B) Diagrama de rosetas das bandas de deformação no *scanline*3.

6.2.GEOMECÂNICA

A análise da resistência à compressão uniaxial (σ_c) foi realizada a partir de três aquisições coincidentes com o local dos *scanlines* (Figura 6.7). Estas análises dos perfis geomecânicos foram descritas separadamente abaixo, devido a observância de um alto número de fatores que influenciam nas discussões, como por exemplo, as fácies sedimentares, espessura de bandas de deformação, proximidade do núcleo principal entre outras.

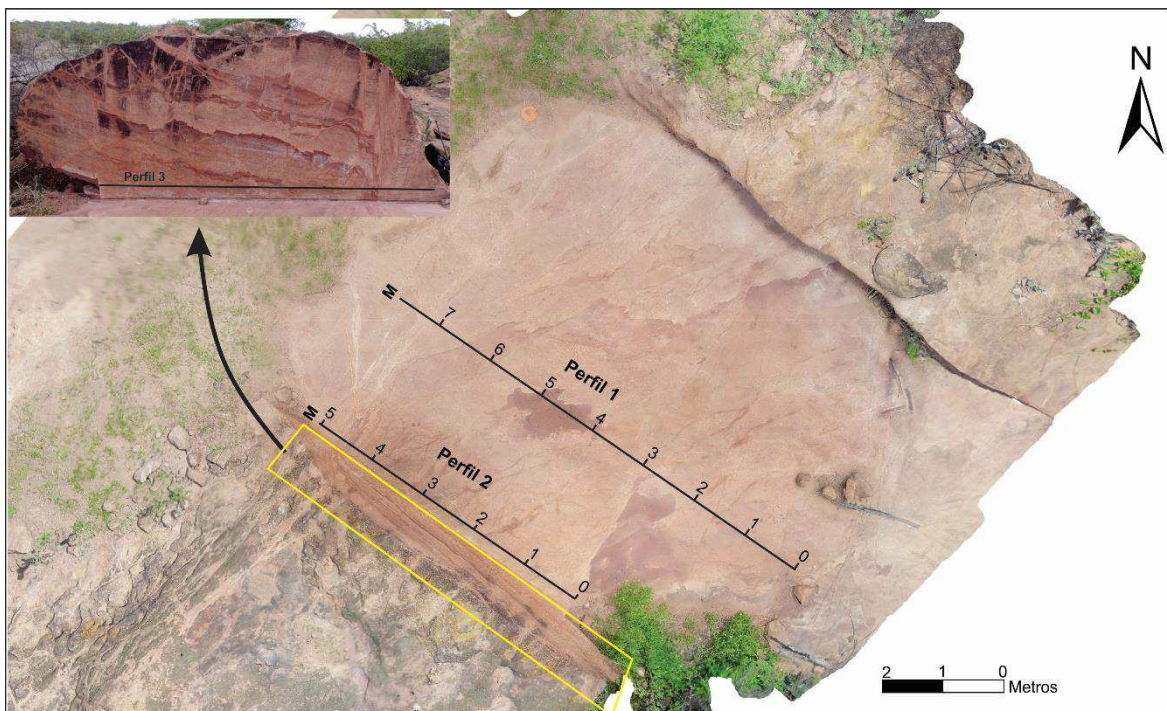


Figura 6.7: Localização dos perfis geomecânicos realizados na área de estudo

Para os perfis geomecânicos foram realizadas medidas em diferentes sítios ao longo da zona de falha, com medidas em pontos sem bandas de deformação (Figura 6.8 A) e com bandas de deformação (Figura 6.8 B). Observa-se na Figura 6.8 A que a resistência à compressão uniaxial na fácies conglomerática é maior que a resistência na fácies arenítica de matriz argilosa, ambas não apresentando bandas de deformação. Na Figura 6.8 A, porção de 0 a 2 metros, se tem a fácies conglomerática, sem bandas de deformação, apresentando uma resistência média de 65Mpa. Quando esta mesma fácies é comparada com a zona contendo bandas de deformação, esta mesma fácies apresenta uma resistência média de 51 MPa, possuindo valor menor quando comparado com a zona sem bandas de deformação. No intervalo de 4 a 5 metros (Figura 6.8 A), observa-se que a resistência da zona sem bandas de deformação é menor na fácies arenítica de matriz argilosa, que na fácies de transição, entre a

fácies arenítica e conglomerática. Para este mesmo intervalo na Figura 6.8 B, observa-se que as bandas de deformação são menos resistentes quando estas são formadas na fácies arenítica de matriz argilosa. Outro dado observado foi que a zona com bandas de deformação (Figura 6.8 B), presentes no intervalo entre 0 a 1,5 metros possui bandas do tipo filossilicáticas, com espessura menor que as bandas do mesmo tipo presente no intervalo de 1,5 a 3 metros. Assim sendo, as espessuras de bandas de deformação influenciam diretamente os valores de resistência da zona, de forma que quanto maior as espessuras, menores são os valores de resistência à compressão uniaxial, mensurados dentro desta zona.

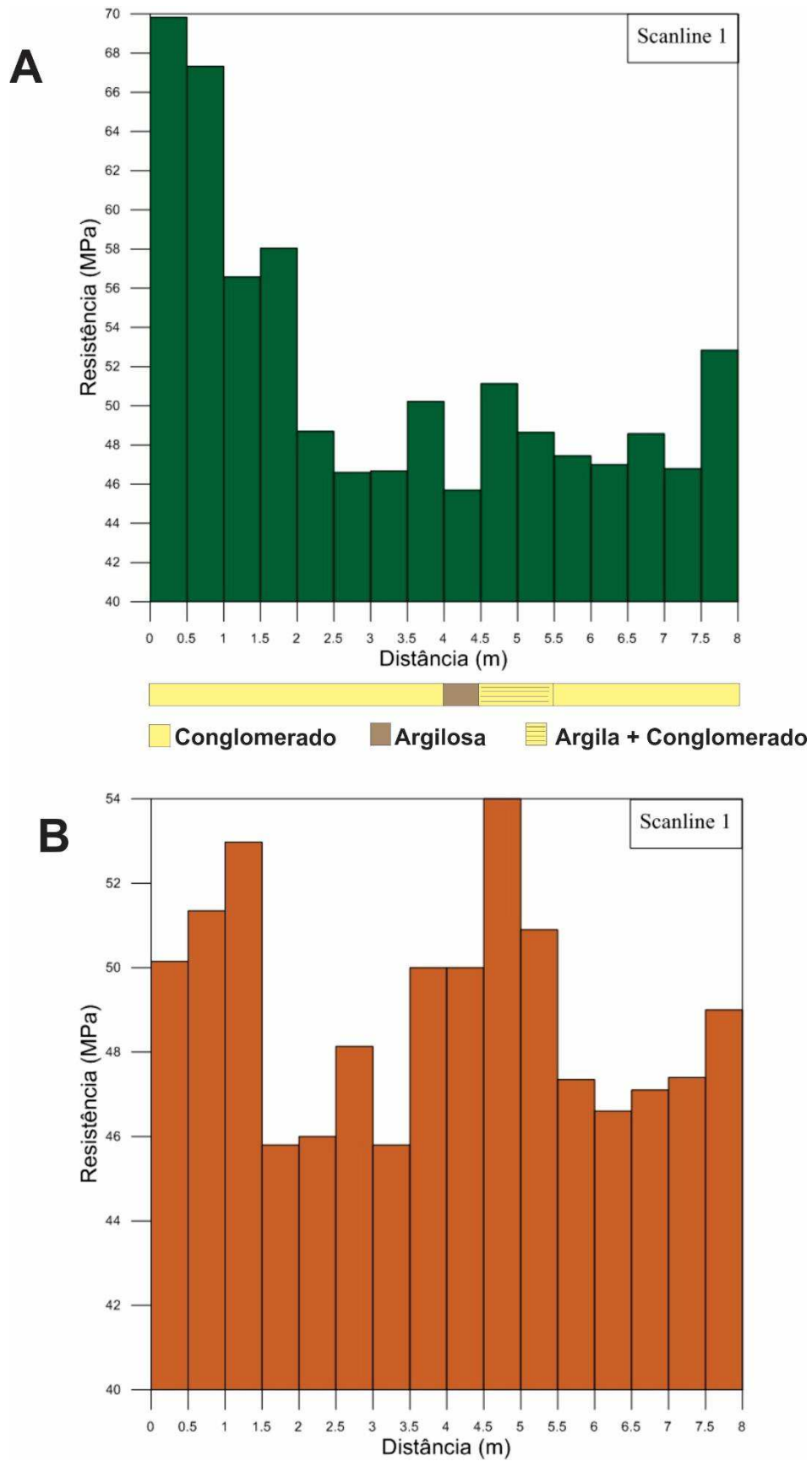


Figura 6.8: (A) Distância versus Resistência da zona sem bandas de deformação; (B) Distância versus Resistência da zona com bandas de deformação.

Através do segundo perfil geomecânico, realizado na área de estudo (perfil 2 na figura 6.7), foi possível obter valores de resistência nas zonas sem bandas de deformação (Figura 6.8A) e com banda de deformação (Figura 6.9 B), onde neste está presente em toda sua extensão a fácies conglomerática. Na figura 6.9 A, observa-se que há um aumento gradativo da resistência à compressão uniaxial com a proximidade do núcleo principal. Valores médios observados na zona de dano, compreendida no intervalo de 0 a 4 metros, são da ordem entre 55 a 60 Mpa (Figura 6.9 A). A partir de 4 metros, início do núcleo principal (Figura 6.9 A), os valores médios observados são de 80 a 110 Mpa. Esses altos valores observados no núcleo pode estar relacionado a elevada taxa de deformação no mesmo. Na Figura 6.9 B, observa-se que as espessuras das bandas de deformação influenciam nos valores da resistência a compressão uniaxial, sendo observado nos intervalos 0,5 a 1 metros e 2 a 2,5 metros, as bandas apresentam espessuras menores quando comparado a outros intervalos. Assim, para zonas com bandas pouco espessas, menor que 2 cm, os valores obtidos com o martelo sofrem influência do tipo de fácies ao qual a mesma está inserida, neste caso a fácies conglomerática. Contudo, quando as bandas são mais espessas, os valores do martelo sofrem pouca influência da fácies ao qual a mesma está inserida, onde o que vai modificar os valores de resistência é o tipo de banda de deformação. Sendo assim, tanto a fácies presente no perfil, como as espessuras de bandas de deformação influenciam nos valores de resistência. A partir do intervalo de 4 metros inicia-se o núcleo da deformação. Neste só foi possível realizar medidas até 4.5 metros, pois ficou impossível de individualizar as bandas dentro do núcleo da deformação (Figura 6.10).

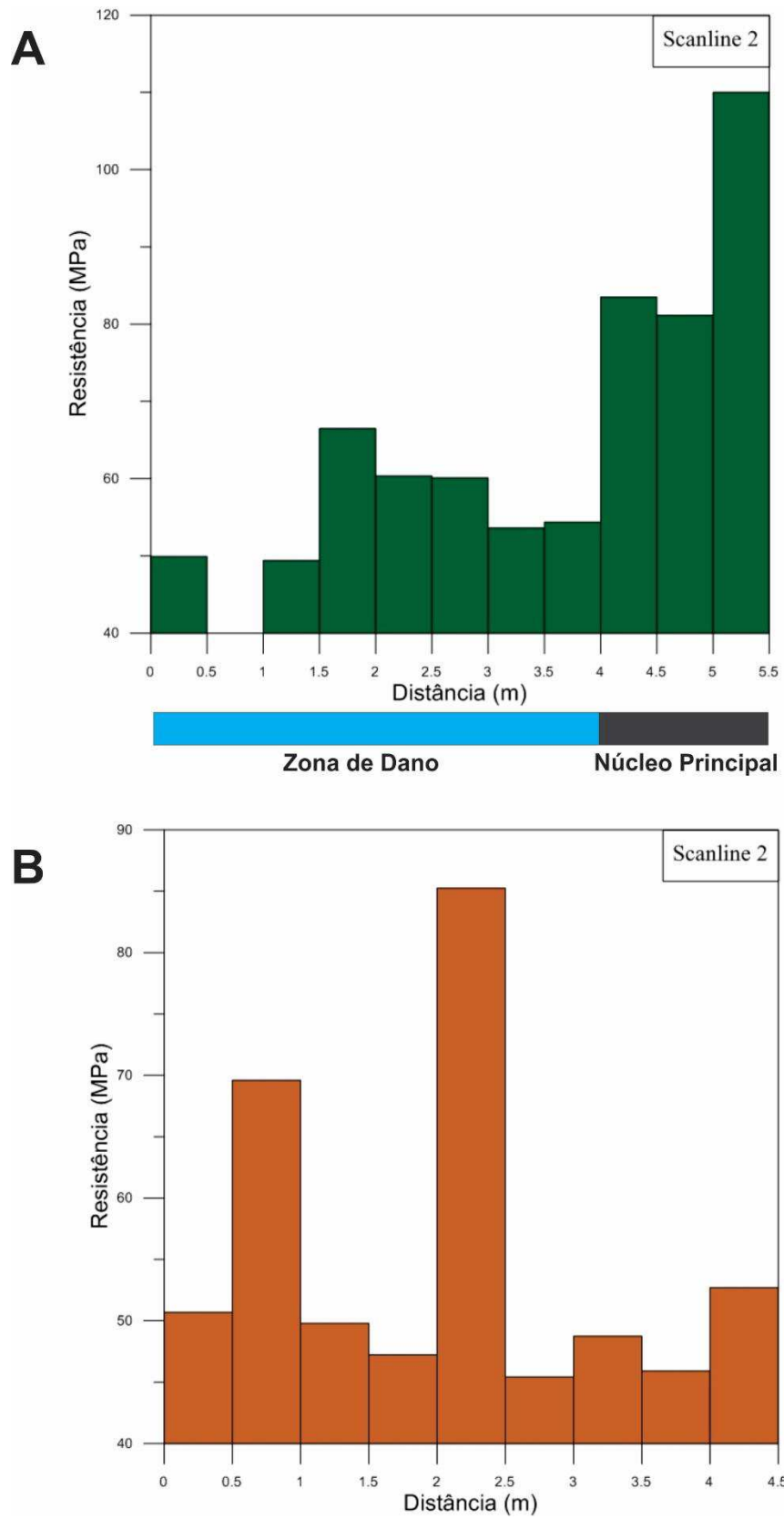


Figura 6.9: (A) Distância versus Resistência da sem bandas de deformação; (B) Distância versus Resistência da zona com bandas de deformação.

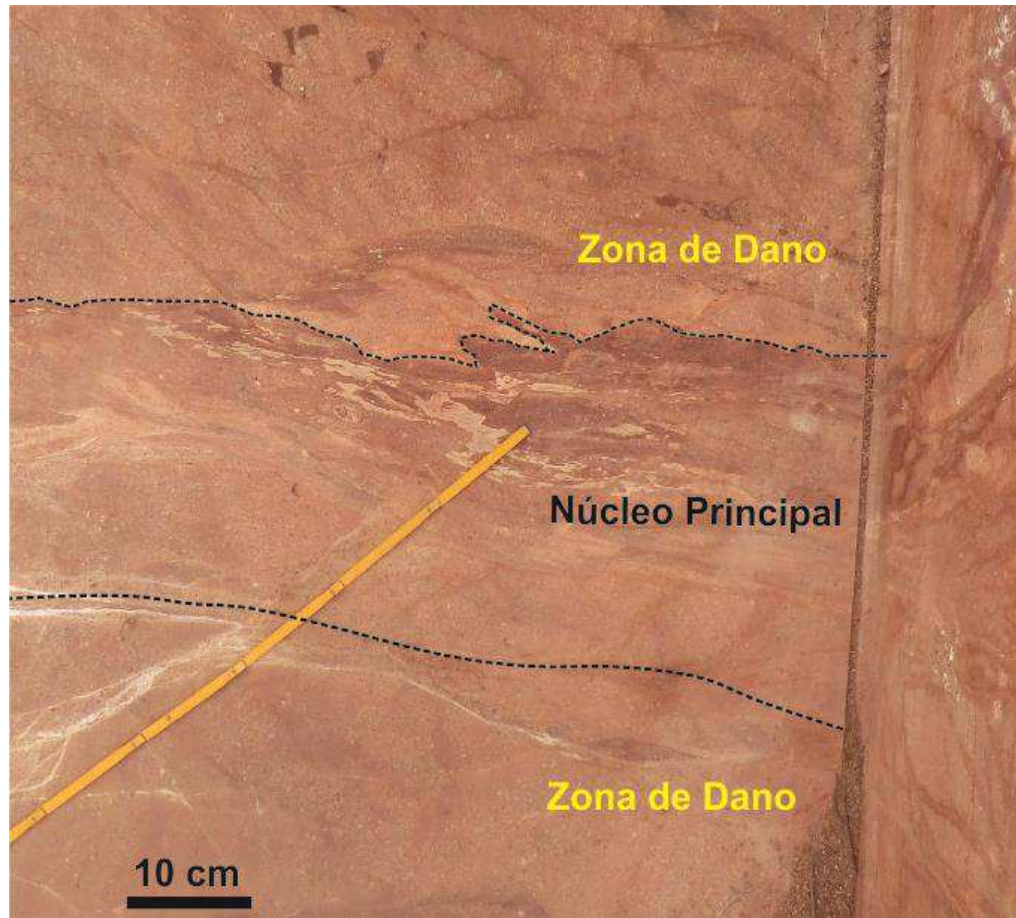


Figura 6.10: Detalhe do núcleo de deformação, identificando as diferentes intensidades de deformação presentes nesta zona e a localização da zona de dano e núcleo principal.

A partir do perfil geomecânico3(perfil 3 na figura 6.7) foi possível obter valores de resistência nas zonas sem bandas de deformação (Figura 6.11 A) e com banda de deformação (Figura 6.12 B), onde neste está presente em toda sua extensão a fácies conglomerática. Na figura 6.11 A, observa-se que há um aumento gradativo da resistência a compressão uniaxial com a proximidade do núcleo principal. Valores médios observados na zona de dano são da ordem entre 100 a 110 Mpa. Estes mesmos valores tem um crescimento representativo, com intervalos variando entre 130 a 140 Mpa no núcleo principal. Essa variação de valores no núcleo pode estar relacionada à mesma explicação discutida na Figura 6.9 A, onde a elevada taxa de deformação presente no núcleo principal acarreta altos valores de resistência. Na figura 6.10 B, é observado que as espessuras das bandas de deformação são uniformes, apresentando pouca variação em sua distribuição ao longo do perfil geomecânico. Assim sendo, observa-se um controle das espessuras das zonas com bandas de deformação influenciando nos valores de resistência à compressão uniaxial, onde o valor médio de resistência ao longo do perfil fica em torno de 120 Mpa. Neste perfil só foi possível realizar

medidas até 4.5 metros, onde a partir deste valor, ficou impossível de individualizar as bandas dentro do núcleo da deformação.

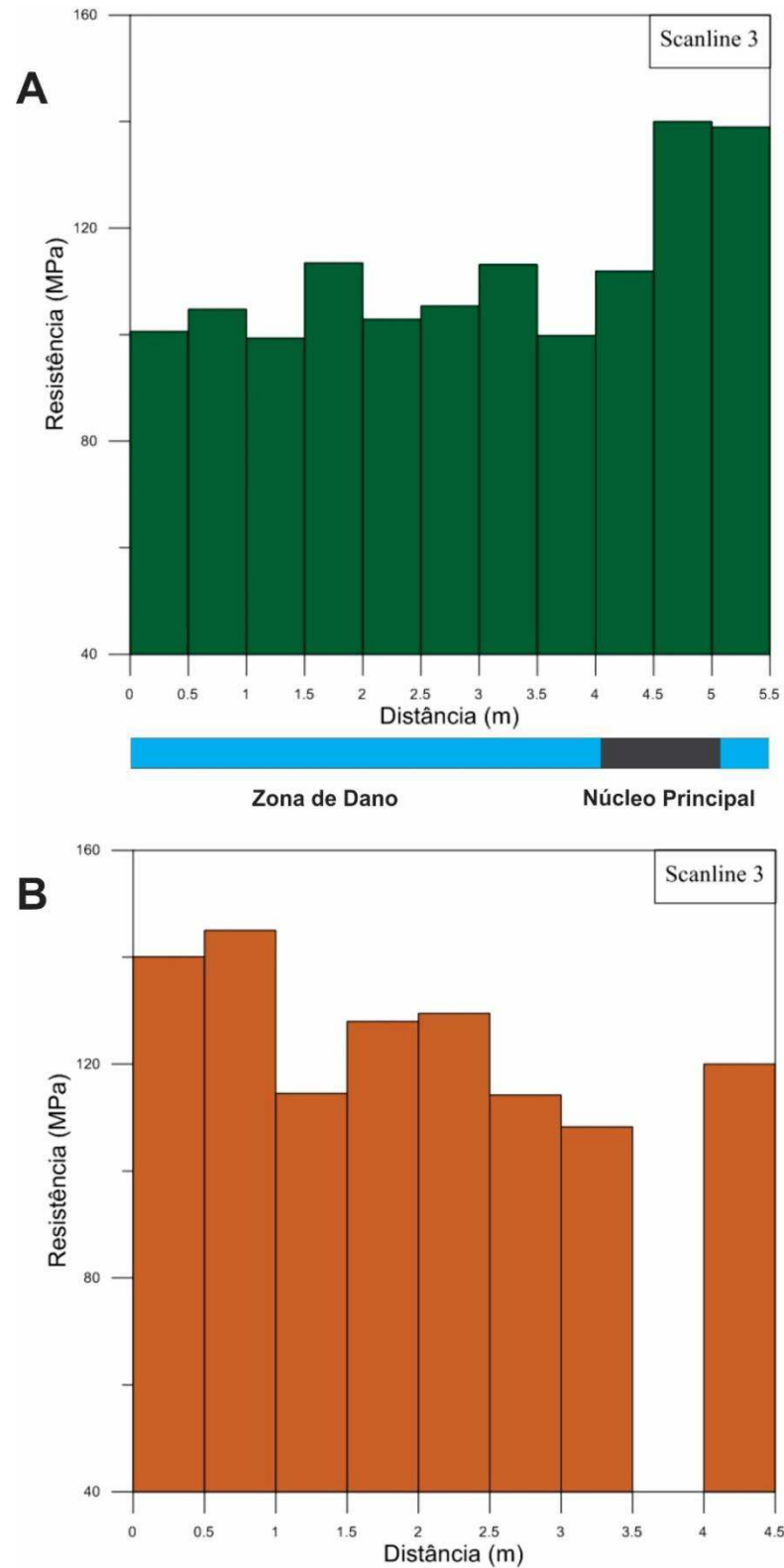


Figura 6.11:(A) Distância versus Resistência da zona não deformada; (B) Distância versus Resistência da zona deformada.

6.3.PETROFÍSICA

A caracterização petrofísica foi obtida a partir da coleta sistemática de 62 amostras para realização dos ensaios em laboratório. Contudo, o ensaio de velocidade de propagação de onda não foi realizado apenas em parte do conjunto de amostras, devido a algumas limitações de dimensões mínimas para realização do ensaio, sendo realizado em 31 amostras. A Figura 6.12 apresenta os valores de densidade de grãos dos grupos de amostras analisadas, amostras estas que estão subdividas por orientação como visto na legenda. A partir do gráfico observa-se que, para a maior parte delas, a densidade de grãos está entre 2.55 a 2.65 g/cm³, compondo assim um grupo de amostras de composição predominantemente quartzosa. Um grupo de 4 amostras apresentam valores maiores que 2.65 g/cm³, podendo estas amostras conter cimentação carbonática, elevando o valor de densidade destas amostras. Devido a um alto valor de densidade de grão observado em uma amostra do grupo NS, esta foi enviada para a confecção de lâmina.

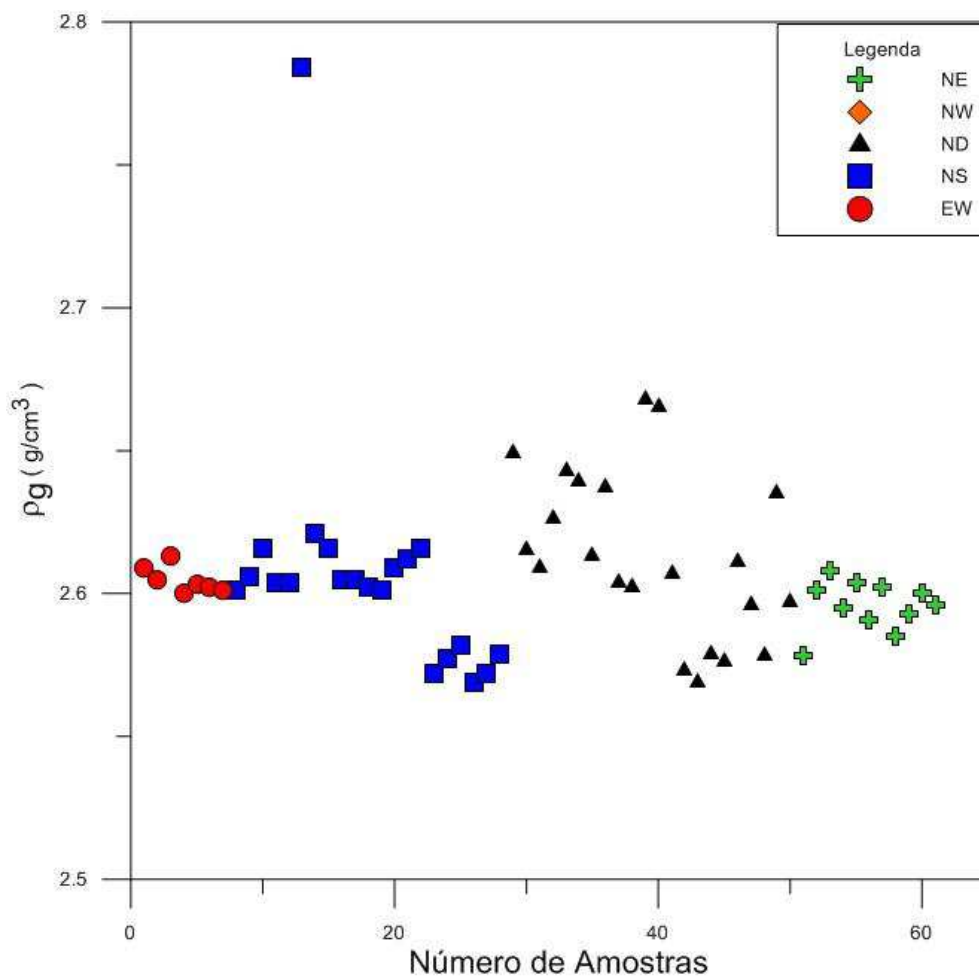


Figura 6.12: Densidade de grãos das amostras da Bacia Rio do Peixe, agrupadas por orientação

A análise da lâmina (Figura 6.13) permitiu identificar a presença de cimentação carbonática, promovendo assim o aumento da densidade de grãos observada a partir das medições realizadas em laboratório e confirmadas através da análise das lâminas.

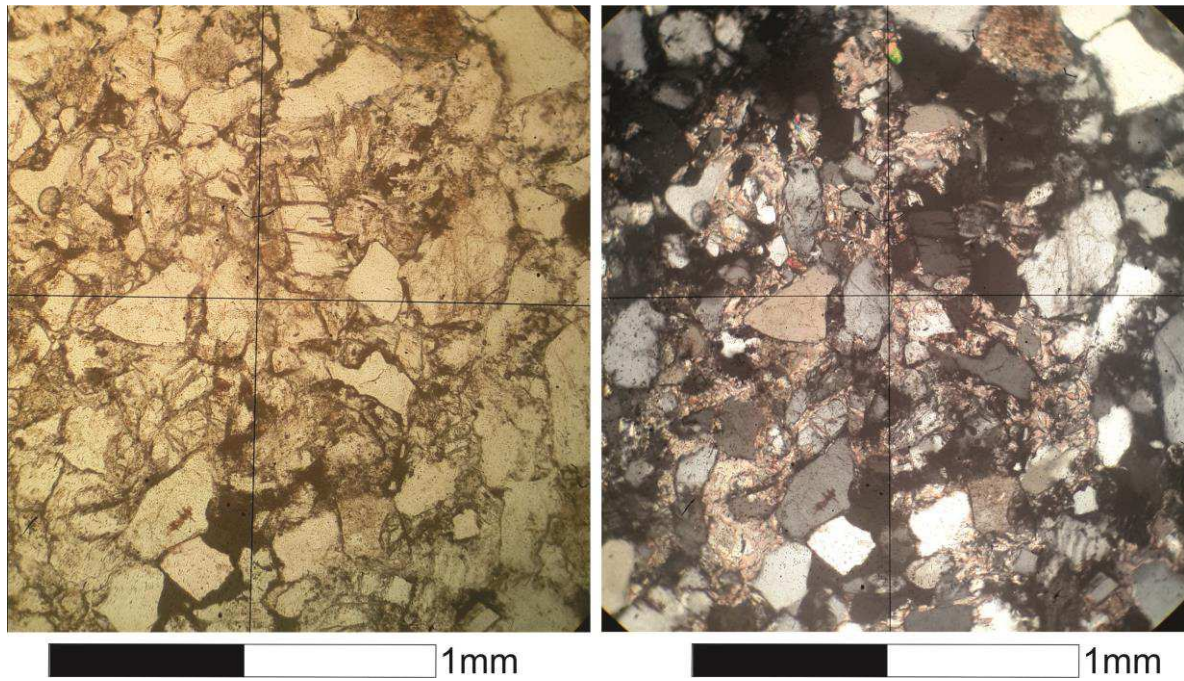


Figura 6.13: Presença de cimentação carbonática promovendo o aumento da densidade de grãos da amostra analisada.

A relação de densidade de grãos versus V_p não é linear (Figura 6.14). Neste gráfico é possível interpretar que o grupo de amostras não deformadas por bandas de deformação (ND), segue um padrão de velocidade variando entre 3000 e 3200 m/s, onde observa-se que o valor máximo e mínimo de densidade de grãos esta associado, respectivamente, aos maiores e menores valores de V_p . O sistema NE varia sua velocidade entre 4400 e 4800 m/s, com uma variação de densidade de grãos entre 2.5 e 2.7 g/cm³. As amostras do grupo E-W apresentam valores de densidade de grãos igual a 2.6 g/cm³, e uma variação de velocidade entre 3800 e 4400 m/s. As amostras N-S apresentam valores de densidade de grãos igual a 2.57 g/cm³ e uma variação de velocidade entre 4000 e 4700 m/s.

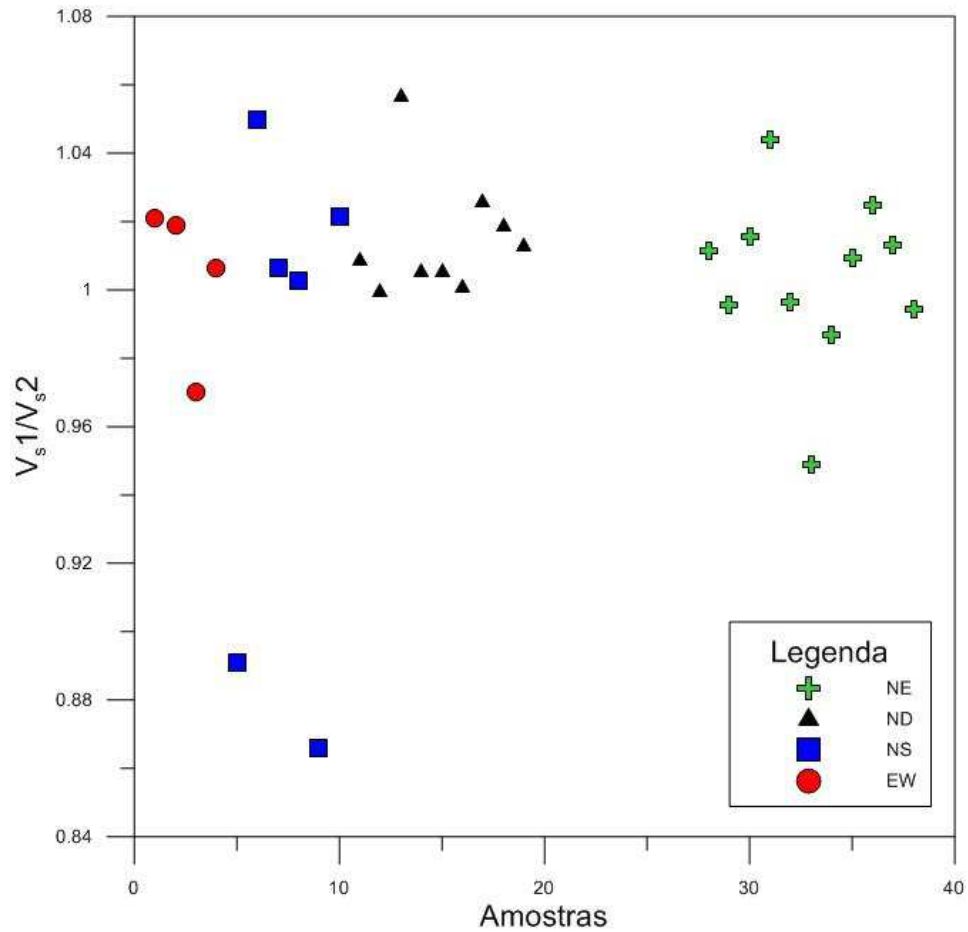


Figura 6.15: Relação de V_{s1}/V_{s2} indicando o grau de anisotropia das rochas na área de estudo.

A relação de porosidade versus densidade total segue sempre uma tendência clara (Figura 6.16). Através do gráfico podemos observar que quanto maior a porosidade da amostra, menor é o valor de densidade total da mesma. Isto pode ser explicado pelo fato dos poros contidos nas amostras estarem ocupados por ar, que apresenta uma densidade bem menor que a densidade da matriz rochosa, sendo assim, quanto maior a presença de poros, maior será a influência da densidade do ar na densidade total da amostra.

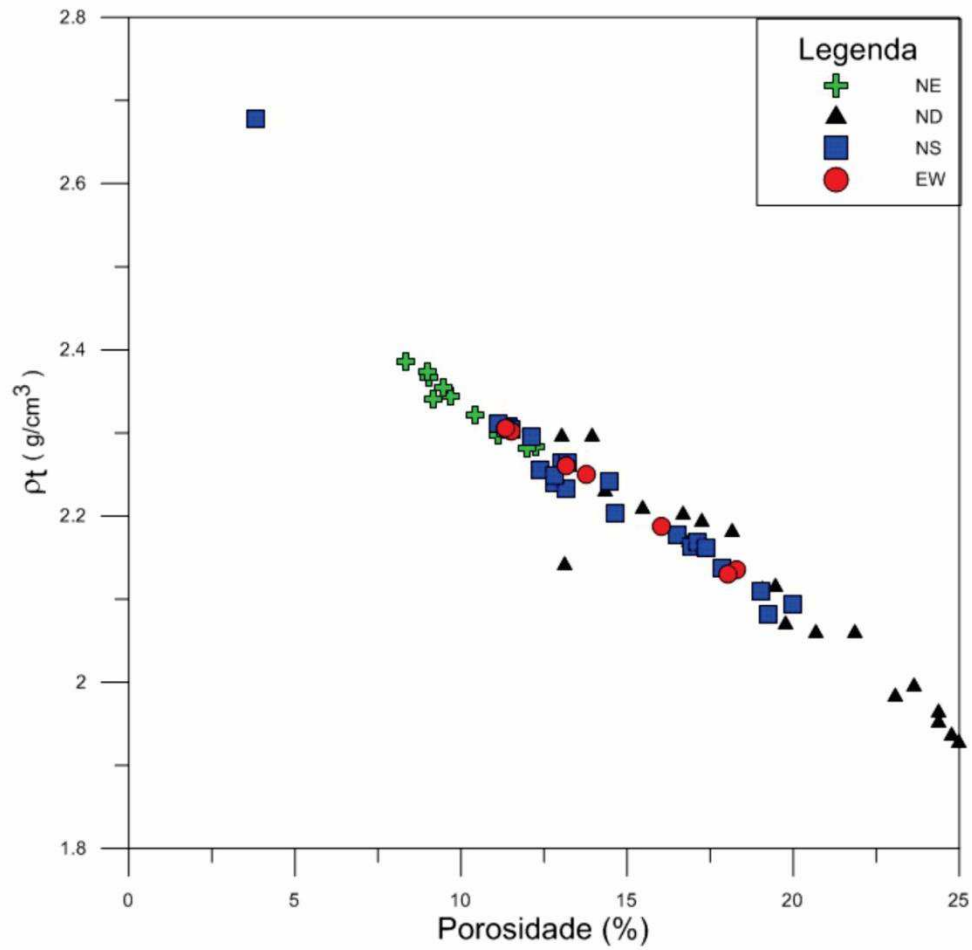


Figura 6.16: Relação entre porosidade versus densidade total

No geral, quanto menor a porosidade, mais compacta a rocha maior o seu valor de V_p (Figura 6.17). Dentro do mesmo grupo, têm-se uma variação de porosidade relacionada ao grau de compactação da rocha. Entretanto, observa-se que o grupo de amostras NS não segue esta tendência onde, a diminuição dos valores de porosidade acarreta em menores valores de V_p , diferindo assim do comportamento dos outros grupos.

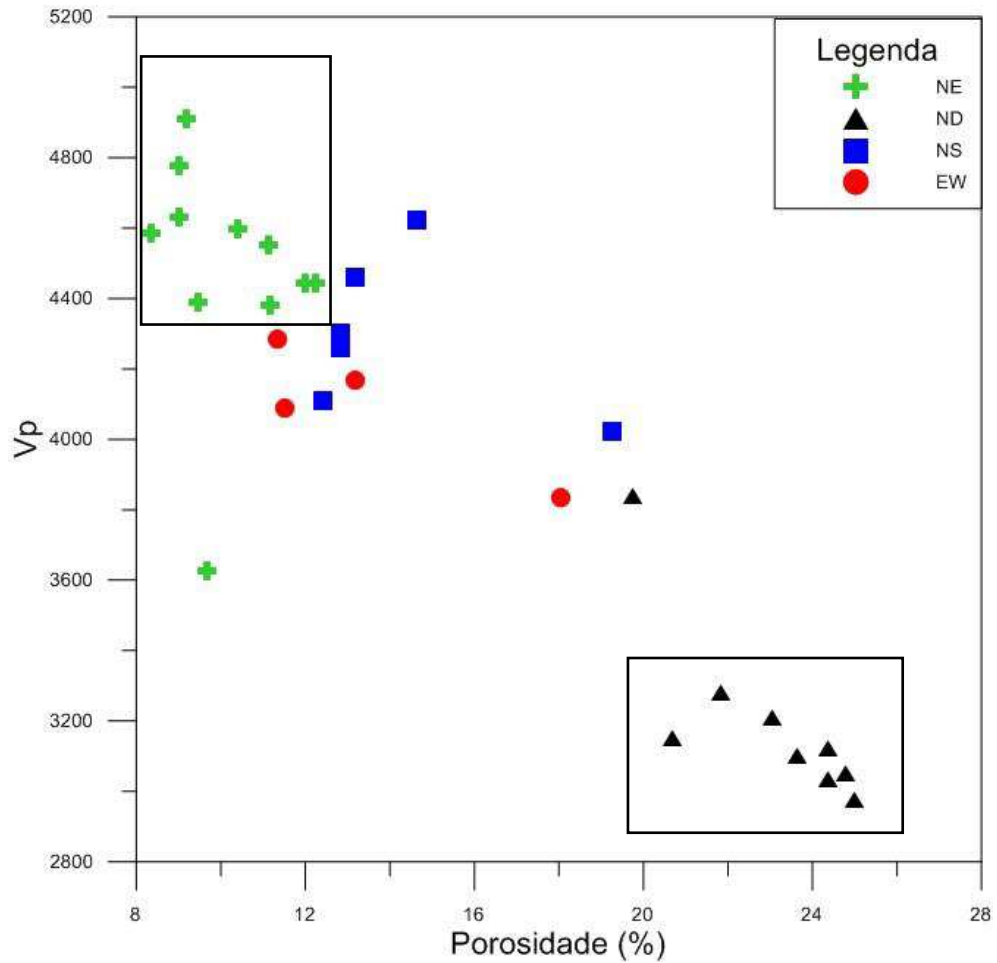


Figura 6.17: Relação de porosidade versus VP, explicitando os agrupamentos de amostras na direção NE e amostras Não Deformadas.

Os gráficos de porosidade versus V_{S1} (Figura 6.18) e porosidade versus V_{S2} (Figura 6.19) comportam-se quase que da mesma forma, respectivamente. Novamente observamos que quanto maior os valores de porosidade, menores são os valores de propagação das ondas. A dispersão observada para alguns valores se dá devido a anisotropia transversal nas direções de propagação das ondas.

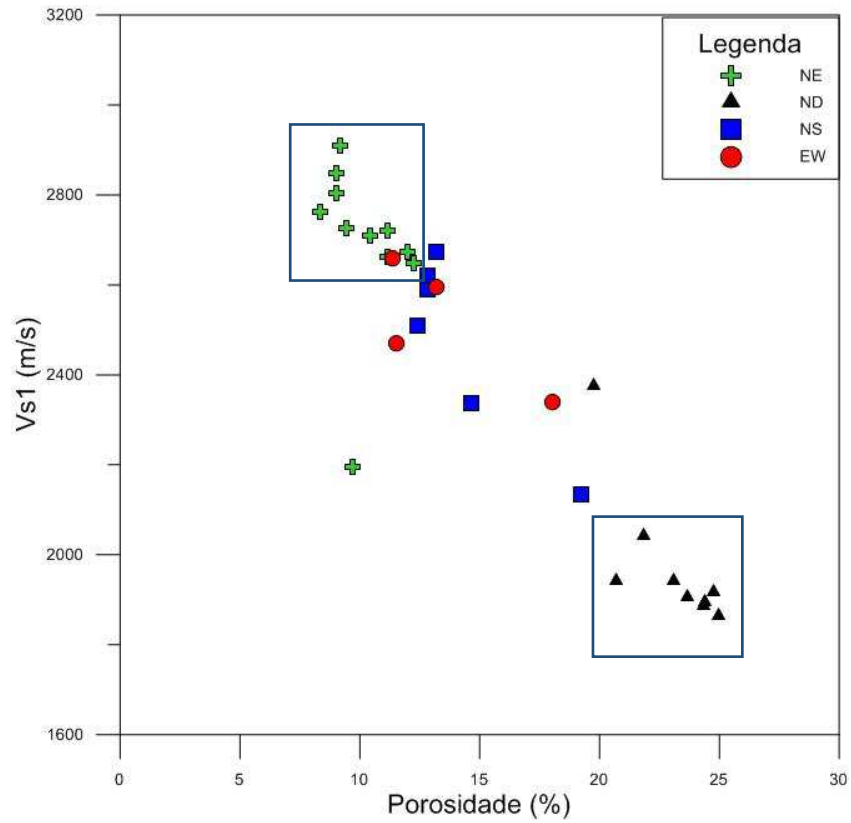


Figura 6.18: Relação entre porosidade versus Vs1, explicitando os agrupamentos das amostras.

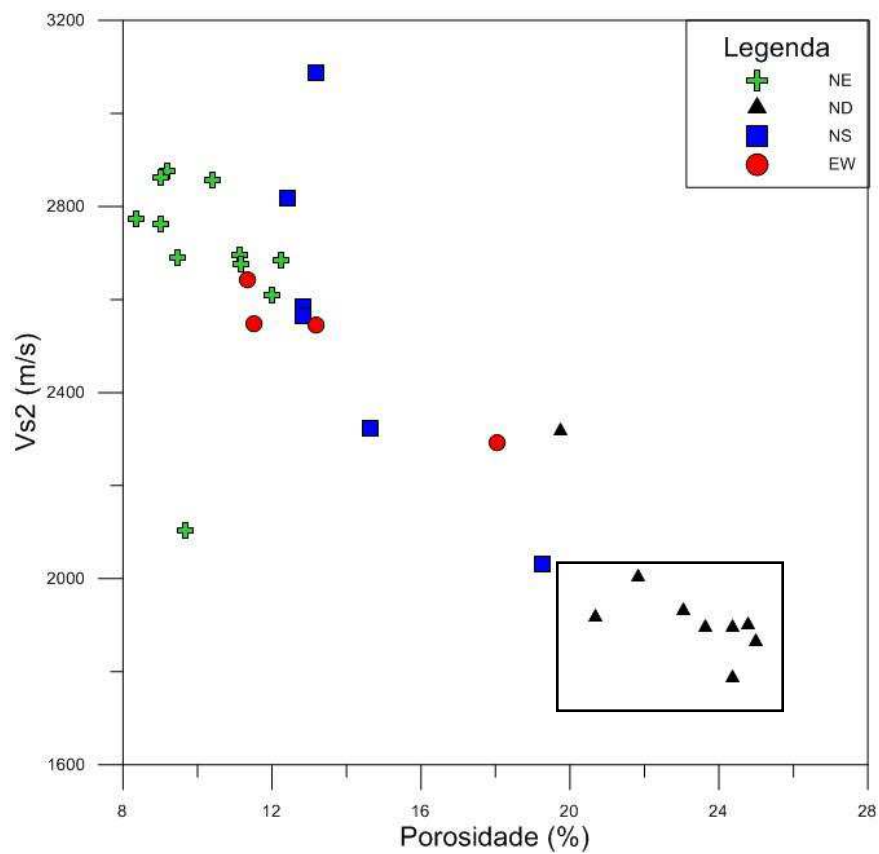


Figura 6.19: Relação entre porosidade versus Vs2.

Neste trabalho, a confecção do gráfico de porosidade versus permeabilidade foi realizado com parte do acervo de dados, num total de 27 amostras, pois nem todas as amostras foram possíveis medir permeabilidade. Neste gráfico (Figura 6.20) observa-se que os grupos de amostras ND e EW apresentam aumento de porosidade relacionado ao aumento de permeabilidade. O sistema NE mantém uma porosidade quase constante, contudo tendo aumentos significativos nos valores de permeabilidade, onde a deformação tanto atuou interligando os poros, acarretando no aumento da permeabilidade, como diminuindo a mesma. Já o sistema NS apresenta correção inversa onde, o decréscimo da porosidade acarreta aumento nos valores de permeabilidade.

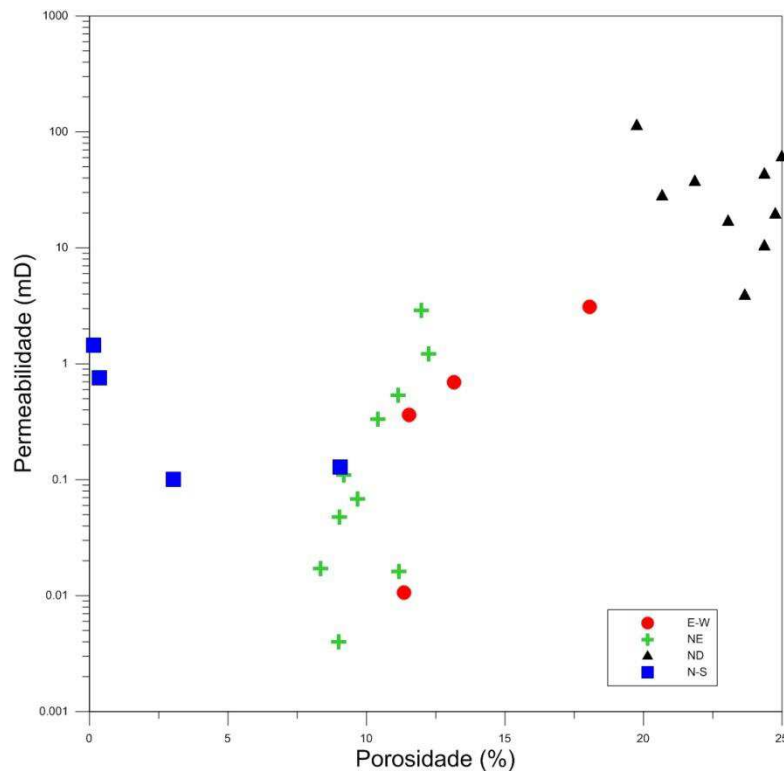


Figura 6.20: Relação entre porosidade versus permeabilidade

A análise petrofísica das amostras de arenitos, com e sem bandas de deformação, coletadas no afloramento, indicam que as rochas deformadas da Formação Antenor Navarro apresentam valores de permeabilidade e porosidade inferiores aos da matriz sem deformação (Figura 6.21). A diminuição da porosidade e permeabilidade está associada provavelmente à cataclase, quando se trata de bandas do tipo cataclástica que é responsável pela quebra e cominuição dos grãos, interferindo assim nos valores medidos das propriedades. Quando se trata de bandas filossilicáticas, a argila é a provável responsável pela redução na magnitude das propriedades petrofísicas na rocha.

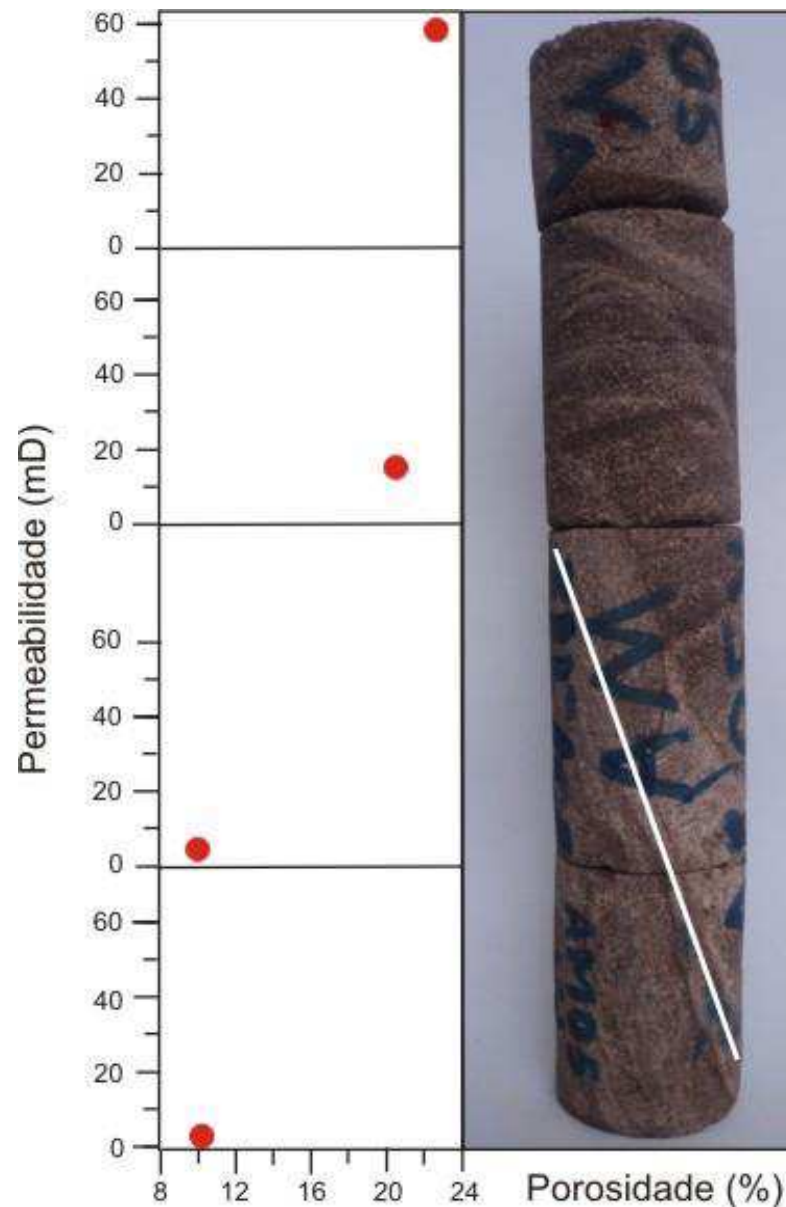


Figura 6.21: Redução da porosidade e permeabilidade na zona deformada na fácies arenítica observada em escala de plugue.

A análise integrada dos dados permitiu a geração do modelo geológico para área de estudo, localizado em uma porção do afloramento de Melancias. Neste é possível observar a disposição das falhas em um modelo tridimensional, podendo visualizar a disposição do caimento destas estruturas, bem como a distribuição espacial de todos os planos de falhas gerados para o modelo proposto. Observa-se que algumas bandas de deformação se interceptam, onde uma interrompe a continuação da outra e isto é importante quando se analisa em escala de reservatório, visto que estas interseções podem ser favoráveis ao acúmulo de fluidos no reservatório, servindo assim como uma armadilha estrutural.

6.4. MODELAGEM E SIMULAÇÃO

A seguir serão discutidos os principais aspectos iniciais observados em cada um dos casos simulados nesta dissertação.

➤ CASO 1 (Tabela 4 – Falha NE-SW)

A partir da análise realizada nas zonas de inflexão nos planos de falhas, foi possível observar que as velocidades reais com que os fluidos escoam no momento em que tocam a superfície da falha são maiores, para ambos os fluidos, nas regiões em que o plano de falha sofre inflexão. Como podem ser observados na Figura 6.22 A, para a velocidade do óleo, e Figura 6.22 B, para velocidade da água, estas zonas de inflexão são bem marcadas ao longo de todo o plano da falha, zonas estas que são identificadas nos planos de falhas como regiões côncavas ou convexas, indicando que os fluidos nessas regiões apresentam variações de velocidades, quando comparados com as regiões vizinhas, indicando um aumento nos valores.

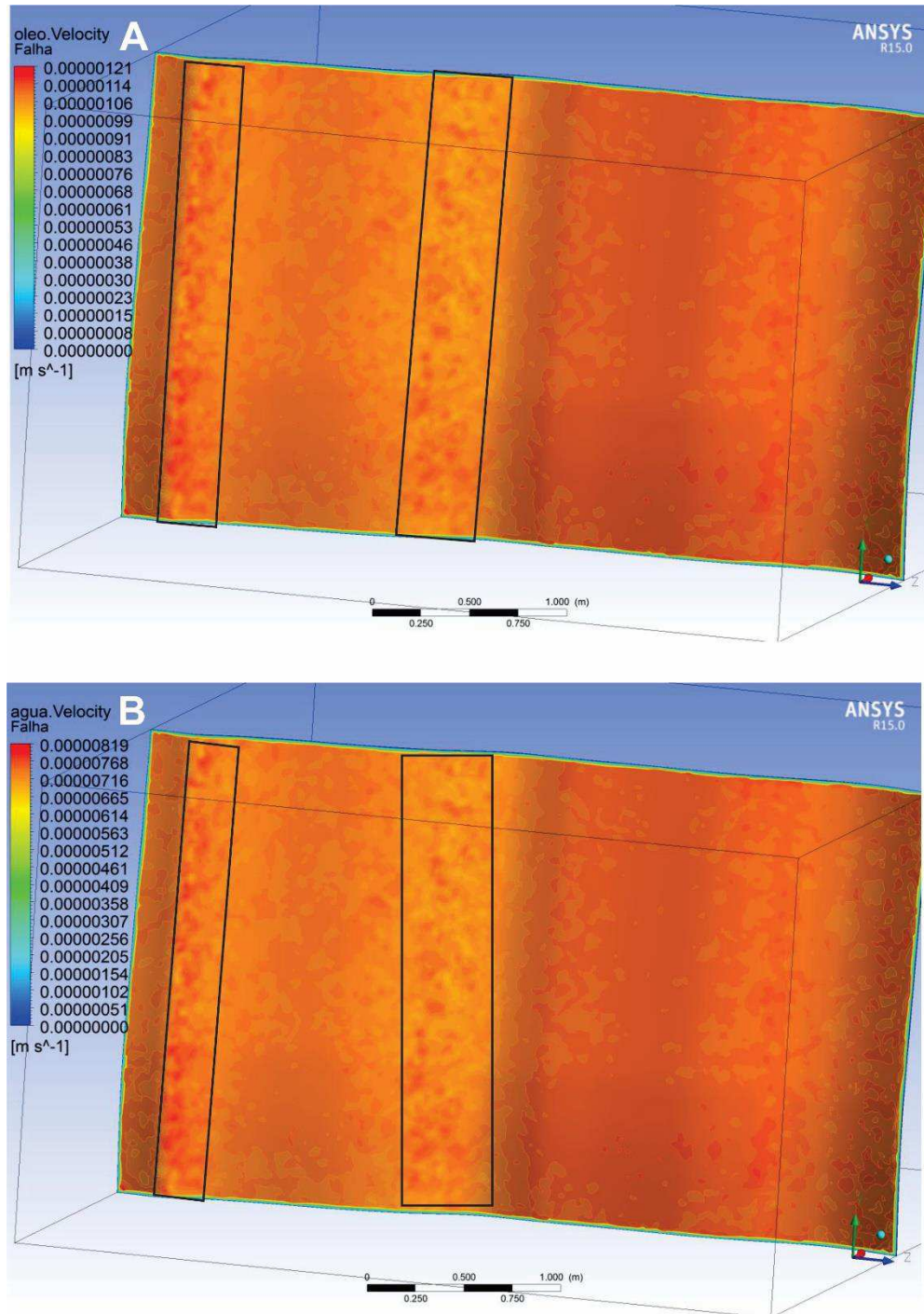


Figura 6.22: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha

A distribuição da fração volumétrica de óleo e água no plano de falha (Figura 6.23 A e B) e (Figura 6.24 A e B) respectivamente, indica que as maiores concentrações de óleo (Figura 6.23 A e B) coincidem com as localidades de maiores velocidades observadas na Figura 6.22, bem como as maiores saturações de água ocorrendo ao longo do plano de falha (Figura 6.24 A e B). Isto indica que em escoamentos bifásicos de água-óleo, estes tendem a se concentrar em regiões convexas, conforme pode ser observado na Figura 6.23 B e Figura

6.24B, onde observa-se as maiores concentrações de cada uma das fases. A partir de cálculos realizados foi possível observar que a falha retêm 0.1489% do óleo que atravessa essa região convexa e a água fica retida 1.148%.

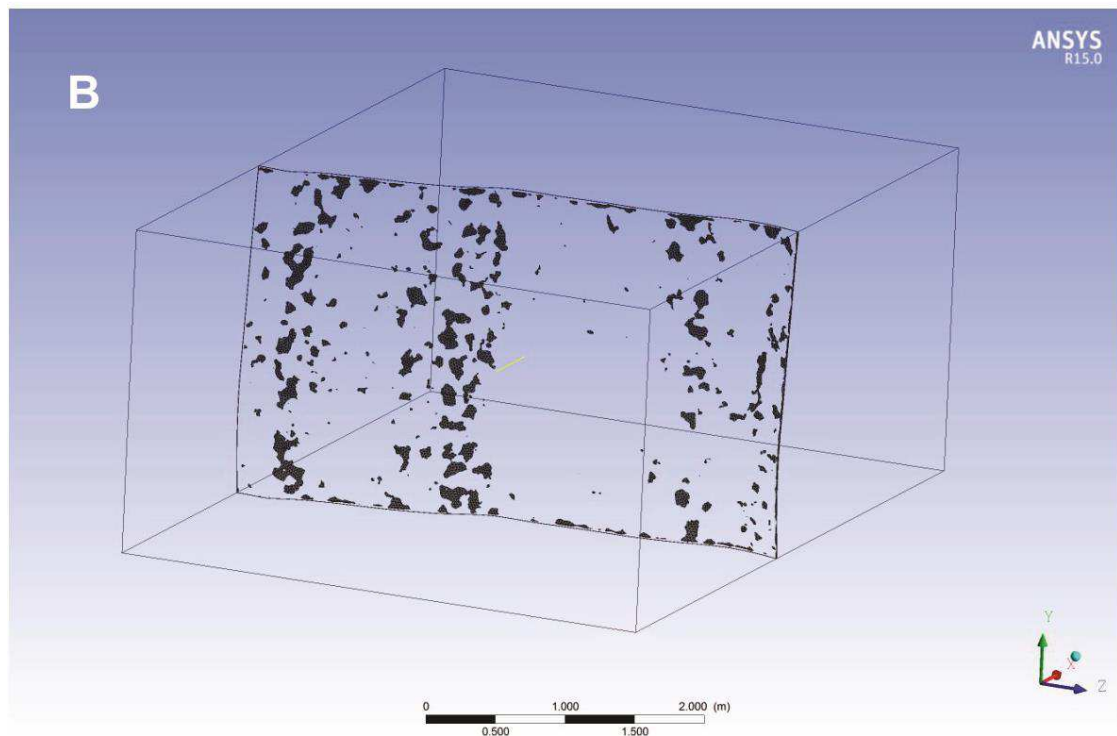
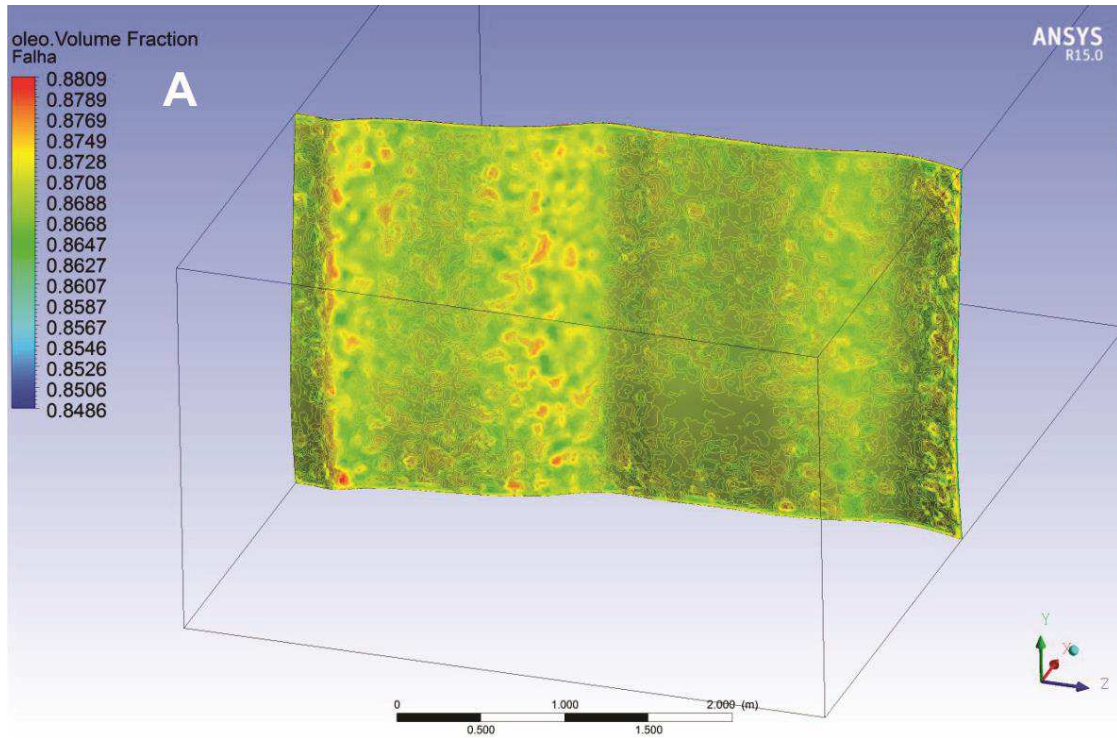


Figura 6.23: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha, (B) Regiões destacadas onde se apresenta as maiores concentrações de óleo.

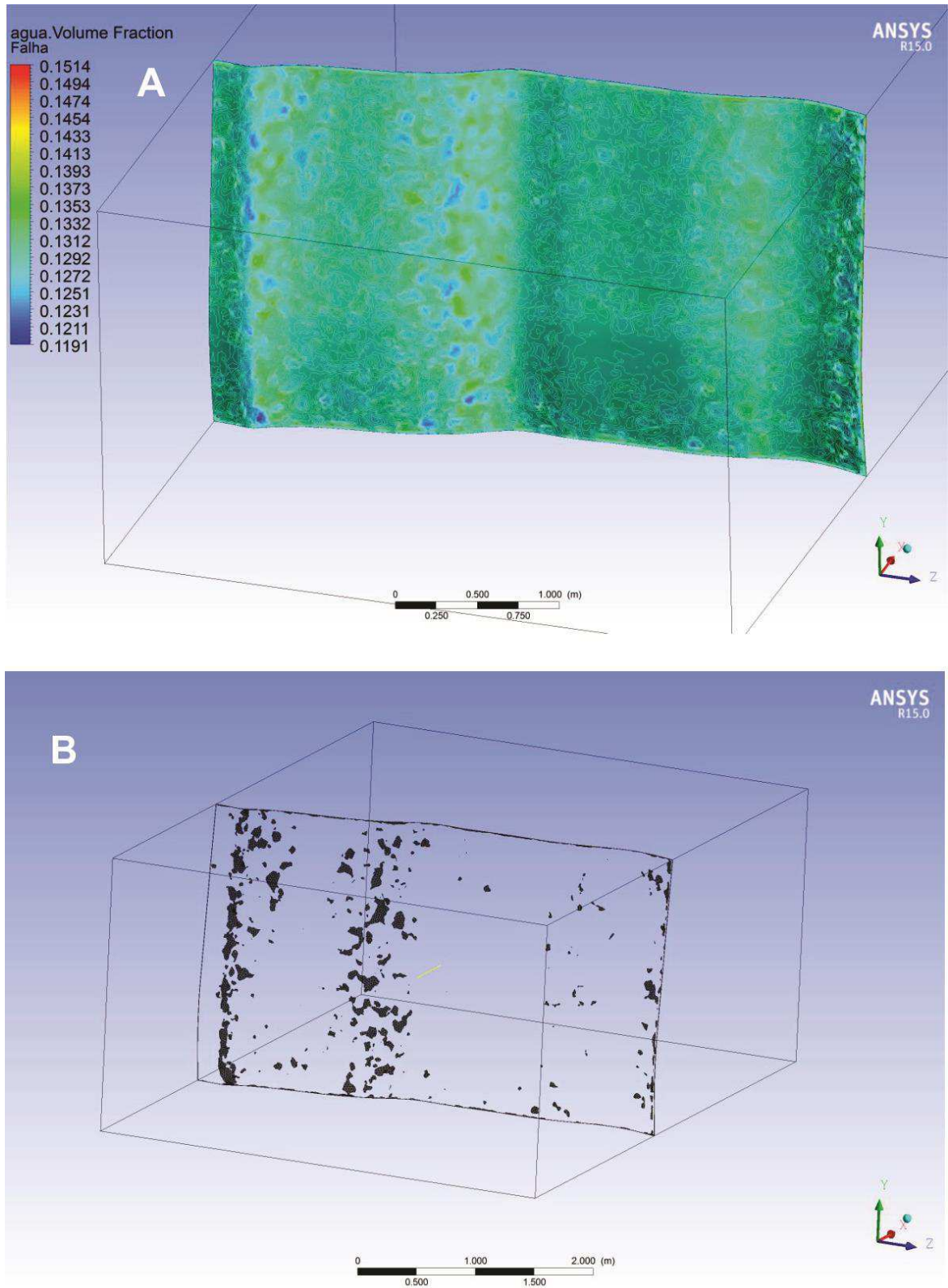


Figura 6.24: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.

➤ CASO 2 (Tabela 5 – Falha E-W)

A partir da análise do caso 2 observou se que as velocidades com que os fluidos escoam no momento em que tocam a superfície da falha E-W são maiores, para ambos os fluidos, na região central da falha (Figura 6.25 A e B). Este sistema E-W está associado a falhas com forte componente distensiva, apesar do caráter oblíquo da deformação, atribuindo valores petrofísicos mais elevados, quando comparados as outras duas direções de bandas de deformação.

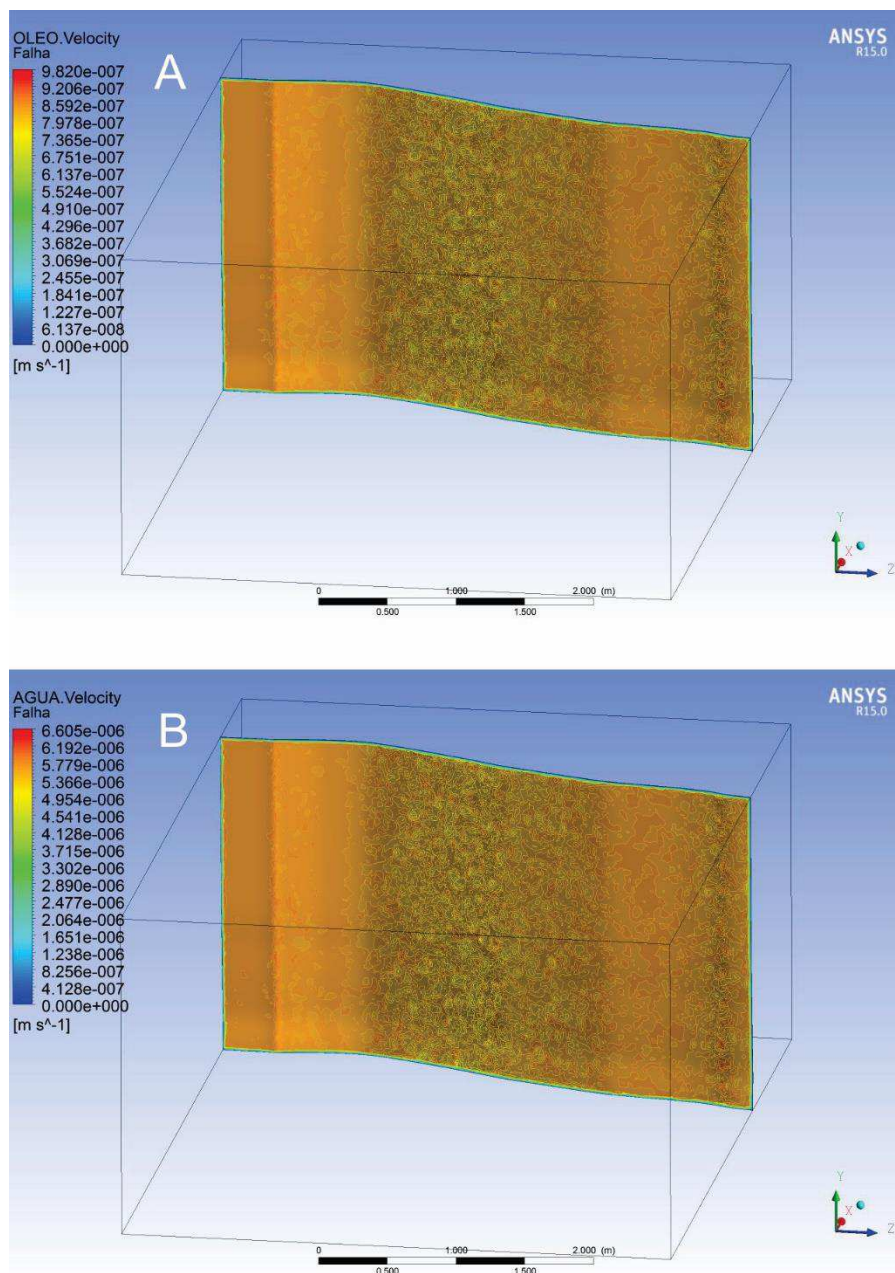


Figura 6.25: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha

A distribuição da fração volumétrica do óleo (Figura 6.26 A e B) e água no plano de falha (Figura 6.27 A e B) indica que as maiores concentrações de óleo (Figura 6.26 A e B) coincidem com as localidades centrais de maiores velocidades, bem como as maiores saturações de água no plano de falha (Figura 6.27 A e B). Isto indica que os fluidos, para este específico tipo de falha, acumula-se em regiões centrais e mais retilíneas, conforme pode ser observado na Figura 6.26 B e Figura 6.27B, onde observa-se as maiores concentrações de cada uma das fases. A partir de cálculos realizados para as saturações de cada um dos fluidos, tanto na falha como após atravessar a mesma, foi possível observar que a falha retém 0.031% do óleo que atravessa essa região retilínea e a água que fica retida, em termos de porcentagem, é 1.03%.

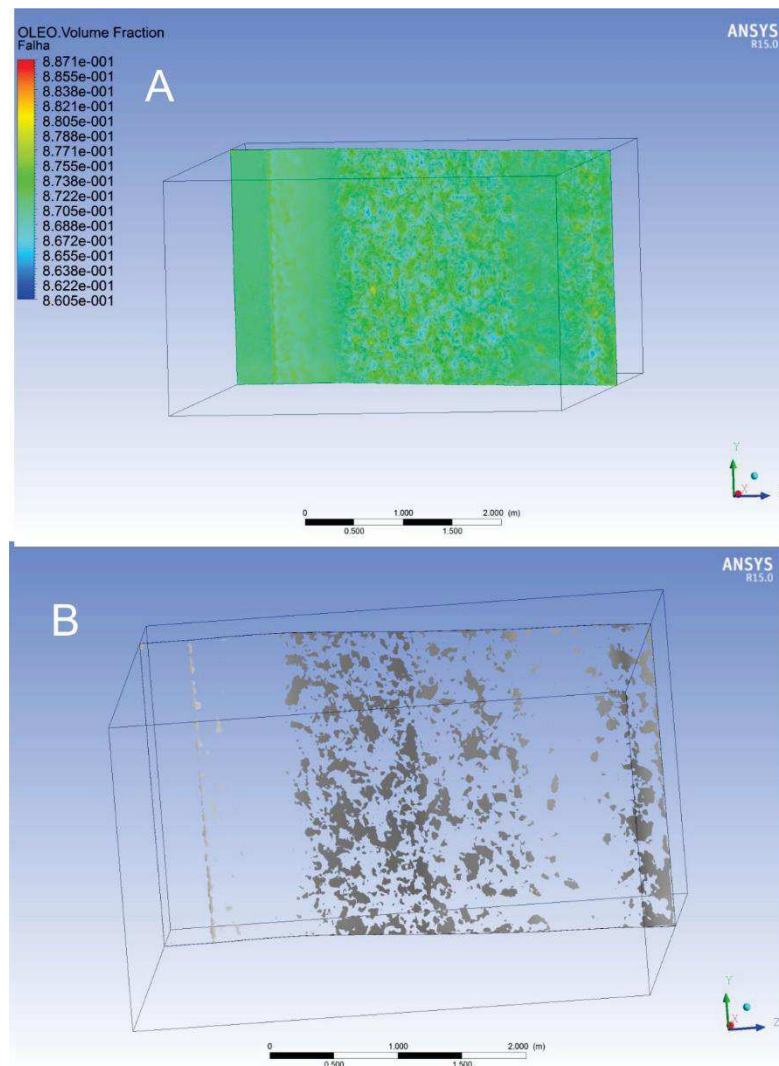


Figura 6.26: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha; (B) Regiões destacadas onde se apresenta as maiores concentrações de óleo.

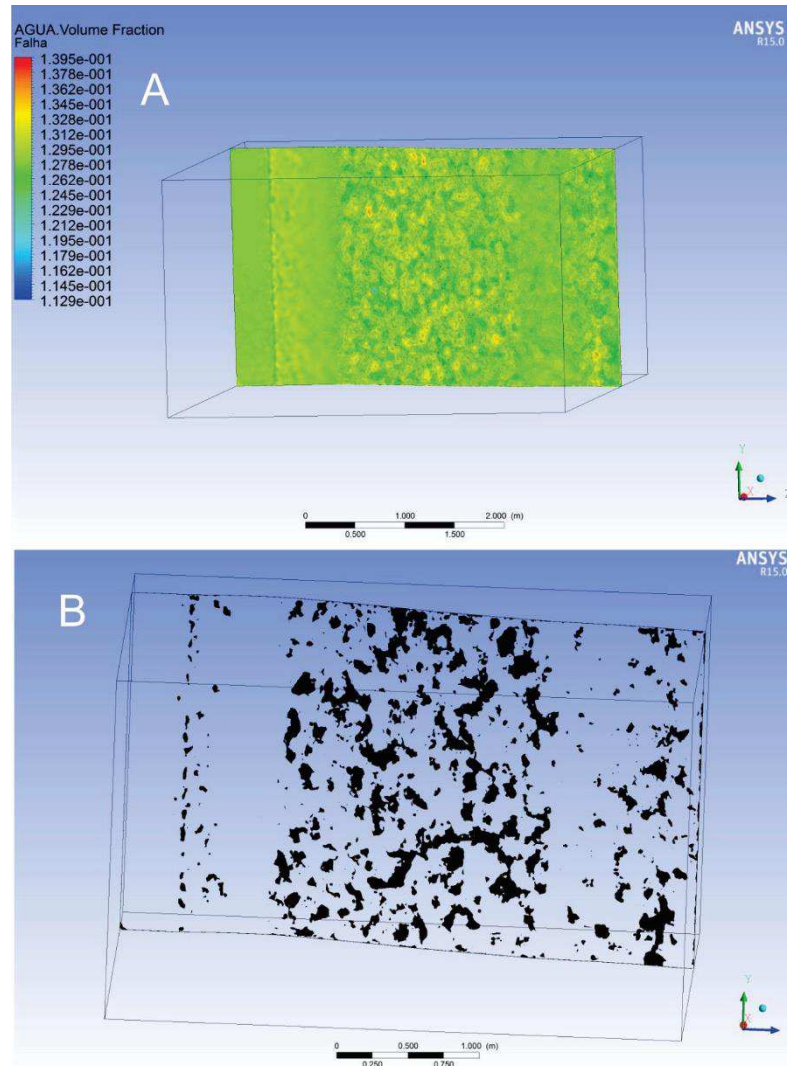


Figura 6.27: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.

➤ CASO 3 (Tabela 6 – Falha N-S)

A partir da análise do caso 3 foi possível observar que as velocidades com que os fluidos escoam no momento em que tocam a superfície da falha N-S são maiores, para ambos os fluidos, na região de inflexão da Falha (Figura 6.28 A e B). Como observado na Figura 6.28 A e Figura 6.28 B, essas localidades são bem destacadas na região inclinada e de curvatura da falha, aparentando seguir o mesmo padrão de comportamento da velocidade destacado no caso 1.

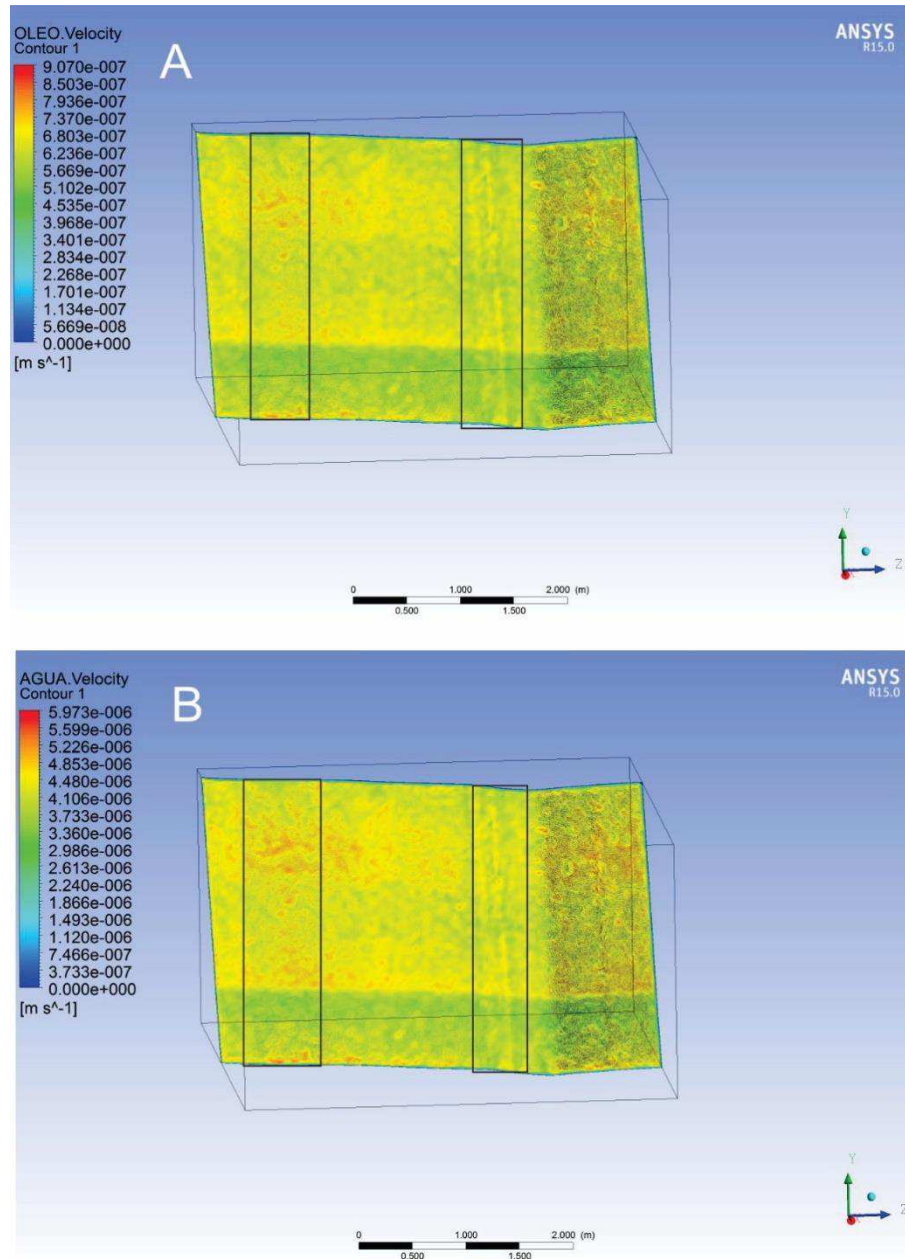


Figura 6.28: (A) Distribuição da variação da velocidade do óleo no plano de falha. (B) Distribuição da variação da velocidade da água no plano de falha.

A distribuição da fração volumétrica de óleo (Figura 6.29 A e B) e água na superfície de falha (Figura 6.30 A e B) indica que as saturações de óleo (Figura 6.29 A e B) estão bem distribuídas ao longo da superfície de falha, bem como a distribuição da saturação de água (Figura 6.30 A e B) sem apresentar nenhum local nítido para essas concentrações. A partir de cálculos realizados para as saturações de cada um dos fluidos, tanto na falha como após atravessar a mesma, foi possível observar que a falha retém 0.09% do óleo que atravessa esse sistema N-S e a água que fica retida, em termos de porcentagem, é 7.33%.

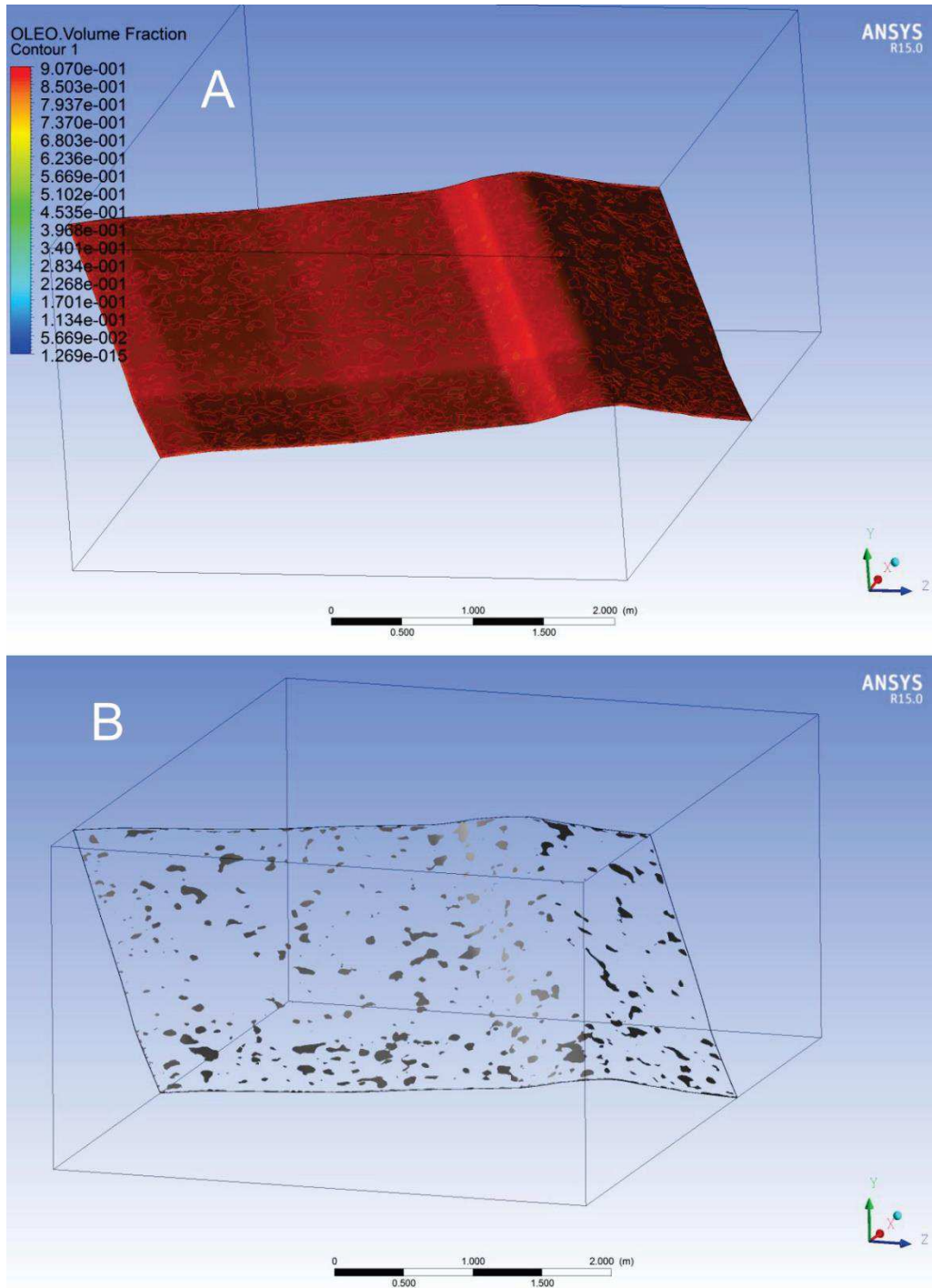


Figura 6.29: (A) Distribuição da saturação de óleo ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de óleo.

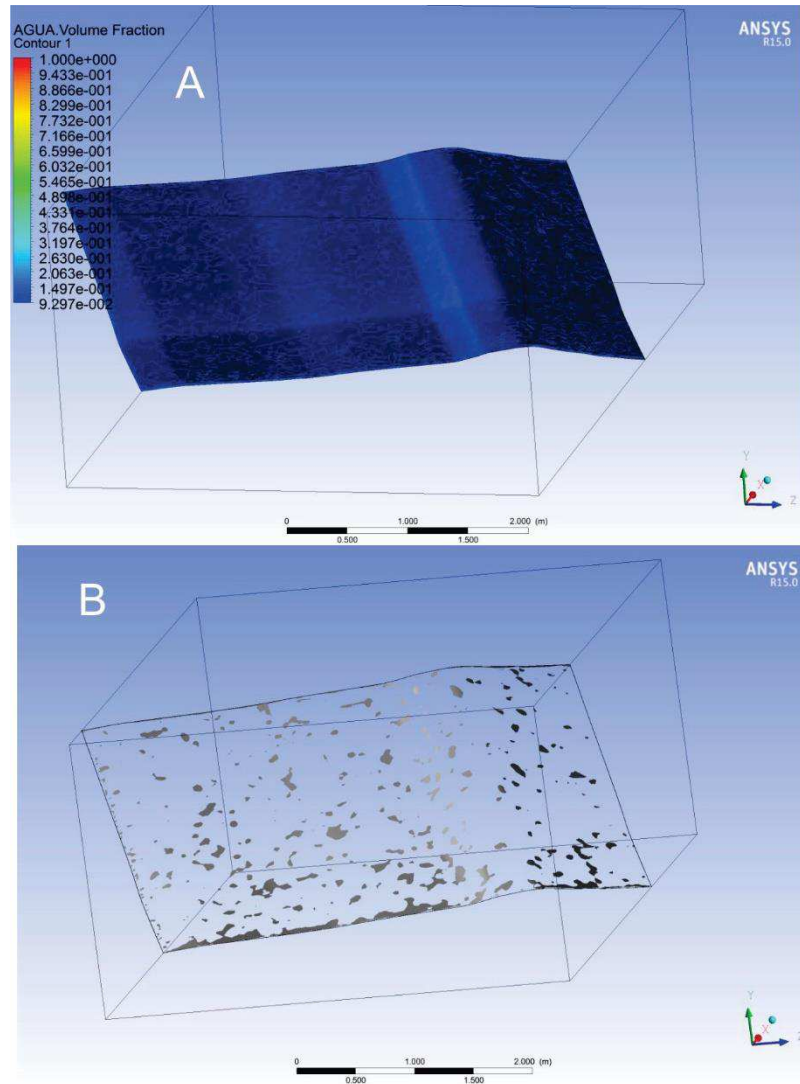


Figura 6.30: (A) Distribuição da saturação de água ao longo do plano de falha; (B) Região destacada onde apresenta-se as maiores concentrações de água.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A análise estrutural na área de estudo revelou que a direção preferencial das bandas de deformação é NE-SW, ocorrendo também nas direções N-S e E-W, em menor expressão. Na parede do afloramento não se observa a continuidade de bandas de deformação na Direção NW-SE. A análise dos *scanlines* permitiu identificar e distinguir o Núcleo Principal e a Zona de Dano das bandas de deformação. O *scanline1* permitiu concluir que o núcleo principal tem a presença de 16 bandas por metro, onde a direção preferencial destas bandas é NE-SW, ocorrendo também nas direções N-S e E-W. O gráfico de frequência cumulativa permitiu concluir que no intervalo de 0 a 100 mm a abertura máxima das bandas de deformação foi de

45.5 mm, onde neste mesmo intervalo a densidade média de abertura é de 0.13 bandas/metro. A frequência acumulada de bandas com abertura menor que 5 mm é de 5.5 bandas/metro.

O *scanline2* identifica que a maior concentração de bandas de deformação está localizada na zona de dano, onde têm se a presença média de 7 bandas por metro. A direção preferencial destas bandas é NE-SW, ocorrendo também nas direções N-S e E-W. A análise do gráfico de frequência cumulativa identificou que a abertura máxima das bandas no intervalo de 0 a 100 mm foi 30 mm, onde neste mesmo intervalo a densidade média de abertura das bandas foi de 0.2 bandas/metro. A frequência acumulada para bandas com abertura menor que 5 mm é 7 bandas/metro.

O *scanline3* permitiu concluir que não há uma heterogeneidade significativa nos dados, pois em todo o levantamento a média de bandas de deformação por meio metro está entre 1 e 3. A direção principal destas estruturas é NE-SW, sendo identificadas em menor expressão E-W e N-S.

A análise do perfil geomecânico1 permitiu concluir que na fácies conglomerática, sem presença de bandas de deformação, os valores de resistência a compressão uniaxial são maiores do que na fácies conglomerática com presença de bandas de deformação. Valores de espessura das bandas de deformação superiores a 2 cm promovem menor resistência quando comparados a bandas de deformação com espessuras menores que 2 cm. Isto mostra que a deformação atua enfraquecendo a rocha.

As análises dos perfis geomecânicos2 e 3 permitiu concluir que inserido na fácies conglomerática sem presença de bandas de deformação, a medida que a aquisição de dados com o martelo de *schmidt* aproxima-se do núcleo principal, os valores médios de resistência a compressão uniaxial sofrem um aumento quase que linear. Neste perfil, observa-se que a espessura das bandas de deformação tem influência direta nos valores de resistência, onde bandas de deformação mais espessas tendem a ter valores de resistência menores quando comparados a bandas menos espessas. Outro adendo importante é que bandas com espessura maior que 3 cm sofrem menos influência das zonas adjacentes ao qual a mesma está inserida. O tipo de fácies ao qual está presente no perfil influenciam nos valores de resistência. Fácies conglomerática, no geral, tem valores de resistência maiores que a fácies arenítica com matriz argilosa.

Através do ensaio de porosidade, pôde-se obter valores de densidades de grãos variando de 2.57 g/cm^3 a 2.65 g/cm^3 para as amostras. Valores mais elevados podem estar associado a presença de material carbonático. Os valores de V_p apresentam-se mais baixos para o grupo de amostras que não apresenta bandas de deformação e, por conseguinte,

apresenta os maiores valores de porosidade. Os maiores valores de V_p são observados em amostras do *set* NE-SW onde este apresenta os menores valores de porosidade. A relação de porosidade *versus* permeabilidade mostra que o aumento da porosidade leva também os valores de permeabilidade. O *set* N-S possui um comportamento anômalo e distinto dos demais, onde a redução da porosidade aumenta a permeabilidade. A maioria das amostras encontram-se no range da isotropia, onde algumas amostras apresentam um padrão de anisotropia transversal.

A construção do modelo geológico permitiu uma visão tridimensional da distribuição das falhas em afloramento, favorecendo assim etapas futuras de simulação. Esta etapa é favorecida pelo acervo de dados que são incorporados a esta simulação, como parâmetros petrofísicos e geomecânicos já medidos e calculados. As bandas apresentam uma geometria irregular e um padrão anastomosado, onde as falhas se cruzam tanto na projeção horizontal, como na projeção vertical do afloramento. As falhas antitéticas são N-S e as sintéticas assumem um padrão NE e E-W. As falhas NE possuem seu mergulho verticalizado. O padrão EW não se apresenta contínuo, sendo sempre interrompido por bandas NE ou N-S.

A interpretação inicial dos resultados da simulação mostrou que as zonas que apresentam maiores valores de velocidade são representadas pelas faces que tocam a falha, principalmente nas regiões de máxima inflexão das falhas. No geral, zonas com a parte convexa na direção do escoamento, tendem a ter os maiores valores de velocidade calculados para ambas as fases.

A análise da saturação dos fluidos permitiu concluir que durante o escoamento das duas fases contínuas de fluidos, o caso 1, pertencente ao *set* NE, foi o que apresentou maior retenção de óleo a falha no valor de 0.1489%. Para a saturação da água, o caso 3, pertencente ao *set* NS, foi o que apresentou maior retenção de água no valor de 7.33%.

Recomenda-se que, para trabalhos futuros, a simulação de escoamento de fluidos seja feita também na vertical, de baixo pra cima, representando o escoamento vertical de fluidos em reservatórios, bem como a utilização do regime permanente para que observe-se a distribuição em tempo real das variáveis em função do tempo. Em trabalhos futuros se faz necessário gerar modelos geológicos mais robustos, com cenários contendo uma maior quantidade de falhas, e todas simuladas dentro de um mesmo cenário.

8. REFERÊNCIAS

AADNOY, B. S.; LOOYEH, R. *Petroleum Rock Mechanics: Drilling operations and well design*. 1ª Ed. Oxford: Elsevier. p. 350, 2010.

AYDIN, A. *Small faults formed as deformation bands in sandstone*. Pure and Applied Geophysics, v. 116, p. 913-930, 1978.

_____, A.; BASU, A. *The Schmidt hammer in rock material characterization*. Department of Earth Sciences, The University of Hong Kong, Hong Kong, China. Engineering Geology. 2005.

ANTONELLINI, M. A.; AYDIN, A.; POLLARD, D. D. *Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah*. Journal of Structural Geology, v. 16, p. 941-959, 1994.

BASU, A.; AYDIN, A. *A method for normalization of Schmidt hammer rebound values*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 41, p. 1211-1214, 2004.

CARVALHO, I. S.; MENDES, J. C.; COSTA, T. *The role of fracturing and mineralogical alteration of basement gneiss in the oil exsudation in the Sousa Basin (Lower Cretaceous), Northeastern Brazil*. Elsevier, p. 47-54, 2013.

CASTRO, D. L.; CASTELO BRANCO, R. M. G. *Caracterização da arquitetura interna das bacias do Vale do Cariri NE do Brasil, base em modelagem gravimétrica 3-D*. Revista Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, n. 17, v. 2/3, p. 129-144, 1999.

CONCEIÇÃO, J. C. J.; ZALÁN, P. V.; WOLFF, S. *Mecanismo, Evolução e cronologia do rift sul-atlântico (Mechanism, evolution and chronology of South Atlantic Rifting)*. Bol. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 2 (2/4), p. 255-265, 1988.

CÓRDOBA, V. C.; et al. *Análise estratigráfica e estrutural da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil: integração a partir do levantamento sísmico pioneiro 0295_RIO_DO_PEIXE_2D*. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 16, n. 1, p. 53-68, 2008.

DIAS, G. P. *Determinação do Efeito de Escala na Porosidade de Arenitos Artificiais não Consolidados e Projeto de um Porosímetro a Gás para Amostras com Diferentes Diâmetros*. 2008. 113 f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

ENGELDER, J. T. *Cataclasis and generation of fault gouge: Geological Society of American Bulletin*, v. 85, p. 1515–1522, 1974.

EVANS, J. P.; FORSTER, C. B.; GODDARD, J. V. *Permeability of fault-related rocks, and implications for hydraulic structure of fault zones*. *Journal of Structural Geology*, v. 19, p. 1393–1404, 1997.

FAULKNER, D. R; et al. *A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow of fault zones*. *Journal of Structural Geology*, v. 32, p. 1557-1575, 2010.

FERREIRA, T. S. *Caracterização de bandas de deformação em arenitos porosos: estudo de casos nas bacias Potiguar (RN), Sergipe-Alagoas (SE) e Tucano (BA)*. 2004. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2004.

FISHER, Q. J.; R. J. KNIPE. *The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf: Marine and Petroleum Geology*, v. 18, p. 1063–1081, 2001.

FOSSSEN, H.; SCHULTZ, R.; SHIPTON, Z.K.; MAIR, K. *Deformation bands in a sandstone e a review*. *Journal of the Geological Society*. v. 164, p. 755-769, 2007.

_____, H. *Geologia Estrutural*. 1ª Edição. São Paulo: Oficina de textos. p. 566, 2010.

FOXFORD, K. A.; et al. *Structure and content of the Moab Fault Zone, Utah, U.S.A., and its implications for fault seal prediction*. apud: JONES, G., FISHER, Q. & KNIPE, R. J. (eds) *Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs*. Geological Society, London, Special Publications, v. 147, p. 87–103, 1998.

FOWLES, J.; BURLEY, S. *Textural and permeability characteristics of faulted, high-porosity sandstones*: Marine and Petroleum Geology, v. 11, p. 608–623, 1994.

FRANÇOLIN, J. B. L.; SZATMARI, P. *Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem brasileira*. Revista Brasileira de Geociências, v. 17, p. 196-207, 1987.

_____, J. B. L. *Analyse structurale du bassin du Rio do Peixe (Brésil)*. 1992. 240 f. Tese (Doutorado) - Centre Armoricaine d'Étude Structurale des Socles, Université de Rennes. 1992.

_____, J. B. L.; COBBOLD, P.R.; SZATMARI, P. *Faulting in the Early Cretaceous Rio do Peixe (NE Brazil) and its significance for the opening of the Atlantic*. Journal of Structural Geology, v. 16, p. 647-661, 1994.

FREY, P. J.; GEORGE, P. L. *Mesh generation: application to finite elements*. Hermes Science publishing. 2000.

GIBSON, R. G. *Physical character and fluid-flow properties of sandstone-derived fault zone*: Geological Society (London) Special Publication. v. 127, p. 83–97, 1998.

GIRAULT, V.; RAVIAT, P. A. *Finite element methods for navier-stokes equations – Theoria and algorithms*, Springer – Verlag, 1986.

GHIGNONE, J. I.; COUTO, E. A.; ASSINE, M. L. *Estratigrafia e estrutura das bacias do Araripe, Iguatu e Rio do Peixe*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, Goiânia: Sociedade Brasileira de Geologia, v. 1, p. 271-285, 1986.

HEALY, D.; JONES, R. R.; HOLDSWORTH, R. E. *Polymodal faulting by crack or anticrack interaction*. In: AGU Fall Meeting Abstracts, vol. 1, p. 449, 2006.

_____, D; et al. *Polymodal faulting: time for a new angle on shear failure*. Journal of structural geology. v. 80, p. 57-71, 2015.

HESTHAMMER, J.; FOSSEN, H. *Structural core analysis from the Gullfaks area, northern North Sea*: Marine and Petroleum Geology, v. 18, p. 411–439, 2001.

HOLCOMB, D.; RUDNICKI, J. W.; ISSEN, K. A.; STERNLOF, K. *Compaction localization in the Earth and the laboratory: state of the research and research directions*. Acta Geotechnica, v. 2, p. 1-15, 2007.

HUYAKORN, P. S.; PINDER, G. F. *Coputational methods in subsurface flow*. New York: Academic Press, P. 473, 1983.

JAMISON, W. R.; STEARNS, D. W. *Tectonic deformation of Wingate Sandstone, Colorado National Monument*: AAPG Bulletin, v. 66, p. 2584–2608, 1982.

JAVADI, A. A.; AL-NAJJAR, M. M.; EVANS, B. *Finite element modelling of contaminant transport through soils – Case study*. Journal of geotechnical and geoenvironmental Engineering, ASCE, New York, v. 134, n. 2, p. 214-230, 2008.

KATZ, O., RECHES, Z., ROEGIERS, J. C. *Evaluation of mechanical rock properties using a Schmidt Hammer*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 37, p. 723-728, 2000.

KAW, A; KALU, E. E. *Numerical methods with applications*. Florida: University of South Florida, p. 728, 2008.

KNIPE, R. J. *Faulting, fault sealing and fluid flow in hydrocarbon reservoirs: an introduction*: Geological Society of London, Special Publication, v. 147, p. 7–21, 1998.

LEHNER, F. K.; PILAAR, W. F. *The emplacement of clay smears in synsedimentary normal faults: inferences from field observations near Frechen, Germany*. apud: MØLLER-PEDERSEN, P.; KOESTLER, A. G. (eds) *Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production*. Norwegian Petroleum Society, Special Publications, v. 7, p. 39–50, 1997.

LEONARDI, G.; CARVALHO, I. S. *As Pegadas de dinossauros das bacias do Rio do Peixe*, PB. apud: C. SCHOBENHAUS; D.A. CAMPOS; E.T. QUEIROZ; M. WINGE; C.O.

BERBERT; M. BORN (Eds.), Sítios Geológicos e Paleontológicos do Brasil. 1992. Disponível em: <http://www.unb.br/ig/sigep/sítio026.htm>.

LEVEILLE, G. P., KNIPE, R. J., MORE, C. et al. *Compartmentalisation of Rotliegendes gas reservoirs by sealing faults, Jupiter fields area, southern North Sea*. apud: ZIEGLER, K., TURNER, P.; DAINES, S. R. (eds) *Petroleum Geology of the North Sea: Future Potential*. Geological Society, London, Special Publications, 123, 87–104, 1997.

LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J.; ROMEU, R. K. *Aplicação da transferência de escala na caracterização de reservatórios – influência da permeabilidade absoluta equivalente na simulação numérica de escoamento*. XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Uberlândia, 2001.

LIMA FILHO, M. F. *Evolução tectono-sedimentar da Bacia do Rio do Peixe - PB*. 1991. 99 f. Dissertação Mestrado – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 1991.

LIMA FILHO, M. L. *Mapa faciológico da Bacia do Rio do Peixe, Estado da Paraíba*. In: 6º SIMPÓSIO SOBRE O CRETÁCEO DO BRASIL, Rio Claro. Boletim. Rio Claro: UNESP, p. 103-106, 2001.

MALISKA, C. R., *Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2004.

MANZOCCHI, T.; RINGROSE, P. S.; UNDERHILL, J. R. *Flow through fault systems in high-porosity sandstones*. apud: COWARD, M. P.; DALTABAN, T. S.; JOHNSON, H. (eds) *Structural Geology in Reservoir Characterization*. Geological Society, London, Special Publications, v. 127, p. 65–82, 1998.

MARINHO, D. A. et al. *Modelling Hydrodynamic Drag in Swimming using Computational Fluid Dynamics*. Disponível em: <http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/6744.pdf>.

MATOS, R. M. D. *Tectonic evolution of the Equatorial South Atlantic*. In: MOHRIAK, W.; TALWANI, M. *Atlantic rifts and continental margins*. *Geophysical Monograph*, v. 115, p. 331-354, 2000.

MATTHA I, S. K.; AYDIN, A.; POLLARD, D. D.; ROBERTS, S. G. *Numerical simulation of departures from radial drawdown in faulted sandstone reservoirs with joints and deformation bands*. apud: JONES, G., FISHER, Q.; KNIPE, R. J. (eds) *Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs*. Geological Society, London, Special Publications, v. 147, p. 157–192, 1998.

MENDONÇA FILHO, J. G. *Aspectos Geoquímicos do óleo da Bacia de Sousa (Cretáceo Inferior), Nordeste do Brasil: Contexto Geológico*. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 25, p. 91-98, 2006.

MORTON, K. W.; MAYERS, D. F. *Numerical solution of partial differential equation, an introduction*. Cambridge: Cambridge University Press, p. 278, 2005.

NOGUEIRA, F. C. C., OLIVEIRA, M. S. de, CASTRO, D. L. de. *Estudo Magnético e Gravimétrico do Arcabouço Estrutural da Bacia Rio do Peixe-PB*, Universidade Federal do Ceará, Revista de Geologia, v. .17, n. 1, p. 74-87, 2004.

_____, F. C. C.; et al. *Cretaceous intracontinental rifting and post-rift inversion in NE Brazil: Insights from the Rio do Peixe Basin*. Tectonophysics, p. 16, 2015.

OGILVIE, S. R.; GLOVER, P. W. J. *The petrophysical properties of deformation bands in relation to their microstructure*: Earth and Planetary Science Letters, v. 193, p. 129–142, 2001.

OLSSON, K. G.; HEYDEN, S. *Introduction to the finite element method problems*. Byggnadsmekanik, Lund: Ottosen & Petersson, Prentice Hall, p. 149, 2001.

ORTEGA, O. J.; MARRETT, R. A.; LAUBACH, S. E. *A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement*. AAPG Bulletin, v. 90, p. 193–208, 2006.

PARRY, W. T; CHAN, M. A; BEITLER, B. *Chemical bleaching indicates episodes of fluid flow in deformation bands in sandstone*. 2004.

PEREIRA, L. C. Simulação de fluxo em reservatórios sob efeitos da compactação. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, COPPE. 2007.

PINDER, G. F.; GRAY, W. G. *Finite element simulation in surface and subsurface hydrology*. New York: Academic press, p. 295, 1977.

PITTMAN, E. D. *Effect of fault-related granulation on porosity and permeability of quartz sandstones, Simpson Group (Ordovician) Oklahoma*: AAPG Bulletin, v. 65, p. 2381–2387, 1981.

PONTE, F. C.; HASHIMOTO, A. T.; DINO, R.; *Geologia das bacias sedimentares mesozoicas do interior do nordeste do Brasil*, 1991.

_____, F.C.; PONTE FILHO, F.C. *Estrutura geológica e evolução tectônica da Bacia do Araripe*. DNPM, Recife - PE, p. 68. 1996.

QUEIROZ, P. I. B. *Sobre a modelagem de transporte de contaminantes no solo*. In: Congresso Brasileiro e geotecnia ambiental. São José dos Campos, v. 4, 1999.

RAMOS, T. M. M. A. *Ensaio geomecânico em rochas metassedimentares do maciço da Mina das Aveliras (Mosteiro de Tibães): comparação, potencialidades e limitações*. 2009. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Geotécnica. Instituto Superior de Engenharia do Porto. Portugal. 2009.

RAWLING, G. C.; GOODWIN, L. B.. *Cataclasis and particulate flow in faulted, poorly lithified sediments*: Journal of Structural Geology, v. 25, p. 317–331, 2003.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, p. 832, 2006.

ROSA, A. L. R. *Análise do Sinal Sísmico*. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf), p. 8, 2010. ISBN 9878588690158.

SAILLET, E. *La localisation de la déformation dans les grès poreux: Caractérisation d'un analogue de réservoir gréseux et faille dans le Bassin du Sud-Est, Provence, France*: Ph.D. thesis, Nice–Sophia Antipolis University, Nice, France, p. 272, 2009.

SAMPLE, J.C; WOODS, S; BENDER, E; LOVEALL, M. *Relationship between deformation bands and petroleum migration in an exhumed reservoir rocks, Los Angeles Basin, Califórnia, USA*. 2006.

SEEBURGER, D. A.; AYDIN, A.; WARNER, J. L.; WHITE, R. E. *Structure of fault zones in sandstone and its effect on permeability*. AAPG Bulletin, v. 75, p. 669–694, 1991.

SÉNANT, J.; POPOFF, M. *Early Cretaceous extension in northeast Brazil related to the South Atlantic opening*. Tectonophysics, Amsterdam, v. 198, n. 1, p. 35-46, Nov. 1991.

SILVA, A. J., *Arquitetura, litofácies e evolução tectonoestratigráfica da bacia do Rio do Peixe, nordeste do Brasil*, dissertação de mestrado n° 79/PPGG, UFRN, 2009.

SILVA, J. G. F da; CÓRDOBA, V. C; CALDAS, L. H. O. *Proposta de novas unidades litoestratigráficas para o Devoniano da Bacia Rio do Peixe, Nordeste do Brasil*. Brazilian Journal of Geology, p. 561-578, 2014.

SRIVASTAVA, N. K.; CARVALHO, I. S. *Bacias do Rio do Peixe*. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, Informativo Phoenix, n. 71, p. 1-4, 2004.

STERNLOF, K. R.; CHAPIN, J. R.; POLLARD, D. D.; DURLOFSKY, L. J. *Effective permeability in sandstone containing deformation band arrays*: AAPG Bulletin, v. 88, p. 1315– 1329, 2004.

SUN, W.; ANDRADE, J. E.; RUDNICKI, J. W.; EICHHUBL, P. *Connecting microstructural attributes and permeability from 3-D tomographic images of in-situ shearenhanced compaction bands using multiscale computations*: Geophysical Research Letters, v. 38, p. 5, 2011.

SZATMARI, P.; FRANÇOLIN, J. B. L.; ZANOTTO, O.; WOLFF, S. *Evolução tectônica da margem equatorial brasileira*. Revista Brasileira de Geociências, v. 17, p. 180-188. 1987.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2ª Ed. Oxford: Elsevier, p. 889, 2004.

TUECKMANTEL, C.; et al. *Fault-seal prediction of seismic-scale normal faults in porous sandstone: A case study from the eastern Gulf of Suez rift, Egypt*. Marine and Petroleum Geology, v. 27, p. 334–350, 2010.

UNDERHILL, J. R.; WOODCOCK, N. H. *Faulting mechanisms in high porosity sandstones: New Red Sandstone, Arran, Scotland*, in M. E. Jones and R. M. F. Preston, eds., *Deformation of sediments and sedimentary rocks: Geological Society Special Publication*, v. 29, p. 91–105, 1987.

VALLEJO, L. I.; FERRER, M.; ORTUÑO, L.; OTEO, C. *Ingeniería Geológica*. 1ª Ed. Madrid: Pearson Educación, p. 744, 2002.

VASCONCELOS, E. C. *Estudo Faciológico da Formação Souza (Grupo Rio do Peixe, PB)*. 1980. Dissertação de Mestrado. Departamento de Geologia, Universidade Federal de Pernambuco, 1980.

VILES, H.; GOUDIE, A.; GRAB, A.; LALLEY, J. *The use of the Schmidt Hammer and Equotip for rock hardness assessment in geomorphology and heritage science: a comparative analysis*. Earth Surf.Process. Landforms, v. 36, p. 320-333, 2011.

WENDLAND, E.; PIZARRO, M. L. P. *Modelagem computacional do fluxo unidimensional de água em meio não saturado do solo*. Revista de Engenharia Agrícola, Jaboticabal, v. 30, p. 424-434, 2010.

WIBBERLEY, C. A. J.; SHIMAMOTO, T. *Internal structure and permeability of major strike-slip fault zones: the Median Tectonic Line in Mie Prefecture, Southwest Japan*. Journal of Structural Geology, v. 25, p. 59–78, 2003.

