



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA
O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA
FORMAÇÃO IRATI, BACIA DO PARANÁ, BRASIL**

FLÁVIA LOBATO GUIMARÃES

BELÉM – PARÁ
2024

FLÁVIA LOBATO GUIMARÃES

**CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA
O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ NA
FORMAÇÃO IRATI, BACIA DO PARANÁ, BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da
Universidade Federal do Pará para obtenção do grau de
Bacharel em Geofísica.

Área de concentração: Geofísica aplicada

Linha de pesquisa: Interpretação sísmica e
caracterização de reservatórios

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz

Coorientadores: MSc. Gabriel Lobato Cardoso

MSc. Karina Cristina Caetano

Farias Neves

BELÉM – PARÁ

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

G963c Guimarães, Flávia Lobato.

Caracterização de reservatórios para o armazenamento geológico de CO₂ na Formação Irati, Bacia do Paraná, Brasil / Flávia Lobato Guimarães. — 2024.

94 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz
Coorientador(a): MSc. Gabriel Lobato Cardoso e MSc. Karina Cristina Caetano Farias Neves

Trabalho de Conclusão (Graduação) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2024.

1. CO₂. 2. CCS. 3. Interpretação sísmica. 4. Folhelho. 5. Bacia do Paraná. I. Título.

CDD 550

FLÁVIA LOBATO GUIMARÃES

Caracterização de Reservatórios para o Armazenamento Geológico de CO₂ na Formação Irati, Bacia do Paraná, Brasil.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica, do Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Pará para obtenção do Grau de Bacharel em Geofísica.

Área de concentração: Geofísica aplicada
Linha de pesquisa: Interpretação sísmica e caracterização de reservatórios

Aprovado em:

Conceito:

Banca Examinadora

Prof. João Carlos Ribeiro Cruz (Orientador)
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

Prof. Pedro Andrés Chira Oliva (Examinador Interno)
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará Campus Bragança

Prof. Estanislau Luczynski (Examinador Interno)
Doutor em Energia
Universidade Federal do Pará

Ana

Ana

Mariana

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, João e Edinei, por serem meu alicerce. Pelo constante apoio e incentivo para que eu recebesse uma boa educação e pudesse ir atrás de meus objetivos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. João Carlos Cruz, pela oportunidade e proporcionar um direcionamento em momentos de incerteza.

Aos meus coorientadores, MSc. Gabriel Cardoso e MSc. Karina Farias Neves, pela assistência prestada e por expandirem minha compreensão sobre o mundo da Geofísica. Meu sincero muito obrigada!

Ao Projeto REATE, que atuou como facilitador na aquisição de dados usados neste trabalho.

Aos meus irmãos: Ana Luíza, Ana Paula, Mariana e Guimarães Neto, por estarem ao meu lado em todos os altos e baixos e pelo incentivo a seguir este curso. A João Lucas (*in memoriam*) que, mesmo com tão pouco tempo entre nós, deixou uma marca indelével. Gostaria que você pudesse estar aqui, presenciando esta etapa.

À minha amiga Luciana Esquerdo, que entre filmes e séries, me ajudou a encontrar estímulo para escrever.

Ao meu primo Augusto Cesar Lobato, por ser meu *coach* nas horas vagas e por não deixar de me incentivar nos momentos difíceis.

À minha tia Eriane Lobato e à minha avó Raimunda Lobato, por também fazerem parte do meu sistema de apoio.

Aos meus colegas de graduação Pamela Bolsem, Paola Quintela, João Lucas Marques, Luiz Luz e Ian Evanovich, por tornarem este percurso menos difícil. Sou grata por toda a ajuda recebida ao longo da graduação.

RESUMO

Para mitigar os efeitos do dióxido de carbono (CO₂), foram elaborados planos globais de ação climática, como o Acordo de Paris, no qual as nações signatárias se comprometeram em mitigar as emissões de dióxido de carbono. Desta forma, a implantação de ferramentas que auxiliem na gestão do CO₂ possibilita para a indústria de petróleo e gás, a adaptação de suas operações. Além disto, possibilita o seu alinhamento à transição para uma matriz ambientalmente mais sustentável, ao mesmo tempo, que mantém a segurança energética e a estabilidade econômica. Dentre as ferramentas propostas na gestão do CO₂, estão as tecnologias de CCS (*Carbon Capture and Storage*) que compreendem desde a captura do dióxido de carbono até o seu armazenamento seguro em um ambiente geológico adequado. Neste cenário, a Bacia do Paraná localizada na região Centro-Sul do Brasil apresenta potencial para o sequestro de CO₂. Esta pesquisa se concentra na Formação Irati dentro da Bacia do Paraná, analisando sua heterogeneidade de folhelhos e seu potencial para sequestro de CO₂. Embora vários estudos tenham sido realizados na Formação Irati, ainda há uma lacuna no conhecimento geofísico relacionado a essa área. A metodologia adotada neste estudo envolve a análise e interpretação de dados sísmicos 2D e perfis de poços, com o objetivo de caracterizar o reservatório para o armazenamento de CO₂. Os resultados foram obtidos por meio da determinação da continuidade lateral, alcançada pela interpretação integrada dos dados. Resultados preliminares sugerem que a Formação Irati é adequada para o armazenamento seguro de CO₂, indicando condições favoráveis para o sequestro geológico.

Palavras-chaves: CO₂, CCS, interpretação sísmica, folhelho, Formação Irati, Bacia do Paraná

ABSTRACT

To mitigate the effects of carbon dioxide (CO₂), global climate action plans have been developed, such as the Paris Agreement, in which the signatory nations committed to reducing CO₂ emissions. In this context, the implementation of tools that assist in CO₂ management enables the oil and gas industry to adapt its operations. Additionally, it allows for alignment with the transition to a more environmentally sustainable energy matrix while maintaining energy security and economic stability. Among the proposed tools for CO₂ management are CCS technologies, which encompass everything from carbon dioxide capture to its safe storage in a suitable geological environment. In this scenario, the Paraná Basin, located in the Central-Southern region of Brazil, presents potential for CO₂ sequestration. This research focuses on the Irati Formation within the Paraná Basin, analyzing its shale heterogeneity and potential for CO₂ sequestration. Although several studies have been conducted on the Irati Formation, there remains a gap in geophysical knowledge related to this area. The methodology adopted in this study involves the analysis and interpretation of 2D seismic data and well logs to characterize the reservoir for CO₂ storage. The results were obtained through the determination of lateral continuity, achieved by the integrated interpretation of the data. Preliminary results suggest that the Irati Formation is suitable for safe CO₂ storage, indicating favorable conditions for geological sequestration.

Keywords: CO₂, CCS, seismic interpretation, shale, Irati Formation, Paraná Basin

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1: Capacidade de captura de CO₂ em larga escala (superior a 100.000 toneladas/ano) e de captura direta de ar (1.000 toneladas/ano) entre 2020 e 2030, comparada ao cenário de emissões líquidas zero. Inclui projetos em operação (azul), construção (azul escuro), desenvolvimento avançado (verde claro), conceito/viabilidade (verde escuro) e diferença para neutralização de emissões (amarelo). Considera apenas projetos com CO₂ utilizado em combustíveis, produtos, ou construção. Fonte: IEA (2024)..... 1
- Figura 2.1: Diagrama de captura de CO₂. Fonte: GCCSI (2024). 7
- Figura 2.2: Opções para armazenamento de CO₂ em formações geológicas. Fonte: GCCSI (2024)..... 13
- Figura 2.3: Esquema de obtenção de dados usando VSP. Fonte: Klokov and Hardage (2016). 17
- Figura 2.4: Representação esquemática dos métodos sísmicos de reflexão e refração. Fonte: Rigoti (2015)..... 17
- Figura 2.5: Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná (Milani, 1997; Milani et al. 2007). Fonte: Cardoso et al. (2022)..... 21
- Figura 2.6: Carta estratigráfica da Bacia do Paraná. Fonte: Holz (2010)..... 25
- Figura 3.1: Mapa de localização da área de estudo. Fonte: Autora..... 28
- Figura 3.2: Atributos sísmicos derivados de informações sísmicas básicas, incluindo tempo, amplitude, frequência e atenuação. As janelas de análise podem ser definidas como um intervalo de tempo constante, um intervalo constante ancorado a um único horizonte, um intervalo entre dois horizontes. Adaptado de: Brown (2011). 32
- Figura 3.3: Fluxograma do processo de análise de dados e interpretação sísmica. As etapas incluem: Carregar dados no OpendTect — Importação dos dados para o sistema; Analisar dados carregados — Avaliação dos dados carregados; Correlacionar a análise com a literatura — Comparação dos dados com estudos e referências da literatura; Interpretar linhas sísmicas — Interpretação das linhas sísmicas com base nos dados analisados e na literatura. Fonte: Autora..... 37
- Figura 4.1: Identificação de horizontes e bright spots na linha 0025.MIG_FIN.111 (dado *raw*). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. Seismics é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora 40

- Figura 4.2: Identificação de horizontes e bright spots na linha 0025.MIG_FIN.112 (dado *raw*). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. Seismics é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora.....41
- Figura 4.3 – Identificação de horizontes e bright spots na linha 0025.MIG_FIN.114 (dado *raw*). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. Seismics é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora.....42
- Figura 4.4: Aplicação dos 4 atributos na linha sísmica 0025.MIG_FIN.111. Os atributos testados: (a) amplitude instantânea, (b) energia, (c) similaridade e (d) *semblance*. Foram definidas três paletas de cores para visualização dos dados. Após a aplicação dos atributos, a escala de cinza foi escolhida como a mais efetiva, pois não apresentou problemas de saturação. Fonte: Autora.....43
- Figura 4.5: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.....44
- Figura 4.6: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.....45
- Figura 4.7: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.....45
- Figura 4.8: Gráfico da função Amplitude Spectrum da linha sísmica MIG_FIN.111. No eixo horizontal, temos a frequência (Hz), e no eixo vertical, a potência (dB). A linha no gráfico mostra como a potência varia com a frequência. Fonte: Autora.....46
- Figura 4.9: Histograma da amplitude instantânea da linha sísmica MIG_FIN.111. Eixo horizontal (Value): Representa os valores da amplitude instantânea. Eixo vertical (Count): Representa a contagem de ocorrências desses valores. As linhas verdes verticais representam o intervalo de amplitude atual dos valores do atributo que estão sendo considerados. Fonte: Autora47

Figura 4.10: Localização dos poços em relação as linhas sísmicas via OpendTect. (a) Visualização Norte Z. (b) Visualização Norte. (c) Visualização In-line. Os marcadores nos poços representam as profundidades dos topos das formações. Fonte: Autora48

Figura 4.11: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora49

Figura 4.12: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora49

Figura 4.13: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora50

Figura 4.14: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.....51

Figura 4.15: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.....52

- Figura 4.16: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.....53
- Figura 4.17: Representação 3D da superfície da Formação Irati gerada por meio dos horizontes 2D de cada linha sísmica. (a) Visualização IN LINE do horizonte 3D. (b) Visualização NORTE Z. (c) Visualização CROSS LINE. (d) Visualização Norte Z com as linhas sísmicas carregadas. Fonte: Autora.....55
- Figura 4.18: Histograma representando a janela de amostragem do horizonte 3D da formação Irati. Fonte: Autora.....56
- Figura 4.19: Visualização do horizonte 3D e a linhas sísmicas 2D. Fonte: Autora57
- Figura 4.20: Identificação de possíveis folhelhos na seção sísmica de cada linha. (a) Linha 111. (b) Linha 112. (c) Linha 114. Não foi aplicado nenhum atributo para este processo. Fonte: Autora58

LISTA DE TABELAS

2.1 Critérios para Seleção de Locais para o Armazenamento de CO ₂	11
2.2 Capacidades Estimadas de Armazenamento de CO ₂ nos Principais Reservatórios Geológicos.	15
3.1 Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.111	30
3.2 Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.112	30
3.3 Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.114	30
3.4 Informações do Poço 2_CB_1_SP	30
3.5 Informações do Poço 3_CB_2_SP	30
3.6 Informações do Poço 3_CB_3_SP	31
3.7 Informações do Poço 3_CB_4_SP	31
3.8 Atributos Instantâneos	33
4.1 Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.111	59
4.2 Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.112	60
4.3 Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.114	61
4.4 Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.111	62
4.5 Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.112	63
4.6 Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.114	64
4.7 Área Estimada do Reservatório da Formação Irati	64
4.8 Média da Espessura da Formação Serra Alta (Rocha Capeadora)	65

LISTA DE SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de Carbono
dB	Potência
Gt	Gigatonelada
$H[x(t)](t)$	Sinal Transformado
Hz	Frequência
km	Quilômetro
m	Metro
mD	milliDarcy
MPa	megapascal
pH	Potencial Hidrogeniônico
S_2	Hidrocarbonetos Potenciais
$x(t)$	Sinal Original
$z(t)$	Sinal Complexo
$(x(t))$	Parte Real
$y(t)$	Parte Imaginária
τ	Variável de Integração
t	Variável de Tempo
$\frac{1}{\pi}$	Transformação Linear
$a(t)$	Amplitude Instantânea

LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ASTM	American Society for Testing and Materials
API	American Petroleum Institute
CCS	Carbon Capture and Storage
COT	Carbono Orgânico Total
CWT	Continuous Wavelet Transform
DHI	Direct Hydrocarbon Indicator
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane
EOR	Enhanced Oil Recovery
FFT	Fast Fourier Transform
GCCSI	Global CCS Institute
GEE	Gases do Efeito Estufa
IEA	International Energy Agency
IEA GHG	IEA Greenhouse Gas Emissions R&D Programme
IH	Índice de Hidrogênio
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
NETL	U.S. National Energy Technology Laboratory
REATE	Programa de Revitalização da Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres
SEG-Y	Society of Exploration Geophysicists Y format
SGB	Serviço Geológico do Brasil
VSP	Vertical Seismic Profiling

SUMÁRIO

1 APRESENTAÇÃO	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	2
1.3 JUSTIFICATIVAS	4
1.4 OBJETIVOS	5
2 REVISÃO DE LITERATURA	6
2.1 FUNDAMENTOS DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO	6
2.1.1 Arranjos tecnológicos de CCS	6
2.1.2 Mecanismos de armazenamento de carbono	8
2.1.3 Parâmetros de reservatório	10
2.1.3.1 Porosidade	11
2.1.3.2 Permeabilidade	11
2.1.3.3 Espessura	12
2.1.3.4 Temperatura.....	12
2.1.3.5 Pressão	12
2.1.4 Principais reservatórios	13
2.1.4.1 Reservatórios depletados de petróleo e gás	13
2.1.4.2 Aquíferos salinos	14
2.1.4.3 Camadas de carvão	14
2.1.4.4 Folhelhos	14
2.2 GEOFÍSICA DE PROSPECÇÃO APLICADA À AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	16
2.2.1 Geofísica de prospecção e o armazenamento geológico de CO₂	16
2.2.2 Métodos sísmicos de reflexão	17
2.2.3 Perfilagem geofísica de poços	19
2.3 ÁREA DE ESTUDOS E RESERVATÓRIO-ALVO	21
2.3.1 Bacia do Paraná	21
2.3.2 Formação do Irati e o potencial para armazenamento geológico	26
3 MATERIAS E MÉTODOS	28
3.1 MATERIAS	28
3.1.1 Critério para seleção de dados	28
3.1.2 Base de dados	29
3.2 MÉTODOS	31
3.2.1 Interpretação sísmica	31

3.2.2	Software de interpretação sísmica.....	38
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	39
4.1	ESTIMATIVAS DE CAPACIDADE.....	39
4.1.1	Análise dos dados sísmicos	39
4.1.2	Espessura e continuidade lateral	47
4.1.2.1	Linha sísmica 2D	
0225_PARANA_51_MIG_FIN.111.....		50
4.1.2.2	Linha sísmica 2D	
0225_PARANA_51_MIG_FIN.112.....		51
4.1.2.3	Linha sísmica 2D	
0225_PARANA_51_MIG_FIN.114.....		52
4.1.2.4	Horizonte 3D.....	54
4.1.2.5	Identificação de folhelhos	56
4.1.3	Profundidade.....	58
5	CONCLUSÃO.....	67
	REFERÊNCIAS.....	68

1 APRESENTAÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

O conceito de transição energética está historicamente atrelado ao desenvolvimento econômico e social, dada a relação entre as constantes transformações socioeconômicas e o aproveitamento de diferentes formas de energia. O foco da atual transição está nos combustíveis fósseis os quais estão inseridos em outra discussão contemporânea – as mudanças climáticas – visto que a utilização de seus derivados está ligada ao aumento de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) e de sua concentração na atmosfera, como é o caso do dióxido de carbono (CO₂) (IPCC, 2014; EPA, 2023; IEA, 2023).

Para mitigar os efeitos do CO₂, foram elaborados planos globais de ação climática, como o Acordo de Paris, no qual as nações signatárias se comprometeram a mitigar as emissões de dióxido de carbono para garantir que o acréscimo da temperatura média global seja mantido abaixo de 2°C. Um objetivo para tal é a obtenção de emissões líquidas zero (*Net-Zero*) até 2050 (Janowsky, 2020). O conceito de *Net-Zero* denota um estado de equilíbrio em que representa uma condição ideal em que o volume de GEE emitidos para a atmosfera é compensado por uma quantidade equivalente de GEE removidos (IPCC, 2018). A Figura 1.1 ilustra a capacidade de captura de CO₂ em projetos atuais e planejados, comparando-a ao cenário de emissões líquidas zero para o período de 2020 a 2030.

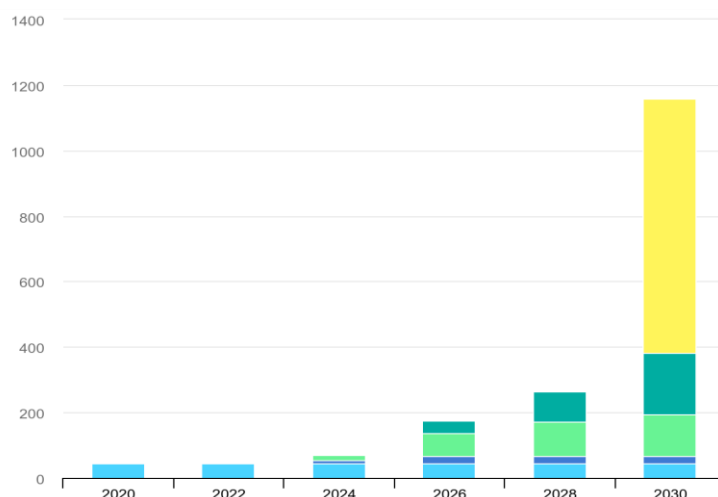


Figura 1.1: Capacidade de captura de CO₂ em larga escala (superior a 100.000 toneladas/ano) e de captura direta de ar (1.000 toneladas/ano) entre 2020 e 2030, comparada ao cenário de emissões líquidas zero. Inclui projetos em operação (azul), construção (azul escuro), desenvolvimento avançado (verde claro), conceito/viabilidade (verde escuro) e diferença para neutralização de emissões (amarelo). Considera apenas projetos com CO₂ utilizado em combustíveis, produtos, ou construção. Fonte: IEA (2024).

Alcançar o estado de emissões líquidas zero requer o desenvolvimento de tecnologias de descarbonização. Desta forma, a implantação de ferramentas que auxiliem na gestão do CO₂ possibilita, para a indústria de petróleo e gás natural, a adaptação de suas operações para se alinharem com a transição para uma matriz ambientalmente mais sustentável, mantendo, ao mesmo tempo, a segurança energética e a estabilidade econômica (Cherepovitsyn e Rutenko, 2022; English e English, 2022). Neste contexto, destaca-se o desenvolvimento de tecnologias de manejo de CO₂, sobretudo as relacionadas a Captura e Armazenamento de Carbono (do inglês, *Carbon Capture and Storage* – CCS).

As tecnologias de CCS compreendem desde a captura do dióxido de carbono até o seu armazenamento seguro em um ambiente geológico adequado. Seu processo inclui a captura de CO₂ de grandes fontes de emissão, referidas como captura de fonte pontual, e também diretamente da atmosfera (GCCSI, 2023b). A possibilidade de armazenar CO₂ em formações geológicas compostas por folhelhos negros ricos em matéria orgânica tem se mostrado potencialmente promissora (Masulino, 2020). Essas formações, caracterizadas pela sua baixa permeabilidade, vêm sendo avaliadas por meio de estudos técnicos e econômicos.

O Brasil apresenta potencial no campo do armazenamento geológico de CO₂ em folhelhos negros, devido à proximidade de possíveis *plays* de recursos de gás natural não-convencional (gás em folhelho) a fontes estacionárias de CO₂¹. Nesse sentido, o país apresenta a oportunidade de desempenhar um papel de destaque no mercado de gás natural e na implementação da tecnologia de CCS, visto que, segundo McKinsey & Co. (2024), a participação do Brasil no potencial mundial de sequestro de carbono é de 15%, um percentual significativamente superior ao de outros países.

Diante disso, a Bacia do Paraná, localizada na região Centro-Sul do Brasil e considerada como uma das maiores bacias sedimentares no território nacional, apresenta potencial para a exploração de gás em folhelho associada ao armazenamento geológico de CO₂. Considerando essa bacia, a abordagem proposta nesta pesquisa está concentrada na análise da Formação Irati, vista que a heterogeneidade de seus folhelhos pode influenciar no seu potencial para o sequestro de CO₂ (Rocha, 2021).

¹ Referem-se a emissões de dióxido de carbono (CO₂) que provêm de fontes fixas e permanentes, em contraste com fontes móveis, como veículos e aviões. Essas fontes são geralmente caracterizadas por sua localização fixa e incluem: usinas de energia, indústrias, etc.

1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

As formações geológicas com potencial para o armazenamento geológico de dióxido de carbono devem apresentar as seguintes características: porosidade acima de 20 % (Oliveira et al., 2021), espessuras superiores a 10 m (Pelissari, 2021) e localizações em profundidades superiores a aproximadamente 1 km. Além disso, é essencial que essas formações estejam sobrepostas por uma camada rochosa de baixa permeabilidade para prevenir a migração e vazamento do gás (English and English, 2022).

Segundo IPCC (2005), a caracterização e seleção de ambientes geológicos para o armazenamento de CO₂ demandam a utilização de diversos tipos de dados para garantir uma abordagem vasta e precisa. Os perfis sísmicos, preferencialmente em três dimensões ou derivados de levantamentos bidimensionais densamente espaçados, fornecem informações cruciais sobre a subsuperfície da área de interesse. Mapas de contorno estrutural destacam a configuração de reservatórios, selos e aquíferos, enquanto mapas detalhados das fronteiras estruturais da armadilha, onde ocorrerá a acumulação de CO₂, são essenciais para identificar potenciais pontos de vazamento.

Além disso, IPCC (2005) destaca a importância de mapas que delineiam a trajetória prevista para a migração do CO₂ desde o ponto de injeção para compreender a dinâmica do deslocamento do gás. A coleta de dados a partir de registros de poços, contendo informações geológicas, geofísicas e de engenharia é crucial para uma avaliação abrangente. Medidas petrofísicas, incluindo porosidade, permeabilidade, mineralogia, capacidade de selagem, pressão, temperatura, salinidade e ensaios de resistência rochosa em laboratório, complementam a caracterização. Ademais, dados sísmicos, geomorfológicos e investigações tectônicas são empregados para identificar atividades geotectônicas.

Observa-se que a Geofísica desempenha um papel fundamental na caracterização de potenciais reservatórios, seja para o armazenamento geológico de CO₂, seja para a exploração de gás natural, contribuindo tanto nas fases iniciais dos projetos quanto em sua operação efetiva. Um exemplo disto é a caracterização inicial do reservatório potencial, quando as avaliações abrangem características geológicas, propriedades da rocha, distribuição de falhas e fraturas e demais condições *in situ* (Gaffney, Cline & Associates, 2022).

Dentre os métodos geofísicos, a sísmica de reflexão se destaca pelo uso de técnicas de transmissão e de interpretação de resultados de testes. Seu foco está na determinação da geometria dos reservatórios, bem como de sua porosidade e de camadas selantes, identificando zonas de falhas e zonas ideais para injeção com base em determinações de porosidade e permeabilidade (Dubinski, 2009; Bauer et al., 2012). Tais observações auxiliam no

armazenamento seguro de CO₂, potencializando o monitoramento tanto na fase de injeção quanto na pós-conclusão.

No Brasil, a interpretação de dados de sísmica de reflexão em reservatórios de folhelhos negros para o armazenamento geológico de CO₂, sobretudo associada à exploração de gás natural, tem sido limitada, mesmo em bacias com um alto volume de dados – especialmente a Bacia do Paraná – evidenciando uma lacuna de conhecimento significativa. Tal cenário se contrapõe ao de extensos estudos de caracterização geológica e geoquímica realizados nessa bacia, com ênfase na Formação Irati, como os elaborados por Janowsky (2020), Masulino (2020) e Rocha (2021).

A interpretação de dados sísmicos, quando integradas à de dados de poços, tende a contribuir para o preenchimento da lacuna citada, como pela avaliação da integridade das camadas de vedação de argila, fornecendo informações sobre sua eficácia em evitar a migração vertical de CO₂ (Musarra et al., 2022; Orujov et al., 2023). A capacidade da Geofísica em identificar variações na litologia e características dos folhelhos negros, junto a delimitação de estruturas geológicas, também possibilita a otimização da seleção de locais para o armazenamento geológico de CO₂ (Bauer et al., 2012).

Com a identificação das possibilidades de contribuição da Geofísica na caracterização de reservatórios para o armazenamento geológico de CO₂, bem como pela disponibilidade de dados sísmicos na Bacia do Paraná e seu posicionamento estratégico para o mercado de energia no país, o presente trabalho tem como premissa a caracterização de reservatórios de folhelhos negros da Formação Irati para o armazenamento geológico de CO₂, considerando a interpretação de dados sísmicos e de poços. Como área de estudo foi selecionada uma porção da formação com base no estudo elaborado por Oliveira et al. (2021) no intuito de otimizar as interpretações.

1.3 JUSTIFICATIVAS

Inicialmente, destaca-se o volume substancial de estudos já realizados e em andamento na Formação Irati, os quais têm contribuído consideravelmente para o avanço do conhecimento geológico. No entanto, observa-se a carência de pesquisas baseadas na interpretação sísmica. Nesse sentido, espera-se que o presente trabalho atue de modo a complementar os resultados geológicos já produzidos na formação.

A disponibilidade de dados geológicos e geofísicos para a área de estudo é outro ponto estratégico. A plataforma *online* de dados do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) é uma

facilitadora para a obtenção de informações técnicas que viabilizem pesquisas mais aprofundadas na bacia.

Além disso, a localização estratégica da Bacia do Paraná na região Centro-Sul do país é um fator determinante. Esta região não apenas representa o principal mercado de gás natural no Brasil, mas também é caracterizada por uma alta concentração de fontes emissoras de CO₂ (Ketzer et al., 2016; Musarra et al., 2022). Nesse sentido, oportuniza-se o desenvolvimento da indústria de captura e armazenamento de carbono nesta porção do país.

Nesse cenário, os investimentos em projetos de CCS são cruciais para o alcance dos compromissos relacionados à redução de emissões de dióxido de carbono (Rocha, 2021). Por isso, a formação de recursos humanos especializados em áreas como Geofísica é fundamental para atender às demandas do mercado e promover o desenvolvimento do conhecimento técnico qualificado. Profissionais com habilidades relacionadas à interpretação sísmica e à exploração de reservatórios são essenciais para impulsionar a indústria de petróleo e gás a garantir sua sustentabilidade a longo prazo.

Portanto, ao considerar os aspectos científicos, tecnológicos, socioambientais e econômicos envolvidos, observa-se que a realização desta pesquisa na Formação Irati é substancial para atender as demandas atuais e futuras do setor energético brasileiro. Em paralelo, destaca-se a oportunidade de contribuição para o avanço do conhecimento científico em Geofísica em projetos de sequestro geológico de CO₂, tendo como base a transição energética e o desenvolvimento sustentável.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é fornecer interpretações geológicas e geofísicas para a identificação e caracterização de reservatórios para o armazenamento geológico de CO₂ na Formação Irati, Bacia do Paraná. Para tal, destacam-se os objetivos específicos:

- a) Analisar os dados sísmicos 2D por meio do software OpendTect;
- b) Aplicar atributos sísmicos para filtrar os dados sísmicos;
- c) Identificar *bright spots*, diques, soleiras e falhas;
- d) Mensurar profundidade e espessura da Formação Irati;
- e) Fornecer interpretação sísmica para contribuir com estudos realizados na Formação Irati.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 FUNDAMENTOS DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO

2.1.1 Arranjos tecnológicos de CCS

A captura e armazenamento de carbono é uma das principais estratégias de abatimento de emissões de CO₂, dado o alto potencial em termos de volumes de gás que podem ser armazenados (Ketzer et al., 2016). O CCS envolve a captura e separação do CO₂ proveniente de fontes estacionárias, como indústrias e usinas geradoras de energia, seguido do seu transporte para a injeção e armazenamento em formações geológicas adequadas, como o folhelho, em profundidades adequadas (Ketzer et al., 2016).

A captura de CO₂ vem sendo desenvolvida há mais de 90 anos. Inicialmente, o processo envolvia a separação do fluxo de um gás por meio de um solvente químico para a lavagem do fluxo (Siddique, 1990 apud IPCC, 2005, p. 59). Ao longo das últimas duas décadas, a técnica foi adaptada para diversas aplicações, como a captura de CO₂ dos gases de combustão produzidos por plantas de carvão ou gás para uso na carbonatação de bebidas e tratamento de água salgada. Além disso, foi empregada para aumentar a recuperação de petróleo pela injeção de CO₂ em reservatórios, processo conhecido como recuperação melhorada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR, na sigla em inglês) (IPCC, 2005).

Atualmente, existem diferentes tecnologias para separar o CO₂ dos gases de combustão industriais e das emissões de usinas de geração de energia (Fig. 2.1). Entre essas tecnologias, WRI (2008) e Ketzer et al (2016) destacam a captura *pós-combustão*, a captura *pré-combustão* e os sistemas de *combustão com oxigênio puro (oxyfuel)*. A captura *pós-combustão* consiste na separação do CO₂ dos gases de combustão após a queima do combustível, geralmente utilizando solventes líquidos para absorver o CO₂ presente nos gases. A captura *pré-combustão* envolve o processamento do combustível primário em uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, os quais são separados em uma corrente de CO₂ e outra de hidrogênio. Já os sistemas de *combustão com oxigênio puro* queimam o combustível primário em uma atmosfera enriquecida com oxigênio, resultando em gases de combustão com concentrações mais elevadas de CO₂, o que facilita sua captura e armazenamento.

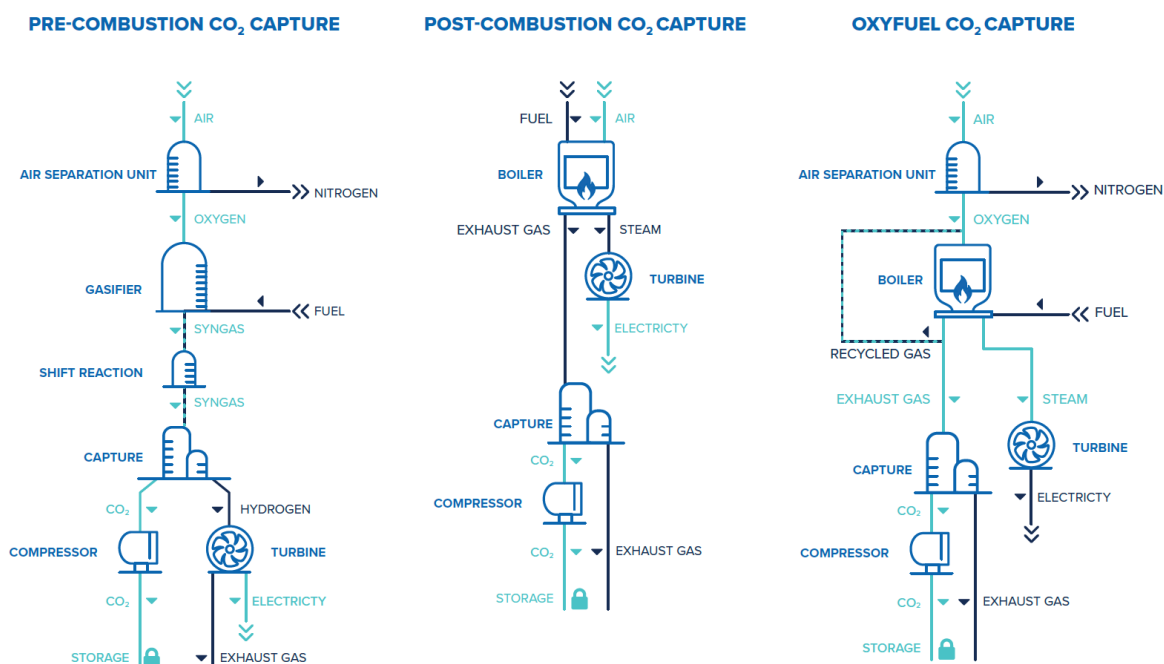


Figura 3.1: Diagrama de captura de CO₂. Fonte: GCCSI (2024).

Na sequência, o transporte do CO₂ capturado exige uma infraestrutura adequada e eficiente. Uma opção é o sistema de dutos, semelhante ao utilizado para o transporte de gás natural. Além deles, outras alternativas para o transporte incluem o uso de caminhões e navios, dependendo das necessidades específicas e das condições logísticas de cada projeto (Ketzer et al., 2016).

A compressão do CO₂ para um estado supercrítico, ou “fase densa”, é realizada para viabilizar o transporte do CO₂ por meio de dutos (Ketzer et al., 2016). Em longas distâncias de transporte através do duto, é comum a necessidade de recompressão do gás em diferentes pontos do trajeto. A recompressão permite a continuidade da fase supercrítica do CO₂ durante todo o percurso, garantindo sua estabilidade e facilitando sua injeção no local de armazenamento (Mohitpour et al., 2007 apud WRI, 2008, p. 46).

A injeção e o armazenamento representam a etapa final do arranjo tecnológico de CCS, nas quais o dióxido de carbono capturado é injetado e armazenado com segurança no ambiente geológico (GCCSI, 2022). Para garantir uma injeção consistente de CO₂, os operadores devem considerar contingências específicas do local e os potenciais desafios. Manter uma margem de taxa de injeção é crucial para mitigar flutuações e circunstâncias imprevistas (IEA, 2022).

O armazenamento geológico de CO₂ ocorre naturalmente em reservatórios adequados. Embora existam diferenças entre as acumulações naturais e o armazenamento projetado, o sequestro de CO₂ em formações selecionadas pode se efetivar por longos períodos, com a

expectativa de que 99% ou mais do CO₂ injetado seja retido por pelo menos 1.000 anos (IPCC, 2005).

Segundo o IPCC (2005), o armazenamento geológico depende de vários mecanismos para garantir a contenção eficaz do CO₂ no ambiente geológico. Os locais de armazenamento mais eficazes são aqueles onde o CO₂ é retido devido a uma combinação de mecanismos de sequestro físicos e químicos. Para isso, ele precisa estar isolado permanentemente sob uma rocha selante espessa e de baixa permeabilidade, convertido em minerais sólidos ou adsorvido nas superfícies dos microporos das rochas, bem como por uma combinação desses mecanismos.

A avaliação dos recursos de armazenamento de CO₂ a nível nacional pode durar entre dois a cinco anos, dependendo do nível de detalhamento desejado e do volume de dados necessários. Posteriormente, o desenvolvimento de um local de armazenamento de CO₂, resultante de uma avaliação regional, poderá demorar mais três a dez anos (IEA, 2022).

De acordo com GCCSI (2023b), em 2023 houve a proliferação de redes de CCS, levando ao surgimento de uma categoria industrial denominada “instalações de transporte e armazenamento de CO₂”. Globalmente, foram identificadas 101 instalações deste tipo, marcando um afastamento dos modelos tradicionais de CCS. Ao contrário das instalações anteriores, que foram definidas pela sua associação com fontes de captura específicas, os novos modelos operam independentemente de qualquer fonte industrial específica, marcando uma mudança significativa na dinâmica da indústria (GCCSI, 2023b).

2.1.2 Mecanismos de armazenamento geológico de carbono

IPCC (2005) e IEA (2022) destacam 4 mecanismos principais de armazenamento geológico de CO₂: a) físico, no qual o gás é retido fisicamente sob camadas impermeáveis; b) residual, com a retenção ocorrendo nos poros da rocha; c) por solubilidade, resultante da dissolução do CO₂ na água da formação geológica; e d) mineral, após a reação do CO₂ com minerais para a formação de compostos químicos estáveis, sendo considerado processo mais lento dentre os listados.

O armazenamento físico pode ser categorizado em estratigráfico ou estrutural, a depender dos processos físicos que restringem uma área ou formação dentro de um ambiente geológico (IPCC, 2005). A partir do arcabouço estrutural ou estratigráfico, o CO₂ pode ser sequestrado em vedações verticais e laterais. Posteriormente, o CO₂, em forma de gás supercrítico ou fluido, é aprisionado sob uma rocha de baixa permeabilidade. Pela diferença de densidade, o fluido original presente na formação afunda enquanto o CO₂ flutua até encontrar

uma pressão de entrada capilar maior que a força de empuxo (Zhang e Song, 2014).

A eficiência desse mecanismo está diretamente relacionada à estrutura das bacias sedimentares, que possuem sistemas de canalização regidos pela distribuição de camadas de alta e baixa permeabilidade, regulando a movimentação de fluidos internos. Armadilhas estruturais, como dobras anticlinais ou blocos de falha selados, bem como armadilhas estratigráficas, desempenham um importante papel na retenção de CO₂ (Gunter et al., 2004). Além disso, o potencial de armazenamento do mecanismo físico depende também da capacidade de vedação da rocha selante, além da seleção de um local que garanta a capacidade de sequestro de CO₂ (Song and Zhang, 2013).

O mecanismo de aprisionamento residual envolve a saturação de CO₂ em pequenos aglomerados de poros dentro do reservatório. Inicialmente, quando o CO₂ é injetado, há um deslocamento da água salgada de maneira co-corrente². No entanto, ao cessar a injeção, a disparidade de densidade entre o CO₂ e a água salgada provoca um fluxo contra-corrente, com o CO₂ migrando para cima e a água salgada para baixo.

Esse processo leva à infiltração da fase de umedecimento (água salgada) nos poros previamente ocupados pela fase de menor umedecimento (CO₂). Como resultado, a água salgada desloca o CO₂, causando uma saturação significativa de CO₂ a ser aprisionada nos poros (Zhang and Song, 2014). Depois de aprisionado, o CO₂ forma uma fase imóvel, conhecida como gás residual, atrás da linha de frente invasora³. O volume e a distribuição do gás residual são influenciados pela distribuição das propriedades petrofísicas do reservatório (Holtz, 2002).

No aprisionamento por solubilidade, o CO₂ se desloca verticalmente em direção à interface entre o reservatório e a rocha selante e, posteriormente, dispersa-se lateralmente sob a rocha selante como uma fase separada. Quando o CO₂ interage com a água salgada e os hidrocarbonetos presentes na formação geológica, ocorre uma transferência de massa, resultando na dissolução do CO₂ na água salgada até que um estado de equilíbrio seja alcançado (Zhang and Song, 2014).

Esse processo tem como principal benefício o fato de que, uma vez dissolvido, o CO₂ deixa de existir como uma fase separada, eliminando assim as forças de flutuação que o impulsionam para cima. A interação geoquímica entre o CO₂, a rocha e a água da formação

² Um arranjo de fluxo onde dois ou mais fluxos se movem na mesma direção. Neste caso, a água está se deslocando na mesma direção do CO₂ injetado.

³ Refere-se à borda principal da pluma de dióxido de carbono à medida que ela se move através da formação geológica durante o processo de injeção. Esta linha de frente representa o limite onde o CO₂ injetado está ativamente deslocando outros fluidos, como água ou gás natural, dentro dos espaços porosos da formação rochosa.

contribui significativamente para aumentar a capacidade e eficácia do armazenamento de CO₂ (IPCC, 2005).

Posteriormente, ocorrem reações químicas entre o CO₂ dissolvido e os minerais presentes no reservatório, resultando na formação de íons e, eventualmente, em minerais carbonáticos estáveis (Gunter et al., 1993). Esse fenômeno, conhecido como aprisionamento mineral, é considerado a forma mais permanente de armazenamento geológico de CO₂.

Embora seja um processo relativamente lento, podendo levar milhares de anos para se completar, sua permanência e a capacidade de armazenamento em alguns contextos geológicos tornam essa característica altamente estratégica para o armazenamento a longo prazo (IPCC, 2005). Além disso, a taxa de reação dos minerais na presença de CO₂ depende de fatores como temperatura, pressão, pH e concentração de outras espécies⁵, tanto na fase aquosa quanto na fase de CO₂ supercrítico (Zhang and Song, 2014).

2.1.3 Parâmetros de reservatórios

Sob uma análise microscópica, é possível identificar espaços vazios (ou poros) entre os sedimentos que compõem uma rocha (NETL, 2010). Porosidade e espessura adequadas são parâmetros essenciais do reservatório para garantir a capacidade de armazenamento, enquanto a permeabilidade auxilia na injetividade (IEA GHG, 2009). Outros parâmetros dos reservatórios para o armazenamento de CO₂ incluem a temperatura, profundidade, pressão e saturação (NETL, 2010; IEA, 2022).

O relatório do IEA GHG (2009) considera que há um processo de triagem de dois estágios para o local, de modo que os locais inadequados para o armazenamento geológico sejam descartados. O primeiro estágio é um processo de eliminação, pelo qual os locais são completamente eliminados da consideração. O segundo estágio então examina critérios de seleção adicionais, que avaliam os locais que passaram pela fase de eliminação e os analisam contra um conjunto de parâmetros para determinar os locais mais favoráveis para uma investigação mais aprofundada.

O relatório conclui que a classificação deve resultar na seleção de reservatórios com: a) porosidade e espessura suficientes para criar a capacidade de armazenamento necessária; b) permeabilidade suficiente para permitir a injeção e c) presença de pelo menos um (mas

⁴ A eficácia do armazenamento de CO₂ por meio da captura de minerais depende do contexto geológico, principalmente devido à composição mineral e às propriedades físicas e químicas das rochas envolvidas.

⁵ Essas espécies podem ser íons, moléculas ou compostos dissolvidos na água ou presentes na formação geológica, o que pode afetar as interações e reações químicas que ocorrem durante o processo.

preferencialmente múltiplo) estrato confinante para evitar a fuga e migração do CO₂ injetado.

Neste trabalho, para estimar a espessura e identificar a presença de estrato confinante através da interpretação de dados sísmicos, será utilizado como base a tabela 2.1:

Tabela 2.1: Critérios para Seleção de Locais para o Armazenamento de CO₂

Critério	Eliminatório ou Desfavorável	Preferido ou Favorável
Pares reservatório-rocha selante; barreira extensa e competente ao fluxo vertical	Pobre, descontínuo, falhado e/ou rompido	Intermediário e excelente; muitos pares (sistema em camadas múltiplas)
Estratigrafia	Variação lateral complexa e conectividade complexa	Uniforme
Profundidade	<800m ou >2.500m	Entre 1.000 e 2.500m
Espessura do Reservatório	<20m	≥20m
Espessura da Rocha Capeadora	<10m	≥10m
Continuidade Lateral da Rocha Capeadora	Variações laterais, falhado	Não falhado (Uniforme)

Fonte: IEA GHG (2009) e Oliveira et al. (2021).

2.1.3.1 Porosidade

Segundo Ganat (2020), a porosidade é uma medida dos espaços vazios na rocha. Essa fração de vazios pode estar entre partículas ou dentro de cavidades ou fraturas da rocha. A porosidade é definida como uma fração unitária entre 0 e 1 ou como uma porcentagem entre 0 e 100%, variando, para a maioria das rochas, de menos de 1 a 40%. Em folhelhos, o valor ideal de porosidade⁶ é geralmente considerado maior que 4% (Rocha, 2021). A porosidade pode ser medida diretamente a partir de amostras de núcleo coletadas em perfurações ou durante o registro de poços (IEA, 2022).

2.1.3.2 Permeabilidade

A permeabilidade é definida como a capacidade de deslocamento de fluidos em meios porosos; quanto maior a permeabilidade, mais rápido o deslocamento do fluido (Ganat, 2020; IEA, 2022). A permeabilidade de reservatórios com alta qualidade produtiva geralmente é medida na faixa de Darcy, variando de menos de 0,01 milidarcy (mD) a mais de 1 darcy (Ganat, 2020).

⁶ A nanoporosidade é o parâmetro mais apropriado, considerando que os folhelhos possuem uma porosidade relativamente baixa (Akkutlu e Fathi, 2011).

Para o armazenamento, o valor em folhelhos é, preferencialmente, 100 mD (Rocha, 2021). Embora relacionada à porosidade, a permeabilidade é influenciada pela forma e conexão dos poros. Pode ser medida diretamente ou estimada durante o registro de poços, e os testes de fluxo dinâmico com água ou CO₂ são os métodos mais precisos para avaliá-la (IEA, 2022).

2.1.3.3 Espessura

A espessura da formação geológica indica uma medida do espaço de armazenamento disponível. Para a exploração de hidrocarbonetos, considera-se a espessura líquida (*net pay*) – porção do reservatório considerada economicamente viável para a extração de hidrocarbonetos (Schön, 2015). Para o armazenamento de CO₂, a espessura líquida representa a porção da rocha onde o CO₂ injetado será retido.

2.1.3.4 Temperatura

A temperatura, que tende a variar com a profundidade do reservatório, exerce influência na densidade do CO₂, pois a densidade é proporcionalmente maior em menores temperaturas, o que faz com que a força de empuxo seja reduzida, melhorando a capacidade de retenção do gás. Bacias sedimentares com temperaturas mais baixas são mais favoráveis ao armazenamento (Bachu, 2003).

2.1.3.5 Pressão

A pressão pode controlar tanto a injeção de CO₂ quanto o seu armazenamento. É medida dentro dos poros da formação e monitorada por meio de manômetros de fundo de poço e testes de poço (IEA, 2022). A unidade de pressão é megapascal (MPa) e o valor indicado para armazenamento é igual ou superior a 7,5 MPa (IEA GHG, 2009).

A injeção ocorre em intervalos perfurados ou telados, geralmente com uma espessura de 10 a 100 metros, onde o CO₂ é bombeado para a formação através de poços. Esse processo eleva a pressão na zona de injeção, permitindo que o CO₂ penetre nos espaços porosos da formação, antes ocupados pelos fluidos *in situ* (IPCC, 2005). É essencial garantir que a injeção de CO₂ não ultrapasse a pressão de fratura do reservatório ou de sua vedação, para evitar vazamentos indesejados.

Uma vez injetado, o CO₂ forma uma pluma que migra através do reservatório, deslocando os fluidos pré-existentes (IEA, 2022). A saturação, que representa a proporção do volume de fluido no meio poroso em relação ao volume total de poros, é determinada através de técnicas como o método Retort ou o método ASTM, os quais medem a quantidade de líquido

presente nas amostras de rocha (Ganat, 2020).

2.1.4 Principais reservatórios

Reservatórios para o armazenamento de CO₂ devem atender a critérios geológicos específicos para garantir contenção segura e evitar potenciais riscos. A porosidade e espessura são fatores cruciais para determinar a capacidade de armazenamento, enquanto a permeabilidade colabora para a injetividade, facilitando a injeção de CO₂. Além disso, o local deve ser confinado por camadas superiores de baixa permeabilidade para impedir movimentos ascendentes de CO₂ e mitigar o risco de percolação (IEA GHG, 2009).

Bacias sedimentares se destacam para o armazenamento de devido à presença de diferentes ambientes geológicos (Bachu, 2003). Reservatórios de petróleo e gás esgotados, formações salinas profundas, camadas de carvão e folhelhos oferecem o potencial para reter o CO₂ de forma segura por longos períodos de tempo (IPCC, 2005; Ketzer et al., 2016; IEA, 2022). Na Figura 2.2, pode-se visualizar alguns dos ambientes geológicos para o armazenamento.

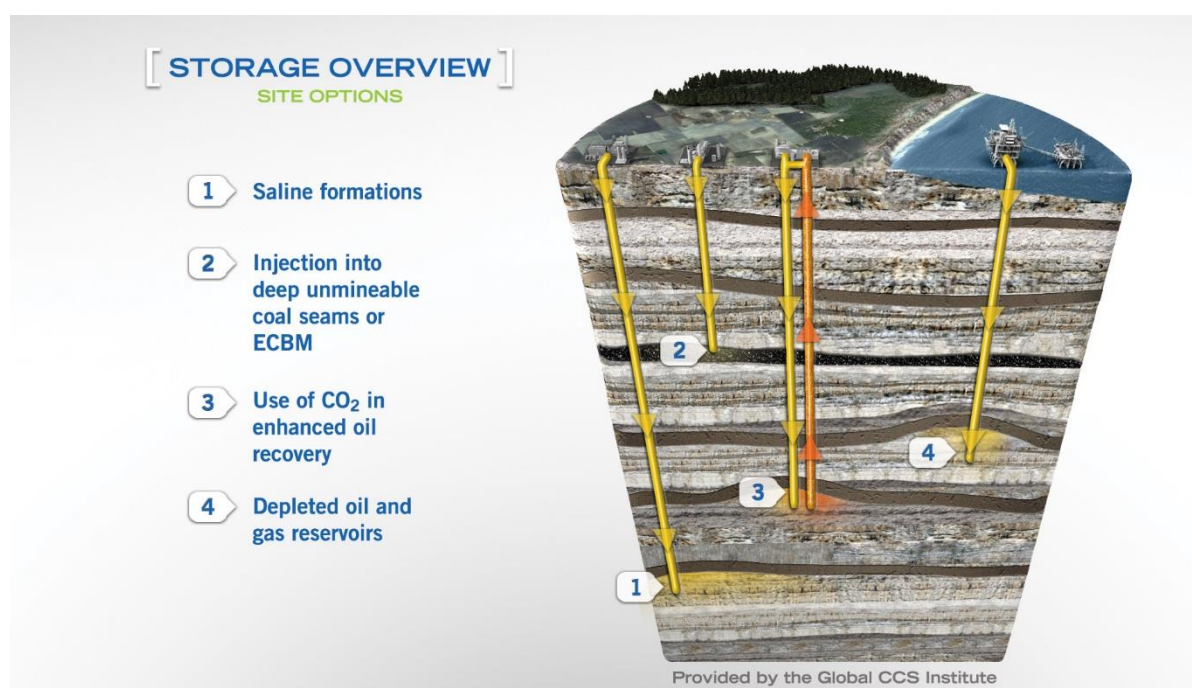


Figura 2.2: Opções para armazenamento de CO₂ em formações geológicas. Fonte: GCCSI (2024).

2.1.4.1 Reservatórios depletados de petróleo e gás

Os reservatórios depletados de óleo e gás são caracterizados por mecanismos de aprisionamento estrutural (armadilhas) e de solubilidade. Eles oferecem vantagens para o

armazenamento devido ao volume de caracterizações realizadas para a prospecção de recursos petrolíferos e pela infraestrutura pré-existente, como poços que podem ser reaproveitados para injeção.

Nestas regiões, um volume substancial de dados está normalmente acessível. No entanto, a sua capacidade de armazenamento é limitada em comparação com outras formações devido a restrições de pressão e potenciais riscos de percolação (IPCC, 2005; Ketzer et al., 2016; English and English, 2022).

2.1.4.2 Aquíferos salinos

Aquíferos profundos de arenito e carbonato apresentam mecanismos de solubilidade, hidrodinâmicas e de aprisionamento mineral. Esses reservatórios, de maior ocorrência em comparação com reservatórios de petróleo e gás esgotados e jazidas de carvão, fornecem altos volumes de poros, tornando-os uma opção promissora para projetos de armazenamento em grande escala. Porém, tais reservatórios carecem frequentemente de informações abrangentes, em contraste com os extensos conjuntos de dados acessíveis para reservatórios de hidrocarbonetos e carvão (IPCC, 2005; Ketzer et al., 2016).

2.1.4.3 Camadas de carvão

Camadas de carvão apresentam um meio de armazenamento alternativo, oferecendo mecanismos por adsorção e aprisionamento (Bachu, 2003). De acordo com Ketzer et al. (2016), o carvão tem a capacidade de reter aproximadamente o dobro de dióxido de carbono em comparação ao metano que é frequentemente aprisionado neste tipo de reservatório. Isto é, as camadas de carvão naturalmente adsorvem o CO₂ em sua matriz microporosa.

Entretanto, estimar a capacidade de armazenamento em jazidas de carvão é mais complexo que em outras formações devido a fatores como porosidade, porosidade efetiva e presença de aquíferos de suporte. Além disso, o deslocamento do metano após a injectividade pode delimitar a eficiência deste reservatório (van Bergen et al., 2009; Pan et al., 2017).

2.1.4.4 Folhelhos

Reservatórios com folhelhos, caracterizados por sua riqueza em matéria orgânica, apresentam mecanismos para o armazenamento semelhantes ao carvão (IPCC, 2005; IEA, 2022). Em reservatórios de gás em folhelho, o folhelho atua como rocha geradora e reservatório. Ao contrário dos reservatórios convencionais, onde o gás migra da rocha geradora para rochas reservatórios, o gás em folhelho é gerado e retido na própria rocha (Aguilera, 2016).

Para o armazenamento em folhelhos, o principal mecanismo de aprisionamento de CO₂ é a adsorção, que ocorre a partir da adsorção de dióxido de carbono em argilas e querogênicos. O processo envolve o deslocamento do gás metano (CH₄) pelo CO₂ e o armazenamento deste na matriz do folhelho (Busch et al., 2008; Akkutlu and Fathi, 2011; Heller and Zoback, 2014; Middleton et al., 2015). Diferentes estudos descrevem esse mecanismo, como os realizados por Nuttall et al. (2005) e por Kang et al. (2011), demonstrando que a capacidade de adsorção de CO₂ nos folhelhos é significativamente maior, entre 5 a 10 vezes, em comparação com o CH₄.

A expectativa é que a maioria das formações com folhelhos servirá como camadas selantes para o armazenamento de dióxido de carbono (Goodman et al., 2014; Boosari et al., 2015). No entanto, uma subcategoria significativa de folhelhos é esperada para passar por uma produção extensiva de hidrocarbonetos antes se deslocar para o armazenamento em larga escala de CO₂ (Levine et al., 2016). A viabilidade econômica dos recursos energéticos em folhelhos, ainda assim, está sujeita a incertezas devido à variação de fatores geológicos e não geológicos (Khosrokhavar et al., 2014).

Tabela 2.2: Capacidades Estimadas de Armazenamento de CO₂ nos Principais Reservatórios Geológicos

Reservatório Geológico	Capacidade Estimada de Armazenamento de CO ₂	Comentários
Reservatórios Depletados de Óleo e Gás	Aproximadamente 923 Gt	Inclui 797 Gt especificamente em campos de gás depletados; reconhecidos por capacidade e estruturas de vedação eficientes
Aquíferos Salinos	Mais de 10.000 Gt	Considerados com o maior potencial de armazenamento; capacidade suficiente para mais de 100 anos de emissões de todas as fontes estacionárias globais
Camadas de Carvão	Não especificada	Potencial em leitos de carvão profundos e não mineráveis; a capacidade é mais difícil de quantificar e menos documentada
Folhelhos	Não especificada	Apresenta potencial de armazenamento devido à baixa

permeabilidade; mais pesquisas são necessárias para estimar a capacidade específica

Fonte: GCCSI (2023a) e TGS (2024).

2.2 GEOFÍSICA DE PROSPECÇÃO APLICADA À AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

2.2.1 Geofísica de prospecção e o armazenamento geológico de CO₂

Dentre as etapas que constituem a cadeia de captura e armazenamento de CO₂, destaca-se a seleção e caracterização de reservatórios. Isso se deve à necessidade de conhecer o local de armazenamento e identificar os elementos que potencializam o sequestro (IEA GHG, 2009). O entendimento desses elementos, segundo Bachu e Gunter (1999), compreende: a caracterização tectônica, a presença e integridade do ambiente de armazenamento, o regime hidrodinâmico das águas do reservatório e a maturidade da bacia.

Nesse contexto, segundo IEA GHG (2009), observam-se quatro tipos de dados geofísicos que podem ser usados para caracterizar um reservatório para CO₂ em uma bacia: a) dados regionais de sismicidade; b) sísmica de reflexão 2D ou dados de refração sísmica de longo deslocamento; c) dados de gravimetria; d) dados de magnetometria e e) dados de poços. Destes dados, os dados sísmicos de reflexão oferecem a mais alta resolução em comparação aos outros.

Dados de sísmica de reflexão 2D são os mais comuns nas aquisições sísmicas, já que o custo de uma aquisição de dados 3D pode ser muito elevado (IEA GHG, 2009). Seções sísmicas de reflexão 2D em escala regional contribuem para a investigação de arcabouços estruturais e estratigráficas, identificando falhas e mapeando horizontes de camadas que permitem a correlação com topos estratigráficos por meio de sismogramas sintéticos e dados de poços; (IEA GHG, 2009).

Para isso, utiliza-se uma técnica denominada, em jargão técnico, de amarração sísmica-poço, para correlacionar dados sísmicos de reflexão aos de poços. A Figura 2.3 ilustra o esquema de obtenção de dados usando VSP (Perfilagem Sísmica Vertical), que é uma das principais ferramentas nessa correlação.

Na interpretação de dados sísmicos, essa técnica desempenha um papel importante para reduzir as incertezas nos resultados. Os dados sísmicos proporcionam uma visão em maior escala das características geológicas do reservatório, enquanto os dados de poços oferecem uma escala local mais detalhada.

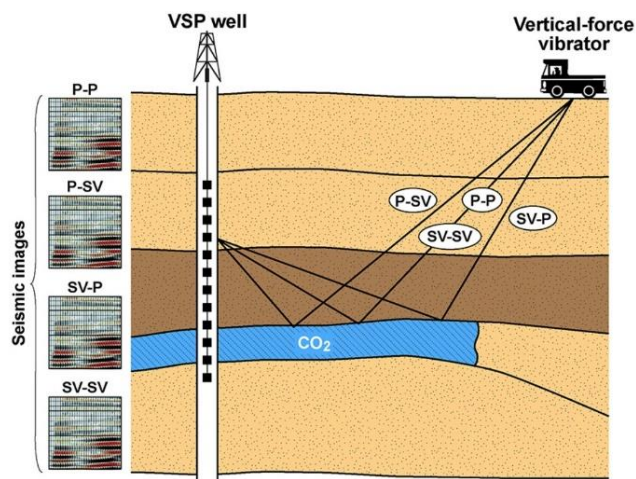


Figura 2.3: Esquema de obtenção de dados usando VSP. Fonte: Klokov and Hardage (2016).

2.2.2 Métodos sísmicos de reflexão

Segundo Schuck e Lange (2007), o princípio dos métodos sísmicos de reflexão parte da geração controlada de ondas elásticas por uma fonte sísmica para adquirir uma imagem da subsuperfície. Esses métodos são eficazes na detecção e mapeamento de interfaces, identificando propriedades físicas das unidades da subsuperfície (Fig. 2.4). Por isso, as técnicas sísmicas são adequadas para mapear sequências sedimentares em camadas, como descrito por Kearey et al. (2002).

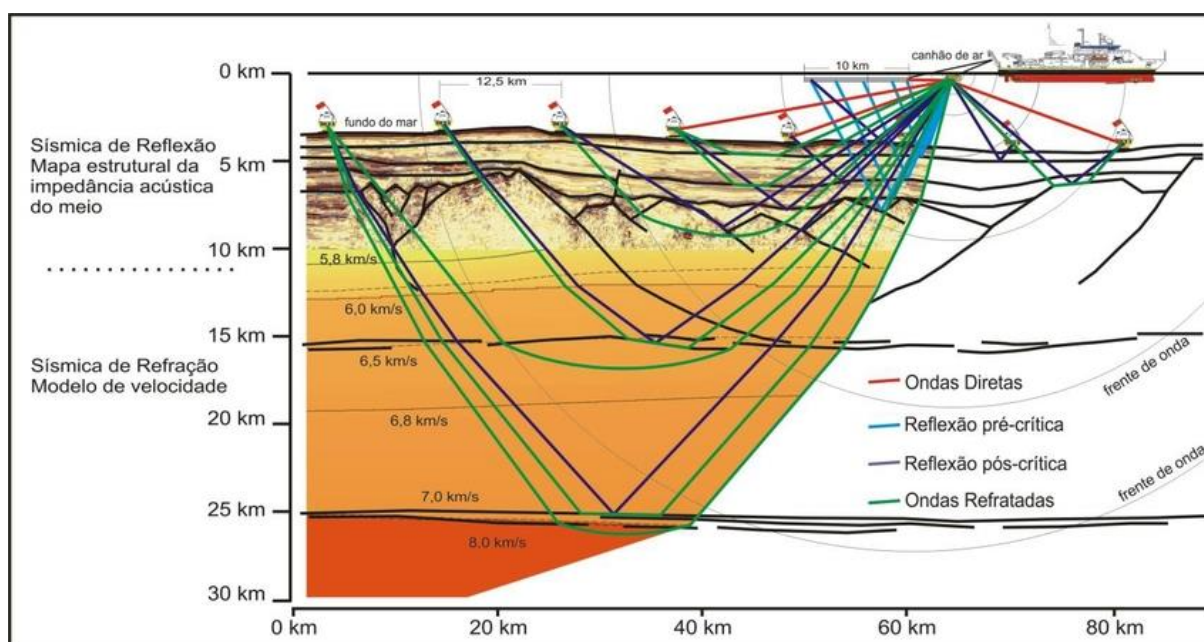


Figura 2.4: Representação esquemática dos métodos sísmicos de reflexão e refração. Fonte: Rigoti (2015).

A aplicação dos métodos sísmicos abrange a aquisição, processamento e interpretação de dados. Na aquisição, os dados são coletados sistematicamente por meio de fontes e detectores sísmicos para capturar informações da subsuperfície (Kearey et al., 2002). Esses dados brutos passam por processamento na etapa subsequente, onde diferentes algoritmos e técnicas são aplicados para a melhoria da sua qualidade, remoção de ruídos e transformação em formatos adequados para interpretação (Zhou, 2014). Na interpretação, serão analisadas as condições do ambiente geológico. Isso envolve a identificação de características geológicas, mapeamento de estruturas e estimativa de propriedades como composição de rochas e conteúdo de fluidos (Nanda, 2021).

Segundo Kearey et al. (2002), a aquisição sísmica de reflexão envolve a geração de ondas sísmicas por uma fonte controlada. Parte dessas ondas sofre refração ou reflexão em interfaces geológicas situadas a profundidades variáveis. Instrumentos, como geofones ou hidrofones, posicionados ao longo da superfície, capturam os sinais das ondas refletidas, medindo seus tempos de chegada em diferentes distâncias da fonte. A conversão desses tempos de trânsito em profundidades permite o mapeamento da distribuição das interfaces geológicas.

O processamento convencional de dados sísmicos de reflexão envolve uma abordagem de tempo de trânsito bidirecional, com subsequente conversão de profundidade utilizando funções de velocidade-tempo espacialmente variantes determinadas a partir do processamento de dados. Estas funções são frequentemente limitadas por perfis sônicos ou perfis sísmicos verticais (VSP) obtidos de poços (IEA GHG, 2009).

Há 4 tipos de interpretação: estratigráfica, estrutural, sismoestratigráfica e sequência sísmica. Estas interpretações auxiliam na compreensão dos tipos de rochas presentes, padrões de deposição, características estruturais e do quadro cronológico das formações geológicas. Cada interpretação apresenta um propósito na análise de dados sísmicos para extrair informações para diversas aplicações, como na exploração de hidrocarbonetos (Nester and Padgett, 1992; Chopra and Marfurt, 2012; Nanda, 2021).

A interpretação estrutural em dados sísmicos visa identificar e analisar as características das estruturas geológicas, como falhas e dobras, fornecendo informações sobre a geometria e a disposição dos reservatórios. Por outro lado, a interpretação estratigráfica concentra-se na análise da distribuição espacial e na natureza das camadas sedimentares, incluindo propriedades das rochas e fluidos, essenciais para uma compreensão dos reservatórios (Nanda, 2021).

A interpretação sismoestratigráfica, conforme descrito por Vail e Mitchum (1977), é fundamentalmente uma abordagem geológica para a interpretação estratigráfica de dados

sísmicos. As reflexões sísmicas primárias são geradas por superfícies físicas nas rochas, consistindo principalmente de superfícies estratigráficas e discordâncias com contrastes de velocidade e densidade.

A interpretação sismoestratigráfica se concentra na interpretação geológica regional de sistemas deposicionais e estilos tectônicos para a evolução e avaliação de bacias sedimentares (Nanda, 2021). Xu et al. (2022) destacam que a análise de fácies sísmicas e litofácies, que uma vez foi considerada um avanço nas aplicações exploratórias, é atualmente um campo dinâmico devido à adição de novos conceitos e procedimentos interpretativos. Isso inclui refinamentos nos modelos de distribuição de sequência estratigráfica e fácies, melhor compreensão do mecanismo de resposta sísmica a estruturas estratigráficas em pequena escala e diferentes tipos de rochas.

Atualmente, a subdivisão das litofácies sísmicas em categorias mais detalhadas tornou-se viável com a adição de novos parâmetros sísmicos que refletem a estrutura sedimentar e as combinações de tipos de rochas (Xu et al., 2022). Ao longo do tempo, diversas organizações definiram suas próprias exibições de polaridade. Como a polaridade dos dados sísmicos frequentemente se inverte, ela pode causar confusão tanto para os intérpretes quanto para os técnicos. Para evitar essa confusão, foram propostos vários métodos diagnósticos e estabelecidas as polaridades americana e europeia (Brown, 2011; Rankey, 2017).

Na polaridade americana, o pico corresponde ao lobo central da reflexão positiva e o vale ao lobo central da reflexão negativa, enquanto na polaridade europeia, o vale da onda de fase zero é considerado o lobo central da reflexão positiva e o pico o lobo central da reflexão negativa. A polaridade americana tem se tornado mais popular na indústria de exploração devido à sua compatibilidade com a exibição *pseudo-log* (Wang et al., 2015; Badley, 1985 e Brown, 2011).

Sheriff (1977) ressalta que as conclusões estratigráficas a partir de dados sísmicos dependem da qualidade da gravação e processamento, de modo que a resposta sísmica seja predominantemente aquela dos sedimentos. A interpretação de sequência sísmica, portanto, integra dados sísmicos com dados de poços, permitindo uma interpretação detalhada da estratigrafia e arquitetura do reservatório, determinando assim a evolução temporal e espacial das camadas sedimentares, conforme descrito por Nanda (2021).

2.2.3 Perfilagem geofísica de poços

Refere-se ao conjunto de técnicas e métodos empregados para adquirir, processar e interpretar medidas das propriedades físicas das rochas no interior de um poço. Essas técnicas

são aplicadas durante a perfuração e visam identificar, quantificar e modelar as características geológicas e a presença de fluidos, como água ou petróleo.

A perfilagem geofísica envolve o uso de sensores ou sondas que registram propriedades como condutividade elétrica, velocidade de propagação de ondas acústicas, radioatividade, entre outras. Os perfis geofísicos resultantes representam graficamente as relações entre profundidades e propriedades, a avaliação e a compreensão das características da subsuperfície em torno do poço (Luiz and Silva, 1983; Nery, 2013; Ellis and Singer, 2007; Schön, 2015).

De acordo com Luiz e Silva (1983), o procedimento geral de perfilagem compreende a obtenção contínua de medidas no poço. Dependendo do levantamento, a sonda pode conter uma unidade transmissora, uma receptora, ou ambas. Durante a descida da sonda até o fundo do poço, são realizadas as calibrações necessárias e ajustadas as escalas do registrador. As medidas são, então, obtidas de maneira contínua durante a retirada da ferramenta de volta à superfície.

A análise de rochas geralmente ocorre com base em suas características mineralógicas, litológicas, paleontológicas e físicas durante a perfuração. Uma rotina é estabelecida para coletar amostras de calha em intervalos específicos. A partir dessas amostras, será feita a avaliação exploratória (Nery, 2013). As propriedades de interesse mensuradas no interior do poço são categorizadas em três grandes grupos: elétricas, acústicas e radioativas.

A identificação de rochas com base em propriedades elétricas, acústicas e radioativas gera perfis geofísicos (Nery, 2013). Dentre esses perfis, os de propriedades elétricas são geralmente caracterizados pela resistividade, uma medida de condução elétrica influenciada pelo tipo de fluido presente nos espaços porosos. A resistividade verdadeira (R_t) representa formações não perturbadas longo do poço, enquanto a zona liberada (R_{vo}) perto do poço reflete o impacto dos fluidos de perfuração (Ellis and Singer, 2007).

As propriedades acústicas envolvem medições de velocidade de compressão e cisalhamento, permitindo a detecção de fraturas, excitação de ondas de Stoneley⁷ e avaliação da integridade do revestimento por meio de ondas de flexão⁸. As informações geomecânicas são derivadas da análise de ondas de cisalhamento e sua dispersão. As propriedades radioativas,

⁷ Ondas de Stoneley são ondas sísmicas que se propagam ao longo de uma interface sólido-sólido (Sheriff, 2002). Essas ondas têm maior intensidade na interface e diminuem exponencialmente à medida que se afastam dela (Stoneley, 1924).

⁸ As ondas de flexão são ondulações da parede do poço geradas quando a energia acústica é acoplada ao fluido do poço. Elas se propagam ao longo da parede com um deslocamento de partículas perpendicular à sua direção de propagação. Por serem dispersivas, sua velocidade varia com a frequência, igualando-se à velocidade de cisalhamento apenas em frequência zero (Ellis and Singer, 2007).

avaliadas por meio de medições nucleares, oferecem informações sobre a porosidade e a composição, com ferramentas baseadas em nêutrons sensíveis a fontes de hidrogênio e atenuação de raios gama, auxiliando na determinação da densidade aparente (Ellis and Singer, 2007).

2.3 ÁREA DE ESTUDOS E RESERVATÓRIO-ALVO

2.3.1 Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná apresenta uma forma ovalada e um semi-eixo maior na direção norte-sul (Milani et al., 2007a), estando localizada na porção Centro-Leste da América do Sul, abrangendo uma área de aproximadamente 1.500.000 km², dos quais cerca de 1.100.000 km² estão dentro do território brasileiro (Morelato, 2017). É classificada como bacia intracratônica⁹ (Holz et al., 2000).

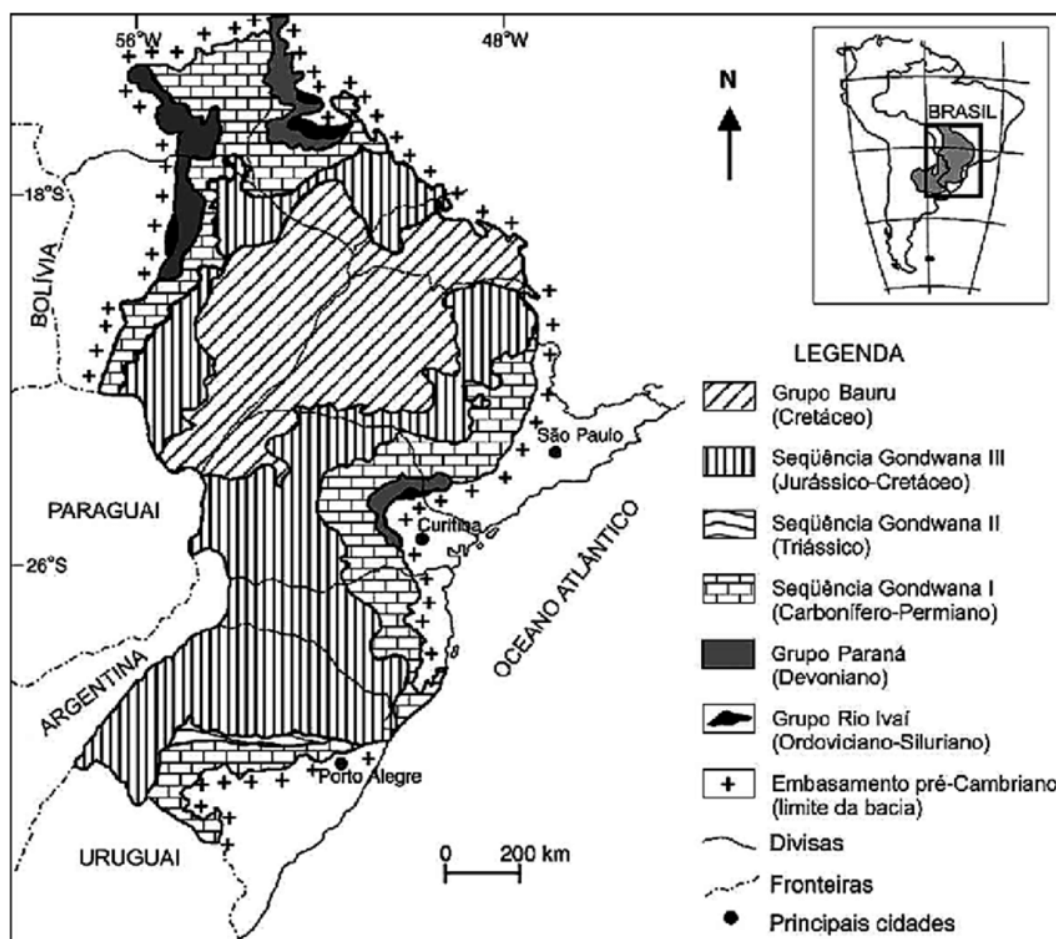


Figura 2.5: Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná (Milani, 1997; Milani et al. 2007). Fonte: Cardoso et al. (2022).

⁹ Bacias intracratônicas são depressões geológicas que se formam no interior estável de um continente, longe dos limites das placas tectônicas (Bizzi et al., 2003).

Seu contorno é definido em grande parte por limites erosivos relacionados à história geotectônica meso-cenozoica do continente (Milani et al., 2007a). No flanco Leste da bacia, compreendendo a área entre o Sudeste brasileiro e o Uruguai, a erosão foi significativa devido ao soerguimento crustal associado ao rift do Atlântico sul. Estima-se que a remoção de seção sedimentar nessa região tenha atingido até 2.500 metros. Por outro lado, o flanco ocidental é caracterizado por uma feição estrutural positiva orientada de Norte a Sul, um amplo bulge¹⁰ flexural relacionado à sobrecarga litosférica imposta pelo cinturão orogênico andino (Milani and Zalan, 1999; Milani et al., 2007a).

O preenchimento da bacia é categorizado por um extenso pacote sedimentomagnético, atingindo uma espessura total máxima de aproximadamente 7.000 metros. Situado geograficamente nas proximidades da calha do Rio Paraná, esse pacote está associado à sinéclise, conforme mencionado por Milani et al. (2007a). Desde o Ordoviciano Superior até ao Cretáceo Superior, a história sedimentar da bacia reflete uma evolução tectono-estratigráfica complexa caracterizada pela acumulação de unidades sedimentares distintas ao longo do tempo (Milani and Zalan, 1999; Milani, 2007a). A Figura 2.5 apresenta um mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná, destacando essas formações.

Milani (1997) descreve a sequência estratigráfica da bacia em seis unidades de ampla escala, ou supersequências. Essas supersequências incluem uma combinação de rochas vulcânicas e sedimentares que abrangem as eras Paleozoica e Mesozoica, recobertas por um embasamento pré-cambriano composto por complexos granito-gnaiss (Musarra et al., 2022). Cada supersequência é envelopada por superfícies de discordância de caráter generalizado (Milani and Ramos, 1998).

As supersequências são denominadas por: Rio Ivaí, Paraná, Gondwana I, Gondwana II, Gondwana III e Bauru. O Rio Ivaí representa sucessões sedimentares que definem ciclos transgressivo-regressivo ligados a oscilações do nível relativo do mar no período Ordoviciano-Siluriano. A supersequência Paraná é similar à do Rio Ivaí que também é caracterizada por ciclos transgressivo-regressivos associados a variações do nível relativo do mar, mas ocorrendo durante o Devoniano. Continuando a tendência de ciclos transgressivo-regressivos, a supersequência Gondwana I engloba o Carbonífero ao Eotriássico (Milani et al, 2007a).

Gondwana II e Gondwana III são semelhantes, pois ambas consistem em pacotes de sedimentos continentais associados às rochas ígneas do Meso ao Neotriássico e Neojurássico

¹⁰ Refere-se a uma elevação ou protuberância na crosta terrestre que pode ser causada por diferentes processos, como movimentos tectônicos, isostasia ou atividade magmática.

ao Eocretáceo, respectivamente. Enquanto a supersequência Bauru é representada por pacotes sedimentares continentais do Neocretáceo (Milani et al., 2007a). Na supersequência Gondwana I está localizada a Formação Irati.

A supersequência Gondwana I é um complexo paleozoico que compreende uma sucessão de eventos sedimentares, iniciando-se com depósitos glaciogênicos associados a uma marcante glaciação continental no Eocarbonífero. Ao longo do tempo, a Gondwana I revela ciclos transgressivo-regressivos, refletindo mudanças climáticas e oscilações no nível relativo do mar (Milani and Ramos, 1998; Milani et al., 2007a).

Dividida em diversas unidades litoestratigráficas, como Grupo Itararé, Grupo Guatá, Grupo Passa Dois e outras, cada fase representa momentos distintos na evolução geológica da bacia (Milani et al, 2007a).

O Grupo Itararé é datado do período Permo-Carbonífero, caracterizado por depósitos glaciais e pós-glaciais. Os ciclos deposicionais identificados no Grupo Itararé correspondem a três grandes fases glaciais e interglaciais, refletindo mudanças climáticas ao longo do tempo sob influência de três grandes lobos de geleiras na bacia durante o Permo-Carbonífero (França e Potter, 1988).

Os arenitos Permo-Carboníferos do Grupo Itararé frequentemente servem como hospedeiros para as intrusões de rochas ígneas que podem ser cobertas por pelitos de sequências transgressivas associadas ou pelas próprias soleiras (Costa, 2015). Já o Grupo Passa Dois é caracterizado por ciclos de subsidência na estrutura geológica, assim como os arenitos quartzos eólicos da Formação Botucatu.

A Formação Serra Geral é uma unidade geológica que durante o Neojurássico extensos desertos arenosos dominaram a bacia culminando na deposição da Formação Botucatu. Esse cenário árido foi seguido por intensos episódios vulcânicos no Eocretáceo, resultando nos derrames de lava que deram origem à Formação Serra Geral (Sallun et al., 2007).

E ainda segundo Sallun et al. (2007), citado acima, com a cessação dessas atividades vulcânicas, a Serra Geral passou a ser recoberta por depósitos sedimentares continentais como aqueles da Supersequência Bauru que se sobrepõem em discordância angular e erosiva, marcando o início de uma nova fase tectônica e sedimentar na bacia.

A Formação Serra Geral é caracterizada por extenso vulcanismo de fissura resultando em espessas camadas de basalto e intrusões como diques e soleiras dentro dos sedimentos da bacia (Zalan, 2016). A ruptura de Gondwana corresponde a um dos maiores episódios de vulcanismo de fissura em uma região continental, com camadas de basalto atingindo até 2 quilômetros de espessura e intrusões penetrando as camadas sedimentares circundantes (Costa

A Figura 2.6 apresenta a carta estratigráfica da Bacia do Paraná, ilustrando as principais unidades sedimentares e os períodos de deposição ao longo da evolução tectono-estratigráfica da bacia que é fundamental para entender a sequência de eventos geológicos que moldaram a região.

2.3.2 Formação Irati e o potencial para armazenamento geológico

A Formação Irati é composta por rochas sedimentares depositadas durante o período Permiano, incluindo folhelhos ricos em matéria orgânica, siltitos, arenitos, e carbonatos (Milani et al., 2007a). Sua espessura varia de 22 m a 64 m na porção sul (Oliveira et al., 2021). Os tipos de querogênios¹¹ encontrados são do tipo I, II e III (Janowsky, 2020; Masulino, 2020; Rocha, 2021), potenciais para a geração de óleo e gás.

Segundo Hachiro (1996) e Holz et al. (2010), a Formação Irati é dividida em Membro Taquaral Inferior e Membro Assistência Superior. O Membro Taquaral consiste em folhelhos silto-argilosos acinzentados, não betuminosos, com lentes carbonáticas ocasionais e nódulos de sílex, ao lado de arenitos conglomeráticos e arenitos quartzosos em sua base. Este membro foi depositado em um ambiente marinho raso com conexão restrita ao oceano aberto, caracterizado por uma circulação de água relativamente boa.

O Membro Assistência subdivide-se nos membros Morro do Alto (base) e Ipeúna (topo). O Membro Morro do Alto apresenta calcilutitos dolomitizados e silicificados, folhelhos betuminosos negros e evaporitos, com intercalações rítmicas de calcilutitos dolomitizados e leitos carbonáticos. Em contraste, o Membro Ipeúna apresenta dololutitos laminados, brechas carbonáticas e pares folhelho/carbonato interestratificados, indicando padrões litológicos e condições deposicionais variados em diferentes regiões da bacia (Hachiro et al., 1993; Hachiro, 1996; Araújo, 2001; Holz et al., 2010).

O teor de COT dos folhelhos¹² da Formação Irati varia de 8% a 13% (Rocha, 2021). O teor de argila da Formação Irati pode chegar a 70%, o que aumenta o potencial de adsorção de CO₂ destes folhelhos que são considerados como a principal fonte geradora de gás em folhelho

¹¹ Querogênios são matérias orgânicas derivadas de outras matérias orgânicas como plâncton, precursores de hidrocarbonetos (Ciocari and Kalkreuth, 2000).

¹² A classificação de folhelhos baseada no conteúdo de matéria orgânica é expressa em termos de teor de Carbono Orgânico Total (COT). Outro modo de classificá-los é a partir da maturidade térmica, que se refere ao grau de aquecimento e transformação da matéria orgânica dentro da rocha. Além disso, há também a composição mineralógica que pode afetar a porosidade, permeabilidade e a capacidade de adsorção do folhelho a partir de conteúdos variados e tipos de argilominerais.

da Bacia do Paraná (Holanda et al., 2018; López et al., 2019).

Segundo Zhang et al. (2017), os minerais argilosos apresentam superfícies específicas muito amplas devido às suas estruturas predominantemente laminadas. A deficiência de cargas positivas nas camadas tetraédricas e octaédricas dessas estruturas resulta em elevadas capacidades de troca catiônica, o que, em conjunto, contribui para uma capacidade maior de armazenamento de gás em formações de folhelhos com alto teor de argila.

A porosidade nesta formação tende a ser relativamente baixa, com o valor no folhelho em torno de 8% (Abraham-A et al., 2023). Isto se deve a natureza compacta dos folhelhos e a presença de carbonatos intercalados, que podem apresentar diferentes graus de porosidade secundária. A permeabilidade é geralmente baixa, na faixa de nanodarcy a microdarcy, devido à granulação fina dos folhelhos e siltitos (Abraham-A et al., 2023). No entanto, podem ocorrer zonas localizadas de permeabilidade aumentada, particularmente dentro de intervalos carbonáticos ou ao longo de redes de fraturas resultantes de atividade tectônica ou de processos diagenéticos.

Apesar da baixa porosidade e permeabilidade dos folhelhos e siltitos da Formação Irati, essa unidade é reconhecida como rocha geradora no sistema petrolífero da Bacia do Paraná. A matéria orgânica presente, de origem algal e rica em lipídios, permite a geração de óleo em condições de aquecimento, geralmente relacionadas ao calor de intrusões ígneas. Para que ocorra a migração dos hidrocarbonetos gerados, fraturas e falhamentos são fundamentais, facilitando o transporte do óleo para reservatórios vizinhos, como os arenitos da Formação Rio Bonito, que apresentam maior permeabilidade (Milani et al., 2007b).

Óleos extraídos desses arenitos, com densidade API entre 22° e 33°, revelam correlação geoquímica com os folhelhos da Formação Irati, indicando uma relação entre as duas formações. Um exemplo desse potencial exploratório é o Projeto PETROSIX, da Petrobras, em São Mateus do Sul, Paraná, que utiliza tecnologia de pirólise para a extração de óleo e de subprodutos como enxofre, amplamente aproveitados pela indústria (Milani et al., 2007b).

A Formação Irati ocorre em profundidades que chegam a 3.200 m na área central da bacia e a 2.800 m em direção aos depocentros no Oeste (Espitalie et al., 1983; Oliveira et al., 2021). A temperatura média da formação é, de acordo com Oliveira et al. (2021), 54°C, o que está dentro da estimativa estabelecida de temperatura para o armazenamento de CO₂ ($\geq 35^\circ\text{C}$). Sua pressão descrita por Weniger et al. (2010), varia entre 8 a 11 MPa.

Do ponto de vista ambiental, a exploração petrolífera da Formação Irati e o uso de tecnologias de CCS levantam preocupações sobre o impacto na água subterrânea e a gestão de resíduos, especialmente devido à proximidade com o Aquífero Guarani, uma das maiores

reservas de água doce do mundo. O manejo da injeção de CO₂ e das atividades de extração é essencial para minimizar o risco de contaminação e garantir a preservação desse recurso, demandando práticas rigorosas de monitoramento e controle ambiental que conciliem exploração energética e proteção hídrica.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MATERIAIS

3.1.1 Critério para seleção de dados

Para a seleção dos dados, foram estabelecidos parâmetros gerais a partir de referências bibliográficas. A seleção dos poços foi baseada no estudo de Oliveira et al. (2021), que traz informações sobre o poço exploratório 3-CB-3-SP. Este poço está localizado próximo ao distrito de Cuiabá Paulista, que faz parte do município Mirante do Paranapanema na região Oeste do estado de São Paulo (Fig. 3.1).

Estendeu-se a análise para incluir os poços 3-CB-2-SP, 3-CB-4-SP e 2-CB-1-SP situados a distantes cerca de 3 Km entre si. Adicionalmente, os levantamentos sísmicos 2D 0025.MIG_FIN.111 (linha principal), 0025.MIG_FIN.112 e 0025.MIG_FIN.114 (linhas adjacentes) da pasta de aquisição 0025_PARANA_51 foram escolhidos por seu processamento apresentar melhor qualidade dentre as linhas em torno do grupo de poços mencionados anteriormente. A aquisição 0025_PARANA_51 Migração Final (MIG FIN) realizada pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) em 1992.

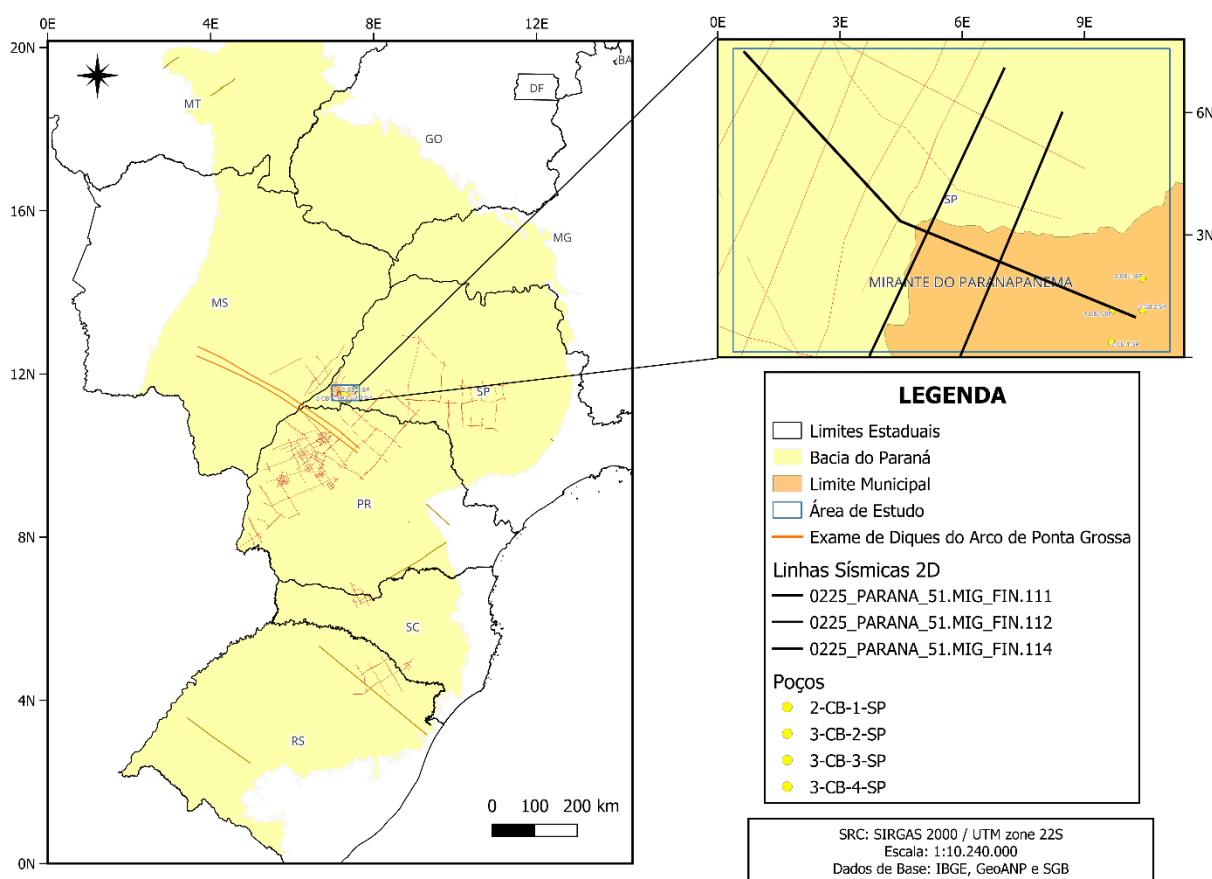


Figura 3.1: Mapa de localização da área de estudo. Fonte: Autora.

Neste estudo, optou-se por utilizar dados MIG FIN devido a qualidade apresentada do processamento. A migração é uma técnica de processamento de dados usada para realocar as reflexões para suas posições corretas no espaço de tempo x-y. Ao utilizar dados na fase de migração pós-stack, garantimos que as reflexões sísmicas estejam corretamente alinhadas com as estruturas geológicas, eliminando distorções causadas pela geometria complexa do ambiente geológico. Essa precisão permite delinear as características do ambiente, como falhas, horizontes e reservatórios.

Os poços selecionados fornecem informações geológicas e petrofísicas que podem ser vinculadas aos dados sísmicos, resultando em interpretações mais precisas e confiáveis. Além disso, a correlação dos poços com a linha sísmica é fundamental para a análise espacial das interfaces geológicas, atendendo aos objetivos desta pesquisa. No entanto, a amarração poço-sísmica não foi realizada com sismograma sintético por ausência de logs de poços em formatos compatíveis com o software utilizado.

Entretanto, foram carregadas as informações de geometria do poço, incluindo profundidade vertical verdadeira (TVD), profundidade vertical verdadeira em relação ao nível do mar (TVDSS), e altura da mesa rotativa (KB). Ademais, os marcadores foram traçados concordantes aos dados fornecidos no relatório de poço.

3.1.2 Base de dados

Para a coleta de dados, foi utilizada a plataforma REATE (Programa de Revitalização da Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), que consiste em um banco de dados público desenvolvido pela ANP (Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) em parceria com o Serviço Geológico do Brasil (SGB). O banco de dados é composto por planilhas contendo informações de dados de poços, localizações geográficas, profundidades, taxas de produção, estudos geoquímicos orgânicos, dados geoquímicos e geofísicos de poços e levantamentos sísmicos 2D e 3D.

Adicionalmente, os parâmetros base foram estabelecidos a partir de referências bibliográficas publicadas nos últimos 20 anos em artigos científicos indexados de bases de dados como MDPI, *ScienceDirect*, Google Acadêmico, *ResearchGate*, entre outras.

As Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 apresenta uma visão geral dos dados sísmicos utilizados neste estudo, incluindo: o nome do levantamento, coordenadas geográficas, profundidade máxima em milissegundos (Z Máximo), tamanho do arquivo SEG-Y, fonte dos dados e o tipo de processamento aplicado.

Tabela 3.1: Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.111

Nome do Levantamento	Coordenadas Geográficas	Z Máximo (em tempo)	Tamanho do Arquivo SEGY	Fonte dos Dados	Tipo de Processamento
0225_PARAN A_51.MIG_FI N.111	Latitude: -22.330 Longitude: -52.045	4200 ms	4,5 MB	REATE GeoANP	MIG FIN

Fonte: ANP (2024)

Tabela 3.2: Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.112

Nome do Levantamento	Coordenadas Geográficas	Z Máximo (em tempo)	Tamanho do Arquivo SEGY	Fonte dos Dados	Tipo de Processamento
0225_PARAN A_51.MIG_FI N.112	Latitude: -22.271 Longitude: -52.199	4200 ms	3,25 MB	REATE GeoANP	MIG FIN

Fonte: ANP (2024).

Tabela 3.3: Linha Sísmica 0025.MIG_FIN.114

Nome do Levantamento	Coordenadas Geográficas	Z Máximo (em tempo)	Tamanho do Arquivo SEGY	Fonte dos Dados	Tipo de Processamento
0225_PARAN A_51.MIG_FI N.114	Latitude: -22.291 Longitude: -52.146	4200 ms	3,02 MB	REATE GeoANP	MIG FIN

Fonte: ANP (2024).

As Tabelas 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 fornecem informações sobre os poços utilizados, incluindo o nome do poço, coordenadas geográficas, profundidade, tipo de referência de perfuração (KB ou mesa rotativa) e os tipos de perfis disponíveis.

Tabela 3.4: Informações do Poço 2_CB_1_SP

Nome do poço	Coordenadas Geográficas	Profundidade	Mesa Rotativa	Tipos de Perfis
2_CB_1_SP	Latitude: - 22.30331 Longitude: - 52.03933	5145.6 m	396.0 m	GR, SP, CALI, ILD, DT, ITT, RHOB, NPHI, SN

Fonte: ANP (2024).

Tabela 3.5: Informações do Poço 3_CB_2_SP

Nome do poço	Coordenadas Geográficas	Profundidade	Mesa Rotativa	Tipos de Perfis
--------------	-------------------------	--------------	---------------	-----------------

3_CB_2_SP	Latitude: - 22.32481 Longitude: - 52.03992	5299.0 m	373.0 m	GR, SP, CALI, ILD, DT, ITT, RHOB, NPHI, ILM
-----------	---	----------	---------	---

Fonte: ANP (2024).

Tabela 3.6: Informações do Poço 3_CB_3_SP

Nome do poço	Coordenadas Geográficas	Profundidade	Mesa Rotativa	Tipos de Perfis
3_CB_3_SP	Latitude: - 22.32509 Longitude: - 52.06207	5529.4 m	377.0 m	GR, SP, CALI, ILD, DT, ITT, RHOB, NPHI, ILM, SN, SFLA

Fonte: ANP (2024).

Tabela 3.7: Informações do Poço 3_CB_4_SP

Nome do poço	Coordenadas Geográficas	Profundidade	Mesa Rotativa	Tipos de Perfis
3_CB_4_SP	Latitude: - 22.34645 Longitude: - 52.06297	4826.0 m	386.0 m	GR, SP, ILD, ITT, DT, SN, CALI, RHOB, NPHI, SFLA

Fonte: ANP (2024).

3.2 MÉTODOS

3.2.1 Interpretação sísmica

A interpretação de dados sísmicos depende dos objetivos associados a uma fase específica de exploração. Observam-se diferentes técnicas que incluem a identificação de estruturas geológicas, mapeamento do arcabouço estratigráfico e estimativa de propriedades (Nanda, 2021). A escolha da técnica está associada aos tipos de dados sísmicos disponíveis, tais como levantamentos 2D ou 3D. De acordo com Brown (2011), o objetivo dos dados 3D é melhorar a resolução, abrangendo aspectos verticais e horizontais, enquanto os dados 2D são registrados apenas no plano vertical.

Para auxiliar as interpretações, empregam-se os atributos sísmicos. Esses atributos podem ser definidos como uma quantidade extraída ou derivada de dados sísmicos para realçar informações sutis em uma imagem sísmica, auxiliando na interpretação geológica e geofísica. Dentre as características estão tempo medido, amplitude, frequência e atenuação, individualmente ou em combinações.



Figura 3.2: Atributos sísmicos derivados de informações sísmicas básicas, incluindo tempo, amplitude, frequência e atenuação. As janelas de análise podem ser definidas como um intervalo de tempo constante, um intervalo constante ancorado a um único horizonte, um intervalo entre dois horizontes. Adaptado de: Brown (2011).

A Figura 3.2 ilustra os diferentes tipos de atributos sísmicos e suas inter-relações, além de exemplos de atributos em janela, pré-stack, pós-stack e híbridos. Ela destaca as diversas formas de extração e análise desses atributos, seja ao longo de horizontes ou em intervalos de tempo específicos, e como eles auxiliam na compreensão das linhas sísmicas e suas aplicações na interpretação e exploração sísmica (Brown, 2011).

Atributos instantâneos são calculados amostra por amostra, capturando variações instantâneas de parâmetros como envelope de traço, derivadas, frequência e fase de traços complexos. Esses atributos, apresentados na Tabela 3.8, fornecem informações sobre o comportamento dinâmico dos dados sísmicos em cada ponto de amostragem.

Tabela 3.8: Atributos Instantâneos

ATRIBUTO	DESCRIÇÃO
Amplitude Instantânea	Representa a amplitude instantânea (ou envelope) do volume de dados selecionado na localização da amostra.
1ª Derivada da Amplitude	Derivada temporal da amplitude instantânea, mostrando a variação da energia dos eventos refletidos. Usado para detectar interfaces e descontinuidades acentuadas.
2ª Derivada da Amplitude	Segunda derivada do envelope, fornecendo uma medida da nitidez do pico da amplitude. Usado para identificar todas as interfaces refletoras dentro da largura de banda sísmica.
Fase Instantânea	Calcula a fase instantânea na localização da amostra, enfatizando a continuidade/descontinuidade espacial das reflexões. Utilizado para destacar descontinuidades, falhas, interfaces de camadas e padrões sedimentares.
Fase Cosseno	Cosseno da fase instantânea, também chamado de amplitude normalizada. Suaviza continuamente a fase instantânea e permite processamento sísmico convencional, como filtragem e empilhamento.
Fase Ponderada pelo Envelope	Fase instantânea ponderada pelo envelope ao longo de uma janela de tempo especificada.
Rotação de Fase	Fase rotacionada por um ângulo especificado pelo usuário.
Frequência Instantânea	Saída da frequência instantânea na localização da amostra. Responde a efeitos de propagação de ondas e características deposicionais, útil como indicador de hidrocarbonetos, zonas de fratura e espessura de leito.
Frequência Ponderada pelo Envelope	Frequência instantânea ponderada pelo envelope ao longo de uma janela de tempo especificada.
Aceleração de Fase	Derivada temporal da frequência instantânea.
Indicador de Espessura de Camada	Diferença entre a frequência instantânea e a frequência ponderada pelo envelope.
Largura de Banda	Valor absoluto da derivada temporal do envelope.
Fator Q	Frequência instantânea dividida pela largura de banda.
Amplitude em Quadratura	Parte imaginária do traço sísmico complexo, computada via a transformada de Hilbert. Usada em combinações matemáticas para calcular outros atributos como fase e frequência instantâneas.

Fonte: dGB Earth Sciences (2024).

Dentre os atributos mencionados, o atributo amplitude instantânea foi o escolhido para o presente trabalho. Esse atributo é uma medida derivada do sinal sísmico complexo. É

calculado por meio da transformada de Hilbert representando a magnitude da variação de amplitude do sinal em cada ponto de amostra, independentemente da fase (Taner and Sheriff, 1977; Taner et al., 1979). Essa característica o torna útil para a análise de mudanças na impedância acústica, refletindo variações em litologia, porosidade, presença de hidrocarbonetos e ajustes em camadas finas (Robertson and Fisher, 1988; White, 1991; Taner et al., 1994; Chopra and Marfurt, 2012).

Além disso, a amplitude instantânea facilita a identificação de estruturas geológicas, como falhas, descontinuidades e mudanças laterais na estratigrafia (Barnes, 2007; Rezvandehy et al., 2011). Assim, esse atributo pode ajudar a visualizar as propriedades do ambiente geológico que auxiliam na caracterização de potenciais reservatórios para armazenamento de CO₂.

Para calculá-lo, parte-se do conceito de traço sísmico complexo. O traço sísmico complexo, segundo Barnes (2007), é uma representação gráfica da resposta da subsuperfície à propagação de ondas sísmicas. Ele é gerado a partir do processamento dos dados sísmicos de reflexão. Cada traço sísmico representa uma série temporal de amplitudes registradas ao longo do tempo.

O sinal do traço complexo é obtido pela análise do sinal quadrático por meio da transformada de Hilbert do sinal original. Isso resulta em uma representação polar do sinal complexo, onde a amplitude instantânea é a magnitude deste sinal, formando o envelope do traço sísmico real (Taner et al., 1979; Robertson and Fisher, 1988; Robinson and Treitel, 2008).

A partir do sinal original, representado por $x(t)$, é obtido o sinal complexo, representado como $z(t)$. Este sinal inclui a parte real ($x(t)$) e a parte imaginária, simbolizada como $y(t)$. Para calcular a parte imaginária, aplica-se a transformada de Hilbert, definida como:

$$H[x(t)](t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x(\tau)}{t - \tau} d\tau, \quad (3.1)$$

onde $H[x(t)](t)$ representa o sinal transformado, resultante da aplicação da operação ao sinal original $x(t)$. A variável τ representa a variável de integração na integral definida, enquanto t é a variável de tempo na qual a transformada é avaliada já o fator de normalização $\frac{1}{\pi}$ sinaliza que esta transformação é linear.

Após o cálculo da parte imaginária do sinal complexo pode-se calcular o atributo

amplitude instantânea em cada ponto do tempo, o que fornecerá uma medida suavizada da magnitude do sinal. A fórmula para o cálculo da amplitude instantânea é:

$$a(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2}, \quad (3.2)$$

onde $a(t)$ simboliza a amplitude instantânea calculada em cada ponto do tempo como a raiz quadrada da soma dos quadrados das partes real $x(t)$ e imaginária $y(t)$.

Na exploração de hidrocarbonetos, pode-se identificar e interpretar elementos auxiliares como os Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHIs). Eles exigem ferramentas de *software* avançadas e uma análise meticulosa para a delimitação de falhas, mapeamento de horizontes estratigráficos e análise de dados de amarração sísmica de poços (Wojcik et al., 2016; Nanda, 2021).

Segundo SAGE (2024), os DHIs são respostas sísmicas anômalas resultantes da presença de hidrocarbonetos. Esses indicadores surgem quando há uma alteração nos fluidos dos poros, provocando uma mudança nas propriedades elásticas da rocha em massa, que pode ser detectada sísmicamente. Os DHIs apresentam uma ou mais características que são típicas da presença de hidrocarbonetos preenchendo os poros em uma matriz rochosa.

Para identificá-los esses indicadores, tem-se os *dim spots* (áreas com amplitude reduzida que podem indicar reservatórios de gás) e *bright spots* (anomalias de alta amplitude frequentemente associadas a acumulações de hidrocarbonetos) (SLB, 2024). A fraca amplitude de *dim spots* pode estar correlacionada com a presença de hidrocarbonetos, que reduzem o contraste de impedância acústica entre o reservatório e a rocha sobrejacente, ou pode indicar uma mudança estratigráfica que reduz de forma semelhante a impedância acústica.

Por outro lado, os *bright spots* são anomalias resultantes de mudanças significativas na impedância acústica (e.g. interface entre areia betuminosa e folhelho). No entanto, os *bright spots* também podem surgir de mudanças litológicas, o que torna essencial uma interpretação cuidadosa.

Outro aspecto da interpretação sísmica é o delineamento de falhas para a integridade estrutural e o fluxo de fluidos em um reservatório. Além disso, a marcação de horizontes e a amarração sísmica de poços são componentes complementares da interpretação e construção de modelos geológicos.

A identificação de horizontes a partir de reflexões sísmicas auxilia a mapear camadas estratigráficas e zonas potenciais de hidrocarbonetos. Em paralelo, a amarração de poços

envolve a correlação de perfis de poços com refletores sísmicos para garantir que as interpretações geológicas dos dados de poços sejam consistentes com os dados sísmicos. Este processo alinha dados como litologia e porosidade com as reflexões sísmicas.

Segundo Vail (1987), a interpretação estratigráfica sísmica pode ser dividida em:

- Análise de sequência sísmica
- Análise de sequência de perfilagem de poços
- Vinculação sintética poço-para-sísmica
- Análise de fácies sísmicas
- Interpretação do ambiente deposicional e litofácies
- Modelagem sísmica direta
- Interpretação final

O processo parte da análise de sequência sísmica, na qual os dados sísmicos são coletados e processados para identificar e mapear sequências. Em seguida, procede-se à análise de sequência de perfilagem de poços, coletando dados de perfilagem e correlacionando-os com os dados sísmicos.

A terceira etapa envolve a vinculação sintética, onde a sísmica sintética é gerada a partir dos dados de poços e correlacionada com os dados sísmicos reais. A quarta etapa é a análise de fácies sísmicas, identificando fácies com base em características de amplitude, frequência e continuidade e mapeando sua distribuição.

Na quinta etapa, interpreta-se o ambiente deposicional e as litofácies com base nos dados sísmicos e de poços, identificando e mapeando as litofácies. A sexta etapa envolve a modelagem sísmica direta para prever respostas sísmicas e ajustar os modelos com base nos dados observados. Finalmente, na sétima etapa, todas as análises e interpretações são integradas para gerar um relatório final com conclusões e recomendações.

Para a implementação prática, foram seguidos os procedimentos descritos no fluxograma que ilustra as etapas do processo de análise e interpretação dos dados sísmicos (Fig. 3.3).

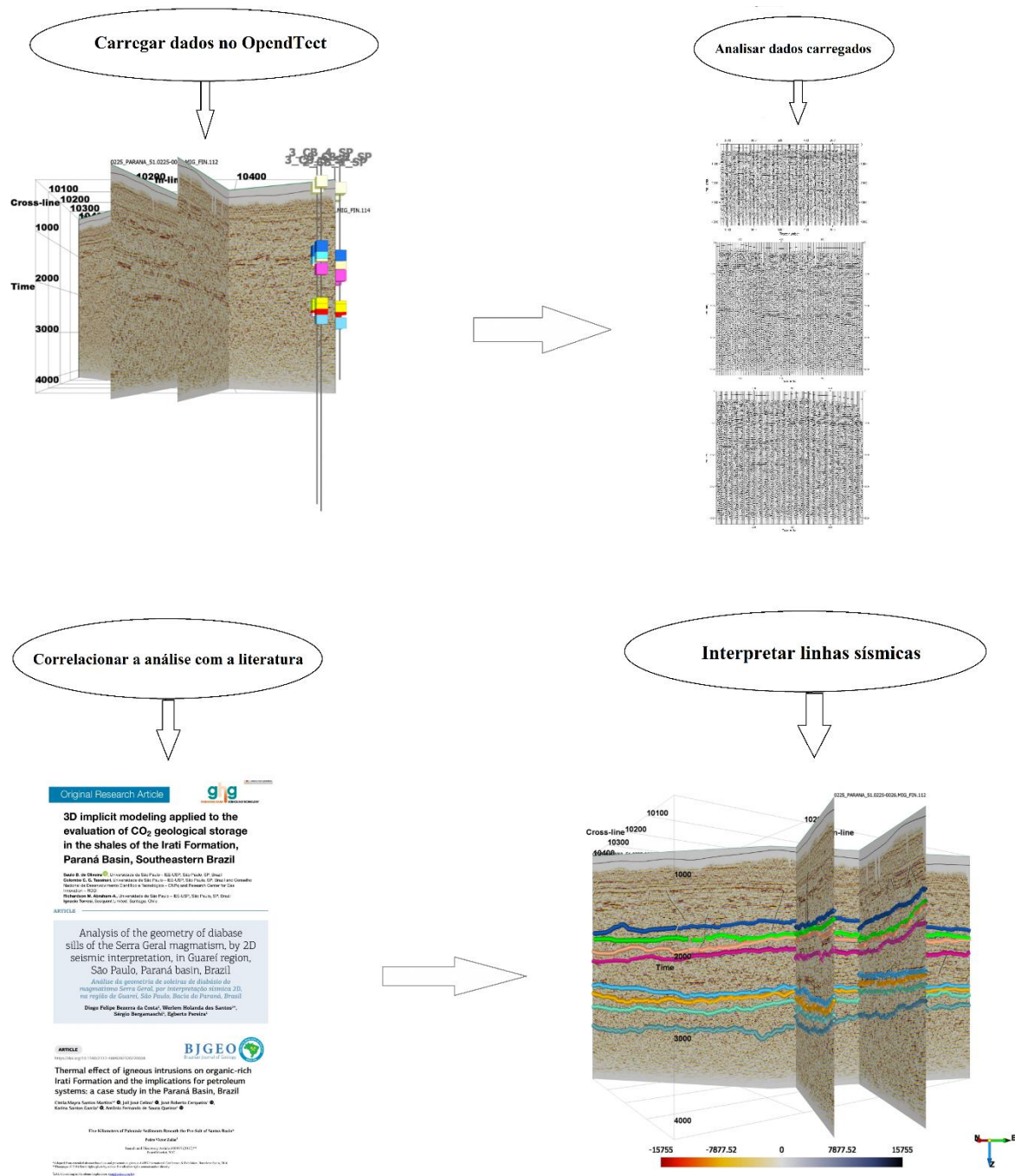


Figura 3.3: Fluxograma do processo de análise de dados e interpretação sísmica. As etapas incluem: Carregar dados no OpendTect — Importação dos dados para o sistema; Analisar dados carregados — Avaliação dos dados carregados; Correlacionar a análise com a literatura — Comparação dos dados com estudos e referências da literatura; Interpretar linhas sísmicas — Interpretação das linhas sísmicas com base nos dados analisados e na literatura. Fonte: Autora.

3.2.2 Software de interpretação sísmica

O OpendTect é um sistema de código aberto que possui duas versões; neste trabalho, a versão gratuita foi utilizada para interpretação sísmica. O desenvolvimento do *software* é projetado para a visualização, análise e interpretação de dados sísmicos 2D, 3D e 4D, bem como dados de *Ground Penetrating Radar* (GPR).¹³ O código-fonte do OpendTect é distribuído sob a licença *GNU General Public License versão 3* (GPLv3) ou superior, promovendo transparência e colaboração entre os usuários.

O OpendTect se destaca como uma ferramenta versátil e robusta para interpretação sísmica, combinando a acessibilidade do código aberto com extensões avançadas, atendendo desde pesquisadores até profissionais da indústria. Suas capacidades em análise de atributos sísmicos, detecção de hidrocarbonetos, delimitação de falhas, identificação de horizontes e amarração sísmica de poços fazem dele uma ferramenta estratégica para interpretação geofísica.

O processo de interpretação parte do carregamento dos dados sísmicos, normalmente em formato SEG-Y. O *software* permite aos usuários navegar pelas seções sísmicas e realizar inspeções iniciais.

A análise de atributos e os gráficos de dispersão são recursos integrados, possibilitando o cálculo e a visualização de atributos sísmicos para destacar características geológicas e anomalias. A funcionalidade de amarração poço-sísmica permite a integração de dados de poços com dados sísmicos, garantindo uma correlação e validação das interpretações.

Os usuários podem interpretar horizontes e falhas escolhendo as principais superfícies geológicas e identificando estruturas de falhas. O OpendTect suporta, ainda, a conversão de tempos de reflexão sísmica em profundidades, facilitando um mapeamento mais preciso e uma caracterização de reservatórios mais detalhada.

¹³ O *Ground Penetrating Radar* (GPR) baseia-se na teoria eletromagnética (EM), utilizando ondas de rádio para investigar materiais dielétricos de baixa perda, como formações geológicas, madeira, concreto e asfalto. Com um transmissor e um receptor movidos sobre a superfície, o GPR detecta reflexões de características subterrâneas. Suas aplicações abrangem desde a glaciologia até testes não destrutivos em estruturas de concreto (Jol, 2008).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 ESTIMATIVAS DE CAPACIDADE

4.1.1 Análise dos dados sísmicos

A etapa inicial envolveu uma revisão de resultados na literatura sobre a Bacia do Paraná. A principal fonte bibliográfica utilizada foi Costa (2015), por se tratar de uma aplicação da interpretação sísmica 2D na bacia com o uso de dados sísmicos e atributos para identificar feições relacionadas às intrusões ígneas, como soleiras de diabásio e, possivelmente, camadas de basalto.

Além disso, Zalán (2016) contribui para a interpretação de basaltos e sua distribuição em grande quantidade pela bacia, cobrindo cerca de 1.000.000 Km² da Formação Serra Geral. Embora *bright spots* não sejam mencionados especificamente em nenhum dos estudos citados acima, a identificação também parte do princípio da reflexão sísmica e das mudanças de amplitude para a identificação dessas camadas.

Posteriormente, foi realizado o carregamento dos dados sísmicos e da geometria dos poços no *software*. As linhas sísmicas foram analisadas no domínio do tempo, com medições em milissegundos (ms). Em seguida, uma interpretação preliminar das linhas sísmicas foi conduzida, com foco na identificação de características-chave. Nessa análise inicial, foram identificados horizontes bem acentuados e indicadores como *bright spot*.

Ao correlacionar com os dados de poços, os horizontes em menor profundidade foram interpretados como camadas espessas de basalto que estão em maior porção associadas à Formação Serra Geral, que provavelmente está ligada à atividade vulcânica durante a ruptura de Gondwana. Esse extenso vulcanismo de fissura também levou à intrusão de magma nos sedimentos, formando diques e soleiras.

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 ilustram esses horizontes bem acentuados, que provavelmente correspondem às camadas de basaltos da Formação Serra Geral. Já em maiores profundidades, os retângulos provavelmente sinalizam intrusões de diabásios na forma de diques e soleiras.

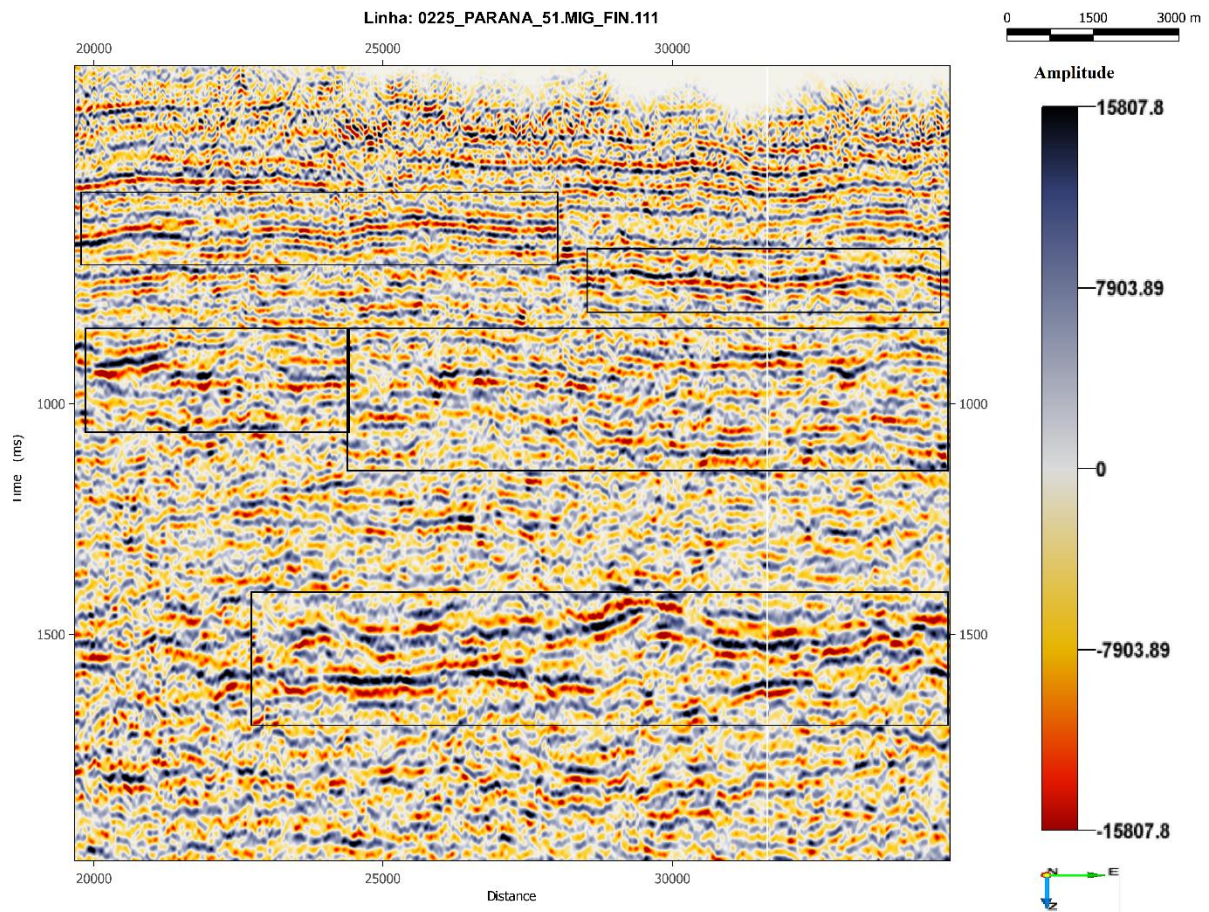


Figura 4: Identificação de horizontes e *bright spots* na linha 0025.MIG_FIN.111 (dado raw). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. *Seismics* é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora.

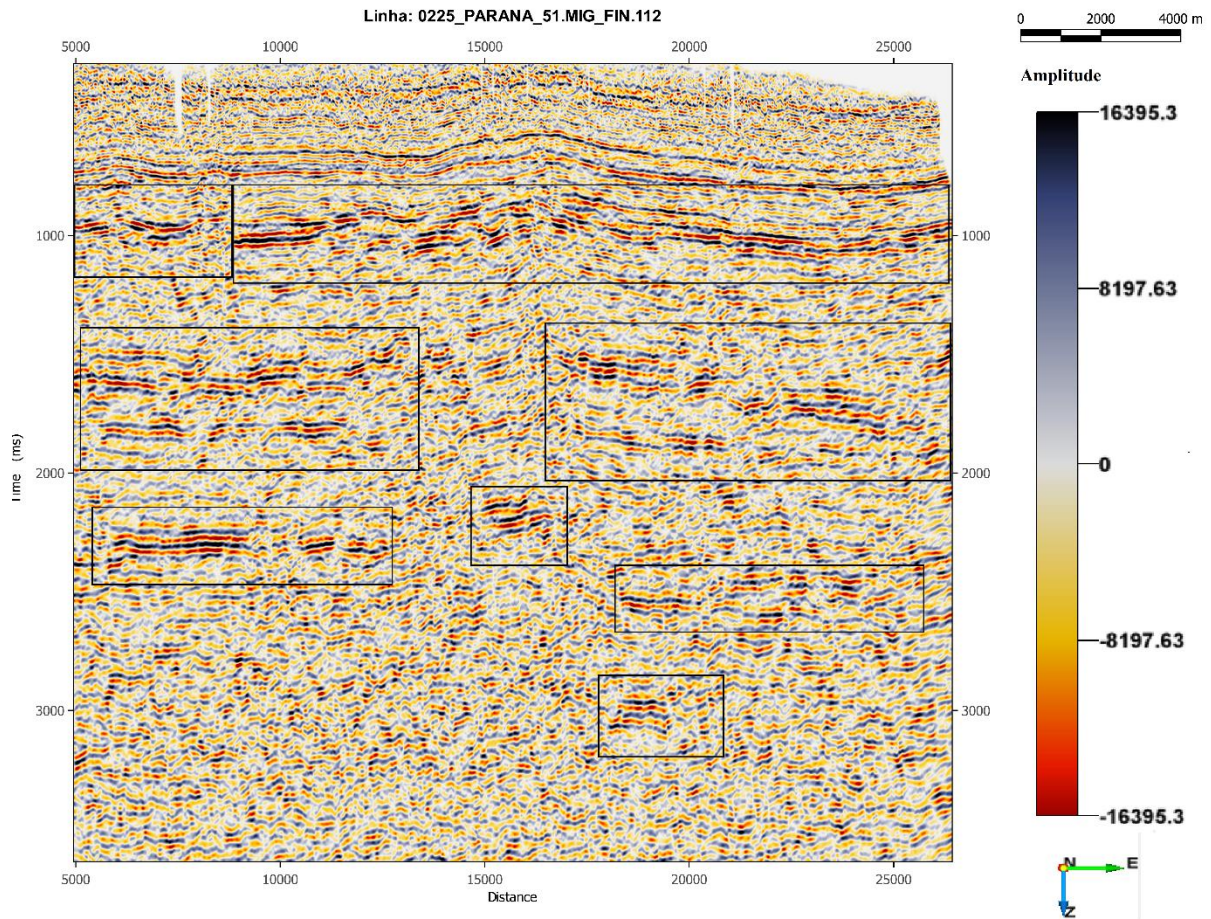


Figura 4.5: Identificação de horizontes e *bright spots* na linha 0025.MIG_FIN.112 (dado raw). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. *Seismics* é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora.

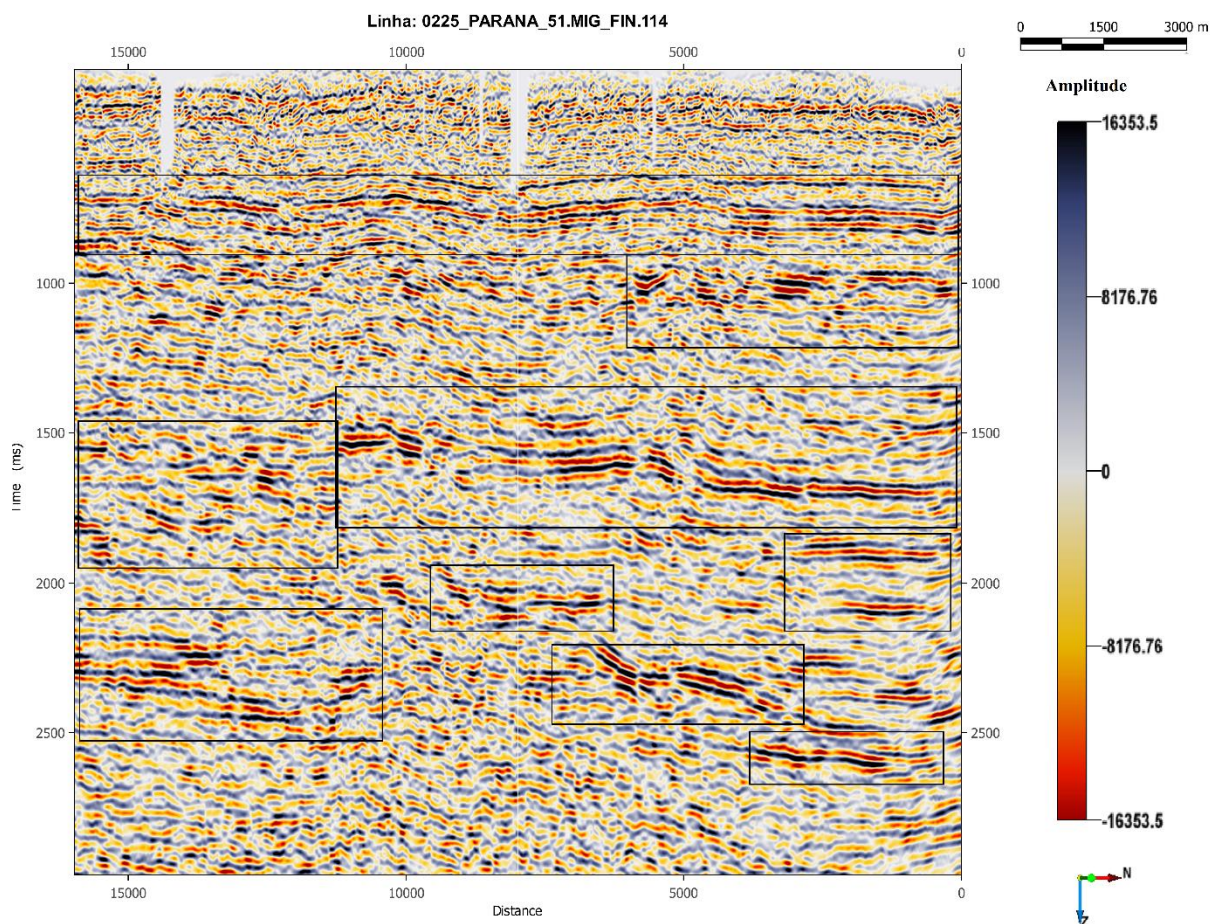


Figura 4.3 – Identificação de horizontes e *bright spots* na linha 0025.MIG_FIN.114 (dado raw). Os retângulos destacados indicam a localização dessas características para referência. *Seismics* é a paleta de cor escolhida. Fonte: Autora.

Inicialmente, nenhum atributo sísmico foi aplicado, pois os indicadores-chave estavam visíveis nos dados originais. No entanto, conforme foram analisadas maiores profundidades, o ruído passou a interferir na interpretação. Para abordar isso, os atributos similaridade, *semblance*, energia e amplitude instantânea, foram testados (Fig. 4.4).

Dentre os atributos testados, o atributo de amplitude instantânea foi o mais eficaz, pois apresentou visualização dos recursos dos dados em melhor qualidade. Esse atributo foi particularmente útil na identificação de intrusões como soleiras e diques (identificados por *bright spot*), além de falhas e outras estruturas geológicas, onde ajudou a distinguir os coeficientes de reflexão positivos e negativos associados à entrada e saída de soleiras de diabásio, respectivamente.

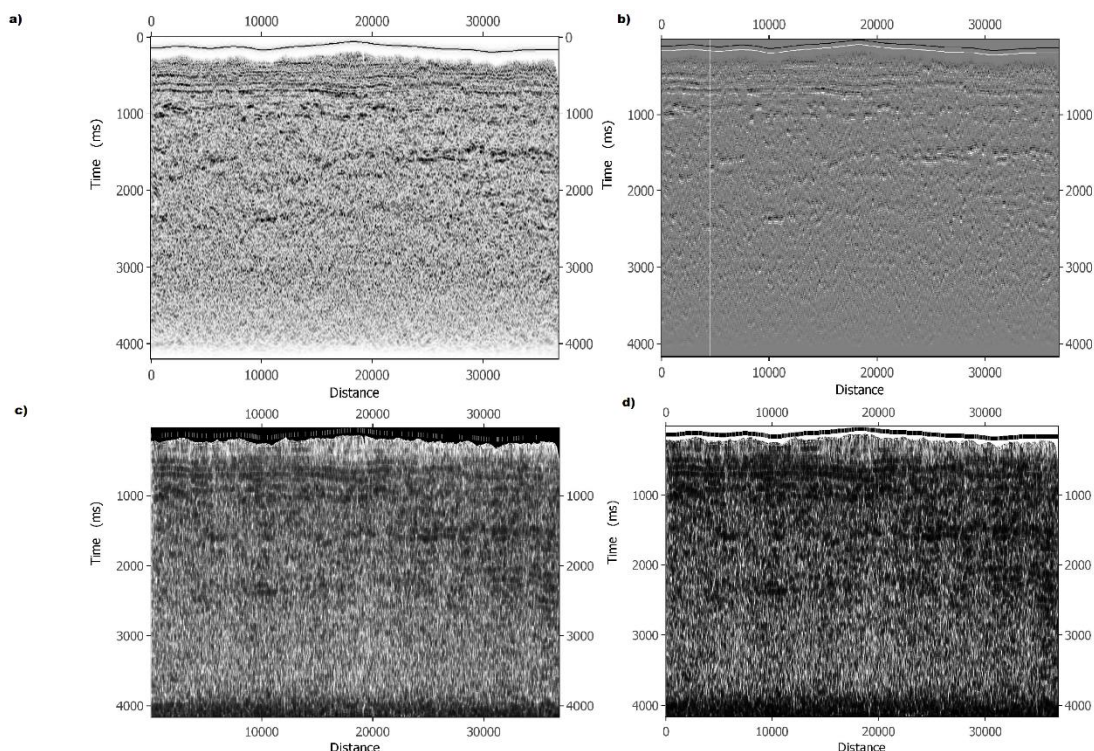


Figura 4.4: Aplicação dos 4 atributos na linha sísmica 0025.MIG_FIN.111. Os atributos testados: (a) amplitude instantânea, (b) energia, (c) similaridade e (d) *semblance*. Foram definidas três paletas de cores para visualização dos dados. Após a aplicação dos atributos, a escala de cinza foi escolhida como a mais efetiva, pois não apresentou problemas de saturação. Fonte: Autora.

Devido às limitações presentes na aplicação dos atributos de similaridade e *semblance* em ambientes ruidosos, especialmente em dados antigos, onde sua dependência da coerência dos traços pode amplificar o ruído e obscurecer características geológicas importantes, os atributos foram descartados. Da mesma forma, o atributo de energia, que depende de dados de offset, não apresentou suporte para a interpretação do conjunto de dados.

Em contraste, o atributo de amplitude instantânea contornou os ruídos, refletindo diretamente a impedância acústica e possuindo simplicidade de cálculo, o que o torna mais eficaz em dados antigos e ruidosos.

Este atributo melhora a detecção de variações na força de reflexão, tornando mais fácil discernir características geológicas. Especificamente, a entrada de soleiras de diabásio é caracterizada por um coeficiente de reflexão positivo, que aparece como um pico em amplitude, enquanto sua saída é marcada por um coeficiente de reflexão negativo.

Ao aplicar o atributo de amplitude instantânea, essas variações nos coeficientes de reflexão se tornaram mais acentuadas, permitindo a identificação mais clara das soleiras de diabásio e seus limites. Além disso, o atributo ajudou a destacar falhas ao acentuar o contraste

entre diferentes reflexões sísmicas, tornando descontinuidades e mudanças estruturais mais evidentes.

As figuras 4.5b, 4.6b e 4.7b destacam, em vermelho, as falhas identificadas nos dados sísmicos. Os dados sísmicos são exibidos usando uma paleta de cores em tons de cinza, com a barra de cores variando de 18750,1 a 0,668586 na linha MIG_FIN.111, 19857.9 a -1.67405e-06 na linha MIG_FIN.112 e 19808 a -7.2713e-07 na linha MIG_FIN.114, representando os valores de amplitude.

Os valores elevados representam áreas de forte amplitude positiva, correspondendo a fortes reflexões sísmicas. Os valores mais baixos representam reflexões de amplitude positiva mais fracas, indicando áreas com contraste menos pronunciado na impedância acústica ou valor próximo de zero, representando áreas com amplitude muito baixa ou negativa.

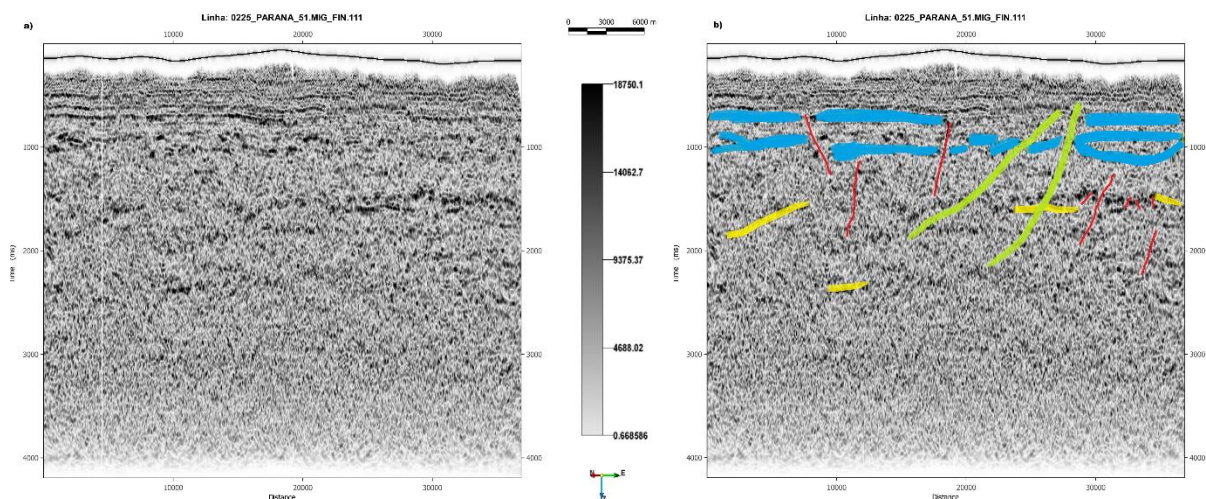


Figura 46: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.

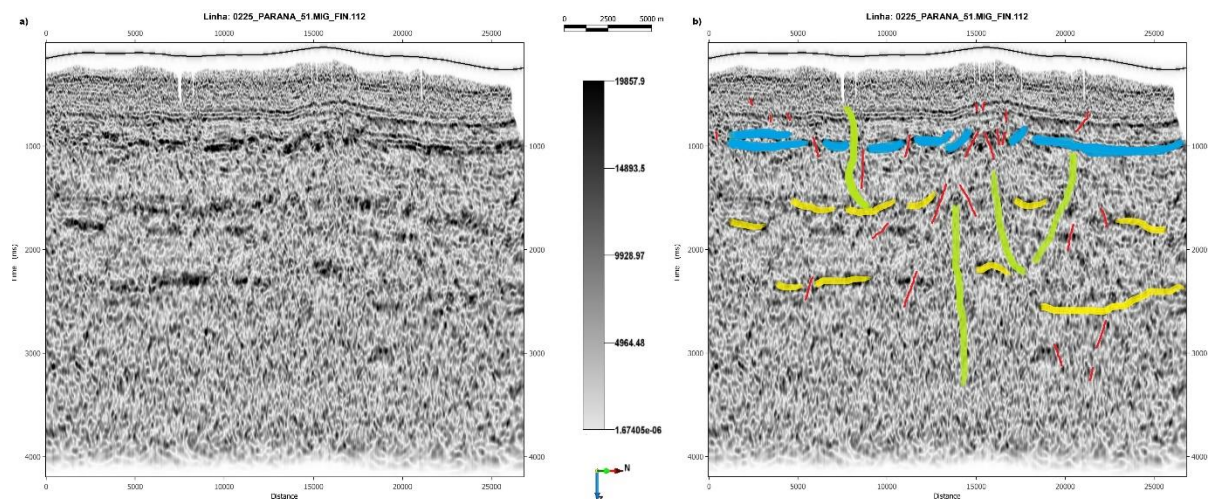


Figura 47: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.

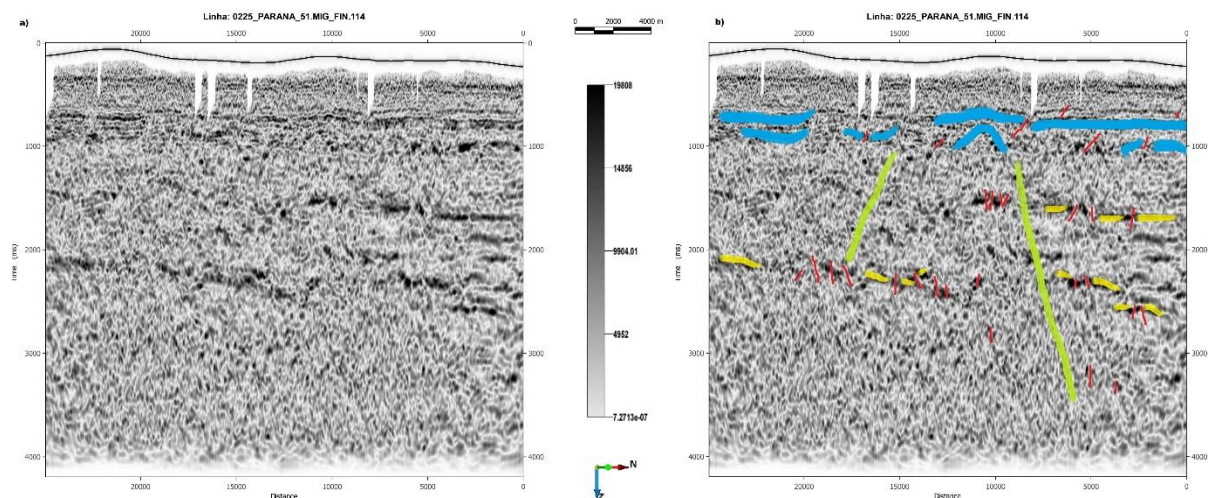


Figura 48: (a) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com aplicação do atributo amplitude instantânea, potencializando a visualização das amplitudes das ondas nos dados sísmicos. (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com as falhas identificadas verticalmente em vermelho, camadas de basalto em azul, diques e soleiras estão em verde e amarelo, respectivamente. Fonte: Autora.

Para visualizar graficamente os valores da amplitude, dispõe-se da função *Amplitude Spectrum* para analisar a distribuição de amplitudes de onda sísmica em diferentes frequências. Isso é feito por meio da decomposição espectral, que pode ser realizada usando algoritmos como a Transformada Rápida de Fourier (FFT) ou a Transformada Contínua de Wavelet

(CWT). Para ilustrar a aplicação desta função com saída FFT, foi gerado um gráfico do atributo Amplitude Instantânea aplicado à linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 (Fig. 4.8).

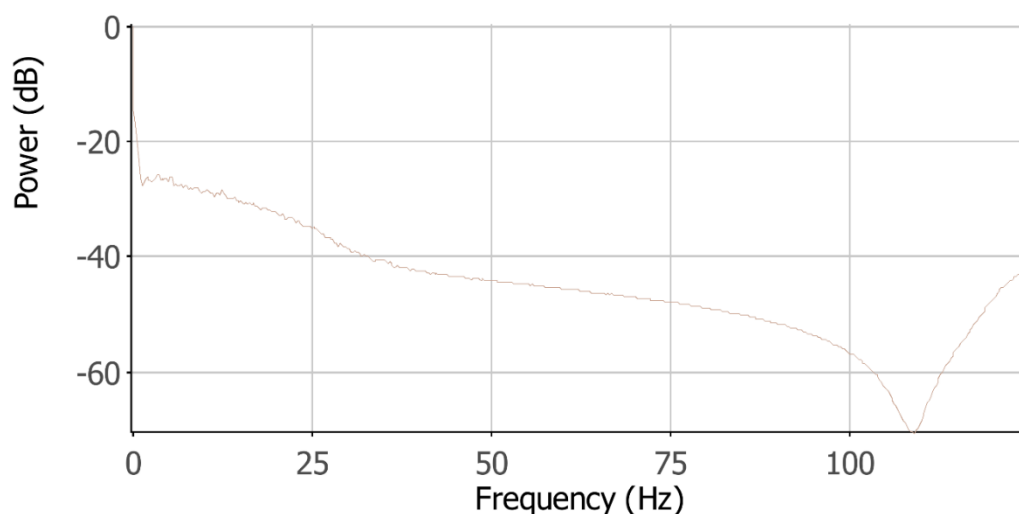


Figura 49: Gráfico da função *Amplitude Spectrum* da linha sísmica MIG_FIN.111. No eixo horizontal, temos a frequência (Hz), e no eixo vertical, a potência (dB). A linha no gráfico mostra como a potência varia com a frequência. Fonte: Autora.

Pela análise do gráfico, percebe-se que a linha começa com um nível de potência mais alto e diminui à medida que a frequência aumenta, com algumas flutuações. Há uma queda significativa na potência em torno de 100 Hz.

Utiliza-se também a ferramenta *Histogram* (histograma) para representação gráfica (Fig. 4.9). Esta ferramenta tem como função mostrar a frequência ou a contagem de valores dentro de intervalos específicos, proporcionando visualizar como os dados estão distribuídos ao longo desses intervalos que são representados por linhas verdes.

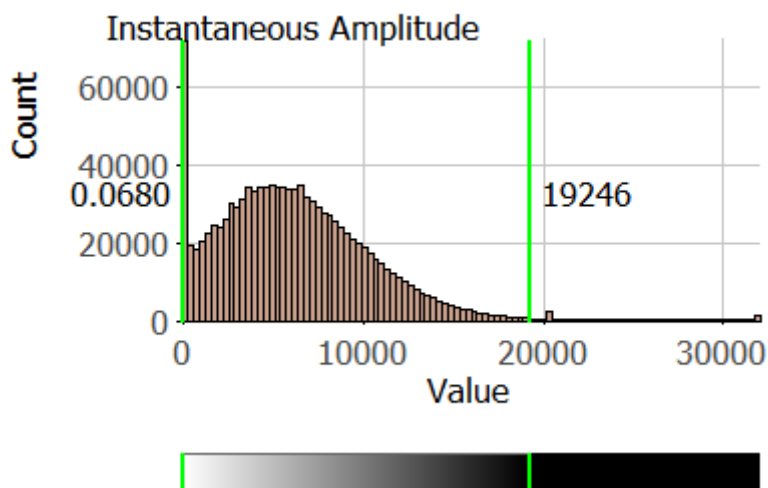


Figura 4.9: Histograma da amplitude instantânea da linha sísmica MIG_FIN.111. Eixo horizontal (Value): Representa os valores da amplitude instantânea. Eixo vertical (Count): Representa a contagem de ocorrências desses valores. As linhas verdes verticais representam o intervalo de amplitude atual dos valores do atributo que estão sendo considerados. Fonte: Autora.

No eixo horizontal, os valores variam de 0 a 30000 e no eixo vertical a contagem varia de 0 a 60000, com dois picos proeminentes, um próximo a 0.0680 e outro exatamente em 19246. Esses picos indicam as frequências mais comuns dos valores de amplitude instantânea no dado, sugerindo a presença, de maneira bem acentuada, a presença de dois conjuntos distintos de valores de amplitude.

4.1.2 Espessura e continuidade lateral

Foram utilizados os parâmetros de espessura e continuidade lateral para identificar e caracterizar diferentes camadas e estruturas geológicas. As Figuras 4.11a, 4.12a e 4.13a exibem as linhas sísmicas sem nenhum atributo ou interpretação (*raw*). O dado sísmico bruto foi usado como base para a delimitação dos horizontes, com o eixo horizontal representando a distância e o eixo vertical representando a profundidade.

Horizontes são caracterizados como limites visíveis entre camadas sedimentares específicas nos dados sísmicos. Já a falha é uma ruptura nesses horizontes, sendo identificada nos pelas descontinuidades nas camadas dos horizontes.

Para delinear as formações, foram utilizados quatro poços: 3_CB_3_SP, 3_CB_2_SP, 3_CB_4_SP e 2_CB_1_SP (Fig. 4.10). As profundidades registradas nestes poços permitiram identificar e demarcar os horizontes na linha sísmica. Os valores obtidos da profundidade em que se encontra a Formação Irati são os seguintes:

- Poço 2_CB_1_SP: Intervalo de 3220 metros - 2824 metros
- Poço 3_CB_2_SP: Intervalo de 3182 metros - 2809 metros
- Poço 3_CB_3_SP: Intervalo de 3128 metros - 2751 metros
- Poço 3_CB_4_SP: Intervalo de 3204 metros - 2818 metros

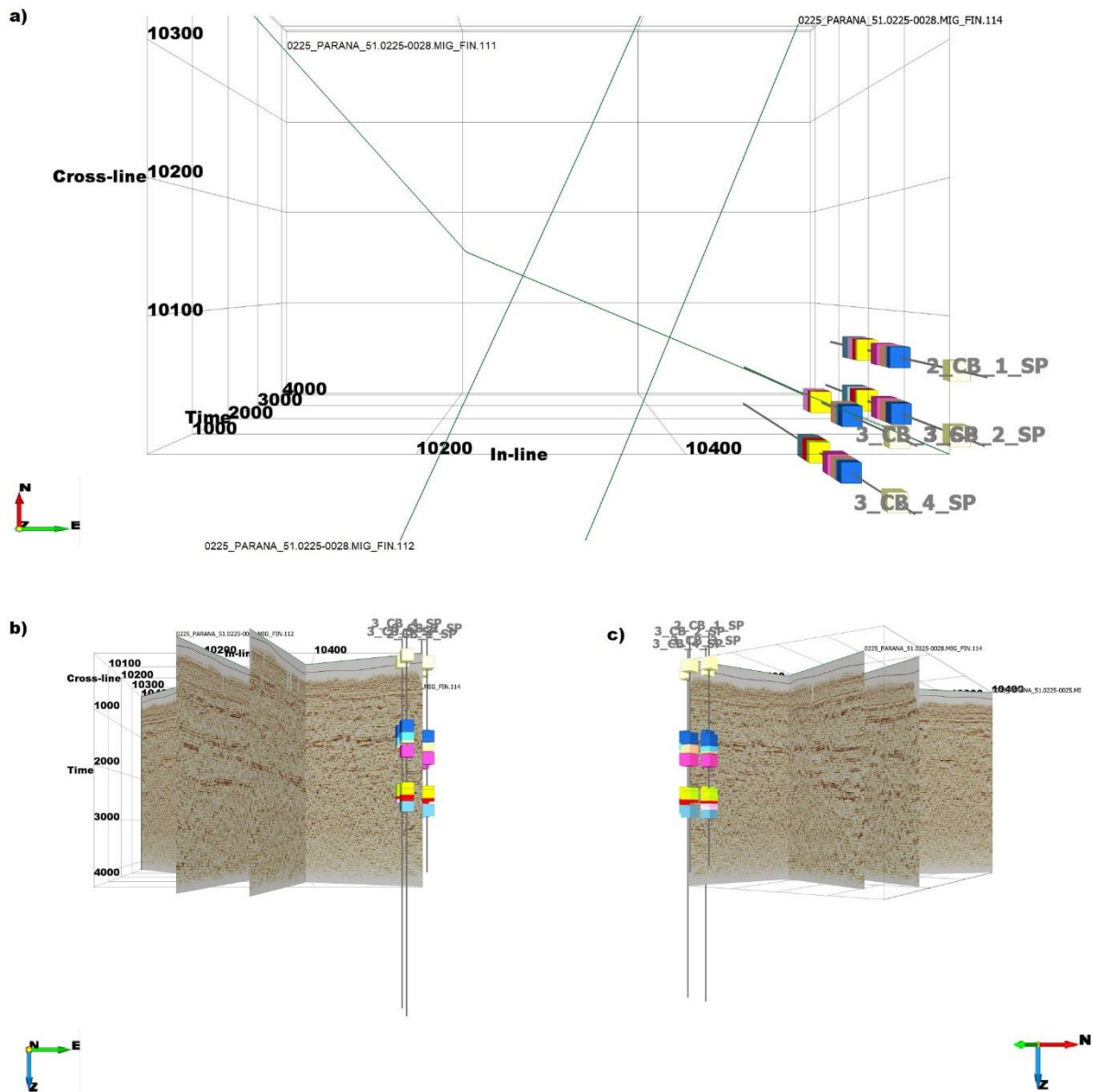


Figura 4.10: Localização dos poços em relação as linhas sísmicas via OpendTect. (a) Visualização Norte Z. (b) Visualização Norte. (c) Visualização *In-line*. Os marcadores nos poços representam as profundidades dos tops das formações. Fonte: Autora.

Estas medições de profundidade permitem estabelecer a continuidade e variação das formações geológicas ao longo da área do dado sísmico. Ao analisar esses horizontes, podemos

compreender melhor as relações estruturais e estratigráficas dentro da Formação Irati e vizinhança.

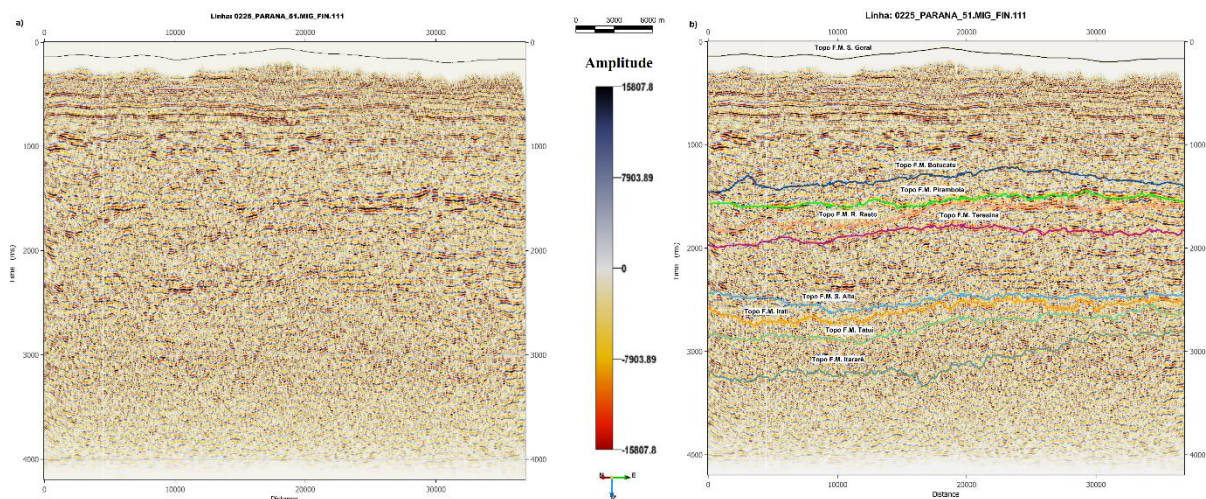


Figura 4.11: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

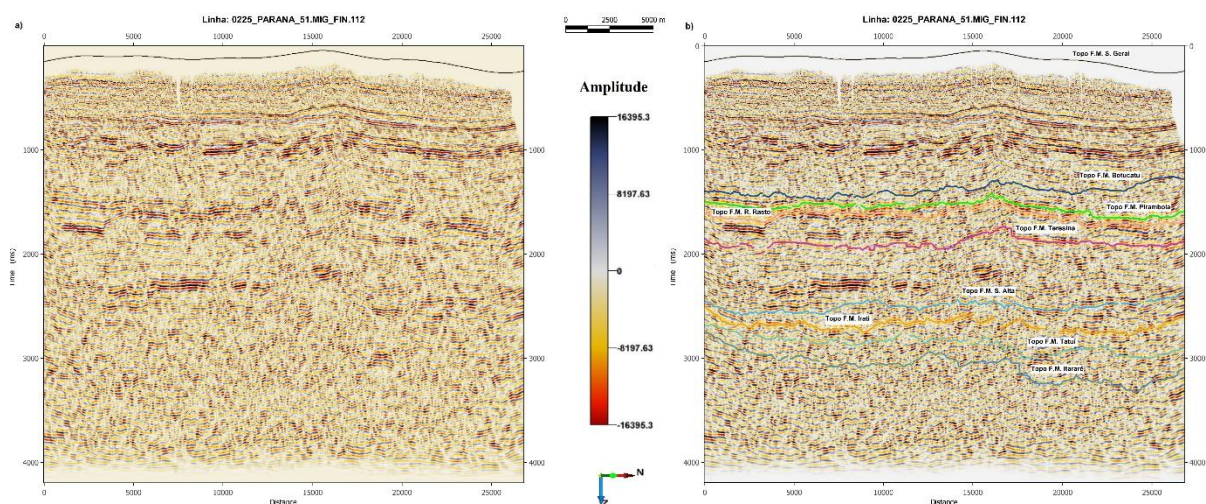


Figura 4.12: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

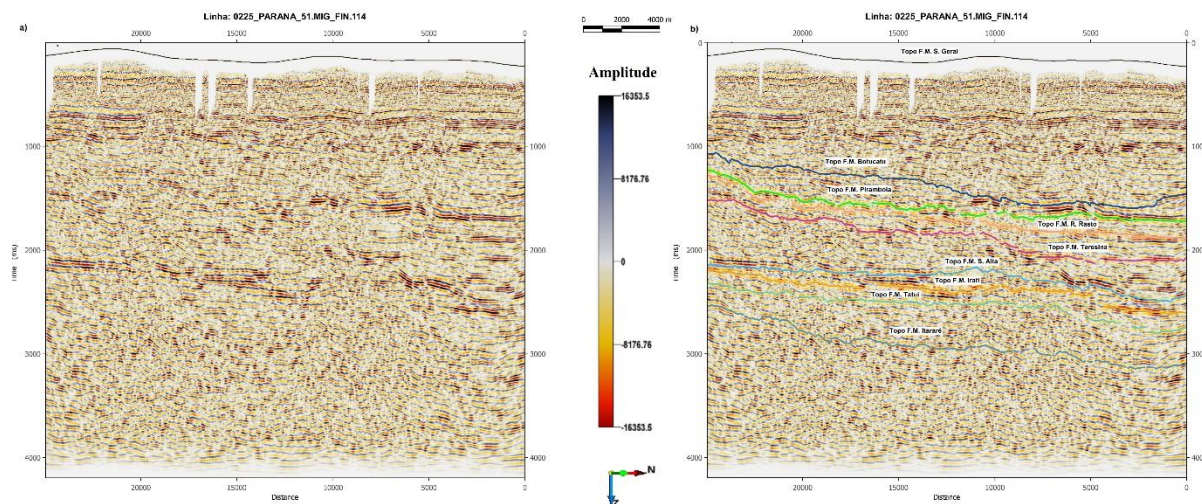


Figura 4.13: (a) Linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 sem atributos ou interpretação (RAW). (b) Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com os horizontes 2D demarcados e rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

As Figuras 4.11b, 4.12b e 4.13b ilustram a interpretação dos horizontes sísmicos nesta seção. Na Figura 4.11b, a linha sísmica original 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 apresenta os principais horizontes geológicos demarcados e rotulados, incluindo Botucatu, Piramboia, Rio do Rasto, Teresina, Serra Alta, Irati, Tatuí e Itararé. A Figura 4.12b repete essa análise para a linha sísmica 0225_PARANA_52.MIG_FIN.112, enquanto a Figura 4.13b faz o mesmo para a linha 0225_PARANA_53.MIG_FIN.114.

A paleta de cores *Seismics* foi selecionada devido à sua capacidade de representar distintamente a faixa de variações de amplitude dentro dos dados sísmicos. Este esquema de cores é projetado para destacar diferenças na força de reflexão, que ajudam identificar os horizontes sísmicos. Ao aumentar o contraste entre amplitudes positivas e negativas, a paleta *Seismics* tornou mais fácil delinear os limites dos horizontes.

4.1.2.1 Linha sísmica 2D 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111

O levantamento sísmico (NO-SE) com atributo e interfaces interpretadas é ilustrado na figura 24. O delineamento de falhas e a marcação de horizontes foi interpretada utilizando a estratigrafia do poço 3-CB-3-SP, localizado no ponto SE da linha, com auxílio dos poços circundantes (2_CB_1_SP, 3_CB_2_SP e 3_CB_4_SP).

O topo da Formação Irati, está marcado pelo horizonte de linha laranja (Fig. 4.14). Nenhuma das possíveis falhas identificadas apresenta conexão direta entre a Formação Irati e a superfície, o que é adequado para segurança do armazenamento.

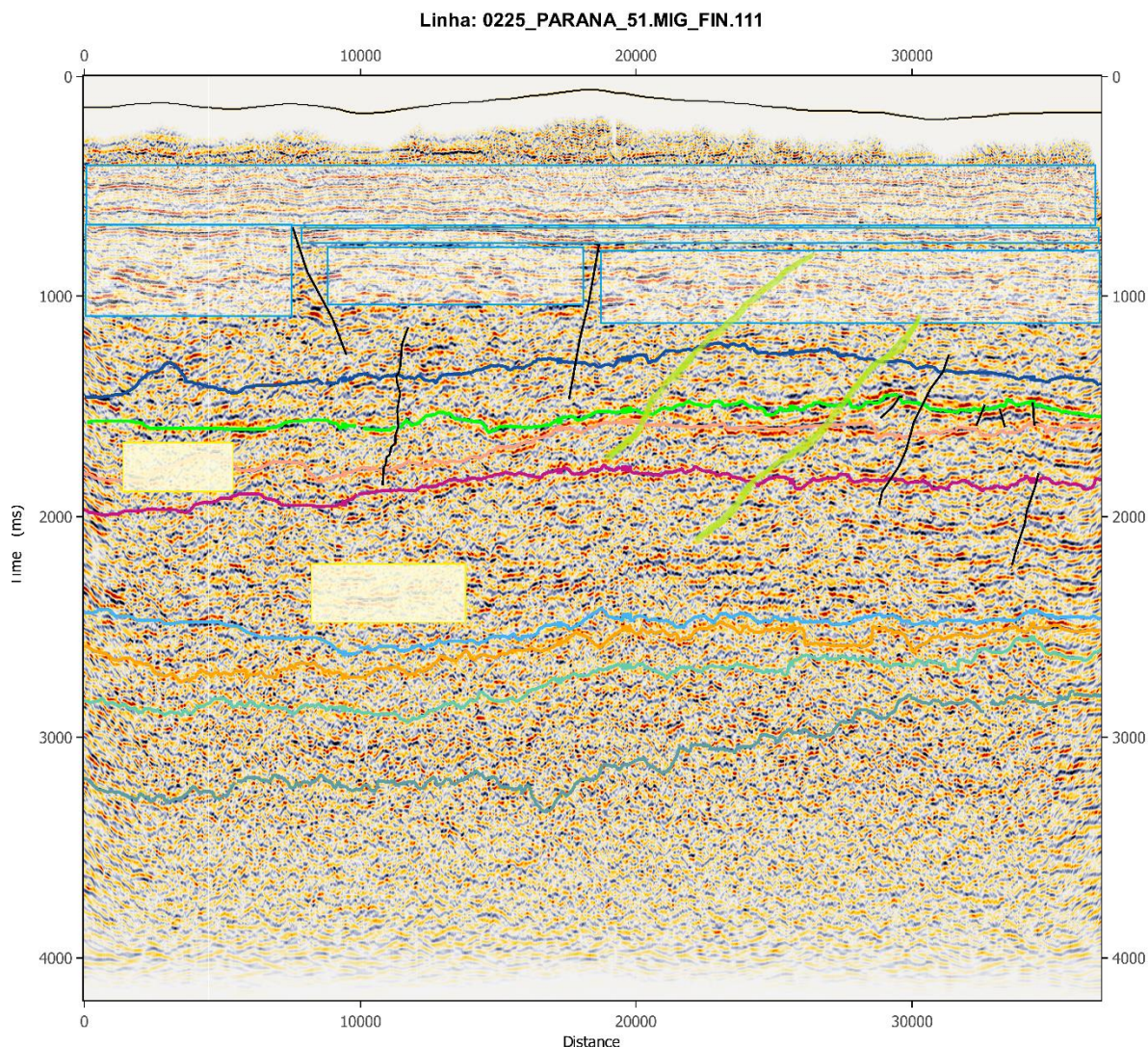


Figura 4.14: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.111 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

4.1.2.2 Linha sísmica 2D 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112

Nesse dado (SSO-NNE) as falhas são mais visíveis, embora nenhuma conecte diretamente a Formação Irati à superfície (Fig. 4.15). Nota-se uma diversidade nas falhas

incluindo falhas inversas e falhas normais. As falhas inversas ocorrem em regimes compressivos, onde camadas rochosas são empurradas uma contra a outra, resultando no deslocamento de um bloco para cima e sobre o outro. Já as falhas normais ocorrem em regimes de extensão tectônica, onde as camadas rochosas sofrem distensão, isto é, os blocos se afastam um do outro.

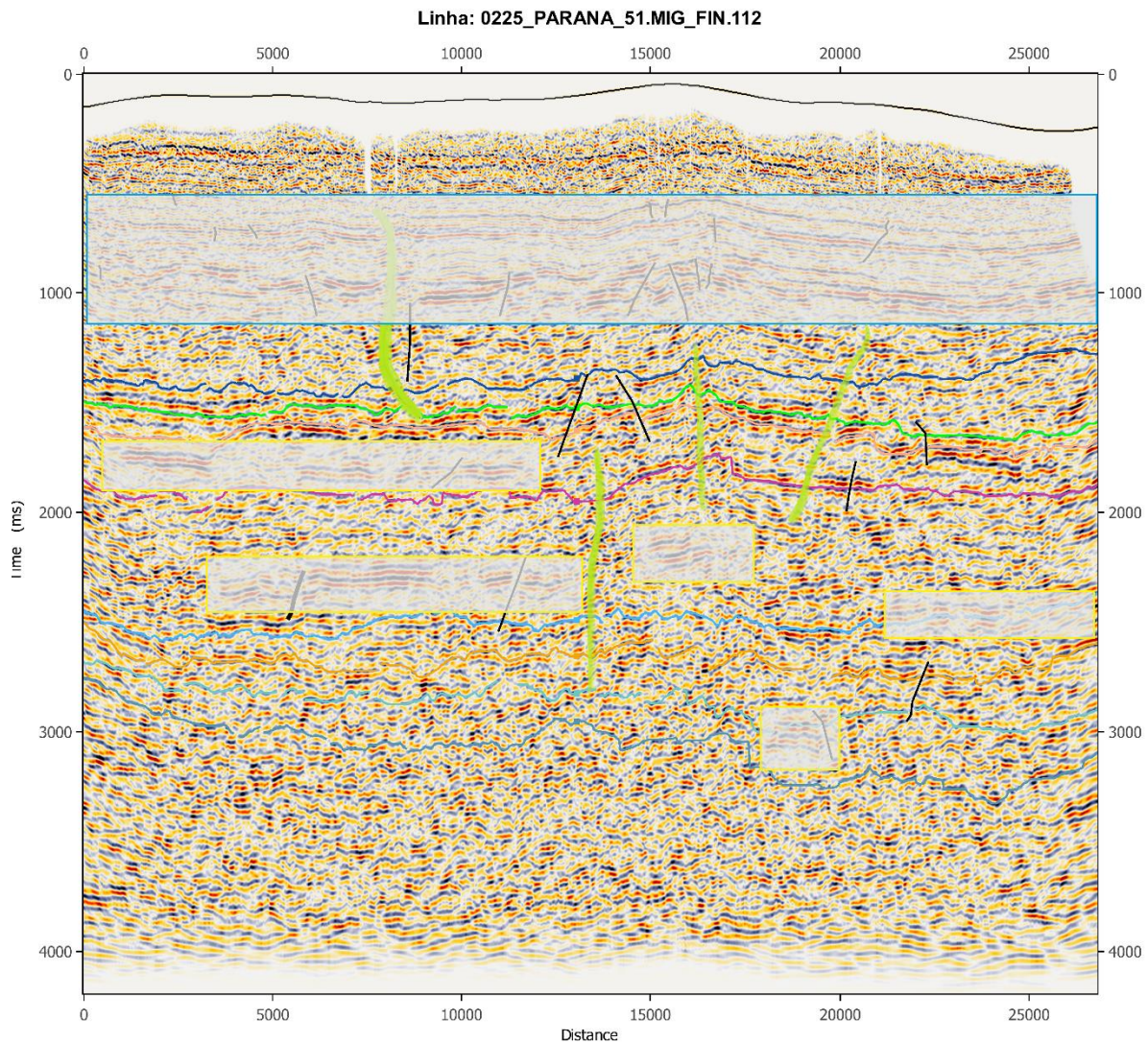


Figura 4.15: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.112 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

4.1.2.3 Linha Sísmica 2D 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114

O levantamento com orientação SSO-NNE demonstrou, dentre as três linhas, a maior distribuição de falhas identificadas entre as formações Serra Alta e Irati, embora nenhuma aparenta estar conectada a superfície. Nesta linha, há também *bright spots* bem visíveis, indicando soleiras de diábasio causadas por intrusões magmáticas (Fig. 4.16). As soleiras podem apresentar obstáculos especialmente quanto a capacidade de armazenamento do reservatório.

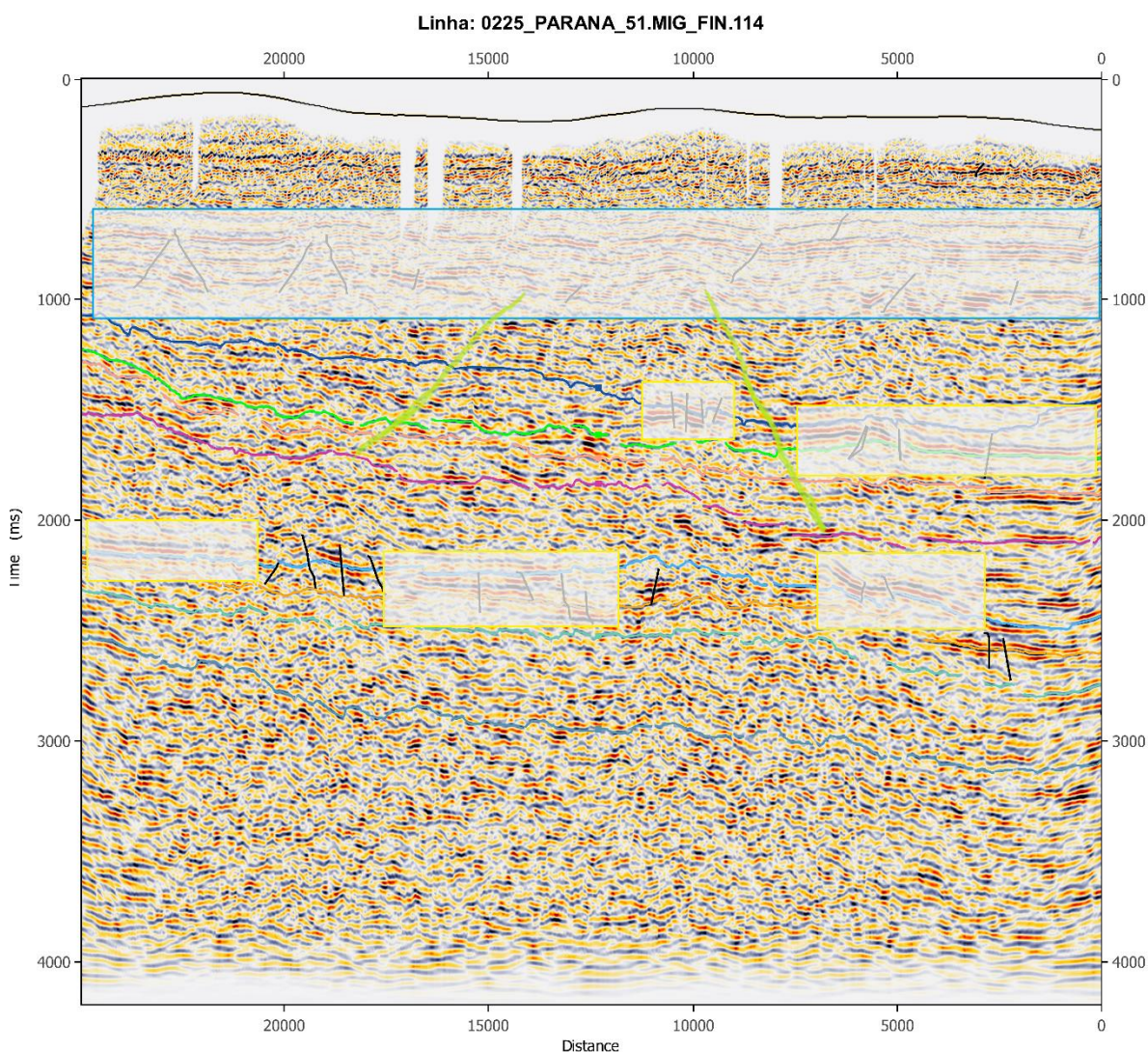


Figura 4.16: Linha sísmica 0225_PARANA_51.MIG_FIN.114 com atributos e interfaces interpretados, destacando as principais características geológicas e limites. As falhas são indicadas verticalmente em preto, as camadas de basalto em azul, diques em verde, soleiras em amarelo e com horizontes 2D rotulados como Botucatu (Azul Ardósia Escuro), Piramboia (Lima), Rio do Rasto (Salmão), Teresina (Vermelho Violeta Médio), Serra Alta (Azul Centáurea), Irati (Laranja), Tatuí (Água-Marinha Média) e Itararé (Azul Cadete). Fonte: Autora.

Martins et al. (2023) demonstra que as intrusões espessas causam anomalias térmicas, levando à redução dos valores de COT, IH (medida que quantifica hidrogênio na matéria orgânica de uma rocha) e S₂ (representa a quantidade de hidrocarbonetos que ainda podem ser gerados a partir da matéria orgânica presente na rocha quando aquecida durante a pirólise), devido ao craqueamento térmico da matéria orgânica. O craqueamento térmico da matéria orgânica leva à formação de hidrocarbonetos mais leves, mas pode também degradar a qualidade do reservatório – embora o craqueamento térmico possa gerar gás, a maturação térmica excessiva pode torná-lo menos eficaz para o armazenamento.

4.1.2.4 Horizonte 3D

Após delinear os horizontes 2D em cada linha sísmica, o topo da Formação Irati foi mapeado para criar um horizonte 3D. O objetivo é modelar a superfície superior da Formação Irati em espaço tridimensional, representando sua continuidade estrutural e estratigráfica. Ao utilizar valores Z das 3 linhas sísmicas, que estão no domínio do tempo, o horizonte foi posicionado dentro do volume sísmico (Fig. 4.17).

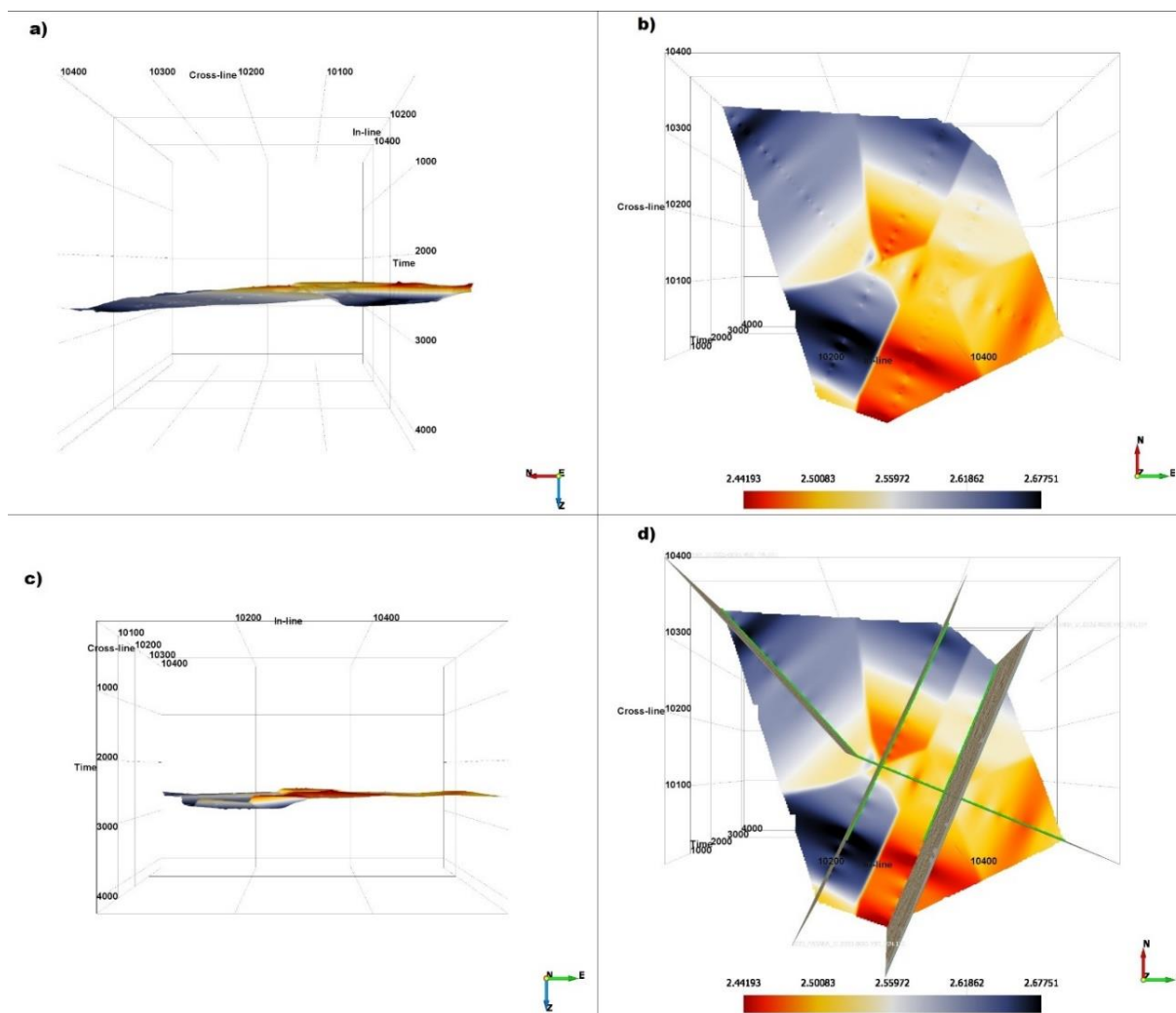


Figura 4.17: Representação 3D da superfície da Formação Irati gerada por meio dos horizontes 2D de cada linha sísmica. (a) Visualização *IN LINE* do horizonte 3D. (b) Visualização NORTE Z. (c) Visualização *CROSS LINE*. (d) Visualização Norte Z com as linhas sísmicas carregadas. Fonte: Autora.

Com base no horizonte delineado, observa-se que a Formação Irati se encontra em maiores profundidades na direção Noroeste (NO), indicando que, à medida que se afasta dos poços, a profundidade da formação aumenta.

A Figura 4.18 ilustra o resultado correlacionado à janela de amostragem obtida pelo histograma, destacando as variações de profundidade na superfície do horizonte. As áreas de menor valor Z (maior profundidade ou menor elevação) são representadas por cores mais escuras, predominantemente azuladas, enquanto as áreas de maior valor Z (menor profundidade ou maior elevação) aparecem em tons mais claros, como laranja e amarelo. Essa distribuição de valores Z, que varia entre 2.3980 e 2.7091, reflete variações topográficas, embora um desnivelamento entre as linhas torne a interpretação mais subjetiva.

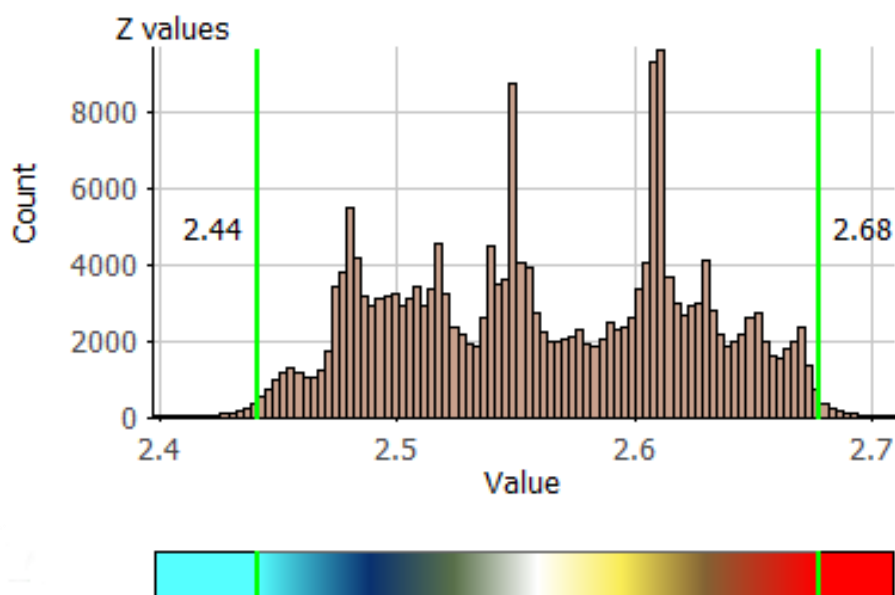


Figura 4.18: Histograma representando a janela de amostragem do horizonte 3D da formação Irati. Fonte: Autora.

Posteriormente, com o mapeamento dos horizontes correspondentes a Formação Irati nas três linhas sísmicas, foi possível visualizar a superfície criada (Fig 4.19). Entretanto, a produção deste horizonte 3D não permite uma interpretação geológica conclusiva, visto a quantidade e a qualidade dos dados.

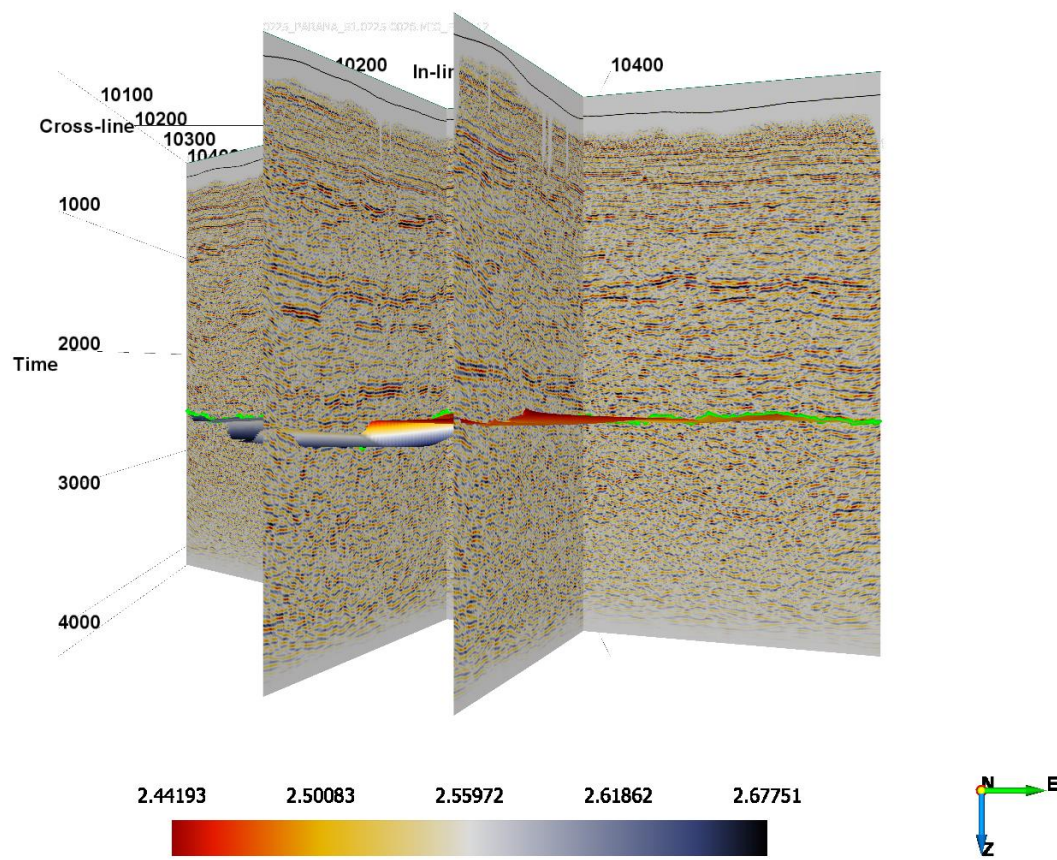


Figura 4.19: Visualização do horizonte 3D e a linhas sísmicas 2D. Fonte: Autora.

4.1.2.5 Identificação de folhelhos

Com base na literatura, sabe-se que o ambiente geológico entre a Formação Serra Alta (selante) e a Formação Irati é predominantemente composto por folhelhos e siltitos cinza-escuros, que são de origem marinha, e siltitos, argilitos e folhelhos sílticos de cor cinza clara a escura, além de folhelhos pirobotuminosos e calcários dolomíticos, respectivamente (Warren et al., 2015; Teixeira, 2014; Hachiro, 1996; Milani et al., 2007; Holz et al., 2010).

Nos dados de poços, as formações são majoritariamente mescladas por siltitos, diabásios, folhelhos e pequenas quantidades de dolomitas. Na Formação Irati, também se

encontra uma pequena fração de calcissiltitos. As camadas de folhelhos identificadas no poço 3-CB-3-SP estão intercaladas entre as camadas de dolomita.

As medidas para identificar folhelhos nos dados sísmicos são baseadas nos critérios estabelecidos por Xu et al. (2022), que incluem a análise das respostas sísmicas em termos de amplitude e continuidade das reflexões.

Com esses critérios, conseguimos identificar as potenciais camadas de folhelhos na parte superior da formação Irati (Fig. 4.20). Assim como no poço, ela aparenta estar mesclada por dolomitas, com uma espessura muito fina. As camadas de folhelho e dolomita possuem contrastes de impedância distintos, que são refletidos na linha sísmica. Essa análise foi feita a partir da visualização 2D e *WIGGLE* do software OpendTect. A ferramenta *WIGGLE* é uma forma de visualizar a seção sísmica.

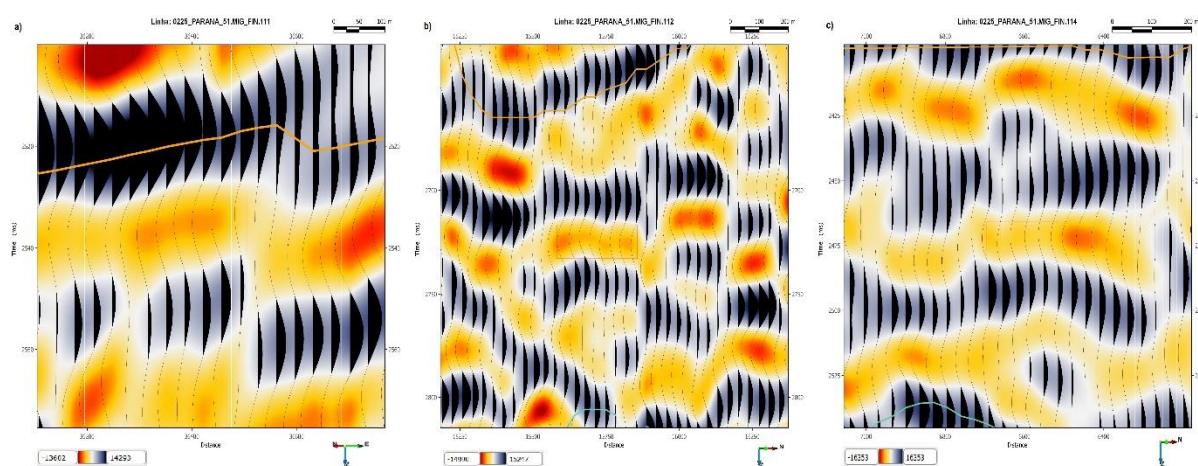


Figura 4.20: Identificação de possíveis folhelhos na seção sísmica de cada linha. (a) Linha 111. (b) Linha 112. (c) Linha 114. Não foi aplicado nenhum atributo para este processo. Fonte: Autora.

4.1.3 Profundidade

A Formação Irati se encontra em uma profundidade de aproximadamente 2,5 Km em relação a base da primeira formação delimitada. As medições foram realizadas com a ferramenta de medição do OpendTect, que permite calcular distâncias de um ponto ao outro. Para obter os valores estimados, foram realizadas vinte medições entre a base da Formação Bauru, Formação Serra Geral, Formação Botucatu, Formação Piramboia e a Formação Irati. Em seguida, foi calculada a média dessas vinte medições para se chegar ao valor final.

As Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam os resultados das vinte medições realizadas entre as diferentes formações geológicas mencionadas. Esses dados foram usados para calcular as

médias que resultaram no valor estimado de profundidade da Formação Irati.

Tabela 4.1: Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.111

Medidas	Distância (m) FM Bauru (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Serra Geral (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Botucatu (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Piramboia (base) e FM Irati (topo)
1	2356.80	1153.04	919.04	904.38
2	2384.30	1168.40	958.28	921.47
3	2355.06	1175.92	984.43	900.31
4	2372.22	1179.29	1009.10	855.67
5	2403.40	1148.10	944.09	837.47
6	2339.34	1172.21	1002.95	887.82
7	2413.16	1032.95	978.44	835.86
8	2479.88	930.67	980.36	896.63
9	2571.79	999.47	976.69	843.55
10	2458.42	1083.35	979.80	864.92
11	2515.38	1018.98	961.10	839.91
12	2505.52	895.75	889.45	814.85
13	2556.19	1230.86	955.40	799.49
14	2587.82	1136.47	844.71	823.37
15	2555.53	1157.17	921.88	767.48
16	2601.68	1149.67	856.95	667.96
17	2600.35	1246.49	938.27	698.86
18	2648.94	1232.71	825.54	666.30
19	2528.99	1105.77	734.01	771.95
20	2470.38	1105.58	725.13	677.50
Média (m)	2490.26	1116.14	919.28	820.06
Média (km)	2.5	1.1	0.9	0.8

Fonte: Autora.

Tabela 4.2: Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.112

Medidas	Distância (m) FM Bauru (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Serra Geral (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Botucatu (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Piramboia (base) e FM Irati (topo)
1	2355.96	1120.34	1008.93	890.67
2	2589.09	1094.15	1005.20	914.52
3	2571.79	1051.18	1004.62	994.12
4	2588.07	1040.30	1010.37	1001.63
5	2581.59	1041.58	1064.33	1053.65
6	2594.02	1083.35	1076.44	1123.79
7	2622.28	1112.23	1108.87	1136.53
8	2531.77	1111.50	1102.24	1080.29
9	2606.48	1024.96	1174.21	1134.65
10	2584.08	1018.41	1117.38	1034.69
11	2653.67	988.92	1225.84	955.02
12	2530.79	1016.15	1207.17	1047.61
13	2577.93	978.15	1164.23	1118.75
14	2585.12	1325.75	1092.24	1045.45
15	2568.62	1327.15	1180.07	1006.15
16	2579.05	1359.13	1115.43	1035.63
17	2547.13	1413.55	1106.35	1066.59
18	2467.73	1406.73	1133.92	981.80
19	2395.52	1427.02	1062.56	950.40
20	2354.33	1325.42	1004.06	928.11
Média (m)	2544.25	1163.30	1098.22	1025.00
Média (km)	2.5	1.2	1.1	1.0

Fonte: Autora.

Tabela 4.3: Média da Distância da Formação Irati na Linha 0025.MIG_FIN.114

Medidas	Distância (m) FM Bauru (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Serra Geral (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Botucatu (base) e FM Irati (topo)	Distância (m) FM Piramboia (base) e FM Irati (topo)
1	2375.05	1142.31	884.03	718.83
2	2378.20	1080.44	896.98	733.79
3	2404.70	981.84	855.41	704.37
4	2401.67	873.96	750.52	619.10
5	2371.91	902.50	792.13	599.04
6	2244.64	846.29	677.99	640.88
7	2269.70	868.05	711.42	662.14
8	2224.68	837.21	730.20	671.87
9	2216.91	853.58	690.49	701.92
10	2204.26	906.38	794.50	724.03
11	2233.28	900.27	787.95	724.39
12	2230.69	990.35	814.95	757.85
13	2259.32	1036.53	820.22	739.82
14	2195.92	1063.19	811.40	751.72
15	2205.08	1084.14	800.19	720.14
16	2197.91	1114.80	802.54	871.50
17	2190.93	1037.78	897.51	858.14
18	2250.60	1059.29	944.10	885.33
19	2170.56	1125.68	956.05	902.24
20	2073.08	1120.09	961.12	907.53
Média (m)	2254.95	991.23	818.98	744.73
Média (km)	2.2	0.9	0.8	0.7

Fonte: Autora.

Correlacionando os dados deste estudo com os de Oliveira et al. (2021), que identificaram a ocorrência de três sistemas aquíferos – Bauru, Serra Geral e Guarani na região onde os dados foram coletados. O sistema Guarani está localizado entre as formações Botucatu e Piramboia. A linha MIG_FIN.111 indica que a Formação Irati está a profundidades de aproximadamente 2,5 km em relação à base da Formação Bauru, 1,1 km da Formação Serra Geral, e 0,9 km e 0,8 km das formações Botucatu e Piramboia, respectivamente.

Estes valores estão de acordo com as observações de Oliveira et al. (2021) que relatam que a distância média da Formação Irati à base da Formação Botucatu, parte do sistema Aquífero Guarani, é de cerca de 920 metros. As distâncias são consideradas seguras em termos de possíveis vazamentos de CO₂.

Na linha MIG_FIN.112, os valores são aproximadamente: 2,5 km entre a base da Formação Bauru e o topo da Formação Irati; 1,2 km entre a base da Formação Serra Geral e o topo da Formação Irati; 1,1 km entre a base da Formação Botucatu e o topo da Formação Irati;

e 1,0 km entre a base da Formação Piramboia e o topo da Formação Irati.

A linha MIG_FIN.114, dentre as três linhas analisadas, apresentou os menores valores médios de distância, com uma média de aproximadamente 0,7 km entre o topo da Formação Irati em relação a base da Formação Piramboia, destacando-se como a de menor profundidade em comparação com as outras linhas. Já a distância entre a base da Formação Bauru e o topo da Formação Irati é cerca de 2,2 km.

Para estimar a área do reservatório, utilizou-se a ferramenta de medições do OpendTect. Foram realizadas 20 medidas de largura e altura nas linhas sísmicas. No conjunto de dados utilizado para análise da Formação Irati, há intervalos onde intervalos de diabásios estão presentes em paralelo as camadas sedimentares da Formação Irati.

Para evitar possíveis distorções causadas pelos intervalos de diabásio, foi calculado apenas as porções da Formação Irati que estavam acima das camadas de diabásio, assim como Oliveira et al. (2021). Essas medições usaram como parâmetro a marcação do horizonte da Formação Irati para calcular a largura (distância horizontal) e o topo deste horizonte até o topo do diabásio pelos dados de estratigrafia dos poços, para calcular a altura (distância vertical).

Tabela 4.4: Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.111

Número de Medidas	Largura (m)	Altura (m)
1	35842.39	26.30
2	35733.84	30.17
3	35813.38	19.45
4	35775.61	22.38
5	35737.69	13.11
6	35773.40	29.91
7	35786.48	40.45
8	35802.29	44.44
9	35868.61	43.55
10	35727.83	50.22
11	35743.98	36.06
12	35884.31	87.84
13	35748.21	44.97
14	35720.42	38.20
15	35946.27	40.26
16	35785.67	37.07
17	35839.91	32.61
18	35714.40	34.81
19	35686.73	22.24
20	35799.18	44.41
Média (m)	35797.81	36.92
Média (Km)	35.80	0.04

Fonte: Autora.

Tabela 4.5: Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.112

Número de Medidas	Largura (m)	Altura (m)
1	26787.92	24.54
2	26782.13	24.67
3	26779.16	19.83
4	26805.27	26.06
5	26818.75	20.61
6	26733.03	26.16
7	26718.15	74.67
8	26742.30	41.62
9	26681.62	38.17
10	26656.66	26.83
11	26668.90	19.47
12	26770.13	24.51
13	26606.98	31.15
14	26612.07	31.23
15	26589.53	33.26
16	26766.81	29.68
17	26789.10	22.91
18	26631.69	21.91
19	26614.63	22.85
20	26802.50	25.68
Média (m)	26717.87	29.29
Média (Km)	26.72	0.03

Fonte: Autora.

Tabela 4.6: Média da Largura e Altura da Formação Irati na Linha MIG_FIN.114

Número de Medidas	Largura (m)	Altura (m)
1	24863.09	26.70
2	24760.71	60.58
3	24689.07	22.90
4	24721.41	60.65
5	24668.60	39.24
6	24875.20	27.59
7	24816.95	22.08
8	24787.55	30.17
9	24790.97	35.78
10	24641.49	15.81
11	24644.81	22.31
12	24605.31	18.91
13	24608.63	19.09
14	24709.75	16.43
15	24713.28	16.51
16	24666.24	23.19
17	24669.44	13.63
18	24670.83	21.16
19	24674.14	19.66
20	24734.59	15.77
Média (m)	24715.60	26.41
Média (Km)	24.72	0.03

Fonte: Autora.

Com base nas medições de largura e altura apresentadas nas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6, foi possível estimar a área do reservatório da Formação Irati. Na Tabela 4.7, os valores da área foram refinados, chegando-se a uma estimativa de aproximadamente 956 km², calculada a partir da média das larguras das linhas sísmicas MIG_FIN.111 e MIG_FIN.112. A linha MIG_FIN.114 foi excluída deste cálculo devido à sua menor largura em comparação com a linha MIG_FIN.112, o que poderia distorcer os resultados finais.

Tabela 4.7: Área Estimada do Reservatório da Formação Irati

Linha Sísmica	Área (m ²)	Área (Km ²)
MIG_FIN.111	1.320.402	1.32
MIG_FIN.112	782.366	0.78
MIG_FIN.114	652.689	0.65

Fonte: Autora.

Após a Tabela 4.7, que apresenta a estimativa da área do reservatório, passa-se à análise de outro critério para o armazenamento: a espessura da rocha capeadora. A espessura da rocha

capeadora é um dos fatores determinantes para a seleção de locais de armazenamento considerados neste trabalho.

A Formação Serra Alta, que atua como camada de vedação, apresentou espessuras variando entre 17,28 metros (valor mínimo) e 23,43 metros (valor máximo). Esses valores superam o limite mínimo de 10 metros, estipulado como requisito para garantir a eficácia da vedação e a segurança do sistema de confinamento da Formação Irati.

Para chegar a esses valores, foram realizadas 20 medições em cada linha sísmica, tomando como parâmetros o topo da Formação Serra Alta até as possíveis intrusões de diabásios. Essas medições permitiram determinar as espessuras da rocha capeadora, cujos valores estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 4.8: Média da Espessura da Formação Serra Alta (Rocha Capeadora)

Número de Medida	Espessura Linha MIG_FIN.111	Espessura Linha MIG_FIN.112	Espessura Linha MIG_FIN.114
1	13.66	21.13	17.83
2	10.10	21.16	16.01
3	14.77	19.31	11.19
4	15.07	23.19	22.54
5	26.26	20.29	17.98
6	18.25	54.53	28.40
7	32.59	8.74	21.36
8	14.44	34.29	18.06
9	14.66	30.66	18.72
10	13.32	32.81	20.93
11	17.11	59.21	19.74
12	15.52	16.59	31.13
13	13.36	21.21	23.35
14	9.07	9.84	19.87
15	17.15	9.32	14.94
16	14.06	11.69	12.45
17	12.48	27.92	12.31
18	21.51	15.51	38.19
19	31.20	15.45	40.99

20	21.06	15.77	18.45
Média (m)	17.28	23.43	21.22
Média (km)	0.02	0.02	0.02

Fonte: Autora.

No entanto, é importante ressaltar que esta estimativa se baseia em dados 2D, enquanto o modelo 3D proposto por Oliveira et al. (2021) se concentra em um contexto mais abrangente. Dessa forma, essa análise não incorpora a capacidade total de armazenamento deste reservatório, que requer uma abordagem mais complexa para considerar a profundidade e outros aspectos tridimensionais relevantes.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo produzir interpretações geológicas e geofísicas para contribuir com a identificação e caracterização da Formação Irati, Bacia do Paraná, para o armazenamento geológico de CO₂. Após o embasamento teórico, foi definida a área e os dados correspondentes para a interpretação.

Na interpretação, as primeiras análises identificaram falhas e intrusões magmáticas; nenhuma falha identificada mostrou ser nociva a estrutura do reservatório. Além disso, foi observada uma quantidade significativa de intervalos de folhelhos ao longo das linhas sísmicas, o que contribui com a hipótese de armazenamento geológico na Formação Irati. Entretanto, as intrusões podem apresentar entraves, especialmente quando se trata da capacidade de armazenamento.

Com base nos resultados obtidos conclui-se que a Formação Irati atende preliminarmente aos critérios de profundidade e espessura, pois os valores encontrados estão inicialmente de acordo com os parâmetros estabelecidos na literatura. No entanto, é importante ressaltar que esta estimativa se baseia em dados 2D, logo, a análise não incorpora a capacidade total de armazenamento deste reservatório, que requer uma abordagem mais complexa como a porosidade e permeabilidade dos folhelhos identificados.

A análise da porosidade e permeabilidade não foi abordada nesta pesquisa pela falta de dados como logs dos poços, necessários para a amarração sísmica-poço. Além disso, os relatórios dos poços não dispõem de parâmetros (diâmetros dos poços, por exemplo) que poderiam ser alternativas para calcular manualmente o volume dos folhelhos encontrados na Formação Irati.

Portanto, essa pesquisa atingiu o objetivo de contribuir para a construção de uma base de conhecimento geofísico da região. Todavia, ao considerar uma análise de longo prazo, é essencial dispor de um maior volume de dados, pesquisas adicionais e aplicação de diferentes métodos.

REFERÊNCIAS

- Abraham-A, R. M., C. C. Tassinari, F. Taioli, H. V. Rocha, and O. C. da Silva, 2023, Reservoir quality evaluation as a measure to forecast hydrocarbon and CO₂ storage prospects in Irati and Rio Bonito Formations, Paraná Basin: Results in Geophysical Sciences, 14, 100059.
- Aguilera, R., 2016, Shale gas reservoirs: Theoretical, practical, and research issues: Petroleum Research, 1(1), 10–26.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2024, Repositório de documentos REATE, Serviço Geológico do Brasil: <https://reate.cprm.gov.br/arquivos/index.php/s/z0XoautAuswCSbf>, acessado em 18 de outubro de 2024.
- Araújo, L. M., 2001, Análise da expressão estratigráfica dos parâmetros de geoquímica orgânica e inorgânica nas sequências Irati: PhD thesis, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Artur, P. C., and P. C. Soares, 2002, Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná, Brasil: Revista Brasileira de Geociências, 32(4), 433–448.
- Badley, M. E., 1985, Practical seismic interpretation. ID do OSTI: 5669389.
- Bachu, S. and W. D. Gunter, 1999, Storage capacity of CO₂ in geological media in sedimentary basins with application to the Alberta basin.
- Barnes, A. E., 2007, A tutorial on complex seismic trace analysis: Geophysics, 72(6), W33–W43.
- Bauer, K., R. Streich, F. Adão, M. Baumann-Wilke, O. Ritter, N. Schovsbo, E. Spangenberg, and M. Stiller, 2012, Geophysical characterization of black shales. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20143851>.
- Bizzi, L. A., C. Schobbenhaus, R. M. Vidotti, and J. H. Gonçalves, (eds.), 2003, Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: Texto, mapas e SIG: Brasília, DF, CPRM, Escala 1:2.500.000. Sistema de Informações Geográficas – SIG.

Brown, A. R., 2011, Interpretation of three-dimensional seismic data: Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists.

Busch, A., S. Alles, Y. Gensterblum, D. Prinz, D. N. Dewhurst, M. D. Raven, H. Stanjek and B. M. Krooss, 2008, Carbon dioxide storage potential of shales: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(3), 297–308.

Cardoso, L., F. C. da Costa, H. Lima, F. Belotti, and R. Scholz, 2022, Mapa gemológico de Minas Gerais, Brasil.

Cherepovitsyn, A., and E. Rutenko, 2002, Strategic planning of oil and gas companies: The decarbonization transition: *Energies*, 12(17), 6163.

Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2012, Evolution of seismic interpretation during the last three decades: *The Leading Edge*, 31(6), 654–676.

Cioccari, G. M., and W. D. Kalkreuth, 2000, Caracterização da matéria orgânica de rochas geradoras de petróleo: Implicações para geração de hidrocarbonetos (1999 a 2001): In *Proceedings of the 12th Salão de Iniciação Científica, Porto Alegre, UFRGS*.

Costa, D. F. B., 2015, O papel das intrusões de soleiras e diques de diabásio na gênese de rotas de migração e armadilhas de hidrocarbonetos, em área de ocorrências de arenitos asfálticos da Formação Piramboia, região de Guareí - SP, Bacia do Paraná. Dissertação de Mestrado, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 149 p.

Costa, D. F. B., et al., 2016, Analysis of the geometry of diabase sills of the Serra Geral magmatism, by 2D seismic interpretation, in Guareí region, São Paulo, Paraná Basin, Brazil: *Brazilian Journal of Geology*, 46(4), 605–615. <https://doi.org/10.1590/2317-4889201620160078>

dGB Earth Sciences, 2021, *OpendTect and OpendTect Pro: How-To Instructions & Workflows Manual*, <https://static.dgbes.com/images/PDF/OpendTect-and-OpendTect-Pro-How-To-Instructions-Workflows-Manual-7-0.pdf>, acessado em 3 de setembro de 2024.

Dubinski, J., 2009, Geological and geophysical aspects of the underground CO₂ storage: *Procedia Earth and Planetary Science*, 1(1), 7–12, <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2009.09.004>.

Ellis, D. V., and J. M. Singer, 2007, Well logging for earth scientists (Vol. 692): Springer, Dordrecht.

English, J. M., and K. L. English, 2022, An overview of carbon capture and storage and its potential role in the energy transition: *First Break*, 40(4), 35–40.

Environmental Protection Agency - EPA, 2024, Global greenhouse gas emissions overview, <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview>, acessado em 11 de janeiro de 2024. U.S. Environmental Protection Agency.

Espitalie, J., K. Mizuta, T. E. M. Carvalho, and J. A. Triguís, 1983, Oil migration examples in Irati Formation, Parana basin, Brazil: United States.

França, A. B., and P. E. Potter, 1988, Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (parte 1), *Boletim de Geociências da Petrobras*, 2(2-4), 147-191. <https://bgp.petrobras.com.br/bgp/article/view/524>.

Ganat, T. A. A. O., 2020, *Fundamentals of reservoir rock properties*: Springer.

Global CCS Institute - GCCSI, 2022, CCS explained: Storage: Global CCS Institute. https://www.globalccsinstitute.com/wpcontent/uploads/2022/07/Factsheet_CCS-Explained_Storage.pdf acessado em 24 de abril de 2024.

Global CCS Institute - GCCSI, 2023a, CO₂ storage in depleted gas fields, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/co2-storage-in-depleted-gas-fields/>, acessado em 2 de setembro de 2024.

Global CCS Institute - GCCSI, 2023b, *The Global Status of CCS: 2023*: Australia.

Global CCS Institute - GCCSI, CCS Image Library, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-image-library/>, acessado em 30 de agosto de 2024.

Goodman, A., I. Fukai, R. Dilmore, S. Frailey, G. Bromhal, D. Soeder, ... and G. Guthrie, 2014, Methodology for assessing CO₂ storage potential of organic-rich shale formations: *Energy Procedia*, 63, 5178–5184, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.548>.

Gunter, W. D., S. Bachu, and S. Benson, 2004, The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage of carbon dioxide: Geological Society, London, Special Publications, 233(1), 129–145.

Hachiro, J., A. M. Coimbra, and S. L. F. Matos, 1993, Caráter cronoestratigráfico da unidade Irati: Resumos, 62–63.

Hachiro, J., 1996, O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná: Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo.

Heller, R., and M. Zoback, 2014, Adsorption of methane and carbon dioxide on gas shale and pure mineral samples: *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 8, 14–24.

Holanda, W., S. Bergamaschi, A. C. Santos, R. Rodrigues, and L. C. Bertolino, 2018, Characterization of the Assistência Member, Irati Formation, Paraná Basin, Brazil: Organic matter and mineralogy: *Journal of Sedimentary Environments*, 3(1), 36–45.

Holtz, M. H., 2002, Residual gas saturation to aquifer influx: A calculation method for 3-D computer reservoir model construction: Paper presented at the SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, <https://doi.org/10.2118/75502-MS>.

Holz, M., A. B. França, P. A. Souza, R. Iannuzzi, and R. Rohn, 2010, A stratigraphic chart of the Late Carboniferous/Permian succession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil, South America: *Journal of South American Earth Sciences*, 29(2), 381–399.

International Energy Agency - IEA, 2020, Capacity of current and planned large-scale CO₂ capture projects vs. the Net Zero Scenario, 2020-2030: IEA, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/capacity-of-current-and-planned-large-scale-co2-capture-projects-vs-the-net-zero-scenario-2020-2030>, acessado em 16 de maio de 2024.

International Energy Agency - IEA, 2022, CO₂ storage resources and their development—An IEA CCUS handbook: IEA.

International Energy Agency - IEA, 2023, World Energy Outlook 2023: IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A).

International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme - IEAGHG, 2009, CCS site selection and characterisation criteria: IEAGHG, December 2009.

Incorporated Research Institutions for Seismology (IRIS), 2016, SAGE: Direct hydrocarbon indicators, https://www.iris.edu/hq/inclass/lesson/direct_hydrocarbon_indicators, acessado em 16 de maio de 2024.

Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, 2005, Carbon dioxide capture and storage: B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, and L. Meyer, eds., Cambridge University Press, 431 p.

Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, 2014, Climate change 2014: Synthesis report. Contribution of working groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: R. K. Pachauri and L. A. Meyer, eds., IPCC, Geneva, Switzerland, 151 p.

Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, 2018, Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty: IPCC. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

Janowsky, S. S. M. C., 2020, Data mining for prospectivity evaluation: The Irati Formation as a reservoir for the co-development of shale gas and CO₂ geological storage in the Paraná Basin—Case study of the State of São Paulo: Dissertação de mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, <https://doi.org/10.11606/D.106.2020.tde-10032022-171502>.

Jol, H. M., ed., 2008, Ground penetrating radar theory and applications: Elsevier.

Kang, Z., D. Yang, Y. Zhao, and Y. Hu, 2011, Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil shale: *Oil Shale*, 28(2), 273.

Kearey, P., M. Brooks, and I. Hill, 2002, An introduction to geophysical exploration, 4th ed.: John Wiley & Sons.

Ketzer, J. M. M., et al., 2016, Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂ = Brazilian atlas of CO₂ capture and geological storage: EDIPUCRS, Porto Alegre, 95 p.

Khosrokhavar, R., S. Griffiths, and K. H. Wolf, 2014, Shale gas formations and their potential for carbon storage: Opportunities and outlook: *Environmental Processes*, 1, 595–611.

Klokov, A., and B. Hardage, 2017, Seismic characterization and monitoring of a deep CO₂ storage reservoir with 3D VSP using direct shear waves: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 155, 109–119, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.04.019>.

Knödel, K., G. Lange, H. J. Voigt, A. Schuck, and G. Lange, 2007, Seismic methods: In *Environmental Geology: Handbook of Field Methods and Case Studies*, 337–402.

Levine, J. S., I. Fukai, D. J. Soeder, G. Bromhal, R. M. Dilmore, G. D. Guthrie, ... and A. L. Goodman, 2016, US DOE NETL methodology for estimating the prospective CO₂ storage resource of shales at the national and regional scale: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 51, 81–94.

Lopes Martins, L., H. M. Schulz, H. J. Portugal Severiano Ribeiro, E. Soares de Souza, C. Adolphsson do Nascimento, and G. Feitosa da Cruz, 2019, Chromans as signals of freshwater incursions promoting salinity stratification in the Lower Permian Irati Formation, Paraná Basin: 29th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG).

Luiz, J. G., and L. D. C. Silva, 1983, Curso de geofísica de prospecção: UFPa.

Martins, C. M. S., J. J. Celino, J. R. Cerqueira, K. S. Garcia, and A. F. S. Queiroz, 2023, Thermal effect of igneous intrusions on organic-rich Irati Formation and the implications for petroleum systems: A case study in the Paraná Basin, Brazil: *Brazilian Journal of Geology*, 53(1), e20220008, <https://doi.org/10.1590/2317-4889202320220008>.

Masulino, N. W. N., 2020, Armazenamento geológico de carbono em reservatórios não convencionais na Formação Irati da Bacia do Paraná: Estimativas de capacidade de injeção de CO₂ e custos associados: Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, doi:10.11606/D.106.2020.tde-30072020-153149.

McKinsey & Company, The green hidden gem: Brazil's opportunity to become a sustainability powerhouse, <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/all-insights/the-green-hidden-gem-brazils-opportunity-to-become-a-sustainability-powerhouse>, acessado em 21 de Janeiro de 2024.

Middleton, R. S., J. W. Carey, R. P. Currier, J. D. Hyman, Q. Kang, S. Karra, ... and H. S. Viswanathan, 2015, Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO₂: *Applied Energy*, 147, 500–509.

Milani, E. J., 1997, Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Milani, E. J., J. Melo, P. Souza, L. Fernandes, and A. França, 2007a, Bacia do Paraná: *Boletim de Geociências - Petrobras*, 15, 265–287.

Milani, E. J., A. B. França, and R. Á. Medeiros, 2007b, Roteiros geológicos: *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(1), 135–162.

Milani, E. J., and V. A. Ramos, 1998, Orogenias paleozóicas no domínio sul-ocidental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná: *Revista Brasileira de Geociências*, 28(4), 473–484.

Milani, E. J., and P. V. Zalán, 1999, An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America: *Episodes Journal of International Geoscience*, 22(3), 199–205.

Morelato, R., & B. do Paraná, 2017, Sumário geológico e setores em oferta: Brasília, ANP SDB.

Musarra, R. M. L., C. C. G. Tassinari, and S. San Martín Cañas, 2022, Perspectives to CO₂ geological storage and greenhouse gas negative emissions in Southeastern Brazil: Paraná and Santos sedimentary basins: Blucher, São Paulo, 197 p.

Nanda, N. C., 2021, Seismic data interpretation and evaluation for hydrocarbon exploration and production: Springer Nature Switzerland AG.

Nery, G. G., 2013, *Perfilagem geofísica em poço aberto: Fundamentos básicos com ênfase em petróleo*: SBGf, Rio de Janeiro, 222 pp.

Nester, D. C., and M. J. Padgett, 1992, *Seismic interpretation: part 7. Geophysical methods: Geophysics*.

National Energy Technology Laboratory - NETL, 2010, *An assessment of gate-to-gate environmental life cycle performance of water-alternating-gas CO₂-enhanced oil recovery in the Permian Basin*: DOE/NETL-2010/1433, Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory, U.S.

Nuttall, B. C., J. A. Drahovzal, C. Eble, and R. M. Bustin, 2005, *CO₂ sequestration in gas shales of Kentucky*: In *Abstracts Volume AAPG 2005 Annual Convention*, A101–A102.

Oliveira, S. B., C. C. G. Tassinari, R. M. Abraham-A, and I. Torresi, 2021, *3D implicit modeling applied to the evaluation of CO₂ geological storage in the shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Southeastern Brazil*: *Greenhouse Gas Science and Technology*, 11, 1024–1042.

Orujov, A., K. Coddington, & S. A. Aryana, 2023, *A review of CCUS in the context of foams, regulatory frameworks and monitoring*: *Energies*, 16, 3284. <https://doi.org/10.3390/en16073284>

Pan, Z., J. Ye, F. Zhou, Y. Tan, L. D. Connell, and J. Fan, 2017, *CO₂ storage in coal to enhance coalbed methane recovery: a review of field experiments in China*: *International Geology Review*. <https://doi.org/10.1080/00206814.2017.1373607>.

Pelissari, M. R., 2021, *Avaliação de reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO₂ emitido pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Santa Catarina*: *Dissertação de Mestrado*, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. doi:10.11606/D.106.2021.tde-21042021-140539.

Rankey, E. C., 2017, *Seismic architecture and seismic geomorphology of heterozoan carbonates: eocene-oligocene, Browse Basin, Northwest Shelf, Australia*: *Marine and Petroleum Geology*, 82, 424–443.

Rezvandehy, M., H. Aghababaei, and S. Tabatabaee Raissi, 2011, Integrating seismic attributes in the accurate modeling of geological structures and determining the storage of the gas reservoir in Gorgan Plain (North of Iran): *Journal of Applied Geophysics*, 73(3), 187–195.

Rigoti, C. A., 2015, Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de dados de sísmica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria: Dissertação de Mestrado, Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 134 p.

Robertson, J. D., and D. A. Fisher, 1988, Complex seismic trace attributes: *The Leading Edge*, 7(6), 22–26.

Robinson, E. A., and S. Treitel, 2008, *Digital imaging and deconvolution: The ABCs of seismic exploration and processing*: Society of Exploration Geophysicists.

Rocha, H. V., 2021, CO₂ geological storage in organic-rich shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Brazil. Tese de Doutorado, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. <https://doi.org/10.11606/T.106.2021.tde-21062021-144027>.

Sallun, A. E. M., K. Suguio, and J. C. Stevaux, 2007, Proposição formal do alogrupo alto Rio Paraná (SP, PR e MS): *Geologia USP. Série Científica*, 7(2), 49–70.

Schlumberger, *Energy Glossary*, 2024, <https://glossary.slb.com/en/>, acessado em 28 de maio de 2024.

Schön, J., 2015, *Basic well logging and formation evaluation*: Book Boom The E-Book Company, p. 178.

Sheriff, R. E., 1977, Limitations on resolution of seismic reflections and geologic detail derivable from them: Section 1. Fundamentals of stratigraphic interpretation of seismic data. In: *Estratigrafia sísmica - aplicações à exploração de hidrocarbonetos*. [S.l., s.n.].

Sheriff, R. E., 2002, *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. [S.l.], Society of Exploration Geophysicists.

Song, J., and D. Zhang, 2013, Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration: *Environmental Science & Technology*, 47(1), 9–22.

Stoneley, R., 1924, Elastic waves at the surface of separation of two solids: Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Containing Papers of a Mathematical and Physical Character, 106(738), 416–428.

Taner, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, 44(6), 1041–1063.

Taner, M. T., and R. E. Sheriff, 1977, Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.

Taner, M. T., J. S. Schuelke, R. O'Doherty, and E. Baysal, 1994, Seismic attributes revisited. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 1994. p. 1104–1106. Society of Exploration Geophysicists.

Teixeira, C. A. S., 2014, Evolução térmica e paleofluidos dos folhelhos da formação Serra Alta na borda leste da Bacia do Paraná. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo.

TGS, 2024, Depleted oil & gas reservoirs for CCS success, <https://www.tgs.com/articles/depleted-oil-gas-reservoirs-for-ccs-success>, acessado em 2 setembro 2024.

Vail, P. R., and R. M. Mitchum Jr, 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 1. Overview: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.

Vail, P. R., 1987, Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy: Part 1: Seismic stratigraphy interpretation procedure.

van Bergen, F., P. Krzystolik, N. van Wageningen, H. Pagnier, B. Jura, J. Skiba, et al., 2009, Production of gas from coal seams in the Upper Silesian Coal Basin in Poland in the post-injection period of an ECBM pilot site: International Journal of Coal Geology, 77(1–2), 175–187.

Wang, C. C., G. Q. Xu, and Y. H. Zhuo, 2015, Fundamental for Seismic-Geologic Interpretation (Chinese and English Edition).

Warren, L. V., M. L. Assine, M. G. Simões, C. Riccomini, and L. E. Anelli, 2015, A Formação Serra Alta, Permiano, no centro-leste do Estado de São Paulo, Bacia do Paraná, Brasil: *Brazilian Journal of Geology*, 45, 109-126.

Weniger, P., W. Kalkreuth, A. Busch, B. M. Krooss, 2010, High-pressure methane and carbon dioxide desorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil: *International Journal of Coal Geology*, 84(3–4), 190-205. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.003>.

White, R. E., 1991, Properties of instantaneous seismic attributes: *The Leading Edge*, 10(7), 26-32.

Wojcik, K. M., I. S. Espejo, A. M. Kalejaiye, and O. K. Umahi, 2016, Bright spots, dim spots: Geologic controls of direct hydrocarbon indicator type, magnitude, and detectability, Niger Delta Basin: *Interpretation*, 4(3), SN45-SN69.

World Resources Institute - WRI, 2008, *CCS guidelines: Guidelines for carbon dioxide capture, transport, and storage*: Washington, DC., WRI.

Xu, G., and B. U. Haq, 2022, Seismic facies analysis: past, present and future, *Earth-Science Reviews*, 224, 103876.

Zalán, P., 2016, Five kilometers of paleozoic sediments beneath the pre-salt of Santos basin: *International Conference & Exhibition 2016, SEG, Expanded Abstracts*, 10.1190/ice2016-6365881.1.

Zhang, D. and J. Song, 2014, Mechanisms for geological carbon sequestration. *Procedia IUTAm*, 10, 319-327.

Zhang, X., Y. Lu, J. Tang, Z. Zhou, and Y. Liao, 2017, Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing. *Fuel*, 190, 370-378.

Zhou, H. W., 2014, *Practical seismic data analysis*. Cambridge University Press.