

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

LESSANDRO DE SOUZA SADALA VALENTE

**ANÁLISE ESPECTRAL DE RUÍDO SÍSMICO AMBIENTAL DE BACIAS
SEDIMENTARES DO NORDESTE DO BRASIL**

Caçapava do Sul

2022

LESSANDRO DE SOUZA SADALA VALENTE

**ANÁLISE ESPECTRAL DE RUÍDO SÍSMICO AMBIENTAL DE BACIAS
SEDIMENTARES DO NORDESTE DO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Geofísica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Dr. Marcus Vinicius Aparecido
Gomes de Lima

**Caçapava do Sul
2022**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

V154a Valente, Lessandro de Souza Sadala
ANÁLISE ESPECTRAL DE RUÍDO SÍSMICO AMBIENTAL DE BACIAS
SEDIMENTARES DO NORDESTE DO BRASIL / Lessandro de Souza Sadala
Valente.

108 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -- Universidade
Federal do Pampa, GEOFÍSICA, 2022.

"Orientação: Marcus Vinicius Aparecido Gomes de Lima Lima".

1. sísmica passiva. 2. ruído sísmico. 3. análise
espectral. 4. monitoramento sísmico. 5. prospecção de
hidrocarbonetos. I. Título.

LESSANDRO DE SOUZA SADALA VALENTE

ANÁLISE ESPECTRAL DE RUÍDO SÍSMICO AMBIENTAL DE BACIAS SEDIMENTARES DO NORDESTE DO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Geofísica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Geofísica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 18 de março de 2022.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Marcus Vinicius Aparecido Gomes de Lima

Orientador

UNIPAMPA

Prof. Dr. Everton Frigo

UNIPAMPA

Prof. Dr. Ítalo Gomes Gonçalves

UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **MARCUS VINICIUS APARECIDO GOMES DE LIMA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 22/06/2022, às 08:57, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **EVERTON FRIGO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 02/07/2022, às 15:31, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **ITALO GOMES GONCALVES, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/07/2022, às 13:52, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0770390** e o código CRC **6F3AD0A5**.

Dedico este trabalho aos meus pais Cid Sadala e Edilene de Souza, a meu irmão Leonardo Valente, e todos aqueles que acreditam no meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por sempre estar comigo e guiar-me no caminho certo com muita resiliência em momentos difíceis e solitários.

Agradeço também, os professores Everton Frigo, Mario Rosales, Leugim Romio, Osmar Giuliani e todos os professores que contribuíram de alguma forma no desenvolvimento dos meus conhecimentos acadêmicos. Em especial, gostaria de agradecer dois professores que foram fundamentais ao longo da minha graduação. O primeiro, ao professor Marcus Vinicius, que me ajudou a desenvolver este trabalho tão importante em minha vida, sendo uma pessoa inspiradora, compartilhando vários conhecimentos de forma paciente e clara, como um pai ensinando o filho a caminhar. O segundo, ao professor Moises Razeira, que me motivou a continuar minha jornada no curso, por meio de suas aulas e conversas em momentos de desânimo.

Sou grato, por todos os amigos e colegas que estiveram presentes ao longo da minha graduação, esses, tornaram meus dias mais leves e com mais ânimo. Gostaria de fazer um agradecimento especial a cinco amigos que jamais esquecerei em toda minha vida, Fabrício Gomes, Jonas Oliveira, Giulia Herdies, Matheus Cruz e Misael Forma. Não tenho palavras para descrever o quão importante vocês foram e serão em minha vida.

Por fim, agradeço a minha família, meu irmão Leonardo Valente pelos conselhos, minha mãe Edilene de Souza por sempre estar do meu lado e me apoiar em todas as minhas decisões, e meu pai Cid Sadala, o qual sempre acreditou em mim e sempre me incentivou a estudar, além de ser um verdadeiro guerreiro que me inspira todos os dias a ser uma pessoa melhor. Obrigado a todos.

Não me desencorajo, porque cada tentativa errada descartada é outro passo à frente.

Thomas Edison

RESUMO

Um número crescente de pesquisa sísmica de baixa frequência em campos produtores de petróleo e gás tem evidenciado a presença de anomalias no espectro entre 1 – 6 Hz. Esses sinais são conhecidos como microtremores de hidrocarbonetos (MH), e o método de análise desses registros tem se destacado entre os geocientistas como Indicador Direto de Hidrocarboneto (IDH). Este método, que é completamente passivo, ou seja, não requer fontes de excitação artificial, é útil para otimizar a distribuição de poços durante a exploração, bem como, o desenvolvimento e monitoramento dos campos de petróleo e gás. Neste trabalho, foi aplicado o método de Sísmica Passiva na região NE do Brasil utilizando um arranjo de 28 estações sismográficas de período curto, distribuídas ao longo de um perfil linear que atravessou as bacias sedimentares do Potiguar, Jatobá e Tucano. Utilizando os dados sísmicos das 28 estações, foram analisados os atributos espectrais da relação vertical-horizontal (V/H), densidade espectral de potência da componente vertical (PSD-Z) e polarização. Por meio dos resultados foi possível identificar a anomalia espectral (3 Hz) a qual serve como indicador direto de hidrocarboneto (IDH). Uma análise prévia dos dados foi efetuada por meio de espectros e espectrogramas para identificar e corrigir possíveis erros nos sensores. Em seguida, aplicou-se os atributos espectrais para cada estação e os resultados foram analisados e comparados. A partir desses resultados percebeu-se a ausência da anomalia gerada pelos MH em áreas fora das bacias sedimentares e, para as estações sobre as bacias do Potiguar e Jatobá os atributos indicaram respectivamente um médio e baixo potencial de hidrocarboneto. Para as estações sobre a bacia do Tucano, o método de Sísmica Passiva identificou que há uma variação do potencial petrolífero na área, indo de médio a baixo, no entanto, as estações A037 e 9FFC indicaram alto potencial de hidrocarboneto. Tudo leva a crer que esta variação no indicador de hidrocarboneto pode estar relacionada com a espessura do reservatório.

Palavras-Chave: sísmica passiva, ruído sísmico, análise espectral, monitoramento sísmico, prospecção de hidrocarbonetos.

ABSTRACT

An increasing number of low-frequency seismic research in oil and gas producing fields has shown the presence of anomalies between 1 – 6 Hz. These signals are known as hydrocarbon microtremors (HM), and the method of analysis of these records has stood out among geoscientists as a Direct Hydrocarbon Indicator (IDH). This method, which is completely passive, that is, does not require sources of artificial excitation, is useful for optimizing the distribution of wells during exploration, as well as the development and monitoring of oil and gas fields. In this work, the Passive Seismic method was applied in the NE region of Brazil using an arrangement of 28 short-period seismographic stations, distributed along a linear profile that crossed the sedimentary basins of Potiguar, Jatobá and Tucano. Using the seismic data from the 28 stations, the spectral attributes of vertical-horizontal ratio (V/H), vertical component power spectral density (PSD-Z) and polarization were analyzed. Through the results it was possible to identify the spectral anomaly (3 Hz) which serves as a direct hydrocarbon indicator (DHI). A prior analysis of the data was performed using spectra and spectrograms to identify and correct possible errors in the sensors. Then, spectral attributes were applied for each station and the results were analyzed and compared. From these results, it was noticed the absence of anomaly generated by in areas outside the sedimentary basins and, for the stations on the Potiguar and Jatobá basins the attributes indicated respectively a medium and low hydrocarbon potential. For the stations on the Tucano Basin, the Passive Seismic method identified there is a variation in the oil potential in the area, ranging from medium to low, however, stations A037 and 9FFC indicated high hydrocarbon potential. Everything leads to believe that this observation in the hydrocarbon indicator may be the thickness of the reservoir.

Keywords: passive seismic, seismic noise, spectral analysis, seismic monitoring, hydrocarbon prospecting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de Localização da área de estudo.	22
Figura 2 – Mapa geológico-tectônico da Província Borborema com suas principais estruturas, do Cráton São Francisco e bacias sedimentares da margem continental e do interior da Província Borborema.	24
Figura 3 – Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar.	27
Figura 4 – Coluna estratigráfica da Sub-bacia de Tucano Norte e Bacia do Jatobá ilustrando as principais fases da sua deposição sedimentar.	30
Figura 5 – Representação gráfica no espaço complexo da magnitude e da fase da k -ésima componente de uma transformada de Fourier.	36
Figura 6 - Ilustração simplificada sobre o método de análise de anomalia espectral das vibrações sísmicas ambientais para se identificar reservatórios de hidrocarbonetos.	39
Figura 7 – Fluxograma ilustrando o processamento dos atributos de polarização.	43
Figura 8 – Atributos de polarização demonstrando a variabilidade na retilinearidade. No esboço, a linha azul representa um holograma 3D da velocidade das partículas. a) Alta retilinearidade e mergulho médio. b) Baixa retilinearidade e mergulho alto. O comprimento das setas vermelhas é dado pelo maior autovalor 1, sendo a força do sinal.	46
Figura 9 – Diagrama PDF: codificação por cores da densidade de curvas de densidade espectral de potência x período.	49
Figura 10 – Espectrograma sísmico.	51
Figura 11 – Densidades Espectrais de Potência Probabilística Temporal sísmico. ...	52
Figura 12 – Fluxograma ilustrando todos os passos de pré-processamento até o processamento dos dados.	53
Figura 13 – PSD-Z normalizado.	54
Figura 14 – Comparação entre a curva espectral da razão V/H e a curva suavizada com diferentes larguras de janela (b).	55
Figura 15 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação A066 sobre um reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	57

Figura 16 – Atributo de polarização da estação A066. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	58
Figura 17 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FD7 fora do reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	59
Figura 18 – Atributo de polarização da estação 9FD7. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	60
Figura 19 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação A000 fora do reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	61
Figura 20 – Atributo de polarização da estação A000. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	62
Figura 21 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FED sobre a Bacia do Jatobá. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	63
Figura 22 – Atributo de polarização da estação 9FED. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	64
Figura 23 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FE7 sobre a borda da Bacia do Jatobá, indicando possível ausência de petróleo no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.....	65
Figura 24 – Atributo de polarização da estação 9FE7. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	66
Figura 25 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FFC sobre a Bacia do Tucano, indicando um possível reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.....	67

Figura 26 – Atributo de polarização da estação 9FFC. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	68
Figura 27 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9F38 sobre a Bacia do Tucano, indicando um possível reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.....	69
Figura 28 – Atributo de polarização da estação 9F38. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	70
Figura 29 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FE9 sobre a Bacia do Tucano, mostrando uma diminuição na anomalia indicadora de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	71
Figura 30 – Atributo de polarização da estação 9FE9. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	72
Figura 31 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FD2 sobre a Bacia do Tucano, mostrando resultados que possivelmente indicam um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	73
Figura 32 – Atributo de polarização da estação 9FD2. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	74
Figura 33 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FEC sobre a Bacia do Tucano, mostrando resultados que possivelmente indicam um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.	75
Figura 34 – Atributo de polarização da estação 9FEC. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.....	76

Figura 35 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FEA localizada na porção sul fora da Bacia do Tucano, mostrando resultados que caracterizam a ausência de um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz. 77

Figura 36 – Atributo de polarização da estação 9FEA. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados. 78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Atributos de polarização em áreas com baixo e alto potencial de hidrocarboneto.	47
Tabela 2 – Resultados dos atributos espectrais para cada estação.	79
Tabela 3 – Possibilidade de potencial de hidrocarboneto a partir dos atributos espectrais.	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- E - Componente horizontal leste-oeste do sensor sismográfico
- E&P - Exploração e produção de Hidrocarbonetos
- GMT - *Generic Mapping Tools*
- Ga - *Gigaannum*
- Hz - Hertz
- H - Horizontal
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
- IDH - Indicativo Direto de Hidrocarboneto
- km - Quilômetros
- km² - Quilômetros quadrado
- m - Metros
- MH - Microtremores de Hidrocarbonetos
- N - Componente horizontal norte-sul do sensor sismográfico
- N-S - Norte-Sul
- NE - Nordeste
- NLET - *Noise Level Evaluation Test*
- NHNM - *New High Noise Model*
- NLNM - *New Low Noise Model*
- PSD - *Power Spectral Density*
- PPSD - *Probabilistic Power Spectral Densities*
- PSD-Z - *Power Spectral Density* da componente vertical
- PSD-H - *Power Spectral Density* da componente horizontal
- REATE - Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo em Áreas Terrestre
- s – Segundos
- sps – *samples per second*
- TTG - Tonalito-Trondhjemito-Granodiorito
- V - Vertical
- Z - Componente vertical do sensor sismográfico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 OBJETIVOS	18
2.1 Objetivo Geral	18
2.2 Objetivos Específicos	19
3 JUSTIFICATIVA	19
4 ÁREA DE ESTUDO	20
5 CONTEXTO GEOLÓGICO	22
5.1 Província Borborema	23
5.1.1 - Domínios Tectônicos da Província Borborema	24
5.2 - O Cráton São Francisco	25
5.3 - Bacia Potiguar	26
5.4 - Bacia Jatobá	29
5.5 - Bacia Tucano	31
6 MATERIAIS E MÉTODO	32
6.1 MATERIAIS	32
6.1.1 Banco de Dados	32
6.2 MÉTODO	33
6.2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
6.2.1.1 Série de Fourier	33
6.2.1.2 Transformada de Fourier	34
6.2.1.3 Transformada Rápida de Fourier	37
6.2.2 Ruído Sísmico	37
6.2.3 Método Sísmica Passiva	38
6.2.3.1 PSD (<i>Power Spectral Density</i>)	40

6.2.3.2 Razão V/H.....	42
6.2.3.3 Polarização.....	43
6.2.4 Pré-processamento	47
6.2.4.1 Modelos Globais para o PSD de ruído sísmico para NLET.....	48
6.2.4.2 Espectrograma.....	50
6.2.4.3 Densidades Espectrais de Potência Probabilística Temporal (PPSD)	51
7 PROCESSAMENTO	52
7.1 Cálculo da média do <i>PSD</i> das 3 componentes.....	53
7.2 Normalização do PSD-Z	53
7.3 Razão V/H.....	54
7.4 Polarização	55
8 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	56
8.1 Análises Espectrais.....	56
9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	80
REFERÊNCIAS	82
APÊNDICES	87

1 INTRODUÇÃO

Sinais sísmicos são pulsos de onda transitórios irradiados a partir de uma fonte sísmica que se propagam através da Terra e que podem ser observados a partir dos registros de estações sismográficas. Basicamente, na sísmica convencional, o sinal sísmico é produzido por ondas mecânicas geradas artificialmente pelo homem, enquanto que, na sismologia são geralmente provenientes de fontes naturais como terremotos, deslizamentos de terra, atividade vulcânica, entre outros. Neste sentido, as fontes sísmicas também podem ser classificadas como fontes ativas (artificiais) e passivas (naturais) (PAVAN, 2013).

Independente da natureza da fonte sísmica, os conceitos de “sinal” e “ruído” variam conforme a porção do campo de onda que se pretende investigar. Em estudos de análise de sinal sísmico, o ruído sísmico é caracterizado por componentes indesejadas nos dados observados, que corrompem a interpretação da informação original de interesse. Esta definição “pejorativa” de ruído tende a balizar o controle de qualidade e a orientar o tratamento e aplicação de ferramentas de processamento dos dados, de modo a reduzir a influência ou até mesmo eliminar a presença de tais “ruídos” nas medidas (PETER BORMANN & ERHARD WIELANDT, 2013).

Da mesma forma que o sinal sísmico, o ruído pode ter várias origens, desde instabilidades internas do próprio instrumento de medida, até aqueles causados por agentes externos presentes no ambiente, também conhecido como ruído ambiental, provenientes da interação da atmosfera com a superfície da Terra. Esses ruídos, têm sua origem na movimentação do chão devido à ação do vento e da chuva, fluxo de água nos rios e riachos, variações de maré (ruído oceânico), tráfego de veículos nas estradas, entre outros fatores (GUTENBERG, 1958).

Destaca-se, portanto, que em estudos sísmicos ou sismológicos, a premissa fundamental baseia-se no conhecimento relativamente preciso das fontes geradoras de sinais sísmicos, ou seja, espera-se obter ou ter controle técnico mínimo sobre a posição e a hora de origem de ocorrência do evento. Os métodos de análise destes estudos dependem destes parâmetros para a aplicação, obtenção e validação dos resultados alcançados.

Porém, estudos recentes estão buscando romper este paradigma com o desenvolvimento de um novo método de análise de dados sísmicos, conhecido como sísmica passiva. O termo “passivo”, neste caso, extrapola o modelo conceitual de sinal

e ruído sísmico, isto é, não demandando diretamente de fontes sísmicas específicas artificiais ou naturais.

Na sísmica passiva são utilizados, principalmente, registros de ruído ambiental empregando técnicas de análise espectral e de interferometria para a obtenção ou caracterização de ambientes geológicos em diversas escalas (DRAGANOV *et al.*, 2007). Nesse contexto, nos últimos anos, patrocinado pela indústria de óleo e gás, verificou-se um crescimento acelerado no número de aplicações que correlacionam os ruídos ambientais com a presença de hidrocarbonetos em bacias sedimentares.

O estudo de microtremores induzidos por reservatórios de óleo e gás, quer por análise de anomalias espectrais observadas no sinal sísmico ou por monitoramento da sismicidade causada pela estimulação do reservatório durante drenagem, injeção de água ou operação de fraturamento hidráulico, tornou-se uma ferramenta importante para os operadores de campo que buscam gerenciar a produção de modo sustentável e seguro (SAENGER *et al.*, 2009). Além disso, estes estudos apontam para uma correlação empírica entre anomalias espectrais originadas de microtremores na faixa de frequências de 1 – 6 Hz, com pico em torno de 3 Hz, e a existência de hidrocarbonetos (DANGEL *et al.*, 2003).

Dessa forma, propõe-se investigar a aplicabilidade de métodos de análise espectral na prospecção de hidrocarbonetos utilizando dados de ruído ambiental coletados em regiões de bacias sedimentares de diferentes potenciais petrolíferos. Portanto, o atual estudo consistirá na análise de dados de sísmica passiva adquiridos por um arranjo de estações sismográficas distribuídas ao longo de um perfil linear que atravessou três bacias sedimentares no Nordeste do Brasil. Pretende-se, então, testar a metodologia no banco de dados de 28 estações sismográficas composto por sensores de período curto contendo registros de até 10 dias de duração, instaladas nas bacias Potiguar, Jatobá e Tucano.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Este trabalho objetiva identificar os padrões espectrais e eventuais anomalias de baixa frequência (em torno de 3 Hz), observadas em dados de ruído sísmico

levantados em áreas de bacias sedimentares situadas na região nordeste do Brasil e sua possível correlação com reservatórios de hidrocarbonetos.

2.2 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) identificar e caracterizar as anomalias sísmicas de baixa frequência representativas de áreas com a presença de hidrocarbonetos que poderão auxiliar na definição de locais potenciais para perfuração de poços exploratórios;

- b) classificar os reservatórios de acordo com o nível de possibilidade da presença de petróleo.

3 JUSTIFICATIVA

Métodos sísmicos de fontes ativas são amplamente utilizados pela indústria na exploração de óleo e gás, especialmente por causa da capacidade de imageamento de estruturas geológicas de subsuperfície relacionadas ao sistema petrolífero. No entanto, seu custo operacional é relativamente alto e, conseqüentemente, restringe seu uso e acesso a empresas de pequeno e médio porte.

Em contrapartida, levantamentos de sísmica passiva, além do baixo custo operacional, se justificam pelo potencial de aplicação:

- i) na prospecção de hidrocarbonetos, se apresentando como uma solução alternativa para o mapeamento de regiões onde o uso de fontes ativas é restrito ou proibido por questões ambientais ou de logística, como, por exemplo, em reservas naturais ou áreas de preservação permanente, em

lugares de difícil acesso para *vibroscis*¹, equipamentos de perfuração, navios com *streamers*², passagem de cabos de geofones, ou até mesmo em áreas urbanas (SAENGER *et al.*, 2009).

- ii) em áreas produtoras, podendo ser utilizada como um indicador da presença de óleo e contribuir para orientar a distribuição da malha de poços no interior do reservatório (SAENGER *et al.*, 2009).
- iii) no monitoramento contínuo como, por exemplo, contribuir para inferir a pressão ótima de operação de campo a partir do controle do aumento de (micro)sismos com o aumento da pressão e também na caracterização estrutural do reservatório com a determinação de falhas ativas e migração de fluido no interior do reservatório.

Além disso, esta proposta está em consonância com o atual plano de ações promovido pelo Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres (REATE) do Ministério de Minas e Energia, cuja iniciativa busca estimular a produção de petróleo em áreas terrestres a despeito dos desinvestimentos de ativos *onshore* pela Petrobrás, criando novos horizontes para as atividades de exploração e produção (E&P) em áreas terrestres no território nacional.

4 ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo está localizada no Nordeste do Brasil e compreende a região atravessada pela transecta sísmica de escala regional, utilizada em pesquisas realizadas pelo Instituto Nacional de Ciências e Tecnologia em Estudos Tectônicos (INCT-ET), aplicando os métodos de refração sísmica profunda em conjunto com

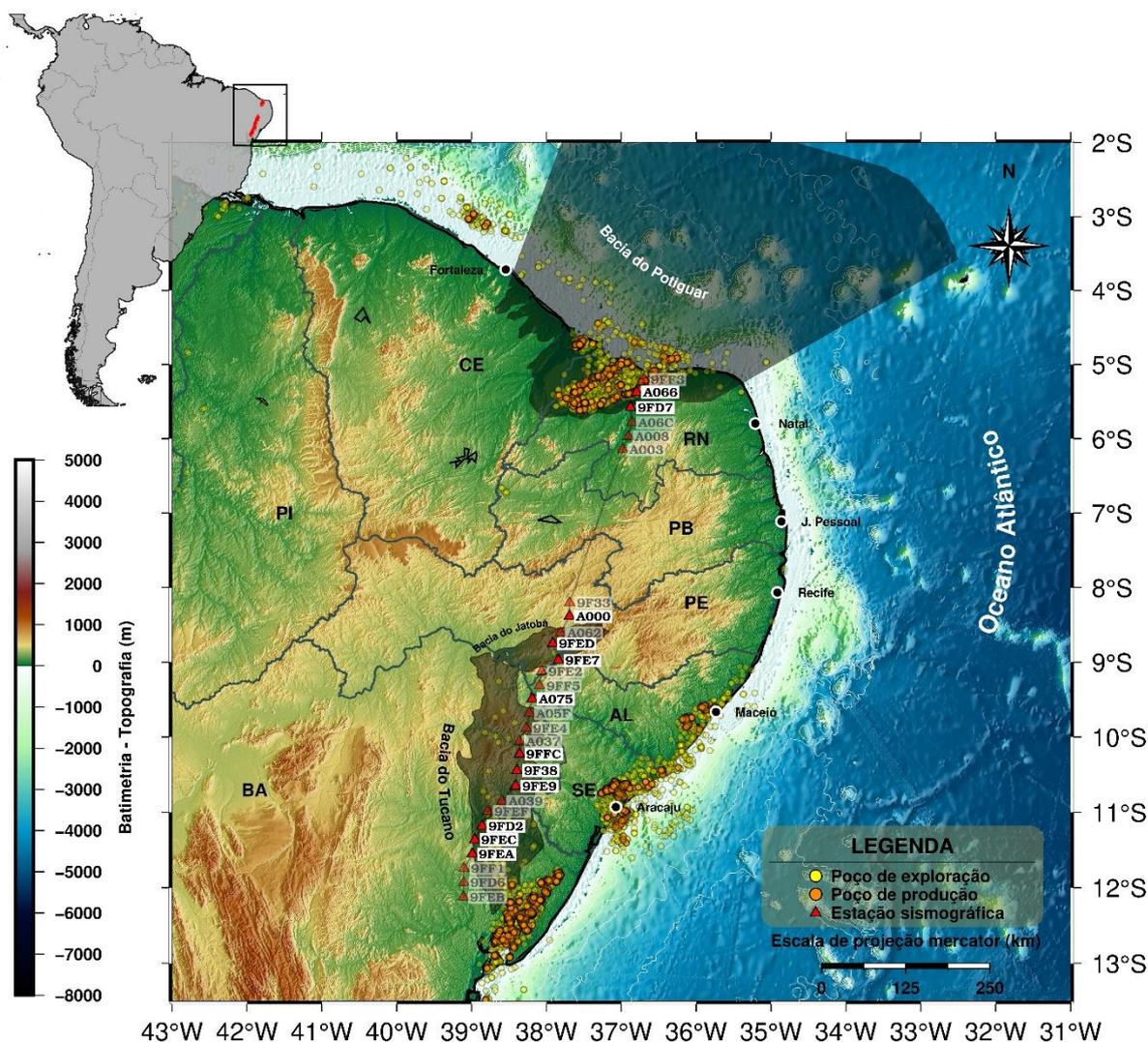
¹ São vibradores sísmicos acoplados em um caminhão ou em um buggy capaz de injetar vibrações de baixa frequência na terra.

² Um ou vários cabos marítimos flutuantes, compostos por fios elétricos que conectam hidrofones e retransmite dados sísmicos para a embarcação sísmica de gravação.

estudos sismológicos de função do receptor e outros métodos geofísicos (SOARES *et al.*, 2011). Os dados foram adquiridos a partir de um perfil linear de orientação N-S composto por 28 estações sismográficas abrangendo as bacias sedimentares do Potiguar, Jatobá e Tucano. As estações estiveram distribuídas regularmente a cada 20 km sobre os estados do Rio Grande do Norte, Pernambuco, Alagoas e Bahia, cruzando áreas com diferentes potenciais de petróleo (Figura 1).

A Figura 1 mostra as estações sismográficas de período curto representadas por triângulos vermelhos. Inicialmente, neste estudo foram utilizados os dados das estações em destaque. Os 3 polígonos sombreados são representações das bacias sedimentares: Potiguar, Jatobá e Tucano. Os círculos amarelo e laranja correspondem a localização dos poços de exploração e produção respectivamente.

Figura 1 – Mapa de Localização da área de estudo.



Fonte: Modelo digital de elevação extraído de *Consulative Group for Internacional Agricultural Research – Consortium for Spacial Information (CGIAR-CSI, 2004)*, limites estaduais obtidos do banco de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2015).

5 CONTEXTO GEOLÓGICO

Nesta seção, será descrito o período de formação de cada área presente no estudo, assim como, sua composição geológica e atual importância.

5.1 Província Borborema

A Província Borborema é composta por uma complexa gama de rochas formadas, principalmente, por cinturões metassedimentares proterozoicos, que aglutinam núcleos gnáissicos-migmáticos arqueanos a paleoproterozoicos (ALMEIDA *et al.*, 1976). Devido sua formação e localização entre os crátons Congo-São Francisco e Oeste da África durante a orogênese Pan-Africana/Brasiliana, é uma região de suma importância para entendimento da criação do Gondwana.

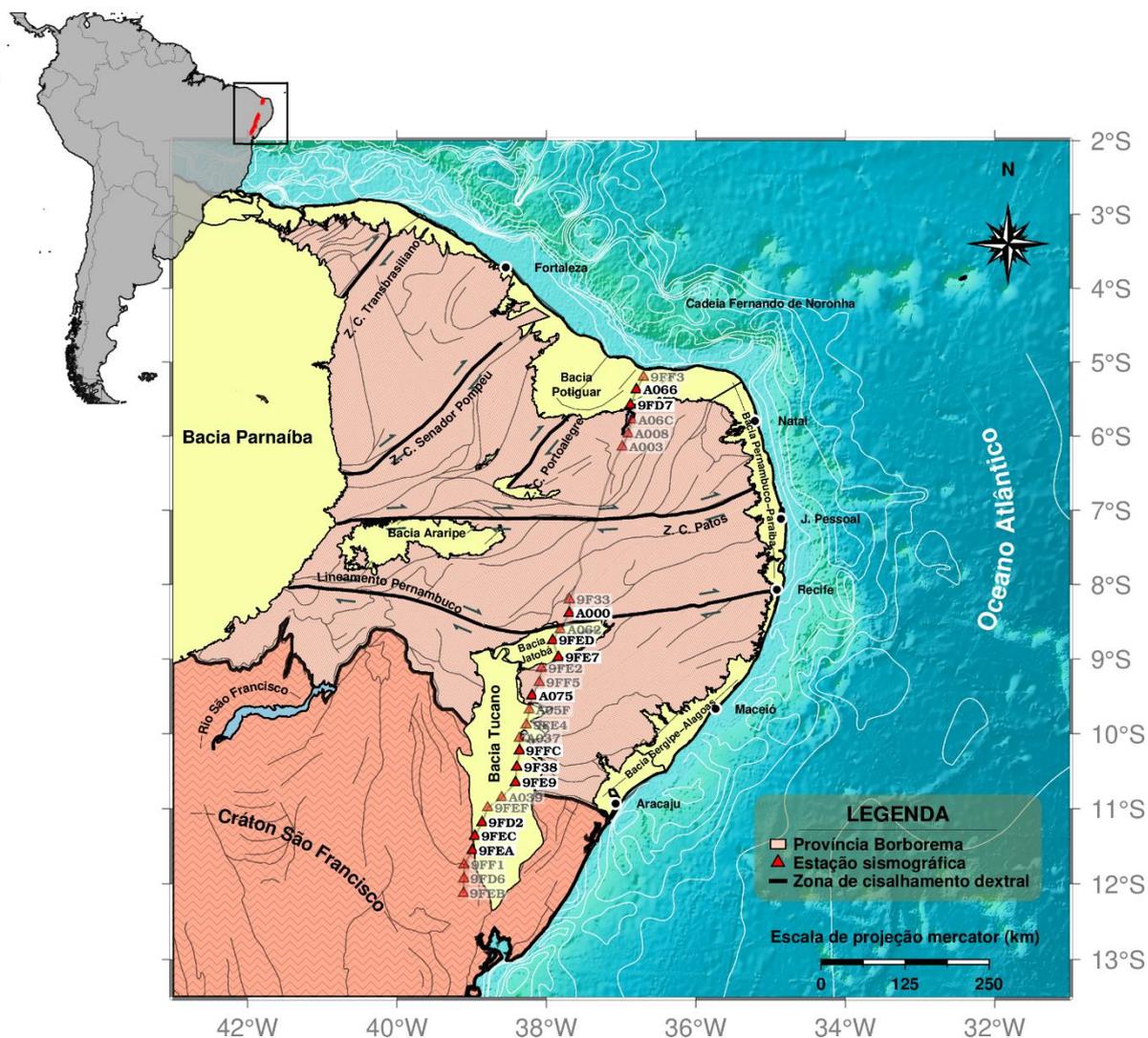
Denominada como domínio geológico-estrutural, abrange uma área de aproximadamente 450.000 km², localizada no Nordeste Oriental do Brasil, está limitada a norte e leste pelas bacias sedimentares da margem costeira, a sul pelo Cráton São Francisco e a oeste pela Bacia do Parnaíba (ALMEIDA *et al.*, 1977) (Figura 2). O seu arcabouço tectônico foi descrito inicialmente como sendo um conjunto de maciços e sistemas de dobramentos estruturados durante a Orogênese Brasiliana (cerca de 0,6 Ga) no final do período Neoproterozoico (ALMEIDA *et al.*, 1976).

A partir do avanço dos estudos na área, passou a ser exibida como consequência da ocorrência e superposição de mais de uma orogênese ao longo do tempo. Sua complexidade tectônica foi atribuída à aglutinação de terrenos alóctones de diferentes tipos, delimitados por grandes zonas de cisalhamento (JARDIM DE SÁ *et al.*, 1992).

Ao longo do período Paleozoico, com o Supercontinente Gondwana já formado, instalou-se a sinéclise da Bacia do Parnaíba, da qual a área de sedimentação aumentou sobre a província. Logo depois, no Mesozoico, houve a divisão do Supercontinente Pangeia, que resultou na criação da margem continental e das bacias interiores e marginais (MATOS, 1992). Com isso, após o afastamento entre a América do Sul e a África, dois importantes eventos ficaram marcados no período do Cenozoico: o Vulcanismo de Macau e o soerguimento do Planalto da Borborema.

Segundo Matos (1999), após a separação do Pangeia houve o processo de rifteamento que deu origem às bacias interiores do Nordeste e da margem equatorial, ocorrendo ao longo de três estágios chamados de Sin-rifte I, Sin-rifte II e Sin-rifte III (CHANG *et al.*, 1988, 1992). Esses três modelos são as principais fases da evolução do rifte que caracterizam diferenças importantes no registro litoestratigráfico e estrutural.

Figura 2 – Mapa geológico-tectônico da Província Borborema com suas principais estruturas, do Cráton São Francisco e bacias sedimentares da margem continental e do interior da Província Borborema.



Fonte: modificado de Jardim de Sá *et al.* (1992); Santos (1996); Santos *et al.* (2000); Santos *et al.* (2014).

5.1.1 - Domínios Tectônicos da Província Borborema

Estudos realizados por Jardim de Sá *et al.* (1992) e Jardim de Sá (1994) apontaram a existência de complexidades e heterogeneidades que sugeriram a estruturação da província em domínios de evolução distinta, separados por zonas de cisalhamento. Devido a importância dos grandes lineamentos Pernambuco e Patos, retomou o conceito de Zona Transversal para o domínio geológico localizado entre as estruturas.

Ao longo do tempo, aumentou-se o número de pesquisas geofísicas na Província Borborema com o auxílio de dados regionais adquiridos empregando os métodos gravimétricos e aeromagnetométricos sendo possível estimar a estrutura profunda da crosta onde está localizada, por meio da interpretação dos contrastes laterais de densidade e magnetização. Além disso, a geofísica também possibilitou a comprovação de limites internos como as zonas de cisalhamento Pernambuco, Patos, Congo, Jaguaribe, Tatajuba e Senador Pompeu sendo estruturas de suma importância para divisão tectônica da crosta sob a Província Borborema (OLIVEIRA, 2008). Os seus limites externos são compostos pelo Lineamento Transbrasiliano, a oeste, e o limite colisional do Cráton São Francisco, a sul.

5.2 - O Cráton São Francisco

O Cráton São Francisco está situado na parte oriental da América do Sul, mais precisamente na região centro-leste do Brasil. Possui uma área de aproximadamente 1 bilhão de km². Este cráton é uma das províncias tectônicas vizinhas da Província Borborema (Figura 2). Teixeira (1993) afirma que os dados geocronológicos apontam que o cráton, em seus limites atuais, é o que sobrou de uma evolução tectônica desenvolvida em etapas de aglutinação e ruptura de massas continentais. No decorrer do Arqueano, cerca de 3,4 a 2,6 Ga, ocorreu a aglutinação de fragmentos crustais que produziu uma imensa massa continental (CORDANI & BRITO NEVES, 1982).

Seu embasamento é constituído por um bloco estável arqueano de orientação norte-sul, aflorante em suas porções sul e nordeste. Além disso, é formado por rochas mais antigas que 1,8 gigaannum, incluindo gnaisses TTG arqueanos, granitoides e greenstone belts, além de plútons e sequências supracrustais paleoproterozoicas (Heilbron et al., 2017).

Os modelos geotectônicos provindos de dados petrológicos, geoquímicos e geofísicos foram fundamentais para o entendimento da evolução tectônica com etapas de subducção da crosta oceânica, formação de arcos magmáticos e de bacias retroarco. Além disso, esses estudos possibilitaram identificar o seu embasamento, o qual é constituído por um bloco estável arqueano de orientação norte-sul, aflorando nas porções sul e leste.

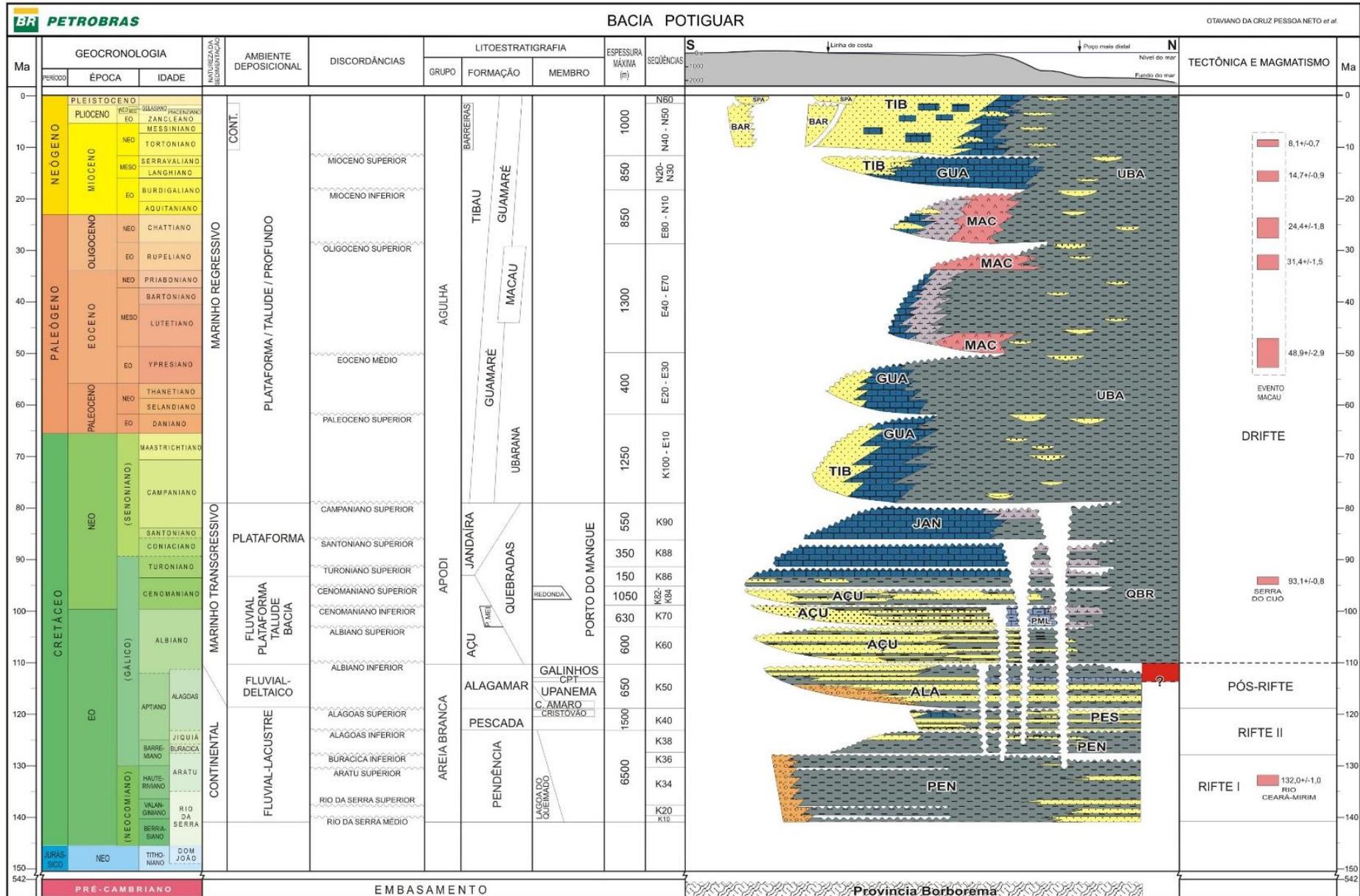
Segundo Almeida (1977), o Cráton São Francisco é caracterizado como sendo uma entidade tectônica do Ciclo Brasileiro e definiu seus limites se baseando nas estruturas e nos dados geocronológicos das faixas orgênicas marginais. Outro conceito é o de Alkmim *et al.* (1993), esboçando a placa Sanfranciscana caracterizada como um produto de um processo iniciado com a reativação e divisão de um super continente aglutinado no fim do Paleoproterozoico. Estes dois conceitos são importantes para a compreensão das características geotectônicas do Cráton São Francisco com a Província Borborema.

5.3 - Bacia Potiguar

A bacia sedimentar do Potiguar possui uma área de aproximadamente 48000 km² dessa área, 21500 km² está submersa e o restante emersa (ANGELIM *et al.*, 2006). Localizada no extremo nordeste brasileiro, abrange grande parte do Estado do Rio Grande do Norte, com uma pequena parcela na parte ocidental do Estado do Ceará, estando limitada a norte e leste pelo oceano Atlântico alcançando uma batimetria de -2000 m, a sul e oeste pelo embasamento cristalino e a noroeste pelo Alto Fortaleza.

A Bacia do Potiguar faz parte da porção mais setentrional da faixa de coberturas fanerozoicas da Província Costeira e Margem Continental que recobrem as rochas pré-cambrianas da Província Borborema. Seu embasamento pode ser resumido dividindo-o em três domínios: a leste pelo Domínio São José do Campestre, a porção central pelo Domínio Rio Piranhas-Seridó e o extremo oeste pelo Domínio Jaguaribeano ou Faixa Jaguaribeana (ANGELIM, 2007).

Figura 3 – Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar.



Fonte: Neto et al. (2007).

Araripe e Feijó (1994) separaram as rochas sedimentares da Bacia do Potiguar em três unidades litoestratigráficas: grupos Areia Branca, Apodi e Agulha. Neto et al. (2007) elaboraram a coluna litoestratigráfica mais atual da Bacia (Figura 3). Eles separaram o registro estratigráfico da Bacia em três supersequências: uma depositada no Cretáceo Inferior conhecida como Supersequência Rifte, Supersequência Pós-rifte, a qual foi depositada durante o Andar Alagoas e, por fim, a Supersequência Drifte, depositada entre o Albiano e o recente.

A Supersequência Rifte corresponde às fases rifte 1 e rifte 2. A fase rifte 1 é caracterizada por um regime tectônico de estiramento crustal, com evolução de falhas normais de grande rejeito que definem hemi-grábens assimétricos e altos internos na porção geral NE-SW (NETO *et al.*, 2007). Além disso, esta fase se prolonga do Neoberriasiano até o Eobarremiano. Tendo, como importante característica, seus depósitos flúvio-deltaicos e lacustres das Formações Pendência e Pescada (Berriasiano/Eo-Aptiano). A fase rifte 2 é estendida do Neobarremiano até o Eo-Aptiano, possuindo um regime transcorrente-transformante através da futura margem equatorial, causando uma mudança na cinemática do rifte, ocorrendo assim um deslocamento do eixo rifteamento na porção submersa da Bacia Potiguar (NETO *et al.*, 2007)

A Supersequência Pós-Rifte é caracterizada nos registros sedimentares por sedimentos transicionais da Formação Alagamar com idade Aptiana até Albiana Inferior. Esta sequência é formada pela deposição de uma sequência flúviodeltaica e flúviodeltaica (Membros Canto do Amaro e Upanema) e por folhelhos transicionais (Membro Galinhos). A Supersequência Drifte é caracterizada por uma sequência flúvio-marinha transgressiva (Formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas, Jandaíra e Ubarana), recoberta por uma sequência clástica e carbonática regressiva (Formações Ubarana, Tibau e Guamaré) (NETO *et al.*, 2007). Rochas vulcânicas associadas à Formação Macau foram depositadas entre o Eoceno e o Oligoceno na bacia. Associados a esta seção litológica, ocorreram eventos magmáticos.

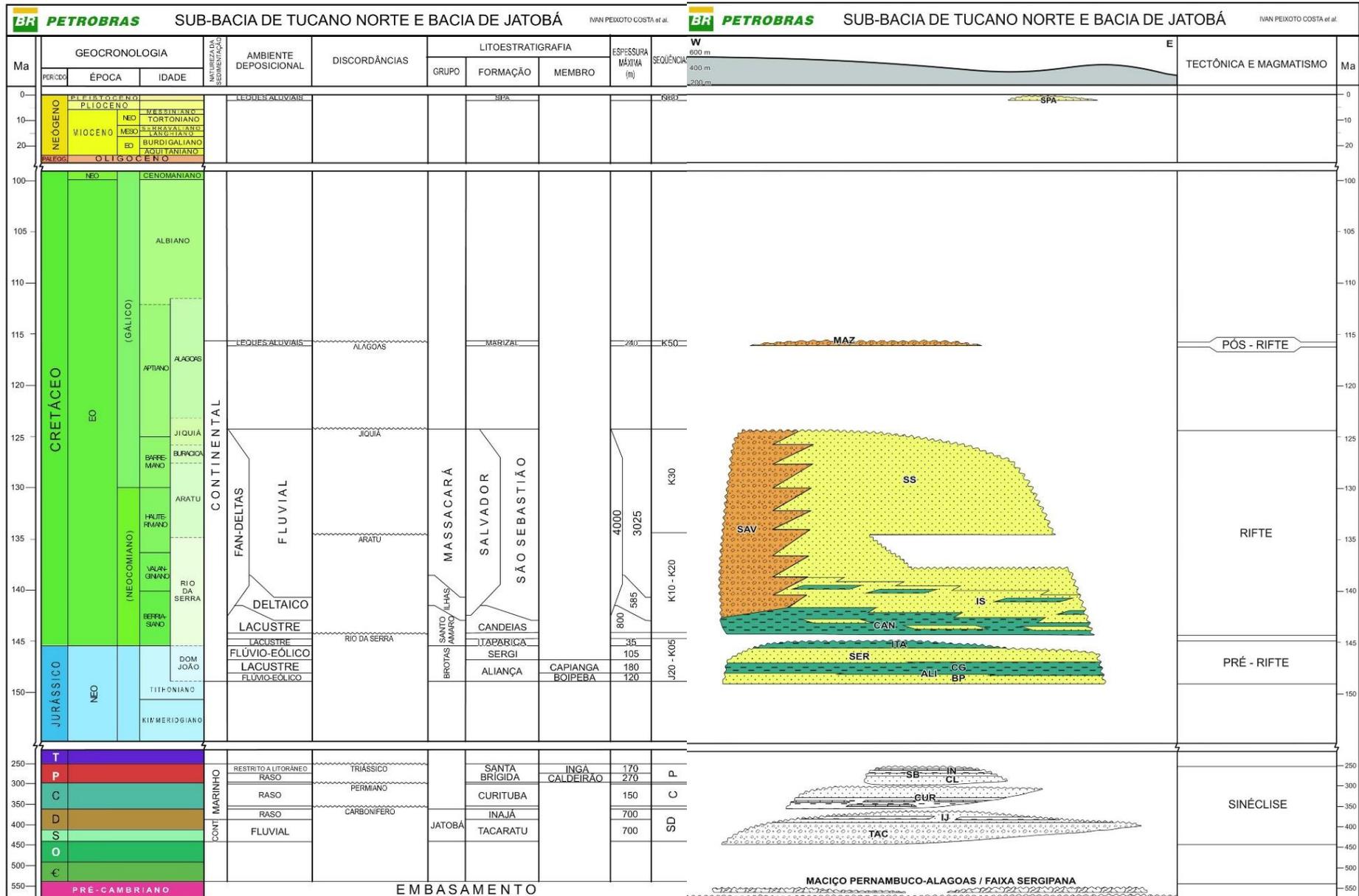
A Bacia Potiguar possui sistemas petrolíferos comprovados a geração de hidrocarbonetos da bacia origina-se de margas e folhelhos lacustres da Formação Alamar, folhelhos lacustres Neocomianos da Formação Pendência e também, de folhelhos marinho-evaporíticos. Há rochas geradoras da Formação Pendência por toda a bacia, chegando a atingir 1.500 metros de espessura na porção emersa (SANTOS & NETO, 1996).

5.4 - Bacia Jatobá

A Bacia do Jatobá situada no Estado de Pernambuco, possuindo uma área de aproximadamente 5.600 km². Sua gênese está associada ao processo de rifteamento abortado com idade cretácea ocorrido no nordeste do Brasil no decorrer da ruptura do Supercontinente Gondwana, resultando na divisão definitiva da América do Sul com a África. Este processo formou o sistema de bacias interiores conhecido como Recôncavo-Tucano-Jatobá, em que tem como origem estágios iniciais dos processos geodinâmicos que levaram a origem do Atlântico Sul e da margem continental brasileira (ALKMIM *et al.*, 2006). Estudos geofísicos de sísmica de refração e gravimetria, realizados na área, identificaram uma estrutura caracterizada através de um graben com o substrato constituído por blocos rotacionais e gradualmente mais baixos na direção NW (PERARO, 1995). A Bacia do Jatobá é representada por duas formações: Tacaratu, a qual é composta por conglomerado polimítico e arcóseo fino a grosso, depositados de leques aluviais silurianos, e Inajá, retratada por arenitos fluviais finos a grossos, caulínicos, com estratificação cruzada, intercalados por pelitos devonianos.

Ponte *et al.* (1997), em seu estudo de análise de sequências na Bacia do Jatobá, diz que esta bacia, possivelmente, está relacionada com a Bacia do Araripe. Desta forma, a Bacia do Jatobá pode ser dividida em cinco tectono-sequências: Tectono-sequência Beta, com idade siluro-devoniana, Tectono-sequência Pré-Rifte, com idade neo-jurássica, Tectono-sequência Sin-Rifte, de idade eocretácica, Tectono-sequência Pós-Rifte, com idade mesocretácica e, por fim, a Tectono-sequência Zeta, de idade cenozoica (Figura 4)

Figura 4 – Coluna estratigráfica da Sub-bacia de Tucano Norte e Bacia do Jatobá ilustrando as principais fases da sua deposição sedimentar.



Fonte: Costa et al. (2007).

Segundo Rocha & Leite (1999), em termos de registro sedimentar da bacia, ocorre significativa presença das formações cretáceas Candeias eluvionares na porção centro-oeste da Folha Airí.

A Formação Candeias, junto com a formação São Sebastião, são de suma importância em pesquisas exploratórias de óleo/gás no Brasil (MAGNAVITA & CUPERTINO *et al.*, 1987). A primeira ocorre ao longo da Bacia do Recôncavo, a qual teve início na exploração de hidrocarbonetos na década de 40, chegando a ser uma das maiores jazidas de petróleo do país. Além disso, o Recôncavo é caracterizado por possuir uma das principais rochas geradoras de hidrocarbonetos nos sistemas petrolíferos do Brasil, chegando a desempenhar papel de reservatório. A Formação São Sebastião tem seu posicionamento estratigráfico localizado sobre a Formação Candeias (GUZMÁN *et al.*, 2015), com alta porosidade e permeabilidade indicando alta possibilidade de rocha reservatório no sistema petrolífero.

5.5 - Bacia Tucano

A Bacia do Tucano está localizada na região nordeste do Brasil, mais precisamente no nordeste do Estado da Bahia. Possui uma área de aproximadamente 30.500 km², estendendo-se para norte a partir de seu limite meridional com a Bacia do Recôncavo, indo até seu limite setentrional dado pelo Rio São Francisco (ALMEIDA *et al.*, 1981). Além disso, representa a porção intermediária do rifte abortado Recôncavo-Tucano-Jatobá. Esta Bacia é constituída pelo conjunto de três sub-bacias (semigrabens assimétricos) denominados como Tucano Norte, Central e Sul.

As sub-bacias Tucano Sul e Central estão limitadas a oeste pela discordância erosiva com o embasamento do Cráton São Francisco e/ou por meio de monoclinais e pequenas falhas (MAGNAVITA *et al.*, 2003). A leste possui falhas de borda, Adustina e Inhambupe. A sub-bacia Tucano-Sul está limitada a sul pela Bacia do Recôncavo através do Alto do Aporá e a norte com a sub-bacia Tucano-Central por meio de falha de transferência Rio Itapecuru.

A Bacia de Tucano Norte apresenta como características estruturais uma série de falhas normais com trend semelhantes da sub-bacia Tucano-Sul. Grande parte dessas estruturas compreendem as falhas normais *sensu stricto* (MILANI & DAVISON, 1988) antitéticos a falha mestra, a Falha de São Saeté, as quais exibem variação em seus sentidos de mergulhos.

O estudo estratigráfico da Bacia do Tucano foi realizado com base na similaridade dos parâmetros estruturais e sedimentológicos entre as sub-bacias, visto que essa macroestrutura apresenta heterogeneidades quanto ao seu preenchimento sedimentar e sua evolução estrutural ao longo de sua extensão. Com isso, Caixeta et al. (1994) e Costa et al. (2007) defendem o estudo integrado das sub-bacias Tucano Sul e Central separado da sub-bacia Tucano Norte (Figura 4).

Outra característica muito importante é que a Bacia do Tucano está localizada sobre um embasamento bastante heterogêneo, onde os compartimentos Sul e Central têm como principal substrato as unidades do Cráton São Francisco. Este compreende parte das margens flexurais e falhadas das sub-bacias citadas a terrenos arqueanos e paleoproterozoicos estruturados a partir de zonas de cisalhamento N-S e NE-SW (KOSIN, 2009).

Em termos de exploração petrolífera da bacia, segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2019) o Tucano Norte tem o sistema petrolífero Santa Brígida como sendo seu principal sistema, o Tucano Central tem como principal sistema petrolífero hipotético Candeias e, por fim, o Tucano Sul tendo como seu principal sistema petrolífero Candeias-Candeias. Todos esses fazem parte da Nova Fronteira Exploratória.

6 MATERIAIS E MÉTODO

Esta seção está dividida em duas subseções: Materiais e Método. Na primeira, são apresentados a área de estudo, o arranjo das estações, o tipo de estação utilizada e suas características. Na segunda parte, é descrita a origem do método de Sísmica Passiva direcionado a exploração petrolífera e, como são calculados os atributos espectrais para a análise feita neste estudo.

6.1 MATERIAIS

6.1.1 Banco de Dados

Neste trabalho foram utilizados dados de 28 estações sismográficas de período curto instaladas temporariamente na região Nordeste do Brasil, atravessando os

estados do Rio Grande do Norte, Pernambuco, Alagoas e Bahia. As estações foram dispostas sobre um perfil de direção principal N-S, num intervalo de aproximadamente 20 km ao longo de 880 km de extensão (SOARES *et al.*, 2011).

Os registros dos dados são de até 10 dias de duração (de 23 de fevereiro a 06 de março de 2011). Os sensores utilizados são triaxiais de período-curto com frequência natural de 2 Hz ³ (Sercel modelo L4A-3D), com registradores RefTeK DAS-130 operando com uma taxa de amostragem de 200 sps (SOARES *et al.*, 2011).

6.2 MÉTODO

6.2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção serão abordados os principais conceitos matemáticos envolvidos no presente trabalho, bem como, a origem da Transformada de Fourier obtida a partir de um sinal no domínio do tempo, junto a isso, será apresentado também alguns conceitos relacionados a ruído sísmico, assim como, suas origens.

6.2.1.1 Série de Fourier

Qualquer função periódica, na maioria dos casos, pode ser descrita por meio de uma soma infinita composta por funções trigonométricas, como seno e cosseno, multiplicadas por alguns coeficientes. Essa soma é conhecida como série de Fourier, e os coeficientes são chamados de coeficientes de Fourier. A equação a seguir, ilustra uma série genérica de Fourier de uma função periódica $f(t)$, com período igual a $2T$.

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[a_n \cos\left(\frac{n\pi t}{T}\right) + b_n \sin\left(\frac{n\pi t}{T}\right) \right] \quad (1)$$

Na qual n é um número inteiro positivo e t é o tempo. Dessa forma, para representar a função $f(t)$, basta obter os valores dos coeficientes a_0 , a_n e b_n , que podem ser encontrados por meio das equações (2), (3) e (4):

³ Sensores de período curto com frequência natural de 2 Hz contem registros abaixo de 2 Hz atenuados.

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-T}^T f(t) dt \quad (2)$$

$$a_n = \frac{1}{T} \int_{-T}^T f(t) \cos\left(\frac{n\pi t}{T}\right) dt \quad (3)$$

$$b_n = \frac{1}{T} \int_{-T}^T f(t) \operatorname{sen}\left(\frac{n\pi t}{T}\right) dt \quad (4)$$

em que $n \in \mathbb{Z}$, $n \geq 1$, que está presente somente pelo rigor matemático, mas pode ser igualada a zero. Quando os infinitos termos da série são somados, a representação da função $f(t)$ torna-se exata, no entanto, aproximações podem ser encontradas somando-se apenas os primeiros coeficientes da série.

A série de Fourier e seus coeficientes, apresentada nas equações (1) e (4), podem ser escritos de forma simplificada em termos de exponenciais complexas utilizando-se da identidade de Euler, como:

$$f(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} c_n e^{i\omega_n t}, \text{ sendo } \omega_n = \frac{n\pi}{T} \quad (5)$$

$$c_n = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) e^{in\omega_n t} dt \quad (6)$$

6.2.1.2 Transformada de Fourier

O sinal irradiado de uma fonte sísmica, seja ele originada por fontes naturais ou artificiais, é geralmente uma função degrau de um impulso de velocidade de duração finita de milissegundos até alguns minutos no máximo.

Em análise de sinais, quando desejamos conhecer o conteúdo de frequência de um certo sinal, como por exemplo, um sismograma, é bastante comum o uso da operação matemática conhecida como Transformada de Fourier. Esta, pode ser entendida como limite da série de Fourier quando o período da função $f(t)$ tende ao infinito. Com isso, a função $f(t)$ não precisa ser periódica, como exigido na série de

Fourier, tornando-a dessa forma, uma ferramenta matemática bem útil, já que grande parte dos sinais físicos são não periódicos.

A transformada de Fourier de uma função $f(t)$ é comumente representada pelo símbolo \mathcal{F} , e a função resultante desta operação, por $F(\omega)$. A operação que recupera a função $f(t)$, ou, como é conhecida, sua transformada inversa é obtida por meio da $F(\omega)$, a qual é simbolizada por \mathcal{F}^{-1} . As definições da transformada de Fourier e sua transformada inversa, são apresentadas respectivamente nas equações abaixo:

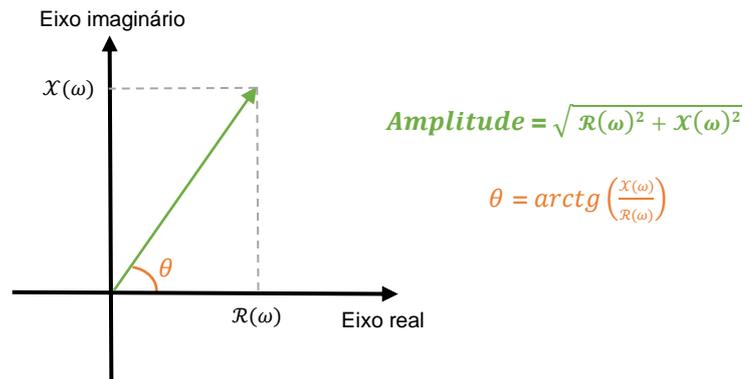
$$F(\omega) = \mathcal{F}(f(t)) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-i\omega t} dt \quad (7)$$

$$f(t) = \mathcal{F}^{-1}(F(\omega)) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega)e^{i\omega t} d\omega \quad (8)$$

Devido a transformada de Fourier ser uma função complexa, possui parte real e imaginária, dessa forma, para recriar a função $f(t)$ por meio de sua transformada inversa, $\mathcal{F}^{-1}(F(\omega))$, deve-se conhecer ambas as partes. Em estudos de propagação de onda para assegurar que o vetor número de ondas seja positivo na direção de propagação das ondas, o fator de normalização $\frac{1}{2\pi}$ pode ser aplicado na transformação para trás ou para frente, ou sua raiz quadrada em ambas.

No espaço complexo, o módulo do vetor (Figura 5) representa a amplitude da onda senoidal correspondente ao número k . A fase da onda, é o resultado da transladação da mesma no domínio do tempo, dado pelo ângulo θ , formado entre o eixo real e o vetor no plano complexo. Essas relações são mostradas na Figura 5.

Figura 5 – Representação gráfica no espaço complexo da magnitude e da fase da k-ésima componente de uma transformada de Fourier.



Fonte: adaptado de Ferreira (2018).

As equações (7) e (8) são utilizadas em funções contínuas e, são conhecidas como Transformada Contínua de Fourier (*TCF*) e Transformada Inversa de Fourier Contínua (*TIFC*). No entanto, sinais digitais originados de amostragens físicas, serão sempre funções discretas. Diante disso, as equações (7) (8) devem ser redefinidas de modo que contenha um número finito de amostras, e isso é realizado por meio das equações (9) e (10):

$$F(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(t_n) e^{\frac{-i2\pi kn}{N}} \quad (9)$$

$$f(t_n) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} F(k) e^{\frac{i2\pi kn}{N}} \quad (10)$$

em que N assume o número total de amostras, sendo $t_n = n\Delta t$ e $\omega_k = k\Delta\omega$, o que implica $\omega_k t_n = \frac{2\pi kn}{N}$. As equações (9) e (10) são conhecidas, respectivamente, de Transformada Discreta de Fourier (*TDF*) e Transformada de Fourier Inversa Discreta (*TFID*).

6.2.1.3 Transformada Rápida de Fourier

A equação 9, é muito útil para obter o conteúdo de frequências de um sinal real, com números finitos de amostras N . No entanto, para uma grande quantidade de amostras o esforço computacional na execução dos cálculos da *TDF* será exaustivamente grande.

A partir do século XX, trabalhos desenvolvidos por Cooley e Tukey (1965), tiveram como objetivo diminuir o custo computacional da implementação da *TDF*. O algoritmo por eles desenvolvido ficou conhecido como *Fast Fourier Transform (FFT)*. Isso diminui a complexidade da *TDF* de $O(N^2)$ para $O(N \log N)$, *FFT*⁴.

6.2.2 Ruído Sísmico

Pequenas oscilações e vibrações na superfície terrestre ocorrem o tempo todo, este fenômeno é conhecido como ruído sísmico ambiental da Terra, e, pode ser causado pelas ondas dos oceanos, influências atmosféricas (ventos, tempestades) e também por ações antrópicas. Todos os fatores que compõem uma cidade grande como, por exemplo, o fluxo de pessoas, o tráfego de automóveis e máquinas industriais contribuem na formação do ruído sísmico do planeta (PETER BORMANN & ERHARD WIELANDT, 2013).

O ruído sísmico, ganhou sinônimos no início do século XX, como microssismos e microtremores, sendo este último utilizado principalmente em trabalhos de engenharia voltados à terremotos (OKADA, 2003). Devido à má utilização do termo ruído usado ao longo dos anos, que denotava algo degenerativo do sinal, desprovido de informações relevantes, alguns autores preferem chamar o termo de “sinal não controlável” (OKADA, 2003). Em alguns estudos, o termo microtremores passou a ser chamado de microssismos por serem sinônimos, no entanto, houve uma distinção entre eles. Microssismos passou a ser designado para eventos naturais, enquanto que microtremores passou a ser utilizado para eventos de origens antrópicas.

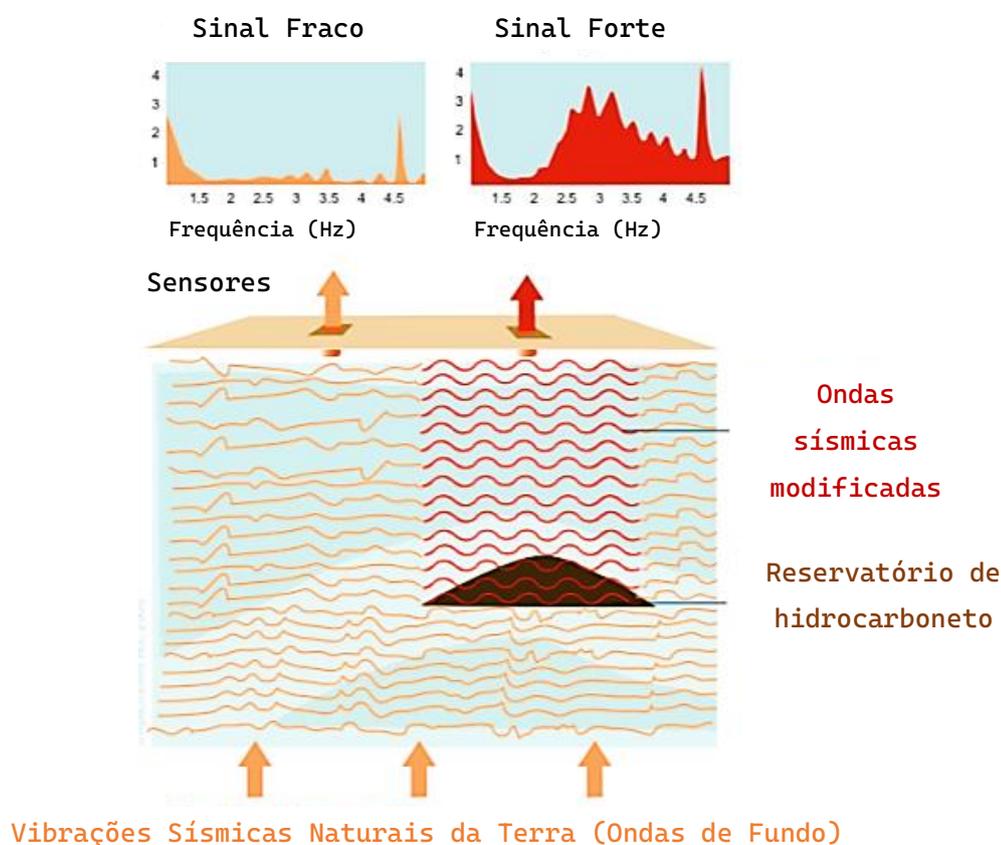
⁴ Nas ciências da computação utiliza-se uma notação chamada *big O* para classificar a complexidade de algoritmos de acordo com o aumento do tempo de execução ou da quantidade de espaço (memória) requisitado, quando se aumenta o número de parâmetros de entrada.

Quando o ruído é natural, ou seja, originado a partir de fontes da natureza (marés oceânicas, a arrebentação de ondas do mar na costa, tempestades, ciclones), é classificado como ruído ambiental, enquanto que aqueles originados por fontes antrópicas, são denominados de ruído cultural (PETER BORMANN & ERHARD WIELANDT, 2013).

6.2.3 Método Sísmica Passiva

O método de sísmica passiva, consiste basicamente em medir o ruído sísmico registrado por uma ou mais estações utilizando densidade espectral de potência, ou como é conhecida *Power Spectral Density (PSD)*. O grande desenvolvimento da sísmica passiva ocorreu após a descoberta da relação entre uma anomalia sísmica na banda de 3 Hz, com reservatórios de hidrocarbonetos (DANGEL *et al.*, 2003). Pesquisas aplicando o método de sísmica passiva sobre reservatórios de petróleo, comprovaram, por meio de análises espectrais das vibrações sísmicas ambientais, a existência de uma anomalia positiva nas frequências próximas a banda de 3 Hz (Figura 6). No entanto, este método ainda está em desenvolvimento, não possuindo qualquer tipo de modelo físico para explicar este tipo fenômeno, sendo dessa forma um método empírico.

Figura 6 - Ilustração simplificada sobre o método de análise de anomalia espectral das vibrações sísmicas ambientais para se identificar reservatórios de hidrocarbonetos.



Fonte: adaptado de Graf *et al.* (2007).

Este método vem sendo desenvolvido constantemente nos últimos anos, devido ser um método passivo, ou seja, faz uso de fontes naturais, o que não gera impactos ambientais ao meio. Dessa forma, a sísmica passiva se opõe ao método sísmico ativo (convencional), que normalmente utiliza explosivos para gerar o sinal. Os métodos sísmicos convencionais, são bem caros em termos de logística operacional e processamento de dados, em outras palavras, o método passivo pode ser considerado vantajoso em comparação ao ativo, quando estas características são levadas em conta.

Um dos principais objetivos do método de sísmica passiva é caracterizar os microtremores de hidrocarbonetos (MH). Esses microtremores, nada mais são que a liberação de energia que dá origem as vibrações sísmicas ambientais provenientes dos reservatórios de petróleo. Os MH são de suma importância, pois, no processo de sua origem a energia proveniente de ruídos externos é absorvida pelo reservatório,

podendo a frequência de liberação da energia sísmica estar associada à geometria do reservatório (CHUTOV *et al.*, 2000).

Segundo Dangel *et al.* (2003) e Graf *et al.* (2007), a amplitude da anomalia espectral pode ter uma relação direta com a espessura do reservatório de hidrocarbonetos. Segundo estes autores, a amplitude da anomalia diminui em direção da borda do reservatório, sumindo completamente até a área com ausência de petróleo.

Na maioria dos casos, o petróleo contido nos reservatórios ocorre junto com água, no entanto, esses dois tipos de fluidos possuem frequências características distintas. Dessa forma, esses fluidos são associados de forma genérica as anomalias, sendo chamados de janela de hidrocarbonetos (2 – 3,5 Hz) e, janela d'água (4,5 – 6,5 Hz) (CHUTOV *et al.*, 2000).

Portanto, para que seja realizada uma análise mais detalhada sobre os espectros de hidrocarbonetos e a anomalia de 3 Hz, com o objetivo de encontrar as áreas que contenham petróleo, alguns artifícios matemáticos conhecidos como atributos espectrais, são calculados. Estes, são conhecidos como: *Power Spectral Density* da componente vertical (PSD-Z), Razão Espectral da componente vertical sobre as componentes horizontais (Razão V/H) e Polarização.

6.2.3.1 PSD (*Power Spectral Density*)

Como dito anteriormente, os sinais físicos analisados têm comprimento finito, sendo chamados matematicamente como transitórios, e para o processamento digital os sinais são amostrados. Ainda assim, em grande parte dos conceitos por trás do processamento de dados (como usar uma onda senoidal para representar as frequências) provém do domínio dos sinais contínuos e, portanto, seu desenvolvimento matemático se inicia a partir da Transformada de Fourier demonstrada anteriormente (Equação 7).

Portanto, extraíndo da transformada de Fourier a propriedade matemática conhecida como Teorema de Parseval, em que, seja $f(t)$ uma função real ou complexa e $F(\omega)$ sua transformada de Fourier, há a seguinte identidade:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} |F(\omega)|^2 d\omega = \int_{-\infty}^{\infty} |F(2\pi\nu)|^2 d\nu \quad (11)$$

A integral representada no lado esquerdo, é conhecida no processamento de dados como energia total do sinal $f(t)$ (não é uma energia física, mas sim, proporcional a ela). Matematicamente o sinal pode ter um comprimento infinito, no entanto, assume-se que a energia é finita. Dessa forma, a energia do sinal ($E = |F(2\pi\nu)|^2$) para todas as frequências ν é representada pela integral ao lado direito. Assim, de acordo com essas definições, o integrando E é chamado de Densidade Espectral de Energia do sinal (ESD).

A potência é resultado da relação entre energia e tempo. Normalmente não estamos interessados na potência instantânea, mas sim, na potência média ao longo de pelo menos um ciclo do sinal (caso seja aproximadamente periódico). O conceito de potência é aplicado principalmente a sinais estacionários, como os ruídos sísmicos, cuja a potência média pode ser constante ou variar lentamente. Em sentido estrito, a transformada de Fourier não é definida para determinados sinais, mas pode-se analisar o sinal em qualquer intervalo de tempo finito de comprimento T . Quando ambos os lados da Equação 11 são divididos por T , o lado esquerdo torna-se a representação da potência média, e $P = \frac{E}{T} = \frac{|F(2\pi\nu)|^2}{T}$ ao lado direito é a Densidade Espectral de Potência (PSD) para determinado intervalo de tempo.

Uma forma alternativa de determinar o PSD é calcular a transformada de Fourier de sua correlação. A autocorrelação pode ser definida para sinais estacionários, os quais não possuem transformada de Fourier. Dessa forma, o sinal é definido por meio da sua autocorrelação não precisando ser explicitamente conhecido. Esta autocorrelação do sinal estacionário $f(t)$ é o resultado do produto de $f(t) \times f(t + \tau)$, em que, τ é a defasagem no tempo, a qual decai rapidamente para grandes intervalos de tempo. Este produto, é conhecido como uma função de atraso (ou intervalo de tempo) geralmente escrita como $\langle f(t) \times f(t + \tau) \rangle$. Este método também pode ser aplicado a seções finitas de um sinal. Portanto, a transformada de Fourier devidamente normalizada é o PSD do sinal (HAVSCOV & ALGACIL, 2002).

O PSD quando aplicado nos dados da componente vertical do sensor (PSD-Z), passa a ser um atributo espectral a ser analisado. Segundo Saenger *et al.* (2009), este atributo é o primeiro a caracterizar os microtremores de hidrocarbonetos.

6.2.3.2 Razão V/H

Os mecanismos geradores de IDH no espectro de fundo são classificados como ressonância de onda estacionária, atenuação seletiva e amplificação ressonante (SAENGER *et al.*, 2009). Devido a pressão da sobrecarga das rochas sobre os reservatórios, a amplificação ressonante tem como objetivo aumentar a pressão do fluido dos reservatórios. Dessa forma, o tamanho dos poros e as porosidades contidas nas rochas dos reservatórios diminuem devido o aumento da pressão de sobrecarga. As ondas de cisalhamento não podem se propagar através do hidrocarboneto, pois está em estado fluido, isso é caracterizado pelas propriedades de atenuação seletiva. A razão para que isso ocorra é de que as ondas cisalhantes não se propagam através dos fluídos ($\mu = 0$).

As ondas de corpo, diferente das ondas cisalhantes, podem se propagar no meio com menor atenuação, ou seja, sua propriedade primária é a maior atenuação das ondas de cisalhamento quando comparada com as ondas de corpo nos meios fluídos. Dessa forma, a propagação de ondas de cisalhamento em tais meios com componentes horizontais diminui consideravelmente sua energia. O contraste de impedância entre o hidrocarboneto e meio onde não possui fluido causa ressonância de onda estacionária, resultando em reflexão (SAENGER *et al.*, 2009).

Estudos realizados por Dangel *et al.* (2003), mostraram que um vale ao invés de um pico na razão Horizontal/Vertical (H/V) pode ser encontrado numa faixa de 1 – 6 Hz em áreas com hidrocarbonetos. A partir disso, foi desenvolvido um atributo chamado de razão Vertical/Horizontal (V/H) em contraste com o método (H/V) usado por outros pesquisadores com o objetivo de identificar camadas de solo junto com dados sísmicos passivos (WOHLENBERG *et al.*, 1999).

Portanto, a razão V/H, é a relação entre o espectro da componente vertical (V) e os espectros das componentes horizontais (H) da estação sismográfica.

Pesquisas realizadas em campos de petróleo na cidade de Voitsdorf na Áustria, comprovaram a correlação da razão V/H com a presença de hidrocarbonetos (LAMBERT, 2009), onde amplitudes de V/H acima de 1 na banda aproximada de 3 Hz indicavam a presença de petróleo nos reservatórios. Em contrapartida, amplitudes menores que 1 indicavam ausência de petróleo na área analisada. Esta relação é representada pela seguinte equação:

$$V/H = \frac{Z_m}{\sqrt{\frac{X_m^2 + Y_m^2}{2}}} \quad (12)$$

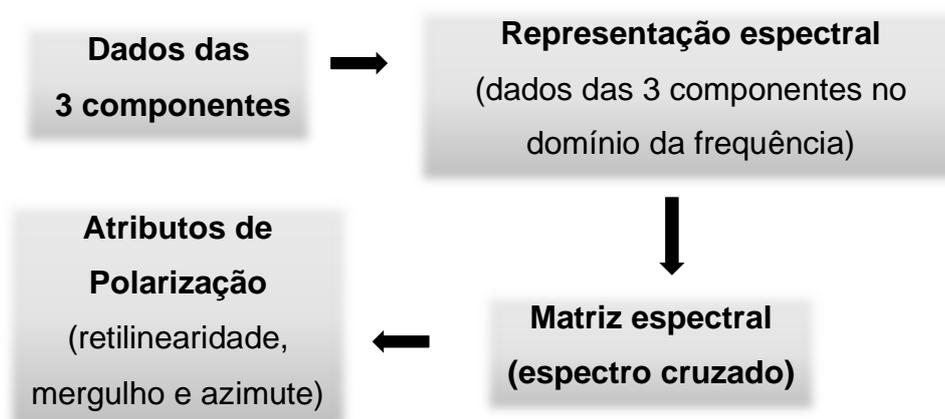
sendo Z_m a TDF média da componente vertical (Z), X_m a TDF média da componente horizontal norte-sul (X) e Y_m é a TDF média da componente horizontal Leste-Oeste (Y).

Por fim, pesquisas realizadas com este atributo (SINGH *et al.*, 2020), mostraram que a análise de sísmica passiva de baixa frequência para identificar reservatórios de hidrocarbonetos depende muito das condições da área. Ou seja, este atributo não pode fornecer informações precisas caso o campo contenha fontes de ruído, como atividades industriais e artificiais, devido a interferência do sinal nos microtremores de hidrocarbonetos.

6.2.3.3 Polarização

O atributo espectral de polarização analisa as principais componentes do movimento da partícula em função do tempo (JURKEVICS, 1988). Este atributo é realizado calculando três parâmetros: retilinearidade, mergulho e azimute. O processo na realização do mesmo, é representado pelo fluxograma na Figura 7.

Figura 7 – Fluxograma ilustrando o processamento dos atributos de polarização.



Fonte: autor (2021).

A aplicação da polarização é feita considerando qualquer intervalo de tempo de dados das três componentes X , Y e Z do sensor, com N amostras de tempo. Com

isso, as variâncias automáticas e cruzadas podem ser obtidas com a seguinte expressão matemática:

$$C_{ij} = \left[\frac{1}{N} \sum_{s=1}^N u_i(s)u_j(s) \right] \quad (13)$$

Na qual i e j representam o índice de cada componente, sendo s a variável de índice para uma amostra de tempo.

A matriz de covariância 3 x 3 representada abaixo:

$$C = \begin{pmatrix} C_{XX} & C_{XY} & C_{XZ} \\ C_{XY} & C_{YY} & C_{YZ} \\ C_{XZ} & C_{YZ} & C_{ZZ} \end{pmatrix} \quad (14)$$

em que,

$$C_{XX} = \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2 \quad (14.1)$$

$$C_{XY} = \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X}) (Y_i - \bar{Y}) \quad (14.2)$$

$$C_{YZ} = \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y}) (Z_i - \bar{Z}) \quad (14.3)$$

$$C_{YY} = \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2 \quad (14.4)$$

$$C_{ZZ} = \sum_{i=1}^N (Z_i - \bar{Z})^2 \quad (14.5)$$

é real e simétrica, representada com um melhor ajuste dos dados, um elipsóide de polarização.

O eixo principal desse elipsóide é obtido resolvendo a matriz C para seus autovalores, λ_1 , λ_2 , λ_3 e autovetores, p_1 , p_2 e p_3 . Isso pode ser feito por meio da Equação 15.

$$(C - \lambda I)p = 0 \quad (15)$$

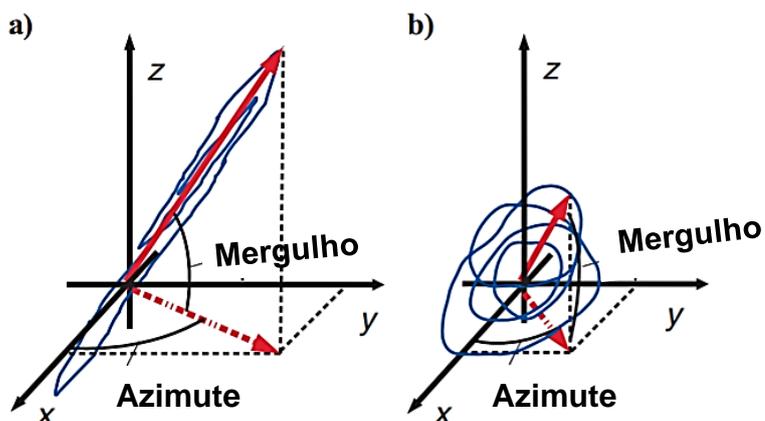
Sendo I a matriz identidade. O maior vetor vermelho sólido (Figura 8), ilustra o maior autovetor.

Um outro parâmetro da polarização, é conhecido como retilinearidade (L) ou linearidade. Relaciona as magnitudes do autovalor intermediário e menor com o maior autovalor. A retilinearidade pode ser obtida através da seguinte equação:

$$L = 1 - \left(\frac{\lambda_2 + \lambda_3}{\lambda_1} \right) \quad (16)$$

Dessa forma, a retilinearidade mede o grau de quanto o campo de onda linear é polarizado. Produzindo também valores entre 0 e 1 com formatos aleatórios de “bolas” e “agulhas”, os quais são ilustradas na Figura 8.

Figura 8 – Atributos de polarização demonstrando a variabilidade na retilinearidade. No esboço, a linha azul representa um holograma 3D da velocidade das partículas. **a)** Alta retilinearidade e mergulho médio. **b)** Baixa retilinearidade e mergulho alto. O comprimento das setas vermelhas é dado pelo maior autovalor 1, sendo a força do sinal.



Fonte: adaptado de Saenger, *et al.* (2009).

Os ângulos formados entre os vetores e os eixos são conhecidos como atributos de mergulho e azimute. Estes, descrevem a orientação do maior autovetor $p_1 = (p_1(x), p_1(y), p_1(z))$. O mergulho é obtido a partir da seguinte expressão matemática:

$$\phi = \arctan\left(\frac{p_1(z)}{\sqrt{p_1(x)^2 + p_1(y)^2}}\right) \quad (17)$$

Se o valor do mergulho for igual a zero, a polarização será horizontal e, caso seja positivo, a direção Z também será positiva.

O azimute é medido no sentido anti-horário a partir do eixo X positivo. Este atributo é obtido através da Equação 18:

$$\theta = \arctan\left(\frac{p_1(y)}{p_1(x)}\right) \quad (18)$$

Segundo Saenger *et al.*, (2009) esses atributos de polarização indicam se o reservatório analisado possui um baixo ou alto potencial de hidrocarboneto. Isso porque a interação entre a partícula da onda com fluido, que nesse caso é o petróleo, possui certas características descritas na Tabela 1.

Tabela 1 – Atributos de polarização em áreas com baixo e alto potencial de hidrocarboneto.

Atributos	Baixo Potencial de Hidrocarboneto	Alto Potencial de Hidrocarboneto
<i>Mergulho (ϕ)</i>	Estável $\cong 20^\circ$	Estável $\geq 80^\circ$
<i>Retilinearidade (L)</i>	Baixa (< 0,6)	Alta e Estável (> 0,6)
<i>Azimute (θ)</i>	Estável	Varia Fortemente

Fonte: autor (2021).

6.2.4 Pré-processamento

O pré-processamento, teve como primeiros passos a análise do conjunto de dados adquiridos, o qual consistiu no procedimento padrão de controle de qualidade dos dados (CQ). Permitindo assim, a obtenção de informações sobre a qualidade e confiabilidade dos registros realizados, de acordo com o instrumento e o local utilizados para a instalação das estações sismográficas.

A qualidade do sinal é avaliada a partir do conteúdo de frequência dos registros sob várias circunstâncias: ruído ambiental, ocorrência de sismos locais e eventos telessísmicos. Este procedimento é composto por três passos: a) teste de nível de ruído (NLET - *Noise Level Evaluation Test*) (PETERSON, 1993); b) visualização do conteúdo de frequência dos sismogramas registrados como uma função do tempo, através dos espectrogramas; e c) a avaliação dos sinais de eventos específicos.

Como os 2 primeiros passos estão diretamente relacionados ao conteúdo de frequência, é essencial que as características específicas de cada sensor (curva de resposta do instrumento, frequência de amostragem, etc) sejam consideradas:

a) O teste de nível de ruído (NLET) fornece informações sobre a adequação do procedimento de instalação e funcionamento da estação, bem como, as condições locais do site. Este teste é avaliado em termos de gráficos PSD's, baseado na metodologia descrita por McNamara *et al.* (2004), exibindo a resposta sísmica espectral para toda a banda de frequências do registro (0,01 Hz a 100 Hz) que foi

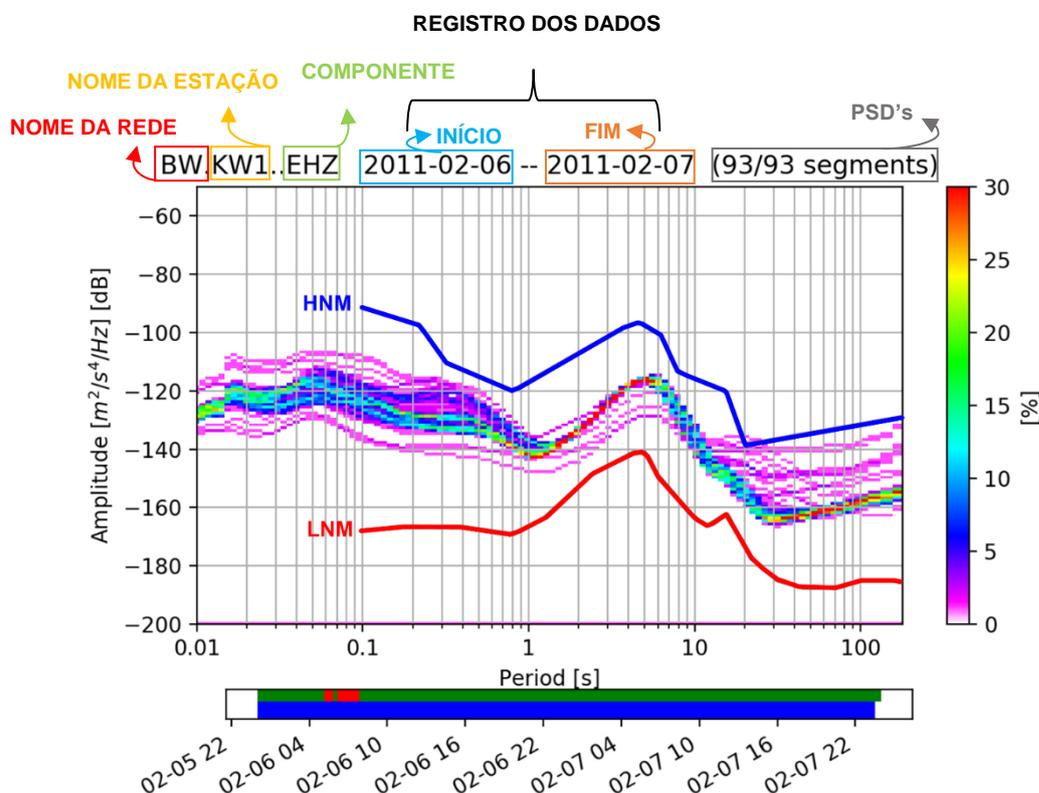
calculado utilizando o pacote ObsPy (pacote de ferramentas de processamento para sismologia escrita em linguagem Python, (Beyreuther *et al.*, 2010]). Os limites assumidos para avaliação da qualidade das estações serão os níveis de ruído padrão (*New High Noise Model* [NHNM] e *New Low Noise Model* [NLNM]; Peterson, 1993).

b) Os eventos telessísmicos poderão ser utilizados por trabalhos de escala regional em estudos de Função do Receptor, além de servir como padrão de referência para análise da qualidade das baixas frequências (<0,1 Hz) registradas principalmente pelas componentes horizontais.

6.2.4.1 Modelos Globais para o PSD de ruído sísmico para NLET

Para propósitos práticos é mais conveniente plotar várias curvas de PSD num único gráfico. Por exemplo, PSD's de todas as estações de uma grande rede ao mesmo tempo, ou até mesmo de muitas horas ou dias de registros de uma única estação. Para isso, seria inviável plotar PSD's individuais podendo levar o gráfico em algumas das vezes a ficar completamente preto, o que tornaria impossível distinguir ou rotular curvas individuais. Dessa forma, é necessário representar as curvas por meio da Função de Densidade de Probabilidade (*Probability Density Function - PDF*) do conjunto de curvas do PSD (MCNAMARA *et al.*, 2004). O PDF mede a densidade relativa dos valores do PSD, ou seja, o número de vezes observados de um valor específico numa pequena área do gráfico. Por fim, é representado por uma escala de cores de modo a ilustrar a densidade de probabilidade de ocorrência de determinada medida. Abaixo está a representação de um PDF com os limites NLET (PETERSON, 1993):

Figura 9 – Diagrama PDF: codificação por cores da densidade de curvas de densidade espectral de potência x período.



Fonte: modificado de Obspy (2020).

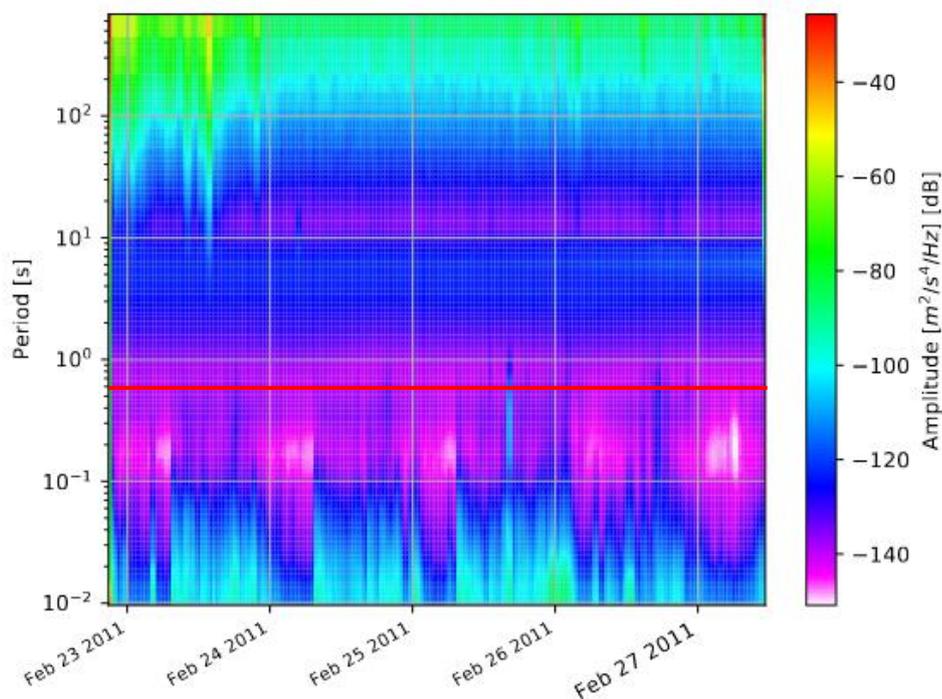
A Figura 9, conhecida também como PPSD (*Probabilistic Power Spectral Densities*), possui dois níveis de ruídos: a linha superior em azul é chamada de Modelo de Alto Ruído (*New High Noise Model - NHNM*) e a linha inferior em vermelho de Modelo de Baixo Ruído (*New Low Noise Model - NLNM*) (PETERSON, 1993). Os patches verdes (barra verde) representam a disponibilidade de dados, os patches em vermelho (gaps) são a ausência dos dados (barra vermelha), ou seja, representam lacunas nos fluxos que foram adicionadas. Nesse caso, para o método de processamento padrão utilizado neste trabalho, as lacunas foram preenchidas com zeros, com isso, as linhas desses segmentos de dados aparecem como linhas PSD periféricas únicas. Por fim, as medições de PSD's individuais que vão para o histograma são mostradas na barra horizontal azul.

6.2.4.2 Espectrograma

O espectrograma é uma forma visual de representar a força do sinal, ou “intensidade”, do sinal ao longo do tempo em várias frequências para um site. É fundamental na aplicação do método de Sísmica Passiva, pois a anomalia de 3 Hz associada com reservatórios de petróleo parece não ser contínua no tempo, e provavelmente depende de fatores externos como o nível de ruído cultural e características dos reservatórios. Dessa forma, conseguiremos observar a variação dos níveis de energia, identificando valores anômalos ao longo do tempo (FERREIRA, 2018). Diferente do gráfico de linha ondulada simples, como o sismograma (amplitude x tempo), o espectrograma possui três variáveis: tempo, frequência ou período e intensidade do sinal. Esta última variável é representada pela cor. Assim, os espectrogramas usam as cores na representação da força do sinal, sendo quente para forte e frio para fraco.

A Figura 10, mostra um espectrograma, em que o período está representado no eixo vertical à esquerda e, semelhante aos sismogramas, o tempo está no eixo horizontal. A força do sinal, está representada no eixo vertical à direita. A linha sólida em vermelho, marca o período equivalente a frequência de 3 Hz, em que, foram feitas pré-análises para encontrar possíveis “manchas” ao longo dos dias que pudessem indicar a presença de MH, e assim, prosseguir para os cálculos dos atributos.

Figura 10 – Espectrograma sísmico.



Fonte: autor (2021).

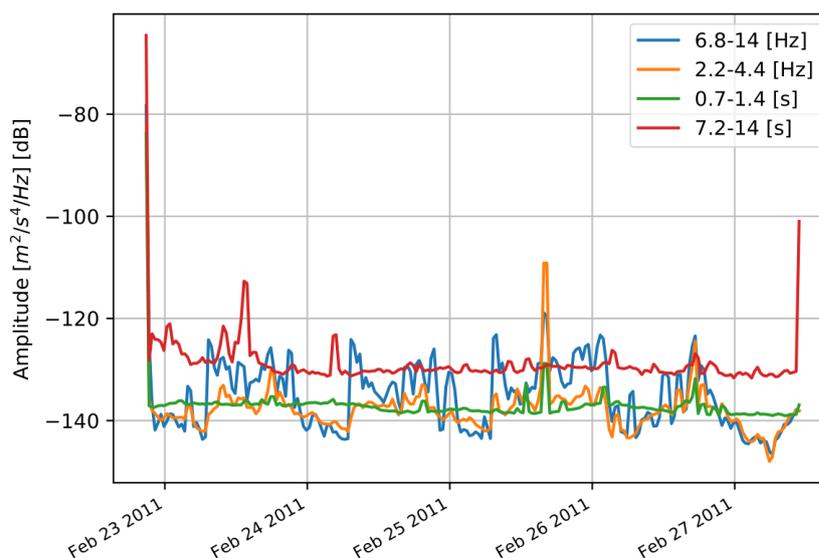
6.2.4.3 Densidades Espectrais de Potência Probabilística Temporal (PPSD)

O *Probabilistic Power Spectral Densities* (PPSD) temporal, é realizado para análises específicas dos dados das estações. Para este estudo, esse processamento tem por objetivo analisar o comportamento de frequências específicas ao longo de um determinado tempo, para que dessa forma, possam ser identificadas respostas cíclicas e anômalas (PETERSON, 1993).

A Figura 11 exemplifica um PPSD Temporal, em que no eixo vertical está a amplitude do sinal de frequências que variam de 2,2 a 4,4 Hz e 6,8 a 14 Hz, com períodos de 0,7 a 1,4 s e 7,2 a 14 s. No eixo horizontal, é representado o período de aquisição dos dados. Portanto, para esta figura as janelas dadas em segundos apresentam respostas do ruído natural (< 1 Hz), ou seja, como determinados ruídos se comportam ao longo dos dias. A partir disso, pode-se perceber que as curvas vermelha e verde são praticamente estáveis ao longo do tempo, o que pode indicar uma baixa correlação entre ruídos naturais e MH. Para as curvas amarela e azul, as quais representam respostas com janelas de frequências específicas, podemos

analisar se há ou não um comportamento anômalo em 3 Hz ao longo dos dias na janela de 2,2 a 4,4 Hz. Para a janela de 6,8 a 14 Hz, teremos respostas de ruídos culturais, a partir disso, é feita uma correlação do tipo de ruído com a origem da anomalia sobre campos de petróleo.

Figura 11 – Densidades Espectrais de Potência Probabilística Temporal sísmico.

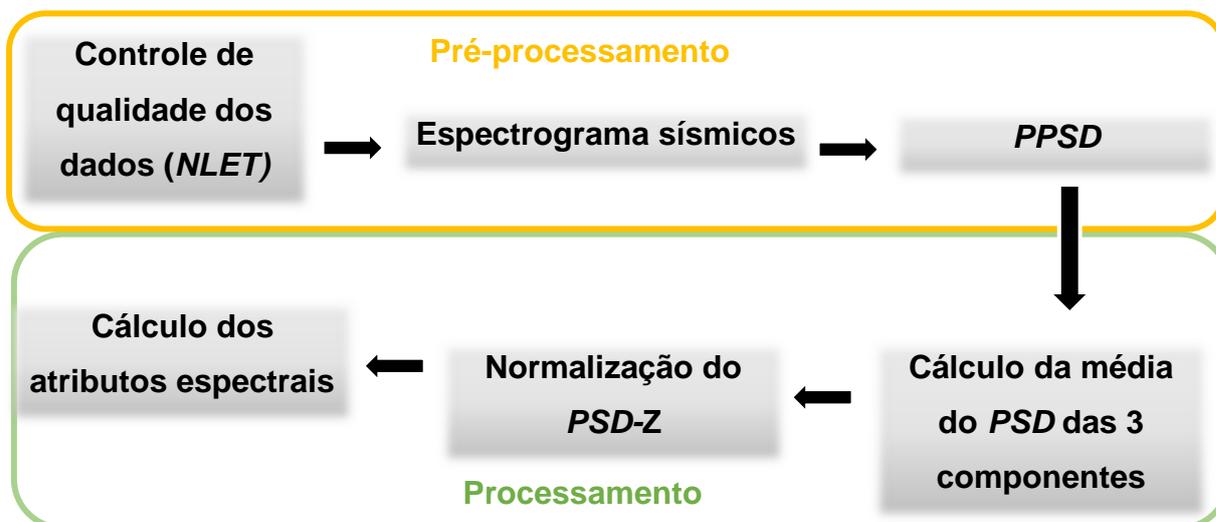


Fonte: autor (2021).

7 PROCESSAMENTO

Após as etapas realizadas no pré-processamento dos dados, foram efetuados outros passos, na etapa do processamento dos dados. Os passos realizados foram o cálculo da média do espectro de cada componente, seguidos da normalização do espectro da componente vertical e os cálculos dos atributos espectrais apresentados a seguir. Na Figura 12, é ilustrado o fluxograma com as etapas do pré-processamento e processamento dos dados.

Figura 12 – Fluxograma ilustrando todos os passos de pré-processamento até o processamento dos dados.



Fonte: autor (2021).

7.1 Cálculo da média do *PSD* das 3 componentes

Após a realização de todas as etapas do pré-processamento dos dados das 28 estações sismográficas, foram calculadas as médias dos *PSD*'s de cada componente para cada estação. Isso foi necessário, para efetuar cálculos posteriores, bem como, suas análises, pois, o grande número de *PSD*'s torna inviável estes cálculos, assim como, suas análises. Os cálculos foram realizados com o auxílio do pacote de processamento de dados sismológicos (ObsPy). A partir dos espectros gerados, foi aplicado uma função do (ObsPy) a qual salva os arquivos em formato npz (*Numpy*). Este formato de arquivo contém informações estatísticas do espectro, sendo uma dessas, a média.

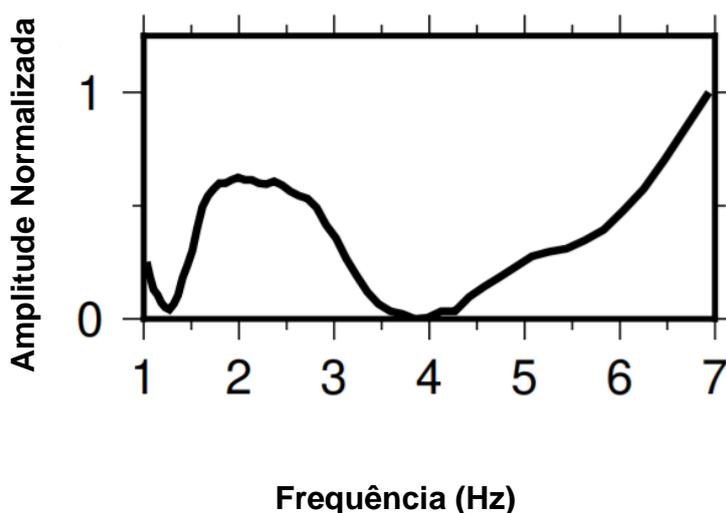
7.2 Normalização do *PSD-Z*

A normalização do espectro da componente vertical (Z) foi necessária devido ao ruído sísmico ser intrinsecamente variável e aleatório, ou seja, o espectro medido de um ruído nunca terá um comportamento igual a outro, no entanto, quando essas medidas são realizadas em um curto intervalo de tempo, ambas terão um comportamento médio similar. Portanto, realizou-se a normalização de todos os espectros da componente vertical dos 28 sensores, pois os traços que geram os

PSD's possuem amplitudes bastante variáveis. Sem a normalização, os espectros não podem ser comparáveis entre si, devido alguns geofones estarem mais próximos às fontes de ruído. Ocasioanando assim, uma maior amplitude nos seus espectros, diferente dos geofones mais distantes, os quais teriam amplitudes espectrais menores devido aos efeitos de atenuação.

O cálculo de normalização foi efetuado por meio do *software* livre de código aberto conhecido como GMT (*Generic Mapping Tools*). No GMT, foi escrito um algoritmo utilizando a ferramenta *math* para calcular os dados de forma normalizada. A partir daí, a amplitude do espectro normalizado varia de 0 a 1 como mostrado no exemplo da Figura 13.

Figura 13 – PSD-Z normalizado.

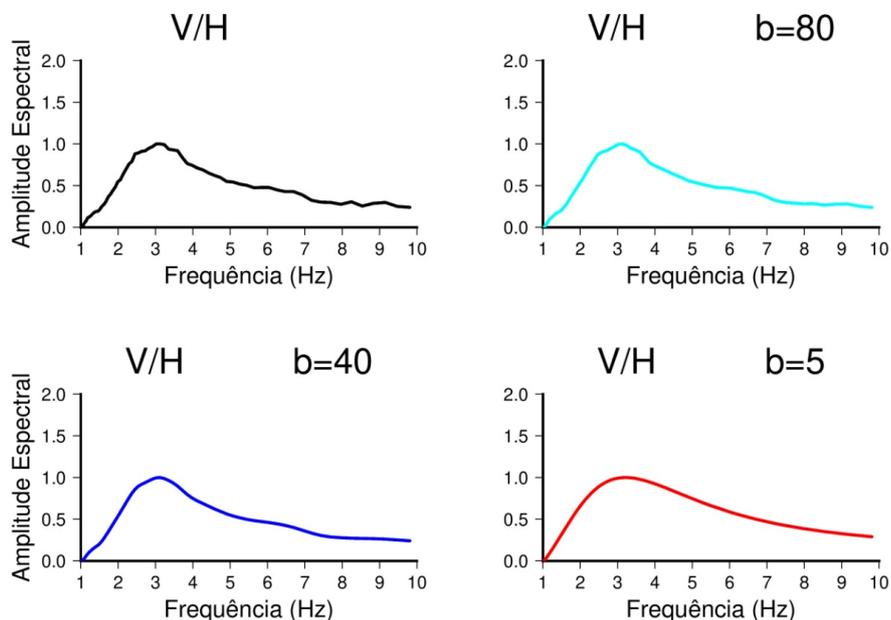


Fonte: autor (2021).

7.3 Razão V/H

O cálculo V/H foi calculado utilizando a Equação 12, e as saídas gráficas foram geradas através do GMT. Por fim, realizou-se a suavização da curva do espectro V/H aplicando o algoritmo de Konno-Ohmachi, com coeficiente de largura de banda de 40 (unidades). A ilustração do teste feito com outras larguras de bandas é apresentada na Figura 14.

Figura 14 – Comparação entre a curva espectral da razão V/H e a curva suavizada com diferentes larguras de janela (b).



Fonte: autor (2021).

A normalização não foi aplicada no processamento da razão V/H, pois nesse atributo os espectros com amplitudes maiores que 1 indicam possíveis reservatórios de petróleo, caso a normalização fosse aplicada, todos os picos da razão V/H iriam até 1, inviabilizando a análise deste atributo.

7.4 Polarização

O cálculo do atributo de polarização foi efetuado com o auxílio da biblioteca (*Obspy.signal.polarization*) do ObsPy, a qual tem seu algoritmo baseado principalmente no artigo de Jurkevics (1988). Junto a isso foi aplicado um filtro passa-alta com fase zero numa janela de dados de 6 horas utilizando o método Flinn (FLINN *et al.*, 1974). Dessa forma, foram calculados os atributos de retilinearidade, azimute e mergulho. Por fim, foi utilizado *software* GMT para a saída gráfica dos resultados dos atributos.

8 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A priori, os resultados obtidos foram analisados para as estações em destaque, como mostrado na Figura 1. Isso foi feito com algumas estações fora das bacias sedimentares, para comprovar que não há a presença da anomalia nestes locais e, sobre as bacias, com o objetivo de encontrar a anomalia proveniente dos microtremores de hidrocarboneto. As quais possam indicar por meio dos atributos espectrais se há um baixo, ou alto potencial petrolífero na bacia analisada. Dessa forma, as discussões sobre as análises de todas as 28 estações não foram feitas. Isso tornaria o presente trabalho muito extenso. No entanto, os resultados das estações que não foram discutidas estão indicados com as demais estações na Tabela 2, e por fim, tiveram suas imagens adicionadas como apêndices.

Os espectros correlacionados das componentes horizontais PSD-H são mostrados apenas como informação adicional, pois não é um atributo a ser analisado neste estudo, visto que, o PSD-Z, V/H e os atributos de polarização são os que de fato interessam na análise deste trabalho.

Pesquisas realizadas por Ebrahimi *et al.* (2018) em reservatórios de hidrocarbonetos aplicando o atributo espectral V/H analisaram os dados em uma faixa de 1 – 6 Hz. No entanto, para este trabalho o range de frequências analisado foi entre 2 – 6 Hz, isso porque a frequência natural dos sensores utilizados é de 2 Hz, ou seja, o sinal abaixo dessa frequência é atenuado, inviabilizando a análise abaixo de 2 Hz.

As estações A075 e 9FE2, localizadas entre as bacias do Jatobá e do Tucano tiveram problemas nos cálculos das componentes horizontais, dessa forma, optou-se por não aplicar os atributos espectrais aos dados adquiridos nestas estações. Na Tabela 2, os resultados dessas duas estações foram representados por uma faixa vermelha, indicando que não foram analisadas neste trabalho.

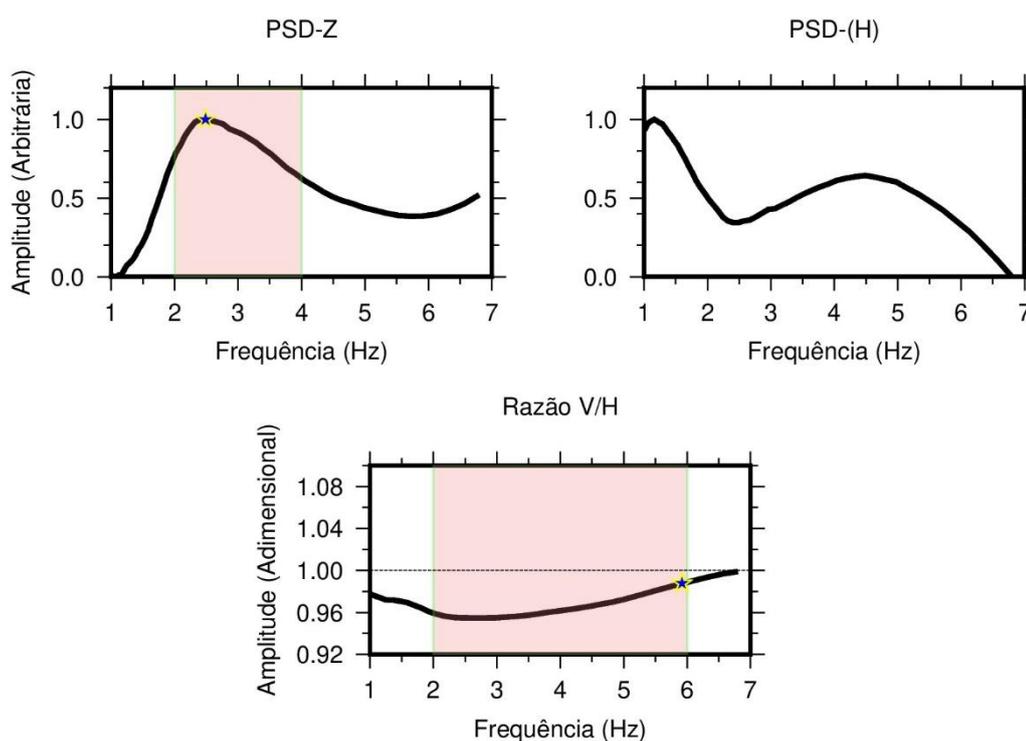
8.1 Análises Espectrais

Estação A066 – Nas proximidades desta estação, há vários poços de produção de petróleo, ou seja, o local é um reservatório de hidrocarboneto comprovado. Portanto, espera-se que no PSD-Z desta estação contenha uma anomalia por volta de 3 Hz. Após a análise feita por meio do atributo PSD-Z desta estação (Figura 15),

verificou-se de fato a presença de uma forte anomalia com frequência de pico em torno de 2,46 Hz (Tabela 2). Esta anomalia provavelmente está relacionada com os microtremores de hidrocarbonetos.

A razão V/H desta estação tem o pico da amplitude em cerca de 0,98 (estrela em azul – Figura 15), ou seja, abaixo de 1 (linha horizontal pontilhada – Figura 15), com a frequência de pico em torno de 5,92 Hz. Seria precipitado chegar a uma conclusão rápida de que o atributo V/H desta estação não é válido para a área que possui poços de produção, o que indica presença de petróleo no local. Teríamos que levar em consideração vários fatores, um deles é o tempo de produção dos poços próximos da estação. Outro fator, é se ainda estão em funcionamento, pois ao extrair o petróleo do seu local de origem há a injeção de fluídos no local, sendo o principal deles a água. Caso o poço produtor esteja extraindo petróleo a bastante tempo, possivelmente a razão V/H identificou esse fato, tendenciando os dados para a banda de frequências associadas a janela d'água (4 – 6 Hz), e sem pico. Outros fatores podem corroborar para esta suposição.

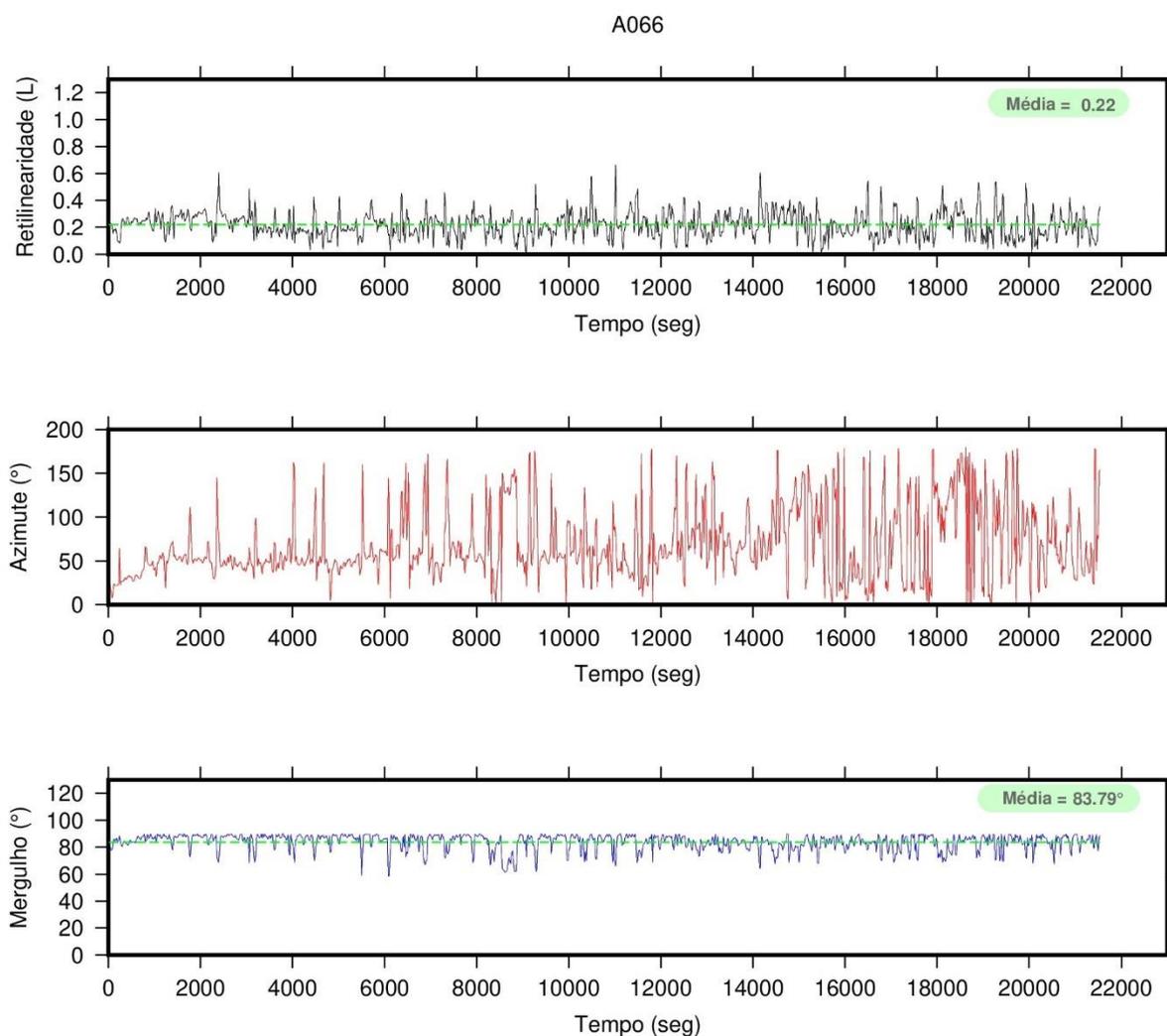
Figura 15 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação A066 sobre um reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

As análises feitas a partir dos atributos de polarização para esta estação (Figura 16), mostraram uma retilinearidade relativamente baixa, com um azimute instável variando entre 50° e 150° e mergulho médio de 83,79° (Tabela 2). Portanto, os parâmetros de azimute e mergulho indicam presença de petróleo na área da bacia, no entanto, a retilinearidade indica ausência, isso provavelmente ocorreu devido algum tipo de ruído artificial na área.

Figura 16 – Atributo de polarização da estação A066. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados



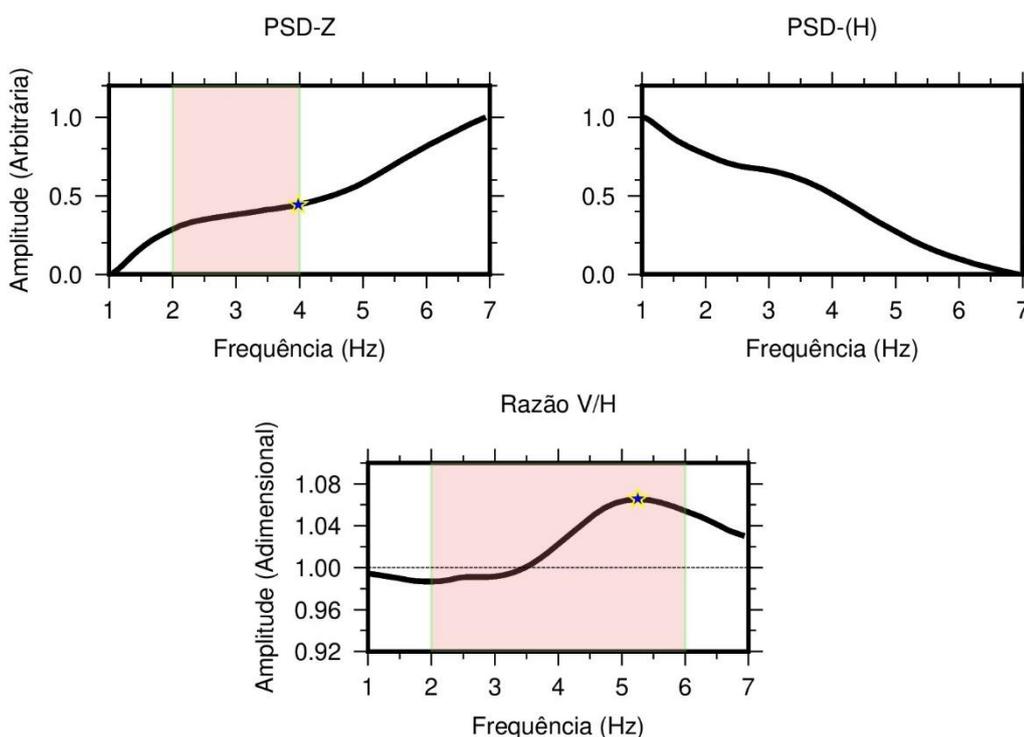
Fonte: autor (2021).

Estação 9FD7 – Esta estação está localizada à sul da Bacia do Potiguar, estando fora do reservatório, próximo a sua borda. O resultado do PSD-Z desta

estação, mostrou que de fato não há uma anomalia entre 2 a 4 Hz no local. A curva espectral para esta estação apresentou um comportamento crescente (Figura 17), com uma frequência de pico em torno de 3,98 Hz (Tabela 2), quase no limiar da faixa analisada (2 – 4 Hz).

Para esta estação o atributo V/H teve um pico relativamente alto (Figura 17), em cerca de 1,06 com uma frequência de pico em torno de 5,25 Hz (Tabela 2). No entanto, devido está estação estar fora do reservatório provavelmente o pico gerado no espectro V/H está relacionado com algum tipo de ruído cultural na faixa de 5 Hz.

Figura 17 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FD7 fora do reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.

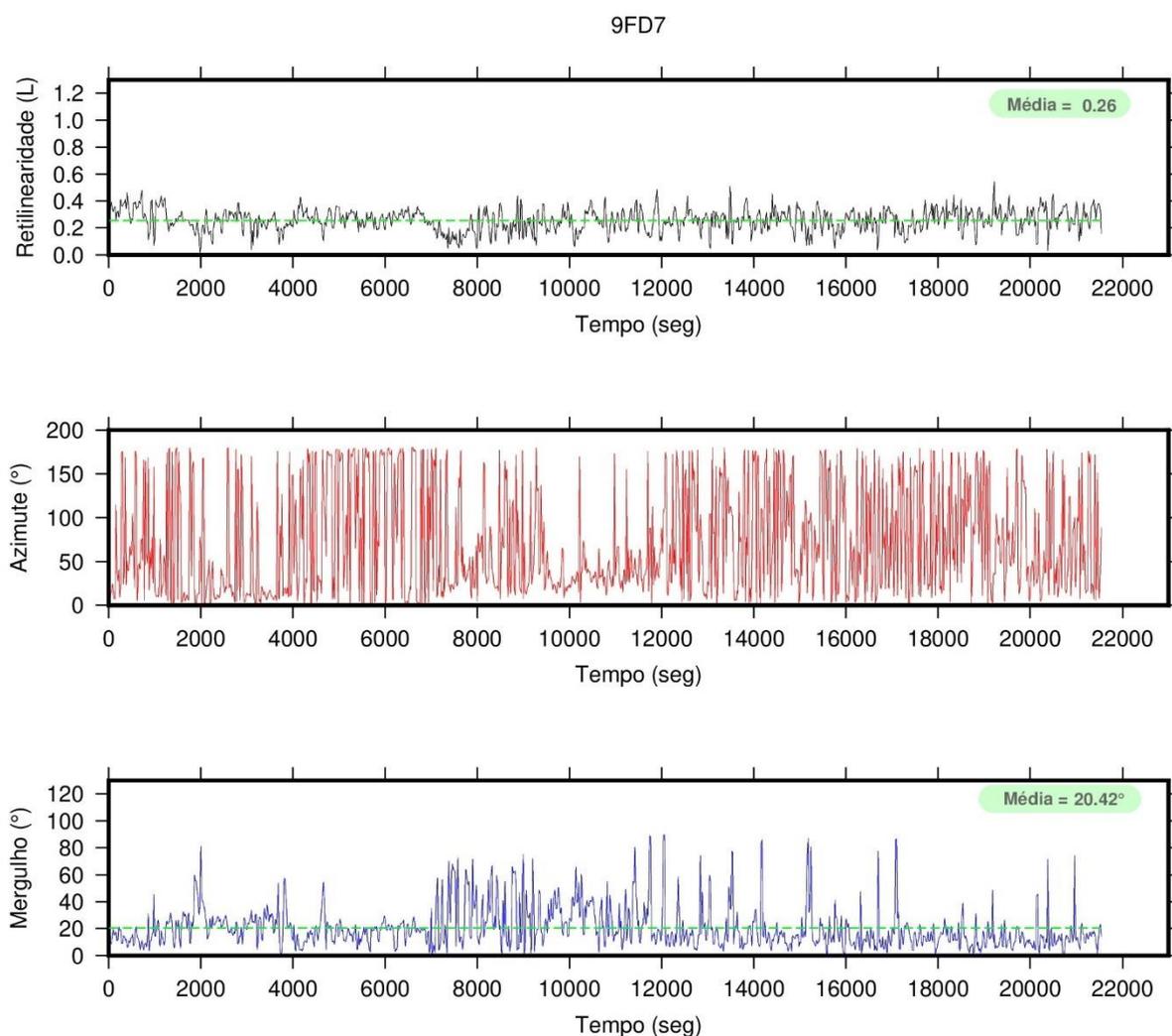


Fonte: autor (2021).

Os parâmetros de polarização tiveram como resultado uma retilinearidade baixa, seu azimute é instável variando entre 5° e 175° e o mergulho médio é de $20,42^\circ$ (Figura 18). Dessa forma, a retilinearidade e o mergulho indicam ausência de petróleo na área, o azimute por possuir uma variação alta indica o oposto. Dessa maneira, há

uma divergência entre os parâmetros, isso acontece quando há presença de ruídos culturais no local da aquisição.

Figura 18 – Atributo de polarização da estação 9FD7. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



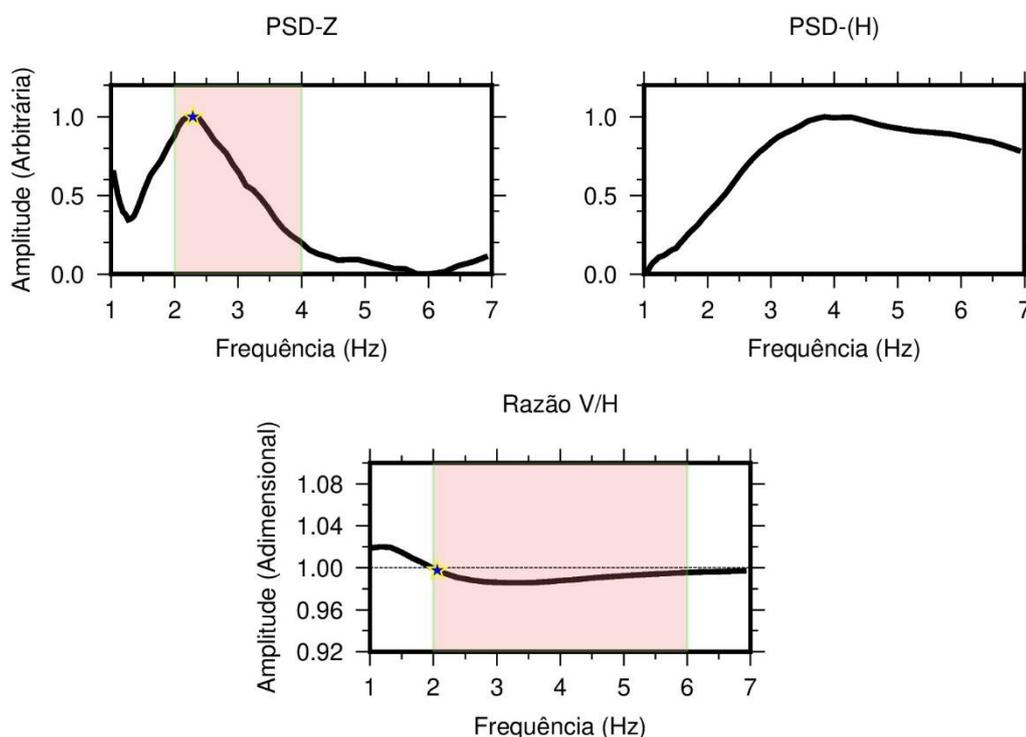
Fonte: autor (2021).

Estação A000 – Esta estação está localizada ao norte da bacia do Jatobá, na direção norte. Foi identificado por meio de observações realizadas no PSD-Z desta estação, uma possível anomalia com uma frequência de pico em torno de 2,28 Hz (Figura 19). Havendo também, um comportamento decrescente após este pico nas próximas frequências. Isto pode estar relacionado também com algum ruído antrópico no local, mascarando os dados. Geralmente em análises conjuntas dos atributos

espectrais, a não convergência dos atributos leva a crer a ausência de hidrocarbonetos no meio analisado.

A Figura 19 mostra que a curva espectral V/H tem uma diminuição na sua amplitude seguida de uma pequena estabilidade ao longo das demais frequências. Na faixa analisada (2 – 6 Hz) o pico V/H está abaixo de 1, indicando assim, que o local analisado está fora do reservatório.

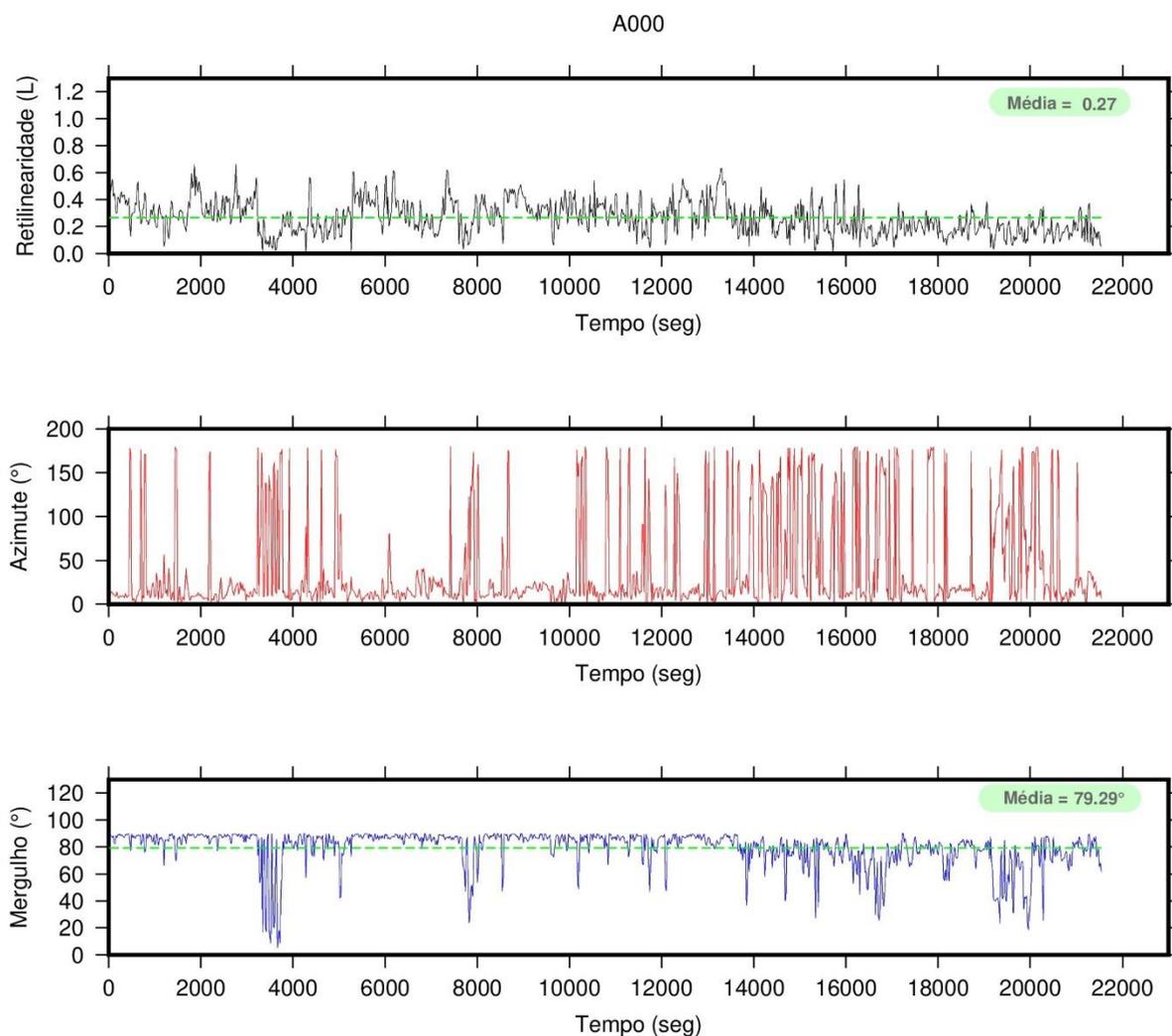
Figura 19 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação A000 fora do reservatório de petróleo. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Os parâmetros de polarização como pode-se observar na Figura 20, indicaram para esta estação uma retilinearidade relativamente baixa, seu azimute é um pouco instável variando entre 5° e 175° e mergulho médio de 79,29°. Portanto, todos os 3 parâmetros indicam ausência de hidrocarboneto na área, isso ocorre possivelmente devido a estação estar fora da Bacia do Jatobá.

Figura 20 – Atributo de polarização da estação A000. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



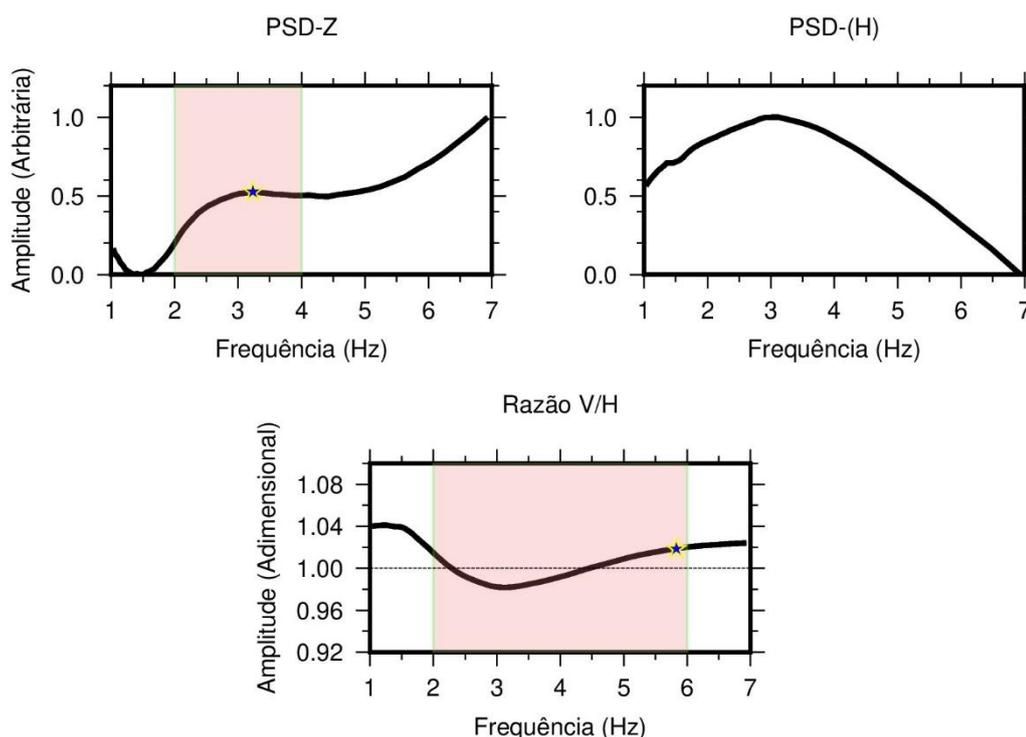
Fonte: autor (2021).

Estação 9FED – Localizada sobre a Bacia do Jatobá, a estação 9FED está entre dois poços de exploração. No seu PSD-Z é evidente um crescimento da curva espectral com uma fraca anomalia, com frequência de pico em torno de 3,23 Hz (Figura 21), em seguida, a curva tem um decréscimo seguido de um crescimento considerável para o restante das frequências.

A anomalia identificada não é muito clara para indicar um possível reservatório na área. A análise dos demais atributos devem ser realizada para verificar se há convergência entre eles, indicando a possível ocorrência de petróleo.

O espectro V/H desta estação possui um decréscimo no início da janela de frequências analisada. No entanto, há um pico V/H acima de 1 em torno de 1,01 com frequência de pico igual a 5,83 Hz (Figura 21). Nesse caso, duas hipóteses devem ser consideradas. A primeira é de que a área possui um reservatório de hidrocarbonetos, no entanto, pode haver um baixo potencial de petróleo, visto que, a amplitude V/H está diretamente relacionada com a espessura do reservatório. A segunda, é de que a anomalia observada a partir do V/H seja causada por ruídos instrumentais dos poços exploratórios gerando um pico sútil na faixa de interesse, indicando uma falsa impressão de uma área com IDH.

Figura 21 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FED sobre a Bacia do Jatobá. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.

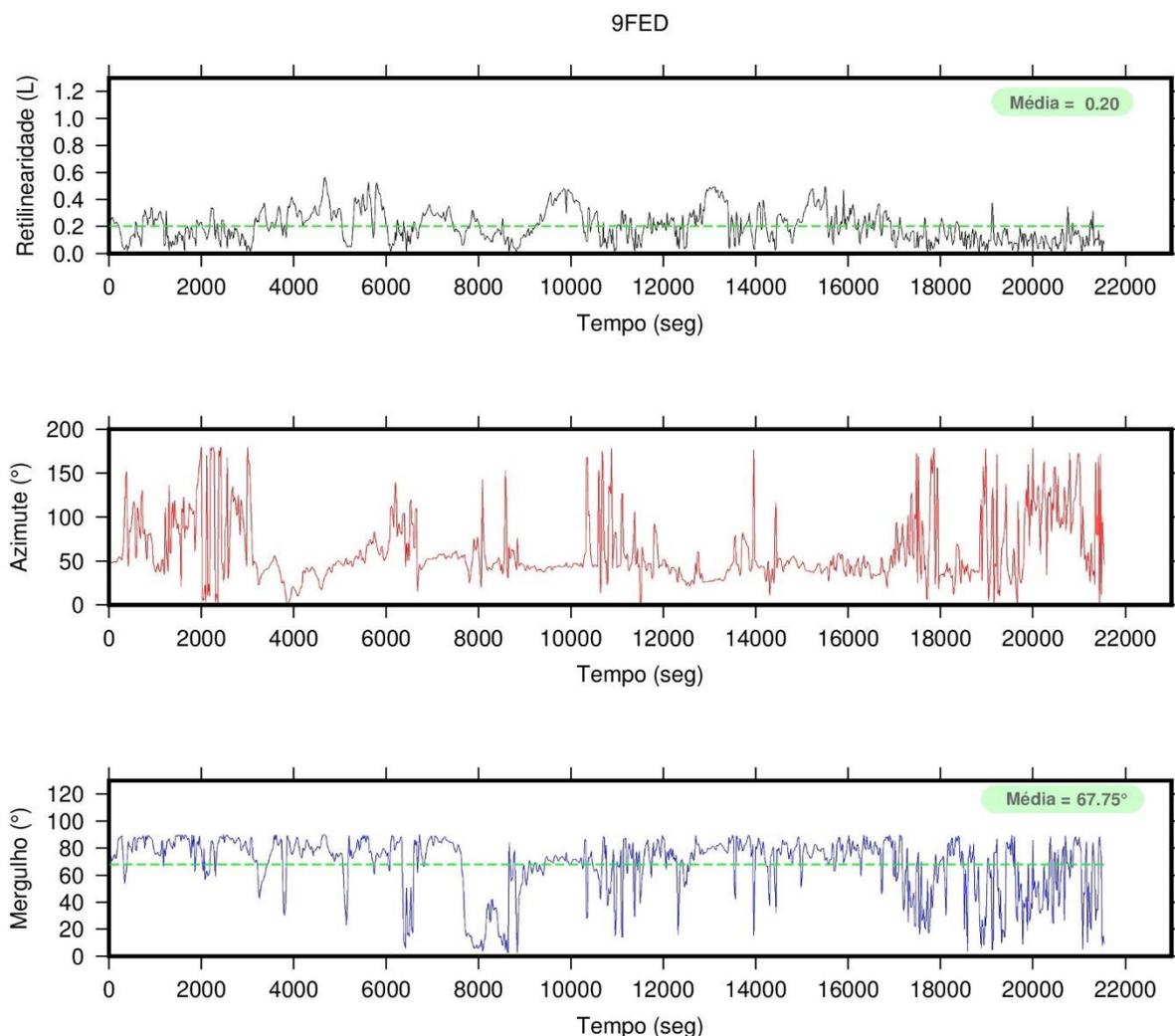


Fonte: autor (2021).

Os resultados obtidos dos atributos espectrais de polarização indicaram uma retilinearidade baixa, azimuth relativamente instável entre 40° e 175° e um mergulho médio de $67,75^\circ$ (Figura 22). Com isso, os parâmetros de retilinearidade, azimuth e

mergulho convergem para ausência de petróleo no local. Provavelmente a área possui um baixo potencial de hidrocarboneto.

Figura 22 – Atributo de polarização da estação 9FED. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.

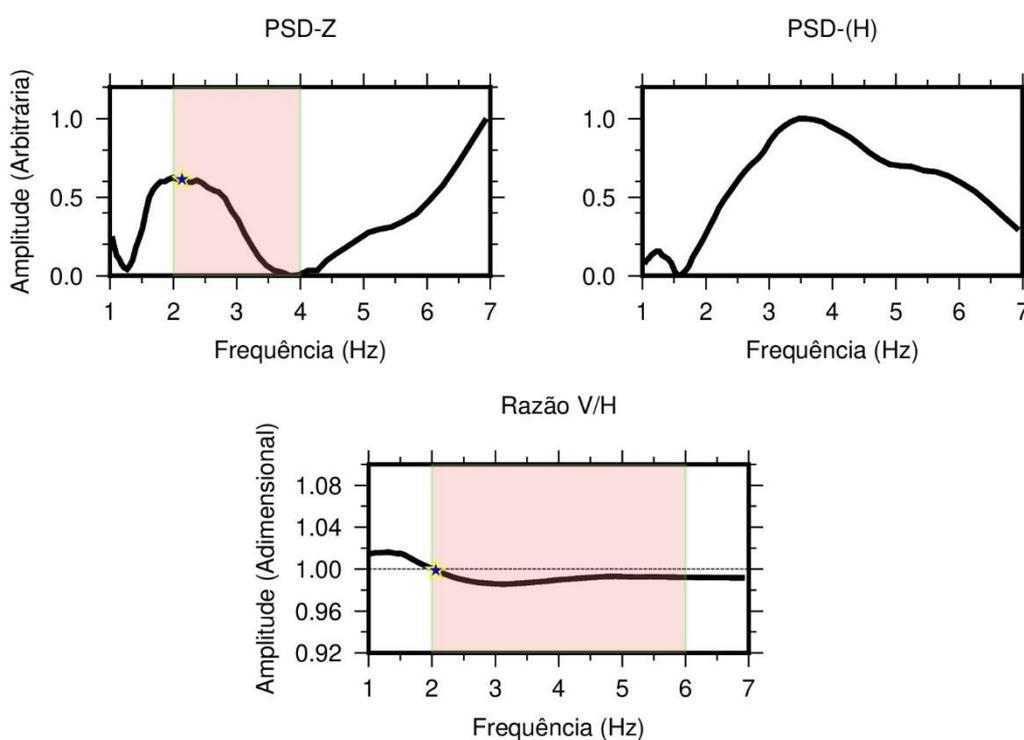


Fonte: autor (2021).

Estação 9FE7 – Localizada sobre a borda da Bacia do Jatobá, o PSD-Z desta estação (Figura 23) tem um alto na curva espectral com frequência de pico em torno de 2,13 Hz (Tabela 2). Contudo, o comportamento desta curva não possui características que possam indicar a presença de hidrocarbonetos no local.

Em sua razão espectral V/H (Figura 23), percebe-se que a curva espectral possui um comportamento praticamente constante com sutis oscilações na faixa de análise. O V/H da estação está praticamente todo abaixo de 1, tendo seu máximo em torno de 0,99 com uma frequência de pico de aproximadamente 2,06 Hz (Tabela 2). Isso provavelmente está relacionado com a ausência de hidrocarbonetos na área.

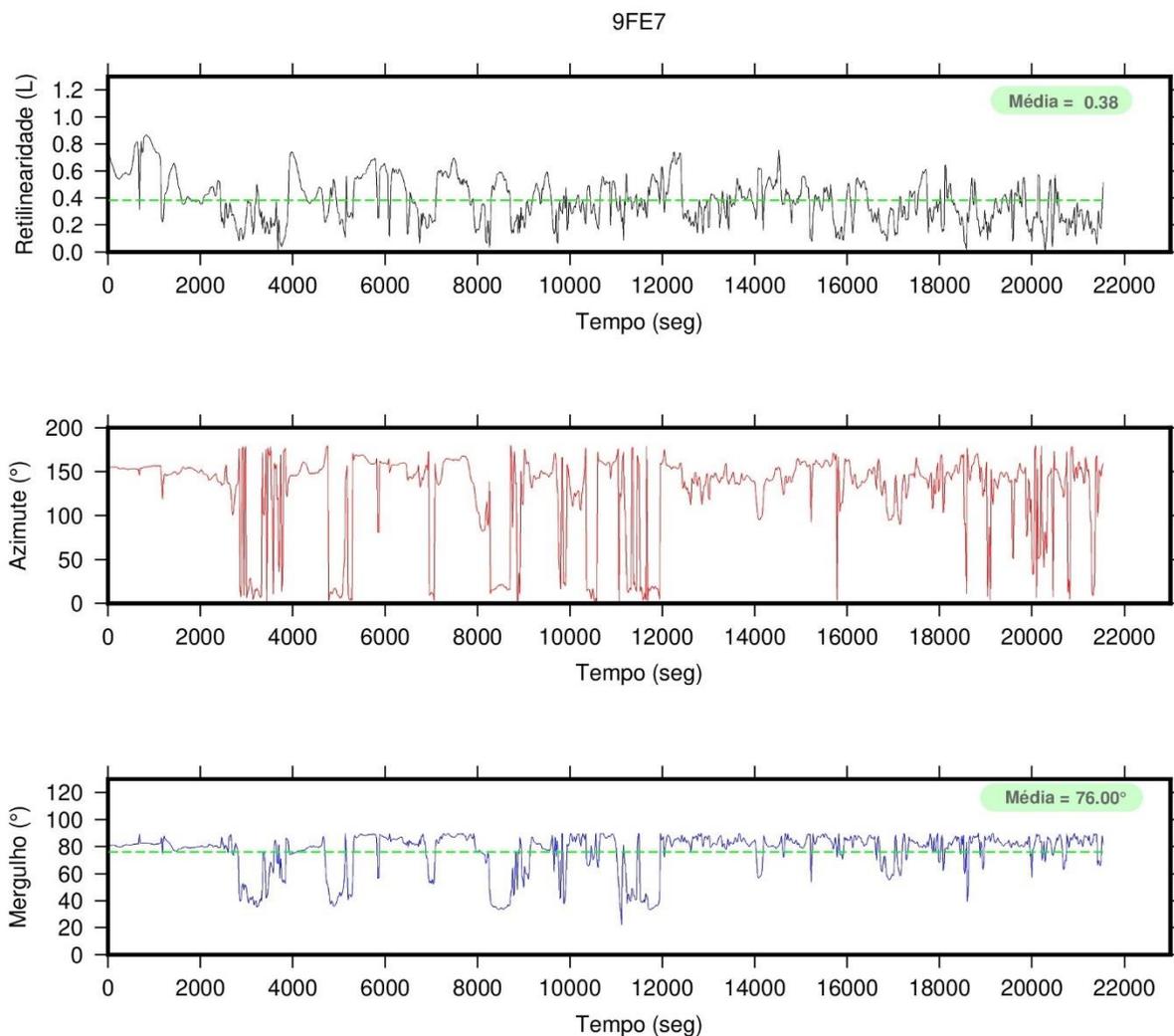
Figura 23 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FE7 sobre a borda da Bacia do Jatobá, indicando possível ausência de petróleo no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021)

Os parâmetros de polarização resultaram numa retilinearidade relativamente baixo, o azimute relativamente instável entre 40° e 165° com mergulho médio de aproximadamente 76° (Figura 24). Desse modo, os três parâmetros indicam ausência de hidrocarboneto na área. A partir da análise realizada sobre os parâmetros de polarização, juntamente com os espectros PSD-Z e V/H, acredita-se que o local tenha um baixo potencial de hidrocarboneto.

Figura 24 – Atributo de polarização da estação 9FE7. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.

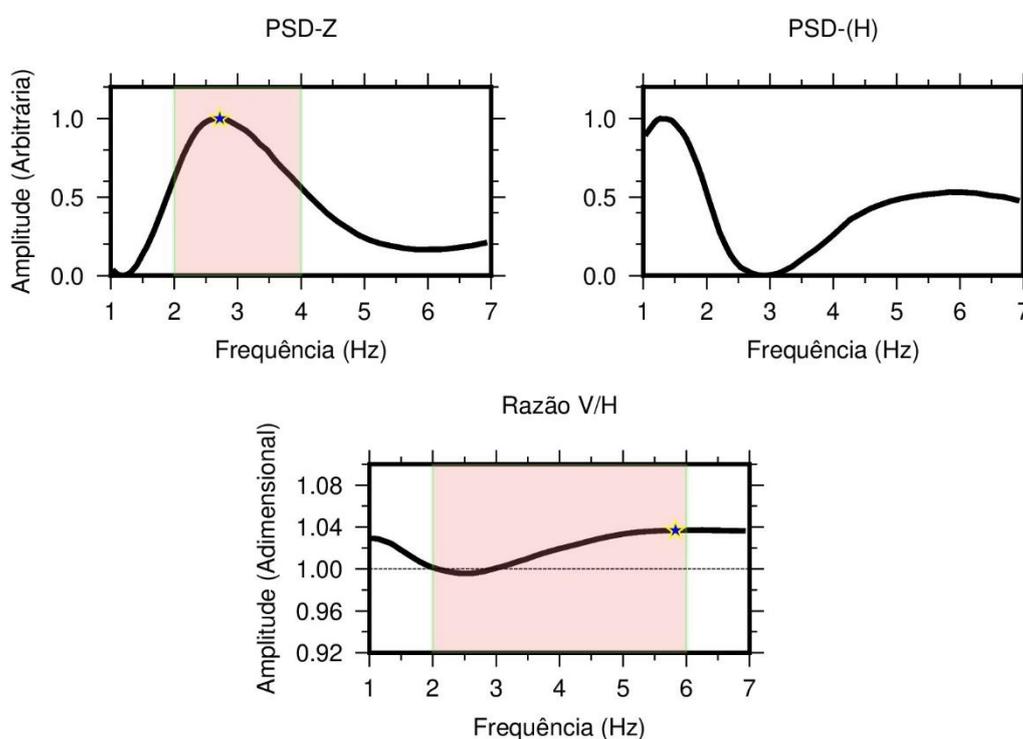


Fonte: autor (2021).

Estação 9FFC – Localizada sobre a Bacia do Tucano, numa área onde existem vários poços de exploração e produção. No PSD-Z desta estação (Figura 25) é evidente a presença de uma anomalia com frequência de pico de aproximadamente 2,72 Hz (Tabela 2). Segundo Dangel *et al.* (2003) curvas PSD-Z com essas características, estão associadas a campos de petróleo, pois este tipo de anomalia é gerado a partir da interação de ruídos sísmicos com o petróleo contido na bacia. Contudo, é preciso analisar os demais atributos e verificar se há convergência entre eles.

A curva espectral V/H desta estação (Figura 25) tem um máximo em torno de 1,03 e, possui grande parte de sua amplitude acima de 1, tendo sua frequência de pico em torno de 5,83 Hz (Tabela 2). Esse comportamento espectral provavelmente está relacionado com a presença de petróleo no local. O V/H indica também um tamanho considerável da espessura do reservatório, além de convergir com o PSD-Z desta estação para um IDH na área.

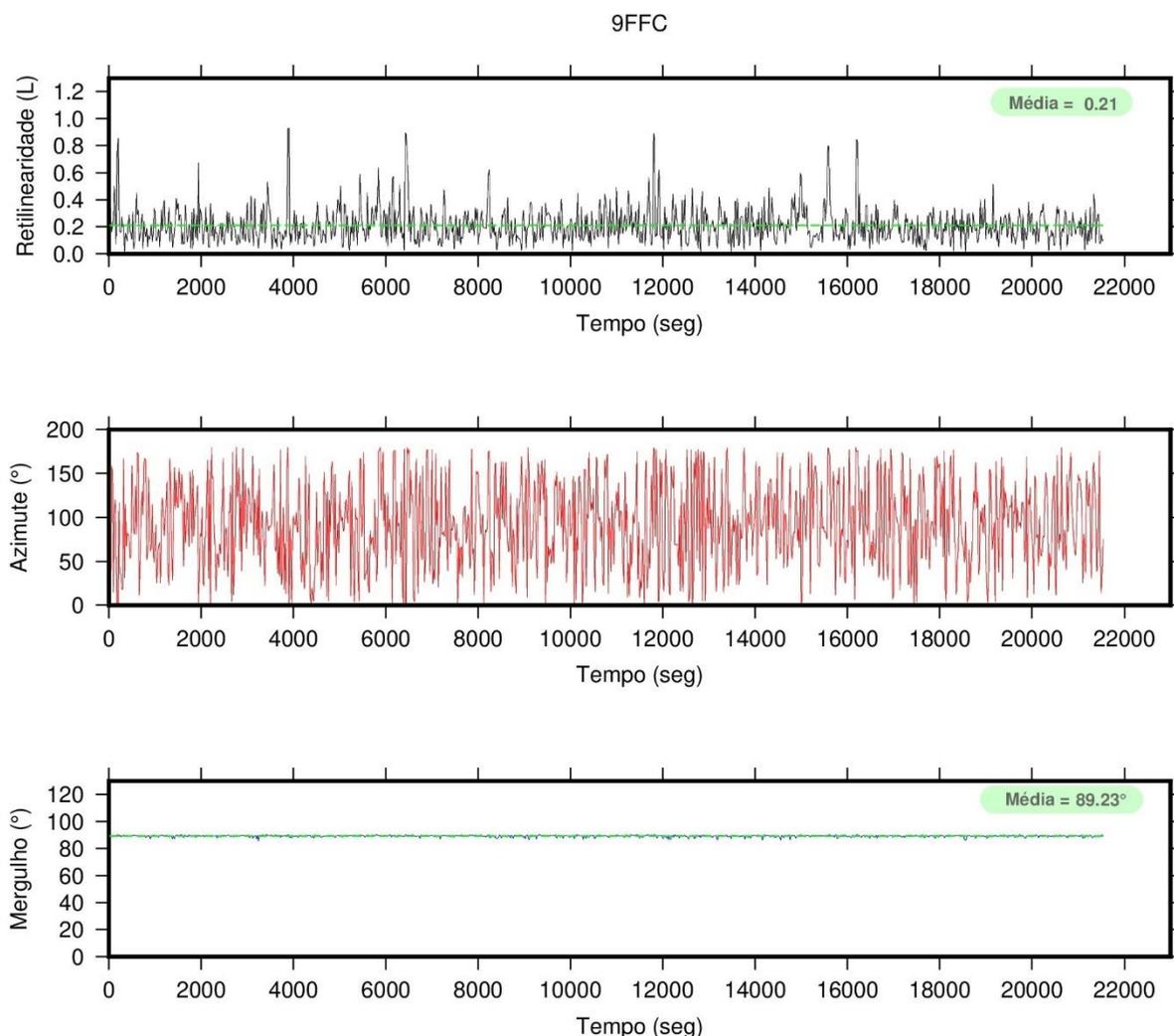
Figura 25 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FFC sobre a Bacia do Tucano, indicando um possível reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Os parâmetros de polarização indicaram nesta estação a retilinearidade relativamente baixa, azimute instável entre 5° e 180° , possuindo mergulho médio estável em torno de $89,23^\circ$ (Figura 26). Com isso, a retilinearidade indica ausência de petróleo e os dois últimos parâmetros indicam o oposto, havendo uma divergência entre os parâmetros. Porém, analisando os parâmetros de polarização com os espectros PSD-Z e V/H, praticamente todos indicam a presença de hidrocarboneto no local. Sendo assim, este é um local promissor para exploração de petróleo.

Figura 26 – Atributo de polarização da estação 9FFC. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



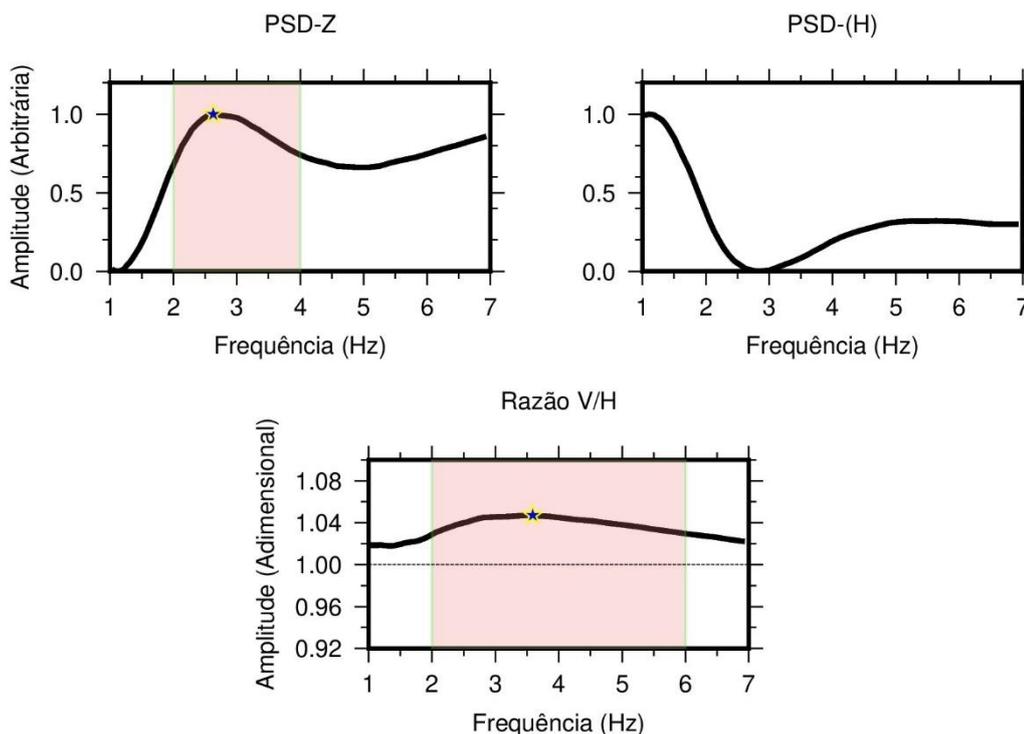
Fonte: autor (2021).

Estação 9F38 – Esta estação está localizada também sobre a Bacia do Tucano. Possui na sua curva de PSD-Z (Figura 27) uma anomalia bem expressiva com frequência de pico em torno de 2,62 Hz (Tabela 2). Isso leva a crer que a mesma anomalia identificada no PSD-Z da estação 9FFC é vista também na estação 9F38, com uma pequena variação. Portanto, esses fatores corroboram para que a Bacia do Tucano tenha um IDH.

O V/H para esta estação possui toda sua amplitude acima de 1 (Figura 27), com um máximo em torno de 1,04 e uma frequência de pico de 3,58 Hz (Tabela 2). Além disso, percebe-se um pequeno aumento da amplitude quando comparado com

o V/H da estação 9FFC. Por fim, é possível correlacionar o V/H desta estação com o da estação 9FFC, e assim, mapear o comportamento anômalo do espectro que possivelmente está relacionado com a presença de petróleo na bacia.

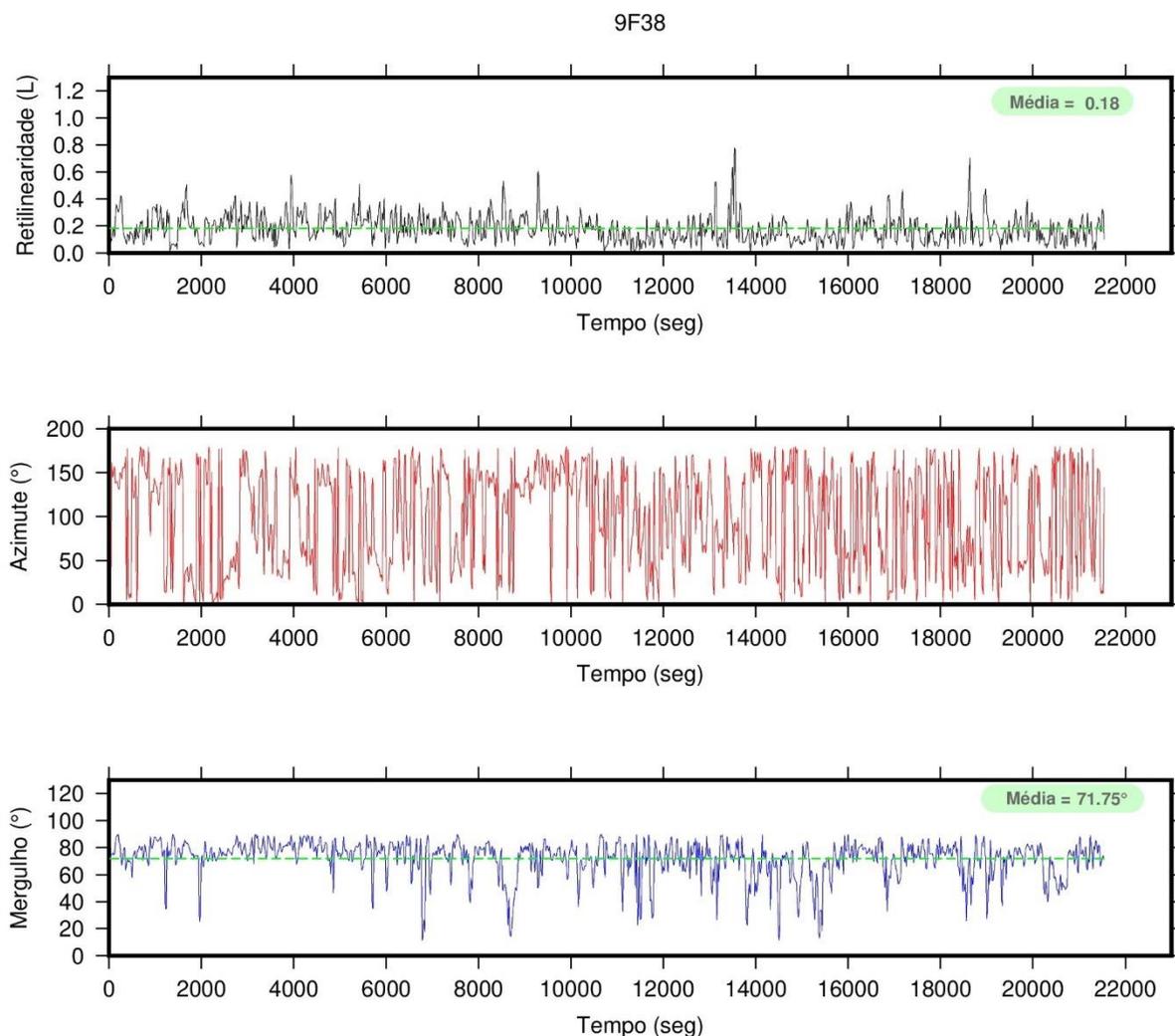
Figura 27 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9F38 sobre a Bacia do Tucano, indicando um possível reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em



Fonte: autor (2021).

O atributo de polarização indicou para esta estação o mergulho baixo, o azimute variando entre 5° e 180° , sendo seu mergulho médio de $71,75^\circ$. Portanto, apenas o azimute indica presença de petróleo na bacia. Isso possivelmente está relacionado com a diminuição da espessura do reservatório. Os parâmetros são representados na figura a seguir:

Figura 28 – Atributo de polarização da estação 9F38. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



Fonte: autor (2021).

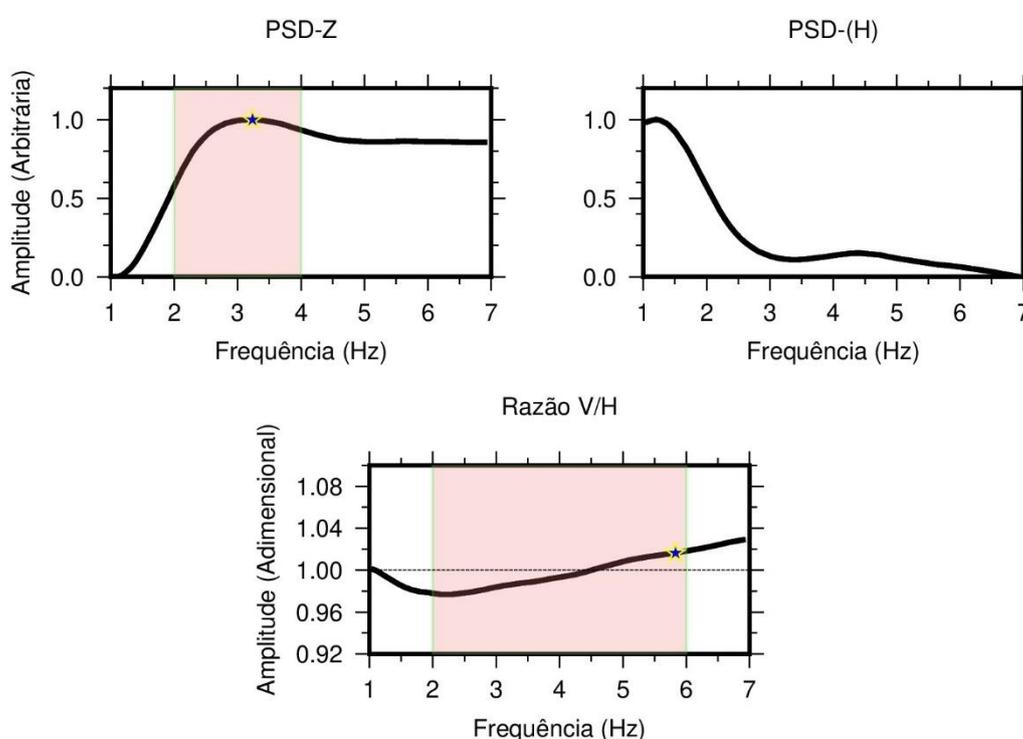
Estação 9FE9 – Esta estação está localizada sobre a Bacia do Tucano, na parte central da bacia. O PSD-Z da estação 9FE9 (Figura 29) é caracterizado por uma baixa anomalia, no entanto, pouco expressiva quando comparado as duas anteriores. Com uma frequência de pico de 3,23 Hz (Tabela 2), a curva espectral torna-se relativamente constante até sair da faixa de análise. Uma hipótese, seria a de que o petróleo contido no local pode estar restrito para uma parte da Bacia do Tucano.

O V/H desta estação indica um comportamento “bipolar” em torno do indicador de hidrocarbonetos (amplitude = 1). Grande parte da curva possui valores abaixo de

1 (Figura 29), havendo um crescimento a partir de 4,5 Hz assumindo valores acima de 1 com pico de aproximadamente 1,04 (Tabela 2).

Correlacionando os espectros desta estação com as duas anteriores, é possível mapear o comportamento anômalo que indica presença de hidrocarbonetos em uma parte da Bacia do Tucano.

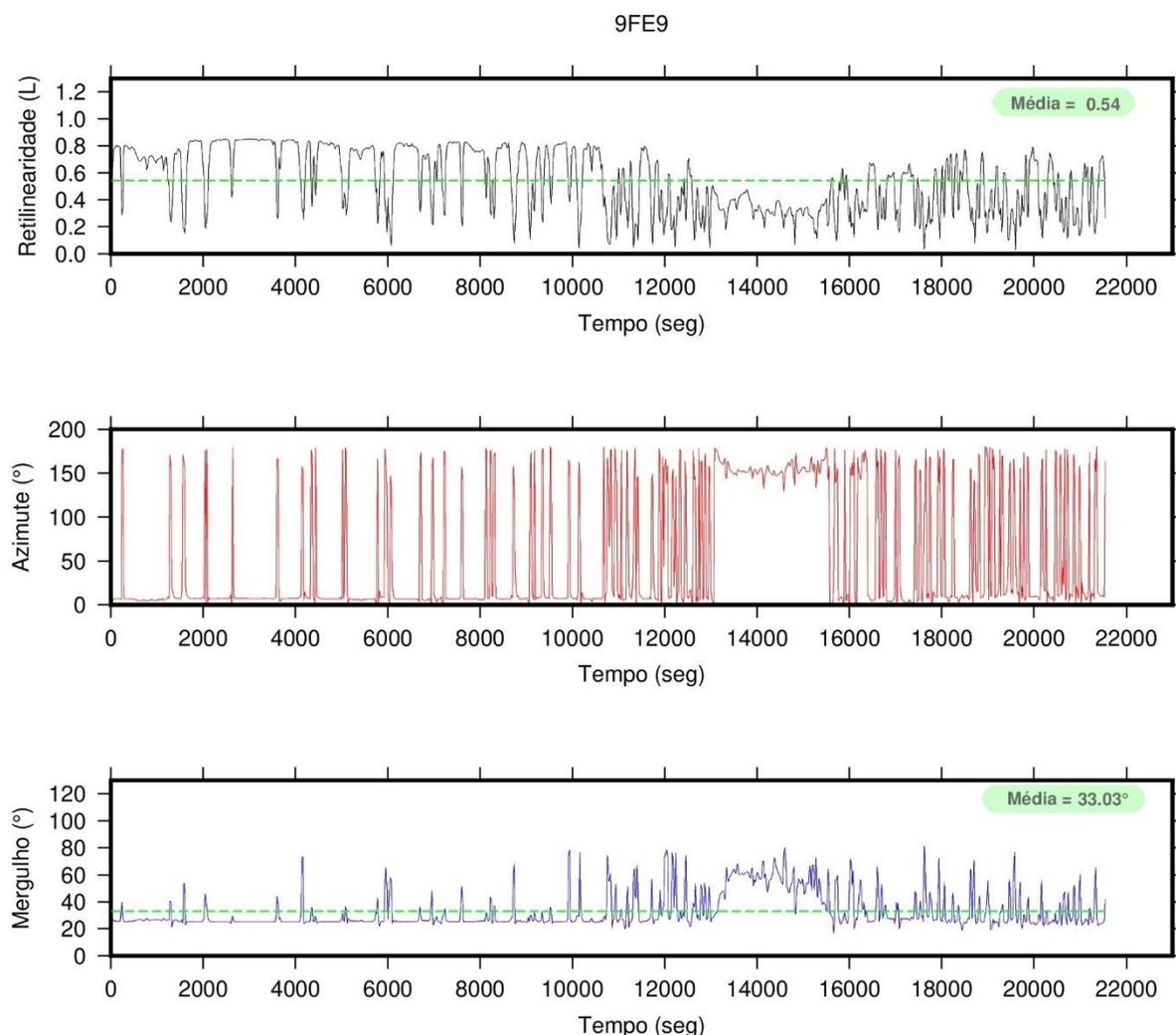
Figura 29 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FE9 sobre a Bacia do Tucano, mostrando uma diminuição na anomalia indicadora de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Nesta estação, os atributos de polarização indicaram uma retilinearidade moderada no local, possuindo um azimuth relativamente instável variando entre 5° e 180°, por fim, seu mergulho médio é de 33,03° (Figura 30). Com isso, há uma convergência dos parâmetros indicando um baixo potencial de hidrocarboneto.

Figura 30 – Atributo de polarização da estação 9FE9. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.

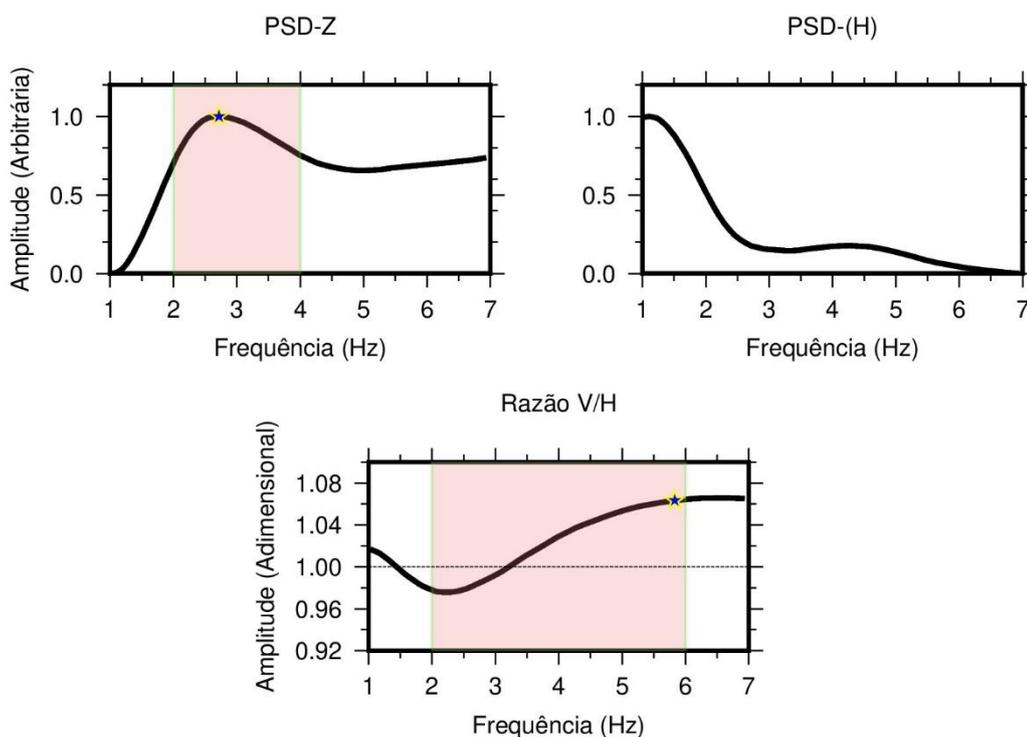


Fonte: autor (2021).

Estação 9FD2 – Esta estação é uma do conjunto de estações que estão sobre a Bacia do Tucano. É possível visualizar por meio de seu PSD-Z (Figura 31) uma anomalia com frequência de pico em torno de 2,72 Hz. Dessa forma, os indícios de que a Bacia Tucano seja um bom reservatório de hidrocarbonetos torna-se cada vez mais evidente.

A razão espectral desta estação (Figura 31) possui significativos valores acima de 1 em praticamente toda faixa de análise. Tem um pico em torno de 1,06 com frequência de pico de aproximadamente 5,83 Hz. Portanto, ambos os atributos espectrais para esta estação possuem IDH para Bacia do Tucano.

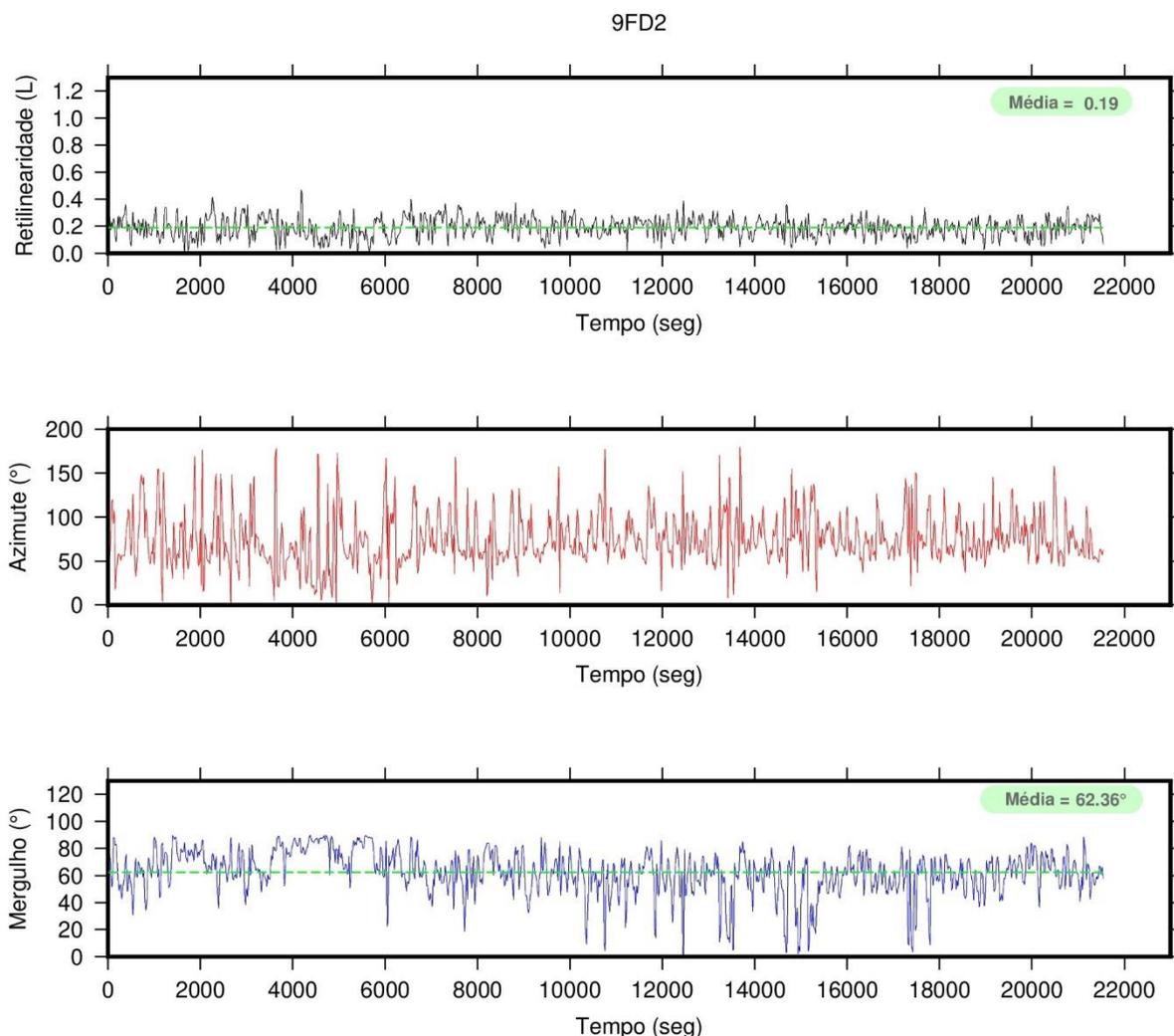
Figura 31 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FD2 sobre a Bacia do Tucano, mostrando resultados que possivelmente indicam um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Os parâmetros de polarização para esta estação indicaram uma retilinearidade baixa, possuindo um azimute instável variando entre 20° e 150°, com mergulho médio de 62,36° (Figura 32). Portanto, os atributos de polarização junto com os espectros PSD-Z e V/H divergem entre si, dessa forma, possivelmente há a diminuição da espessura do reservatório tornando-o seu potencial petrolífero baixo.

Figura 32 – Atributo de polarização da estação 9FD2. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.

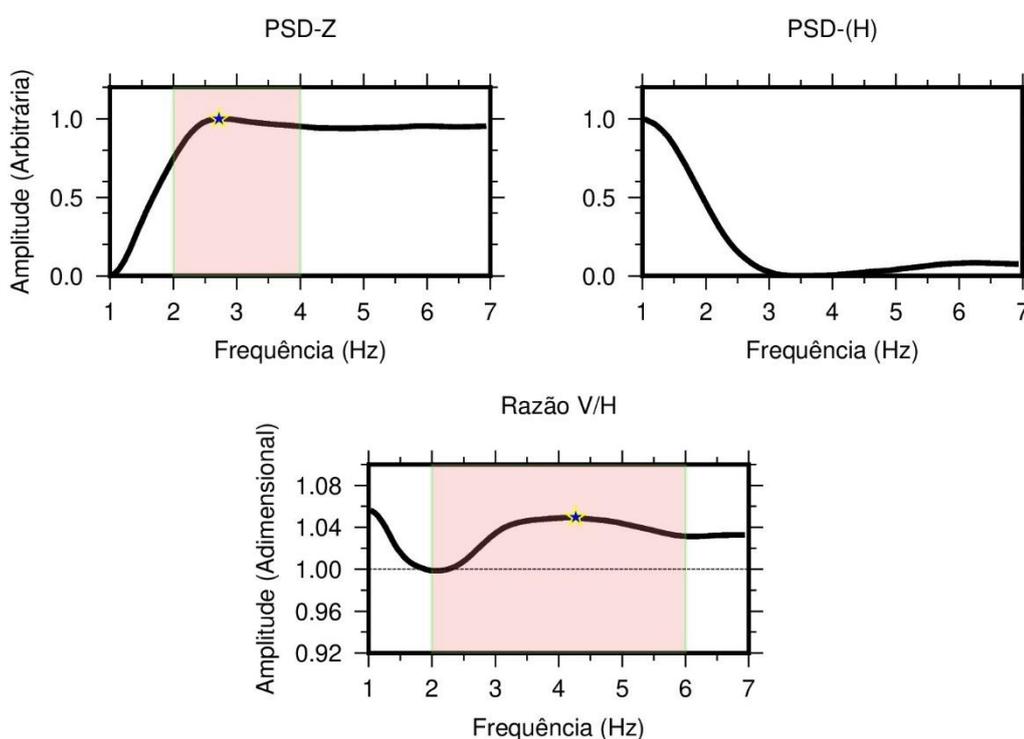


Fonte: autor (2021).

Estação 9FEC – Localizada sobre a Bacia do Tucano, o PSD-Z para esta estação possui uma curva espectral sem caráter anômalo. Pode-se perceber o crescimento da amplitude espectral da curva até valores próximos de 3 Hz (Figura 33), indicando uma frequência de pico de aproximadamente 2,72 Hz, após isso, a curva tem um comportamento relativamente constante. Esse comportamento deve estar associado com algum tipo de ruído não identificado, mascarando o sinal anômalo.

Seu V/H está praticamente toda acima de 1 (Figura 33) indicando possível presença de petróleo na área da bacia. Este atributo tem um pico em torno de 1,04 com a frequência de pico em aproximadamente 4,26 Hz (Tabela 2).

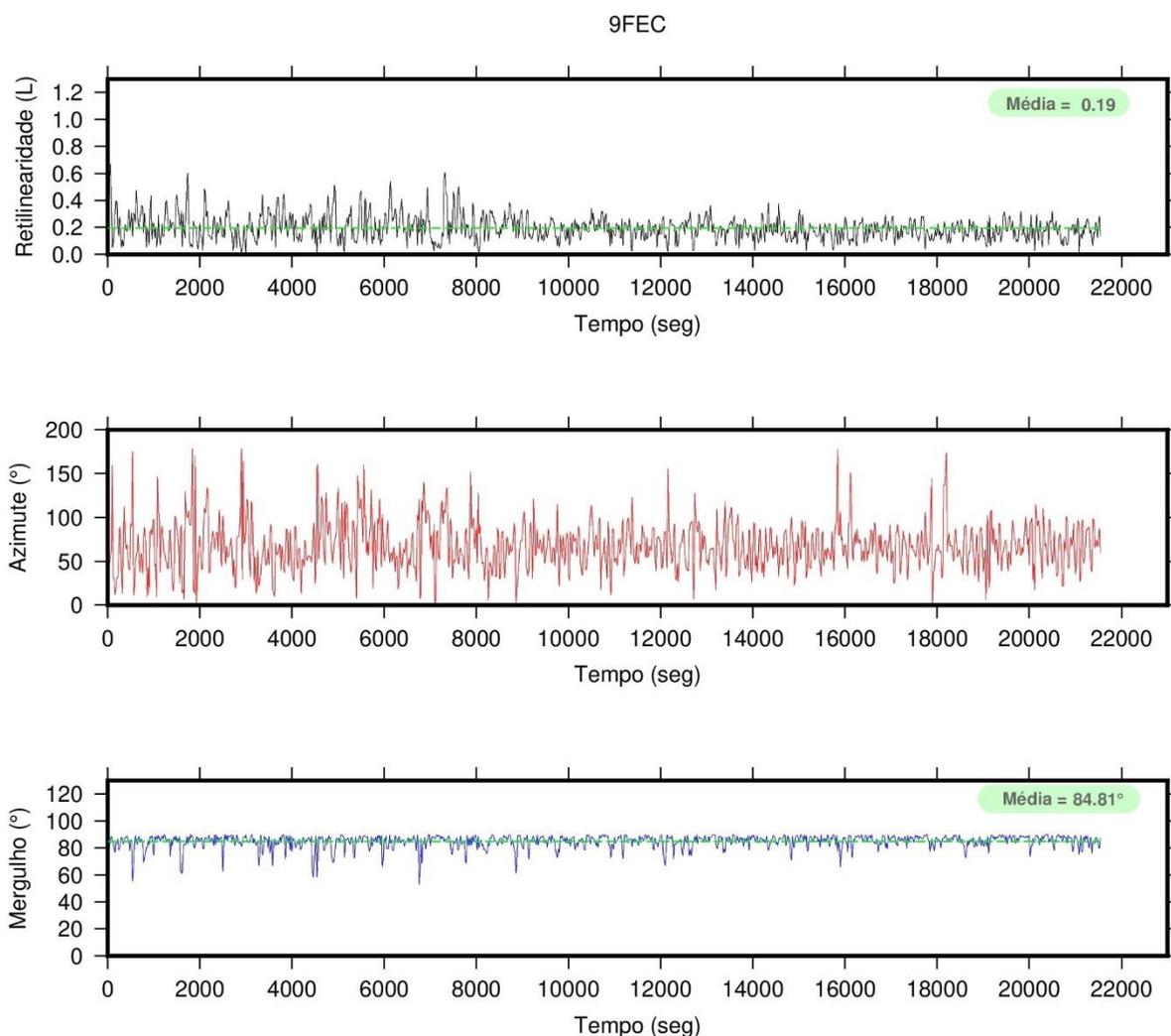
Figura 33 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FEC sobre a Bacia do Tucano, mostrando resultados que possivelmente indicam um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Os parâmetros do atributo de polarização para esta estação tiveram como resultado a retilinearidade baixa, o azimute relativamente estável em 75° , e o mergulho de aproximadamente $84,81^\circ$ (Figura 34). Dentre os três parâmetros, apenas o mergulho aponta para presença de petróleo, ou seja, os indícios são de um reservatório de baixo potencial de hidrocarboneto. Isso provavelmente está relacionado com a posição da estação pois esta encontra-se praticamente na borda da Bacia do Tucano.

Figura 34 – Atributo de polarização da estação 9FEC. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



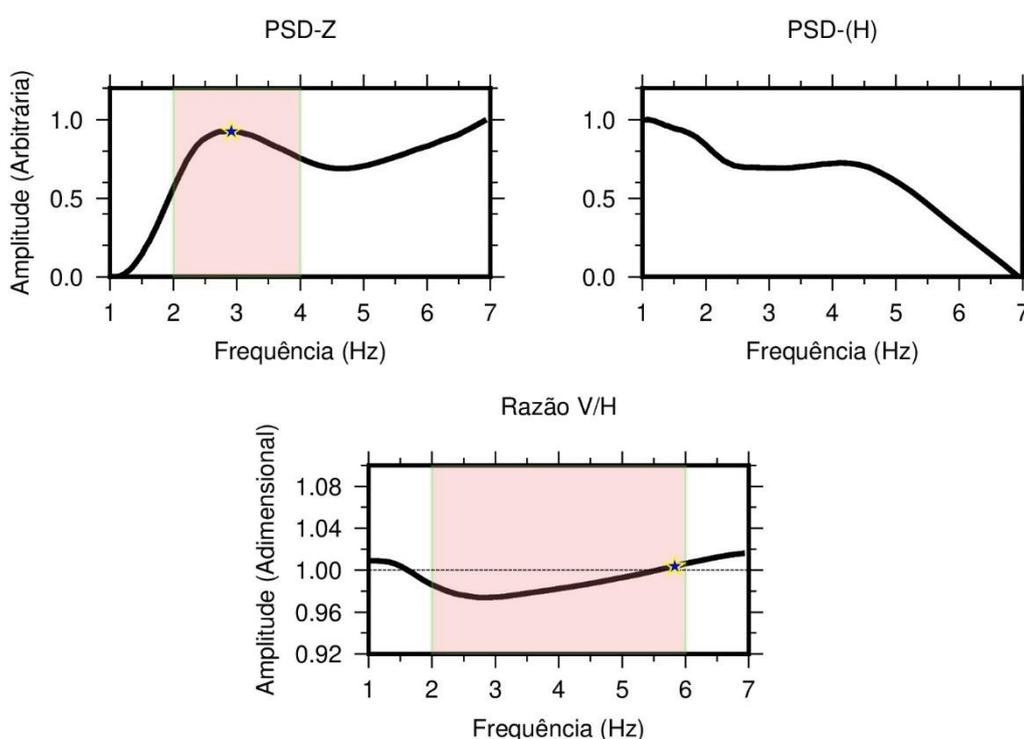
Fonte: autor (2021).

Estação 9FEA – Localizada à sul da Bacia do Tucano, esta estação encontra-se praticamente sobre a borda da bacia. O seu PSD-Z mostra a presença de uma sútil anomalia com frequência de pico em torno de 2,91 Hz (Figura 35). A curva espectral tem esse comportamento provavelmente por ainda registrar informações do reservatório. No entanto, não é possível afirmar que no local sob a estação há petróleo.

O V/H para esta estação está praticamente todo abaixo de 1 (Figura 35), havendo pequena oscilação com um aumento até chegar no seu pico igual a 1 com frequência de pico em torno de 5,83 Hz. Comparando o V/H juntamente com o PSD-

Z desta estação com as três anteriores, consegue-se mapear o comportamento da anomalia proveniente dos microtremores de hidrocarbonetos. Dessa forma, chegamos à conclusão prévia de que o sinal anômalo diminui em direção a borda do reservatório (GRAF *et al.*, 2007).

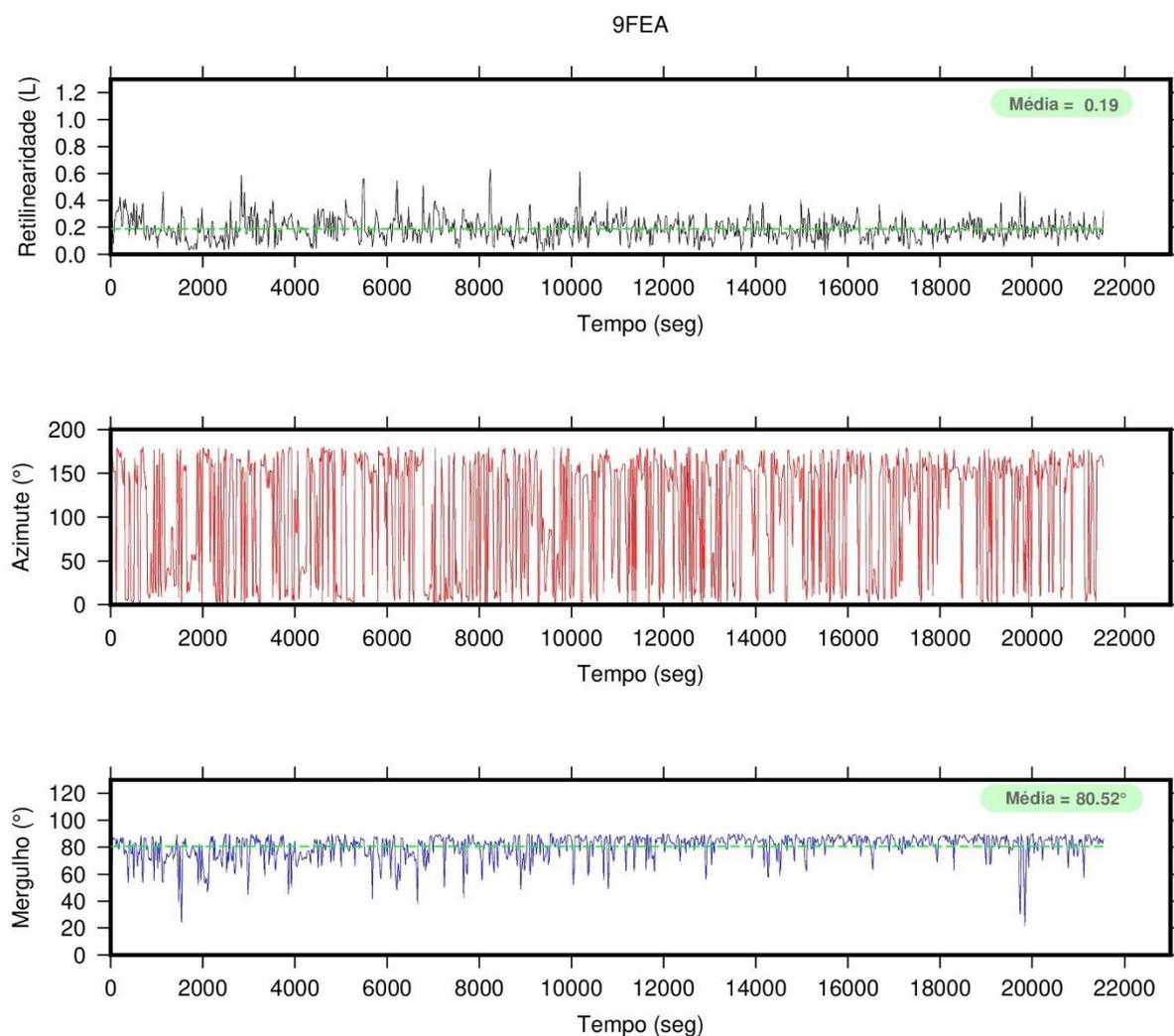
Figura 35 – Atributos espectrais de PSD-Z, PSD-(H) e Razão V/H da estação 9FEA localizada na porção sul fora da Bacia do Tucano, mostrando resultados que caracterizam a ausência de um reservatório de hidrocarbonetos no local. As áreas sombreadas em vermelho destacam a faixa de frequência de interesse. A estrela em azul destaca o ponto máximo da curva espectral PSD-Z numa faixa de 2 – 4 Hz e Razão V/H na faixa de 2 – 6 Hz.



Fonte: autor (2021).

Nesta estação os parâmetros do atributo de polarização tiveram como resultados uma retilinearidade baixa com azimuth bem instável variando entre 0° e 175°. Por fim, o mergulho foi de aproximadamente 80,52° (Figura 36). Dessa forma, é observado uma divergência entre os resultados dos atributos calculados para esta estação, nesse caso classificamos o local com baixo potencial petrolífero.

Figura 36 – Atributo de polarização da estação 9FEA. Os parâmetros de Retilinearidade (L), Azimute (θ) e Mergulho (ϕ) variam de acordo com o tempo. A reta verde pontilhada indica o valor médio dos dados.



Fonte: autor (2021).

O resultado dos atributos espectrais PSD-Z e V/H foram registrados de acordo com o pico da amplitude do espectro e a frequência que esse pico é dado (frequência de pico – Hz). Junto a isso, o resultado do atributo de polarização é apresentado a partir de cada parâmetro (retilinearidade, azimute e mergulho). Estes resultados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados dos atributos espectrais para cada estação.

Bacia	Estação	Frequência de Pico PSD-Z (Hz)	Pico PSD-Z	Frequência de Pico V/H (Hz)	Pico V/H	Retilinearidade L	Azimute θ	Mergulho ϕ
POTIGUAR	9FF3	3,90	0,74	2,02	1,08	Relativamente baixa	Instável entre 0 e 175	72,44
	A066	2,49	1,00	5,92	0,98	Relativamente baixa	Instável entre 50 e 150	83,79
	9FD7	3,98	0,44	5,25	1,06	Baixa	Instável entre 5 e 175	20,42
A SUL DO POTIGUAR	A06C	2,45	1,00	5,83	0,98	Baixa	Instável entre 20 e 150	33,55
	A008	2,53	0,57	2,06	0,97	Relativamente alta	Instável entre 10 e 150	68,31
	A003	2,06	0,54	2,06	0,99	Baixa	Relativamente estável	55,36
A NORTE DO JATOBÁ	9F33	2,53	1,00	5,83	1,01	Relativamente baixa	Instável entre 5 e 160	82,98
	A000	2,28	1,00	2,06	0,99	Relativamente baixa	Instável entre 5 e 175	79,29
JATOBÁ	A062	2,06	0,49	2,06	1,01	Baixa	Instável entre 5 e 175	73,13
	9FED	3,23	0,52	5,83	1,01	Baixa	Relativamente instável entre 40 e 175	67,75
	9FE7	2,13	0,61	2,06	0,99	Relativamente alta	Relativamente instável entre 40 e 165	76
JATOBÁ - TUCANO	9FE2							
	9FF5	3,98	0,94	2,06	2,52	Relativamente baixa	Relativamente instável entre 5 e 170	80,92
	A075							
TUCANO	A05F	3,71	0,75	5,83	1,01	Baixa	Instável entre 10 e 180	71,94
	9FE4	3,98	0,76	4,73	1,04	Baixa	Instável entre 10 e 170	79,88
	A037	2,91	0,82	4,73	1,03	Baixa	Relativamente estável em 145	82,52
	9FFC	2,72	1,00	5,83	1,03	Baixa	Instável entre 5 e 180	89,23
	9F38	2,62	1,00	3,58	1,04	Baixa	Instável entre 5 e 180	71,75
	9FE9	3,23	1,00	5,83	1,01	Relativamente baixa	Relativamente instável entre 5 e 180	33,03
	A039	3,46	0,83	2,06	1,00	Baixa	Instável entre 10 e 170	73,82
	9FEF	3,12	1,00	5,83	1,04	Baixa	Relativamente instável entre 40 e 135	55,75
	9FD2	2,72	1,00	5,83	1,06	Baixa	Relativamente instável entre 20 e 150	62,36
	9FEC	2,72	1,00	4,26	1,04	Baixa	Relativamente instável entre 40 e 140	84,81
A SUL DO TUCANO	9FEA	2,91	0,92	5,83	1,00	Baixa	Instável entre 0 e 175	82,52
	9FF1	2,45	1,00	5,83	0,99	Baixa	Relativamente instável entre 0 e 150	64,21
	9FD6	2,53	1,00	5,83	0,99	Baixa	Instável entre 0 e 160	62,40
	9FEB	2,53	1,00	5,83	0,99	Baixa	Relativamente instável entre 10 e 160	51,03

Fonte: autor (2021)

Por fim, foi feita a análise da Tabela 2 juntamente com o comportamento das curvas espectrais do PSD-Z e V/H, para que assim, pudéssemos indicar qual a possibilidade de petróleo no local das bacias.

Deste modo, as estações que se encontram sobre as bacias tiveram seus atributos espectrais classificados de duas formas (Tabela 3) para atributos que indicam presença de petróleo o valor é igual a 1 e, para atributos que indicam ausência o valor é igual a 0. A partir disso, foi feito uma análise conjunta dos valores de cada atributo da Tabela 3, para identificarmos se a possibilidade de ocorrência de hidrocarboneto é muito baixa, baixa, média ou alta na área analisada.

Tabela 3 – Possibilidade de potencial de hidrocarboneto a partir dos atributos espectrais.

Bacia	Estação	V/H	PSD-Z	Polarização	Possibilidade
Potiguar	9FF3	1	1	0	Média
	A066	0	1	1	Média
	9FD7	1	0	0	Baixa
Jatobá	A062	0	0	0	Muito baixa
	9FED	0	1	0	Baixa
	9FE7	0	0	0	Muito baixa
Tucano	A05F	1	1	0	Média
	9FE4	0	1	0	Baixa
	A037	1	1	1	Alta
	9FFC	1	1	1	Alta
	9F38	1	1	0	Média
	9FE9	1	0	0	Baixa
	A039	1	0	0	Baixa
	9FEF	1	0	0	Baixa
	9FD2	1	1	0	Média
	9FEC	1	0	1	Média

Fonte: autor (2021).

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação do método de Sísmica Passiva neste trabalho torna-se satisfatória, o método mostrou-se muito útil na exploração de hidrocarbonetos. A partir dos resultados obtidos, percebe-se uma ausência da anomalia em 3 Hz fora das bacias sedimentares. Contudo, no atributo PSD-Z está anomalia aparece sobre ambas as

bacias. Portanto, provavelmente deve estar relacionada com as características geológicas das próprias bacias. Dessa forma, os atributos V/H e de polarização foram de suma importância para entender o comportamento desse sinal anômalo quando há hidrocarboneto no local.

Outro aspecto observado, foi de que os atributos divergiram em algumas estações, em que alguns apontavam à presença de petróleo, e outros não. Após essa análise, conclui-se que para áreas com alto potencial de petróleo todos os atributos convergem indicando sua presença, o oposto também é válido. Para as estações que possuem poucos atributos indicando ausência de hidrocarbonetos, provavelmente o reservatório contenha um baixo potencial petrolífero.

Portanto, neste estudo as estações 9FF3, A066 e 9FD7 localizadas sobre a bacia do Potiguar tiveram seus atributos divergentes. Isso provavelmente está correlacionado com o longo tempo de extração de hidrocarbonetos na área, aumentando o nível de água nos reservatórios. Esta característica acaba sendo indicada pelos atributos espectrais como possibilidades média e baixa para ocorrência de hidrocarboneto (Tabela 3).

As estações A062, 9FED e 9FE7 situadas sobre a bacia do Jatobá foram privadas de anomalias de hidrocarbonetos. Isso indica que esta área tem um baixo potencial de hidrocarboneto. Este fato, pode ser corroborado também pelo número de poços sobre a bacia, sendo apenas dois de exploração.

Na Bacia do Tucano, em grande parte das estações analisadas quase todos os atributos de azimute e mergulho apontaram para presença de petróleo no local, sendo a retilinearidade a única divergente entre elas. O V/H dessas estações foram todas acima de 1, no entanto, não tão expressivos. As estações A037 e 9FFC destacaram-se por obter todos os atributos favoráveis a presença de petróleo no local. Dessa forma, foi possível mapear o comportamento anômalo ao longo das estações, sendo notado a diminuição da anomalia em algumas áreas da Bacia. Isso, pode estar relacionado com a espessura do reservatório.

Por fim, o método de Sísmica Passiva utilizado neste trabalho mostrou-se uma alternativa barata e eficiente na exploração de petróleo. Podendo ajudar não só a encontrar possíveis áreas com hidrocarboneto, bem como, caracterizá-las, indicando os locais mais promissores para aplicação de poços.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, F. F. M.; Hasui, Y.; Neves, B. B. B. ***The upper precambrian of South america***. Boletim IG, v. 7, p. 45–80, 1976.
- ALMEIDA, F. F. M *et al.* **Províncias estruturais brasileiras**. Simpósio de Geologia do Nordeste, Campina Grande SBG, v. 8, p. 363–391, 1977.
- ALKMIM, F.F., Brito Neves, B.B., Castro Alves, J.A., **Arcabouço Tectônico do Cráton do São Francisco**. Uma Revisão. In: Dominguez, J.M.L., Misi, A., (Eds.), O Cráton do São Francisco. Soc. Bras. Geol., Núcleo Bahia/Sergipe, Salvador, p. 45-62, 1993.
- ANGELIM, L. A. A., Medeiros, V. C., Nesi, J. R., Programa Geologia do Brasil – PGB, Projeto Geologia e Recursos Minerais do Estado do Rio Grande do Norte, Mapa geológico do Estado do Rio Grande do Norte, CPRM/FAPERN: 1 mapa color, *Scale* 1:500,000. 2006.
- ANGELIM, L. A. A., Nesi, J. R., Torres, H.H.F., Medeiros, V. C., Santos, C. A., Veiga Júnior, J.P. & Mendes, V.A., **Geologia e Recursos Minerais do Estado do Rio Grande do Norte 1:500,000**. Recife: Serviço Geológico do Brasil, p. 119, 2007.
- ARARIPÉ, P. T., Feijó F. J. **Bacia Potiguar**. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8(1), p. 127-141, 1994.
- ALKMIM F.F., Marshak S., Pedrosa-Soares A.C., Peres G.G., Cruz S., Whittington A. ***Kinematic evolution of the Araçuaí-West Congo orogen in Brazil and Africa: Nutcracker tectonics during the Neoproterozoic assembly of Gondwana. Precambrian Res.***, v.149 p. 43-64, 2006.
- BEYREUTHER, Moritz *et al.* ObsPy: A Python toolbox for seismology. ***Seismological Research Letters***, v. 81, n. 3, p. 530-533, 2010.
- CHANG, H. K., Koswmann, R. O., Figueiredo, A. M. F. ***New concepts on the development of east Brazilian marginal basins***. Ep. 11(3), p. 194-202, 1988.
- CHANG, H. K., Kowsmann, R. O., Figueiredo, A. M. F., Bender, A. A. ***Tectonics and stratigraphy of the East Brazil rift system: an overview***. *Tectonophysics*, p. 97-138, 1992.
- CORDANI, U. G. & Brito Neves, B. B., ***The Geologic Evolution of South America during the Archean and Early Proterozoic***, Revista Brasileira de Geociências v. 12, p. 78-88, 1982.
- COSTA, I.P.; Bueno, G.V.; Milhoman, P.S.; Silva, H.S.R.L.; Kosin, M.D. **Sub-Bacias de Tucano Norte e Jatobá**. Boletim de Geociências da Petrobras, [S.l.], v. 15, n. 2, p. 445-453, 2007.

CAIXETA, J. M.; Bueno, G. V.; Magnavita, L. V.; Feijó, F. J. **Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 163-172, 1994.

COOLEY, J.W., & Tukey, J.W., **An algorithm for the machine calculation of complex Fourier series**. *Mathematics of computation*, 19(90), p. 297-301, 1965.

CHUTOV, G.J.; Rode, E.D. & Moritz, J., **Method for Direct Hydrocarbon Reservoir Detection and Delineation by Low Frequency Acoustic Spectroscopy**. *United States Patent*, Patente No. US 6,473,695 B1, p. 10, 2000.

DANGEL, S.; Schaepman, M.E.; Stoll, E.P.; Carniel, R.; Barzandji, O.; Rode, E.D. & Singer, J.M. **Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs**. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. v. 128, p. 135-158, 2003.

DRAGONOV, D *et al.* **Retrieval of reflections from seismic background-noise measurements**. *Geophysical Research Letters*, v. 34, n. 4, 2007.

EBRAHIMI, M., *et al.*, **Analysis of Low-Frequency Passive Seismic Attributes in Maroun Oil Field, Iran**. in *Journal of the Earth and Space Physics*, v. 43, No. 4, p.11-26, 2018. DOI: [10.22059/jesphys.2017.216290.1006846](https://doi.org/10.22059/jesphys.2017.216290.1006846).

FERREIRA, B. N., **O uso de ondas de superfície do ruído sísmico cultural e ambiental para a detecção de alvos rasos**. Dissertação de Mestrado, Unb, DF, p.9-15, 2018.

GRAF, R.; Schmalholz, S.M.; Podladchikov, Y. & Saenger, E.H., **Passive low frequency spectral analysis: Exploring a new field in geophysics**. *World Oil*, 228, p. 47- 52, 2007.

GUTENBERG, B. **Microseisms**. *Advances in Geophysics*. Elsevier, v. 5, p. 53-92, 1958.

GMT 6: Wessel, P., Luis, J. F., Uieda, L., Scharroo, R., Wobbe, F., Smith, W. H. F., & Tian, D. **The Generic Mapping Tools version 6**. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 20, 5556–5564. 2019. <https://doi.org/10.1029/2019GC008515>

HEILBRON, Umberto G. Cordani, Fernando F. Alkmim. **São Francisco Craton, Eastern Brazil: Tectonic Genealogy of Miniature Continent**. Editora Springer Nature. Ed. 1, p. 331, 2017.

HAVSKOV, J., and Alguacil, G. **Instrumentation in earthquake seismology**. Editora Springer, Berlin, ed. 2, pg. 358, 2002.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Divisão política do Brasil. **Base de dados georreferenciada**. 2006. Disponível em: <http://downloads.ibge.gov.br/downloads_geociencias.htm>. Acesso em: 17/04/2021.

JARDIM DE SÁ E. F., Fuck R.A., Macedo M.H.F. & Kawashita K. **Terrenos Proterozóicos na Província Borborema e a margem Norte do Cráton São Francisco.** Revista Brasileira de Geociências, v. 22, n. 4, p.472-480, 1992.

JARDIM DE SÁ E. F. **A Faixa Seridó (Província Borborema, NE do Brasil) e o significado geodinâmico na cadeia brasileira/pan-africana.** Tese de Doutorado, Unb, Brasília, DF, p. 803, 1994.

JURKEVICS, A., **Polarization analysis of three-component array data.** *Bulletin of the Seismological Society of America*, 78(5), p. 1725-1743, 1988.

KOSIN, M.D. **O embasamento das bacias Recôncavo, de Tucano e de Jatobá- uma visão a partir das cartas geológicas do Brasil ao milionésimo.** Boletim de Geociências da Petrobrás. v 17, p. 89-108, 2009.

KONNO, K. & T. Ohmachi "**Ground-motion characteristics estimated from spectral ratio between horizontal and vertical components of microtremor.**" *Bulletin of the Seismological Society of America*. v.88, No.1, p. 228-241, 1998.

LEITE, J. F.; Rocha, D. E. D. A. e Pires, S. de T.M. **Estudo Hidrogeológico da Bacia do Jatobá – PE – Área Passagem de Pedras – CPRM – Série Hidrogeologia – Estudos e Projetos - Recife/PE, Vol.4, 1999.**

LEITE, L.W.B., **Introdução à análise espectral em geofísica.** Belém, Pará, MCT/CNPq/PADCT-II/GMT, p. 424, 1998.

LAMBERT, M. A.; Schmalholz, S. M.; Saenger, E. H. & Stainer, B., **Low-frequency microtremor anomalies at an oil and gas field in Voitsdorf, Austria.** *Geophysical Prospecting*, v. 57, n. 3, p. 393-411, 2009.

FLINN, E. A, Engdahl, E. R., and Hill, A. R., **Seismic and Geographical Regionalization.** *Bulletin of the Seismological Society of America*, v. 64, p. 771-992, 1974. <https://doi.org/10.1785/BSSA0643-20771>

MATOS, R. M. D. **The Northeast Brazilian Rift System.** *Tectonics*, [S.l.], v. 11, n. 4, p. 766-791. ago. 1992.

MATOS, R. M. D. **Tectonic evolution of the Equatorial South Atlantic.** In: *W. Mohriak, M. Taiwanese (Eds.), Atlantic Rifts and Continental Margins.* *Geophysical Monograph - Washington: American Geophysical Union.* p.115, 1999.

MAGNAVITA, L. P., Cupertino, J. A. **Concepção atual sobre as bacias de Tucano e Jatobá, Nordeste do Brasil.** Boletim de Geociências da Petrobras, [S.l.], v. 1, n. 2, p. 119-134. 1987.

MAGNAVITA, L. P., Destro, N., Carvalho, M.S.S., Milhomem, P.S., Souza L.W. **Bacias sedimentares brasileiras: Bacia de Tucano.** Fundação Paleontológica Phoenix, Ano 5, Série Bacias Sedimentares, v. 52, 2003.

MILANI, E. J.; Davison, I. **Basement control and transfer tectonics in the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, Northeast Brazil.** *Tectonophysics*, Amsterdam, v. 154, n. 1-2, p. 41-70, nov. 1988.

MCNAMARA, Daniel E.; Buland, Raymond P. Ambient noise levels in the continental United States. *Bulletin of the seismological society of America*, v. 94, n. 4, p. 1517-1527, 2004.

NETO, O. C., Soares, U. M., Silva, J. G. F., Roesner, E. H., Florencio, C. P., Souza, C. A. V. **Bacia Potiguar.** *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, n. 2, p. 357-369, 2007.

OLIVEIRA, R. G. **Arcabouço geofísico isostasia e causas do magmatismo cenozóico da Província Borborema e de sua margem continental (Nordeste do Brasil).** Tese de Doutorado, UFRN, Natal, RN, p. 411, 2008.

OKADA, H., & Suto, K., **The microtremor survey method.** *Society of Exploration Geophysicists*. 2003.

PAVAN, C. K., **Identificação e Caracterização de Comportamentos Não-Lineares de Vibrações Sísmicas Ambientais.** Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, SP, p. 1-5, 2013.

PERARO, A. A. Caracterização sísmica do tectonismo transcorrente na Bacia do Jatobá. In: 4o CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 1995, Rio de Janeiro. *conference paper*. Rio de Janeiro: SBGf, v. 1. p. 1-3, 1995.

PONTE, F. C.; Medeiros, R. A.; Ponte Filho, F. C. **Análise estratigráfica da Bacia do Araripe: Parte 1 – Análise de sequências.** In: SIMPÓSIO SOBRE A BACIA DO ARARIPE E BACIAS INTERIORES DO NORDESTE, 2, Crato-Ceará. Atas. Crato; DNPM, 1997.

PETERSON, Jon R. **Observations and modeling of seismic background noise.** *US Geological Survey*, 1993.

RICKER, D. W., **Echo signal processing,** *The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science*; SECS 725, ISBN 1-4020-7395-X (*alk. paper*), 2003.

SAENGER, E. H., Schmalholz, S.M.; Lambert, M.; Nguyen, T.T.; Torres, A.; Metzger, S.; Habiger, R.M.; Müller, T.; Rentsch, S. & Méndez-Hernández, E., **A passive seismic survey over a gas field: Analysis of low-frequency anomalies.** *Geophysics*. v. 4, n. 2, 2009.

SOARES, J. E. P.; Lima, M. V.; Fuck, R. A.; Oliveira, M. P. **Descontinuidade de Moho e velocidade média da crosta sob a linha de refração sísmica profunda N-S da Província Borborema: uma aproximação por reflexões de alto ângulo.** In: *12th*

INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 2011, Rio de Janeiro. *conference paper*. Rio de Janeiro: SBGf, p. 1-5, 2011.

SANTOS, Neto E.V. ***Isotopic characterization of the Cretaceous lacustrine and marineevaporitic sequences and related oils from the Potiguar basin, northeastern Brazil. Indiana University.*** 1996.

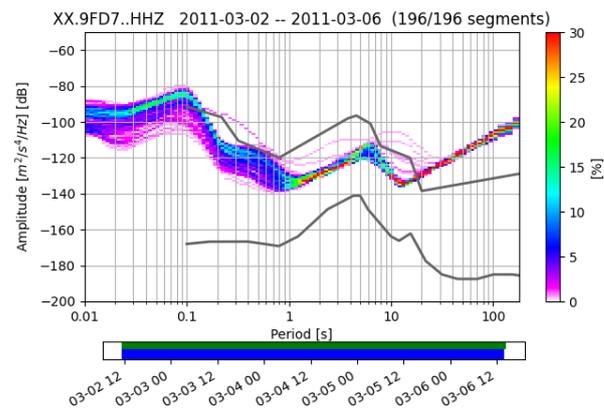
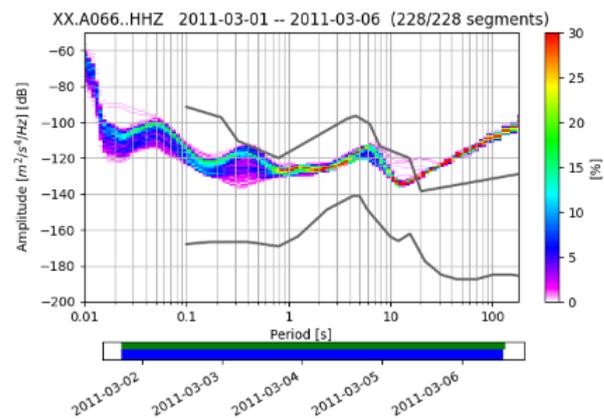
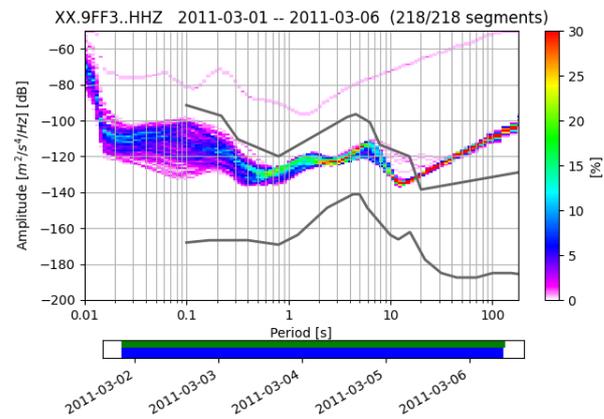
SINGH, B. P., A. K. Srivastava & K. V. Krishnan, ***Developing software for Processing of Low frequency passive seismic data: A case study of Cambay Basin.*** 13^o Biennial International Conference and Exhibition, ONGC, India, 2020.

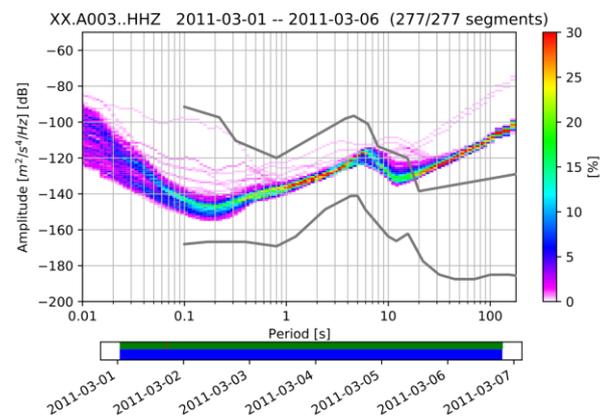
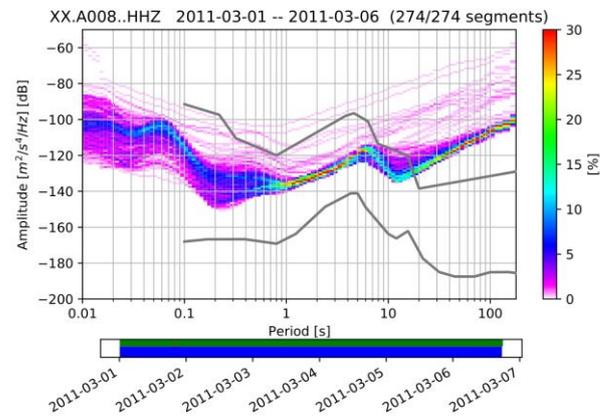
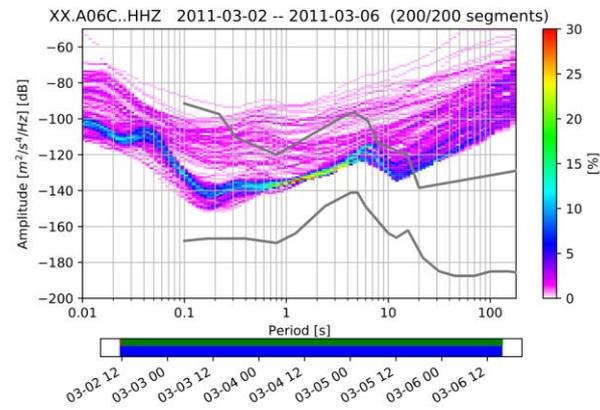
TEIXEIRA, W. ***Avaliação do acervo de dados geocronológicos e isotópicos do Cráton do São Francisco – implicações tectônicas.*** In: DOMINGUEZ, J. M. L.; MISSI, A. O Cráton do São Francisco. Salvador: SBG/SGM/CNPq, p. 11-33, 1993.

WOHLENBERG, J., *et al.*, ***Microtremor measurements used to map thickness of soft sediments:*** *Bulletin of the Seismological Society of America*, 89(1), p. 250-259, 1999.

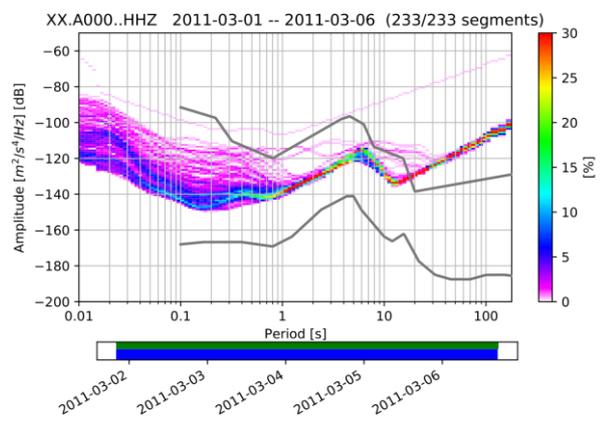
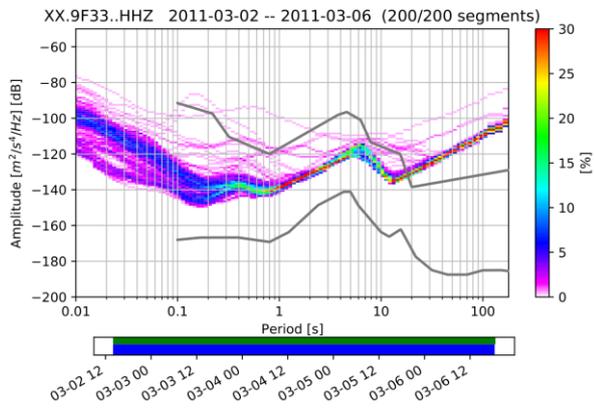
APÊNDICES

APÊNDICE A – PSD das estações sobre a Bacia do Potiguar.

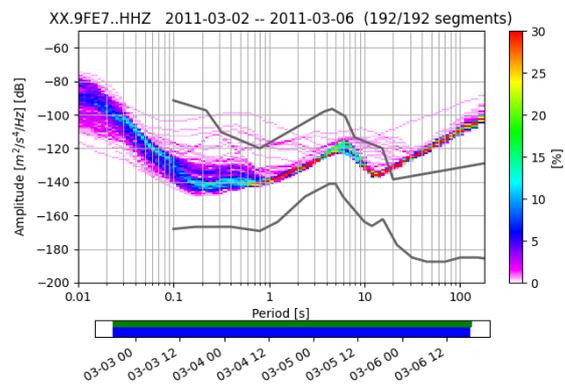
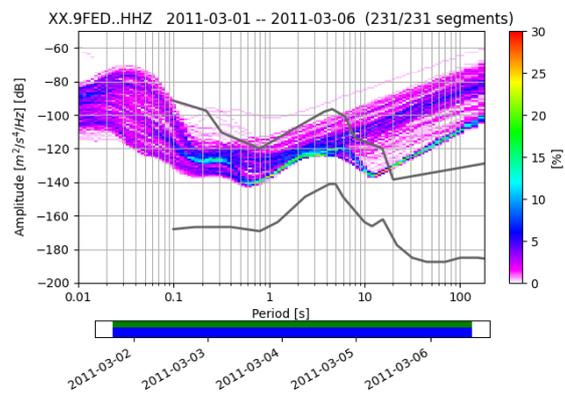
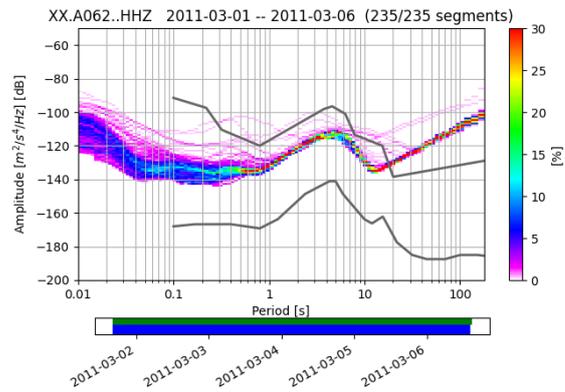


APÊNDICE B - PSD das estações a sul Baía do Potiguar.

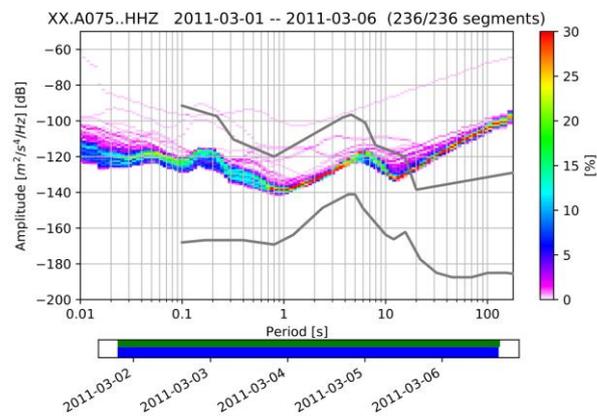
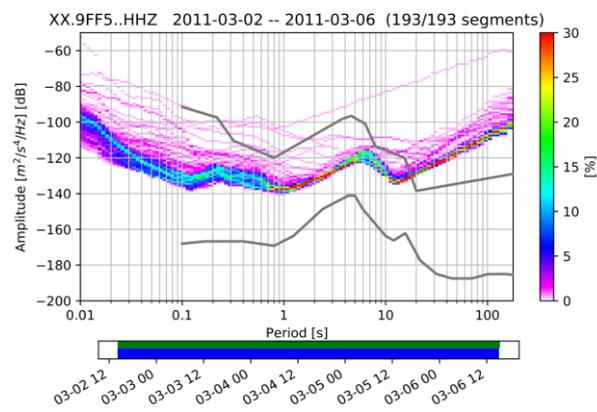
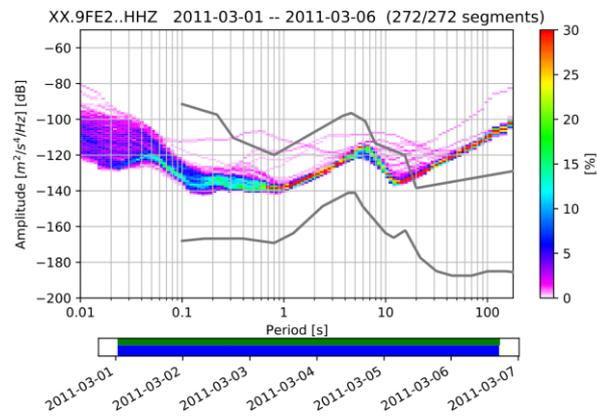
APÊNDICE C - PSD das estações a norte a Bacia do



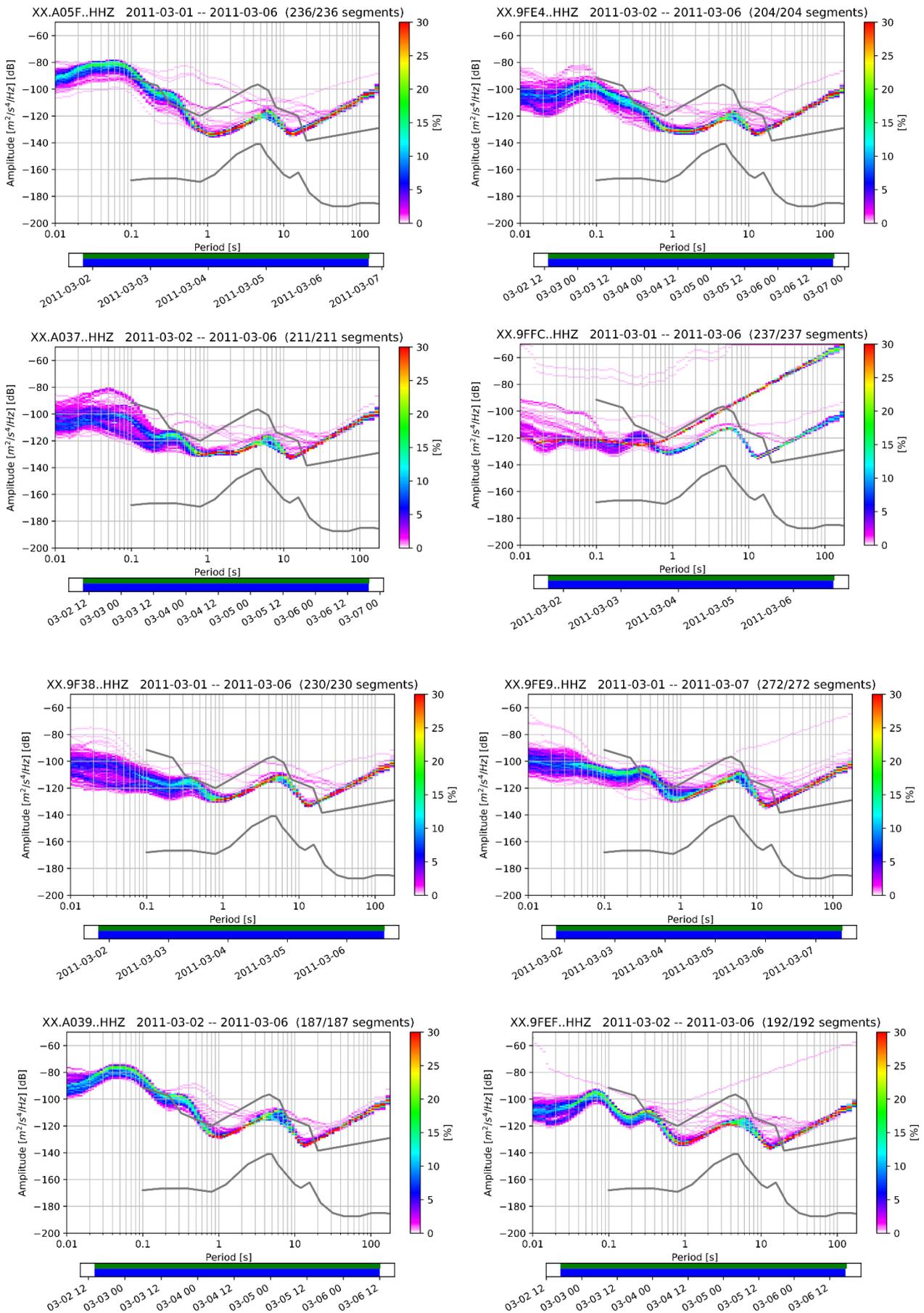
APÊNDICE D - PSD das estações sobre a Bacia do Jatobá.

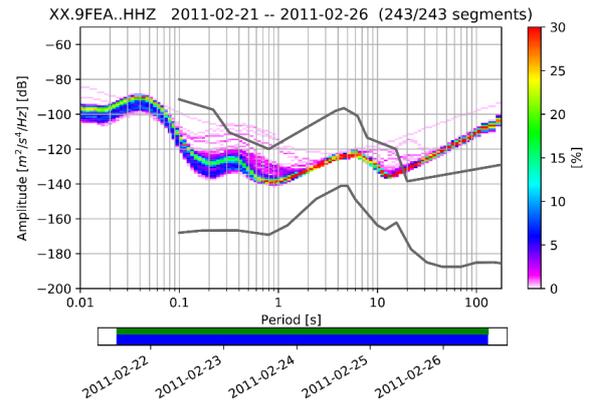
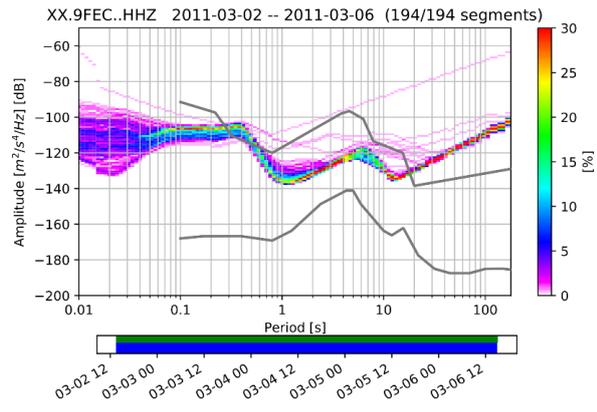


APÊNDICE E – PSD das estações entre a Bacia do Jatobá e Tucano.

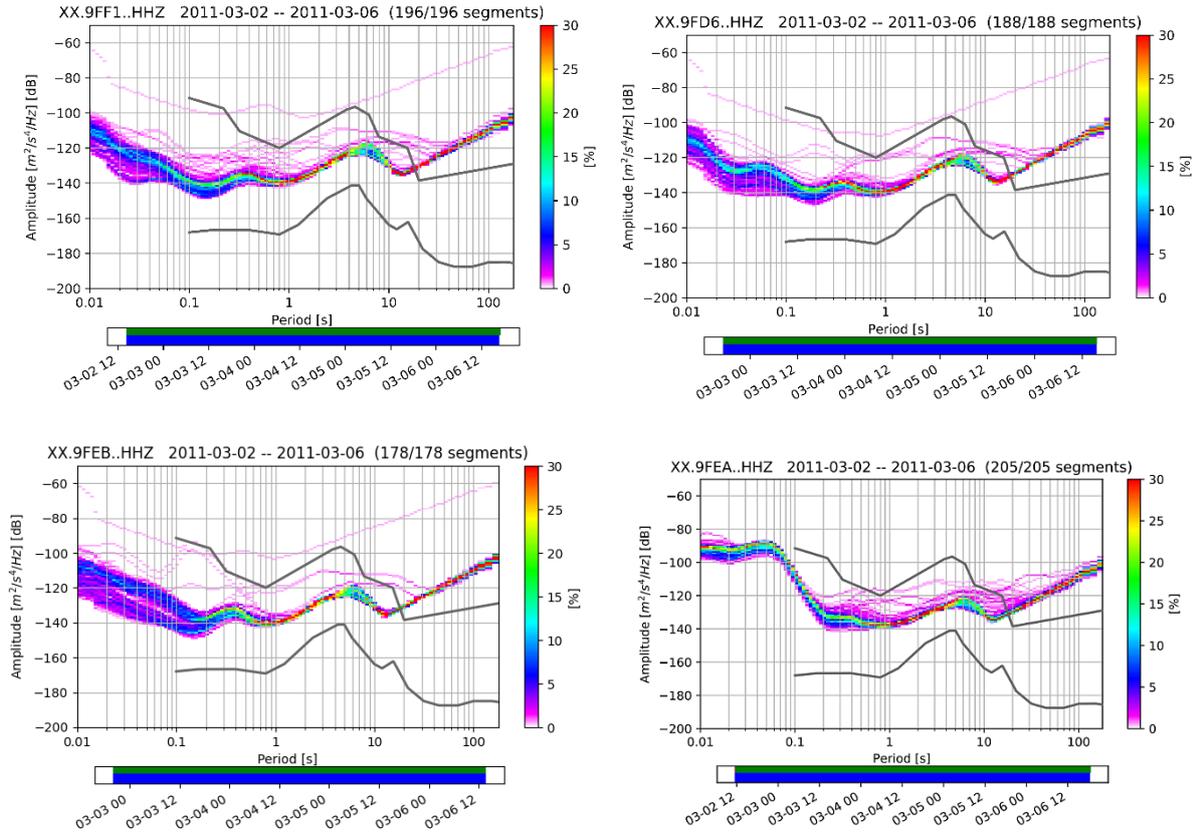


APÊNDICE F - PSD das estações sobre a Baía do Tucano.

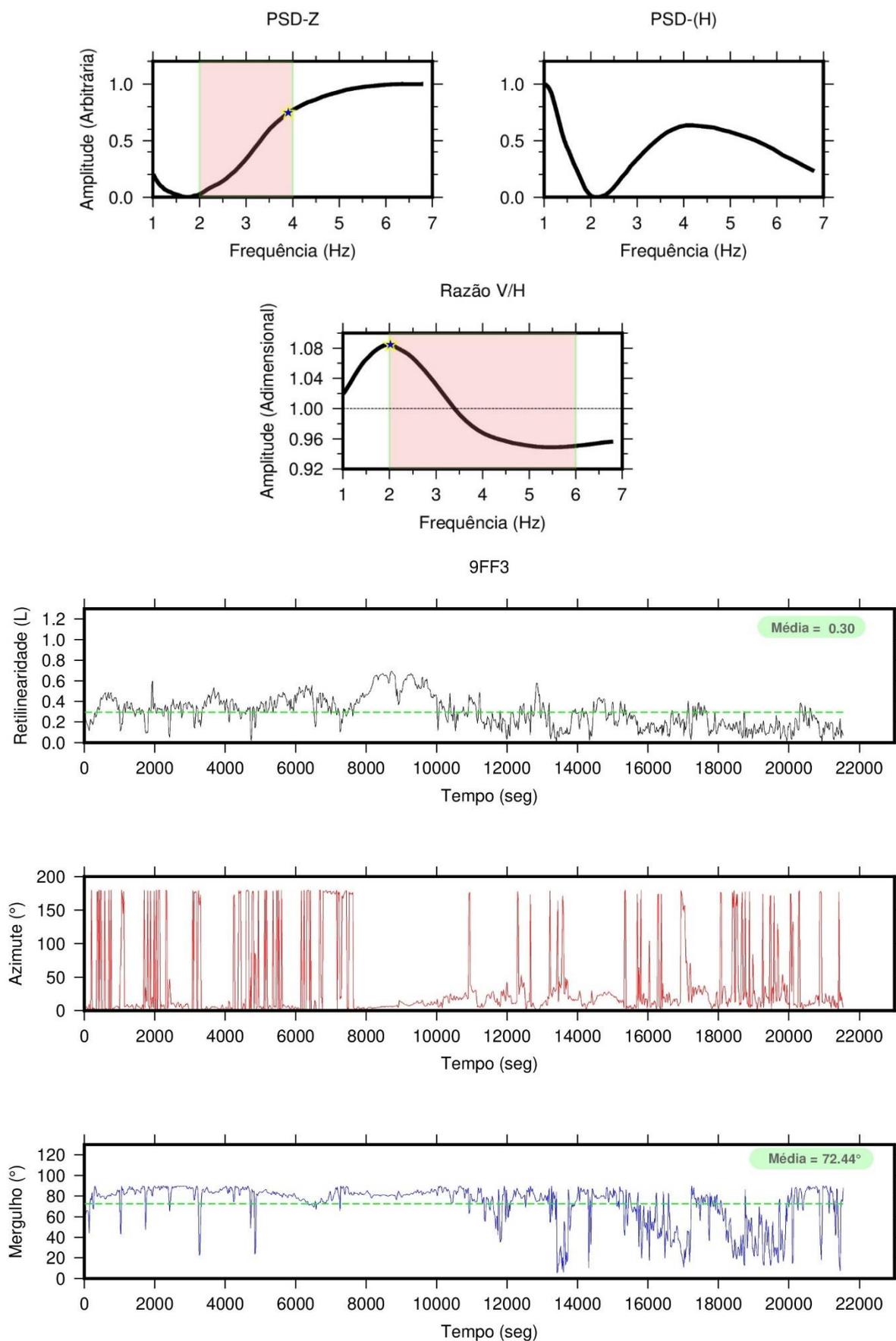




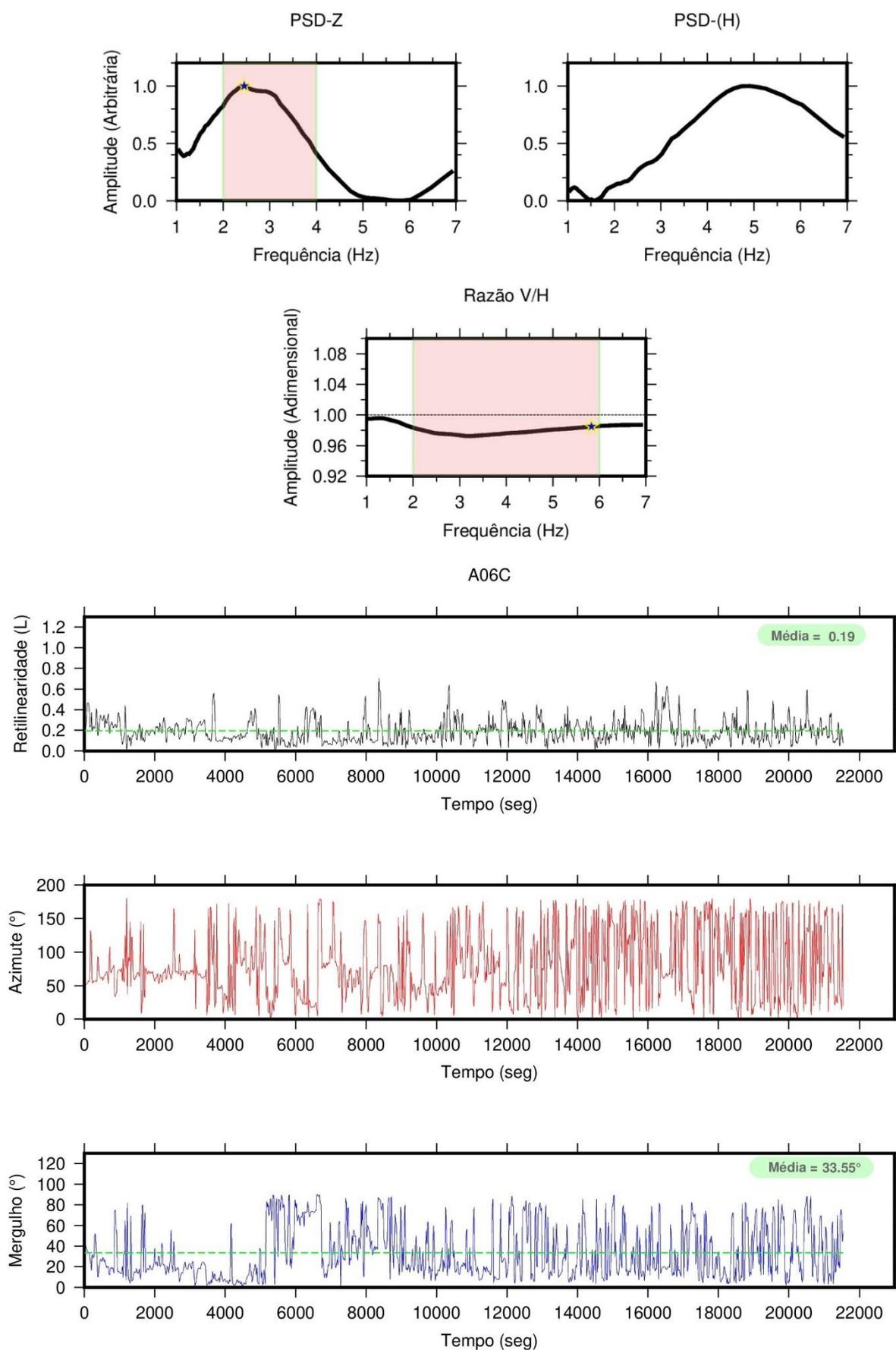
APÊNDICE G - PSD das estações à sul da Bacia do Tucano.

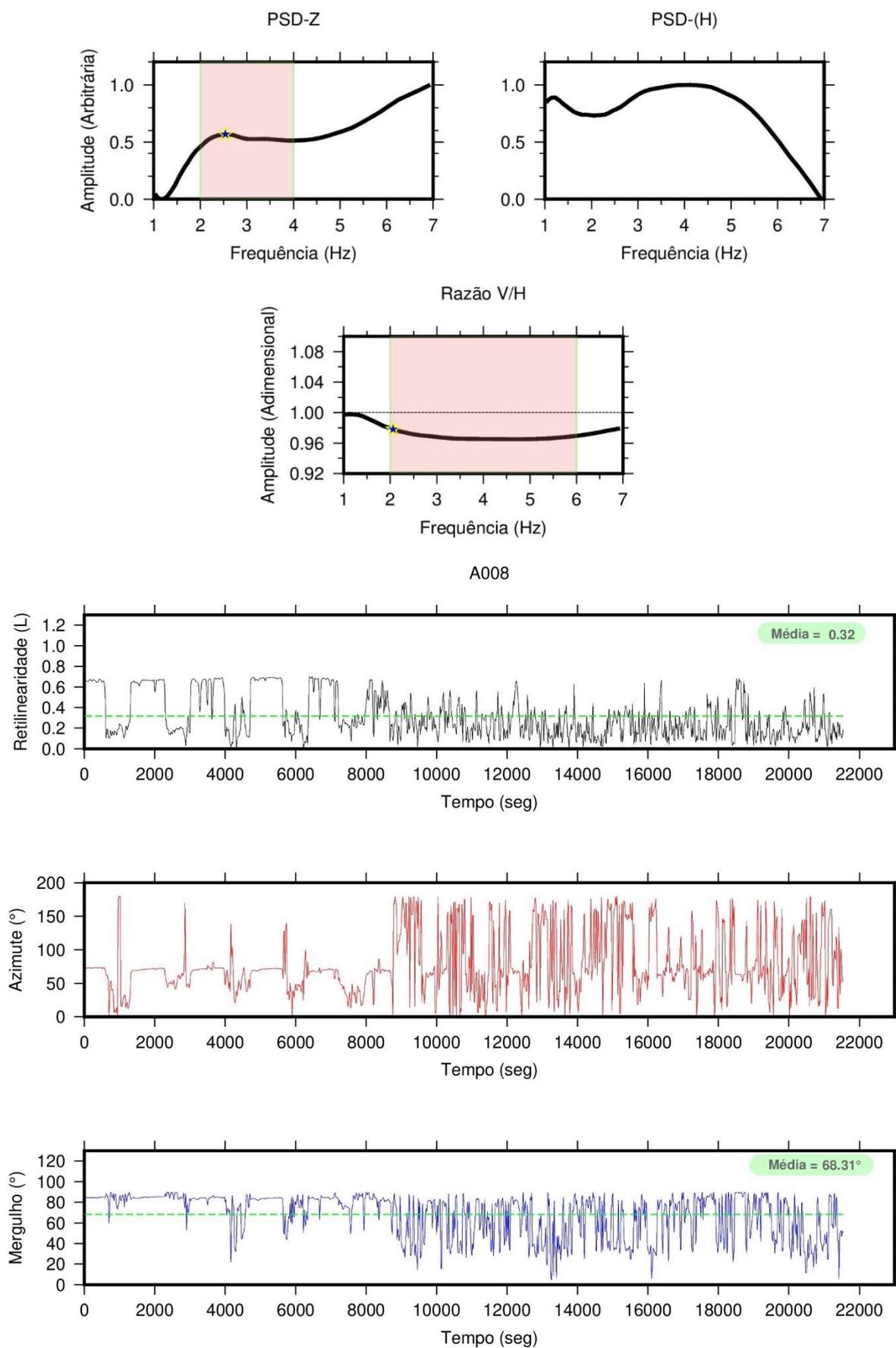


APÊNDICE H – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FF3.

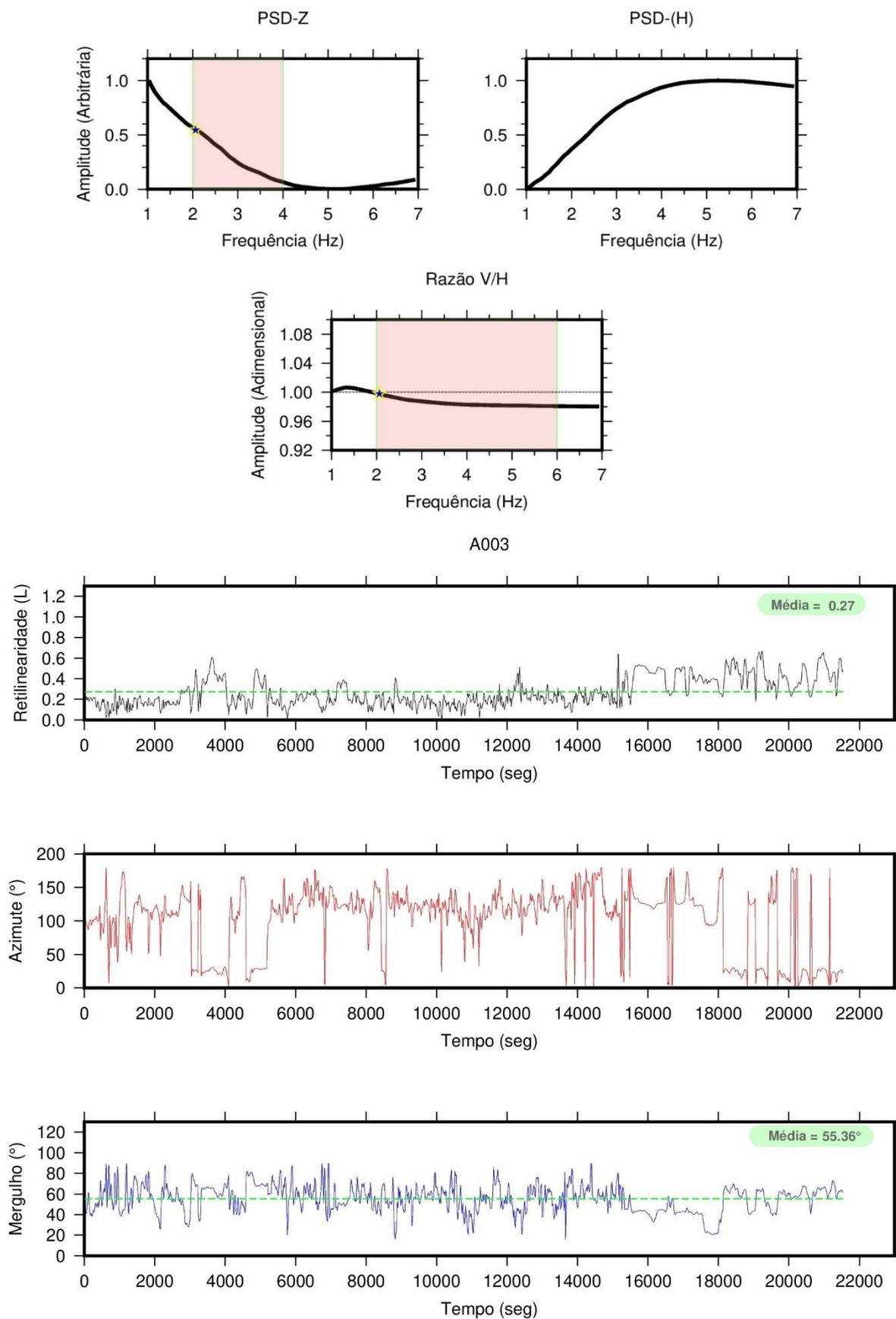


APÊNDICE I – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A06C.

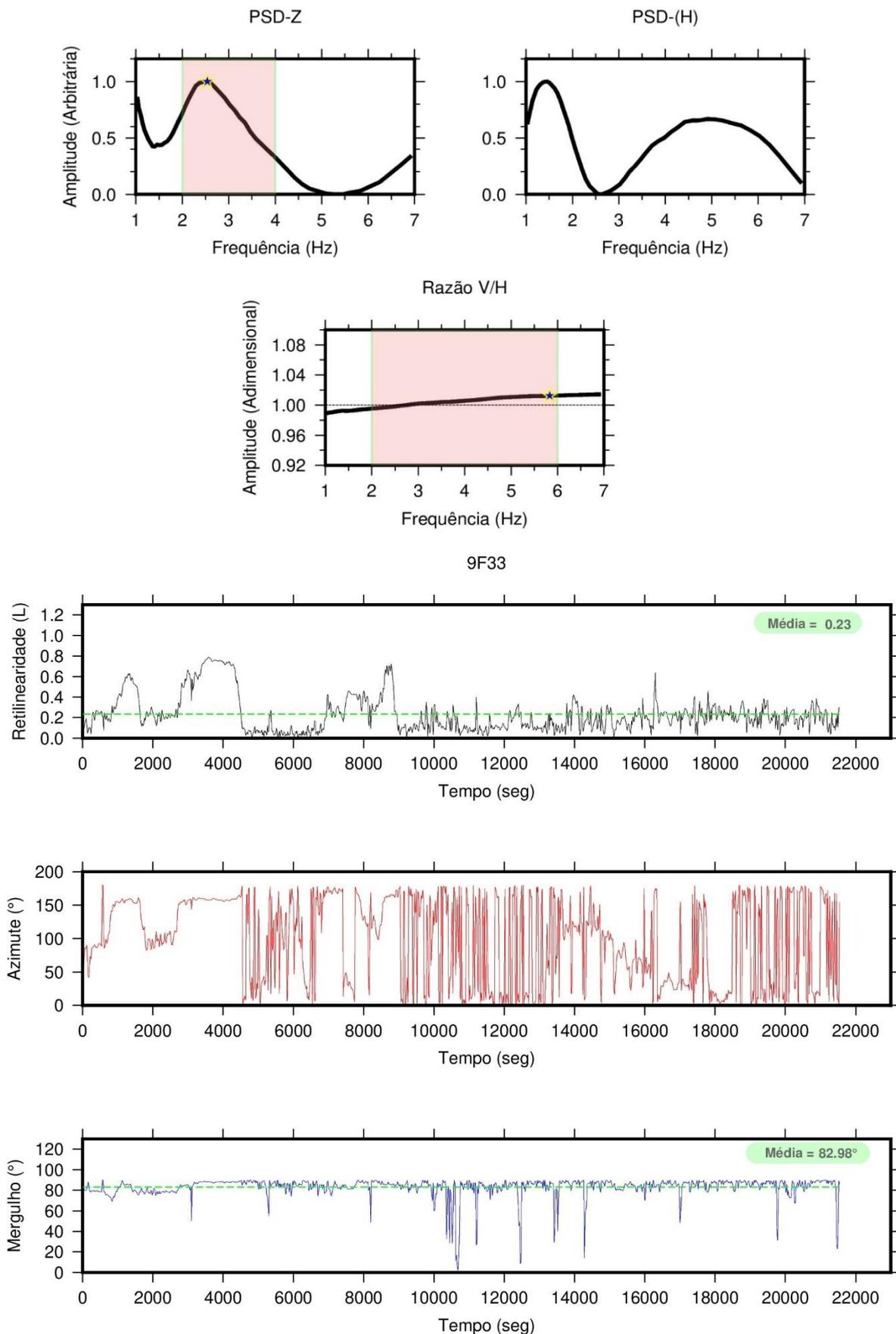


APÊNDICE J – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A008.

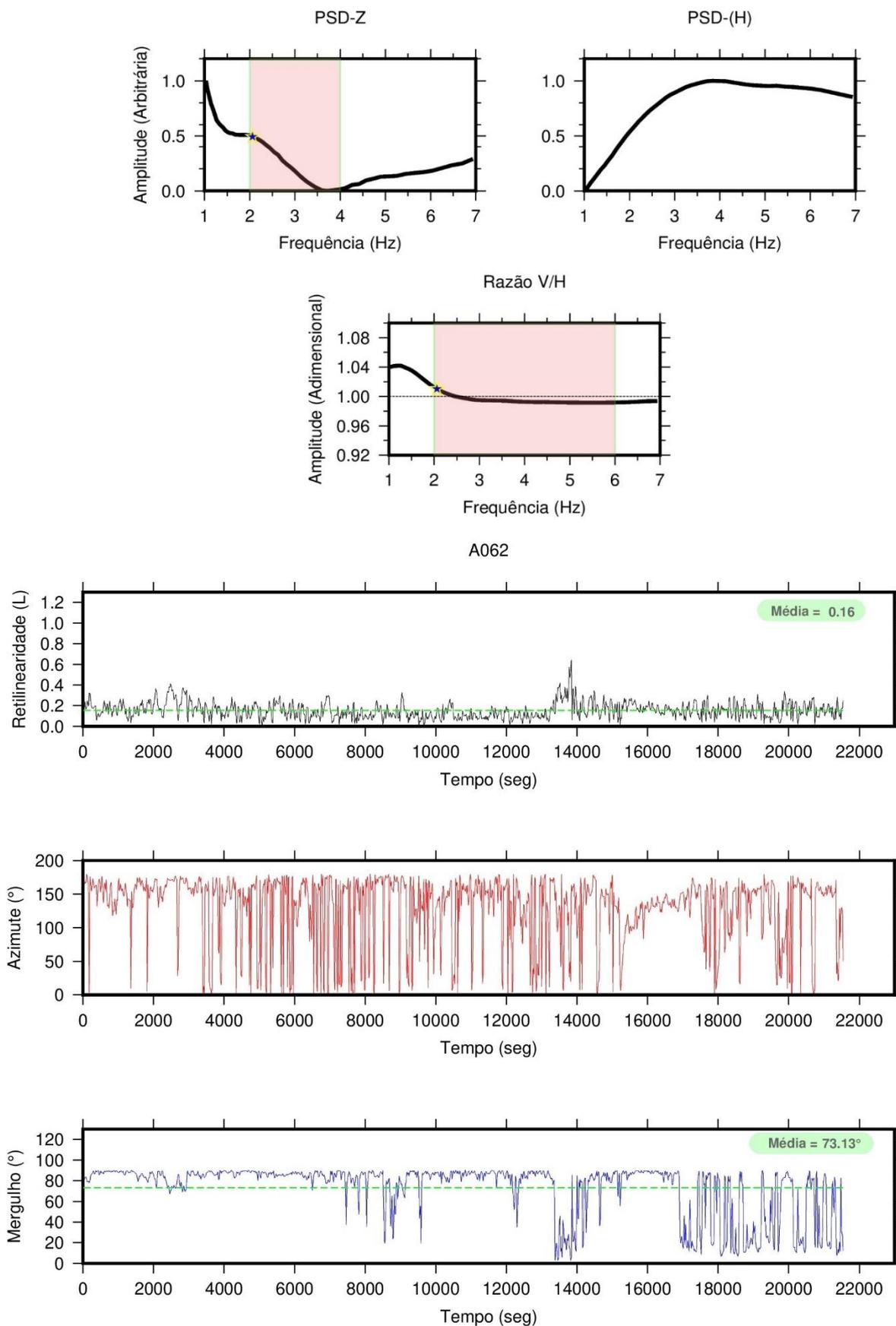
APÊNDICE K – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A003.

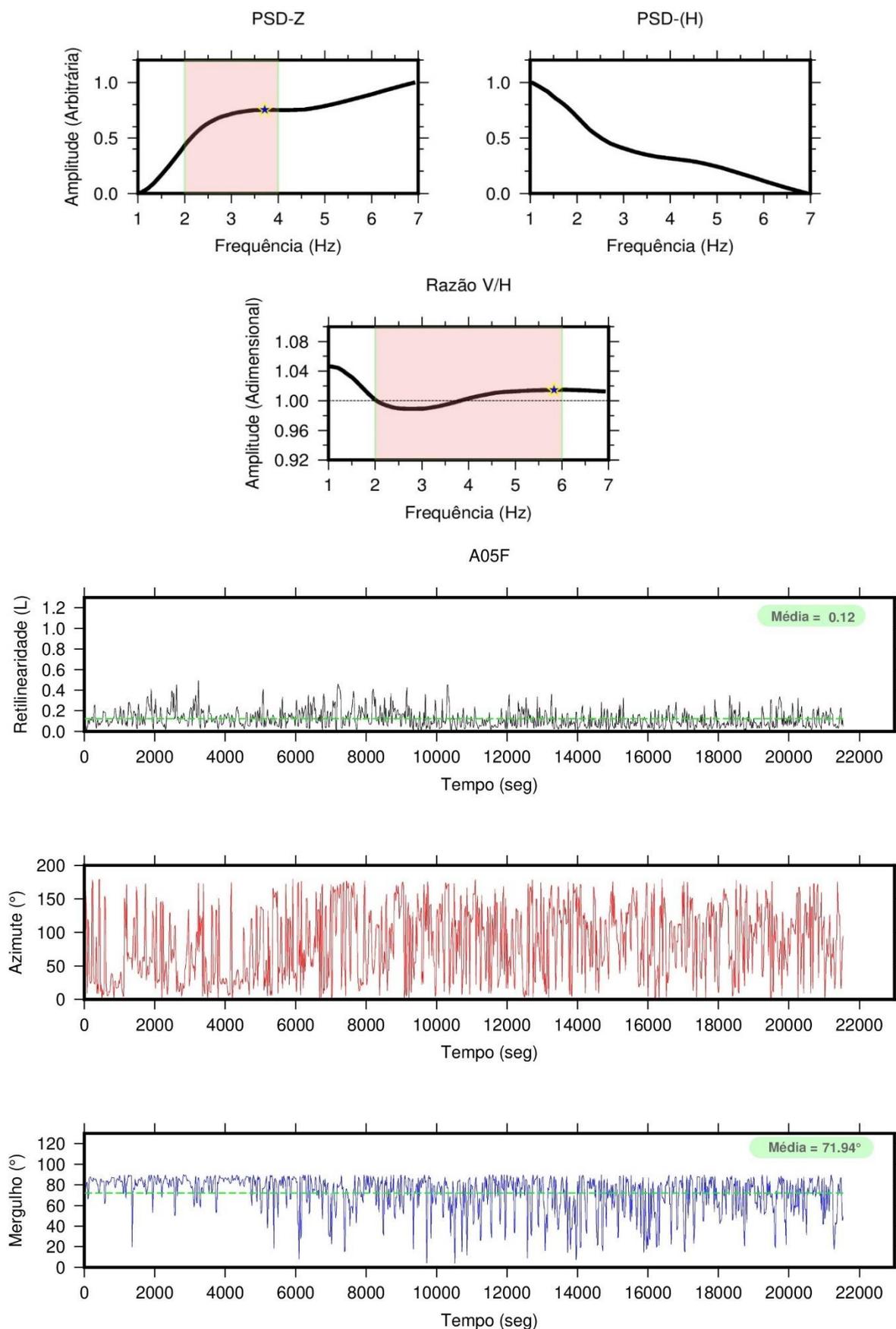


APÊNDICE L – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9F33.

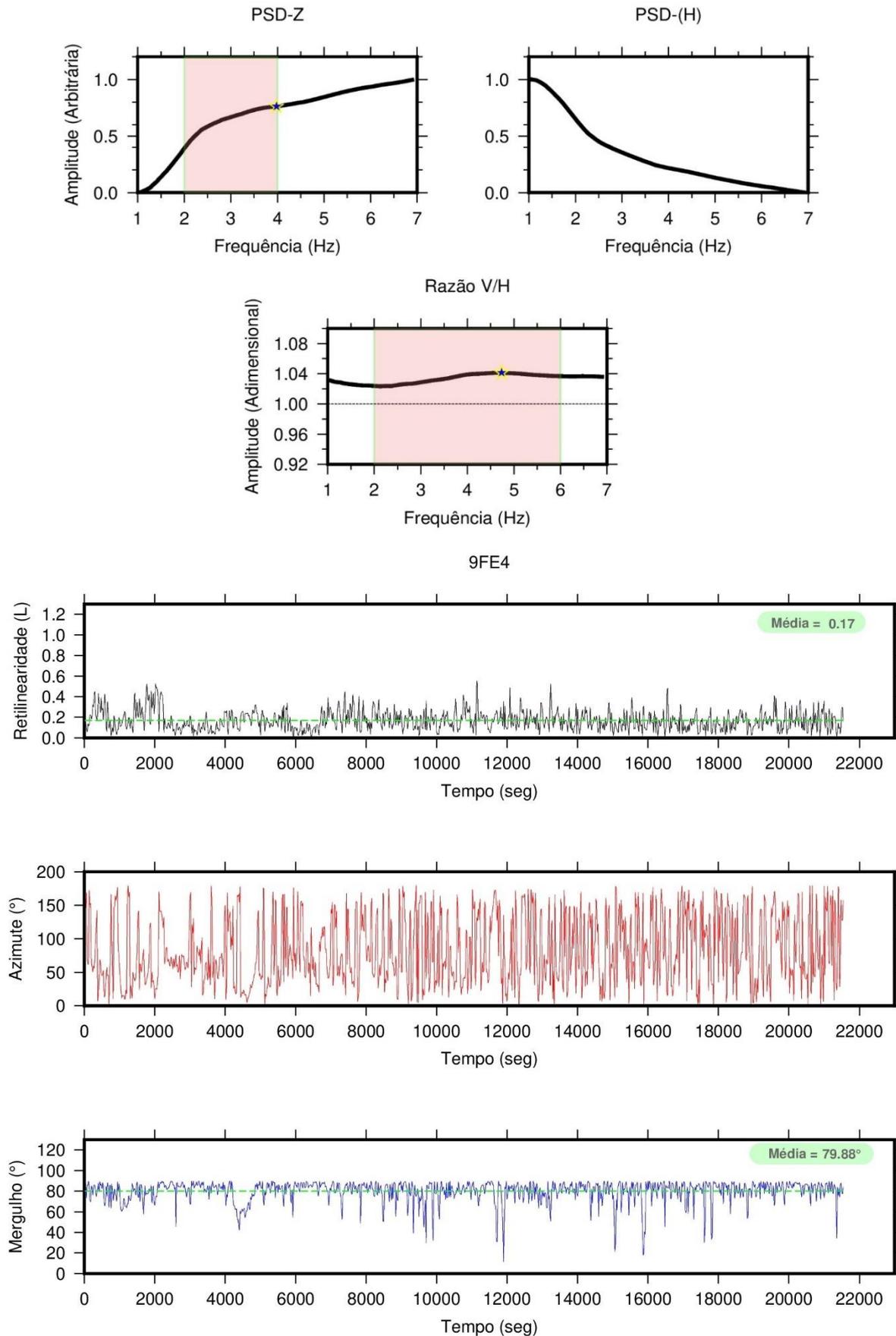


APÊNDICE M – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A062.

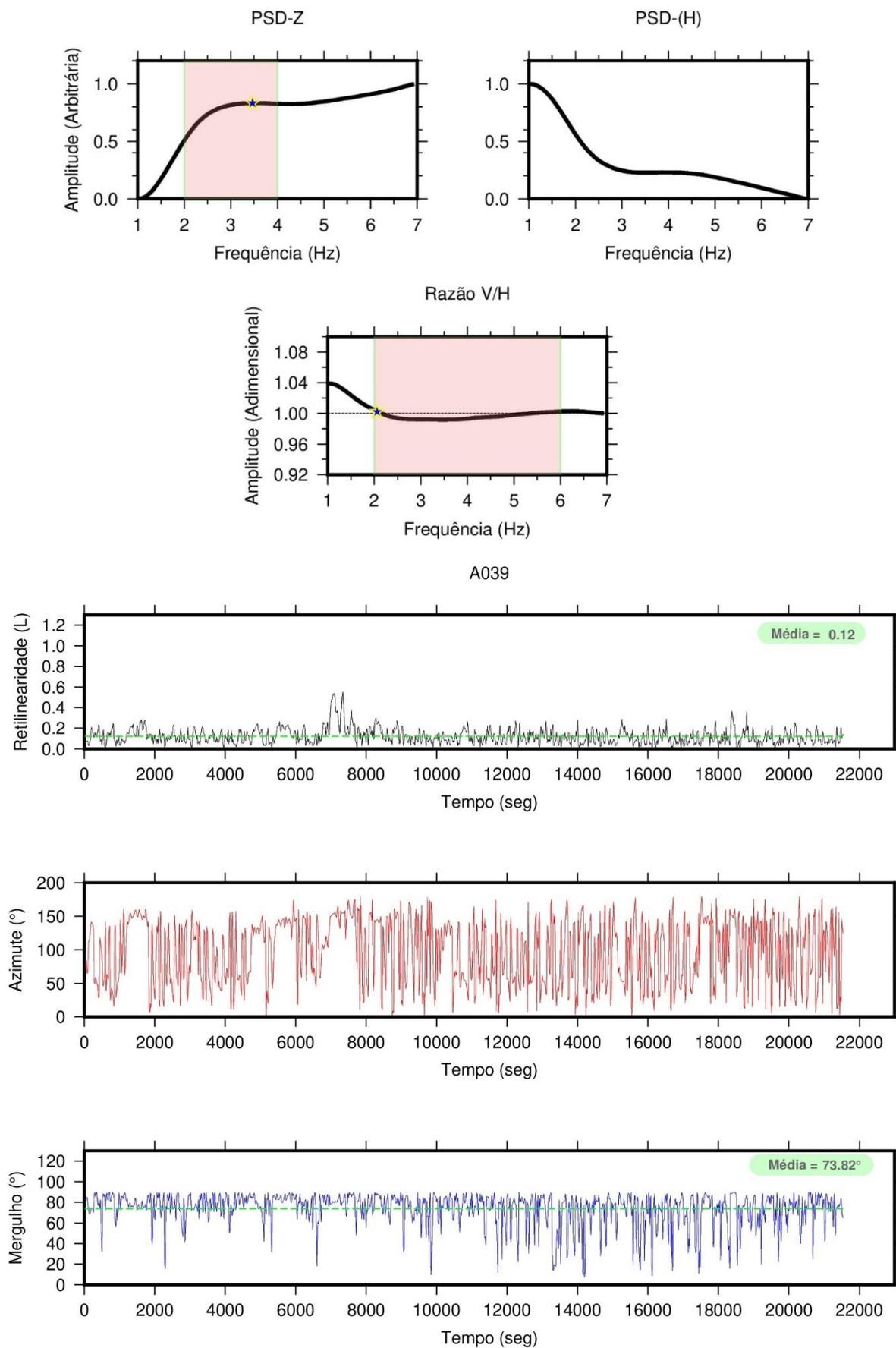


APÊNDICE N – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A05F.

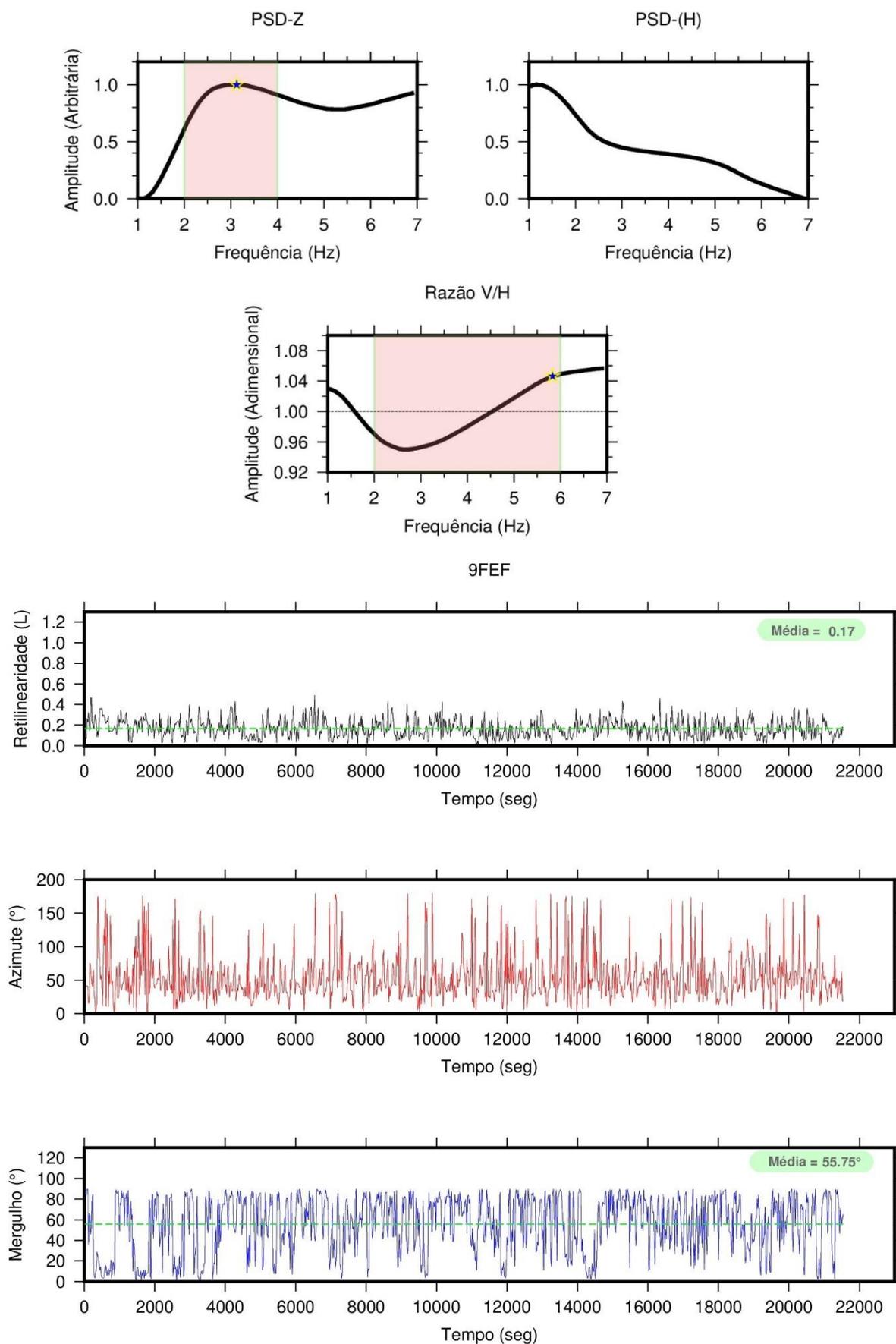
APÊNDICE O – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FE4.

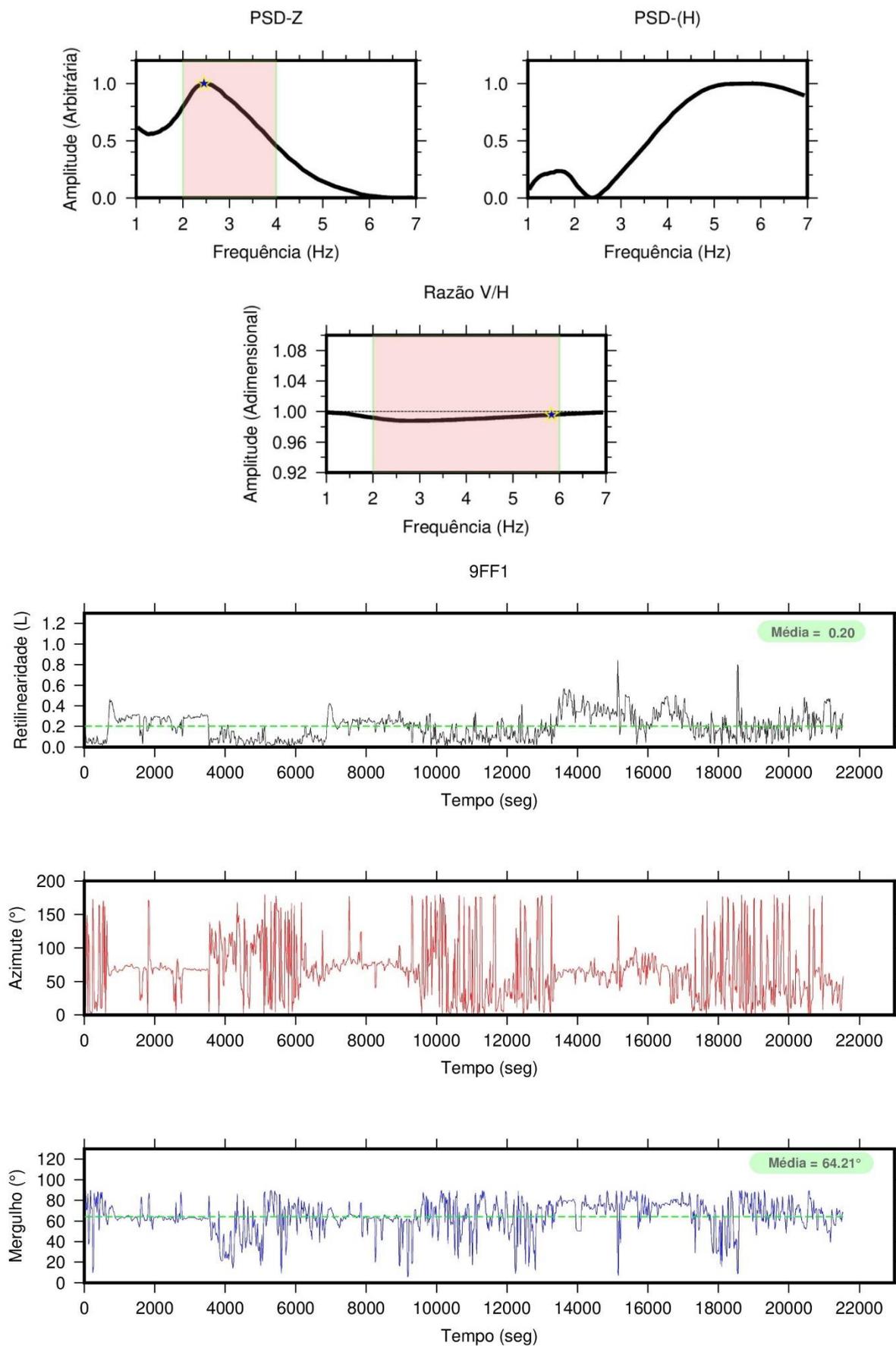


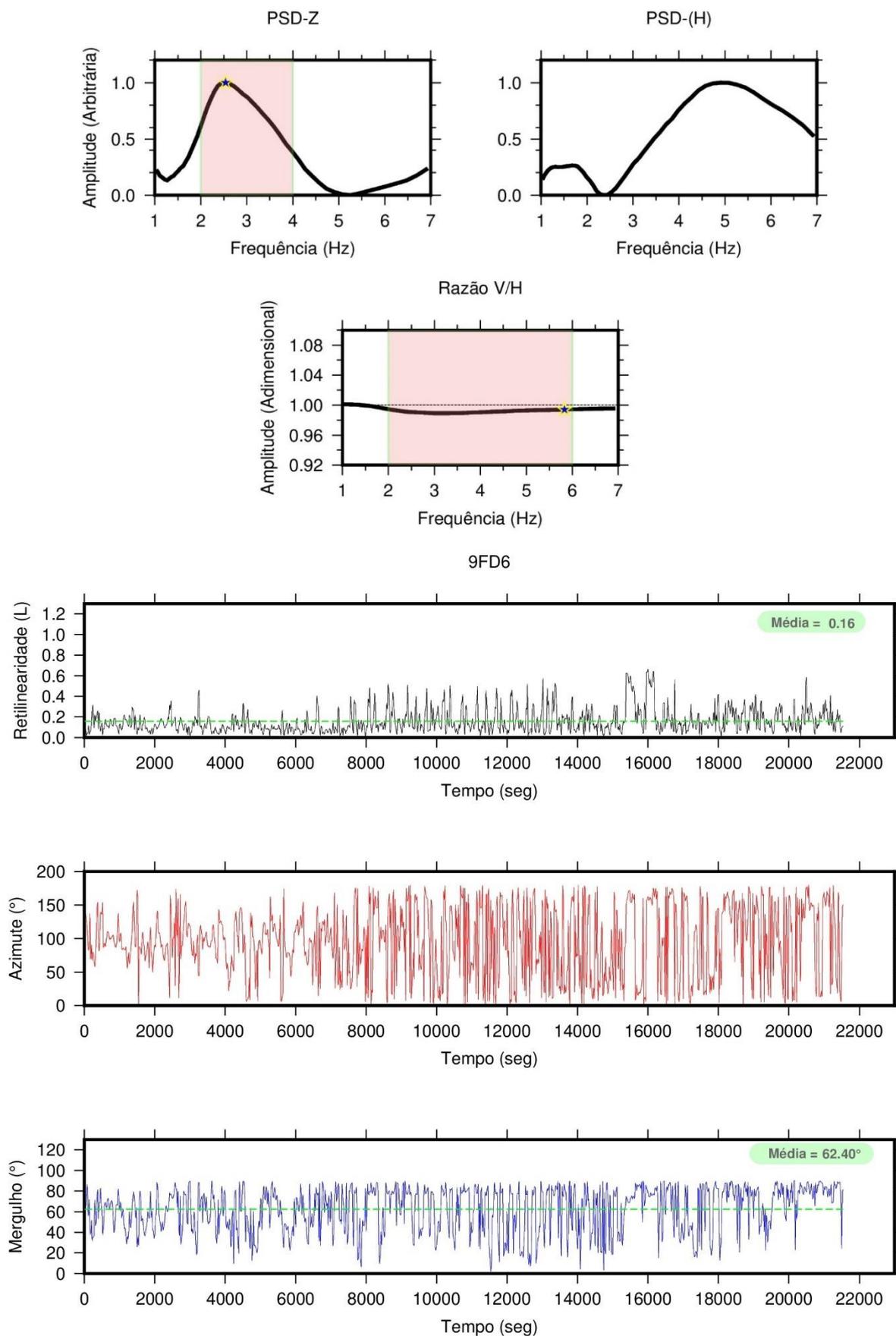
APÊNDICE P – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação A039.



APÊNDICE Q – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FEF.



APÊNDICE R – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FF1.

APÊNDICE S – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FD6.

APÊNDICE T – Atributos espectrais PSD-Z, V/H e polarização da estação 9FEB.

