

Ivan de Oliveira Bellan

**DESENVOLVIMENTO DE UM EQUIPAMENTO ACÚSTICO
QUE PERMITE A IDENTIFICAÇÃO E A ORIENTAÇÃO DA
ANISOTROPIA ELÁSTICA EM AMOSTRAS DE ROCHA**

Trabalho de Conclusão de Curso – Geologia

UFRJ
Rio de Janeiro
2020



UFRJ

Ivan de Oliveira Bellan

DESENVOLVIMENTO DE UM EQUIPAMENTO ACÚSTICO QUE PERMITE A IDENTIFICAÇÃO E A ORIENTAÇÃO DA ANISOTROPIA ELÁSTICA EM AMOSTRAS DE ROCHA

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Área de concentração:
Geologia de Engenharia.

Orientador:
Prof. Dr. Andrea Ferreira Borges – UFRJ
Lincoln H. Thomé Ferreira – Petrobras
Rogério Bellan

FICHA CATALOGRÁFICA

BELLAN; Ivan de Oliveira

Desenvolvimento de um equipamento acústico que permite a identificação e a orientação da anisotropia elástica em amostras de rocha / Ivan de Oliveira Bellan - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2020.

xii, 63 p. : il.; 29,7 cm

Trabalho de Conclusão de Curso, Bacharelado em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2020.

Orientador: Andrea Ferreira Borges
Lincoln Homero Thomé Ferreira
Rogério Bellan

1. Geologia. 2. Geologia de Engenharia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Andrea Ferreira Borges. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Desenvolvimento de um equipamento acústico que permite a identificação e a orientação da anisotropia elástica em amostras de rocha.

Ivan de Oliveira Bellan

DESENVOLVIMENTO DE UM EQUIPAMENTO ACÚSTICO QUE PERMITE A IDENTIFICAÇÃO E A ORIENTAÇÃO DA ANISOTROPIA ELÁSTICA EM AMOSTRAS DE ROCHA

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Área de concentração:
Geologia de Engenharia

Orientador:
Prof. Dr. Andrea Ferreira Borges – UFRJ
Lincoln H. Thomé Ferreira – Petrobras
Rogério Bellan

Aprovado em: _____

Por:

Orientador: Andrea Ferreira Borges - UFRJ

Patrick Francisco Fuhr Dal Bó - UFRJ

Antonio Claudio Soares - UFF - PRH

Agradecimentos

Certamente, este é o tópico de maior importância no meu trabalho de conclusão de curso. Há inúmeras pessoas que me apoiaram e me incentivaram no caminho da minha formação como geólogo e, mais especificamente, na minha conclusão de curso.

Eu tenho muita gratidão à confiança que a minha orientadora, professora Andrea Borges, depositou em mim. Desde o início, me viu como uma pessoa que tinha o desejo de trabalhar e de aprender. Seu apoio foi além do convencional. Ao ponto de investir recursos próprios nesse projeto.

Outra pessoa com presença vital foi o técnico em eletrônica e funcionário da Petrobras, Lincoln Ferreira. Seu suporte foi de inestimável importância. A sua experiência em projetos mecatrônicos anteriores e o seu conhecimento tornaram possível a obtenção do resultado almejado neste trabalho.

O meu terceiro orientador, na realidade, é o meu primeiro, o meu pai. O engenheiro de operações mecânicas e teólogo, Rogério Bellan, foi a primeira pessoa que inspirou em mim o desejo de transformar utilizando as ferramentas ao meu alcance. O meu pai esteve do meu lado em dias bons e em dias difíceis. Mesmo, quando não concordava, suas sugestões criaram novos caminhos para solução de problemas. Sua presença me deu força e segurança.

Eu não poderia deixar de agradecer o apoio da minha família. Minha mãe, Magaly, sempre me encorajou e sinto que é uma presença certa na torcida pelas coisas que faço. Minha tia, Inês, como professora, sempre valorizou o poder transformante da ciência e sempre me deu força. Meu irmão, Davi, sempre me alertou para os possíveis obstáculos no meu percurso. O meu primo, Daniel, me mostrou o quanto um piloto de avião e fotógrafo pode somar em um trabalho de petrofísica.

Há amigos que são tão próximos quanto irmãos. O geólogo Héllisson Santos esteve ao meu lado, na obtenção de dados, na correção de texto e investiu recursos próprios no projeto. O geólogo Felipe Emerson me apoiou na petrografia e, de modo muito atencioso, corrigiu meus textos. Da mesma forma, eu gostaria de agradecer as sugestões, quanto à formatação, dadas pelo geólogo Bruno Valle. Assim como, seu apoio e incentivo, representando o LAGESED, Laboratório de Geologia Sedimentar – UFRJ. Igualmente, devo expressar minha gratidão ao torneiro mecânico Fernando.

Este exímio profissional da metalurgia materializou peças e prestou suporte no desenvolvimento do equipamento tema deste trabalho.

Expresso minha gratidão ao professor Otávio Gomes e ao professor Reiner Neumann do CETEM. Embora este projeto não tenha um vínculo direto com o CETEM, tudo que aprendi durante o tempo que trabalhei neste instituto de pesquisa foi fundamental para evolução deste trabalho. Da mesma forma, agradeço o acompanhamento e a permissão quanto à utilização de sua infraestrutura científica voltada a este trabalho.

Agradeço imensamente ao geólogo Doneivan Ferreira. A sua filosofia de trabalho enriqueceu minha visão quanto ao que um geólogo poderia tocar. A experiência de trabalhar ao seu lado me expôs a uma abordagem diferente e corajosa no exercício da ciência.

Eu gostaria de agradecer ao professor Márcio Fernandes Leão por disponibilizar um conjunto de amostras de um corpo rochoso anfíbolítico. Do qual, uma unidade foi utilizada, constituindo um parâmetro petrofísico relevante. Do mesmo modo, gostaria de expressar minha gratidão ao professor Eurípedes do Amaral Vargas Junior, que cedeu as amostras do calcário travertino utilizadas no presente trabalho.

Igualmente, agradeço o empréstimo dos plugues calcários provenientes de uma formação carbonática do pré-sal brasileiro. A disponibilidade das amostras do pré-sal se deu a partir de um empréstimo sob a tutela do LAGESED. Esta concessão associase ao projeto de P&D registrado como ANP 20225-9 (PRESAL - Caracterização geológica de reservatórios de carbonato do pré-sal da Bacia de Santos, correlatos e análogos), financiado pela Shell Brasil, como parte do “Compromisso com Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento” da ANP - Agência Nacional Brasileira de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Por fim, agradeço ao caminho que sou incapaz de entender, que extrapola as minhas expectativas, que é a minha segurança diante de um passo incerto. Eu tenho plena gratidão diante da fé que possuo, não científica, mas que me faz ser um cientista da Terra completo.

Resumo

BELLAN, Ivan de Oliveira. **Desenvolvimento de um equipamento acústico que permite a identificação e a orientação da anisotropia elástica em amostras de rocha**. Rio de Janeiro, 2020. xii, 63 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um equipamento acústico, o processamento dos dados provenientes do mesmo e a análise dos seus resultados. O equipamento desenvolvido é um protótipo capaz de medir o tempo de propagação de ondas primárias em direções diametrais de amostras cilíndricas. Este sistema permite um controle automatizado de deslocamentos ao redor da amostra e em diferentes alturas. Um recurso que viabiliza a obtenção facilitada de uma malha de dados acústicos que representa a amostra como um todo, permitindo o desenvolvimento de modelos acústicos que identifiquem e orientem a anisotropia elástica presente. Estes modelos foram construído utilizando recursos computacionais e, como etapa posterior, curvas acústicas azimutais foram traçadas. Estas curvas que modelam a anisotropia baseiam-se em duas abordagens: através do enquadramento por senoides e enquadramento por elipses, em projeção polar. No sentido de estudar a viabilidade científica dos dados oriundos do equipamento e da rotina de análise computacional, foram utilizados um cilindro de polipropileno, uma amostra de anfíbolito, dois plugues calcários, oriundos de uma formação carbonática do pré-sal brasileiro, e duas amostras do calcário travertino foram analisadas. As amostras rochosas tiveram suas curvas acústicas comparadas com suas imagens de superfície e, especificamente, uma amostra do calcário travertino teve suas curvas acústicas comparadas com o resultado apontado pela técnica de micro tomografia de raios X. Esta comparação entre diferentes técnicas expôs uma divergência azimutal de apenas 6 graus.

Palavras-chave: anisotropia elástica, ultrassom, petrofísica, raspberry pi.

Abstract

BELLAN, Ivan de Oliveira. **Development of an acoustic equipment that allows the identification and orientation of elastic anisotropy in rock samples.** Rio de Janeiro, 2020. xii, 63 p. Final Paper - Department of Geology, Institute of Geosciences, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The objective of the present work is the development of acoustic equipment, the processing of data from it and the analysis of its results. The equipment we developed is a prototype capable of measuring the propagation time of primary waves through cylindrical sample diameters. This system allows an automated control of displacements around the sample and at different heights. A resource that makes easier to obtain an acoustic data grid that represents the sample as a whole, allowing the development of acoustic models that identify and guide the elastic anisotropy present. These models were built using computational resources, followed by the drawing of azimuth acoustic curves. These curves that model anisotropy are based on two approaches: fitting by sinusoidal and fitting by ellipses, in polar projection. In order to analyze the scientific feasibility of the data generated from the equipment and from the computational analysis routine, a polypropylene cylinder, an amphibolite sample, two limestone plugs from a carbonate formation of the Brazilian pre-salt, and two samples of travertine limestone were analyzed. The rock samples had their acoustic curves compared with their surface images and, specifically, a travertine limestone sample had its acoustic curves compared with the result indicated by the X-ray micro tomography technique. This comparison between different techniques showed an azimuth divergence of only 6 degrees.

Keywords: elastic anisotropy, ultrasound, petrophysics, raspberry pi.

SUMÁRIO

CAPA	i
CONTRA-CAPA.....	ii
FICHA CATALOGRÁFICA	iii
FOLHA DE APROVAÇÃO.....	iv
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	viii
SUMÁRIO.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	x
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. OBJETIVO	5
3. MECÂNICA DAS ONDAS.....	6
3.1. CONCEITOS INICIAIS.....	6
3.2. GEOMECÂNICA BÁSICA.....	7
3.2.1. TENSÕES	7
3.2.2. DEFORMAÇÕES	9
3.2.3. ONDAS.....	10
3.2.4. CONFIGURAÇÃO MATERIAL.....	12
3.2.5. INTERFERÊNCIAS.....	13
3.2.6. ANISOTROPIA ELÁSTICA	13
3.2.7. ESCALA X DETALHAMENTO.....	14
3.3. ÍNDICES MECÂNICOS FUNDAMENTAIS	15
3.4. INTERFERÊNCIAS.....	16
3.4.1. POROSIDADE	16
3.4.2. CONTEÚDO DE ARGILA.....	17
3.4.3. GEOMETRIA DOS POROS	17
3.4.4. PRESENÇA DE FLUIDOS	18
3.4.5. FREQUÊNCIA DE ONDAS	19
3.4.6. TENSÕES	20
3.4.7. TEMPERATURA	21
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	21
4.1. METODOLOGIA	21
4.2. MÉTODOS ACÚSTICOS LABORATORIAIS.....	22
4.2.1. CONCEITOS BÁSICOS	22
4.2.2. TRABALHOS ANTERIORES	23
4.3. AURIS	25
4.3.1. INTRODUÇÃO	25
4.3.2. CONFIGURAÇÃO BÁSICA.....	26
4.3.3. MOVIMENTOS CADENCIADOS	29
4.3.4. ACOPLAMENTO.....	30
4.3.5. ACESSO AO TEMPO DE PROPAGAÇÃO.....	32
4.3.6. ANÁLISE DOS DADOS ACÚSTICOS	34
4.4. PETROGRAFIA - AMOSTRA MAF08	36
4.5. MICRO TOMOGRAFIA DE RAIOS X - AMOSTRA CPV17	36
4.6. COMPOSIÇÃO DE MOSAICOS.....	37
4.7. AMOSTRAS ROCHOSAS	38
5. RESULTADOS	39
5.1. CILINDRO DE POLIPROPILENO.....	39
5.2. AMOSTRA - MAF08	40
5.3. PLUGUES DO PRÉ-SAL	43
5.3.1. AMOSTRA - LAM	43
5.3.2. AMOSTRA - ESF	43
5.4. AMOSTRAS DO CALCÁRIO TRAVERTINO.....	47
5.4.1. AMOSTRA - CPV47	47
5.4.2. AMOSTRA - CPV17	50
6. DISCUSSÕES	55
7. CONCLUSÃO	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57
APÊNDICE – TABELAS DOS DADOS ACÚSTICOS.....	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Projeções globais da demanda por petróleo. Fonte: Adaptado de OPEC (2017).	1
Figura 2 - Diagrama ilustrando o mecanismo relacionado à isotropia e à anisotropia.	2
Figura 3 - Ambos os gráficos expõem uma tendência anisotrópica, por meio da correlação entre os valores da V_p e sua direção associada. O gráfico, à esquerda, exprime as respostas em uma condição seca, e o gráfico, à direita, representa os valores em uma condição saturada. Fonte: Adaptado de Bamford & Nunn (1979).	2
Figura 4 - Ilustração da geometria de um complexo de fraturas induzida. Fonte: Adaptado de Wang & Sharma (2019).	3
Figura 5 - Análise da velocidade de percolação em um meio poroso, utilizando a técnica LBM (Lattice Boltzmann Method). Fonte: Adaptado de Sun et al. (2015).	4
Figura 6 - Diagrama ilustrando padrões anisotrópicos de fluxo em um poço horizontal. Fonte: Adaptado de Ayan et al. (1994).	4
Figura 7 - Diagrama ilustrativo do sequenciamento de medida que compõe a varredura acústica executada nas amostras cilíndricas orientadas.	5
Figura 8 - Malha de dados composta pelos valores acústicos.	6
Figura 9 - Diferentes curvas acústicas geradas por meio de métodos distintos. Fonte: Adaptado de Childs (2004).	6
Figura 10 - Diagrama ilustrando o entrelaçamento de parâmetros científicos, necessário à caracterização acústica de rochas reservatório. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	7
Figura 11 - Imagem sísmica utilizada na exploração das jazidas petrolíferas do pré-sal brasileiro. Fonte: Adaptado de Mann & Rigg (2012).	7
Figura 12 – Diagrama ilustrando tensões normais e tensões cisalhantes.	8
Figura 13 – Diferentes atuações de um campo de tensões, em função da orientação dos planos infinitesimais associados aos pontos.	8
Figura 14 - Deformação, alteração espacial linear e angular resultantes da atuação de tensões. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	9
Figura 15 - Esquema comparativo entre tensões e deformações resultantes. Fonte: Adaptado de Tiab & Donaldson (2016).	9
Figura 16 – Diferentes formas de deformação dúctil. Fonte: Adaptado de Burg (2018).	10
Figura 17 - Correlação entre tensão e deformação em ambos os regimes: elástico e viscoelástico. Fonte: Adaptado de Tiab & Donaldson. (2016).	10
Figura 18 - Esquema ilustrando a propagação de ondas compressoriais e cisalhantes. Fonte: Adaptado de Barton (2007).	11
Figura 19 - Exemplos dos seguintes regimes: (a) isotrópico e heterogêneo, (b) isotrópico e homogêneo, (c) anisotrópico e heterogêneo, e (d) anisotrópico e homogêneo. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	12
Figura 20 – As três imagens expõem o caráter anisotrópico constatado na propagação acústica em descontinuidades tabulares. A interferência mais pronunciada é observada na direção perpendicular aos planos que constituem o volume analisado. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	13
Figura 21 - Correlação entre processos acústicos e comprimento de onda. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	14
Figura 22 - Comparação entre diferentes classes de rochas a partir dos valores da velocidade primária, porosidade, massa específica e grau de saturação de água. Fonte: Adaptado de Ishikawa et al. 1995.	15
Figura 23 - Correlação entre os valores de V_p e os módulos de elasticidade das rochas analisadas. Fonte: Adaptado de Kikuchi et al. (1982).	16
Figura 24 - Correlação entre o valor da V_p e a porosidade, em basaltos e rochas clásticas. Fonte: Adaptado de Tsuji & Iturrino (2008).	17

Figura 25 - Correlação entre a velocidade primária e a porosidade, destacando a textura presente em cada amostra. Fonte: Adaptado de Soete et al. (2015).	17
Figura 26 - Gráfico ilustrando diferentes tendências relacionadas à geometria dos poros que compõem a trama de vazios. Fonte: Adaptado de Wang et al. (2015).	18
Figura 27 - Correlação entre a atenuação acústica e a saturação de água nos poros. Fonte: Adaptado de Winkler & Murphy III (1995).	19
Figura 28 – Módulo de elasticidade de amostras carbonáticas, saturadas e secas, em função da frequência do pulso mecânico emitido. Fonte: Adaptado de Adam et al. (2006).	20
Figura 29 - Gráfico ilustrando a interferência resultante da atuação de tensões na velocidade de ondas primárias. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	20
Figura 30 - Gráfica ilustrando a pequena interferência da temperatura nos valores da V_p . Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).	21
Figura 31 - Diagrama metodológico.	22
Figura 32 - Diagrama ilustrando a emissão e a recepção de um pulso compressional relacionado aos métodos acústicos de transmissão.	23
Figura 33 - Maquinário utilizado no método VELAN. Fonte: Adaptado de Bloch et al. (2005).	23
Figura 34 - Implementação de 32 transdutores no dispositivo no tomógrafo acústico utilizado no trabalho de Soares (2006). Fonte: Adaptado de Soares (2006).	24
Figura 35 - a) Imagem de uma amostra teste de cimento, com uma inclusão cilíndrica de arenito; b) tomograma acústico correspondente. Fonte: Adaptado de Soares (2006).	24
Figura 36 – Tomógrafo criado por Lincoln Ferreira. Fonte: Oliveira (2015).	25
Figura 37 - Auris, em funcionamento.	26
Figura 38 - Diagrama descritivo dos componentes utilizados na obtenção do tempo de propagação de ondas primárias.	27
Figura 39 - Imagem ilustrando o transdutor utilizado. Fonte: Adaptado de Aliexpress (2020).	27
Figura 40 - Especificações do novo sistema transdutor.	28
Figura 41 - Novos sistemas transdutores finalizados.	28
Figura 42 - Representação esquemática dos eventos relacionados a medida do tempo de propagação de um pulso mecânico compressional.	29
Figura 43 - O Motor A é um NEMA 17 e o Motor B é um motor reduzido, modelo 28byj-48.	30
Figura 44 - Raspberry Pi 3 Model B Board. Disponível em: Raspberry3 (2020)	30
Figura 45 - Recurso mecânico utilizado no acoplamento mecânico.	31
Figura 46 - Diagrama ilustrando o equilíbrio vetorial na rotina de acoplamento.	31
Figura 47 - Operação realizada para acessar o tempo do sistema.	32
Figura 48 - Distribuição dos valores do tempo do sistema.	32
Figura 49 - Esquema utilizado para obtenção do tempo de propagação de ondas compressoriais através do testemunho em uma direção radial.	33
Figura 50 - Malha de dados composta por diferentes direções diametrais da amostra cilíndrica.	33
Figura 51 - Representação gráfica de um <i>grid</i> acústico.	34
Figura 52 - Intervalo de pronunciado caráter anisotrópico.	35
Figura 53 – a) Método baseado na técnica de krigagem; b) método de enquadramento por elipse e c) método de enquadramento por senoide.	36
Figura 54 - Imagem gerada pela técnica de micro tomografia de raios X. As cores de tonalidade mais escura remetem a porções de menor densidade.	37
Figura 55 - Exemplo da técnica de mosaico.	37
Figura 56 - a) Rocha silicática máfica; b) e c) amostras do calcário travertino – Tivoli; d) esferulito do pré-sal; e) laminitito do pré-sal.	38

Figura 57 - Imagem do bloco do calcário travertino proveniente de Tivoli – Itália. Fonte: Benedicto et al. (2018).	38
Figura 58 - Respostas acústicas providas de um cilindro de polipropileno.	39
Figura 59 - Orientação preferencial das fases minerais, especialmente as micas. À esquerda, uma imagem obtida com nicol descruzado e, à direita, com nicol cruzado.	40
Figura 60 - Orientação e estiramento preferencial dos minerais. À esquerda, uma imagem obtida com nicol descruzado e, à direita, com nicol cruzado.	40
Figura 61 - Imagem superficial da amostra cilíndrica com seus pontos de medida satisfatória.	41
Figura 62 - Representação visual do <i>grid</i> acústico da amostra MAF08.	41
Figura 63 - Curva acústica por krigagem da amostra MAF08.	42
Figura 64 - Elipse enquadrada aos valores acústicos da amostra MAF08, utilizando o método proposto por Borges (2017).	42
Figura 65 - Textura em planos, laminações, constituindo um fator de interferência à propagação de ondas mecânicas.	43
Figura 66 - Imagem superficial, obtida por técnica de mosaico, da amostra ESF.	44
Figura 67 - Traços texturais distribuídos em planos, contidos na amostra ESF.	44
Figura 68 - Representação visual, em escala de cor, dos valores do <i>grid</i> acústico da amostra ESF... ..	45
Figura 69 - Curva anisotrópica traçada por enquadramento por senoide.	45
Figura 70 - Elipse enquadrada aos valores acústicos da porção inferior da malha de dados amostra ESF.	46
Figura 71 - Imagem da superfície da amostra CPV47 e a localização das medidas satisfatórias.	47
Figura 72 - Representação visual dos valores do <i>grid</i> acústicos da amostra CPV47.	48
Figura 73 - Imagem dos valores acústicos referente a um intervalo limitado da altura da amostra CPV47.	48
Figura 74 - Curva anisotrópica da amostra CPV47, gerada pela técnica de enquadramento por curva senoidal.	49
Figura 75 - Elipse traçada a partir da técnica de Borges (2017), utilizando os valores acústicos da amostra CPV47.	49
Figura 76 - Imagem da superfície da amostra CPV17, com seus pontos de medida satisfatória sobrepostos.	50
Figura 77 - Imagem gerada através dos valores do <i>grid</i> acústico da amostra CPV17.	50
Figura 78 - Modelo senoidal representativo do regime acústico da amostra CPV17.	51
Figura 79 - – Elipse enquadrada a partir dos valores da amostra CPV17, obtida por meio do método proposto por Borges (2017).	52
Figura 80 - Correlação entre a orientação azimutal, em uso, e os dados provenientes do micro tomógrafo.	52
Figura 81 - Seção micro tomográfica com maior contração de estruturas lineares.	53
Figura 82 - Lineamento estrutural contido na amostra CPV17.	53
Figura 83 - Direção perpendicular às estruturas planares.	54
Figura 84 - Comparação entre resultados oriundos de diferentes técnicas.	54

1. INTRODUÇÃO

A exploração de recursos naturais de subsuperfície baseia-se em respostas provenientes de modelos preditivos. Entretanto, a confiabilidade destas respostas limita-se em função dos atributos naturais acessados. Nesse sentido, projeções amparadas por um conjunto limitado de parâmetros tendem a fornecer respostas com alto grau de incerteza associado.

A indústria petrolífera destaca-se no que concerne à modelagem de subsuperfície. Nas próximas décadas, apesar de enfrentar um processo de esgotamento das reservas, ditas, convencionais, uma maior demanda por petróleo é prevista (OPEC, 2017). Este cenário, exposto na Figura 1, viabiliza projetos tecnologicamente desafiadores, que exigem um maior rigor na implementação de modelos (Humphreys, 2013).

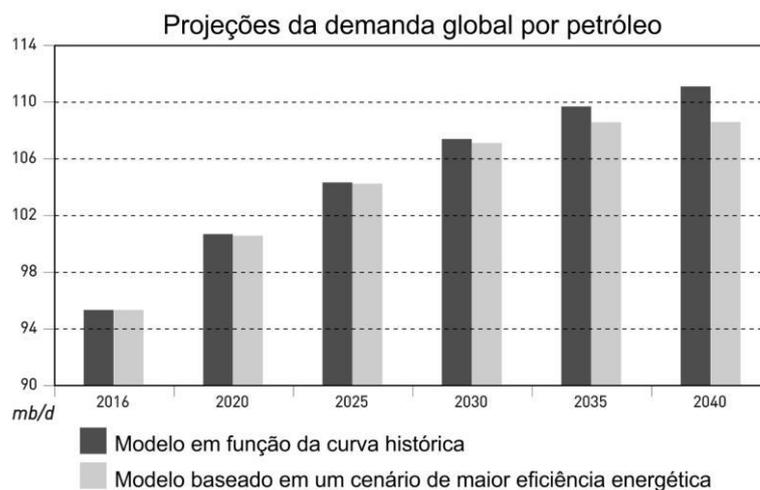


Figura 1 - Projeções globais da demanda por petróleo. Fonte: Adaptado de OPEC (2017).

A análise dos fatores necessários à caracterização das rochas reservatório tem na petroacústica, um dos seus principais recursos investigativos. Por essa razão, em um contexto de tensionamento tecnológico, a premissa isotrópica quanto ao regime acústico, associado ao meio, pode ser inadequada.

De acordo com Barton & Quadros (2015), a pressuposição oportuna, no que tange à caracterização mecânica das rochas, é a anisotropia. Um enunciado que põe em cheque a pressuposição, geomecânica, isotrópica. Afinal, um regime isotrópico seria um simples desvio frente à natureza ordinária dos materiais rochosos (Barton &

Quadros, 2015). A Figura 2 ilustra a natureza do regime isotrópico e, igualmente, sua oposição, o regime anisotrópico.

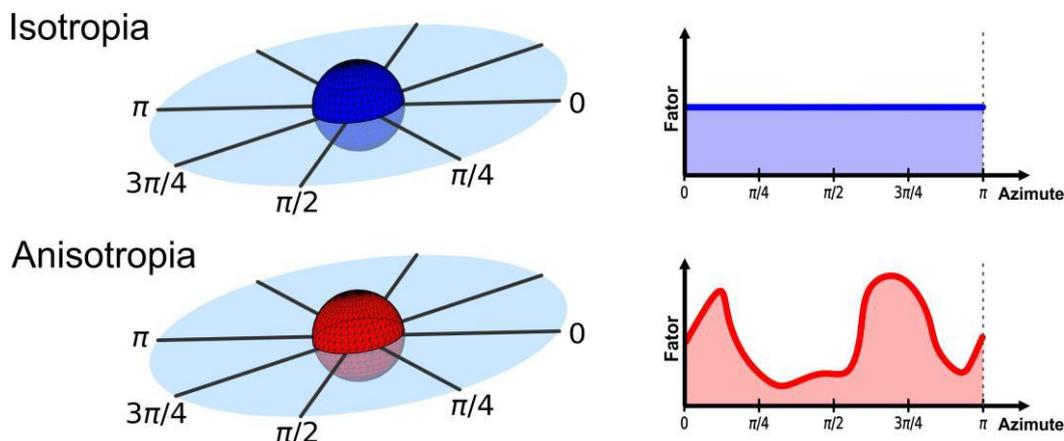


Figura 2 - Diagrama ilustrando o mecanismo relacionado à isotropia e à anisotropia.

Um padrão anisotrópico refere-se, em um mesmo ponto, à alteração de uma resposta a partir da modificação da direção analisada (Winterstein, 1990). A Figura 3 compara a anisotropia acústica presente, em um mesmo litotipo, sob diferentes condições.

Os padrões expostos na Figura 3 fundamentam-se na associação entre os valores da velocidade de propagação das ondas primárias e sua direção azimutal.

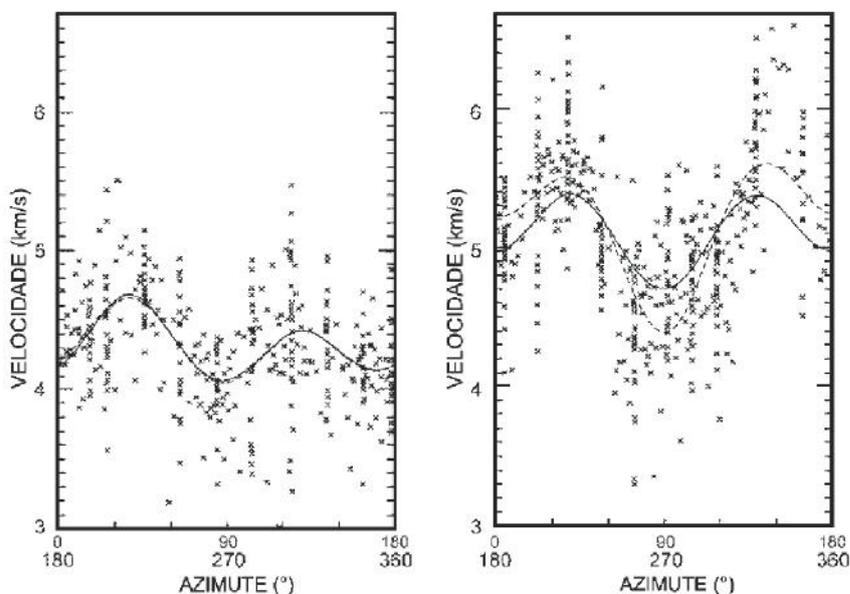


Figura 3 - Ambos os gráficos expõem uma tendência anisotrópica, por meio da correlação entre os valores da V_p e sua direção associada. O gráfico, à esquerda, exprime as respostas em uma condição seca, e o gráfico, à direita, representa os valores em uma condição saturada. Fonte: Adaptado de Bamford & Nunn (1979).

De acordo com Barton (2007), a anisotropia acústica pode ser relacionada à prevalência de uma orientação específica associada a micro fraturas dispersas em um volume rochoso. Barton (2007), igualmente, justifica o padrão acústico anisotrópico a partir da existência de uma configuração, prevalentemente, planar relacionada à distribuição e à orientação das unidades constituintes do material rochoso. Os planos de acamamento, ou laminações, observados em um contexto deposicional remetem à anisotropia acústica. Do mesma forma, texturas xistosas e sistemas de fraturas orientadas exemplificam estruturas capazes de gerar um padrão acústico anisotrópico.

A análise da anisotropia acústica presente em corpos rochosos auxilia no desenvolvimento de atividades como: o fraturamento hidráulico (Sesetty & Ghassemi, 2018), a criação de modelos geomecânicos confiáveis na perfuração de poços (Tiab & Donaldson, 2016), o desenvolvimento de poços horizontais (Bloch et al., 2005; Tak et al., 2017) e a interpretação de dados sísmicos anisotrópicos (Barton, 2007). A Figura 4 ilustra uma das atividades que se beneficia ao identificar e orientar a anisotropia elástica presente.

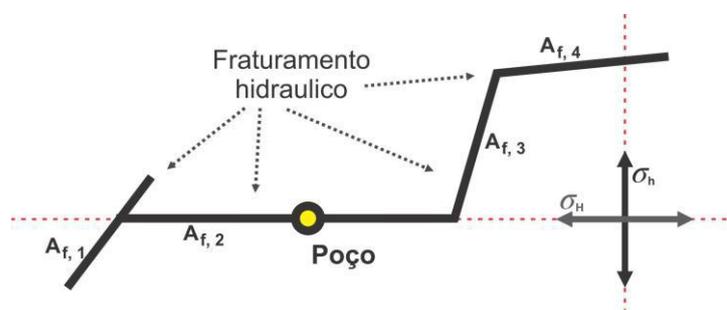


Figura 4 - Ilustração da geometria de um complexo de fraturas induzida. Fonte: Adaptado de Wang & Sharma (2019).

Segundo Benson (2004), a forma e a orientação dos espaços vazios dispersos em um material rochoso podem desencadear um padrão acústico anisotrópico. E, sendo a orientação e a forma dos poros, índices associados à tortuosidade do meio poroso, é possível vincular tais parâmetros à permeabilidade (Saxena et al., 2018). Baseado neste vínculo comum, estrutura-se uma correlação dos valores acústicos aos índices que quantificam a permeabilidade de um meio poroso.

Tutuncu & Mese (2011), Alfiansyah et al. (2017) e Li et al (2019) corroboram o paralelismo entre as respostas acústicas e os dados referentes à permeabilidade de um meio. O que fundamenta a análise da anisotropia referente à permeabilidade

através da análise da anisotropia acústica do meio poroso.

Esta correlação tem o potencial de prover dados de modo a aprimorar os modelos de fluxo. Afinal, devido ao caráter anisotrópico da permeabilidade (Benson et al., 2005; Sun et al., 2015; Sun et al., 2017; Fheed et al., 2020), dados que estimem este regime tornam-se necessários. A Figura 5 expõe um padrão anisotrópico associado à permeabilidade de uma rocha carbonática. A Figura 6 ilustra um diagrama que remete à anisotropia da permeabilidade em uma rocha reservatório.

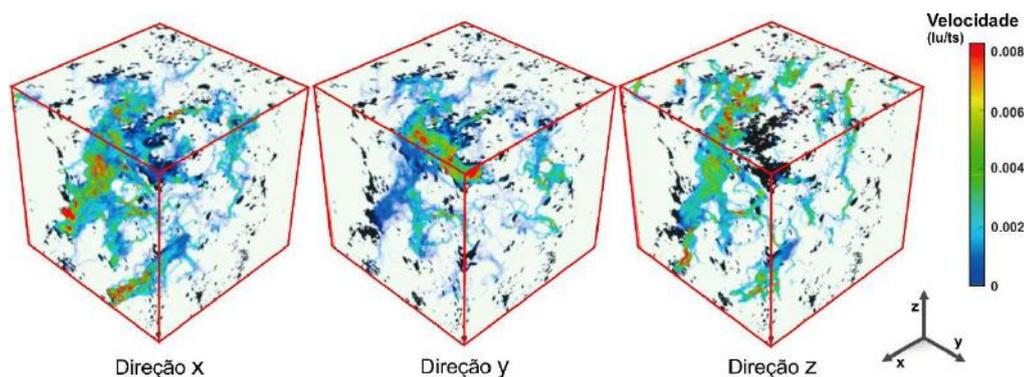


Figura 5 - Análise da velocidade de percolação em um meio poroso, utilizando a técnica LBM (Lattice Boltzmann Method). Fonte: Adaptado de Sun et al. (2015).

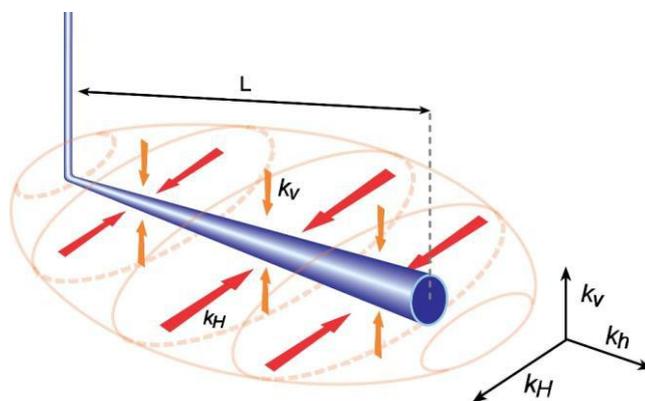


Figura 6 - Diagrama ilustrando padrões anisotrópicos de fluxo em um poço horizontal. Fonte: Adaptado de Ayan et al. (1994).

A obtenção dos parâmetros acústicos necessários à análise da anisotropia elástica presente em rochas reservatório é de grande importância na composição de modelos preditivos. Devido a esta demanda científica, um recurso capaz de identificar e orientar a anisotropia acústica presente em amostras orientadas de rocha torna-se necessário.

2. OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade científica de um equipamento, de baixo custo, que possibilita a identificação e a orientação da anisotropia elástica presente em amostras de rocha. Este intento fundamenta-se na obtenção dos tempos de propagação de um pulso ultrassônico, através de amostras cilíndricas, em diferentes direções. A Figura 7 expõe as direções de análise, que abrangem uma parcela representativa da amostra.

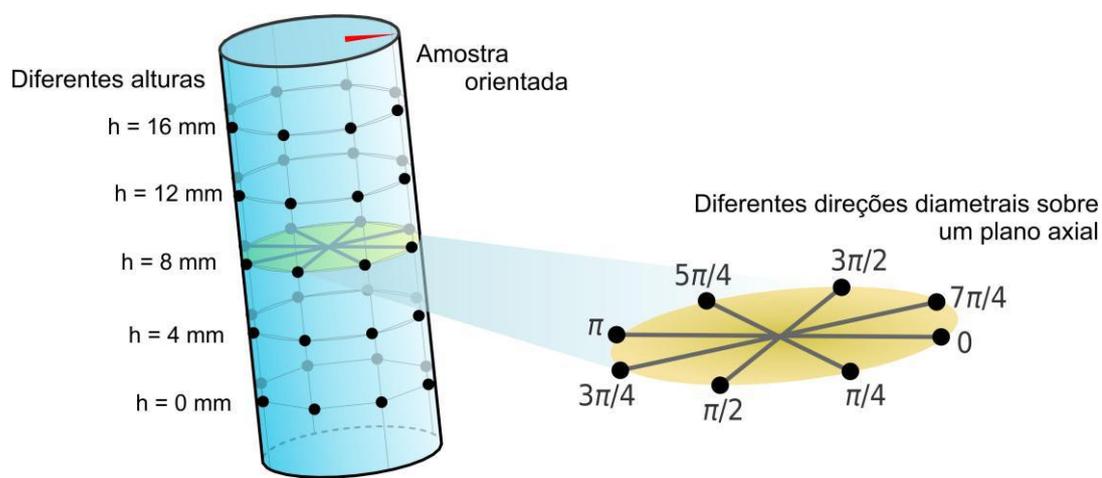


Figura 7 - Diagrama ilustrativo do sequenciamento de medida que compõe a varredura acústica executada nas amostras cilíndricas orientadas.

Sendo a distância de propagação um dado disponível, o valor da velocidade primária (V_p) pode ser calculado. A V_p é o parâmetro escolhido devido a sua menor susceptibilidade aos indesejáveis ruídos, em comparação com a dispersão energética (Gorgas et al., 2002)

Os valores da V_p devem compor uma malha de dados (Figura 8), de modo a permitir, por meio de ferramentas numéricas, o desenvolvimento de curvas acústicas azimutais (Figura 9).

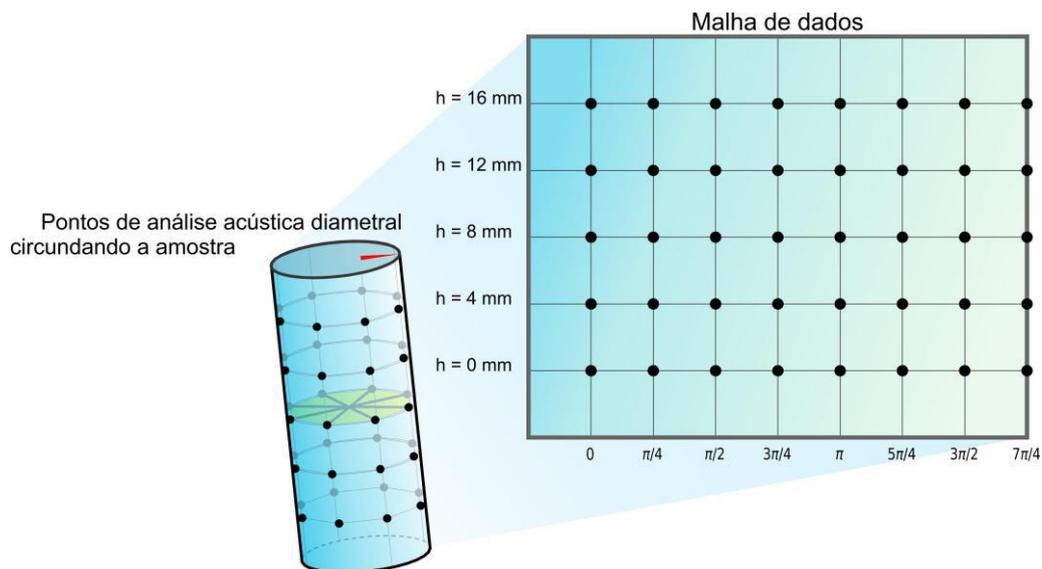


Figura 8 - Malha de dados composta pelos valores acústicos.

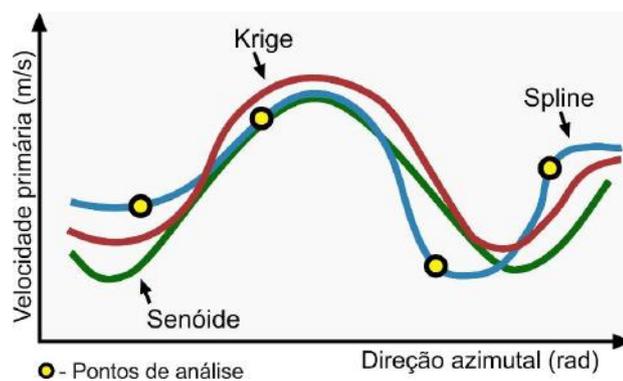


Figura 9 - Diferentes curvas acústicas geradas por meio de métodos distintos. Fonte: Adaptado de Childs (2004).

3. MECÂNICA DAS ONDAS

3.1. CONCEITOS INICIAIS

Segundo Saxena et al. (2018), os modelos acústicos de rochas reservatório baseiam-se na interconexão de parâmetros experimentais, dados geofísicos e modelos teóricos petrofísicos (Figura 10).

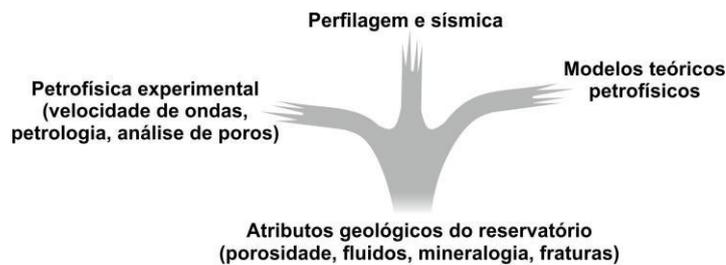


Figura 10 - Diagrama ilustrando o entrelaçamento de parâmetros científicos, necessário à caracterização acústica de rochas reservatório. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

A integração desses dados provê respostas quanto à composição, à distribuição espacial e à caracterização mecânica das rochas reservatório (Saxena et al., 2018). Esta possibilidade alça a petroacústica a um patamar de destaque na exploração petrolífera. A Figura 11 expõe uma imagem acústica utilizada na exploração do pré-sal brasileiro.

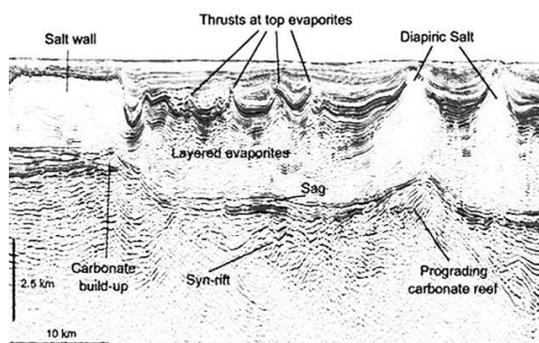


Figura 11 - Imagem sísmica utilizada na exploração das jazidas petrolíferas do pré-sal brasileiro. Fonte: Adaptado de Mann & Rigg (2012).

3.2. GEOMECÂNICA BÁSICA

3.2.1. TENSÕES

Na geomecânica, a transferência de energia ocorre por meio do contato. A grandeza que expressa o potencial de transferência disponível é a tensão, representada pelos caracteres gregos “ σ ” e “ τ ”, a depender de sua natureza.

Dimensionalmente, tensão representa força por unidade de área e sua natureza mecânica origina duas classificações: tensão normal e tensão cisalhante (Tiab & Donaldson, 2016). Tensões normais, atuam perpendicularmente aos planos infinitesimais submetidos à sua interferência. Diante de sua atuação, as tensões normais podem ser divididas como de compressão ou de tração. De modo diferente,

as tensões cisalhantes atuam paralelamente aos planos infinitesimais. As duas classificações descritas estão ilustradas na Figura 12, abaixo.

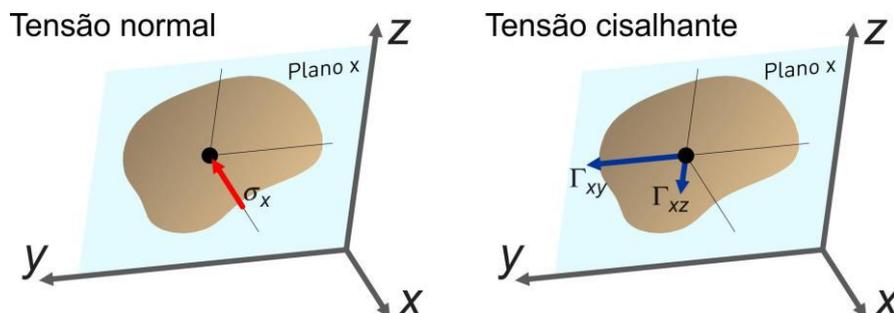


Figura 12 – Diagrama ilustrando tensões normais e tensões cisalhantes.

A simples definição de um ponto em um campo de tensões não fornece os dados necessários à caracterização da natureza das tensões em ação no mesmo. A caracterização das tensões atuantes requer a orientação do plano infinitesimal associado ao ponto sob tais condições (Kuhn, 2017).

A Figura 13 ilustra diferentes pontos submetidos a um mesmo campo de tensões. A orientação do plano no qual o campo de tensões atua é diferente em cada um dos pontos. Isto gera distintos vetores de tensão normal e cisalhante, em cada uma das situações. Por esse motivo, a definição completa das tensões atuantes em um ponto necessita de nove componentes, que expressam a natureza do campo de tensões e a orientação do plano infinitesimal associado ao ponto (Saxena et al., 2018).

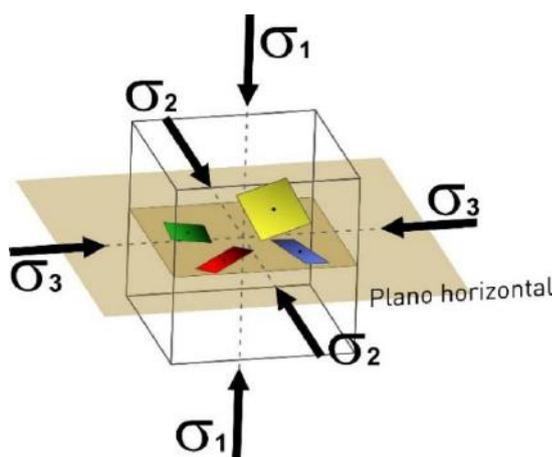


Figura 13 – Diferentes atuações de um campo de tensões, em função da orientação dos planos infinitesimais associados aos pontos.

3.2.2. DEFORMAÇÕES

Um corpo rochoso tem sua forma e volume alterados quando submetido a tensões. Esse processo é um deslocamento de uma condição estável para um estado tensionado, com acúmulo de potencial energético. A Figura 14 ilustra esse fenômeno, que é regido pela intensidade do agente transformador, a tensão, e pela natureza mecânica da rocha.

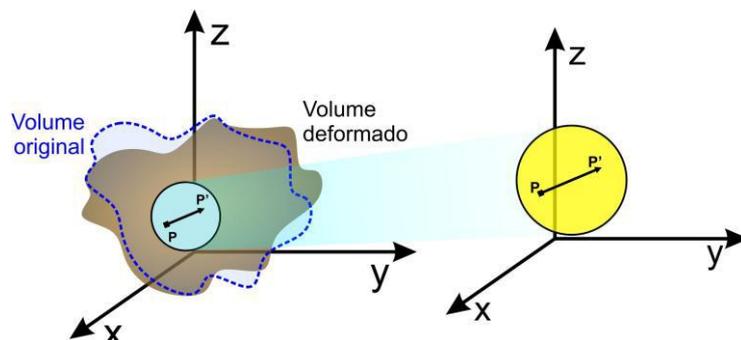


Figura 14 - Deformação, alteração espacial linear e angular resultantes da atuação de tensões. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

Uma deformação pode assumir um caráter contínuo diante da intensificação dos esforços que a originam. Nesse caso, a deformação será descrita como dúctil. Em um outro contexto, o tensionamento de um corpo rochoso pode desencadear um processo de ruptura. Um processo descrito como rúptil.

A Figura 15 ilustra um esquema que relaciona a intensidade das tensões atuantes à sua resposta deformacional, que varia em função das propriedades mecânicas de cada material.

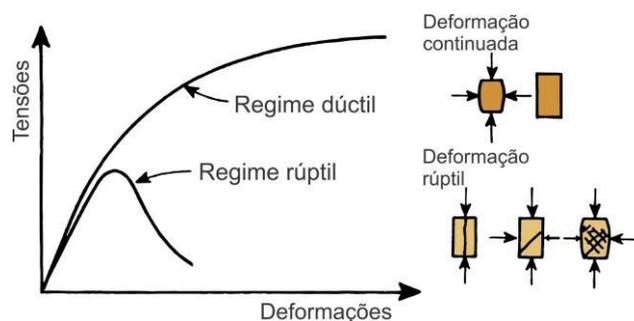


Figura 15 - Esquema comparativo entre tensões e deformações resultantes. Fonte: Adaptado de Tiab & Donaldson (2016).

Dentre os processos elásticos de deformação, a extensão e a compressão são resultantes da ação de tensões normais. Diferentemente, o cisalhamento é um

produto deformacional decorrente da atuação de tensões cisalhantes. A Figura 16 esquematiza esses processos.

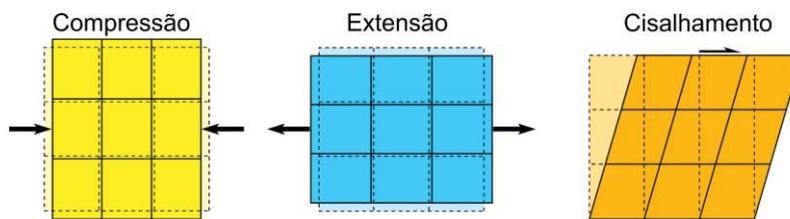


Figura 16 – Diferentes formas de deformação dúctil. Fonte: Adaptado de Burg (2018).

Entretanto, o modelo elástico não se adequa à totalidade dos processos de deformação observados. Há processos deformacionais que se distanciam deste modelo. O regime viscoelástico, por exemplo, caracteriza-se por possuir uma resposta deformacional associada a um parâmetro temporal (Warpinski & Teufel, 1989; Nguyen-Sy et al. 2019). Este modelo pode ser aplicado na interpretação de fenômenos deformacionais que progridem no intervalo de algumas horas após a extração de amostras, submetidas a um campo de tensões, *in-situ* (Warpinski & Teufel, 1989).

A Figura 17 ilustra ambos os regimes de deformação. O regime elástico é representado por uma mola, e o regime viscoelástico, pela associação de uma mola e um amortecedor que opera por fricção viscosa.

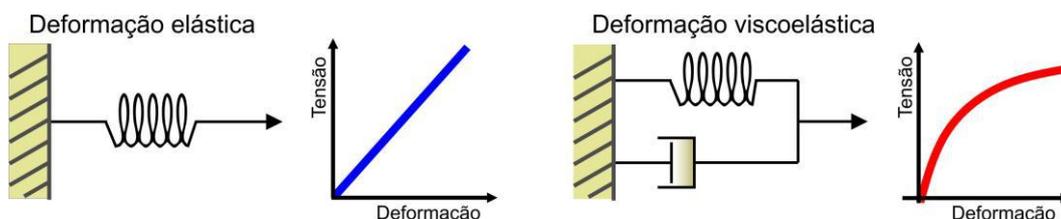


Figura 17 - Correlação entre tensão e deformação em ambos os regimes: elástico e viscoelástico. Fonte: Adaptado de Tiab & Donaldson. (2016).

3.2.3. ONDAS

Um meio rochoso está sujeito a um regime que conduz, através do seu volume, um *input* energético procedente de uma fonte externa. Este padrão de propagação, caracterizado pela alternância entre os estados relaxado e tensionado, denomina-se ondas.

De acordo com a teoria de Biot (1956₁, 1956₂ e 1962), acerca do movimento ondulatório em meios poroelásticos, há um tipo de onda compressional e duas variantes cisalhantes capazes de trafegar por um meio sem perda energética. O modelo poroelástico de Biot interpreta um meio poroso como sendo um esqueleto sólido permeado por vazios, que condicionam uma fase fluida. Este modelo prevê uma condição na qual a viscosidade da fase fluida é nula. A sua implementação prevê um cenário homogêneo e isotrópico.

As ondas compressoriais são, comumente, denominadas ondas primárias, por possuírem maior velocidade de propagação em relação às ondas cisalhantes. Estas são denominadas secundárias por serem mais lentas. A Figura 18 ilustra o comportamento das duas modalidades.

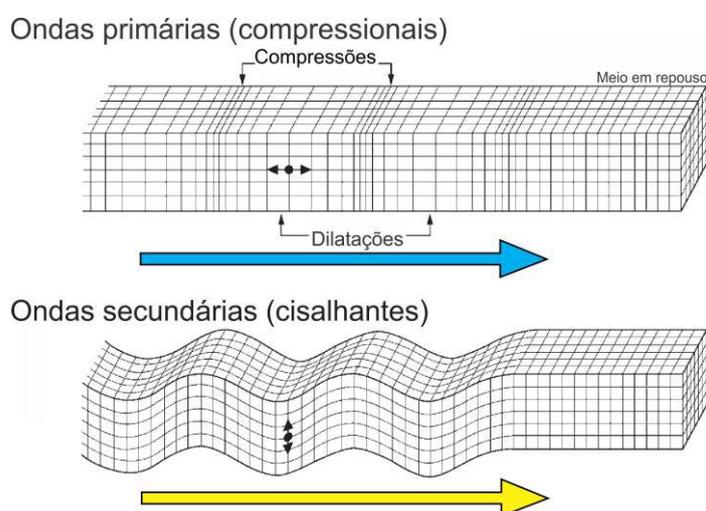


Figura 18 - Esquema ilustrando a propagação de ondas compressoriais e cisalhantes. Fonte: Adaptado de Barton (2007).

O valor da velocidade de propagação das ondas mecânica em um contexto ideal, sem dispersão energética, é uma função constituída pela resposta mecânica do meio à atuação de tensões, associada à densidade dos elementos que constituem o volume rochoso. Em um contexto deposicional, os seguintes índices são utilizados: os módulos de elasticidade do arcabouço cristalino, da matriz e da fase fluida; o módulo de cisalhamento do arcabouço cristalino; a porosidade; a tortuosidade do meio; a massa específica da fração sólida que compõe a matriz, a massa específica do fluido que permeia os vazios e a massa específica do arcabouço cristalino (Saxena et al., 2018).

3.2.4. CONFIGURAÇÃO MATERIAL

Em um cenário real, é esperado que o corpo em estudo não possua uma constituição uniformemente distribuída. Além disso, suas propriedades tendem a variar em função da direção (Barton & Quadros, 2015). Este contexto impele à reflexão acerca de quatro importantes conceitos: homogeneidade, heterogeneidade, isotropia e anisotropia.

Homogeneidade remete a uma condição na qual há predomínio de uma propriedade em qualquer ponto contido no volume do material. Heterogeneidade é a negação do que foi proposto. Isotropia se caracteriza por um regime no qual, em um ponto escolhido, há manutenção de uma propriedade, independente da direção analisada. Entretanto, um corpo rochoso, em um mesmo ponto, pode expor diferentes respostas, mediante à alteração da direção analisada. Nesse caso, ele apresentará um padrão classificado como anisotrópico. A Figura 19 ilustra diferentes texturas que exemplificam os regimes descritos.

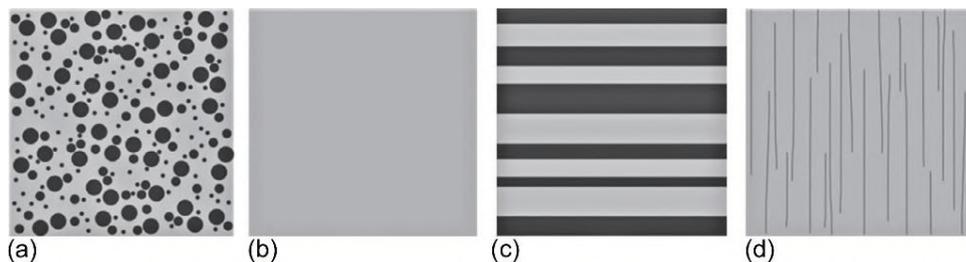


Figura 19 - Exemplos dos seguintes regimes: (a) isotrópico e heterogêneo, (b) isotrópico e homogêneo, (c) anisotrópico e heterogêneo, e (d) anisotrópico e homogêneo. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

Os fatores que distanciam o cenário real de um modelo idealizado, podem ser denominadas como interferências. Estes desvios são expressos, acusticamente, na forma de atenuação e dispersão de frequência (Saxena et al., 2018). As interferências à propagação de ondas mecânicas evidenciam os atributos não enquadrados ao modelo. A Figura 20 ilustra as respostas acústicas em um meio anisotrópico.

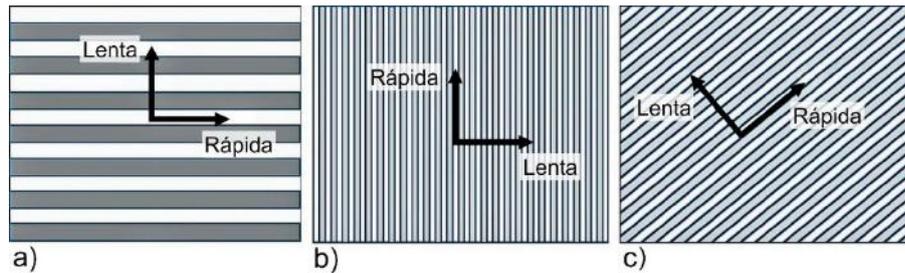


Figura 20 – As três imagens expõem o caráter anisotrópico constatado na propagação acústica em descontinuidades tabulares. A interferência mais pronunciada é observada na direção perpendicular aos planos que constituem o volume analisado. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

3.2.5. INTERFERÊNCIAS

A petroacústica é baseada na interpretação das respostas ondulatórias. Ao propagar-se através de corpos rochosos, as ondas mecânicas sofrem interferências que podem ser interpretadas como assinaturas acústicas (Saxena et al., 2018). A resposta acústica de um meio poroso expressa as propriedades elásticas do mesmo. Estas propriedades remetem a fatores importante na caracterização petroacústica de reservatórios.

A resposta acústica de um meio poroso sofre influência de uma ampla gama de fatores, dentre eles: a porosidade, a geometria dos poros, a presença de argilas, a pressão confinante, a pressão de fluidos, as propriedades das fases fluidas, a frequência das ondas e a sua temperatura (Saxena et al., 2018). Os fatores mencionados interferem na velocidade de propagação das ondas e, igualmente, promovem a dispersão energética (Saxena et al., 2018).

3.2.6. ANISOTROPIA ELÁSTICA

Convencionalmente, a partir do fator causal dos padrões anisotrópicos identificados, utiliza-se duas classificações distintas para este regime, sendo elas: a anisotropia intrínseca e a anisotropia induzida. A anisotropia intrínseca é decorrente da trama cristalina da rocha. Diferentes fatores intrínsecos desencadeiam esse padrão, como: alinhamento de argilominerais, orientação preferencial de cristais, planos de acamamento e textura xistosa (Benson, 2004).

Enquanto isso, a anisotropia induzida decorre de um regime anisotrópico desencadeado por fatores externos. O conceito de fator externo remete a uma intromissão energética posterior à gênese da rocha. Este fator de intromissão pode

ser caracterizado na forma mecânica, através de um campo de tensões anisotrópico, ou, na forma térmica, a partir de um gradiente de temperatura presente em um corpo rochoso (Benson, 2004).

Benson (2004) faz uso de uma terceira classificação, a anisotropia de espaços vagos (“*void space anisotropy*”). Essa classificação desloca o fator anisotrópico referente aos poros, originalmente associado à anisotropia intrínseca, a uma classificação particular. Esse regime específico é de grande importância, pois vincula-se exclusivamente à natureza anisotrópica referente à trama de vazios existente no corpo rochoso.

3.2.7. ESCALA X DETALHAMENTO

Uma importante propriedade física relacionada às ondas é a relação inversa entre o poder de penetração de uma onda e a sua frequência. Quanto maior a frequência, menor o seu poder de penetração. Ondas de alta frequência têm maior susceptibilidade a interferências. Ao entender tais interferências como respostas, o grau de detalhamento alcançado é igualmente maior.

Em contrapartida, quanto menor a frequência de uma onda, maior o seu poder de penetração. Neste sentido, a utilização de ondas de baixa frequência é fundamental na obtenção de dados de formações profundas, abrangendo dimensões quilométricas. Logo, sua susceptibilidade a interferências é menor. Um fato que reduz seu grau de detalhamento, diante dos atributos do meio. A Figura 21 relaciona diferentes eventos acústicos aos comprimentos de onda associados.

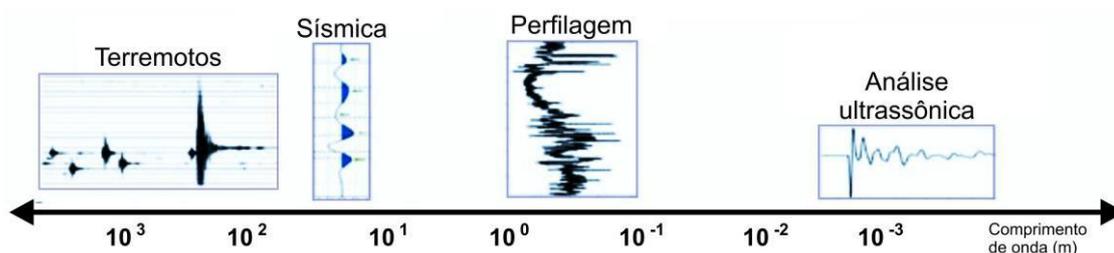


Figura 21 - Correlação entre processos acústicos e comprimento de onda. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

3.3. ÍNDICES MECÂNICOS FUNDAMENTAIS

A propagação acústica em um contexto ideal: isotrópico e homogêneo, ampara-se nas propriedades elásticas do corpo rochoso, assim como, na massa específica e volume de suas fases constituintes (Saxena et al., 2018).

A Figura 22 expõe uma tendência de incremento nos valores da velocidade de propagação das ondas primárias, à medida que sua massa específica se eleva.

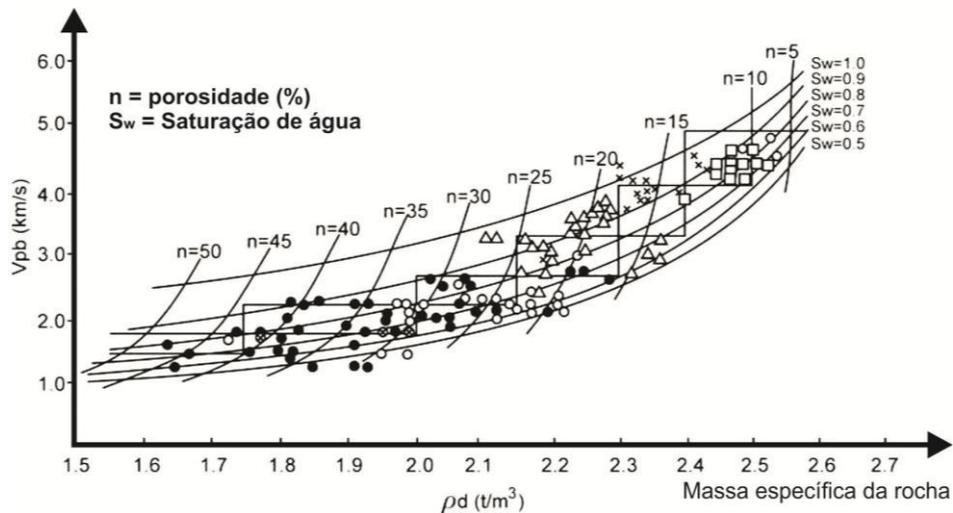


Figura 22 - Comparação entre diferentes classes de rochas a partir dos valores da velocidade primária, porosidade, massa específica e grau de saturação de água. Fonte: Adaptado de Ishikawa et al. 1995.

O módulo de elasticidade quantifica a resistência mecânica de um material a uma ação deformante. Cabe ressaltar, o dualismo existente no comportamento entre a resposta mecânica resistiva, referente a um esforço deformante estático, e a reação natural resistiva frente a um pulso mecânico oriundo de um processo de propagação de ondas. Isto impele o uso de dois parâmetros: o módulo de elasticidade e o módulo de elasticidade estático (Barton, 2007). A Figura 23 expõe um incremento linear do valor da V_p , conforme o valor do módulo de elasticidade é aumentado.

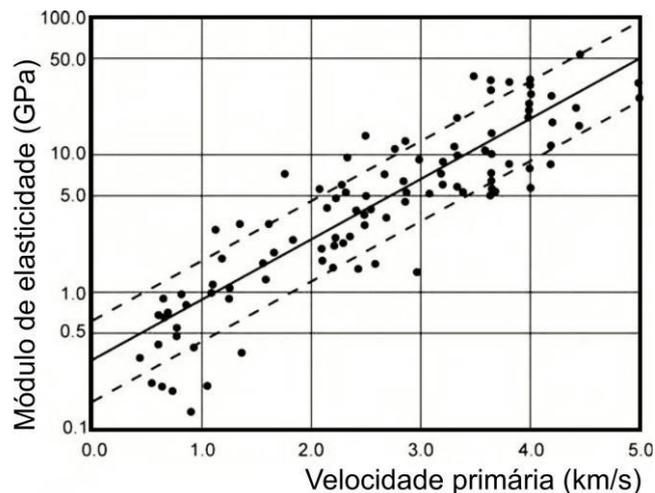


Figura 23 - Correlação entre os valores de V_p e os módulos de elasticidade das rochas analisadas. Fonte: Adaptado de Kikuchi et al. (1982).

3.4.INTERFERÊNCIAS

Há fatores naturais que não se enquadram no modelo ideal. Estes fatores interferem no valor da velocidade de propagação das ondas mecânicas. Por esse motivo, podem ser denominados como interferências.

3.4.1. POROSIDADE

A porosidade é um importante fator de interferência na propagação de ondas. A sua presença constitui um fator resistivo à propagação acústica. A Figura 24 mostra a relação entre velocidade de ondas primárias e porosidade para diferente tipos de rochas silicáticas. A Figura 25 mostra essa mesma relação para rochas carbonáticas.

Em ambos os gráficos, é possível observar que, independentemente do material geológico estudado, o incremento da velocidade das ondas primárias é inversamente proporcional ao aumento da porosidade.

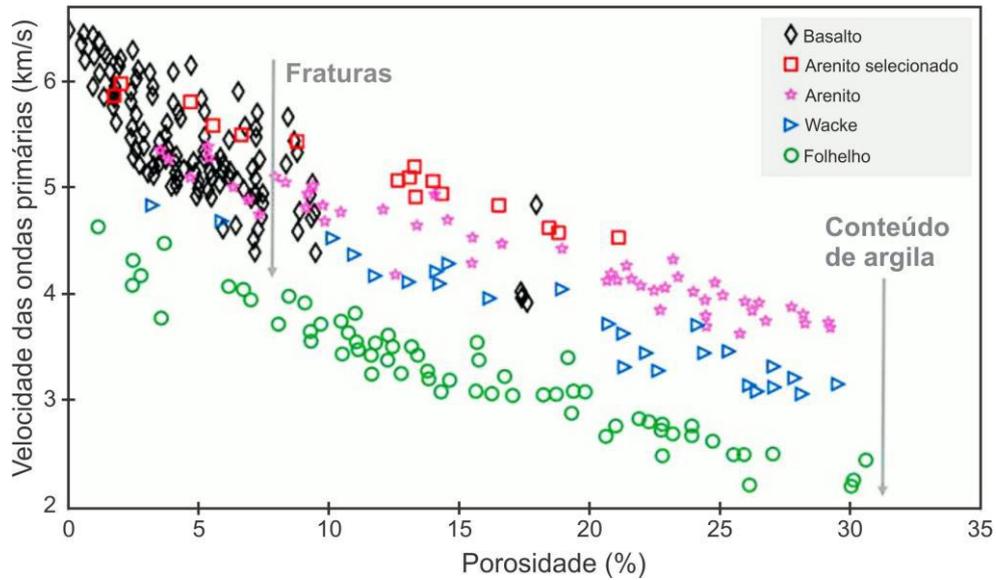


Figura 24 - Correlação entre o valor da V_p e a porosidade, em basaltos e rochas clásticas. Fonte: Adaptado de Tsuji & Iturrino (2008).

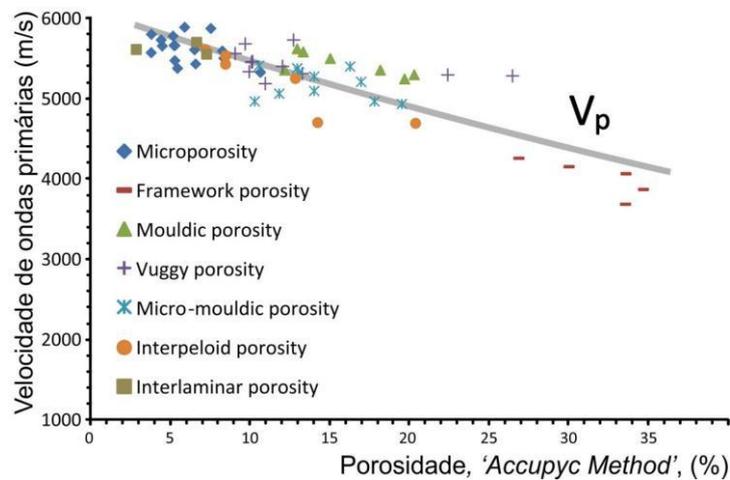


Figura 25 - Correlação entre a velocidade primária e a porosidade, destacando a textura presente em cada amostra. Fonte: Adaptado de Soete et al. (2015).

3.4.2. CONTEÚDO DE ARGILA

Um outro fator de interferência que merece destaque é a influência desencadeada pelo conteúdo de argila presente na matriz da rocha. O conteúdo de argila desempenha um papel resistivo na propagação acústica (Figura 24).

3.4.3. GEOMETRIA DOS POROS

Wang et al. (2015) utilizam uma escala que quantifica a sinuosidades da trama de vazios do meio poroso. O caractere “ α ” representa esta escala, na qual um dos

extremos é associado a um poro esférico e possui valor 1. As digressões, que se distanciam do formato esférico, geram valores cada vez menores até um valor mínimo, porém maior que zero.

A Figura 26 apresenta um gráfico que expõe a relação entre diferentes geometrias, assumidas pelos poros dispersos em um material rochoso, e a V_p . Uma tendência que associa maiores valores da V_p a poros com maior aproximação de um formato esférico.

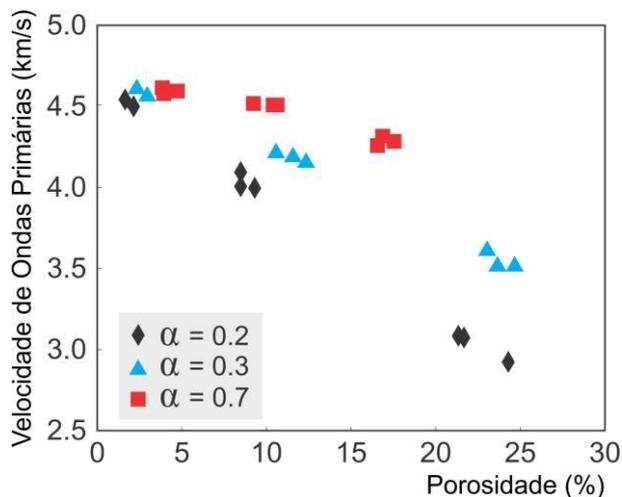


Figura 26 - Gráfico ilustrando diferentes tendências relacionadas à geometria dos poros que compõem a trama de vazios. Fonte: Adaptado de Wang et al. (2015).

3.4.4. PRESENÇA DE FLUIDOS

A presença de fluidos é uma interferência associada a quatro variáveis: o tipo do fluido, a saturação do fluido, as interações rocha-fluido e a pressão diferencial sobre fluido (Saxena et al., 2018).

De acordo com Saxena et al. (2018), uma rocha saturada por água possui uma V_p superior ao valor da V_p do mesmo material rochoso com poros vazios. Entretanto, um meio poroso parcialmente preenchido por água possui uma V_p inferior ao valor do mesmo material com poros vazios. No primeiro caso, a natureza incompressível da água incrementa a competência mecânica da rocha. Isto acarreta em maiores valores da V_p . O segundo caso, a inserção da fase fluida promove uma condição na qual a fluido e o arcabouço cristalino interagem mutuamente, em um padrão dissociado e independente. Este fator promove interferências na propagação de ondas mecânicas, expresso a partir da redução dos valores da V_p . A Figura 27 expõe essa dinâmica,

através do fator: atenuação acústica, que quantifica a interferência na propagação de ondas primárias.

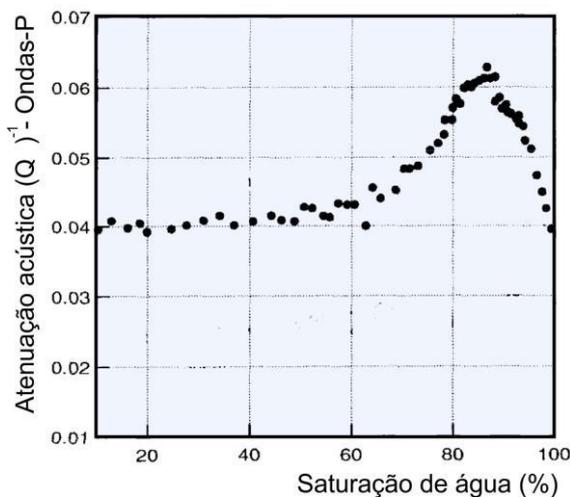


Figura 27 - Correlação entre a atenuação acústica e a saturação de água nos poros. Fonte: Adaptado de Winkler & Murphy III (1995).

3.4.5. FREQUÊNCIA DE ONDAS

A propagação de pulsos acústicos compressoriais em diferentes frequências pode expor respostas distintas no que se refere à natureza mecânica do meio. Esta dissonância associa-se a uma frequência que demanda um deslocamento intangível à fase fluida, diante do transicionamento entre os estados relaxado e tensionado do arcabouço cristalino. Este fenômeno gera uma resposta elástica intensificada, que eleva os valores da V_p obtidos (Saxena et al., 2018). Essa interferência caracteriza-se por uma resposta viscoelástica do meio ao fenômeno de propagação de ondas. A Figura 28 expõe um padrão acústico reativo à frequência de ondas.

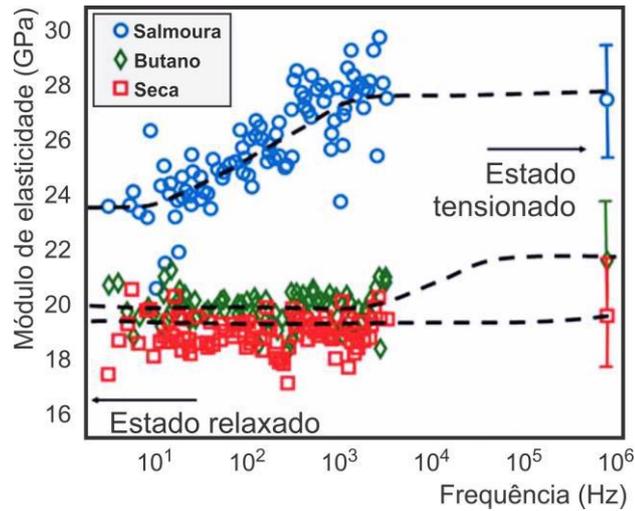


Figura 28 – Módulo de elasticidade de amostras carbonáticas, saturadas e secas, em função da frequência do pulso mecânico emitido. Fonte: Adaptado de Adam et al. (2006).

3.4.6. TENSÕES

Segundo Saxena et al. (2018), a ação da tensão efetiva resulta no aumento dos valores da V_p . Entretanto, há necessidade de uma tensão efetiva com magnitude superior a 30 MPa para plena identificação dos seus efeitos (Saxena et al., 2018).

À medida que a tensão efetiva em um volume rochoso é acentuada, ocorre um processo de constrição das micro fraturas contidas no material, sejam elas naturais ou induzidas. Este fenômeno incrementa a competência mecânica da rocha e, conseqüentemente, eleva os valores da V_p . A Figura 29 expõe a interferência que resulta da atuação de tensões.

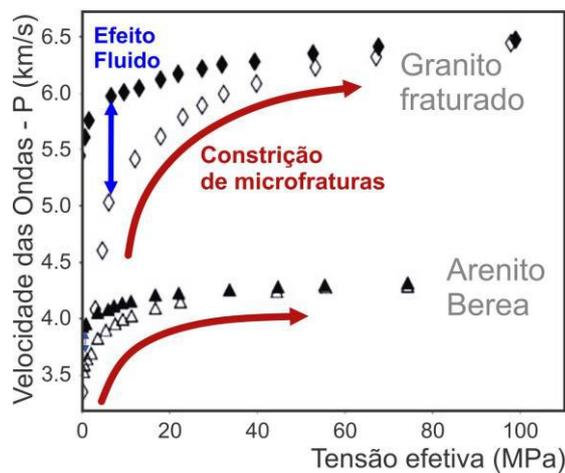


Figura 29 - Gráfico ilustrando a interferência resultante da atuação de tensões na velocidade de ondas primárias. Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

3.4.7. TEMPERATURA

Em condições naturais e considerando o gradiente geotérmico do planeta, a temperatura tem pouca influência nas propriedades mecânicas das rochas reservatório (Saxena et al., 2018). No entanto, convencionalmente, o valor da V_p tende a decrescer com o incremento da temperatura (Figura 30).

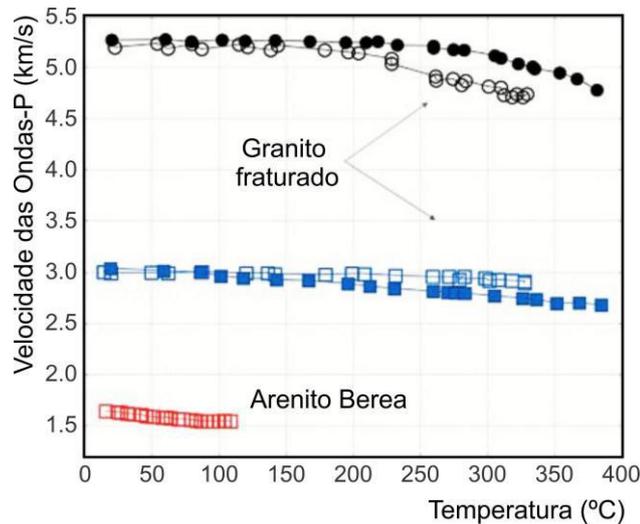


Figura 30 - Gráfica ilustrando a pequena interferência da temperatura nos valores da V_p . Fonte: Adaptado de Saxena et al. (2018).

O efeito térmico nos fluidos saturantes e nos argilominerais é relevante (Saxena et al., 2018). Por essa razão, a resposta acústica associada à temperatura pode assumir um padrão com abruptas alterações. Nestes casos, a variação da temperatura de um corpo rochoso influencia em fatores de interferência distintos.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. METODOLOGIA

O presente trabalho visa investigar as respostas provenientes do equipamento desenvolvido para esta finalidade. A metodologia empregada, apresentada no diagrama a seguir (Figura 31), baseia-se na comparação entre diferentes respostas.

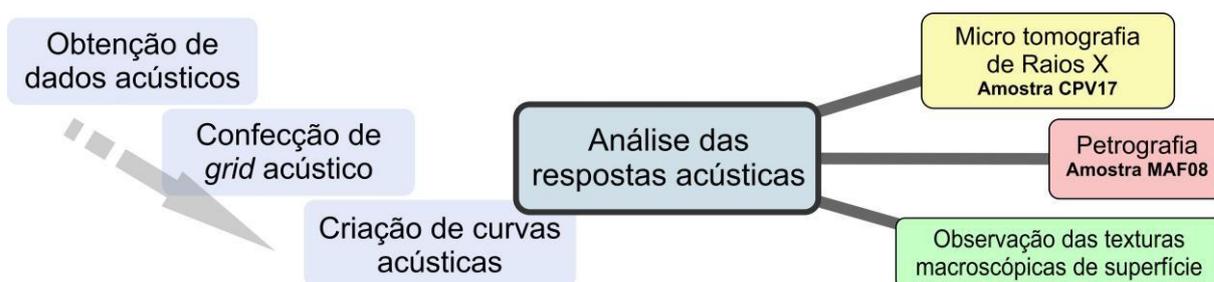


Figura 31 - Diagrama metodológico.

Inicialmente, um cilindro de polipropileno foi analisado para obtenção de parâmetros, que foram correlacionados com as informações amplamente disponíveis bibliograficamente. Essa análise inicial produziu respostas em um ambiente controlado, no sentido de averiguar o funcionamento do equipamento.

Nas amostras de rochas, a validade das respostas acústicas foi testada através da comparação entre as diferentes curvas azimutais desenvolvidas e por suas respostas redundantes, relacionadas a medidas acústicas executadas em uma mesma direção da amostra cilíndrica. Da mesma forma, o arranjo textural identificado nas amostras, através das imagens de superfície, foi correlacionado com o padrão acústico obtido. Por fim, em uma das amostras calcárias, amostra CPV17, foi realizada uma comparação entre os dados oriundos da micro tomografia de raios X e suas respostas acústicas.

4.2. MÉTODOS ACÚSTICOS LABORATORIAIS

4.2.1. CONCEITOS BÁSICOS

As técnicas acústicas utilizadas na caracterização mecânica das rochas fundamentam-se na aquisição dos intervalos de tempo relativos à propagação de pulsos acústicos emitidos. Essa informação é obtida através da precisa quantificação do intervalo de tempo entre a emissão de um pulso mecânico e a sua recepção. Tendo acesso a distância percorrida, a resposta acústica pode ser convertida no valor da velocidade de propagação deste pulso.

O valor da V_p é obtido, especificamente, através da medida de um pulso de natureza compressional. No percurso, relativo à propagação, as interferências podem ser analisadas através da redução do valor da velocidade de deslocamento do pulso.

A Figura 32 expõe a dinâmica acústica relacionada aos métodos acústicos de transmissão.

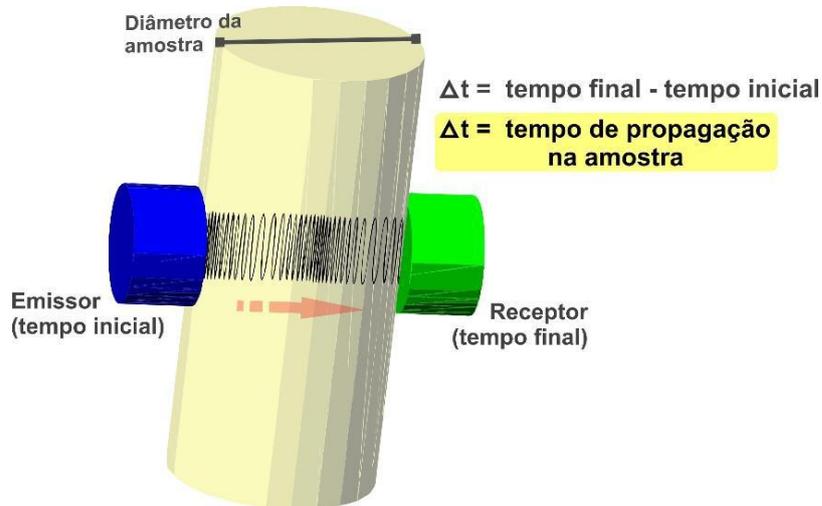


Figura 32 - Diagrama ilustrando a emissão e a recepção de um pulso compressional relacionado aos métodos acústicos de transmissão.

4.2.2. TRABALHOS ANTERIORES

Bloch et al. (2005) abordam uma técnica acústica denominada “*The Acoustic Velocity Anisotropy – VELAN Method*”, desempenhada por um par de transdutores acoplados mecanicamente ao material amostrado. O valor da velocidade de propagação das ondas primárias é obtido em diferentes direções de uma seção da amostra. Cria-se uma curva que expressa as tendências acústicas, onde o ponto de valor mínimo é associado à máxima interferência. A Figura 33 expõe o dispositivo utilizado no método VELAN.

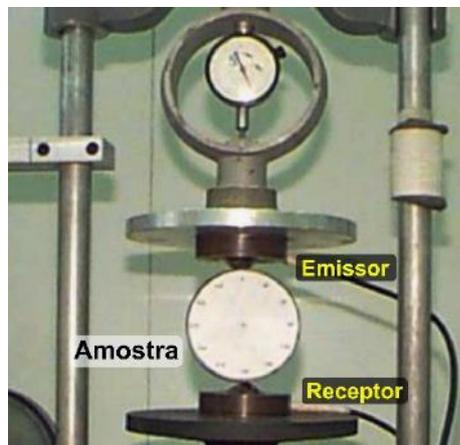


Figura 33 - Maquinário utilizado no método VELAN. Fonte: Adaptado de Bloch et al. (2005).

Soares (2006) apresenta um recurso petrofísico no qual 32 transdutores (Figura 34) obtêm dados acústicos em múltiplas direções através da amostra. Este sistema adquire dados que compõem um intrincado arranjo de linhas contidos em uma seção da amostra. Usando o *dataset*, gerado por este equipamento e utilizando técnicas de inversão, é possível obter tomogramas acústicos de seções de amostras cilíndricas (Figura 35).

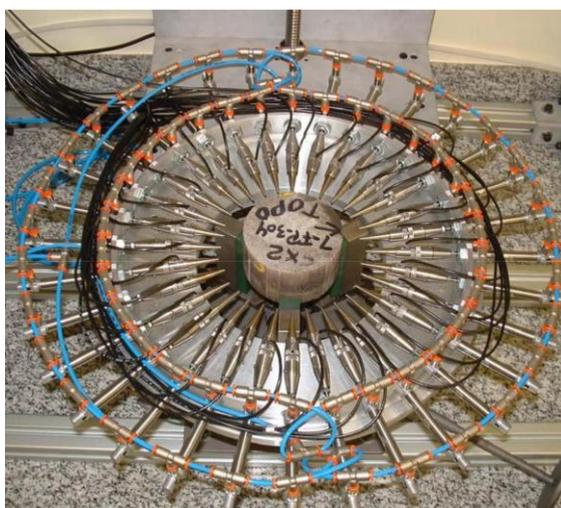


Figura 34 - Implementação de 32 transdutores no dispositivo no tomógrafo acústico utilizado no trabalho de Soares (2006). Fonte: Adaptado de Soares (2006).

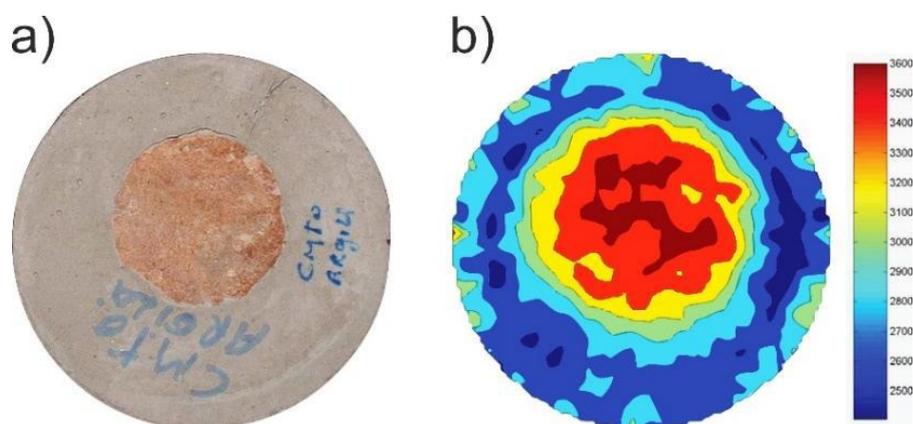


Figura 35 - a) Imagem de uma amostra teste de cimento, com uma inclusão cilíndrica de arenito; b) tomograma acústico correspondente. Fonte: Adaptado de Soares (2006).

Oliveira (2015) utilizou um tomógrafo acústico (Figura 36) desenvolvido por Lincoln Ferreira, técnico da Petrobras. Este recurso científico implementa rotinas automatizadas na obtenção dos dados acústicos em amostras cilíndricas de, aproximadamente, 100 milímetros de diâmetro.

O seu projeto prevê a obtenção de dados acústicos em uma vasta gama de

direções através das amostras. Isso é permitido pela existência de dois sistemas de deslocamento independentes, um para cada unidade transdutora.



Figura 36 – Tomógrafo criado por Lincoln Ferreira. Fonte: Oliveira (2015).

Nesse contexto, há ainda abordagens acústicas pouco usuais, como a de um sistema ultrassônico baseado na utilização de laser, isento de qualquer tipo de contato. Esse método que baseia-se na súbita expansão térmica desencadeada pela ação pontual do laser. Este fenômeno gera um pulso ultrassônico que cruza a amostra. No lado oposto da amostra, um interferômetro laser, que é capaz de registrar o movimento das partículas, pontua a chegada do pulso (Saxena et al., 2018).

Outra técnica incomum é a microscopia acústica de varredura. Esta técnica é capaz de analisar as propriedades elásticas relacionadas a microestruturas (Saxena et al., 2018). A frequência acústica necessária à obtenção de interferências, oriundas de diminutas estruturas ($>1 \mu$), deve ser, excepcionalmente, alta, 1.0 - 2.0 GHz (Saxena et al., 2018). Esta técnica micrométrica, assim como, a quilométrica, sísmica, baseia-se na reflexão de pulsos mecânicos gerados.

4.3. AURIS

4.3.1. INTRODUÇÃO

O equipamento desenvolvido no presente trabalho é inspirado no dispositivo acústico utilizado no trabalho de Oliveira (2015). Esta empreitada ampara-se na experiência adquirida nos trabalhos que o antecederam (Oliveira, 2015; Soares,

2006). Entretanto, no seu projeto há particularidades que se baseiam nos recursos disponíveis no seu tempo. Além disso, suas funções foram voltadas para amostras cilíndricas de menor dimensão, aproximadamente, de 30 - 55 mm de diâmetro.

O equipamento desenvolvido no presente trabalho recebeu o nome de “Auris” (Figura 37), que significa ouvido em latim.

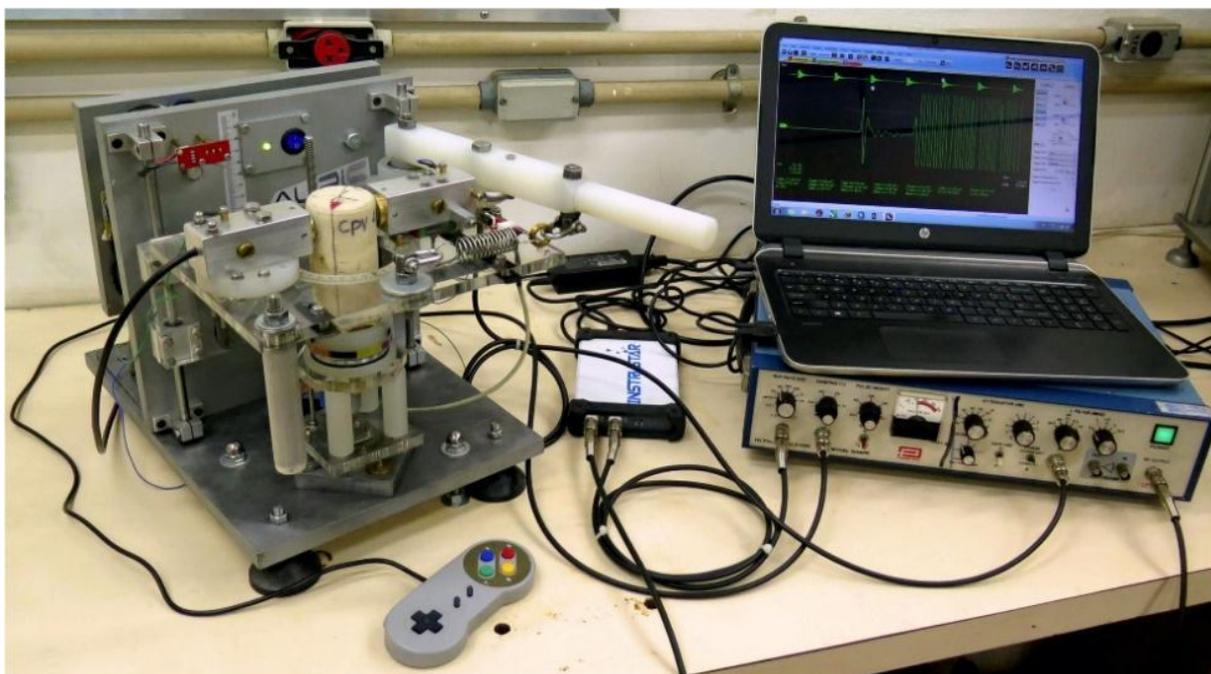


Figura 37 - Auris, em funcionamento.

4.3.2. CONFIGURAÇÃO BÁSICA

O projeto eletrônico que torna possível a obtenção dos tempos de propagação das ondas primárias através dos testemunhos é semelhante ao utilizado no equipamento que o antecedeu (Oliveira, 2015). O sistema é composto pelo mesmo *pulser-receiver* : um dispositivo que emite pulsos em alta voltagem, além de dois sistemas transdutores e um osciloscópio. O osciloscópio utilizado no projeto atual trabalha acoplado a um computador pessoal. Este osciloscópio é um dispositivo da marca Instrumar, modelo ISDS205A, que possui dois canais e uma taxa máxima de amostragem de 48M/s. A Figura 38 ilustra o sistema descrito, atualmente, em funcionamento no Laboratório de Mecânica dos Solos do Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

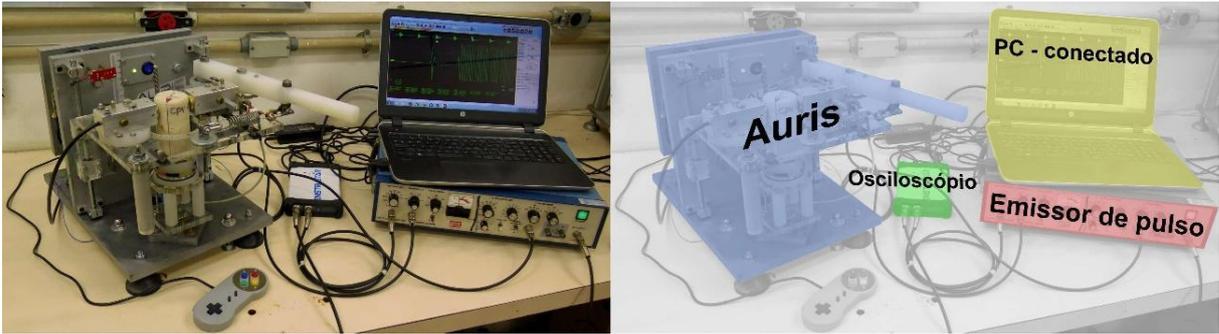


Figura 38 - Diagrama descritivo dos componentes utilizados na obtenção do tempo de propagação de ondas primárias.

O mecanismo básico desta versão é similar ao equipamento descrito por Oliveira (2015). Um pulso de 400 V é gerado pelo dispositivo, Panametrics Model 5058PR *High Voltage pulser-receiver*, e, de forma concomitante, um sinal de sincronização é enviado a partir do mesmo aparelho. O pulso de alta voltagem desloca-se a uma das unidades transdutoras, a unidade de emissão, e o sinal de sincronização (+SYNC) é, então, diretamente deslocado ao osciloscópio, estabelecendo um parâmetro temporal no mesmo. O pulso elétrico conduzido à unidade transdutora de emissão converte-se em oscilações mecânica em função da frequência de ressonância do dispositivo transdutor (Nakamura, 2012), XNQ200-18A (Figura 39), que neste caso é de 200 kHz. A Figura 40, expõe o projeto do novo sistema transdutor, enquanto a Figura 41 ilustra o sistema transdutor finalizado.



Figura 39 - Imagem ilustrando o transdutor utilizado. Fonte: Adaptado de Aliexpress (2020).

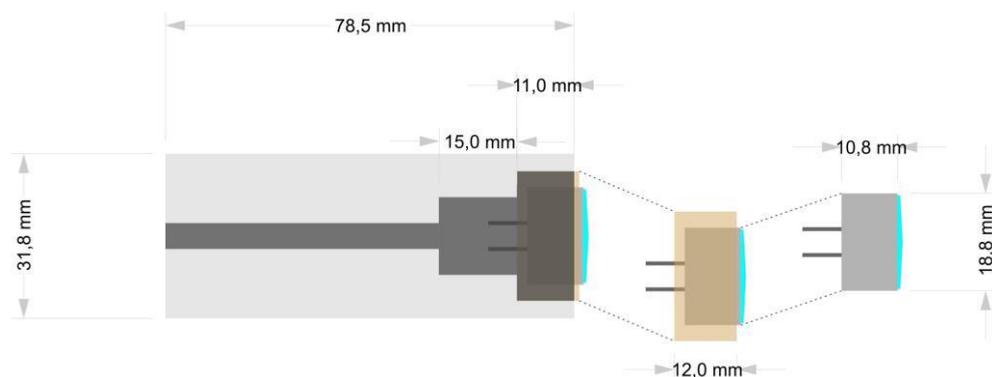


Figura 40 - Especificações do novo sistema transdutor.



Figura 41 - Novos sistemas transdutores finalizados.

O pulso mecânico gerado pelo transdutor propaga-se através do volume rochoso e sofre interferências associadas às propriedades do material em estudo. No término do trajeto através do material rochoso analisado, o sinal colide com a unidade transdutora de recepção. Esta unidade é semelhante à unidade de emissão, entretanto, neste esquema, ela desempenha a conversão do sinal acústico em um sinal elétrico, em um processo inverso. Este sinal elétrico retorna ao mesmo dispositivo que gerou o pulso.

Nesta fase, o *pulser-receiver* recebe a informação medida e efetua funções espectrais atenuando o ruído frente ao sinal desejado. Após o retrabalhamento, o *pulser-receiver* retransmite as informações ao osciloscópio. O osciloscópio, por meio do sinal de sincronização e a resposta recebida, ao fim do ciclo, obtém o intervalo temporal relativo ao trânsito do pulso, desde a sua emissão até o recebimento da resposta processada. Este é o tempo total de trânsito do pulso, abrangendo seu percurso na forma elétrica, sofrendo transduções e se propagando mecanicamente. A Figura 42 esquematiza a dinâmica descrita.

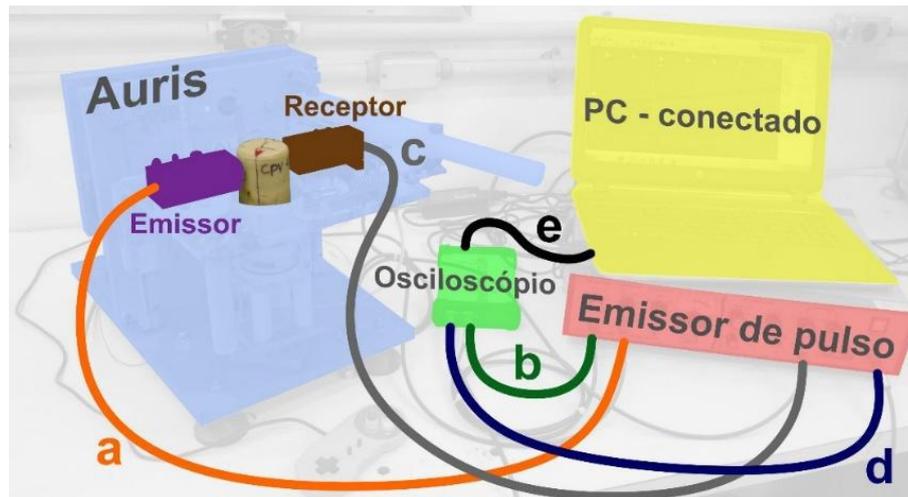


Figura 42 - Representação esquemática dos eventos relacionados a medida do tempo de propagação de um pulso mecânico compressional.

Na Figura 42, a linha “a” representa o percurso do pulso de alta tensão, que é originado no *pulser-receiver* e destinado ao sistema de transdução, que emite o pulso mecânico. A linha “b” corresponde ao sinal de sincronização emitido pelo *pulser-receiver*, destinado ao osciloscópio. A linha “c” representa um sinal gerado pelo sistema transdutor de recepção, conduzido ao *pulser-receiver*. A linha “d” constitui a retransmissão do sinal trabalhado pelo *pulser-receiver* e destinado ao osciloscópio. Finalmente, o último trajeto, representado pela linha “e”, envia os dados relativos à função temporal do pulso, transferidos pelo osciloscópio ao PC, via USB. O software “*Multi VirAnalyzer*”, disponibilizado pelo fabricante do osciloscópio (*Intrustar*), decodifica os dados, tornando-os disponíveis, distribuídos em uma escala de tempo.

4.3.3. MOVIMENTOS CADENCIADOS

A rotina de automática de varredura acústica baseia-se no uso de motores de passo. Estes motores especiais permitem a execução de deslocamentos angulares precisos. A Figura 43 expõe os dois motores de passo utilizados no sistema proposto nesse trabalho. Esses motores são controlados a partir de um microcontrolador, que, auxiliado por drivers, coordena os movimentos dos motores citados.

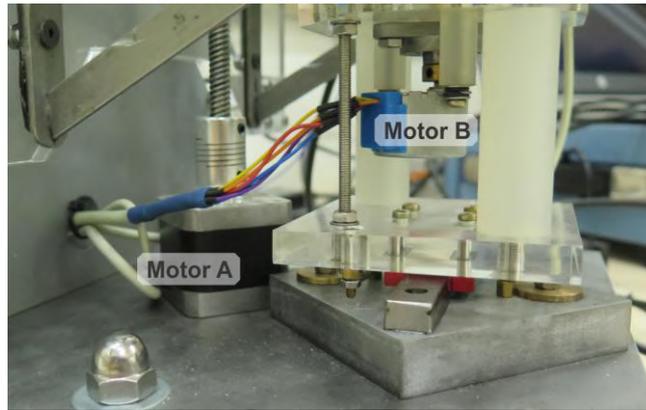


Figura 43 - O Motor A é um NEMA 17 e o Motor B é um motor reduzido, modelo 28byj-48.

Um dos motores é um NEMA 17 com torque estático de 3,5kgf/cm. O seu movimento viabiliza a leitura acústica em diferentes planos axiais do testemunho. O outro motor é um diminuto motor de passo, 28byj-48. O seu funcionamento permite a leitura acústica em diferentes direções diametrais contidas nos planos axiais da amostra cilíndrica.

A ação do microcontrolador, modelo Raspberry Pi 3B (Raspberry, 2020)(Figura 44), é regida por um algoritmo em linguagem Python que é executado no seu sistema operacional, Raspbian (Raspbian, 2020). O sistema operacional Raspbian é uma versão do sistema Debian, um sistema gratuito que usa o kernel Linux.



Figura 44 - Raspberry Pi 3 Model B Board. Disponível em: Raspberry3 (2020)

4.3.4. ACOPLAMENTO

No momento atual, o processo de acoplamento mecânico não é automatizado. É necessário, em cada alteração de direção analisada, efetuar o alívio da tensão de acoplamento mecânico. Esse procedimento é realizado com o uso de uma alavanca, de modo a permitir o livre movimento relativo do testemunho em relação aos transdutores (Figura 45).

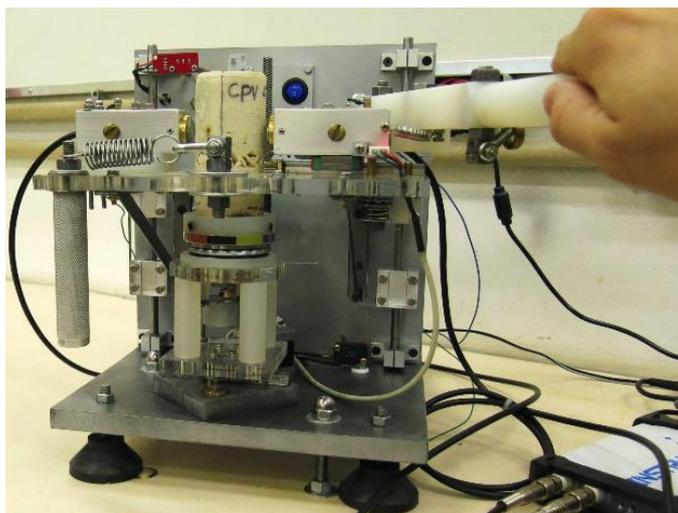


Figura 45 - Recurso mecânico utilizado no acoplamento mecânico.

Considerando a experiência adquirida no projeto que o antecedeu (Oliveira, 2015), o projeto atual implementou um novo conceito mecânico no processo de acoplamento. Esse conceito consiste na mobilidade da amostra em análise pelo contato do sistema transdutor móvel em direção ao sistema transdutor oposto e fixo. Essa alternativa criou uma condição vetorialmente equilibrada, resolvendo problemas pretéritos (Figura 46).

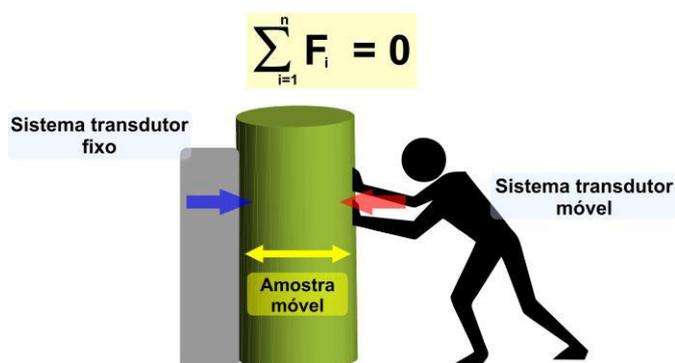


Figura 46 - Diagrama ilustrando o equilíbrio vetorial na rotina de acoplamento.

No acoplamento, a interface entre os diferentes meios é um fator crítico. Nesse cenário desafiador, algumas substâncias são utilizadas afim de criar “pontes” entre as descontinuidades materiais. Essas substâncias são denominadas acoplantes.

Durante a evolução deste trabalho, materiais como chumbo, cobre, gel solúvel em água, graxa de silicone e glicose foram testados. No entanto, o melhor resultado foi obtido através do uso do acoplante, Ultrigel II – MAGNAFLUX (MAGNAFLUX, 2020), com base em glicerina.

4.3.5. ACESSO AO TEMPO DE PROPAGAÇÃO

Considerando as limitações técnicas e as aplicações nas quais o equipamento é empregado, o intervalo de tempo composto pelo deslocamento do pulso elétrico no sistema eletrônico e o tempo necessário ao fenômeno de transdução pode ser considerado constante. Este valor constante é obtido por meio do contato direto entre os dois sistemas transdutores (Figura 47). Este valor será referenciado neste trabalho como “tempo do sistema”.

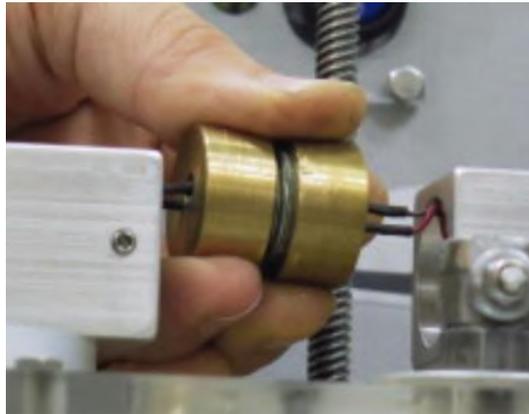


Figura 47 - Operação realizada para acessar o tempo do sistema.

O tempo do sistema é um valor de grande importância, pois afeta todas as respostas obtidas. Por isso foram executadas 16 medidas, com a finalidade de atenuar estatisticamente os desvios associados aos instrumentos. A ferramenta utilizada para esse cálculo faz parte da *Lybrary* Seaborn do código Python (Seaborn, 2020), comando `seaborn.kdeplot()`. Esta ferramenta traça uma curva por estimativa Kernel de densidade. O valor obtido foi de $1.50 \mu\text{s}$ (Figura 48).

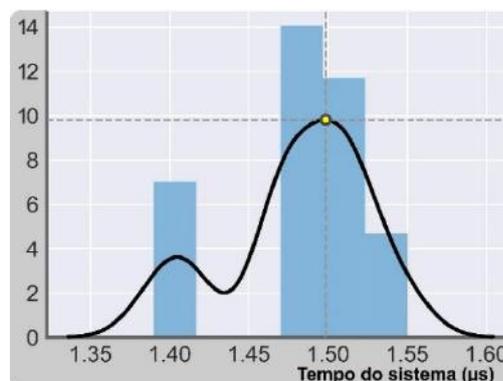


Figura 48 - Distribuição dos valores do tempo do sistema.

Tendo acesso ao tempo do sistema, o tempo de propagação através dos testemunhos pode ser calculado pela subtração do tempo do sistema, do valor do intervalo de tempo do ciclo completo. A Figura 49 expõe um diagrama que ilustra a operação necessária à obtenção do intervalo de tempo relacionado à propagação do pulso mecânico através das amostras.



Figura 49 - Esquema utilizado para obtenção do tempo de propagação de ondas compressoriais através do testemunho em uma direção radial.

Os intervalos de tempo relativos à propagação de um pulso mecânico através da amostra analisada são obtidos, sequencialmente, tramando uma malha de dados, ao longo de sucessivos planos axiais. A Figura 50 ilustra a extensa rotina de varredura. Esse exaustivo processo visa constituir uma leitura acústica representativa. Uma demanda que requereu o desenvolvimento de um sistema mecatrônico capaz de coordenar espacialmente a orientação das medidas necessárias à composição de uma malha de dados.

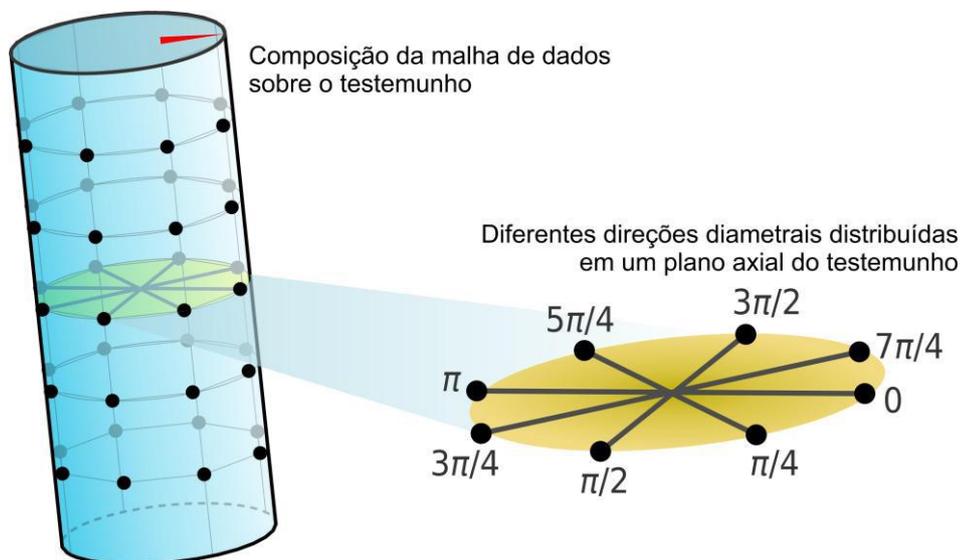


Figura 50 - Malha de dados composta por diferentes direções diametrais da amostra cilíndrica.

É importante ressaltar que a redundância relativa às respostas obtidas em uma mesma direção, porém em pontos opostos da mesma, é um importante parâmetro

disponível para verificação da precisão das respostas obtidas. Quanto mais acentuado for, o caráter simétrico entre os dados dos dois hemisférios da amostra, melhor é a qualidade da leitura do dispositivo.

O passo utilizado no presente trabalho, entre as direções diametrais de análise, é $22^{\circ}30'$, enquanto, o passo utilizado entre os planos axiais de análise é de 4 mm.

4.3.6. ANÁLISE DOS DADOS ACÚSTICOS

Com acesso ao conjunto de valores acústicos que trama uma malha de dados, um *grid* de alta densidade pode ser obtido por interpolação. As ferramentas da *Library SciPy* (Virtanen et al., 2020), do código Python, permitem a aquisição desse *grid*. Um *grid* estruturado por meio do método de interpolação cúbica, executado a partir da função `interpolate.griddata()`.

Como *grid* de alta densidade criado, uma imagem representativa dos valores acústicos pode ser gerada utilizando a *Library Matplotlib* (Hunter, 2007). A Figura 51 expõe uma representação gráfica de um *grid* constituído por 1000 células no eixo X e por 1000 células no eixo Y, originado a partir da interpolação de uma malha de dados acústica amostrada. A Figura 52 ilustra o intervalo que detém, em maior realce, um padrão anisotrópico.

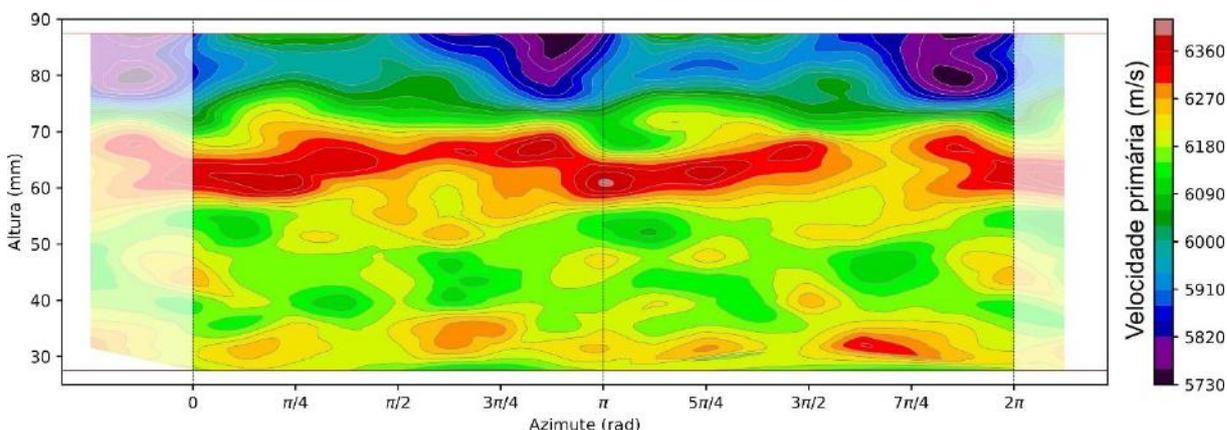


Figura 51 - Representação gráfica de um *grid* acústico.

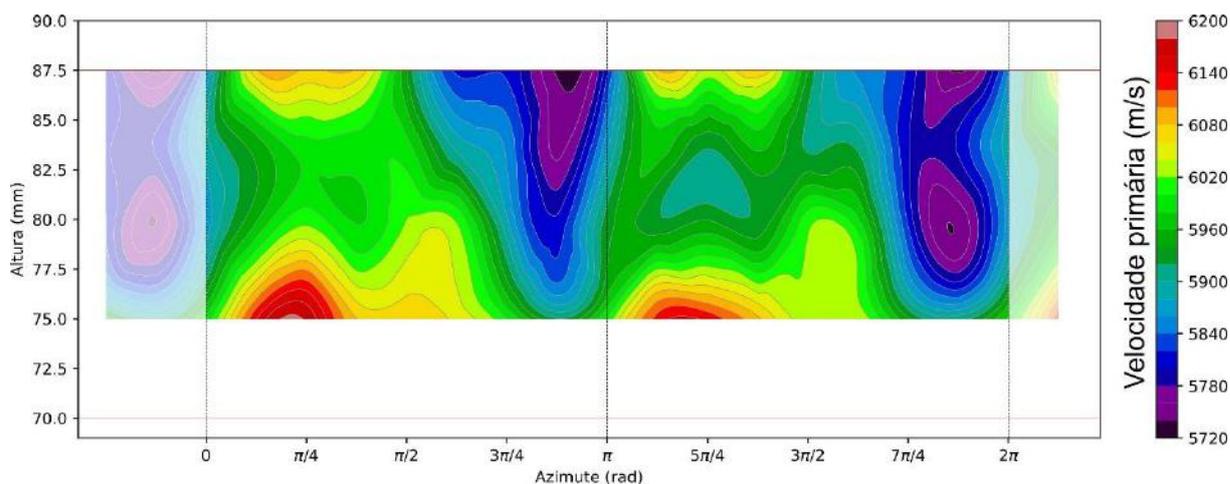


Figura 52 - Intervalo de pronunciado caráter anisotrópico.

Na altura onde o caráter anisotrópico possuir maior evidência, três técnicas serão utilizadas no sentido de modelar o padrão anisotrópico a partir dos valores da V_p (Figura 53).

A primeira técnica traça uma curva, amparada por 10000 células no eixo azimutal, através de uma ferramenta contida na *Library* PyKrige (PyKrige, 2020), função `OrdinaryKriging()`, com modelo de variograma gaussiano. Utilizando esta curva, através da função `signal.find_peaks()` da *Library* SciPy, os pontos mínimos são destacados a partir da sua proeminência. Esta técnica não restringe a um mesmo resultado seus valores acústicos associados a uma mesma direção. O que gera uma ferramenta útil, no sentido de analisar os dados redundantes gerados.

A segunda técnica é um método analítico baseado na projeção polar (Borges, 2017). Este método obtém a elipse que melhor se enquadra nos pontos *plotados* a partir dos dados acústicos obtidos.

A terceira técnica é um método que enquadra uma curva senoidal aos valores obtidos, utilizado a partir da função `optimize.leastsq()`, pertencente à *Library* ScyPy. Uma senoide de período fixado em π rad gera um modelo acústico a partir dos dados obtidos. Baseado nesta curva, os pontos mínimos são, igualmente, destacados a partir da função `signal.find_peaks`.

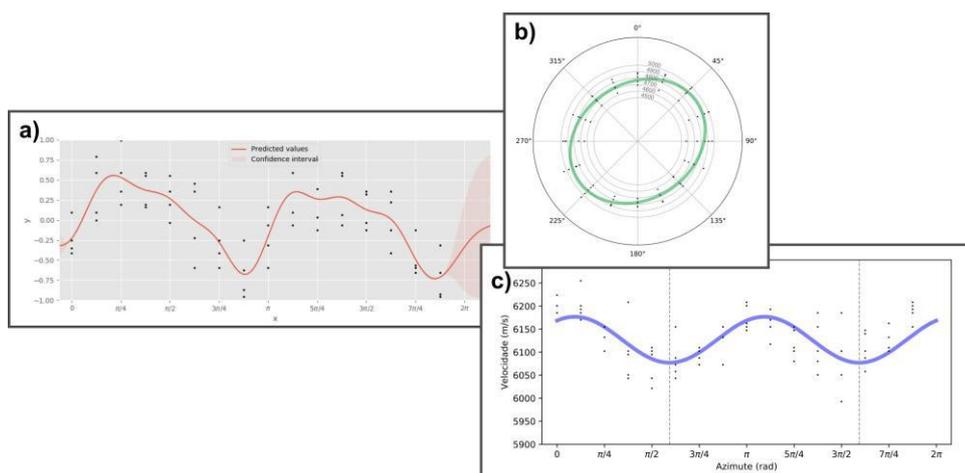


Figura 53 – a) Método baseado na técnica de krigagem; b) método de enquadramento por elipse e c) método de enquadramento por senoide.

4.4. PETROGRAFIA - AMOSTRA MAF08

Uma lâmina sem orientação foi confeccionada no Centro de Tecnologia Mineral - CETEM com a finalidade de identificar os minerais que predominam na amostra MAF08, que corresponde a uma rocha máfica.

A petrografia foi realizada utilizando um microscópio Zeiss Axioimager M2.m, com a câmera AxioCam HRc acoplada.

4.5. MICRO TOMOGRAFIA DE RAIOS X - AMOSTRA CPV17

A amostra calcária CPV17 foi submetida à análise por microtomógrafo de raios X. Esta técnica busca investigar as texturas internas da amostra, de modo a disponibilizar dados correlacionáveis às respostas acústicas.

O equipamento utilizado foi um microtomógrafo SkyScan 1173 High Energy microCT (μ CT) – Bruker, pertencente ao Laboratório de Geologia Sedimentar (LAGESED), do Departamento de Geologia da UFRJ. Cada pixel, das imagens geradas representam, especialmente, 50 μ m. O software utilizado na aquisição de dados foi o SkyScan 1.6, e, na reconstrução foi utilizado o software, NRecon(1.7.4.6).

Esta técnica fundamenta-se na interação de um feixe de raios X com o material (Neto et al., 2011). Essa interação provoca a emissão de diferentes formas de energia. Dentre as formas de energia emitidas, destacam-se aquelas provenientes da liberação que ocorre pela transição de elétrons entre diferentes níveis eletrônicos.

Os fatores que atenuam podem ser levados em conta na interpretação de uma imagem gerada em um microtomógrafo de raios X. A densidade e o número atômico médio do material analisado são os fatores mais influentes neste fenômeno (Neto et al., 2011). A Figura 54 exemplifica o tipo de imagem que pode ser gerado pela técnica de microtomografia de raios X.

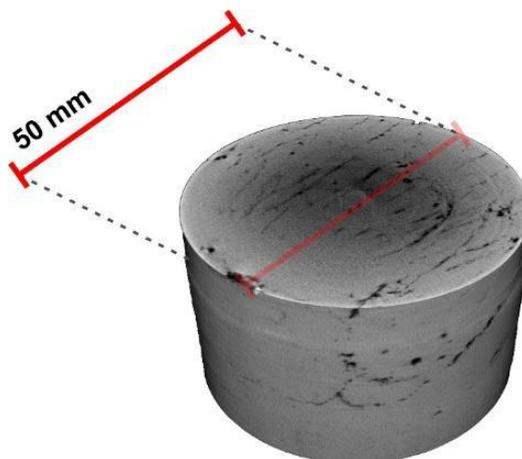


Figura 54 - Imagem gerada pela técnica de micro tomografia de raios X. As cores de tonalidade mais escura remetem a porções de menor densidade.

4.6. COMPOSIÇÃO DE MOSAICOS

A possibilidade de rotacionar os testemunhos em ângulos precisos, possibilitou a obtenção de imagens cadenciadas por passos constantes. Utilizando estas imagens, através do *plugin* Stitching / Collection Stitching do *software* ImajeJ (Preibisch et al., 2009), foram gerados mosaicos contínuos da superfície dos testemunhos. A Figura 55 ilustra de forma simplificada o processo. Esta ferramenta auxiliou na análise das texturas presentes, permitindo correlacionar as estruturas observadas com os *trends* acústicos obtidos.



Figura 55 - Exemplo da técnica de mosaico.

4.7. AMOSTRAS ROCHOSAS

Cinco amostras de rochas foram analisadas de modo a avaliar os dados fornecidos pelo novo equipamento, Auris. Nesse grupo há uma unidade silicática e quatro unidades calcárias. Todas as amostras foram empiricamente orientadas, no sentido de permitir a identificação de tendências anisotrópicas presentes nas mesmas. Logo, não é possível correlacionar regionalmente os *trends* identificados. A Figura 56 expõe as cinco amostras.

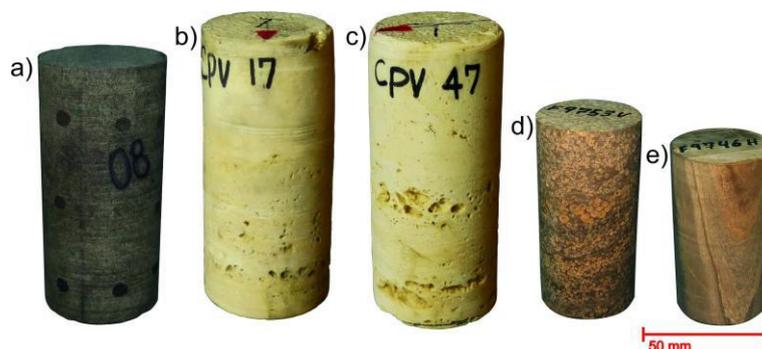


Figura 56 - a) Rocha silicática máfica; b) e c) amostras do calcário travertino – Tivoli; d) esferulito do pré-sal; e) laminitito do pré-sal.

A amostra máfica, identificada como MAF08, é visualmente homogênea e possui um diâmetro de 45.28 mm. Sua utilização serviu como parâmetro comparativo, em contraste, ao restante das amostras utilizadas.

As amostras CPV17 e CPV47, foram extraídas de um bloco do calcário travertino, oriundo de Tivoli – Itália (Figura 57). Este bloco teve suas propriedades mecânicas analisadas por Benedicto et al. (2018). A amostra CPV17 tem um diâmetro de 50.19 mm e a amostra CPV47 tem um diâmetro de 50.04 mm.

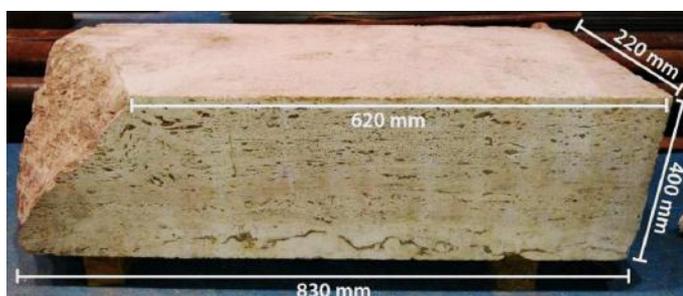


Figura 57 - Imagem do bloco do calcário travertino proveniente de Tivoli – Itália. Fonte: Benedicto et al. (2018).

As outras duas amostras carbonáticas são plugues do pré-sal e têm um diâmetro de 37.65 mm. Um dos plugues corresponde a um esferulito, extraído verticalmente. Este plugue será identificado com a sigla ESF. O outro plugue é um laminitito extraído horizontalmente. Esta unidade será identificada com a sigla LAM.

Ambos os plugues são amostras da Formação Barra Velha, uma formação carbonática reservatório, onde repousam as principais reservas petrolíferas do pré-sal (Neves et al., 2019).

5. RESULTADOS

5.1. CILINDRO DE POLIPROPILENO

O primeiro exame voltado à análise dos dados provenientes do equipamento tema foi realizado em um cilindro de polipropileno. Esta peça foi usinada com uma precisão de 50 μm , o que representa 1/1000 do seu diâmetro, que é de 50.0 mm.

Foram realizadas 32 medidas em diferentes direções. Em um cenário ideal, todas as medidas seriam iguais, o que faz com que qualquer digressão a essa premissa seja interpretada como um resultado relacionado às limitações da ferramenta acústica utilizada, ao controle das condições ou às imperfeições da amostra plástica. A Figura 58 expõe o resultado utilizando um modelo de estimativa de densidade, o valor estimado e o desvio médio.

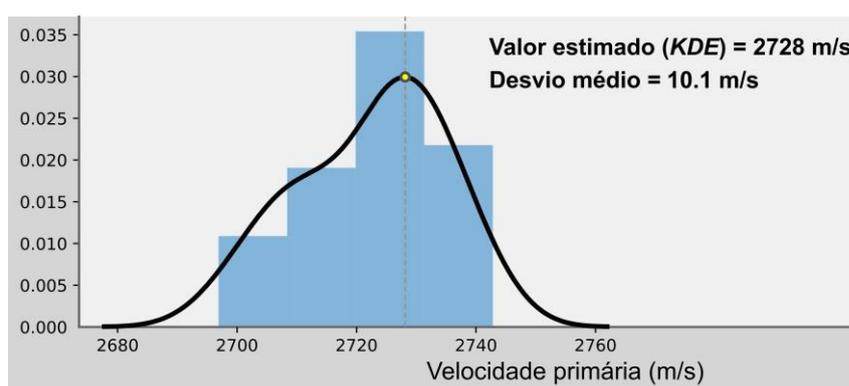


Figura 58 - Respostas acústicas providas de um cilindro de polipropileno.

De acordo com o portal NDT (2010), a velocidade de propagação de ondas compressoriais em polipropileno é 2660 m/s. Um valor que difere, em módulo, 68 unidades do valor estimado, que é de 2728 m/s.

5.2. AMOSTRA - MAF08

A amostra MAF08, por meio da análise petrográfica, é descrita como um anfibolito ortoderivado, com baixo grau de deformação. Sua assembleia mineral é constituída majoritariamente por anfibólio, quartzo, mica e minerais opacos. É possível identificar uma orientação preferencial dos cristais de anfibólio e mica (Figura 59). Do mesmo modo, é constatado um processo de estiramento mineral com a prevalência de uma direção (Figura 60), observada nas frações compostas por quartzo e anfibólio.

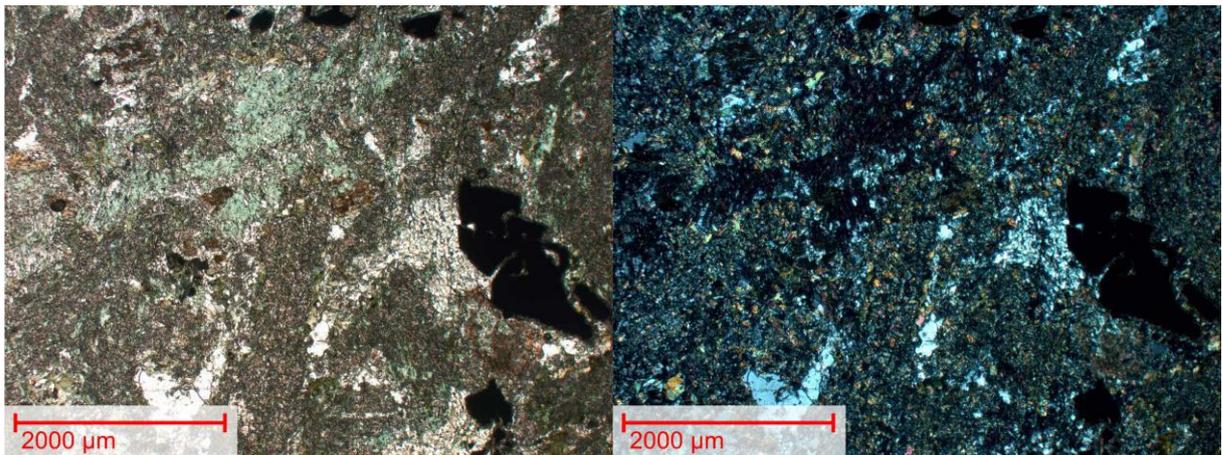


Figura 59 - Orientação preferencial das fases minerais, especialmente as micas. À esquerda, uma imagem obtida com nicol descruzado e, à direita, com nicol cruzado.

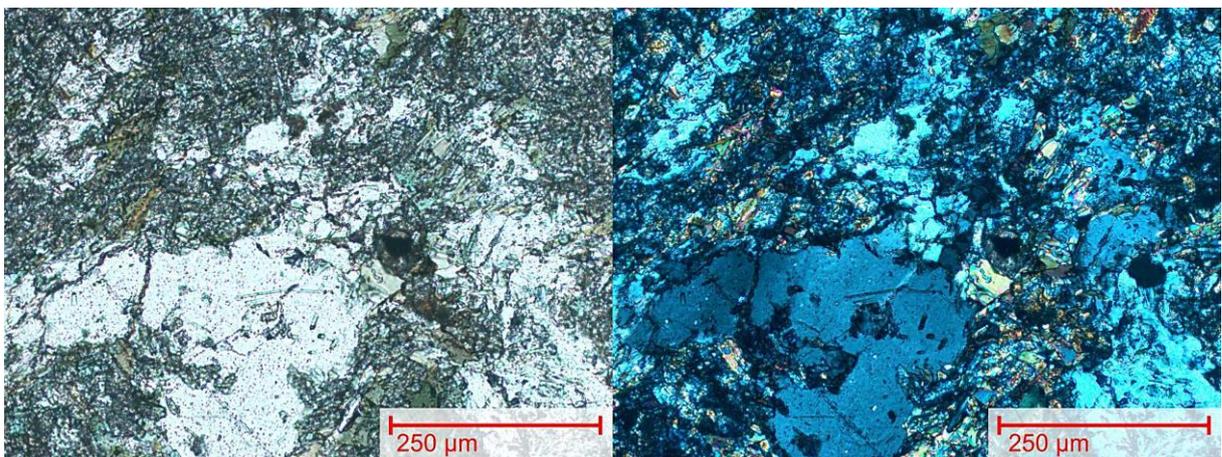


Figura 60 - Orientação e estiramento preferencial dos minerais. À esquerda, uma imagem obtida com nicol descruzado e, à direita, com nicol cruzado.

Sua textura petrográfica destaca a prevalência de uma orientação na sua distribuição mineral, o que remete a uma natureza intrinsecamente anisotrópica.

Entretanto, a correlação entre a orientação das texturas e os resultados acústicos não é possível, pois a lâmina utilizada não possui orientação.

A Figura 61 é um mosaico dessa amostra. Cabe destacar que os traços horizontais presentes são resultantes do processo de amostragem.

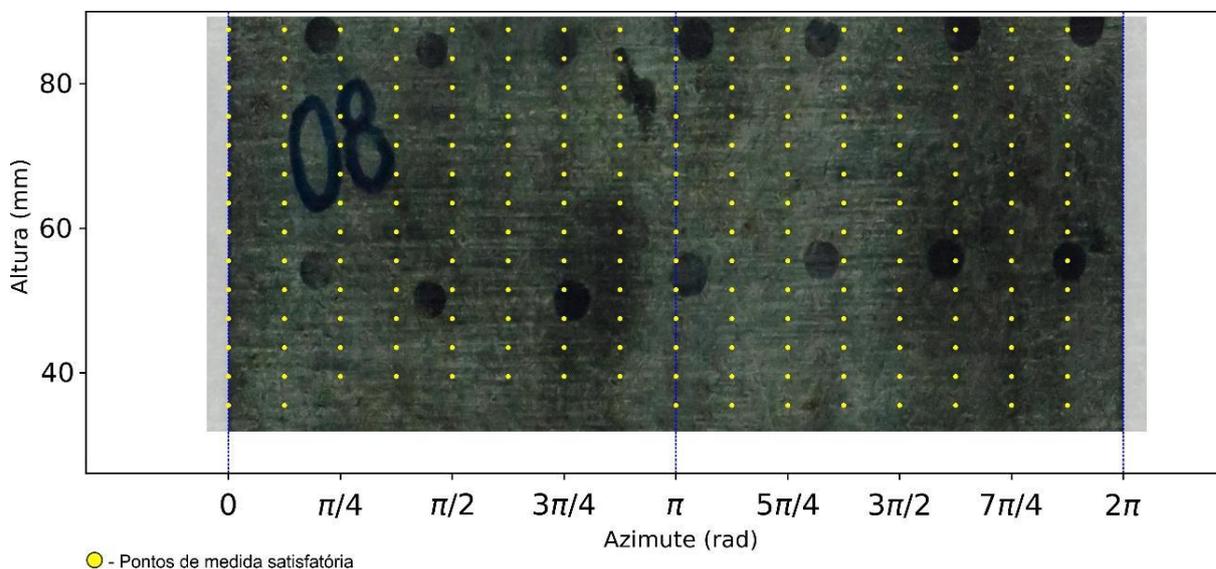


Figura 61 - Imagem superficial da amostra cilíndrica com seus pontos de medida satisfatória.

Foram realizadas 224 medidas acústicas. Nesse conjunto amostral, seis medidas não detinham o contraste necessário para a dissociação entre o sinal e o ruído. Logo, a malha de dados obtida foi composta por 218 valores acústicos. A Figura 62 expõe uma imagem criada a partir da representação em cores do *grid* acústico, oriundo dos 218 valores obtidos.

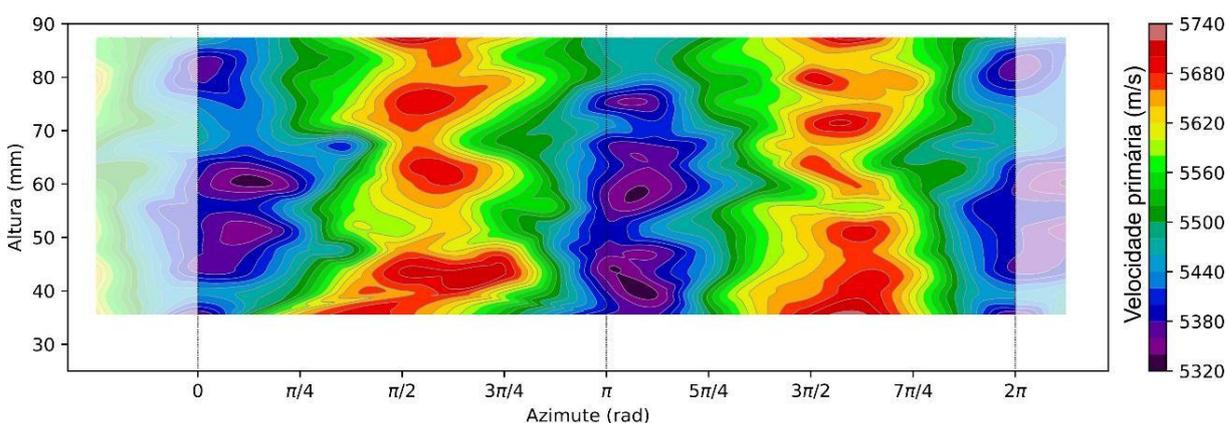


Figura 62 - Representação visual do *grid* acústico da amostra MAF08.

Devido a indisponibilidade de alguns valores acústico do primeiro plano axial, foram utilizados os planos axiais superiores à altura de 40 mm para o desenvolvimento

das curvas acústicas. Uma curva acústica azimutal foi desenvolvida utilizando um método baseado na técnica de krigagem. Os pontos mínimos da curva traçada tocam nos valores azimutais 13° e 192° (Figura 63).

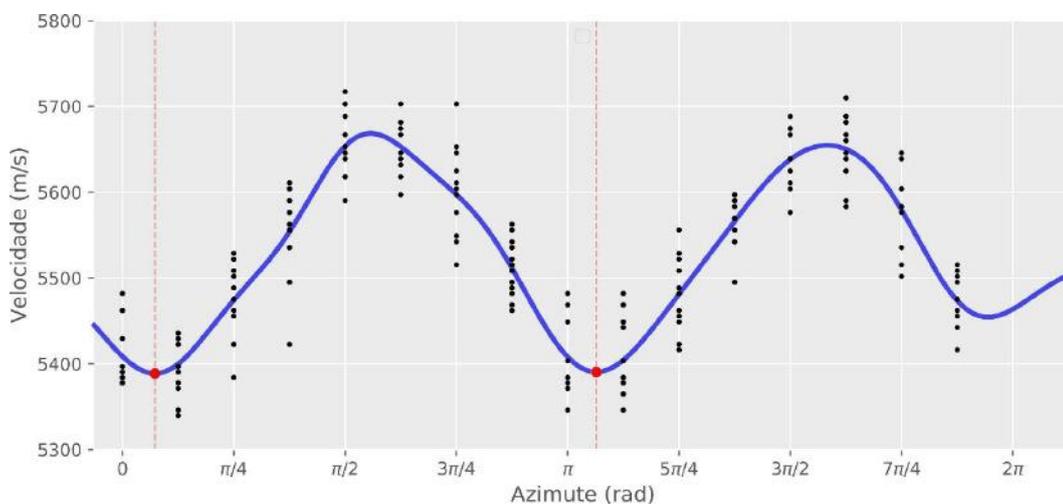


Figura 63 - Curva acústica por krigagem da amostra MAF08.

A partir da técnica proposta por Borges (2017), que fornece os parâmetros da elipse que melhor se enquadra aos valores acústicos, baseada na projeção polar, a direção azimutal de menor valor da V_p é $13^\circ/193^\circ$ (Figura 64).

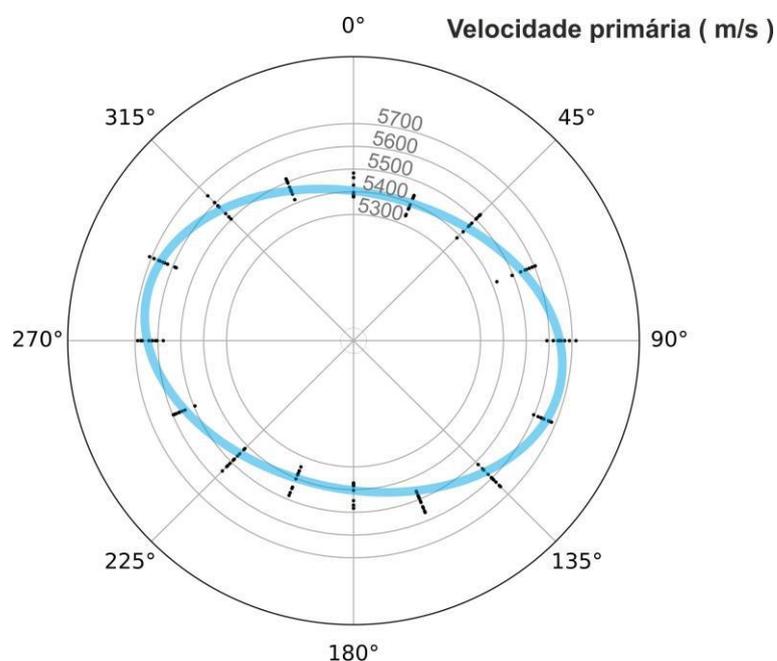


Figura 64 - Elipse enquadrada aos valores acústicos da amostra MAF08, utilizando o método proposto por Borges (2017).

5.3. PLUGUES DO PRÉ-SAL

5.3.1. AMOSTRA - LAM

Não foi possível analisar acusticamente o plugue horizontal de textura laminada. A configuração em planos paralelos da amostra LAM constituiu um obstáculo físico impeditivo à análise acústica (Figura 65). Um cenário reconhecidamente de elevada interferência acústica (Saxena et al. 2018).

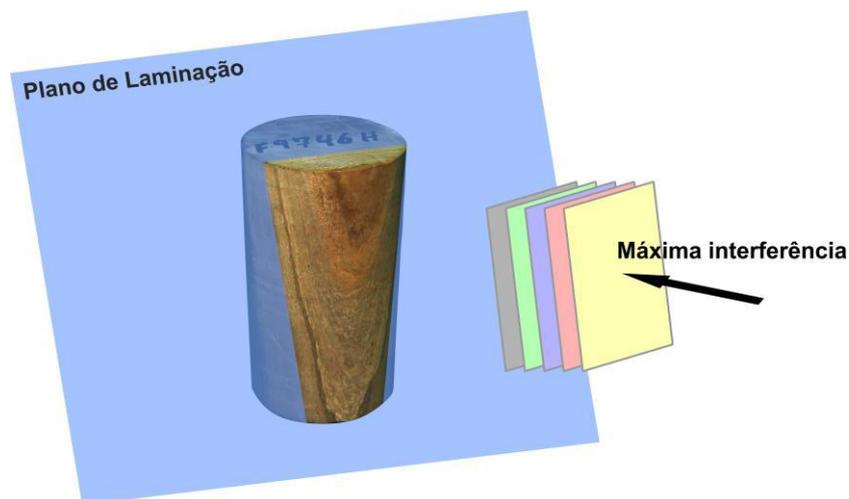


Figura 65 - Textura em planos, laminações, constituindo um fator de interferência à propagação de ondas mecânicas.

5.3.2. AMOSTRA - ESF

Foram realizadas 160 medidas na amostra ESF. Todas as medidas realizadas retornaram dados acústicos. A Figura 66 expõe uma imagem da superfície da amostra ESF, com seus pontos de medida sobrepostos.

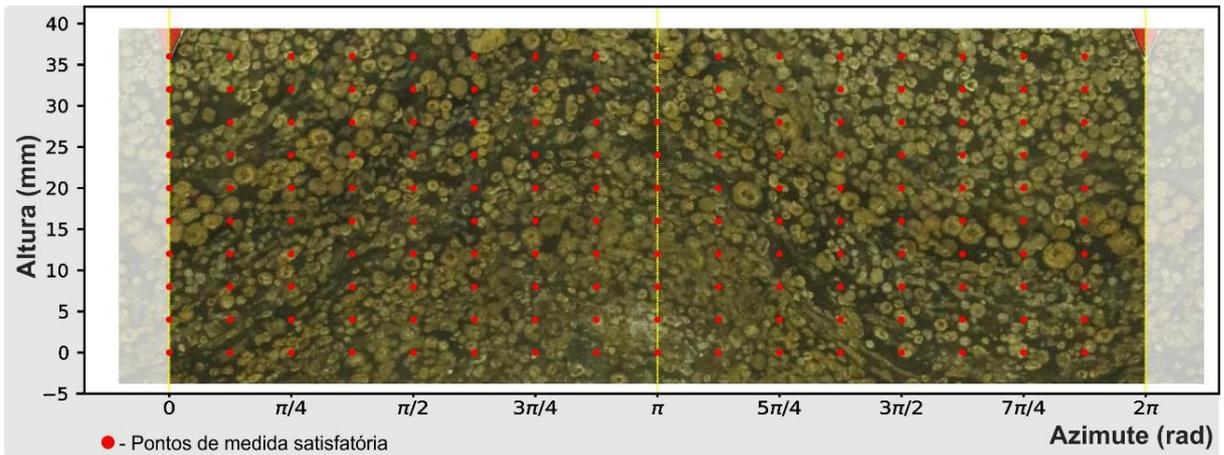


Figura 66 - Imagem superficial, obtida por técnica de mosaico, da amostra ESF.

O mosaico da amostra ESF permite a identificação de uma distribuição textural pautada em uma configuração tabular inclinada. Um arranjo estrutural planar, com mergulho orientado, aproximadamente, ao azimute $7\pi/4$ rad. A Figura 67 destaca essa tendência textural. A Figura 68 representa os valores do *grid* gerado através de uma escala de cor escolhida: “nipy_spectral”.

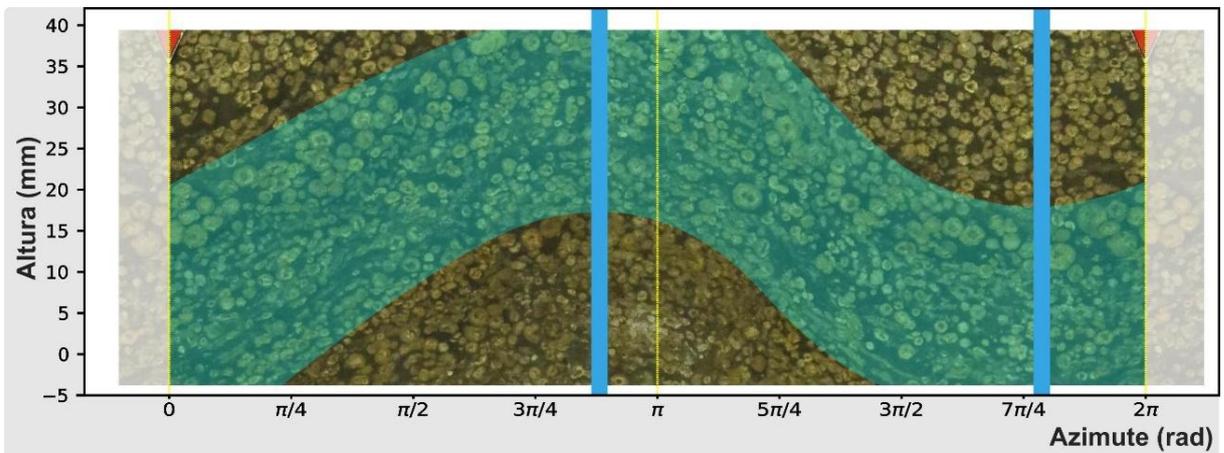


Figura 67 - Traços texturais distribuídos em planos, contidos na amostra ESF.

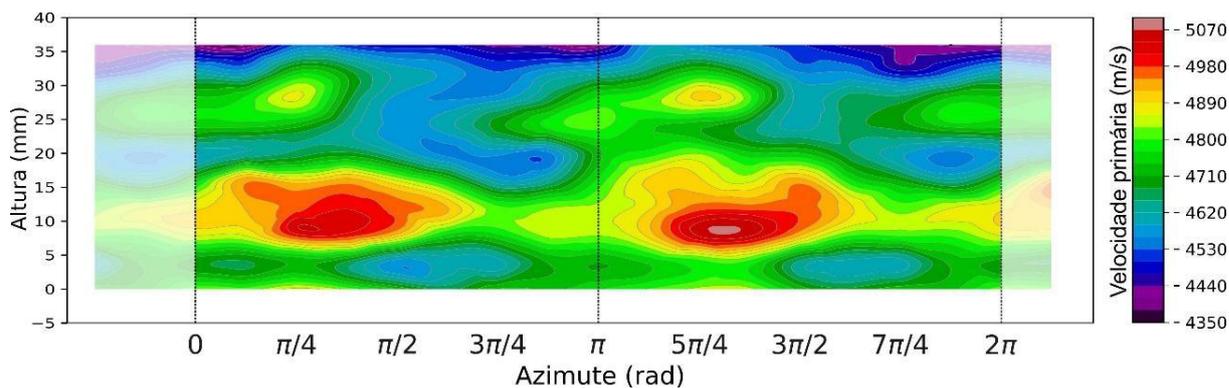


Figura 68 - Representação visual, em escala de cor, dos valores do *grid* acústico da amostra ESF.

A metade inferior, relativa a altura da amostra ESF foi escolhida para o desenvolvimento de curvas acústicas azimutais.

Enquadrando uma curva senoidal, com período fixado em π rad, aos dados acústicos obtidos, por meio da função `optimize.leastsq()` da *Library ScyPy* da plataforma Python, as seguintes direções azimutais são relacionadas aos valores mínimos: 140° e 320° (Figura 69).

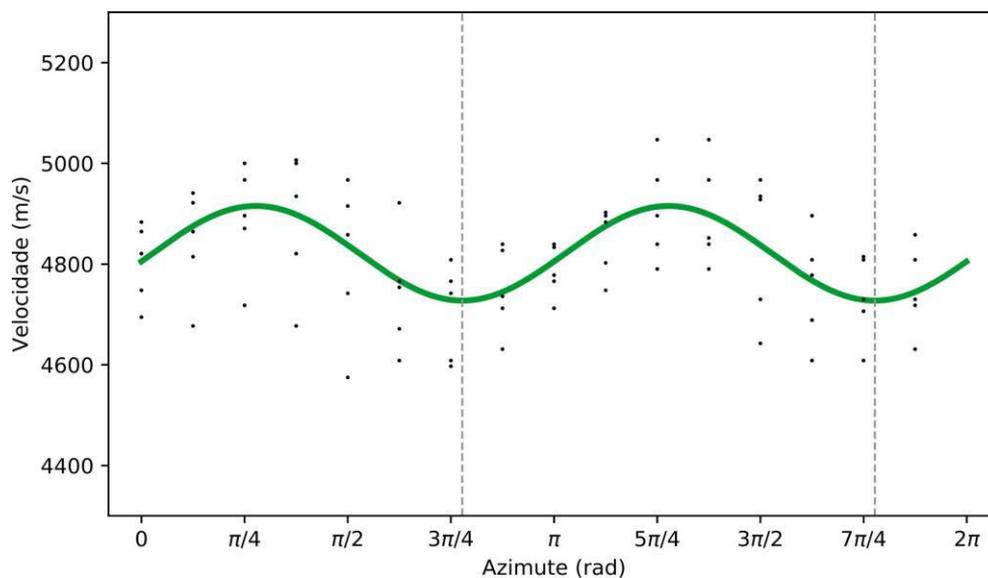


Figura 69 - Curva anisotrópica traçada por enquadramento por senoide.

Através do método proposto por Borges (2017), a direção de menor valor da V_p foi de $146^\circ / 326^\circ$ (Figura 70).

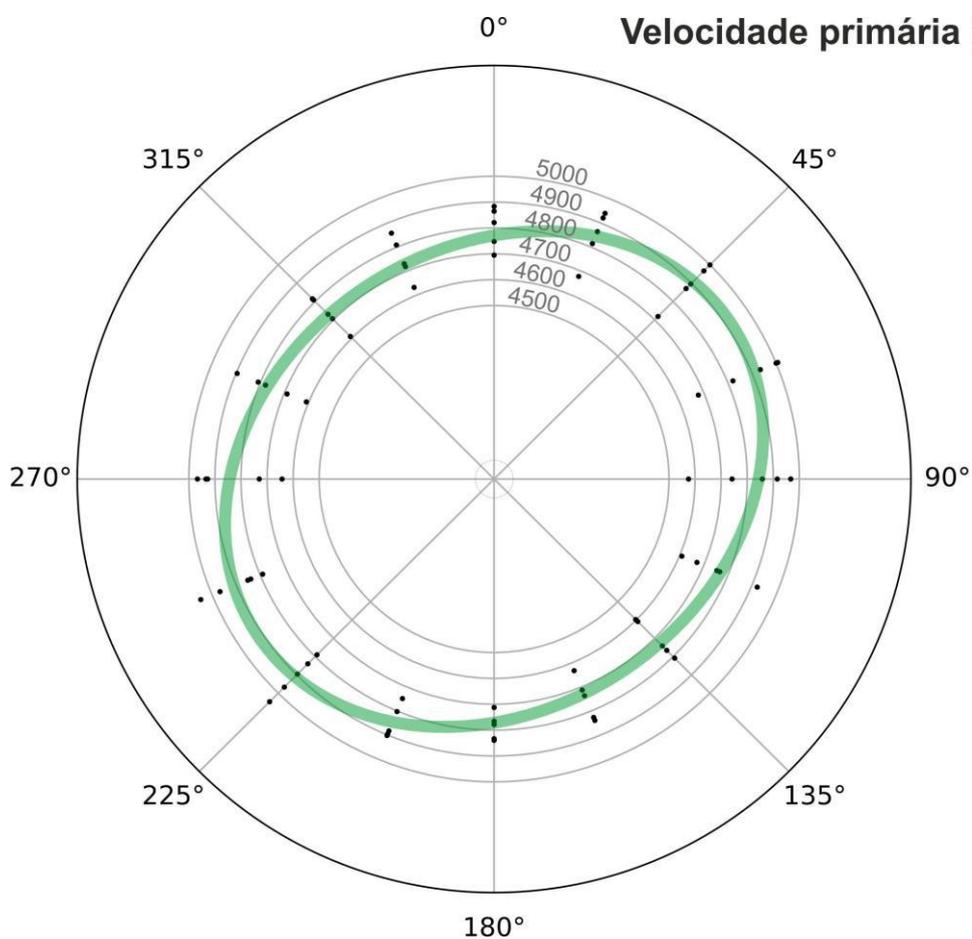


Figura 70 - Elipse enquadrada aos valores acústicos da porção inferior da malha de dados amostra ESF.

5.4. AMOSTRAS DO CALCÁRIO TRAVERTINO

5.4.1. AMOSTRA - CPV47

Foram realizadas 256 medidas na amostra CPV47. Dentre este conjunto, 224 medidas tiveram êxito na obtenção de valores acústicos. A Figura 71 expõe um mosaico da amostra CPV47 e a localização das medidas acústicas satisfatórias.

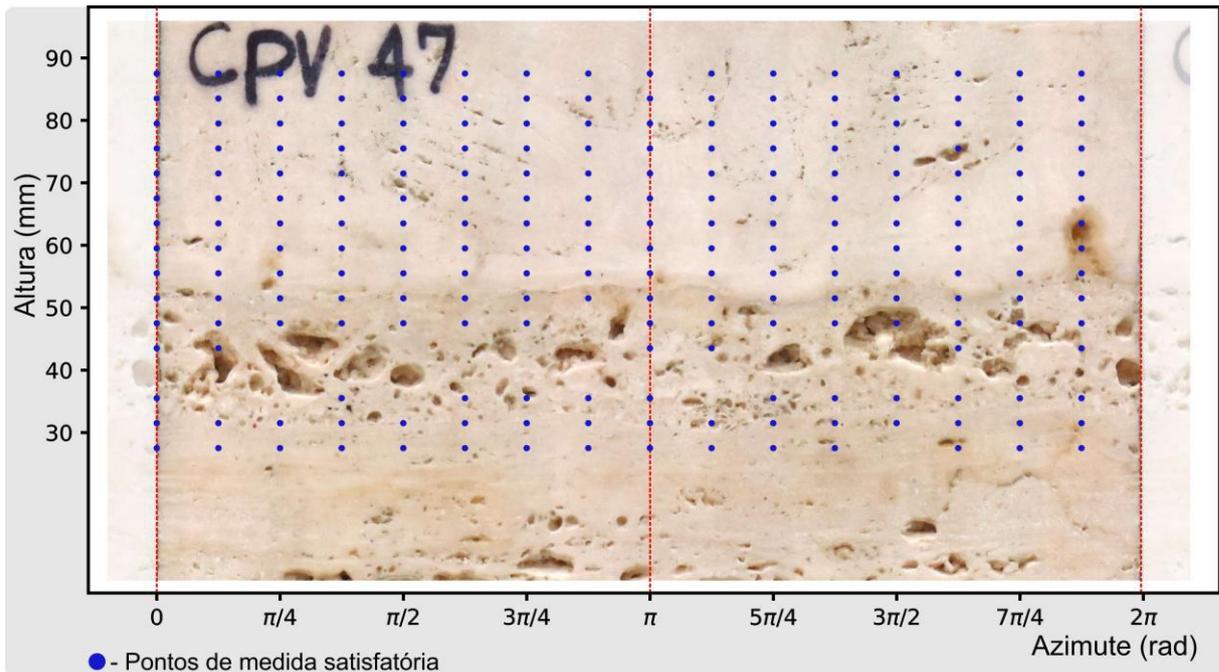


Figura 71 - Imagem da superfície da amostra CPV47 e a localização das medidas satisfatórias.

A imagem superficial da amostra destaca sua porção superior como sendo a de caráter mais homogêneo e coeso. Assim como, na porção intermediária, expõe as heterogeneidades, na forma de vesículas encrustadas.

Por meio da conversão dos valores do *grid* acústico em cores, uma imagem foi gerada (Figura 72).

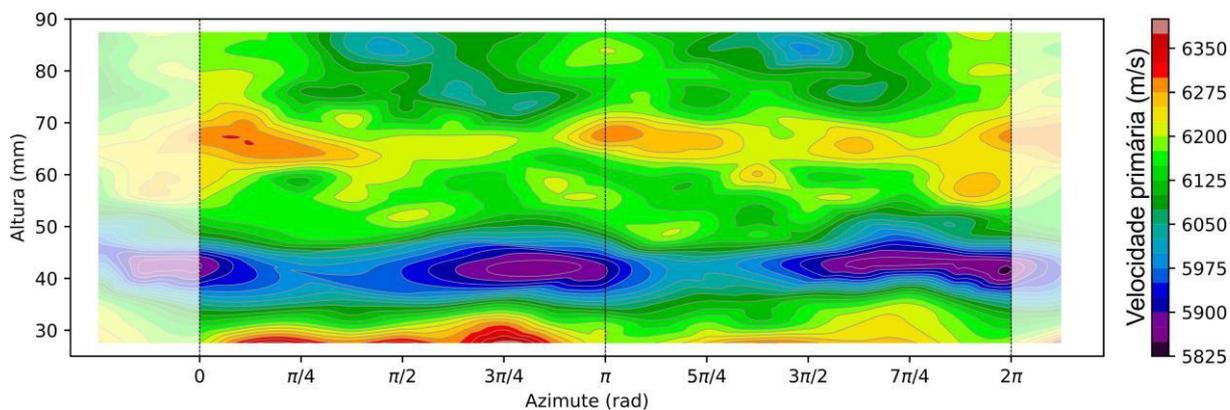


Figura 72 - Representação visual dos valores do *grid* acústicos da amostra CPV47.

Ao restringir o intervalo analisado, entre a altura 70 mm e 87.5 mm, baseando-se na sua textura de caráter mais homogêneo, as tendências acústicas tornam-se mais claras. A Figura 73 expõe a imagem que representa o intervalo restrito, de 70 mm a 87.5 mm, do *grid* acústico.

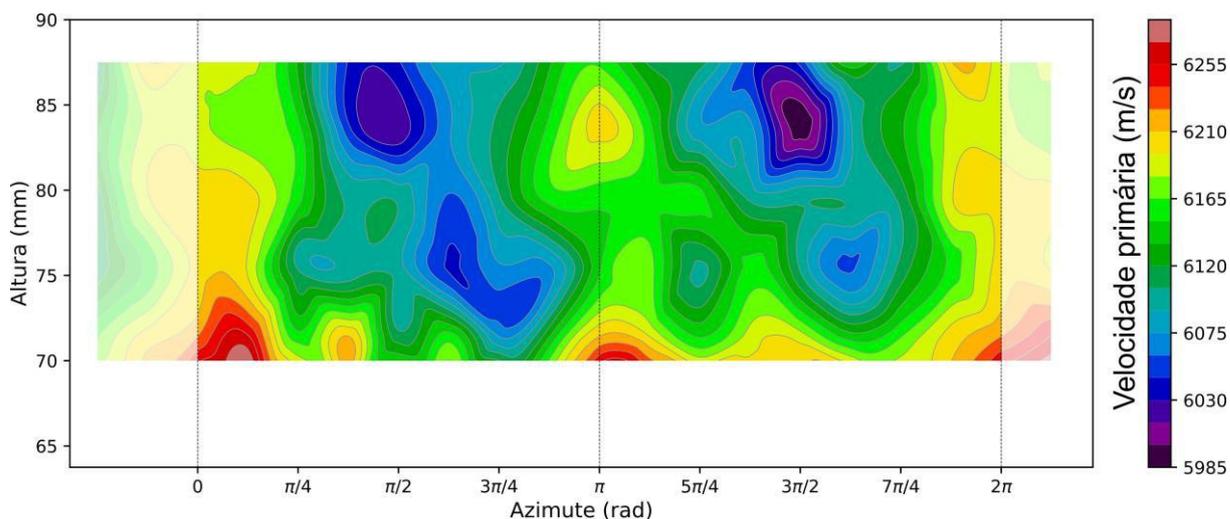


Figura 73 - Imagem dos valores acústicos referente a um intervalo limitado da altura da amostra CPV47.

Utilizando o método de enquadramento senoidal para obtenção da curva azimutal acústica do intervalo restrito, a direção de mínimo valor da V_p tem como valor: $107^\circ / 287^\circ$ (Figura 74).

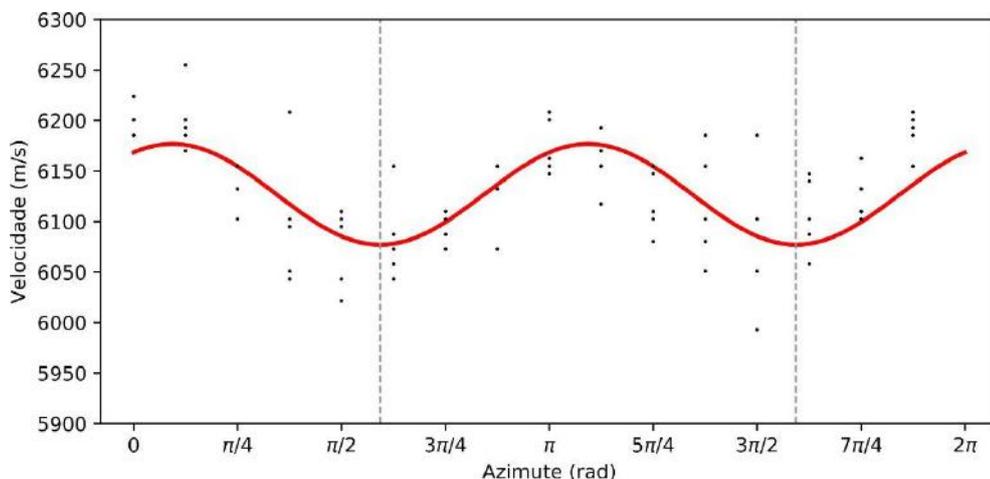


Figura 74 - Curva anisotrópica da amostra CPV47, gerada pela técnica de enquadramento por curva senoidal.

Através da técnica proposta por Borges (2017), a direção azimutal de menor valor é $97^\circ / 277^\circ$ (Figura 75).

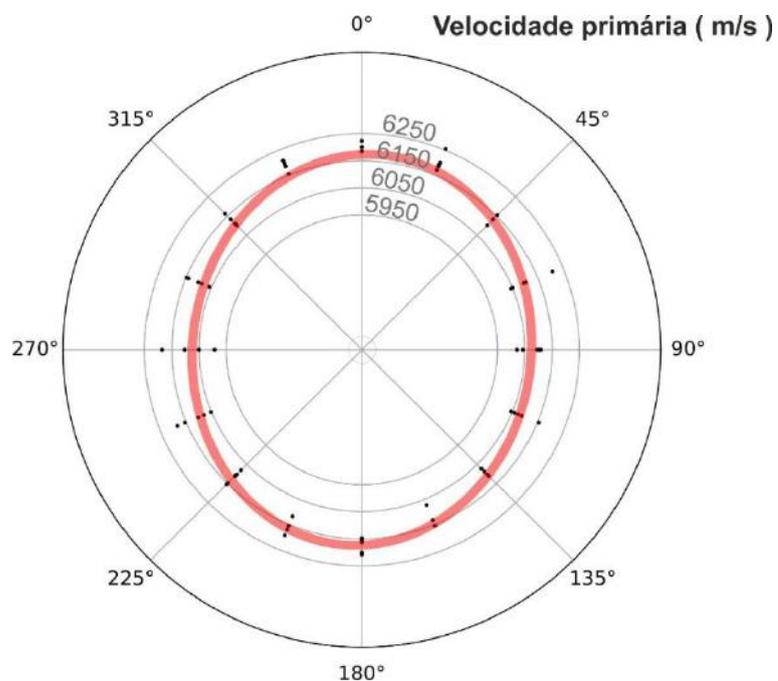


Figura 75 - Elipse traçada a partir da técnica de Borges (2017), utilizando os valores acústicos da amostra CPV47.

5.4.2. AMOSTRA - CPV17

Dentre as 256 análises realizadas na amostra CPV17, 246 tiveram êxito na obtenção dos dados acústicos (Figura 76).

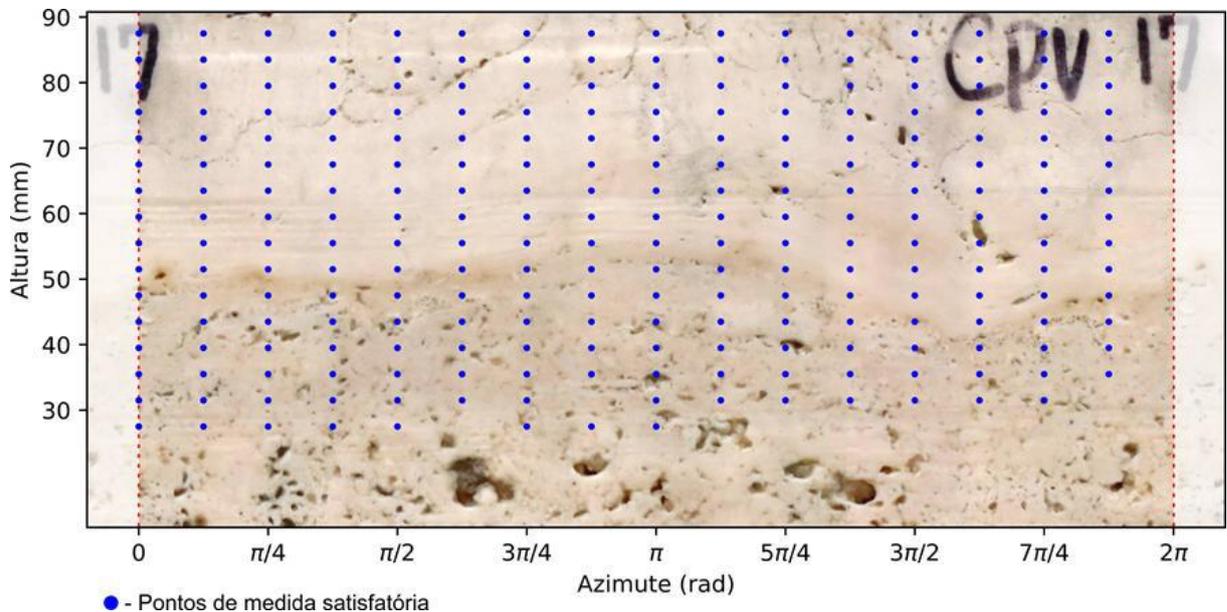


Figura 76 - Imagem da superfície da amostra CPV17, com seus pontos de medida satisfatória sobrepostos.

A Figura 77 expõe uma imagem que representa, utilizando uma escala de cor, o *grid* acústico da amostra CPV17.

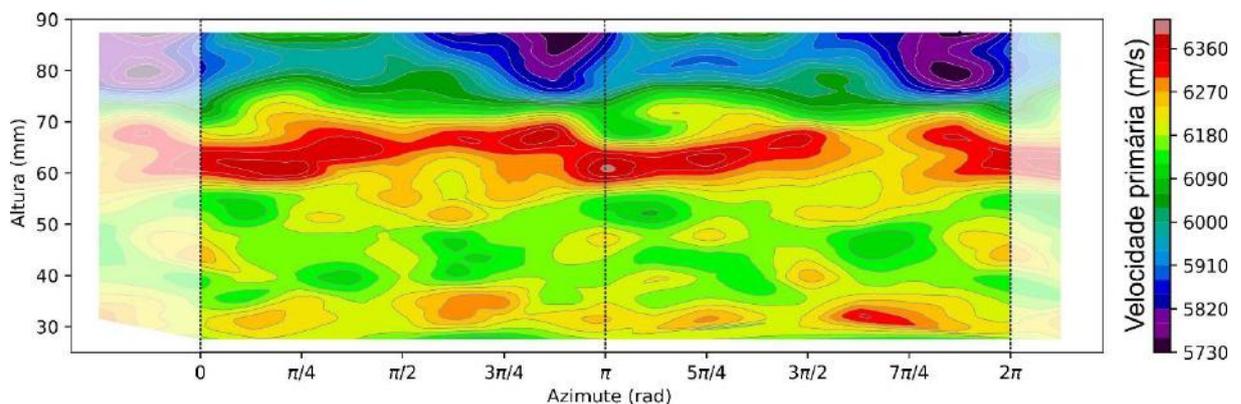


Figura 77 - Imagem gerada através dos valores do *grid* acústico da amostra CPV17.

A representação visual do *grid* acústico da amostra CPV17 evidencia na sua porção superior, entre a altura 75 mm e 90 mm, um regime destacadamente anisotrópico. Por essa razão, os dados acústicos dessa estreita porção foram

utilizados no sentido de obter a curva acústica azimutal relacionada aos valores da V_p .

O método de enquadramento por senoides apontaram para os valores azimutais de: valores azimutais de: 147° e 327° . A Figura 78 expõe a curva traçada, através do uso da função `optimize.leastsq()` da *Library ScyPy* (Virtanen et al., 2020) da plataforma Python.

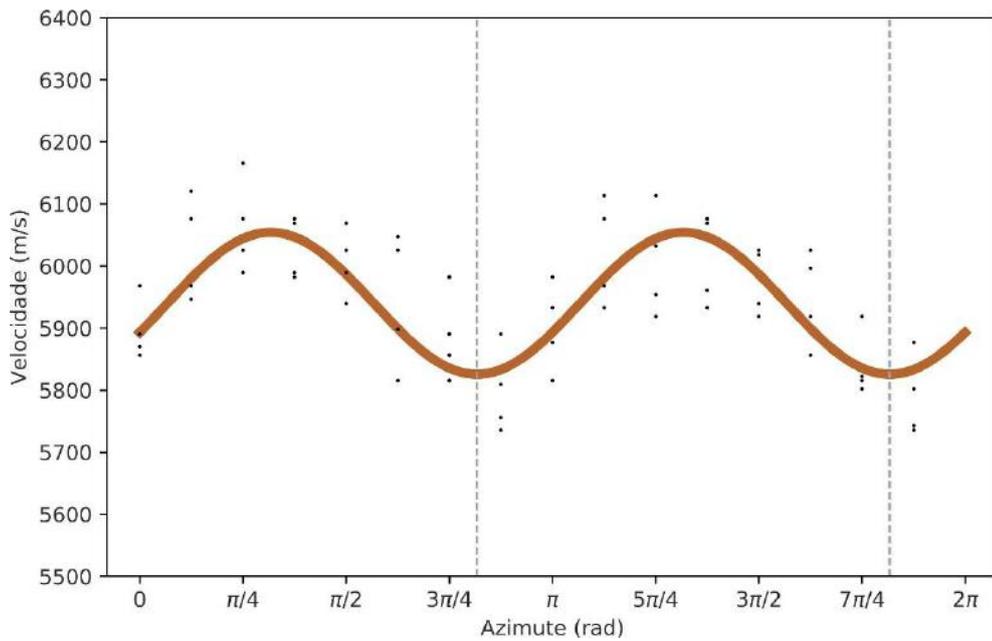


Figura 78 - Modelo senoidal representativo do regime acústico da amostra CPV17.

Através da utilização do método proposto por Borges (2017), a direção azimutal de mínimos valores da V_p de de 148° / 328° (Figura 79).

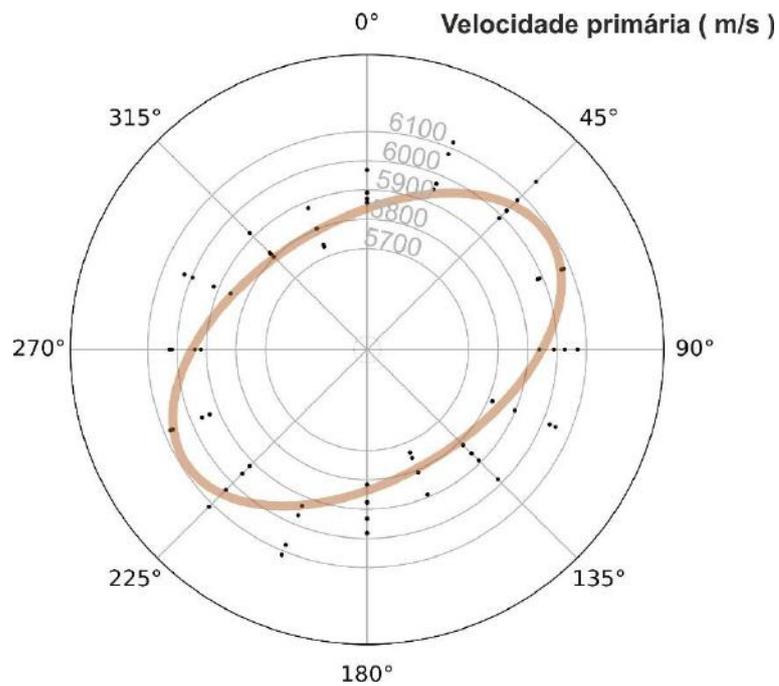


Figura 79 - Elipse enquadrada a partir dos valores da amostra CPV17, obtida por meio do método proposto por Borges (2017).

A amostra CPV17 foi submetida à técnica de micro tomografia de raios X. Essa técnica permite o acesso a feições texturais internas, como sua trama de espaços vazios.

A correlação espacial entre os dados provenientes do microtomógrafo e a orientação azimutal, empiricamente estabelecida, foi efetuada utilizando um plano fraturado próximo a uma diminuta mineralização. A sua distinção permitiu de modo simplificado o transporte da orientação azimutal, em uso nas respostas acústicas, aos dados provenientes do microtomógrafo de raios X. A Figura 80 expõe a correlação espacial utilizada.

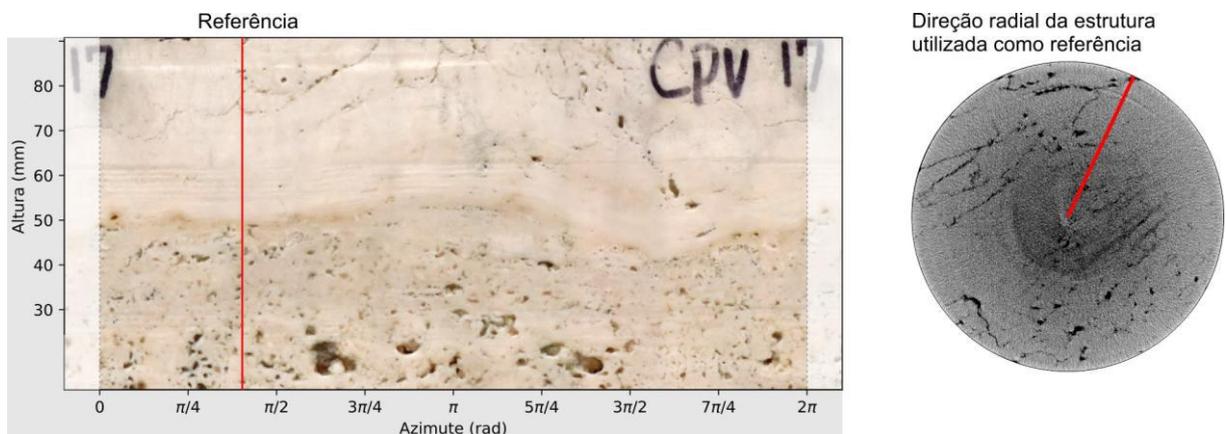


Figura 80 - Correlação entre a orientação azimutal, em uso, e os dados provenientes do micro tomógrafo.

A partir desta correlação tornou-se possível a comunicação entre os resultados das diferentes técnicas. A Figura 81 expõe a imagem que representa a seção axial escolhida para correlações, obtida utilizando a técnica de micro tomografia de raios X. A escolha da seção foi baseada na maior frequência e destaque de estruturas lineares paralelas identificadas.

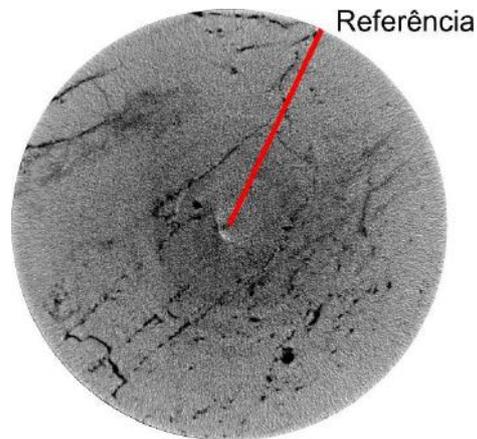


Figura 81 - Seção micro tomográfica com maior contração de estruturas lineares.

A imagem da seção expõe estruturas lineares dispostas em uma direção prevalente. As feições estruturais presentes, com tonalidade mais escura, menor número atômico médio e / ou densidade, remetem a uma distribuição anisotrópica dos vazios dispersos na amostra. A direção do valor mediano dos lineamentos constitui um ângulo de, aproximadamente, 22° com o ponto de referencia escolhido (Figura 82).

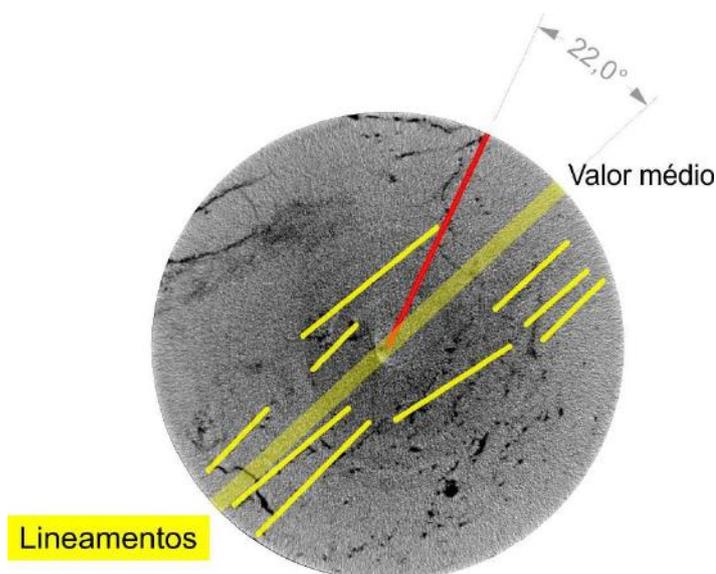


Figura 82 - Lineamento estrutural contido na amostra CPV17.

Tendo em vista que os lineamentos observados associam-se a uma seção axial da amostra, essas estruturas podem ser interpretadas como resultantes de um sistema de estruturas planares observadas a partir de um corte. A Figura 83 expõe os planos perpendiculares às estruturas planares.

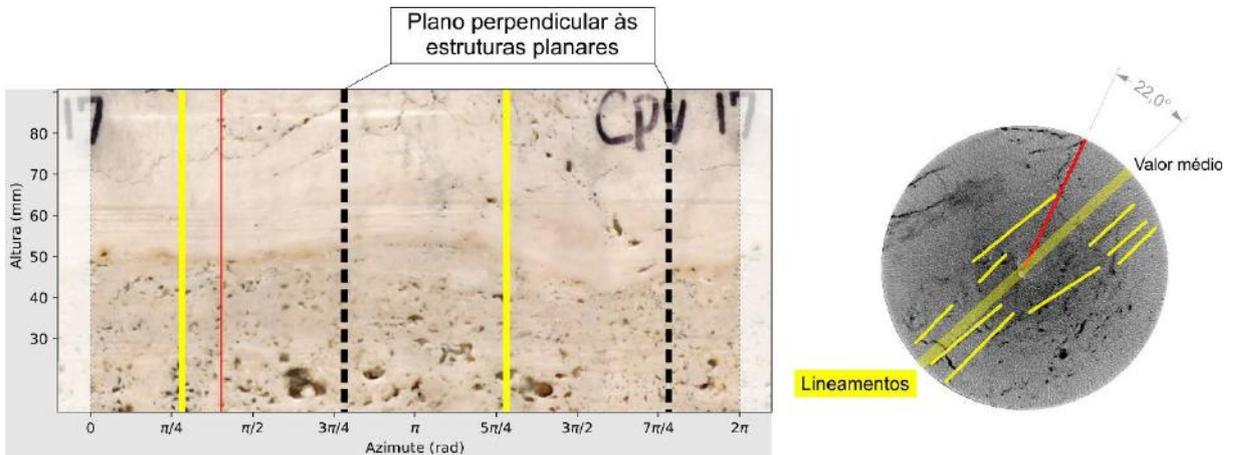


Figura 83 - Direção perpendicular às estruturas planares.

Em uma comparação com o azimute de menor velocidade de propagação das ondas primárias, apontada pelo método proposto por Borges (2017), a direção, aproximadamente, perpendicular às estruturas planares identificadas diverge 7°. Em uma comparação, utilizando o método de enquadramento por senoides, o valor diverge 6° (Figura 84).

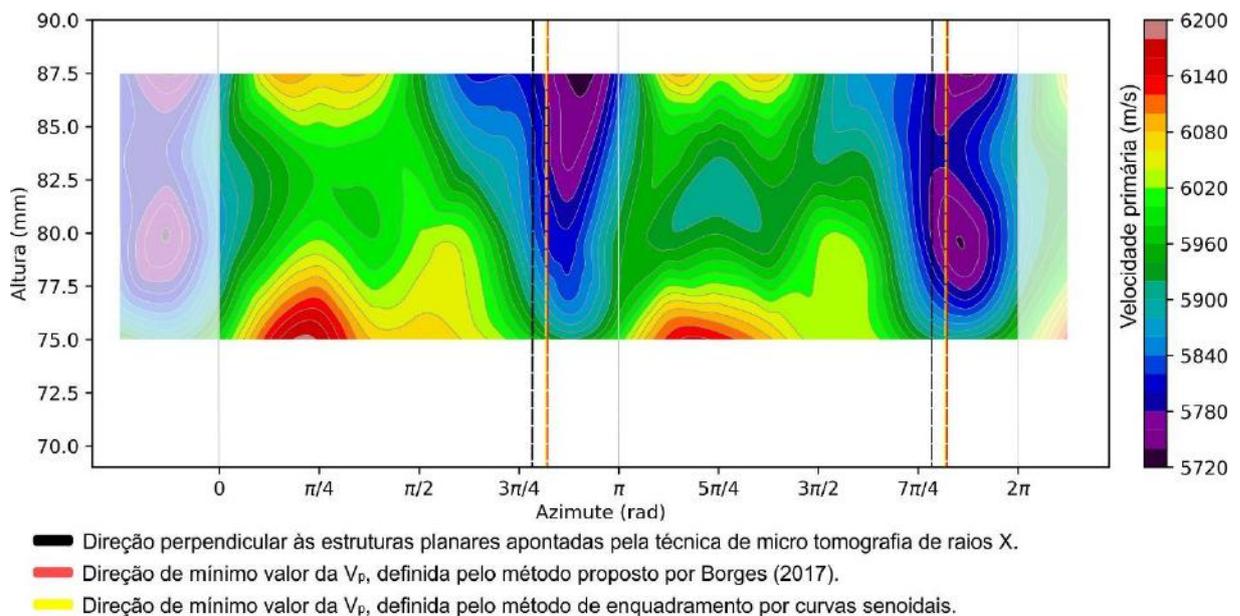


Figura 84 - Comparação entre resultados oriundos de diferentes técnicas.

6. DISCUSSÕES

O resultado proveniente do teste no cilindro de polipropileno retornou valores satisfatórios no que concerne à qualidade dos dados acústicos oriundos do maquinário utilizado. Seu desvio médio foi de 10.1 m/s e seu valor estimado distanciou-se 68 unidades do valor tabelado, um valor 2.6 % superior. Um desvio previsto, pois há fatores que influenciam na resposta acústica dos materiais, como a humidade do meio, a temperatura e, também, características resultantes da fabricação do material.

As respostas oriundas da amostra MAF08 não foram assistidas pela imagem da superfície. Entretanto a análise petrográfica expôs uma pronunciada configuração anisotrópica resultante do alinhamento dos minerais micáceos, orientação e estiramento de suas fases minerais, com a prevalência de uma direção. Os valores azimutais associados aos pontos de mínimo valor da V_p com base no modelo traçado pela técnica de krigagem distanciaram-se apenas uma unidade da condição ideal, de oposição diametral, de 180°.

A dificuldade de obtenção de respostas acústicas na amostra LAM expôs limites físicos do maquinário em questão. Evidentemente, a textura desse material, por si só, revelaria o caráter anisotrópico da amostra. Este fato destaca algumas variáveis que podem ser revistas na abordagem acústica de amostras portadoras de elevada interferência: como a utilização de transdutores de menor frequência de ressonância, dispositivos que permitam uma altura de pulso mais elevada ou que possuam maior sensibilidade.

A amostra ESF possui resultados de dois procedimentos na obtenção de dados acústicos. O primeiro, na metade inferior, foi efetuado de modo mais cuidadoso e lento, enquanto, o segundo, na metade superior, foi executado de modo célere e menos detalhado. Porém, as respostas foram condizentes com o padrão exposto obtido na metade inferior.

7. CONCLUSÃO

Os dados gerados pelo equipamento tema do presente trabalho são válidos e tendem a acrescentar parâmetros científicos na caracterização mecânica das rochas. Entretanto, o uso desse recurso na orientação da anisotropia elástica de volumes rochosos carece de uma amostragem maior.

A atenuação dos desvios pontuais na distribuição das propriedades mecânicas das unidades rochosas, assim como a compensação das restrições técnicas do maquinário utilizado demanda um maior número de medidas. Um melhor controle estatístico dos dados acústicos provenientes do equipamento tema traria resultados com menor incerteza associada.

A necessidade de um maior número de medidas tornaria o processo manual inadequado. Isso demandaria a plena automatização do dispositivo, um desafio possível, que envolve dois desafios técnicos: o acoplamento mecânico automatizado e o acesso automático aos dados gerados pelo osciloscópio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adam, L.; Batzle, M.; Brevik, I. (2006). Gassmann's fluid substitution and shear modulus variability in carbonates at laboratory seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics* 71 (6), F173–F183.
- Alfiansyah, D.; Putro, S.; Sismanto; Mu'in, F. (2017). Porosity and Permeability Estimation Using Acoustic Impedance Inversion and Instantaneous Q Method in "Barokah" Field, Baturaja Formation, South Sumatera Basin.
- Aliexpress (2020) - Sensor World Store. Disponível em: <<https://pt.aliexpress.com/item/32379845367.html?spm=a2g03.12010612.8148356.54.56893066RdSX1a>>. Acessado em 08 de fevereiro de 2020.
- Ayan, C.; Colley, N.; Cowan, G.; Ezekwe, E.; Wannell, M.; Goode, P.; Halford, F.; Joseph, J.; Mongini, A.; Obondoko, G.; Pop, J. (1994). Measuring permeability anisotropy: The latest approach. *Oilfield Review*. 6. 24-35. Disponível em: <https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors94/1094/p24_35.pdf> Acessado em 20 de outubro de 2020.
- Bamford, D.; Nunn, K.R. (1979). In-situ seismic measurements of crack anisotropy in the carboniferous limestone of Northwest England. *Geophysical Prospecting*, Volume 27, Issue 2, pp. 322–338.
- Barton, N. (2007). *Rock quality, seismic velocity, attenuation, and anisotropy*, Taylor & Francis, 756p.
- Barton, N., Quadros, E. (2015). Anisotropy is Everywhere, to See, to Measure, and to Model. *Rock Mech Rock Eng* 48, pp. 1323–1339.
- Benedicto, M.G.; Vargas, E.A.; Borges, A.F.; Velloso, R.Q.; Falcão, F.O.L.; Leão, M.F. (2018). Estudo Experimental de Propriedades Geomecânicas do Travertino Romano (Quaternário). Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Benson, M.B. (2004). Experimental study of void space, permeability and elastic anisotropy in crustal rock under ambient and hydrostatic Pressure, Ph.D. Thesis, University of London, Department of Earth Sciences, 272p.
- Benson, P.M.; Meredith, P.G.; Platzman, E.S.; White, R.E. (2005). Pore fabric shape anisotropy in porous sandstones and its relation to elastic wave velocity and permeability anisotropy under hydrostatic pressure. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 42(7-8), pp. 890–899.
- Biot, M.A. (1956)_a. Theory of propagation of elastic wave in a fluid saturated porous rock: I. Low frequency range, *J. Acoust. Soc. Am.* 28, pp. 168–178.
- Biot, M.A. (1956)_b. Theory of propagation of elastic wave in a fluid saturated porous rock: II. High frequency range, *J. Acoust. Soc. Am.* 28, pp. 178–191.
- Biot, M.A. (1962). Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media, *J. Appl. Phys.* 33, pp. 1482–1498.
- Bloch, M.; Freitas, S.M.; Souza, M.; Soares, J.; Dillon, L. (2005). In-Situ Stress Determination Based Upon Borehole Imaging and Rock-Sample Analyses: A Comparison Among Anelastic Strain Recovery (ASR), Acoustic Velocity, and Acoustic Tomography. Proceedings of SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.

- Borges, A. (2017). Analysis of wave velocity anisotropy of rocks using ellipse fitting. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*.
- Burg, Jean–Pierre (2018). Script to Structural Geology. Disponível em: <<https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/279493>>. Acessado em 15/02/2020
- Childs, C. (2004). Interpolating Surfaces in ArcGIS, ESRI Education Services. Disponível em: <<https://www.esri.com/news/arcuser/0704/files/interpolating.pdf>>. Acessado em 20 de outubro de 2020.
- Fheed, A.; Kłodowski, K.; Krzyżak, A. (2020). Fracture orientation and fluid flow direction recognition in carbonates using diffusion-weighted, nuclear magnetic resonance imaging: An example from Permian. *Journal of Applied Geophysics*, Volume 174, 103964.
- Gorgas, T.J.; Wilkens, R.H.; Fu, S.S.; Frazer, L.N.; Richardson, M.D.; Briggs, K.B.; Lee, H. (2002). In situ acoustic and laboratory ultrasonic sound speed and attenuation measured in heterogeneous soft seabed sediments: Eel River shelf, California. *Marine Geology*, 182(1-2), pp. 103–119.
- Humphreys, D. (2013). Long-run availability of mineral commodities, *Miner Econ* 26, pp. 1–11.
- Hunter, J.D. (2007). Matplotlib: A 2D Graphics Environment, *Computing in Science & Engineering*, vol. 9, no. 3, pp. 90-95.
- Ishikawa, K.; Ochi, H.; Tadaka, S. (1995). Rock mass classification of weathered granite and evaluation of geomechanical parameters for bridge foundation of large-scale structure in the Honshu-Shikoku Bridge Authority. *Rock Foundation. Int. Workshop on Rock Foundation. Tokyo 1995*.
- Kikuchi, K.; Saito, K.; Kusunoki, K.-I. (1982). Geotechnically integrated evaluation on the stability of dam foundation rocks. *Int. Congress on Large Dams*, 14. Rio de Janeiro. 2(Q53): 49–73. Paris: ICOLD.
- Li, T.; Li, M.; Jing, X.; Xiao, W.; Cui, Q. (2019). Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media, *Petroleum Exploration and Development*, 46(3), pp. 594–604.
- MAGNAFLUX (2020). Ultragel II - High Performance Ultrasonic Couplant. Disponível em: <https://www.magnaflux.com/Products/Ultragel-II.htm>. Acessado em 15 de março de 2020.
- Mann, J.; Rigg, J.W.D. (2012). New Geological Insights Into the Santos Basin, *Geo ExPro* February 2012, Vol. 9, No. 1, pp. 38-40.
- Nakamura, K. (2012). Electrical evaluation of piezoelectric transducers, *Ultrasonic Transducers*, pp. 264–276.
- NDT.net (2020). Plastic Material's acoustic properties. Disponível em: <<https://www.ndt.net/links/proper.htm>>. Acessado em 18 de fevereiro de 2020.
- Neves, I.A.; Lupinacci, W.M.; Ferreira, D.J.A.; Zambrini, J.P.R.; Oliveira, L.O.A.; Olho Azul, M.; Ferrari, A.L.; Gamboa, L.A.P. (2019). Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, pp. 1–37.
- Neto, J.; Fiori, A.; Lopes, A.; Marchese, C.; Pinto-Coelho, C.; Vasconcellos, E.; Silva, G.; Secchi, R. (2011). A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. *Revista Brasileira de Geociências*. 41, pp. 498-508.

- Nguyen-Sy, T.; To, Q.-D.; Vu, M.-N.; Thai, M.Q.; Nguyen-Thoi, T. (2019). On the effective viscoelastic properties of a fractured rock mass, *Journal of Applied Geophysics*. 169, pp. 125-133.
- Oliveira, J.R. (2015). Análise da anisotropia elástica de rochas reservatório e sua correlação com a permeabilidade. Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia (Bacharelado em geologia), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 44p.
- OPEC (2017). Organization of the Petroleum Exporting Countries World Oil Outlook. Disponível em: <<http://www.opec.org>>
- Preibisch, S.; Saalfeld, S.; Tomancak, P. (2009). Globally optimal stitching of tiled 3D microscopic image acquisitions. *Bioinformatics*, 25(11), pp. 1463–1465. Disponível em: <<https://geostatframework.readthedocs.io/projects/pykrige/en/latest/index.html>>
- PyKrige (2020). PiKrige – Kriging Toolkit for Python. Disponível em: <<https://pypi.org/project/PyKrige/>>. Acessado em 20 de outubro de 2020.
- Raspbian (2020). Welcome to Raspbian. Disponível em: <<https://www.raspbian.org/>>. Acessado em 20 de outubro de 2020.
- Raspberry (2020). Raspberry Pi 3 Model B. Disponível em: <<https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-3-model-b/>>
- Raspberry3 (2020). Raspberry Pi 3 Model B Board. Disponível em: <<https://www.amazon.com/Raspberry-Pi-MS-004-00000024-Model-Board/dp/B01LPLPBS8>>. Acessado em 16 de março de 2020.
- Saxena, V.; Krief, M.; Adam, L. (2018). Handbook of Borehole Acoustics and Rock Physics for Reservoir Characterization. Elsevier, 484p.
- Seaborn (2020). Seaborn - Version v0.10.0. Disponível em: <https://zenodo.org/record/12710#.XnOBX2Bv_IU>
- Sesetty, V.; Ghassemi, A. (2018). Effect of rock anisotropy on wellbore stresses and hydraulic fracture propagation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 112, pp. 369–384.
- Soares, J.A. (2006). Anisotropia Elástica Induzida por Tensões e Heterogeneidades: Análise por Tomografia Ultra-sônica de Testemunhos. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Tese de Doutorado, 221p.
- Soete, J.; Kleipool, L.; Claes, H.; Claes, S.; Hamaekers, H.; Kele, S.; Özkul, M.; Foubert, A.; Reijmer, J.; Rudy, S. (2015). Acoustic properties in travertines and their relation to porosity and pore types, *Marine and Petroleum Geology*. 59.
- Sun, H.; Vega, S.; Tao, G. (2015). Study on Permeability Anisotropy in Carbonate Reservoir Samples Using Digital Rock Physics, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
- Sun, H.; Vega, S.; Tao, G. (2017). Analysis of heterogeneity and permeability anisotropy in carbonate rock samples using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, pp. 419–429.
- Tak, H.; Choi, J.; Jo, S.; Hwang, S. (2017). Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada. *Journal of Applied Geophysics*, 139, pp. 177–187.

- Tiab, D.; Donaldson, E.C. (2016). Effect of Stress on Reservoir Rock Properties, *Petrophysics*, pp. 483–582.
- Tsuji, T.; Iturrino, G.J. (2008). Velocity-porosity relationships in oceanic basalt from eastern flank of the Juan de Fuca Ridge: The effect of crack closure on seismic velocity, *Explor. Geophys.* 39, pp. 41–51.
- Tutuncu, A. N.; Mese, A. I. (2011). Relationship Between Permeability, Acoustic, Mechanical And Strength Anisotropies In Unconventional Reservoirs And Seal Shales, American Rock Mechanics Association.
- Virtanen, P.; Gommers, R.; Oliphant, T. E.; Haberland, M.; Reddy, T. (2020). SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python. *Nature Methods*.
- Wang, Z.; Wang, R.; Wang, F.; Qiu, H.; Li, T. (2015). Experiment study of pore structure effects on velocities in synthetic carbonate rocks. *Geophysics*, 80(3), D207–D219.
- Wang, H., Sharma, M.M. (2019). Determine In-Situ Stress and Characterize Complex Fractures in Naturally Fractured Reservoirs from Diagnostic Fracture Injection Tests, *Rock Mech Rock Eng* 52, pp. 5025–5045.
- Warpinski, N.R.; Teufel, L.W. (1989). A Viscoelastic Constitutive Model for Determining In-Situ Stress Magnitudes From Anelastic Strain Recovery of Core (includes associated papers 19042 and 19892). *SPE Production Engineering*, 4(03), pp. 272–280.
- Winkler, K.W.; Murphy III, W.F. (1995). Acoustic velocity and attenuation in porous rocks. In: *Rock Physics and Phase Relations: A Handbook of Physical Constants*, American Geophysical Union.
- Winterstein, D.F. (1990). Velocity anisotropy terminology for geophysicists, *Geophysics*, Volume 55, pp. 1070-1088.

APÊNDICE – TABELAS DOS DADOS ACÚSTICOS

As tabelas expõem, em suas células, o tempo total medido, anterior à subtração do valor associado ao tempo do sistema. O tempo do sistema, como mencionado no tópico 4.3.5, é igual a 1.50 μ s.

Amostra MAF08
Altura (mm)

	Azimute (rad)															
	0.00	0.39	0.79	1.18	1.57	1.96	2.36	2.75	3.14	3.53	3.93	4.32	4.71	5.11	5.50	5.89
35.5	9.95	9.72							9.92	9.92	9.74	9.55	9.44	9.41	9.54	9.76
39.5	9.82	9.78	9.7	9.51	9.51	9.47	9.6	9.72	9.91	9.98	9.7	9.54	9.51	9.45	9.57	9.76
43.5	9.92	9.89	9.75	9.57	9.44	9.44	9.44	9.7	9.97	9.91	9.8	9.6	9.53	9.47	9.53	9.77
47.5	9.91	9.92	9.8	9.74	9.51	9.56	9.51	9.79	9.93	9.94	9.81	9.63	9.55	9.49	9.61	9.8
51.5	9.91	9.97	9.85	9.6	9.6	9.53	9.66	9.78	9.91	9.81	9.76	9.63	9.53	9.46	9.58	9.82
55.5	9.9	9.9	9.77	9.62	9.56	9.54	9.67	9.67	9.93	9.91	9.76	9.6	9.58	9.6	9.61	9.86
59.5	9.92	9.98	9.91	9.65	9.52	9.48	9.59	9.72	9.93	9.97	9.86	9.74	9.62	9.5	9.68	9.77
63.5	9.89	9.93	9.85	9.74	9.49	9.47	9.57	9.76	9.88	9.94	9.79	9.67	9.48	9.61	9.73	9.73
67.5	9.79	9.85	9.79	9.85	9.53	9.59	9.71	9.74	9.91	9.91	9.85	9.6	9.53	9.55	9.71	9.8
71.5	9.79	9.84	9.7	9.58	9.49	9.54	9.66	9.75	9.81	9.88	9.75	9.67	9.48	9.46	9.62	9.72
75.5	9.84	9.85	9.72	9.6	9.46	9.47	9.58	9.71	9.92	9.92	9.69	9.63	9.57	9.53	9.58	9.77
79.5	9.92	9.83	9.69	9.64	9.52	9.52	9.52	9.64	9.76	9.82	9.7	9.65	9.46	9.52	9.52	9.79
83.5	9.92	9.85	9.73	9.68	9.56	9.49	9.62	9.68	9.76	9.76	9.65	9.61	9.55	9.55	9.61	9.74
87.5	9.76	9.83	9.7	9.58	9.42	9.49	9.55	9.65	9.78	9.78	9.72	9.59	9.49	9.43	9.61	9.71

Amostra ESF
Altura (mm)

	Azimute (rad)															
	0.00	0.39	0.79	1.18	1.57	1.96	2.36	2.75	3.14	3.53	3.93	4.32	4.71	5.11	5.50	5.89
0	9.31	9.32	9.23	9.31	9.44	9.56	9.44	9.45	9.4	9.34	9.28	9.28	9.46	9.53	9.46	9.46
4	9.52	9.55	9.48	9.55	9.73	9.67	9.67	9.49	9.49	9.43	9.36	9.36	9.61	9.67	9.67	9.48
8	9.24	9.24	9.03	9.03	9.16	9.4	9.4	9.28	9.29	9.18	8.96	8.96	9.14	9.33	9.33	9.33
12	9.21	9.15	9.08	9.02	9.08	9.15	9.33	9.3	9.28	9.21	9.08	9.08	9.08	9.19	9.32	9.25
16	9.43	9.12	9.19	9.13	9.25	9.42	9.69	9.63	9.38	9.19	9.19	9.26	9.13	9.38	9.5	9.63
20	9.7	9.64	9.58	9.53	9.65	9.77	9.74	9.77	9.46	9.37	9.3	9.43	9.44	9.58	9.69	9.77
24	9.43	9.43	9.48	9.62	9.72	9.67	9.52	9.38	9.33	9.43	9.48	9.57	9.67	9.57	9.52	9.43
28	9.43	9.38	9.24	9.52	9.72	9.76	9.72	9.57	9.38	9.33	9.19	9.33	9.67	9.57	9.57	9.43
32	9.67	9.72	9.43	9.52	9.67	9.72	9.81	9.72	9.67	9.57	9.43	9.57	9.76	9.76	9.91	9.81
36	10.05	10.1	9.81	9.86	9.91	9.91	10	10	10.05	9.72	9.76	9.81	9.86	9.95	10	10.05

- Valores em microssegundos (μ s)

Amostra CPV47

Altura (mm)

	Azimute (rad)															
	0.00	0.39	0.79	1.18	1.57	1.96	2.36	2.75	3.14	3.53	3.93	4.32	4.71	5.11	5.50	5.89
27.5	9.57	9.39	9.39	9.45	9.39	9.45	9.33	9.45	9.57	9.57	9.5	9.44		9.5	9.5	9.57
31.5	9.66	9.62	9.6	9.66	9.6	9.54	9.47	9.6	9.6	9.66	9.6	9.66	9.6	9.54	9.54	9.6
35.5	9.79			9.76		9.77	9.7	9.77	9.8		9.7	9.7	9.65	9.64	9.58	9.7
39.5																
43.5	10.01	9.89							9.95	9.83				10.02		10.02
47.5	9.76	9.7	9.64	9.64	9.7	9.82	9.82		9.76	9.59	9.65	9.65	9.71	9.84	9.9	9.78
51.5	9.65	9.62	9.62	9.62	9.56	9.62	9.69	9.69	9.62	9.62	9.62	9.69	9.62	9.75	9.75	9.75
55.5	9.56	9.62	9.62	9.56	9.62	9.62	9.65	9.58	9.58	9.65	9.65	9.65	9.58	9.58	9.65	9.52
59.5	9.52	9.58	9.67	9.57	9.57	9.64	9.64	9.57	9.64	9.64	9.64	9.51	9.64	9.64	9.61	9.51
63.5	9.52	9.47	9.47	9.5	9.56	9.56	9.59	9.65	9.59	9.53	9.53	9.56	9.55	9.52	9.54	9.51
67.5	9.46	9.45	9.52	9.58	9.57	9.57	9.57	9.57	9.45	9.49	9.5	9.56	9.56	9.51	9.57	9.54
71.5	9.54	9.5	9.63	9.56	9.69	9.63	9.74	9.66	9.56	9.58	9.64	9.59	9.59	9.65	9.62	9.57
75.5	9.57	9.58	9.7	9.71	9.71	9.78	9.74	9.74	9.64	9.61	9.7	9.63	9.7	9.76	9.69	9.63
79.5	9.57	9.57	9.63	9.7	9.7	9.76	9.7	9.63	9.63	9.63	9.63	9.7	9.7	9.7	9.69	9.58
83.5	9.59	9.61	9.63	9.77	9.81	9.74	9.69	9.63	9.57	9.63	9.73	9.73	9.85	9.72	9.66	9.59
87.5	9.59	9.59	9.66	9.78	9.78	9.72	9.72	9.66	9.62	9.68	9.69	9.77	9.77	9.64	9.7	9.56

- Valores em microssegundos (μ s)

Amostra CPV17

Altura (mm)

	Azimute (rad)															
	0.00	0.39	0.79	1.18	1.57	1.96	2.36	2.75	3.14	3.53	3.93	4.32	4.71	5.11	5.50	5.89
27.5	9.65	9.59	9.6	9.62	9.66		9.73	9.66	9.62							
31.5	9.59	9.53	9.56	9.59	9.59	9.5	9.57		9.54	9.57	9.5	9.57	9.57	9.44	9.47	
35.5	9.64	9.67	9.57	9.63	9.57	9.5	9.5	9.65	9.59	9.65	9.62	9.65	9.62	9.56	9.56	9.58
39.5	9.67	9.6	9.67	9.72	9.62	9.69	9.63	9.63	9.64	9.58	9.64	9.68	9.53	9.63	9.63	9.65
43.5	9.52	9.64	9.64	9.64	9.6	9.69	9.69	9.62	9.62	9.69	9.69	9.65	9.59	9.7	9.68	9.62
47.5	9.58	9.63	9.63	9.63	9.63	9.7	9.63	9.63	9.57	9.63	9.57	9.63	9.64	9.71	9.71	9.58
51.5	9.63	9.72	9.59	9.59	9.59	9.52	9.62	9.65	9.68	9.74	9.63	9.63	9.57	9.57	9.63	9.63
55.5	9.68	9.68	9.62	9.59	9.52	9.59	9.52	9.59	9.65	9.67	9.61	9.61	9.61	9.61	9.55	9.61
59.5	9.47	9.41	9.41	9.56	9.53	9.59	9.5	9.5	9.38	9.46	9.47	9.53	9.53	9.59	9.53	9.47
63.5	9.41	9.41	9.41	9.41	9.47	9.53	9.47	9.47	9.41	9.44	9.38	9.44	9.46	9.52	9.55	9.48
67.5	9.56	9.57	9.47	9.44	9.5	9.44	9.44	9.38	9.67	9.68	9.56	9.49	9.43	9.56	9.5	9.43
71.5	9.78	9.6	9.54	9.6	9.66	9.66	9.66	9.6	9.72	9.6	9.59	9.59	9.71	9.71	9.65	9.59
75.5	9.91	9.7	9.64	9.77	9.77	9.8	9.89	10.02	9.89	9.71	9.71	9.77	9.83	9.83	9.98	10.04
79.5	10.05	9.91	9.83	9.89	9.83	9.83	10.02	10.14	9.96	9.96	9.93	9.96	9.84	9.87	10.12	10.24
83.5	10.02	9.94	9.88	9.88	9.88	10.01	10.07	10.22	10.04	9.91	9.98	9.92	9.98	9.98	10.15	10.15
87.5	10.07	9.76	9.76	9.76	9.95	10.13	10.13	10.25	10.13	9.76	9.82	9.76	9.95	10.07	10.13	10.25

- Valores em microssegundos (μ s)