

Juliana Raimundo Oliveira

**ANÁLISE DA ANISOTROPIA DE VELOCIDADE ELÁSTICA DE
ROCHAS RESERVATÓRIOS E SUA CORRELAÇÃO COM A
PERMEABILIDADE**

Trabalho de Conclusão de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2015



UFRJ

Juliana Raimundo Oliveira

**ANÁLISE DA ANISOTROPIA ELÁSTICA DE ROCHAS RESERVATÓRIOS E SUA
CORRELAÇÃO COM A PERMEABILIDADE**

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.

Orientador:

Andrea Ferreira Borges

Rio de Janeiro

Janeiro de 2015

OLIVEIRA, Juliana Raimundo

Análise da anisotropia elástica de rochas reservatório e sua correlação com a permeabilidade /
Juliana Raimundo Oliveira - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2015.

ix,44 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2015.

Orientador: Andrea Ferreira Borges

1. Geologia. 2. Geologia de Engenharia e Ambiental – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Andrea Ferreira Borges. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Análise da anisotropia elástica de rochas reservatório e sua correlação com a permeabilidade.

Juliana Raimundo Oliveira

**ANÁLISE DA ANISOTROPIA ELÁSTICA DE ROCHAS RESERVATÓRIO E SUA
CORRELAÇÃO COM A PERMEABILIDADE**

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.

Orientador:

Andrea Ferreira Borges

Aprovada em: 22 de Janeiro de 2015

Por:

Orientador: Andrea Ferreira Borges (UFRJ)

Emílio Velloso Barroso (UFRJ)

Helena Polivanov (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2015

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por me proporcionar tantas oportunidades e colocar pessoas maravilhosas no meu caminho, sem as quais esse trabalho não poderia ser concluído.

Agradeço a toda a minha família por sempre acreditar no meu potencial, em especial aos meus pais Patricia e Norival, que nunca mediram esforços para que eu realizasse todos os meus sonhos. Sua dedicação, paciência e incentivo foram essenciais para essa conquista.

À minha orientadora Andrea Borges, por ser sempre tão prestativa, dedicada e paciente e por todo o conhecimento transmitido durante este trabalho. Obrigada pela oportunidade e por confiar na minha capacidade em concluir este estudo.

Agradeço à UFRJ, PETROBRAS e ao CENPES por disponibilizarem o material e equipamento necessários para a realização desta monografia. Faço um agradecimento especial ao técnico Lincoln pelo apoio durante a aquisição dos dados do tomógrafo ultrassônico.

Quero ainda agradecer aos colegas de curso, pela convivência e colaboração, em especial à Josiane e à Joana, amigas que a UFRJ meu deu para a vida toda. Sem a companhia de vocês essa jornada teria sido muito mais difícil

Resumo

OLIVEIRA, Juliana Raimundo. **Análise da anisotropia elástica de rochas reservatório e sua correlação com a permeabilidade**. 2015. ix, 44p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Com o crescimento da indústria do petróleo é cada vez mais necessário buscar técnicas efetivas, porém simples e baratas para a caracterização das propriedades das rochas em subsuperfície. Diferentes métodos foram comparados a partir de trabalhos anteriores com o intuito de provar sua eficiência. O presente trabalho tem como objetivo realizar a análise da anisotropia elástica de rochas carbonáticas reservatório da Bacia de Campos através das medidas obtidas por um tomógrafo. O equipamento consiste em dois transdutores piezoelétricos que emitem e captam sinais elétricos e, assim, medem o tempo de trânsito da onda compressional através da rocha. Ao se estudar a anisotropia da velocidade elástica da rocha, deve-se levar em consideração os fatores que exercem influência sobre propagação da onda elástica, tais como composição e arranjo mineral, porosidade, saturação, temperatura e tensão exercida sobre a rocha. Além disso, foi feita uma correlação qualitativa da anisotropia elástica e a permeabilidade da rocha a partir de estudos anteriores. É cada vez mais importante no estudo de reservatório estimar a anisotropia de permeabilidade a partir de outras propriedades da rocha. Não foi possível determinar a orientação da tensão *in situ* horizontal máxima para essas amostras, pois as mesmas não se encontram orientadas. Recomenda-se futura confecção de lâminas petrográficas para caracterizar as amostras e observar a presença e orientação de microfissuras como complemento deste estudo. Ensaio de permeabilidade também devem ser feitos para validar as conclusões deste trabalho.

Palavras-chave: anisotropia elástica; permeabilidade; onda elástica, tensão.

Abstract

OLIVEIRA, Juliana Raimundo. **Elastic anisotropy analysis of reservoir rocks and its correlation with permeability**. Ano. ix, 44p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

As the oil industry develops, it is increasingly necessary to find effective techniques, but simple and cheap to characterize rocks' properties in the subsurface. Different methods were compared from previous studies in order to prove their efficiency. This study aims to conduct the analysis of elastic anisotropy of carbonate reservoir rocks in the Campos Basin through the measurements obtained by a tomography equipment. The equipment consists of two piezoelectric transducers that emit and capture electrical signals and then measure the transit time of the compressional wave through the rock. To study rocks' elastic velocity anisotropy the factors that influence the elastic wave propagation must be taken into consideration, such as mineral composition and arrangement, porosity, saturation, temperature and pressure exerted on the rock. Besides this, a qualitative correlation of elastic anisotropy and permeability was made based on previous studies. It is becoming increasingly important in the study of reservoir rock to estimate the permeability anisotropy based on other rock properties. It was not possible to determine the direction of maximum horizontal stress for these samples because they are not oriented. It is recommended future confection of petrographic thin section to characterize samples and observe the presence and orientation of microcracks in addition to this study. Permeability tests should also be made to validate the conclusions of this study.

Key-Words: elastic anisotropy; permeability; elastic wave; stress.

SUMÁRIO

	Página
Agradecimentos.....	i
Resumo.....	ii
<i>Abstract</i>	iii
Lista de figuras.....	v
Lista de tabelas.....	viii
Lista de símbolos.....	ix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivos e finalidade.....	2
1.2 Metodologia.....	2
2. COMPARAÇÃO ENTRE DIFERENTES MÉTODOS DE ANÁLISE DE CARACTERÍSTICAS EM SUBSUPERFÍCIE.....	4
3. PROPAGAÇÃO DE ONDAS ELÁSTICAS NAS ROCHAS.....	11
3.1 Fatores que influenciam o comportamento elástico das rochas.....	12
3.1.1 Composição Mineral.....	12
3.1.2 Arranjo Mineral.....	14
3.1.3 Porosidade.....	14
3.1.4 Saturação.....	16
3.1.5 Pressão.....	16
3.1.6 Temperatura.....	17
4. PERMEABILIDADE.....	19
4.1 Fatores que afetam a permeabilidade da rocha.....	21
4.1.1 Propriedades dos grãos.....	22
4.1.2 Grau de cimentação.....	23
4.1.3 Compactação.....	23
4.1.4 Tensão.....	23
4.2 Relação entre permeabilidade e velocidade elástica da rocha.....	24
5. ANISOTROPIA ELÁSTICA ATRAVÉS DE UM TOMÓGRAFO.....	28
5.1 Descrição do tomógrafo ultrassônico.....	28
5.2 Anisotropia elástica em amostra artificial de nylon.....	31
6. RESULTADOS.....	34
6.1 Anisotropia elástica para as amostras A e B.....	35
6.2 Correlação com a permeabilidade.....	39
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	42
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	43

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1 – Direções de medição da deformação inelástica do método ASR. (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	5
Figura 2 – Esquema mostrando os doze LVDTs. (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	5
Figura 3 – Relação entre as fraturas induzidas pela perfuração e a direção das tensões horizontais <i>in situ</i> . (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	6
Figura 4 – Esquema mostrando a relação entre a direção de abertura das microfissuras e o campo de tensões <i>in situ</i> . (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	7
Figura 5 – Visão geral do equipamento utilizado na tomografia acústica. (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	9
Figura 6 – Comparação entre os equipamentos utilizados. (A) Método VELAN (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005) e (B) Tomógrafo para análise de anisotropia de velocidade.....	10
Figura 7 – Movimentos de partículas associados à passagem de ondas de corpo: (A) Primárias e (B) Secundárias. (Fonte: Castro, 2013. Modificado).....	12
Figura 8 – Vagarosidade das ondas elásticas compressoriais e cisalhantes para diferentes litologias. As linhas contínuas representam a razão V_p/V_s . (Fonte: Pickett, 1963).....	13
Figura 9 – Relação entre matriz rochosa, espaços porosos e porosidade. (Fonte: Schon, 1996).....	15
Figura 10 – Gráfico representativo da relação entre a velocidade elástica e a pressão efetiva (Fonte: Soares, 2006).....	17
Figura 11 – Fluxo linear em um meio poroso horizontal. (Fonte: Núñez, 2007).....	20
Figura 12 – Gráfico para obtenção da permeabilidade em ensaios de laboratório. (Fonte: Núñez, 2007).....	21
Figura 13 – Gráficos ilustrando o efeito do tamanho dos grãos na permeabilidade da rocha. (Fonte: Al-Homadhi & Hamada, 2001).....	22
Figura 14 – Relação entre permeabilidade e velocidade da onda para diferentes graus de cimentação. (Fonte: Al-Homadhi & Hamada, 2001).....	24
Figura 15 – Comparação entre as anisotropias (a) elástica (isolinhas em km/s) e (b) de permeabilidade (valores adimensionais) para amostra de arenito. (Fonte: Rasolofosaon & Zinszner, 2002).....	25

- Figura 16** – Comparação entre as anisotropias (a) elástica (isolinhas em km/s) e (b) de permeabilidade (valores adimensionais) para amostra de dolomito. No topo, tomografia de raios-x em amostra seca onde as zonas claras representam as fissuras (Fonte: Rasolofosaon & Zinszner, 2002).....26
- Figura 17** – Comparação ente as anisotropias (a) elástica e (b) de permeabilidade em folhelho. Os pontos e linhas traçadas azuis foram coletados sob tensão efetiva de 3 MPa, enquanto os vermelhos fora adquiridos sob tensão efetiva de 20 MPa. (Fonte: Tutuncu & Mese, 2011).....27
- Figura 18** – Painel com a válvula de controle pneumático da pressão de acionamento dos transdutores. (Fonte: Soares, 2006).....28
- Figura 19** – *Pulser-receiver* responsável pela geração do sinal elétrico de entrada e amplificação do sinal de saída do tomógrafo. (Fonte: Soares).....29
- Figura 20** – Visão geral do programa Tomógrafo V2 utilizado para analisar o sinal gerado pelo tomógrafo.....30
- Figura 21** – Visão geral do tomógrafo ultrassônico, indicando o posicionamento dos transdutores piezoelétricos.....31
- Figura 22** – Gráfico mostrando a variação das velocidades obtidas no ensaio do nylon (velocidade em m/s).....33
- Figura 23** – Gráfico mostrando o caráter isotrópico da amostra de nylon.....33
- Figura 24** – Esquema com a posição relativa entre as amostras A e B.....34
- Figura 25** – Esquema com as marcas de referência presentes nos testemunhos.....35
- Figura 26** – Gráfico da variação das velocidades da amostra A (velocidade em m/s).....36
- Figura 27** – Gráfico da anisotropia elástica da amostra A. A série 1 corresponde à seção de maior profundidade e a série 9 à seção mais rasa.....37
- Figura 28** – Gráfico da variação das velocidades da amostra B (velocidade em m/s).....38
- Figura 29** – Gráfico da anisotropia elástica da amostra B. A série 1 corresponde à seção mais profunda e a série 12 à seção mais rasa.....38
- Figura 30** – Gráfico da anisotropia elástica da amostra A. A linha vermelha indica a possível direção da tensão horizontal máxima (direção de menor velocidade de propagação da onda).....39
- Figura 31** – Esquema mostrando a relação entre a direção de abertura das microfissuras e a direção da menor velocidade e da menor permeabilidade. (Fonte: modificado de Bloch *et al.*, 2005).....40

Figura 32 - Gráfico da anisotropia elástica da amostra A, com a linha vermelha indicando a direção de maior permeabilidade.....40

Figura 33 - Gráfico da anisotropia elástica da amostra B, com as linhas vermelhas indicando os limites de variação da direção de maior permeabilidade.....41

LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 1 – Resultados do método ASR. (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	8
Tabela 2 – Resultados do método VELAN. (Fonte: Bloch <i>et al.</i> , 2005).....	8
Tabela 3 – Exemplo de tabela gerada pelo programa Tomógrafo V2, obtido no ensaio da amostra sintética do nylon.....	30
Tabela 4 – Tabela analisada do ensaio com amostra de nylon, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.....	32
Tabela 5 – Tabela analisada do ensaio com amostra A, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.....	36
Tabela 6 – Tabela analisada do ensaio com amostra B, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.....	37

LISTA DE SÍMBOLOS

- σ_{Hmax} : tensão horizontal máxima
- σ_{Hmin} : tensão horizontal mínima
- V_p : velocidade de propagação da onda p
- V_s : velocidade de propagação da onda s
- ϕ : porosidade
- V_{poros} : volume de vazios da rocha
- V_m : volume da matriz da rocha
- V_t : volume total da rocha
- V : velocidade elástica da rocha
- V_f : velocidade elástica do fluido
- V_m : velocidade elástica da matriz
- P_c : pressão confinante
- P_p : pressão de poros
- P_e : pressão efetiva
- Q : vazão
- A : seção transversal ou aparente da rocha
- k : permeabilidade absoluta do meio poroso
- μ : viscosidade
- ΔP : diferença de pressão
- L : comprimento do meio poroso
- Δh : diferença de elevação
- ρ : massa específica do fluido
- g : aceleração da gravidade
- k_g : permeabilidade efetiva do gás
- k_o : permeabilidade efetiva do óleo
- k_w : permeabilidade efetiva da água
- k_r : permeabilidade relativa

1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento da indústria do petróleo, é cada vez mais importante o desenvolvimento de métodos eficientes de determinação das características das rochas em subsuperfície.

Bloch *et al.* (2005) realizaram uma comparação entre três métodos diferentes para determinação da orientação da tensão *in situ* horizontal máxima de amostras da Bacia Potiguar (Nordeste brasileiro), sendo eles os métodos ASR (Anelastic Strain Recovery), EMI (wellbore Electrical Micro Imaging) e VELAN (acoustic velocities anisotropy). Os autores consideraram ainda um quarto método, a tomografia acústica, que se mostrou muito promissor. Os resultados obtidos foram bastante semelhantes, provando a eficiência dos métodos.

O presente trabalho visa avaliar a anisotropia de velocidade de propagação de ondas em rochas reservatórios da Bacia de Campos. O método utilizado é semelhante ao VELAN, porém o equipamento possui diferenças que visam melhorar a qualidade do sinal gerado e permite o posicionamento automático dos transdutores e o cálculo da velocidade, e, assim, conseguir um resultado melhor e em menos tempo.

A anisotropia define-se como a condição de variabilidade de propriedades físicas e mecânicas de um corpo rochoso ou mineral segundo direções diferentes (CPRM, 2014). Se a amostra de rocha for considerada originalmente isotrópica e homogênea, o padrão de anisotropia obtido é induzido pelo campo de tensão *in situ* à que as rochas estão submetidas, já que o alívio de tensões após a amostragem induz o aparecimento de microfissuras perpendiculares à direção da tensão principal menor. Se a anisotropia for intrínseca, pode ser relacionada à anisotropia de permeabilidade.

Para a realização deste trabalho, foi utilizado um tomógrafo ultrassônico para testemunhos modificado a partir do equipamento desenvolvido no trabalho de Soares (2006). Para se comprovar a eficiência do método adotado, foi realizado um ensaio em uma amostra sintética de nylon. Os ensaios reais foram feitos em duas amostras de rochas carbonáticas da Bacia de Campos.

A velocidade de propagação de ondas pode ainda ser relacionada a outras propriedades da rocha, como a permeabilidade. A permeabilidade é a capacidade da rocha de transmitir fluido, sendo controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros (PGT, 2010). Juntamente com a porosidade, a permeabilidade está diretamente

ligada à lucratividade de um reservatório. Para ser considerado de boa produtividade do ponto de vista econômico, um reservatório deve possuir, além de uma grande quantidade de óleo, ótimas condições de recuperação dos fluidos, que são diretamente associadas à porosidade e à permeabilidade (Azevedo, 2005).

Al-Homadhi & Hamada (2001) desenvolveram correlações entre propriedades petrofísicas, acústicas e físicas para arenitos sintéticos. Foi observada uma função decrescente entre a velocidade de propagação da onda acústica e a permeabilidade.

Outros trabalhos, como os de Rasolofosaon & Zinszner (2002) e Tutuncu & Mese (2011), também foram desenvolvidos com o objetivo de desenvolver métodos efetivos para estimar a anisotropia de permeabilidade a partir de outras propriedades da rocha, como a velocidade elástica.

Logo, os resultados obtidos para anisotropia de velocidade de propagação de ondas foram utilizados para estimar a anisotropia de permeabilidade das amostras analisadas. Esta estimativa deve ser posteriormente comparada aos resultados de ensaios de permeabilidade a virem a ser realizados.

Como as amostras não estão orientadas, não é possível determinar a orientação da tensão *in situ* horizontal máxima, o que se pode fazer é estimar uma direção possível levando em consideração as variações na velocidade elástica.

1.1 Objetivos e finalidade

O principal objetivo do trabalho é avaliar a anisotropia de velocidade de propagação de ondas elásticas em rochas reservatórios de um campo petrolífero da Bacia de Campos e, a partir dos dados obtidos, estimar a anisotropia de permeabilidade das amostras analisadas.

O trabalho foi desenvolvido com o intuito de aprimorar as técnicas de estudo das características importantes para a indústria do petróleo, através da relação entre a velocidade de propagação de ondas e outras características da rocha.

1.2 Metodologia

A primeira etapa do trabalho consistiu numa pesquisa bibliográfica, dificultada pelo fato de o assunto ser ainda pouco estudado. Os ensaios laboratoriais para obtenção da anisotropia de velocidade de propagação de ondas foram realizados num tomógrafo ultrassônico disponibilizado pela UFRJ em parceria com o CENPES.

Os dados emitidos pelo tomógrafo foram analisados pelo programa chamado Tomógrafo V2 e, com as medidas obtidas, tabelas e gráficos foram elaborados para interpretação dos dados.

A partir da análise dos resultados obtidos e de trabalhos anteriores, a anisotropia de velocidade de propagação de ondas foi relacionada com a anisotropia de permeabilidade.

2. COMPARAÇÃO ENTRE DIFERENTES MÉTODOS DE ANÁLISE DE CARACTERÍSTICAS EM SUBSUPERFÍCIE

A determinação das características das rochas em subsuperfície continua sendo um grande desafio, pois as técnicas de análise são ainda limitadas e pouco estudadas. O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um método eficiente de determinação da anisotropia de velocidade em amostras de poço. O grande desafio deste trabalho foi encontrar na bibliografia estudos análogos, pois o equipamento utilizado é novo e ainda pouco utilizado.

Bloch *et al.* (2005) realizaram uma comparação entre três métodos diferentes para determinação da orientação da tensão *in situ* horizontal máxima de amostras da Bacia Potiguar (Nordeste brasileiro), sendo eles os métodos ASR (Anelastic Strain Recovery), EMI (wellbore Electrical Micro Imaging) e VELAN (acoustic velocities anisotropy). Os autores consideraram ainda um quarto método, a tomografia acústica, que se mostrou muito promissor.

Apesar de o objetivo do presente trabalho não ser a determinação da tensão *in situ*, o trabalho de Bloch *et al.* (2005) é relevante, pois mostra diferentes métodos utilizados para medições em subsuperfície que podem ser comparados com o utilizado.

O trabalho de Bloch *et al.* (2005) tem como principal objetivo comparar métodos que utilizam diferentes fontes de dados e determinar aquele que é mais confiável, embora simples e barato, para determinar a orientação da tensão *in situ*.

O primeiro método analisado é o ASR (Anelastic Strain Recovery) que consiste na medição das deformações residuais de amostras cilíndricas orientadas imediatamente após sua retirada de dentro do poço. Quando o testemunho de rocha é cortado, as tensões atuantes são relaxadas, causando deformações no material consideradas proporcionais às tensões *in situ* pré-existentes. Essa deformação possui duas componentes, uma elástica, que se desenvolve logo que o testemunho é cortado, e outra inelástica, que demora algum tempo após o corte do testemunho para se completar.

O método ASR mede a deformação inelástica da amostra, que abrange a formação de microfissuras internas. Para isso, o processo de deformação da rocha é monitorado por horas em uma caixa especial, com controle de temperatura e umidade, até que a deformação termine.

Considerando que a deformação inelástica se deve ao alívio de tensão e dissipação da pressão dos poros e, ainda, que a amostra de rocha é isotrópica e homogênea, assume-se que as direções principais de deformação coincidem com as direções principais de tensão *in situ*.

O método ASR mede a deformação inelástica em seis diferentes direções utilizando doze LVDTs (*Linear Variable Displacement Transducers*), como mostrado nas **Figuras 1 e 2**, respectivamente.

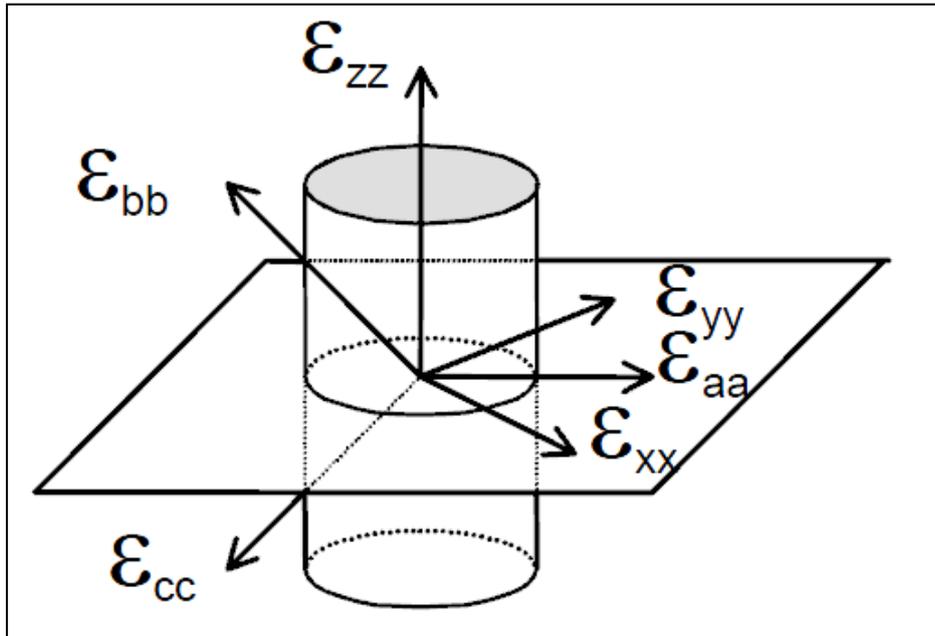


Figura 1 – Direções de medição da deformação inelástica do método ASR. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

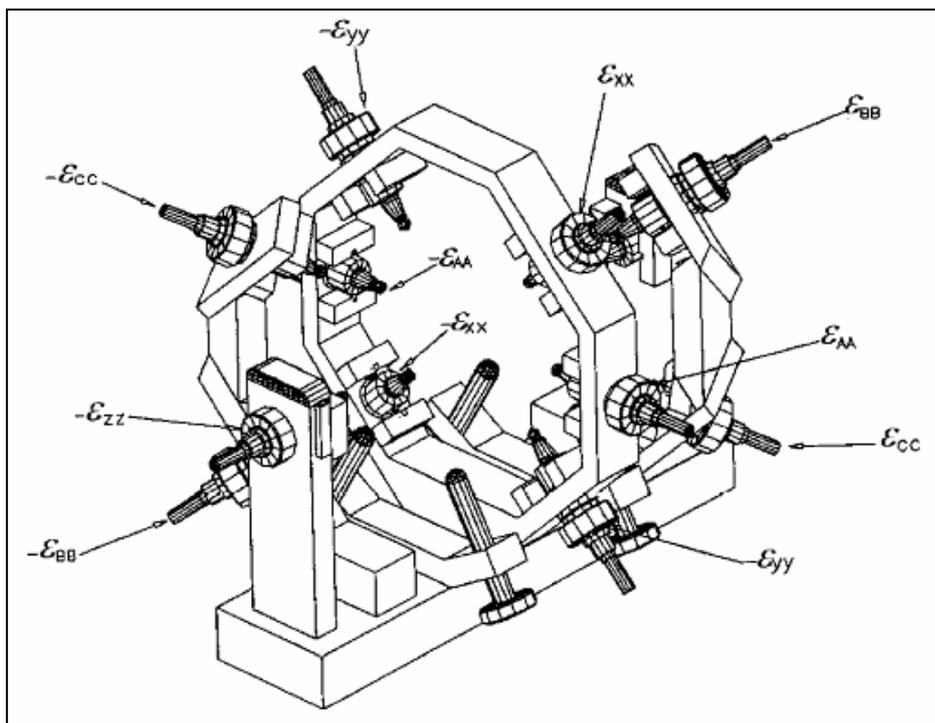


Figura 2 – Esquema mostrando os doze LVDTs. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

O segundo método analisado é o de imageamento micro-elétrico (EMI – *Electrical Micro Imaging*) que utiliza um arranjo de eletrodos em cada um de seus seis braços independentes. Através do contato direto do equipamento com a parede do poço, uma imagem de alta resolução é gerada, sendo esta uma representação da resistividade elétrica das formações rochosas atravessadas pelo poço.

Uma imagem colorida pode ser analisada ainda durante a aquisição no monitor do sistema de aquisição. Posteriormente, pode-se otimizar ou realçar uma feição ou zona de interesse durante a análise da imagem no escritório.

Os perfis de imagem obtidos são utilizados para identificar fraturas induzidas pelo processo de perfuração do poço, a partir das quais se pode inferir a orientação das tensões *in situ*. Em poços verticais, as fraturas induzidas pela perfuração ocorrem na direção da tensão horizontal máxima (σ_{Hmax}), uma vez que se desenvolvem contra a direção de menor esforço, a tensão horizontal mínima (σ_{Hmin}), sempre que o peso da lama é muito alto. Se o peso da lama for muito baixo, ovalamentos de poço (*breakouts*) podem ocorrer na direção de σ_{Hmin} . A **Figura 3** apresenta um esquema com a relação entre as fraturas e a direção das tensões horizontais.

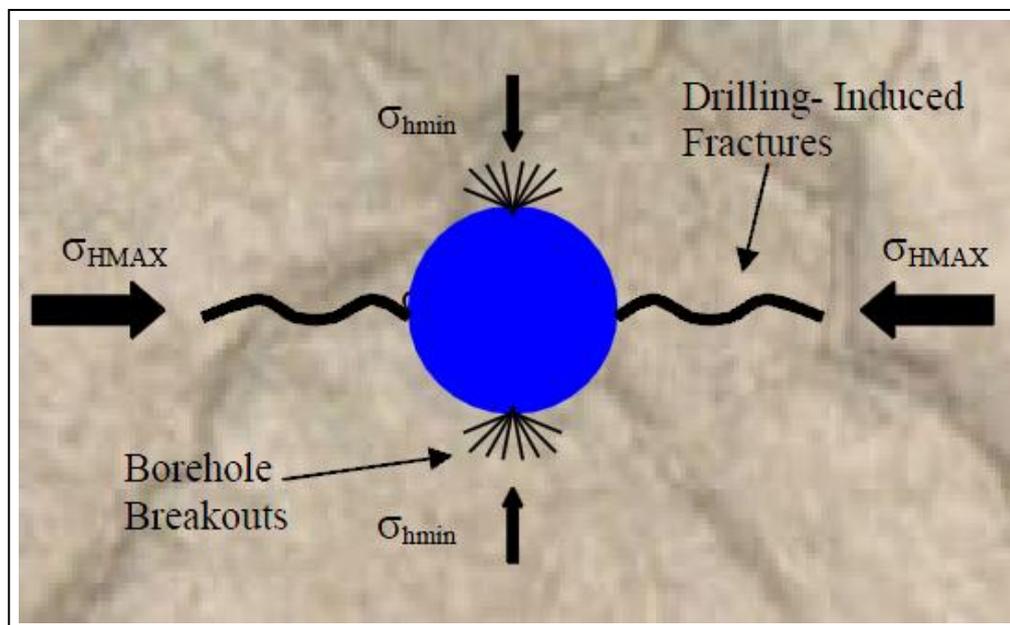


Figura 3 – Relação entre as fraturas induzidas pela perfuração e a direção das tensões horizontais *in situ*. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

O terceiro método apresentado é o VELAN (*Acoustic Velocity Anisotropy*). Considerando a amostra homogênea e isotrópica, a deformação anisotrópica do testemunho pode ser associada ao relaxamento de um campo de tensões anisotrópico. Devido ao alívio de

tensão, microfissuras internas se formam na direção perpendicular ao de máximo alívio de tensões, ou seja, da tensão *in situ* máxima. Quanto maior a densidade de microfissuras formadas, menor será a velocidade de propagação da onda p na direção preferencial, indicando a orientação da σ_{Hmax} . A **Figura 4** mostra a relação entre as microfissuras e o campo de tensões *in situ*.

Neste método, a velocidade de propagação da onda p é medida a cada 10° ao longo do perímetro da amostra, totalizando 18 diferentes direções. Para garantir um bom acoplamento acústico entre a amostra e os pistões piezoelétricos, a mesma pressão é aplicada em todas as medições. O tempo de trânsito da onda através da amostra é calculado pela subtração do tempo intrínseco do sistema de medição do tempo obtido durante a medição. A velocidade da onda é então calculada através da razão entre o diâmetro da amostra o tempo para cada uma das direções consideradas.

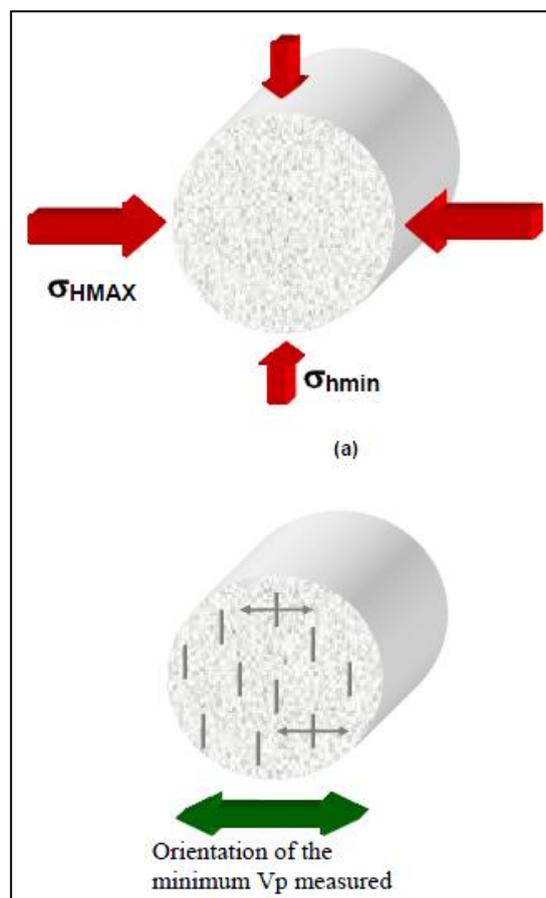


Figura 4 – Esquema mostrando a relação entre a direção de abertura das microfissuras e o campo de tensões *in situ*. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

Para comparar os três métodos, Bloch *et al.* (2005) utilizaram os dados poço na Bacia Potiguar, localizada no Nordeste Brasileiro. O método EMI foi aplicado durante a perfuração

do poço e duas amostras (A1 e A2) foram retiradas e analisadas primeiramente segundo o método ASR e, depois, pelo método VELAN.

Os valores obtidos para o azimute da componente máxima de tensão horizontal (σ_{Hmax}) foi semelhante em todos os métodos. O resultados obtidos pelos métodos ASR e VELAN encontram-se nas **Tabelas 1 e 2**, respectivamente. O partir do método EMI foram analisadas fraturas induzidas pela perfuração na profundidade de 702-709 m, indicando azimute de N45E para a σ_{Hmax} .

Tabela 1 – Resultados do método ASR. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

Sample	Depth (m)	σ_{HMAX} Azimuth ($^{\circ}$)
A1	701,6	N41,37E \pm 2,01
A2	701,9	N43,81E \pm 7,00
Average azimuth from the ASR tests		N42,60E \pm 9,01

Tabela 2 – Resultados do método VELAN. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

Sample	Depth (m)	σ_{HMAX} Azimuth ($^{\circ}$)
V1	699,10	N41E
V2	702,15	N43E
Average azimuth from the VELAN tests		N42E

A orientação obtida para σ_{Hmax} nos três métodos teve uma diferença de menos de 10%, indicando que todos os métodos abordados fornecem valores consistentes da orientação da tensão *in situ* horizontal principal. Se o tipo de rocha (considerando a isotropia e homogeneidade) e as condições geológicas (contraste de tensão *in situ* suficiente) permitirem a aplicação desses métodos, eles são confiáveis.

Outro método considerado no trabalho de Bloch *et al.* (2005) é o da tomografia acústica, que fornece um mapa da variação interna de velocidade da amostra analisada. Essa técnica utiliza 32 transdutores piezoelétricos regularmente dispostos ao redor da seção reta de testemunho, permitindo o registro do tempo de trânsito das ondas elásticas. A **Figura 5** mostra uma ilustração do equipamento utilizado nesse método.

Acima desses raios traçados, uma grade delimita células com diversos segmentos de traços contidos. A definição da velocidade média dentro de cada célula é feita a partir da solução de um imenso sistema linear (problema de inversão). Estas velocidades são consideradas como sendo a velocidade no centro de cada célula, e a sua interpolação fornece

um mapa das velocidades internas do testemunho no plano da seção reta analisada. Este mapa pode ser utilizado para determinar a presença de heterogeneidades ou o efeito da relaxação do campo de tensões *in situ* que atuava na rocha (Soares, 2006). O tomógrafo ainda não estava pronto para uso na data do trabalho de Bloch *et al.* (2005) para realizar as análises das amostras da Bacia Potiguar.



Figura 5 – Visão geral do equipamento utilizado na tomografia acústica. (Fonte: Bloch *et al.*, 2005).

O presente trabalho utilizou esse mesmo tomógrafo, porém com algumas alterações (Ferreira, 2014). O número de pistões piezoelétricos foi reduzido para somente dois e não foi feita uma tomografia da amostra para obtenção do mapa de velocidades internas. Ao invés disso, a análise do tempo de trânsito da onda compressional foi feita para estudar a anisotropia de velocidade.

Dentre os métodos apresentados, o método aqui utilizado se assemelha mais ao VELAN, porém com algumas diferenças visando uma melhor resposta. O sistema de acoplamento acústico do tomógrafo é mais eficiente do que o do VELAN, com uma base fixa para apoio da amostra. Além disso, o método VELAN realiza medição para apenas uma seção da amostra, enquanto o tomógrafo mede automaticamente seções espaçadas 1cm da base para

o topo da amostra. A **Figura 6** mostra a diferença entre os equipamentos utilizados nos dois métodos. Apesar dessas diferenças no equipamento, o método de medição e cálculo de velocidade desses dois métodos é bem similar.

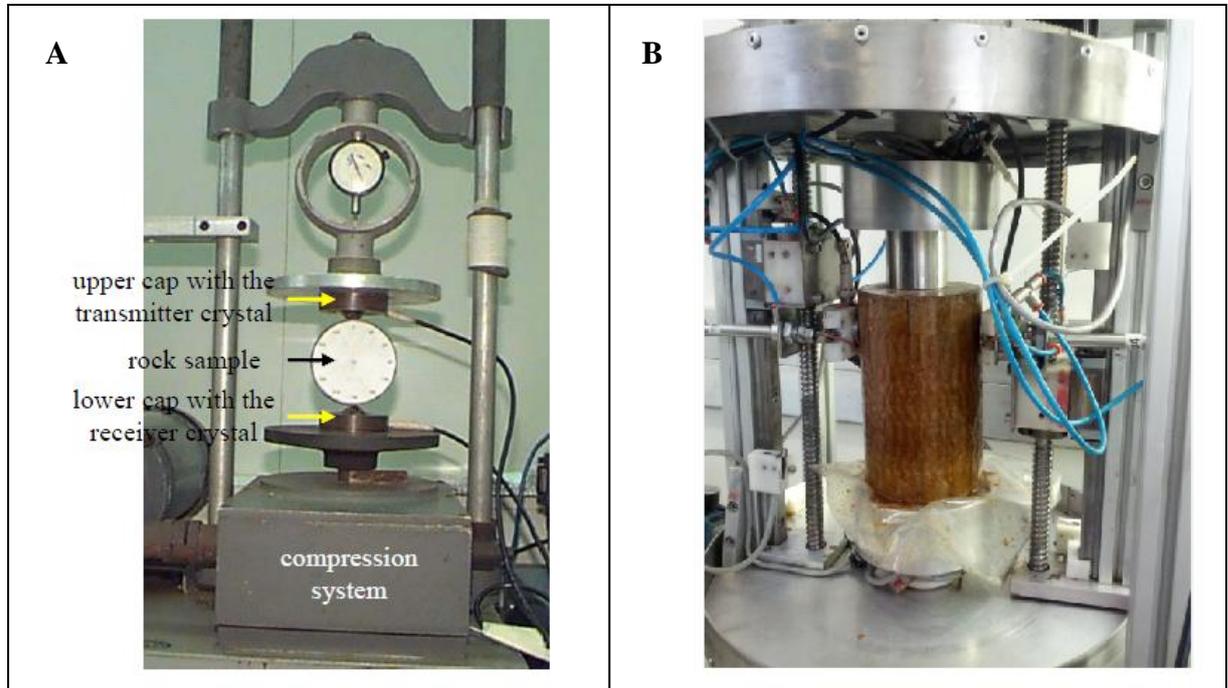


Figura 6 – Comparação entre os equipamentos utilizados. (A) Método VELAN (Fonte: Bloch *et al.*, 2005) e (B) Tomógrafo para análise de anisotropia de velocidade.

3. PROPAGAÇÃO DE ONDAS ELÁSTICAS NAS ROCHAS

As ondas elásticas, ou sísmicas, são definidas como pacotes de energia de deformação elástica que se propagam a partir de uma fonte sísmica. As características do meio material pelo qual elas se propagam determinam a sua velocidade de propagação. Elas se dividem em dois grupos, as ondas de corpo e as ondas superficiais (Kearey *et al.*, 2009). Este trabalho aborda somente as ondas de corpo.

As ondas elásticas de corpo se dividem ainda em dois tipos, longitudinais e transversais. Nas ondas longitudinais, também chamadas de compressionais, as partículas do meio vibram paralelamente à direção de propagação da onda (**Figura 7**). São também chamadas de ondas primárias (P), pois são as primeiras que podem ser observadas em um sismograma (Kearey *et al.* 2009; Santos, 2012).

Nas ondas transversais, também chamadas de cisalhantes, as vibrações das partículas do meio são perpendiculares à direção de propagação da onda (**Figura 7B**). Essas ondas também são conhecidas como secundárias (S), pois apresentam velocidades inferiores às das ondas P e, assim, seu registro em um sismograma é posterior ao da onda P. Além disso, as ondas transversais necessitam de um meio sólido para se propagar e, portanto, não se propagam em meios líquidos e gasosos. (Kearey *et al.* 2009; Santos, 2012).

O método de pesquisa adotado neste trabalho induz a propagação da onda p através da rocha e, através da resposta recebida, analisa a anisotropia do material estudado. Assim, é importante conhecer os diferentes fatores que influenciam a propagação de ondas elásticas pela rocha.

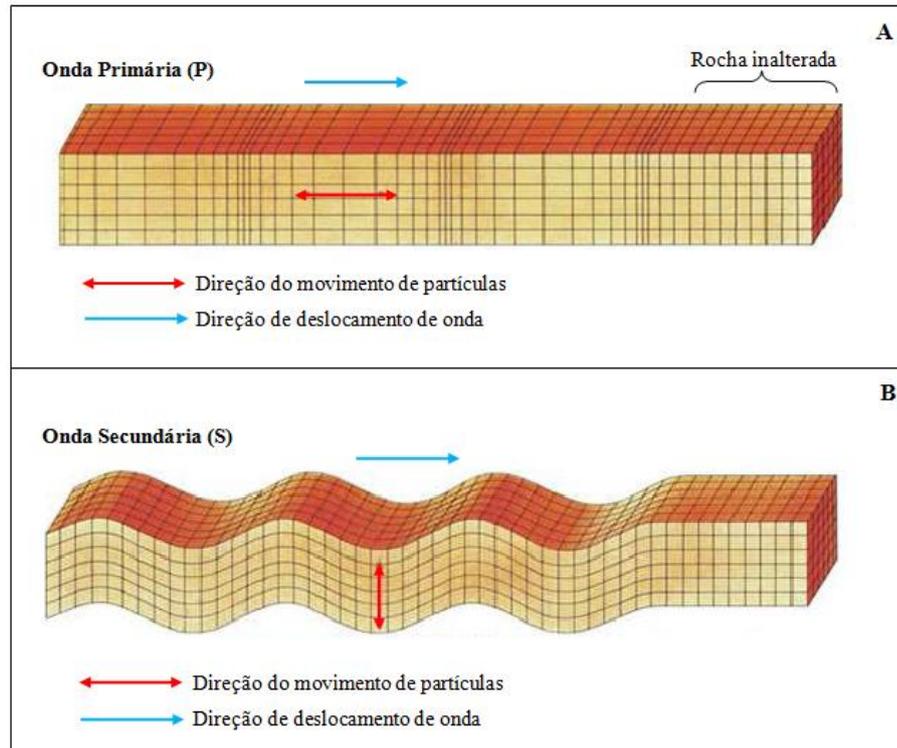


Figura 7 – Movimentos de partículas associados à passagem de ondas de corpo: (A) Primárias e (B) Secundárias. (Fonte: Castro, 2013. Modificado).

3.1 Fatores que influenciam o comportamento elástico das rochas

As velocidades elásticas de uma rocha correspondem às velocidades de propagação das ondas elásticas compressoriais (ondas p) e cisalhantes (ondas s) através do material (Soares, 2006). Diversos fatores exercem influência sobre o comportamento elástico das rochas, tais como composição e arranjo mineral, porosidade, saturação, tensão a que a rocha se encontra submetida e temperatura.

3.1.1 Composição Mineral

As rochas são agregados de minerais que se formam a partir de processos físicos e/ou químicos e apresentam basicamente dois elementos, um arcabouço (ou esqueleto mineral) e um arranjo de espaços vazios (poros) entre os grãos que podem ou não estar preenchidos (Soares, 2006). Em geral, os minerais (sólidos) são mais densos e, por isso, possuem maiores velocidades elásticas que os fluidos contidos nos espaços porosos. Assim, a composição mineral de uma rocha afeta diretamente o seu comportamento elástico.

Pickett (1963) realizou um dos primeiros trabalhos com o objetivo de determinar a litologia da rocha com base na razão entre as velocidades de propagação das ondas elásticas.

Neste trabalho, Pickett analisou rochas consolidadas de diferentes porosidades e concluiu que arenitos limpos apresentam razão V_p/V_s entre 1,6 e 1,7, enquanto calcários apresentam o valor de 1,9 e dolomitas 1,8. A **Figura 8** mostra a discriminação de litologia proposta por Pickett. A vagarosidade é o inverso da velocidade.

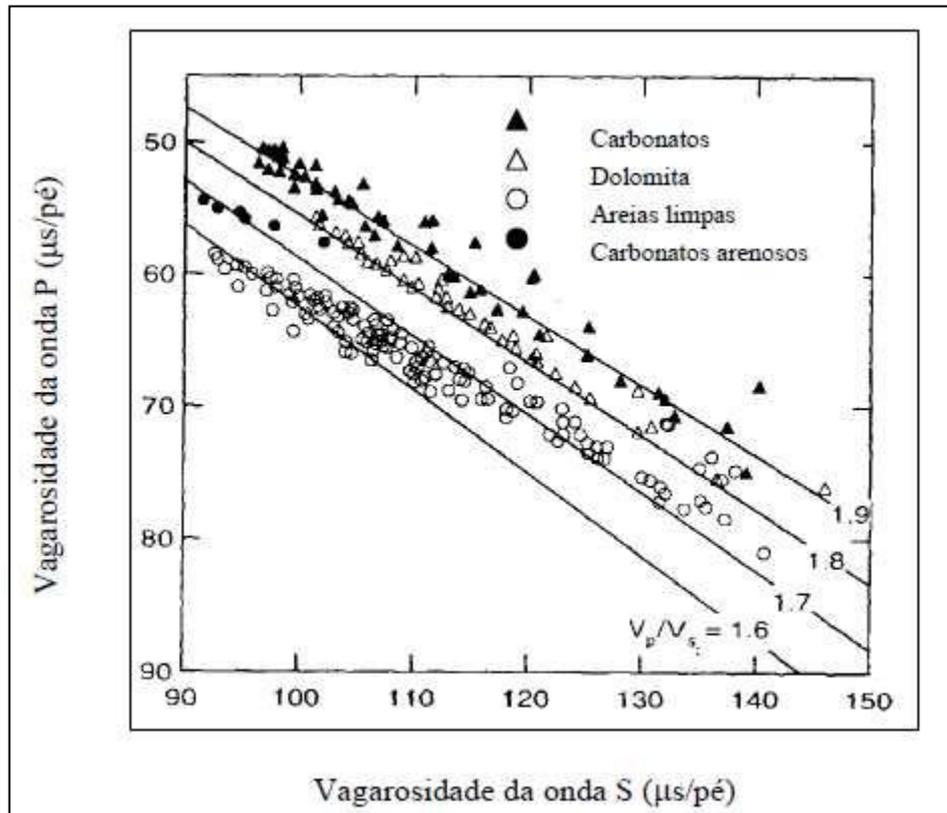


Figura 8 – Vagarosidade das ondas elásticas compressionais e cisalhantes para diferentes litologias. As linhas contínuas representam a razão V_p/V_s . (Fonte: Pickett, 1963).

A razão V_p/V_s é um bom indicador litológico, pois independe da densidade da rocha. Uma análise somente da velocidade da onda p como indicador litológico pode ser considerada ambígua, pois esta é função diferentes propriedades da rocha (Kearey *et al.*, 2009).

Outro trabalho que também estabeleceu relações entre as velocidades elásticas e diferentes litologias foi o de Castagna *et al.* (1985) e obtiveram os seguintes resultados para rochas saturadas com água (Castagna *et al.*, 1985; Gassmann, 1951):

$$V_s = 0,80416V_p - 0,85588 \quad \text{para arenitos} \quad (1)$$

$$V_s = -0,05508V_p^2 + 1,01677V_p - 1,03049 \quad \text{para calcários} \quad (2)$$

$$V_s = 0,58321V_p - 0,07775 \quad \text{para dolomitas} \quad (3)$$

$$V_s = 0,76969V_p - 0,86735 \quad \text{para folhelhos} \quad (4)$$

onde V_p e V_s estão em km/s.

3.1.2 Arranjo Mineral

O comportamento elástico das rochas também é afetado pelo arranjo dos seus constituintes minerais, principalmente quando apresentam caráter anisotrópico, com geometrias tabulares, lenticulares ou na forma de bastões. A chamada razão de aspecto dos poros corresponde à razão entre sua espessura e seu diâmetro e é consequência do arranjo dos grãos (Soares, 2006).

Poros com razão de aspecto igual à unidade são poros cilíndricos e, quando totalmente saturados por água, apresentam pequena deformação durante a passagem de uma onda de pressão. Rochas com essa característica são, geralmente, isotrópicas e apresentam velocidades elásticas mais elevadas, quando saturadas. Poros com baixa razão de aspecto são mais dúcteis e deformam-se mais quando comprimidos na direção perpendicular ao seu plano principal. Rochas com esse tipo de poros são, em geral, anisotrópicas e possuem velocidades elásticas mais baixas na direção perpendicular ao plano principal (Soares, 2006).

Assim, pode-se afirmar que além da composição mineral da rocha, a disposição ou arranjo espacial desses constituintes também determina o padrão de velocidades elásticas do material.

3.1.3 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, pois determina a capacidade de armazenamento de fluidos da rocha. Ela é definida como sendo a razão entre o volume de vazios (ou espaços porosos, V_{poros}) existentes na rocha e o seu volume total (V_t) (Schon, 1996):

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_t} = \frac{1 - V_m}{V_t} \quad (5)$$

Onde V_m corresponde a matriz de sólidos. A porosidade é uma grandeza expressa em termos de porcentagem (0 – 100%) ou de fração decimal (0 a 1). A **Figura 9** mostra a relação entre a matriz rochosa, os espaços porosos e a porosidade.

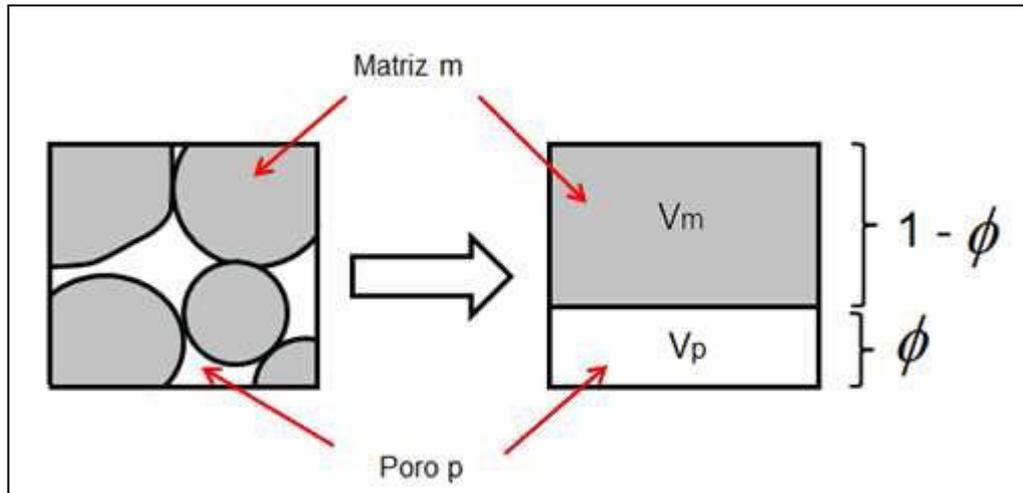


Figura 9 – Relação entre matriz rochosa, espaços porosos e porosidade. (Fonte: Schon, 1996).

É conhecido que a porosidade é uma variável com forte influência sobre as velocidades elásticas. Wyllie *et al.* (1958) propuseram o modelo conhecido como modelo do tempo médio de Wyllie, onde as velocidades elásticas das rochas são dadas pela soma de dois componentes, um relativo à velocidade do arcabouço mineral e outro relativo à velocidade do fluido contido nos poros.

$$\frac{1}{V} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1 - \phi}{V_m} \quad (6)$$

onde: V = velocidade da rocha

V_f = velocidade do fluido

V_m = velocidade da matriz mineral

ϕ = porosidade

Essa equação sugere uma relação linear entre porosidade e velocidade elástica, o que permitiria fácil obtenção deste importante parâmetro físico a partir de medidas de velocidade. Porém, experimentos mostram que nem sempre há um bom ajuste entre as porosidades medidas através da velocidade elástica e outros métodos (Soares, 2006).

Assim, Raymer *et al.* (1980) sugeriram um refinamento da equação de Wyllie baseados em observações de um grande número de dados, principalmente de perfis. Nesse novo modelo, há uma dependência quadrática entre velocidade elástica e porosidade.

$$V = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_f \quad (7)$$

A partir destes dados se conclui que, de modo geral, um incremento na porosidade corresponde ao decréscimo na velocidade de propagação de ondas elásticas pela rocha (Rafavich *et al.*, 1984).

3.1.4 Saturação

As medições de velocidades compressoriais obtidas em amostras secas e saturadas de rocha são bastante distintas. Considerando os poros esféricos, a introdução parcial de água na amostra resulta em aumento de densidade e, assim, causa decréscimo na velocidade de propagação da onda p. Por outro lado, quando a amostra se encontra completamente saturada, os poros se tornam mais incompressíveis, causando aumento da velocidade (Soares, 2006).

Assim, para as ondas compressoriais, a velocidade é maior em uma amostra totalmente saturada, menor em amostra seca e menor ainda em amostra parcialmente saturada. Para as ondas cisalhantes, que não se propagam em líquidos, assume-se que o efeito observado é causado somente pelo aumento da densidade e não devido à presença do líquido (Soares, 2006).

Quando a rocha se encontra totalmente saturada por um fluido de propriedades elásticas conhecidas, a estimativa dos efeitos da saturação sobre a velocidade é facilitada. Isso ocorre porque o tipo de fluido (gás, óleo ou água) presente nos poros influencia de forma diferente as propriedades elásticas da rocha. Sempre que a rocha está saturada as velocidades são afetadas pelo intervalo de frequência da onda elástica que se propaga. Os modelos teóricos de Gassman (1951) e Biot (1956) abordam este problema.

3.1.5 Pressão

As rochas em subsuperfície estão sujeitas a altas tensões, devido ao peso das camadas rochosas subjacentes e possíveis forças tectônicas. Nessas condições, há três tipos de pressões atuantes: pressão confinante (P_c), que corresponde à pressão externa a qual a rocha está submetida, a pressão de poros (P_p), que é aquela causada pelo fluido presente no espaço poroso da rocha, e a pressão efetiva (P_e), que corresponde à diferença entre as pressões confinante e de poros ($P_e = P_c - P_p$) (Soares, 2006).

A análise da variação das velocidades elásticas com a pressão confinante em amostras de rocha seca e saturada mostra que a velocidade aumenta com o aumento da pressão efetiva, como mostrado na **Figura 10** (Soares, 2006). Essa relação varia de acordo com o tipo de material analisado.

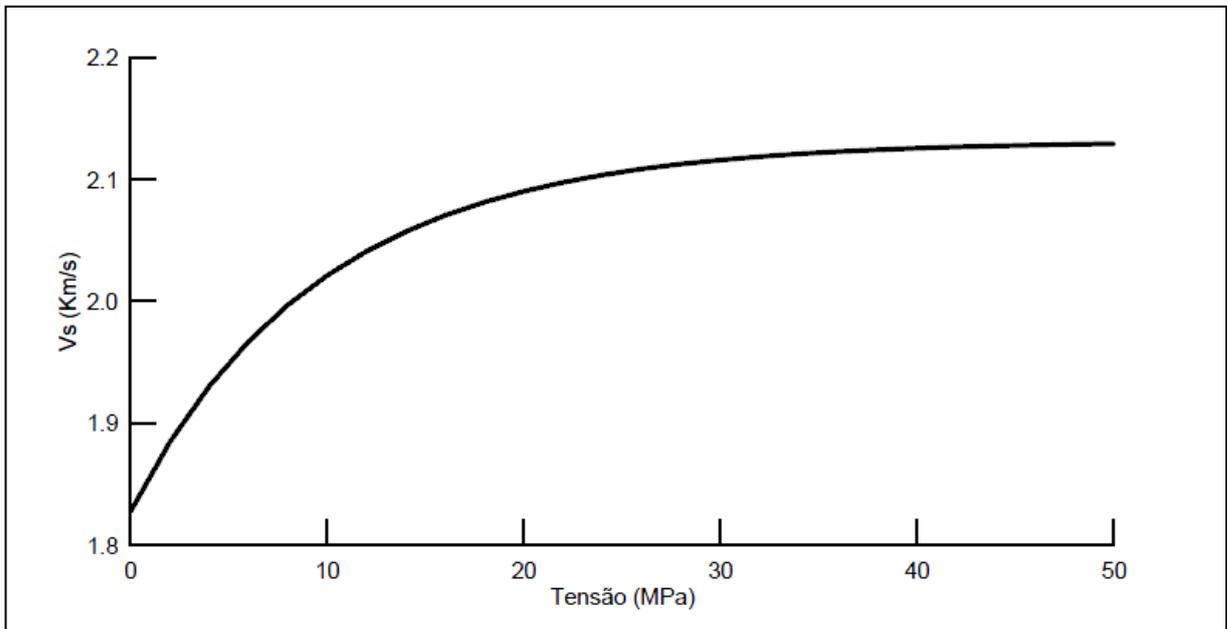


Figura 10 – Gráfico representativo da relação entre a velocidade elástica e a pressão efetiva (Fonte: Soares, 2006).

Ao analisar o gráfico, é possível notar que a influência da pressão efetiva sobre a velocidade elástica é maior quando os valores de pressão são menores, diminuindo de forma não linear com o aumento da pressão. Isso se deve ao crescente processo de acomodação do espaço poroso com o aumento da pressão.

A variação das velocidades elásticas com a pressão é resultado do fechamento de fraturas, defeitos e contatos de grãos, tornando o arcabouço da rocha cada vez mais resistente e, assim, diminuindo cada vez mais o efeito da pressão. Se a pressão aumentar muito pode ocorrer ruptura do arcabouço mineral da rocha.

3.1.6 Temperatura

Devido ao processo de soterramento nas bacias sedimentares, as rochas são submetidas não só aos efeitos da pressão, mas também da temperatura. O gradiente térmico médio da crosta terrestre é de 1°C para cada 30m de profundidade. A influência da temperatura na velocidade é muito suave e ocorre principalmente devido a mudança de viscosidade do fluido.

De modo geral, com o aumento da temperatura o fluido se torna menos viscoso e, assim, ocorre redução da rigidez do material e de sua velocidade (Soares, 2006).

A variação da viscosidade tem como efeito final a mudança de estado do fluido, por vaporização ou solidificação. Timur (1968), por exemplo, observou um aumento da velocidade de rochas saturadas com água quando esta congelava. O efeito da mudança de estado na velocidade elástica é menor em materiais porosos (mais permeáveis) do que em materiais menos porosos (menos permeáveis).

4. PERMEABILIDADE

No contexto da indústria do petróleo, a permeabilidade, juntamente com a porosidade, está diretamente ligada à produtividade de um reservatório (Azevedo, 2005). Com o crescimento dessa indústria é necessário cada vez mais desenvolver técnicas mais efetivas de estudo.

A permeabilidade da rocha corresponde a sua capacidade de permitir a passagem de fluido, sendo expressa em Darcys (D) ou milidarcys (md), em homenagem ao engenheiro francês Henry Darcy (1803-1858), que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos. A permeabilidade está diretamente ligada à quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros (PGT, 2010).

De acordo com a Lei de Darcy, a velocidade de avanço de um fluido homogêneo num meio poroso é proporcional à permeabilidade e ao gradiente de carga total, que é função da pressão e da elevação, e inversamente proporcional à viscosidade do fluido (Núñez, 2007).

$$Q = - \frac{A k}{\mu} \frac{(\Delta P + \rho g \Delta h)}{L} \quad (8)$$

onde: Q = vazão

A = seção transversal ou aparente da rocha

k = permeabilidade absoluta do meio poroso

μ = viscosidade

ΔP = diferença de pressão

L = comprimento do meio poroso

Δh = diferença de elevação

ρ = massa específica do fluido

g = aceleração da gravidade

A **Figura 11** apresenta um esquema representando um fluxo linear em um meio poroso horizontal.

A permeabilidade pode ser primária, originada no período de deposição da camada sedimentar, ou secundária, derivada da alteração da matriz rochosa por compactação e

cimentação (redução da permeabilidade) e por fraturamento e dissolução (aumento da permeabilidade).

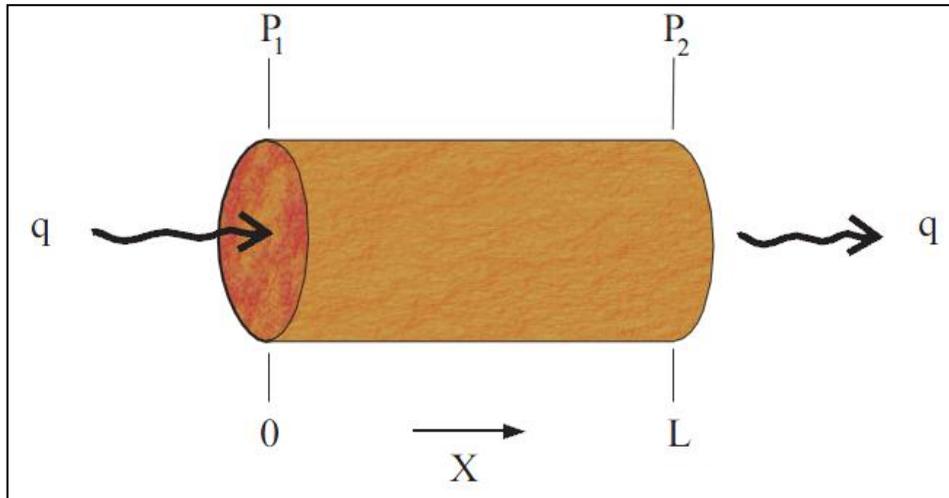


Figura 11 – Fluxo linear em um meio poroso horizontal. (Fonte: Núñez, 2007).

A permeabilidade pode ser de três tipos: absoluta (ou específica), efetiva ou relativa. A permeabilidade absoluta (k) corresponde à capacidade de transmitir fluidos de um material poroso quando saturado por um único fluido. A permeabilidade efetiva corresponde à medida da transmissão de um fluido quando uma ou mais fases adicionais estão presentes, sendo k_g a permeabilidade efetiva do gás, k_o a do óleo e k_w a da água. A soma das permeabilidades efetivas é sempre menor ou igual que a absoluta.

$$k_g + k_o + k_w \leq k \quad (9)$$

Por último, a permeabilidade relativa (k_{ri}) é a razão entre a permeabilidade efetiva para cada fase a uma determinada saturação e a permeabilidade absoluta.

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (10)$$

onde i pode ser gás (g), óleo (o) ou água (w).

A permeabilidade absoluta da rocha pode ser medida através de técnicas de análise laboratoriais utilizando testemunhos e teste de poço. No laboratório, são utilizadas amostras cilíndricas de rochas consolidadas ou não em equipamentos específicos para induzir e analisar o escoamento de fluido na rocha. Conhecida a vazão e medido o diferencial de pressão de

entrada e saída do fluido, a permeabilidade é função do coeficiente angular da reta no gráfico vazão x gradiente de pressão, quando o fluxo é horizontal (**Figura 12**).

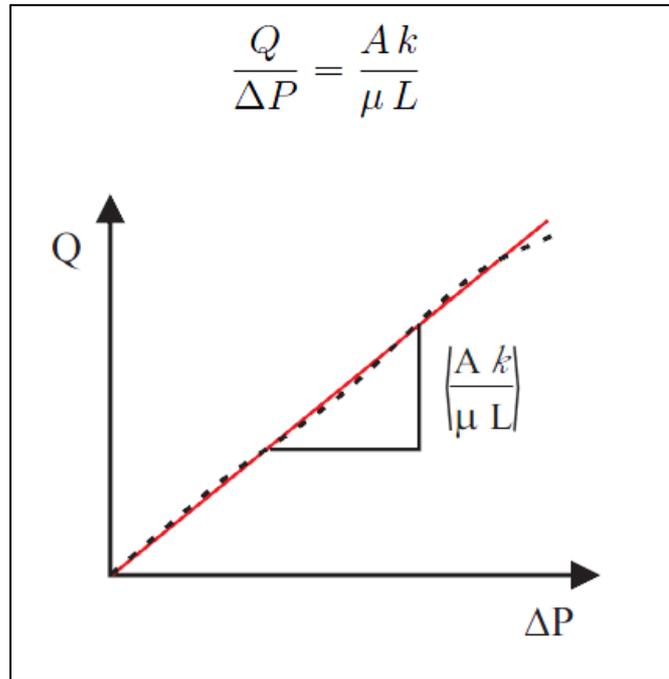


Figura 12 – Gráfico para obtenção da permeabilidade em ensaios de laboratório. (Fonte: Núñez, 2007).

Quando a permeabilidade é obtida através de análises de teste de poço, utilizam-se métodos matemáticos aplicados ao escoamento de um fluido numa região do reservatório ao redor do poço. O resultado obtido é a permeabilidade média da formação.

Neste trabalho, buscamos abordar a permeabilidade a partir de sua relação com a velocidade de ondas elásticas da rocha. Para isso, é importante ter em mente os fatores que podem influenciar a permeabilidade da rocha.

4.1 Fatores que afetam a permeabilidade da rocha

A permeabilidade está intimamente ligada à quantidade, geometria e conectividade dos poros da rocha. Dessa forma, as características dos grãos, cimentação e compactação da rocha têm grande influência sobre esta propriedade. Além disso, a tensão a que a rocha está submetida também tem efeitos na permeabilidade, uma vez que causa modificações no espaço poroso da rocha.

4.1.1 Propriedades dos grãos

A permeabilidade primária de rochas clásticas depende de certas propriedades dos grãos, tais como tamanho, forma, arredondamento e arranjo dos grãos. Ao contrário da porosidade, a permeabilidade cresce com o aumento do tamanho do grão. Isso se deve ao controle que o tamanho do grão exerce sobre o tamanho dos poros e dos canais que os interconectam: quanto maior forem os grãos, maiores serão os poros e as seções dos canais que os ligam. Portanto, a atração capilar será mais fraca e a permeabilidade maior (Al-Homadhi & Hamada, 2001).

A **Figura 13** mostra essa relação entre a permeabilidade e o tamanho dos grãos com diferentes graus de cimentação e pressão de compactação.

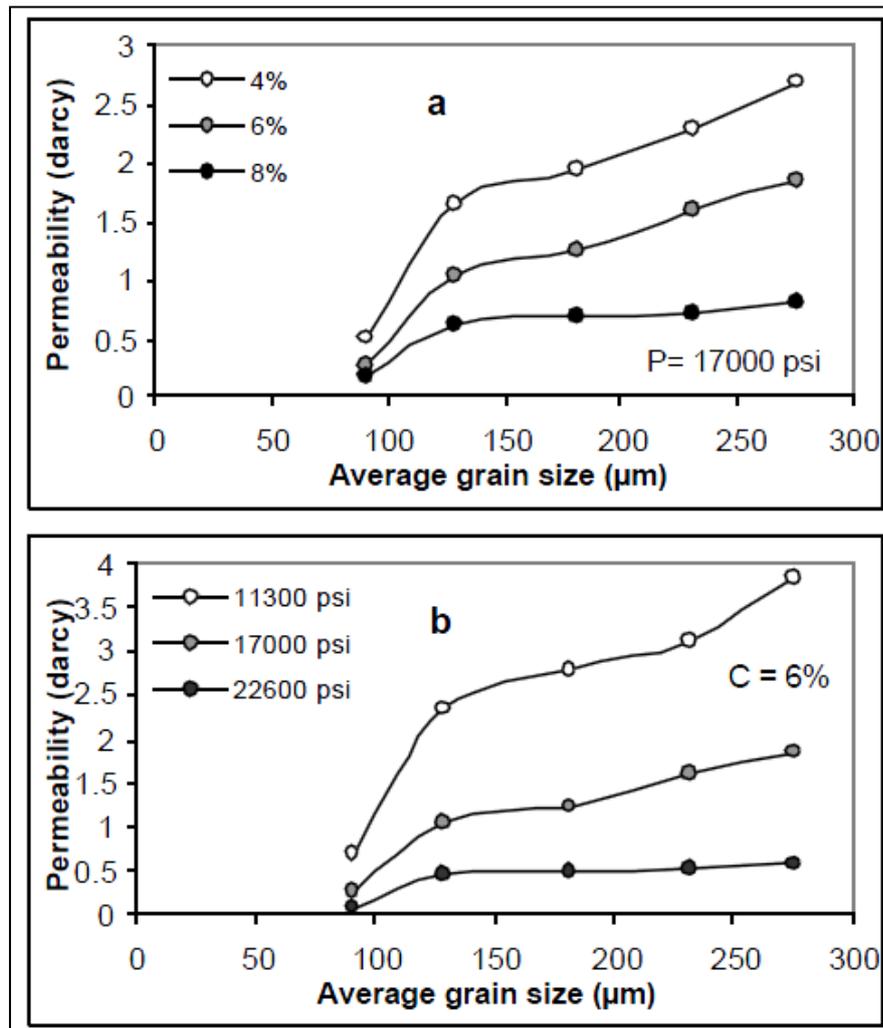


Figura 13 – Gráficos ilustrando o efeito do tamanho dos grãos na permeabilidade da rocha. (Fonte: Al-Homadhi & Hamada, 2001).

4.1.2 Grau de cimentação

A cimentação é o processo de deposição de minerais nos espaços porosos da rocha, que podem ser provenientes do próprio sedimento por lixiviação ou redeposição, ou derivados de sais dissolvidos na água intersticial ou de circulação.

O desenvolvimento de cimentação após a deposição causa uma considerável redução na permeabilidade e também da porosidade. É importante atestar que essas concentrações de cimentação são uniformemente distribuídas na superfície dos grãos (Al-Homadhi & Hamada, 2001). A **Figura 13A** mostra uma significativa redução na permeabilidade com o aumento da cimentação para todos os tamanhos de grãos das amostras de areias testadas.

4.1.3 Compactação

A compactação causa uma redução no volume da rocha devido à compressão, sendo o primeiro estágio marcado pela redução do volume de poros. A compactação muda o arranjo dos grãos e o padrão do sistema de poros da rocha. Isso reduz os canais que conectam os poros, causando conseqüentemente a redução da permeabilidade da rocha (Al-Homadhi & Hamada, 2001). A **Figura 13B** ilustra essa relação entre permeabilidade e compactação da rocha. Ocorre maior redução da permeabilidade devido à compactação quando os grãos são maiores, o que pode ser causado pela influência que o tamanho dos grãos exerce sobre a permeabilidade.

4.1.4 Tensão

A rocha é um material heterogêneo que contém fraquezas naturais e que, quando está submetida a uma tensão, pode sofrer mudanças na sua configuração interna. Assim, quando submetida a um estado de tensão compressiva, ocorre fechamento de fissuras e fraturas, o que causa redução na permeabilidade, uma vez que o fluxo de fluidos é dificultado com a redução do espaço poroso (Azevedo, 2005).

Com o aumento da tensão até certo limite, pode-se iniciar um processo de abertura de novas fraturas, o que gera mais espaço para o fluxo do fluido, aumentando assim a permeabilidade. Dessa forma, é importante conhecer o estado de tensão a que a rocha se encontra submetida, pois este tem forte influência sobre a sua permeabilidade.

4.2 Relação entre permeabilidade e velocidade elástica da rocha

Como já dito anteriormente, a permeabilidade é uma importante característica de um reservatório. Por isso, existem diversos trabalhos desenvolvidos para tentar estimar a permeabilidade a partir da medição de outras características da rocha.

Al-Homadhi & Hamada (2001) desenvolveram uma relação entre a permeabilidade e a velocidade de ondas ultrassônicas a partir da análise de arenitos sintéticos. Para desenvolver esta relação, eles mediram a permeabilidade no laboratório usando um permeômetro. Uma função decrescente foi observada entre velocidade da onda e permeabilidade para as amostras testadas sob diferentes graus de cimentação, como mostrado na **Figura 14**.

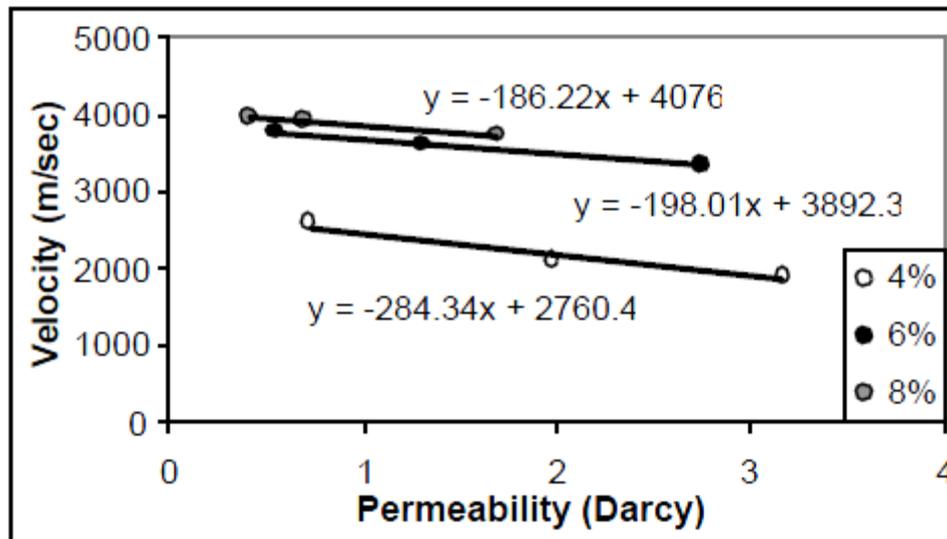


Figura 14 – Relação entre permeabilidade e velocidade da onda para diferentes graus de cimentação. (Fonte: Al-Homadhi & Hamada, 2001).

Algumas relações foram desenvolvidas a partir desta análise:

$$V = 2760.4 - 284.34 k \quad \text{com 4\% de cimentação} \quad (11)$$

$$V = 3892.3 - 198.02 k \quad \text{com 6\% de cimentação} \quad (12)$$

$$V = 4076 - 186.22 k \quad \text{com 8\% de cimentação} \quad (13)$$

Observa-se a partir do estudo de Al-Homadhi & Hamada (2001) que, com o aumento da cimentação, a velocidade da onda aumenta e a permeabilidade diminui. Com o aumento da cimentação, ocorre diminuição do espaço poroso da rocha, o que causa aumento na velocidade da onda, mas prejudica o fluxo de fluido, ou seja, a permeabilidade.

Rasolofosaon & Zinszner (2002) desenvolveram um experimento para comparar as anisotropias de permeabilidade e velocidade elástica em rochas reservatório. A anisotropia de permeabilidade foi medida e caracterizada através um método baseado na injeção de um traçador num fluxo constante e na tomografia de raios-X. A anisotropia elástica foi caracterizada a partir da medida de um grande número de velocidades em diferentes direções numa amostra esférica, utilizando um equipamento que controla a pressão confinante e dos poros.

Para comparar as anisotropias, duas amostras de rochas reservatório com comportamentos diferentes foram analisadas, um arenito e um dolomito. Os resultados obtidos para a amostra de arenito mostraram que as duas propriedades estão intimamente correlacionadas, como mostrado na **Figura 15**. A zona de maior permeabilidade segue a direção do plano de acamamento, o que é comum em rochas sedimentares. Os menores valores de permeabilidade são na direção perpendicular ao acamamento.

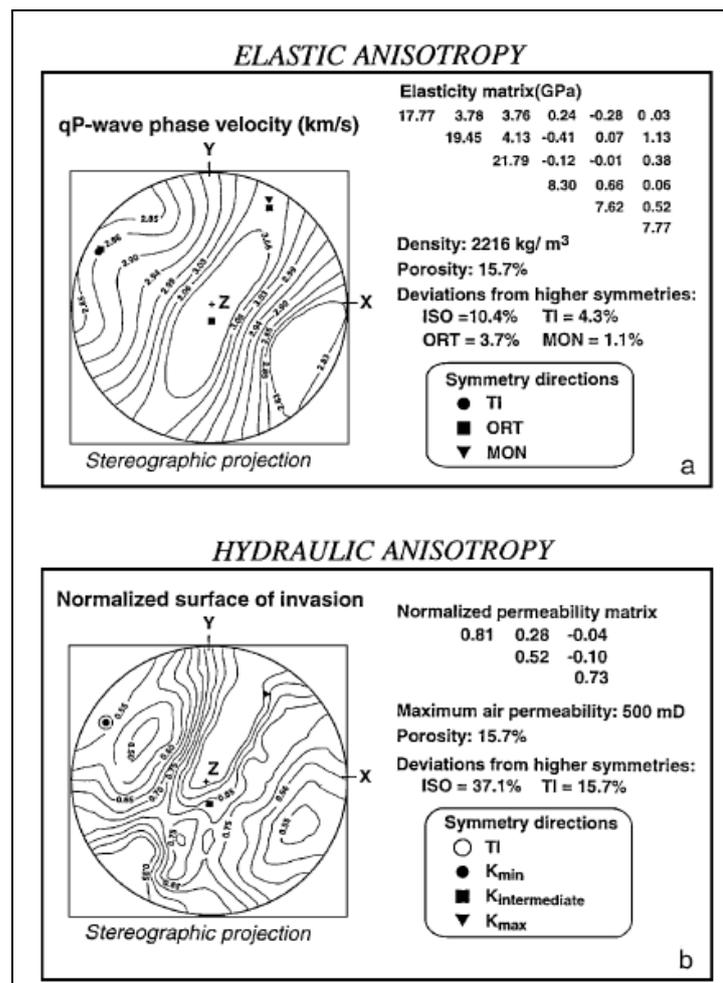


Figura 15 – Comparação entre as anisotropias (a) elástica (isolinhas em km/s) e (b) de permeabilidade (valores adimensionais) para amostra de arenito. (Fonte: Rasolofosaon & Zinszner, 2002).

Os resultados obtidos para a amostra de dolomito mostra claramente que esses parâmetros não possuem correlação. A amostra possui muitas fissuras em escala milimétrica ora preenchidas por carbonato, ora vazias. Essa característica é bem visível na análise da anisotropia elástica, mas não na de permeabilidade, como mostra a **Figura 16**. Esse dolomito é um exemplo de rocha na qual as propriedades hidráulicas não podem ser inferidas a partir das propriedades elásticas.

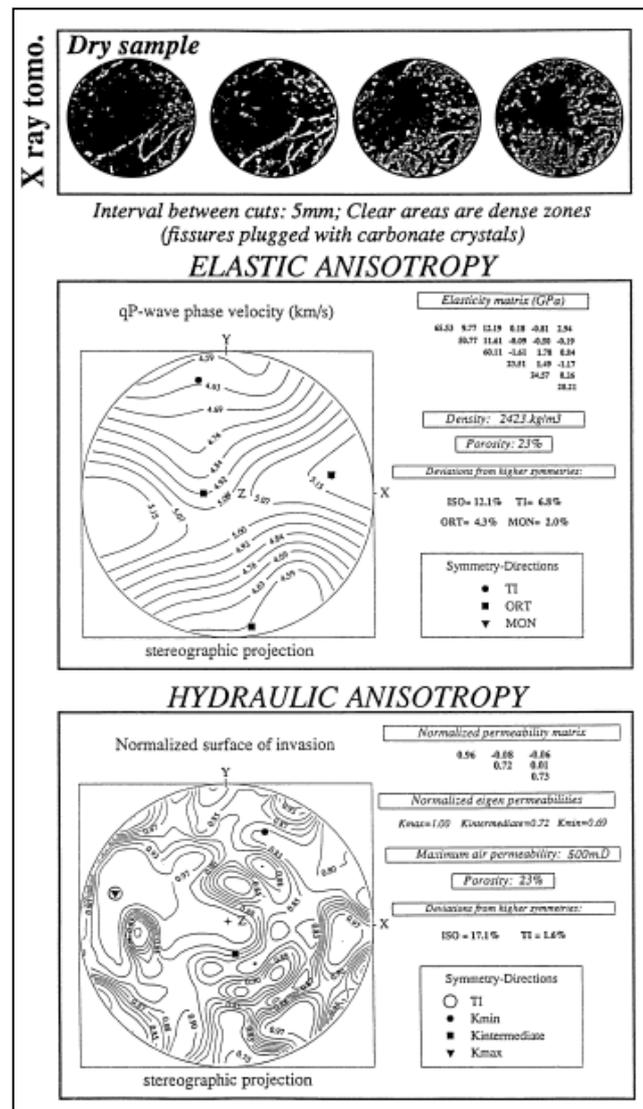


Figura 16 – Comparação entre as anisotropias (a) elástica (isolinhas em km/s) e (b) de permeabilidade (valores adimensionais) para amostra de dolomito. No topo, tomografia de raios-x em amostra seca onde as zonas claras representam as fissuras (Fonte: Rasolofosaon & Zinszner, 2002).

Tutuncu & Mese (2011) também realizaram um experimento para comparar as anisotropias elástica e de permeabilidade sob diferentes tensões. Neste caso, a análise foi feita para folhelhos, rochas menos estudadas no contexto de rochas reservatório. A **Figura 17**

mostra os resultados obtidos para essas anisotropias. Nota-se que, apesar da grande diminuição do valor absoluto da permeabilidade com o aumento da tensão, a anisotropia de permeabilidade não se altera muito com a mudança de tensão. Os valores absolutos de velocidade não sofrem muita alteração, mas a anisotropia elástica sofre uma leve mudança com o aumento da tensão aplicada.

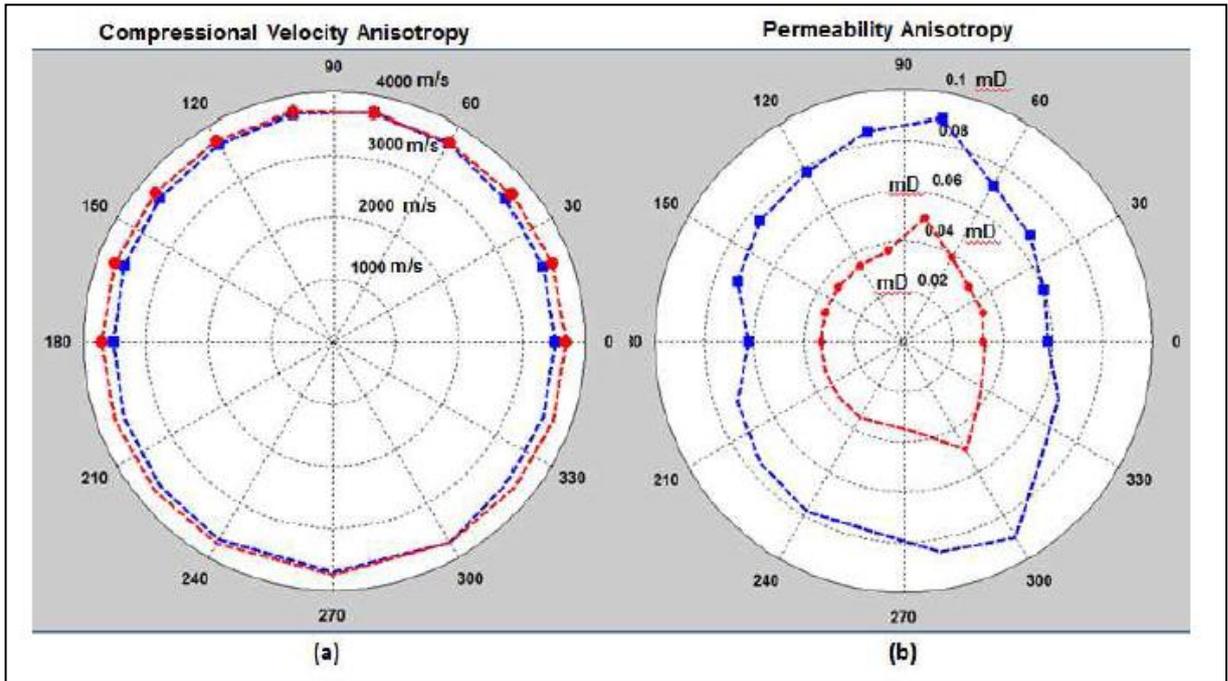


Figura 17 – Comparação entre as anisotropias (a) elástica e (b) de permeabilidade em folhelho. Os pontos e linhas traçadas azuis foram coletados sob tensão efetiva de 3 MPa, enquanto os vermelhos foram adquiridos sob tensão efetiva de 20 MPa. (Fonte: Tutuncu & Mese, 2011).

5. ANISOTROPIA ELÁSTICA ATRAVÉS DE UM TOMÓGRAFO

O principal objetivo deste trabalho é avaliar a anisotropia elástica de amostras de rochas carbonáticas da Bacia de Campos. Para isso, foram feitas medições de velocidade de onda elástica compressional (p) através de um tomógrafo. O equipamento foi modificado a partir do utilizado por Soares (2006) em seu trabalho, sendo a principal modificação a diminuição do número de pistões piezoelétricos (Ferreira, 2014).

Com o intuito de verificar a eficiência do equipamento, foi realizado um ensaio com uma amostra sintética de nylon. O equipamento foi disponibilizado pela UFRJ em parceria com o CENPES (Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello).

5.1 Descrição do tomógrafo ultrassônico

O equipamento utilizado possui dois transdutores piezoelétricos que foram posicionados em pontos opostos por 180° . Esses transdutores têm acionamento pneumático (**Figura 18**), sendo este acionamento feito por uma pressão do ar comprimido de cerca de 100 psi. Quando acionados, os transdutores entram em contato com a amostra para a transmissão do sinal e a pressão do ar comprimido garante um bom acoplamento entre os transdutores e o testemunho.



Figura 18 – Painel com a válvula de controle pneumático da pressão de acionamento dos transdutores. (Fonte: Soares, 2006).

Como esse acoplamento é feito por acionamento pneumático, amostras de rocha mal consolidada não são adequadas para este ensaio, a menos que passem por um processo de enrijecimento.

Para se obter a anisotropia elástica é necessário medir a velocidade de propagação da onda compressional (p) através da amostra. Para isso, é utilizado um equipamento chamado *pulser-receiver*, responsável pela geração dos pulsos elétricos de alta voltagem que acionarão o transdutor fonte (que emite o sinal) e pela amplificação das ondas captadas pelo transdutor receptor (que capta o sinal). Através do *pulser-receiver* é possível melhorar o sinal recebido, com a utilização de filtros e controle de atenuação da onda. A **Figura 19** mostra este equipamento.



Figura 19 – *Pulser-receiver* responsável pela geração do sinal elétrico de entrada e amplificação do sinal de saída do tomógrafo. (Fonte: Soares).

O sinal recebido pelo *pulser-receiver* é enviado para o *software* no computador chamado Tomógrafo V2 (**Figura 20**), que possui um osciloscópio onde o sinal é visualizado, permitindo assim o controle da qualidade do ensaio. Uma vez terminado o ensaio, o programa gera uma tabela com os tempos e velocidade de trânsito obtidos para cada medição (**Tabela 3**). É importante lembrar de descontar o tempo do sistema do tempo total de trânsito medido. Para obter o tempo do sistema, basta juntar os dois transdutores e gerar um sinal, o tempo obtido é tempo que o sistema demorar para realizar o processo de envio e recepção do sinal.

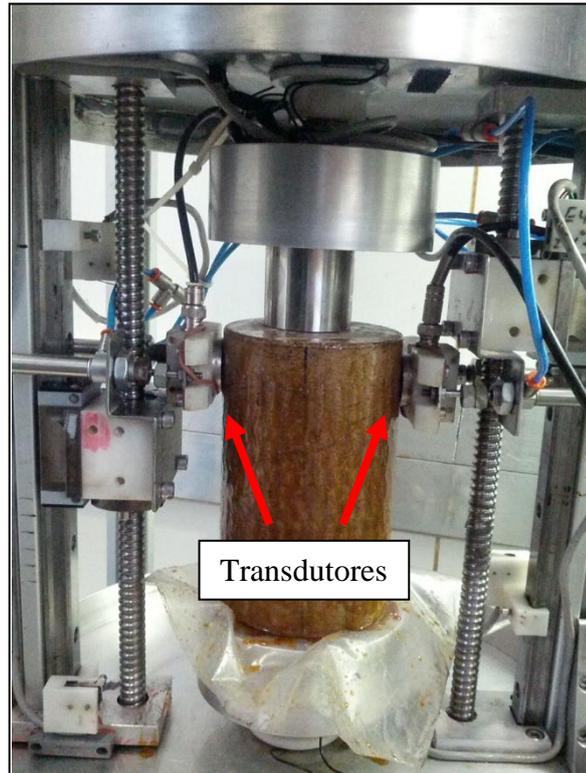


Figura 21 – Visão geral do tomógrafo ultrassônico, indicando o posicionamento dos transdutores piezoelétricos.

5.2 Anisotropia elástica em amostra artificial de nylon

Para confirmar a capacidade do equipamento de medir a anisotropia elástica em amostras cilíndricas como testemunhos, foi realizado o teste com uma amostra sintética cilíndrica de nylon. A **Tabela 3** mostra os tempos e velocidades adquiridos pelo programa Tomógrafo V2.

A partir desses dados, uma nova tabela foi elaborada organizando as medições de acordo com a seção e ângulo medido. É necessário prestar atenção durante a aquisição dos dados em qual foi o sentido da primeira seção medida, horário ou anti-horário. Com as 18 medidas é possível determinar 36 velocidades diferenciadas em 10° , totalizando 360° , ou seja, todo o perímetro da amostra. Como os transdutores são opostos (distados de 180°) é possível realizar essa transformação. A **Tabela 4** mostra o resultado obtido.

A partir dessa tabela foram construídos dois gráficos, um com todas as medições juntas, sem levar em consideração o ângulo ou a seção, e outro relacionando velocidade, ângulo e seção de medida, como mostrado nas **Figuras 22 e 23**, respectivamente.

O segundo gráfico mostra claramente a natureza isotrópica do material analisado, como era esperado. Além disso, a velocidade média obtida (aproximadamente 2500 m/s) é coerente

com o que se espera deste tipo de material. O erro calculado foi de 0,01044, dentro da margem aceita. Assim, pode-se concluir que a metodologia adotada é eficiente para o objetivo do trabalho.

Tabela 4 – Tabela analisada do ensaio com amostra de nylon, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.

.	1	2	3	4	5	6
0	2486,36	2478,05	2479,99	2478,48	2481,50	2481,50
10	2481,50	2479,99	2487,58	2484,54	2473,20	2481,50
20	2481,50	2473,45	2487,58	2481,50	2487,58	2489,10
30	2487,58	2487,58	2487,58	2481,50	2481,50	2484,54
40	2484,54	2493,68	2487,58	2483,53	2493,68	2487,58
50	2475,46	2481,50	2481,50	2489,10	2484,54	2484,54
60	2477,47	2483,53	2489,61	2491,06	2487,58	2486,06
70	2481,50	2483,02	2481,50	2493,68	2481,50	2487,58
80	2486,06	2479,49	2487,58	2487,58	2495,98	2489,61
90	2483,53	2479,99	2487,58	2485,55	2485,55	2490,63
100	2483,53	2484,54	2483,53	2484,54	2484,20	2487,58
110	2497,77	2481,50	2474,60	2482,72	2486,06	2481,50
120	2487,58	2483,53	2481,50	2479,49	2479,99	2484,54
130	2484,54	2481,50	2484,54	2479,99	2481,50	2481,50
140	2482,37	2481,50	2478,48	2478,48	2485,55	2481,50
150	2487,58	2479,49	2481,50	2481,50	2481,50	2487,58
160	2481,50	2479,99	2481,50	2481,50	2483,53	2483,53
170	2479,49	2477,47	2477,47	2471,84	2479,99	2484,54
180	2486,36	2478,05	2479,99	2478,48	2481,50	2481,50
190	2481,50	2479,99	2487,58	2484,54	2473,20	2481,50
200	2481,50	2473,45	2487,58	2481,50	2487,58	2489,10
210	2487,58	2487,58	2487,58	2481,50	2481,50	2484,54
220	2484,54	2493,68	2487,58	2483,53	2493,68	2487,58
230	2475,46	2481,50	2481,50	2489,10	2484,54	2484,54
240	2477,47	2483,53	2489,61	2491,06	2487,58	2486,06
250	2481,50	2483,02	2481,50	2493,68	2481,50	2487,58
260	2486,06	2479,49	2487,58	2487,58	2495,98	2489,61
270	2483,53	2479,99	2487,58	2485,55	2485,55	2490,63
280	2483,53	2484,54	2483,53	2484,54	2484,20	2487,58
290	2497,77	2481,50	2474,60	2482,72	2486,06	2481,50
300	2487,58	2483,53	2481,50	2479,49	2479,99	2484,54
310	2484,54	2481,50	2484,54	2479,99	2481,50	2481,50
320	2482,37	2481,50	2478,48	2478,48	2485,55	2481,50
330	2487,58	2479,49	2481,50	2481,50	2481,50	2487,58
340	2481,50	2479,99	2481,50	2481,50	2483,53	2483,53
350	2479,49	2477,47	2477,47	2471,84	2479,99	2484,54

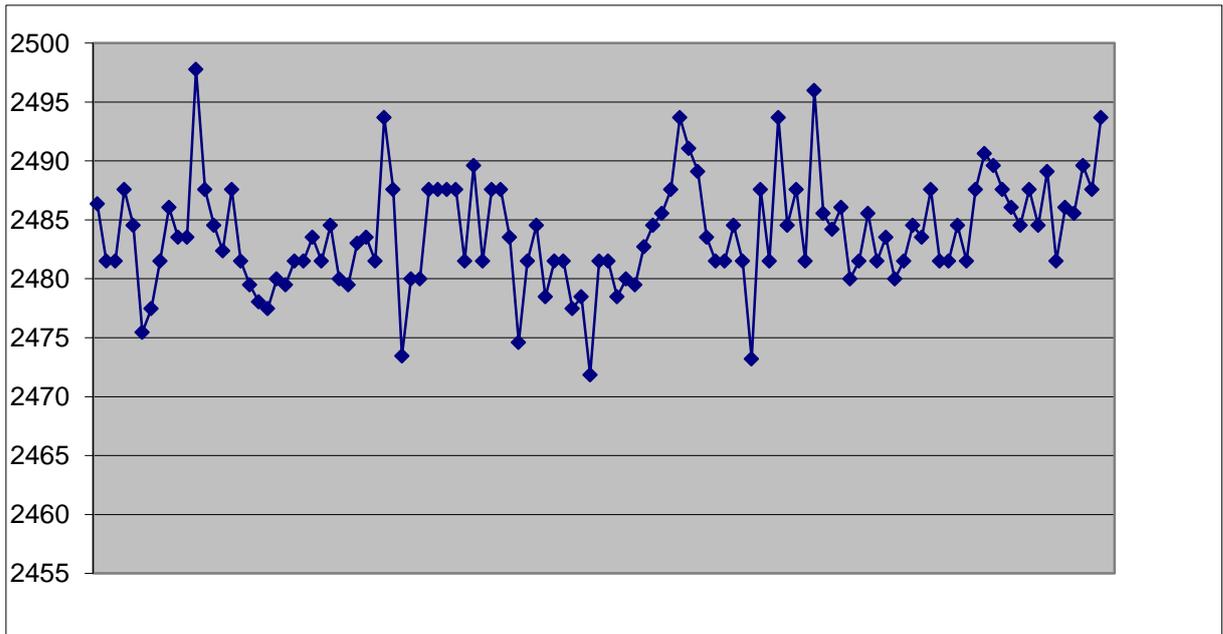


Figura 22 – Gráfico mostrando a variação das velocidades obtidas no ensaio do nylon (velocidade em m/s).

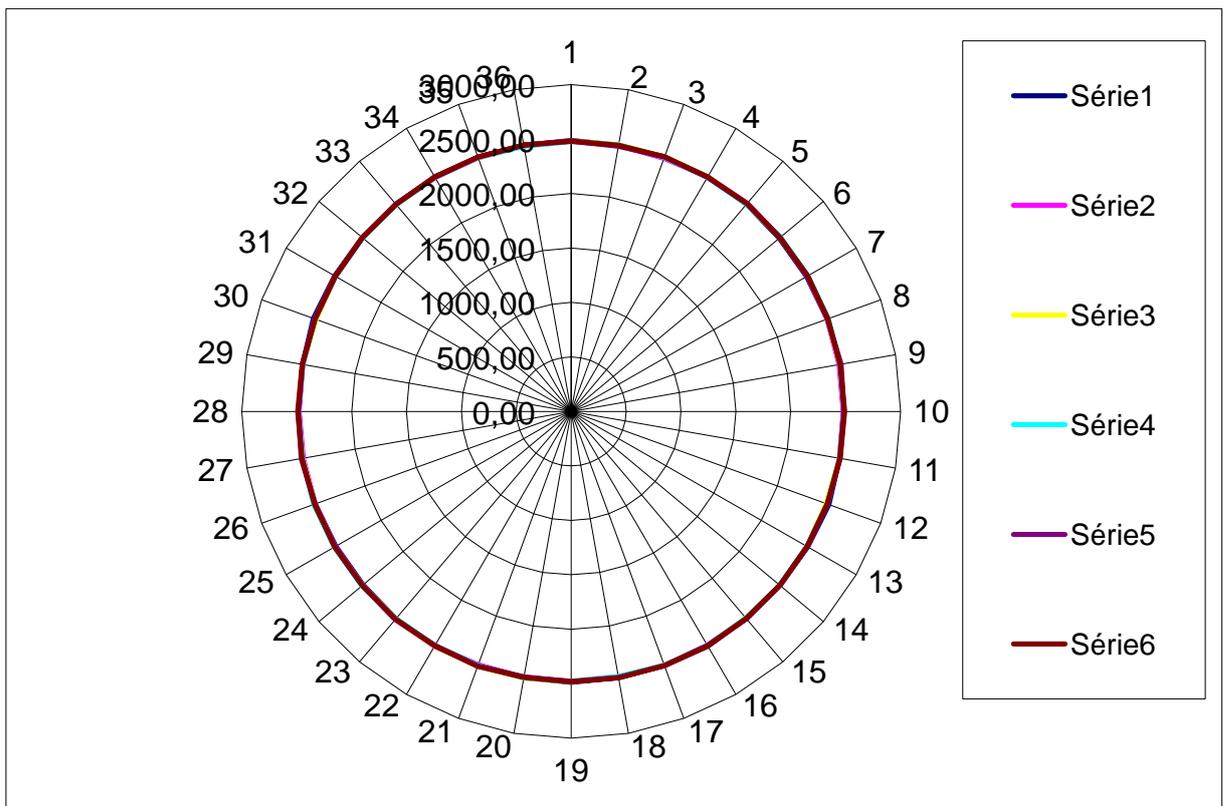


Figura 23 – Gráfico mostrando o caráter isotrópico da amostra de nylon.

6. RESULTADOS

Foram analisadas duas amostras de rochas carbonáticas da Bacia de Campos, chamadas de amostras A e B. As amostras têm 20 cm de altura cada e, em relação à profundidade, a amostra A se encontra 13,55m acima a amostra B. Um esquema com a relação entre as amostras se encontra na **Figura 24**.

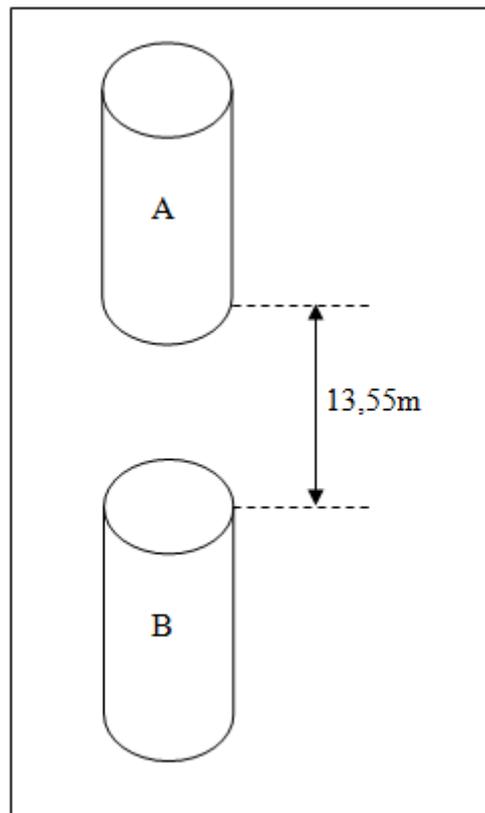


Figura 24 – Esquema com a posição relativa entre as amostras A e B.

As amostras foram orientadas tendo como ponto de referência a marca principal do testemunho, chamada *primary scribe* (P.S.). As medidas da amostra A foram feitas a partir da P.S. e da amostra B a partir de uma marca a 245° da principal. A **Figura 25** ilustra essas marcas presentes nos testemunhos.

Para cada uma delas, foi desenvolvida uma tabela e gráfico para analisar sua anisotropia elástica. O procedimento realizado foi o mesmo feito para o ensaio do nylon. Além disso, esses dados foram usados para estimar a anisotropia de permeabilidade das amostras, com base em trabalhos anteriores sobre o assunto.

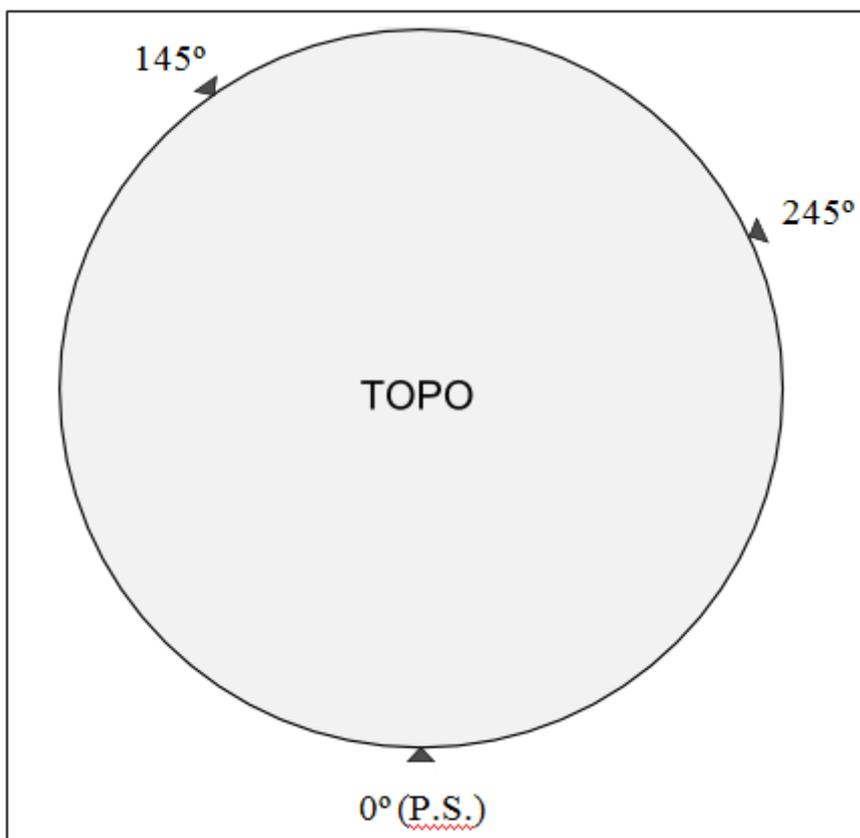


Figura 25 – Esquema com as marcas de referência presentes nos testemunhos.

Como a orientação das amostras no reservatório não foi informada, não é possível realizar um estudo da tensão *in situ*. Pode-se fazer uma estimativa da tensão com a P.S. como referência, porém sem o conhecimento da orientação da amostra não é possível determinar a tensão *in situ* máxima.

6.1 Anisotropia elástica para as amostras A e B

Assim como feito com os resultados obtidos para o nylon, os valores de tempo e velocidade de trânsito da onda para as amostras A e B foi analisado e corrigido, levando em consideração ângulo de medição, seção e tempo de sistema. Para a amostra B, foi necessário corrigir também a diferença de 245° para a marcação principal do testemunho (P.S.).

As **Tabelas 5** e **6** mostram as velocidades finais para as amostras A e B respectivamente. A partir dessas tabelas foram construídos dois gráficos para cada amostra, um somente com as velocidades medidas e outro mostrando a variação da velocidade de acordo com o ângulo medido, ou seja, mostrando a anisotropia elástica das amostras (**Figuras 26 a 29**). Os gráficos foram elaborados na mesma escala para permitir a comparação entre os resultados das amostras.

Tabela 5 – Tabela analisada do ensaio com amostra A, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.

.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	3435,58	3298,93	3309,68	3331,38	3304,29	3205,26	3215,407	3205,26	3347,847
10	3386,91	3288,25	3320,49	3331,38	3267,11	3235,89	3225,616	3230,74	3364,477
20	3288,25	3261,86	3315,08	3315,08	3205,26	3218,80	3270,611	3261,86	3398,236
30	3277,65	3230,74	3293,58	3277,65	3180,18	3155,49	3295,364	3331,38	3394,452
40	3256,63	3222,21	3256,63	3277,65	3160,40	3069,68	3225,616	3336,85	3375,655
50	3175,21	3200,22	3246,23	3261,86	3131,18	3042,11	3175,212	3309,68	3368,194
60	3185,17	3198,54	3235,89	3235,89	3093,05	3015,03	3155,489	3277,65	3342,34
70	3222,21	3185,17	3215,41	3225,62	3078,99	2997,24	3126,359	3282,94	3309,677
80	3298,93	3185,17	3215,41	3218,80	3069,68	3001,67	3116,769	3288,25	3331,381
90	3325,93	3215,41	3225,62	3235,89	3107,24	3006,11	3097,763	3246,23	3277,645
100	3370,06	3241,05	3246,23	3256,63	3126,36	3042,11	3111,995	3246,23	3277,645
110	3364,48	3267,11	3309,68	3274,12	3195,18	3069,68	3136,009	3235,89	3386,908
120	3342,34	3298,93	3298,93	3316,88	3185,17	3088,35	3175,212	3246,23	3298,93
130	3375,66	3331,38	3267,11	3331,38	3212,02	3097,76	3175,212	3267,11	3298,93
140	3353,37	3309,68	3336,85	3347,85	3220,50	3083,66	3175,212	3246,23	3409,64
150	3409,64	3304,29	3309,68	3353,37	3256,63	3126,36	3195,183	3256,63	3256,633
160	3386,91	3298,93	3353,37	3368,19	3256,63	3170,26	3225,616	3235,89	3267,105
170	3386,91	3298,93	3309,68	3353,37	3288,25	3201,90	3225,616	3342,34	3267,105
180	3435,58	3298,93	3309,68	3331,38	3304,29	3205,26	3215,41	3205,26	3347,85
190	3386,91	3288,25	3320,49	3331,38	3267,11	3235,89	3225,62	3230,74	3364,48
200	3288,25	3261,86	3315,08	3315,08	3205,26	3218,80	3270,61	3261,86	3398,24
210	3277,65	3230,74	3293,58	3277,65	3180,18	3155,49	3295,36	3331,38	3394,45
220	3256,63	3222,21	3256,63	3277,65	3160,40	3069,68	3225,62	3336,85	3375,66
230	3175,21	3200,22	3246,23	3261,86	3131,18	3042,11	3175,21	3309,68	3368,19
240	3185,17	3198,54	3235,89	3235,89	3093,05	3015,03	3155,49	3277,65	3342,34
250	3222,21	3185,17	3215,41	3225,62	3078,99	2997,24	3126,36	3282,94	3309,68
260	3298,93	3185,17	3215,41	3218,80	3069,68	3001,67	3116,77	3288,25	3331,38
270	3325,93	3215,41	3225,62	3235,89	3107,24	3006,11	3097,76	3246,23	3277,65
280	3370,06	3241,05	3246,23	3256,63	3126,36	3042,11	3112,00	3246,23	3277,65
290	3364,48	3267,11	3309,68	3274,12	3195,18	3069,68	3136,01	3235,89	3386,91
300	3342,34	3298,93	3298,93	3316,88	3185,17	3088,35	3175,21	3246,23	3298,93
310	3375,66	3331,38	3267,11	3331,38	3212,02	3097,76	3175,21	3267,11	3298,93
320	3353,37	3309,68	3336,85	3347,85	3220,50	3083,66	3175,21	3246,23	3409,64
330	3409,64	3304,29	3309,68	3353,37	3256,63	3126,36	3195,18	3256,63	3256,63
340	3386,91	3298,93	3353,37	3368,19	3256,63	3170,26	3225,62	3235,89	3267,11
350	3386,91	3298,93	3309,68	3353,37	3288,25	3201,90	3225,62	3342,34	3267,11

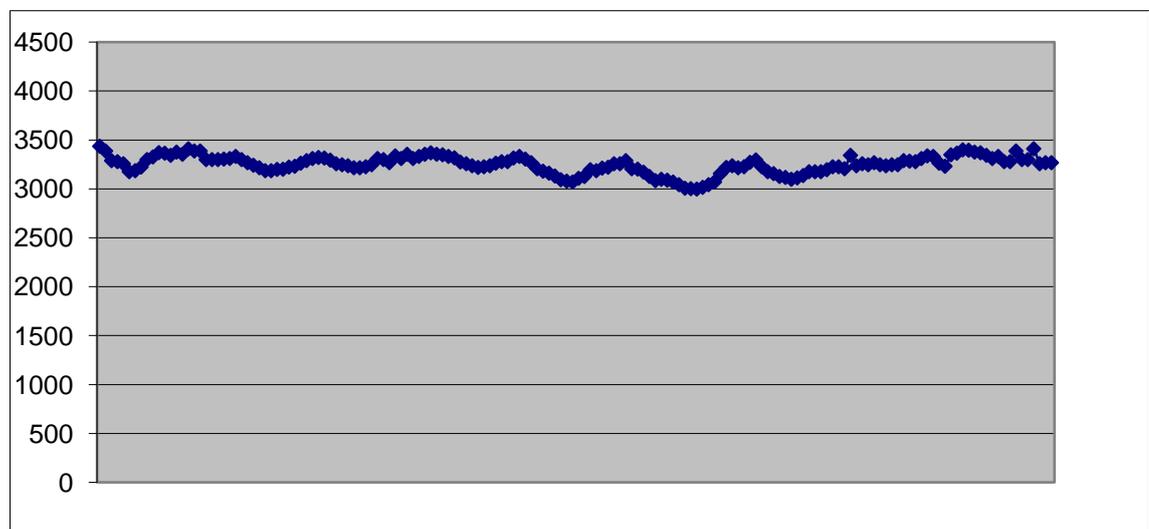


Figura 26 – Gráfico da variação das velocidades da amostra A (velocidade em m/s).

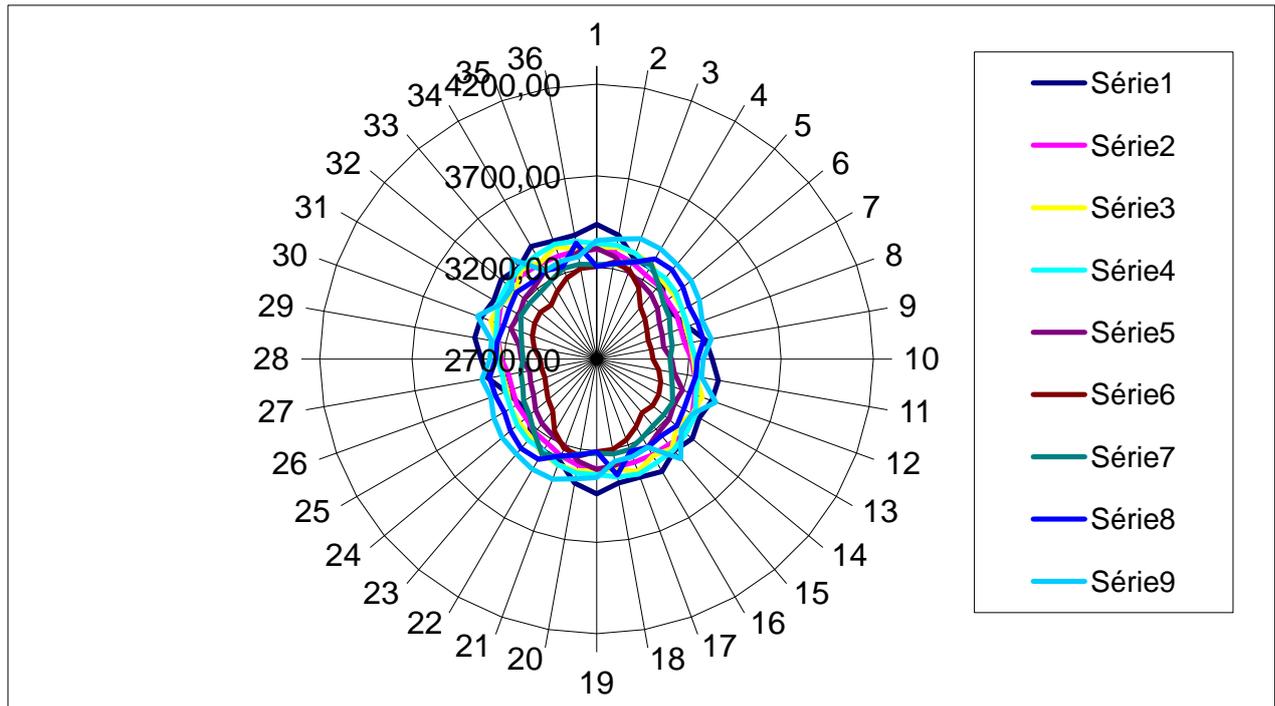


Figura 27 – Gráfico da anisotropia elástica da amostra A. A série 1 corresponde à seção de maior profundidade e a série 9 à seção mais rasa.

Tabela 6 – Tabela analisada do ensaio com amostra B, onde a primeira coluna mostra o ângulo de medição e as outras as velocidades obtidas (m/s) para cada seção da amostra.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
245	4124,13	4018,11	3884,96	3887,43	3703,23	3643,47	3643,471	3648,70	3489,151	3431,22	3343,7	3247,51
255	4099,17	4026,07	3940,20	3909,87	3705,48	3617,53	3626,133	3604,69	3457,488	3388,30	3343,7	3252,71
265	4149,40	4055,54	3994,42	3950,41	3737,29	3591,95	3591,947	3604,69	3422,547	3369,58	3300,255	3226,88
275	4200,86	4115,78	4010,18	4002,29	3778,99	3554,25	3541,859	3579,29	3493,15	3343,70	3286,023	3181,41
285	4166,41	4099,17	4018,11	3955,54	3709,99	3529,56	3523,435	3537,75	3481,181	3321,84	3289,57	3166,54
295	4192,20	4058,24	3986,58	3894,88	3617,53	3538,78	3505,201	3558,40	3517,336	3316,41	3278,953	3196,43
305	4218,31	4071,79	3963,25	3902,36	3554,25	3541,86	3545,98	3585,61	3591,947	3321,84	3247,511	3216,67
315	4200,86	4058,24	3932,57	3899,87	3541,86	3579,29	3689,783	3669,79	3643,471	3382,66	3263,156	3173,13
325	4218,31	4026,07	3894,88	3914,90	3621,82	3696,49	3778,989	3755,71	3741,875	3523,43	3321,836	3145,21
335	4213,93	3986,58	3850,60	3875,08	3683,09	3719,05	3800,191	3751,08	3696,495	3579,29	3332,732	3206,51
345	4195,08	3994,42	3860,35	3865,25	3737,29	3730,43	3764,985	3705,48	3630,452	3548,04	3311,01	3186,40
355	4192,20	3994,42	3850,60	3894,88	3746,47	3769,64	3778,989	3696,49	3591,947	3511,26	3332,732	3163,25
5	4187,88	3997,04	3880,01	3872,62	3728,14	3783,68	3778,989	3700,98	3591,947	3499,17	3343,7	3166,54
15	4166,41	3971,00	3872,62	3836,06	3709,99	3751,08	3728,144	3683,09	3617,525	3501,17	3338,207	3196,43
25	4166,41	3971,00	3843,32	3807,31	3686,44	3723,59	3751,085	3709,99	3617,525	3517,34	3371,439	3186,40
35	4149,40	3955,54	3812,07	3836,06	3669,79	3737,29	3741,875	3703,23	3566,727	3457,49	3354,741	3196,43
45	4149,40	3986,58	3825,23	3843,32	3674,22	3723,59	3709,993	3656,58	3513,282	3439,93	3321,836	3216,67
55	4132,52	3971,00	3812,07	3855,47	3656,58	3723,59	3669,791	3656,58	3493,15	3445,76	3332,732	3226,88
65	4124,13	4018,11	3884,96	3887,43	3703,23	3643,47	3643,47	3648,70	3489,15	3431,22	3343,70	3247,51
75	4099,17	4026,07	3940,20	3909,87	3705,48	3617,53	3626,13	3604,69	3457,49	3388,30	3343,70	3252,71
85	4149,40	4055,54	3994,42	3950,41	3737,29	3591,95	3591,95	3604,69	3422,55	3369,58	3300,26	3226,88
95	4200,86	4115,78	4010,18	4002,29	3778,99	3554,25	3541,86	3579,29	3493,15	3343,70	3286,02	3181,41
105	4166,41	4099,17	4018,11	3955,54	3709,99	3529,56	3523,43	3537,75	3481,18	3321,84	3289,57	3166,54
115	4192,20	4058,24	3986,58	3894,88	3617,53	3538,78	3505,20	3558,40	3517,34	3316,41	3278,95	3196,43
125	4218,31	4071,79	3963,25	3902,36	3554,25	3541,86	3545,98	3585,61	3591,95	3321,84	3247,51	3216,67
135	4200,86	4058,24	3932,57	3899,87	3541,86	3579,29	3689,78	3669,79	3643,47	3382,66	3263,16	3173,13
145	4218,31	4026,07	3894,88	3914,90	3621,82	3696,49	3778,99	3755,71	3741,87	3523,43	3321,84	3145,21
155	4213,93	3986,58	3850,60	3875,08	3683,09	3719,05	3800,19	3751,08	3696,49	3579,29	3332,73	3206,51
165	4195,08	3994,42	3860,35	3865,25	3737,29	3730,43	3764,99	3705,48	3630,45	3548,04	3311,01	3186,40
175	4192,20	3994,42	3850,60	3894,88	3746,47	3769,64	3778,99	3696,49	3591,95	3511,26	3332,73	3163,25
185	4187,88	3997,04	3880,01	3872,62	3728,14	3783,68	3778,99	3700,98	3591,95	3499,17	3343,70	3166,54
195	4166,41	3971,00	3872,62	3836,06	3709,99	3751,08	3728,14	3683,09	3617,53	3501,17	3338,21	3196,43
205	4166,41	3971,00	3843,32	3807,31	3686,44	3723,59	3751,08	3709,99	3617,53	3517,34	3371,44	3186,40
215	4149,40	3955,54	3812,07	3836,06	3669,79	3737,29	3741,87	3703,23	3566,73	3457,49	3354,74	3196,43
225	4149,40	3986,58	3825,23	3843,32	3674,22	3723,59	3709,99	3656,58	3513,28	3439,93	3321,84	3216,67
235	4132,52	3971,00	3812,07	3855,47	3656,58	3723,59	3669,79	3656,58	3493,15	3445,76	3332,73	3226,88

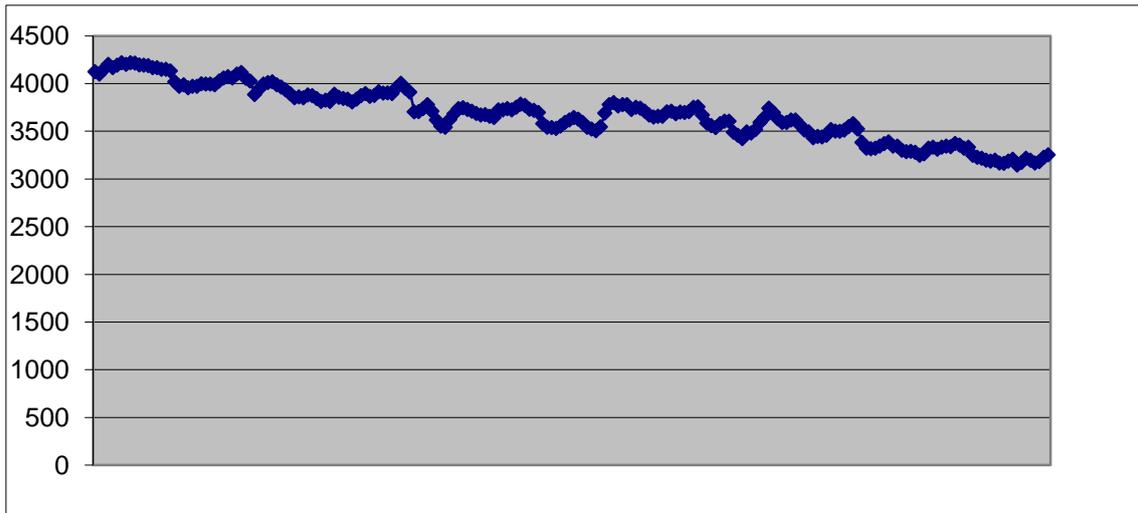


Figura 28 – Gráfico da variação das velocidades da amostra B (velocidade em m/s).

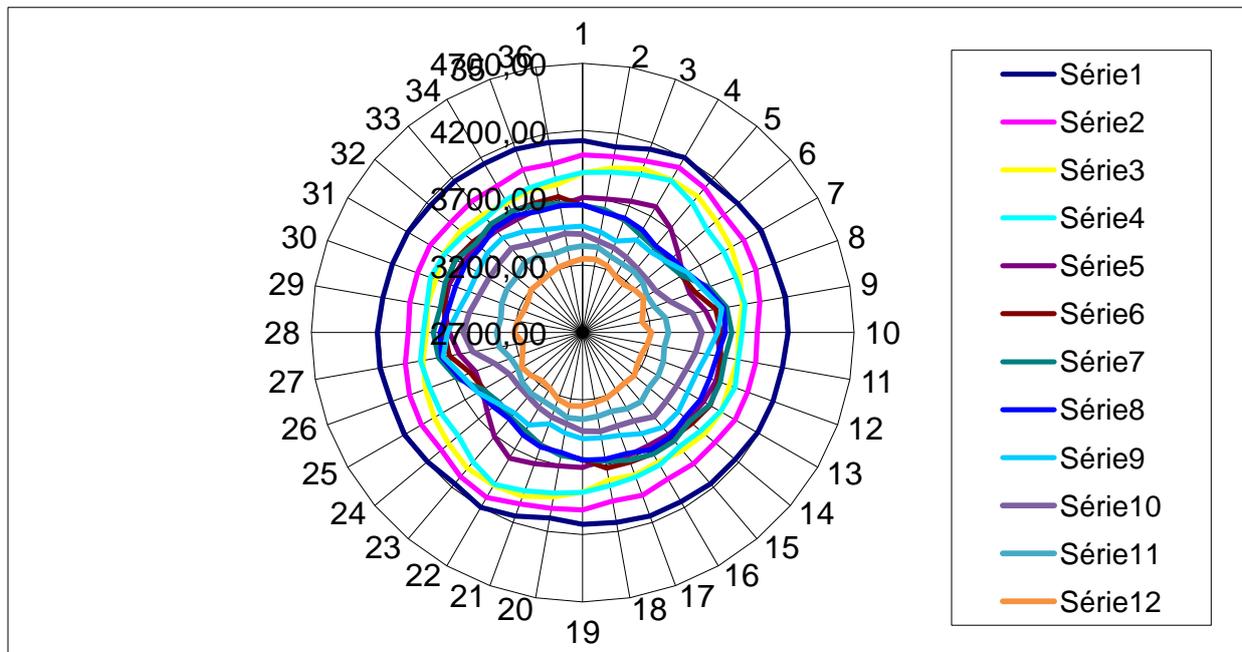


Figura 29 – Gráfico da anisotropia elástica da amostra B. A série 1 corresponde à seção mais profunda e a série 12 à seção mais rasa.

A partir dos gráficos de variação das velocidades (**Figuras 26 e 29**), calculou-se uma variação de 13,53% entre as velocidades máxima e mínima para a amostra A e 29,15% para a amostra B. Ao comparar os gráficos de anisotropia das duas amostras, percebe-se que as velocidades elásticas da amostra B são maiores do que as da amostra A. Isso se deve ao aumento da profundidade, ou seja, da pressão atuante, que causa fechamento dos espaços vazios, fissuras e fraturas, gerando um aumento na velocidade de propagação da onda compressional, como visto no item 3.1.5.

Até mesmo dentre as velocidades medidas da amostra B é possível observar esse efeito. As medições são feitas da base para o topo da amostra, o que significa que a série 1 mostrada no gráfico de anisotropia da amostra B é mais profunda e a série 12 a mais rasa, ocorrendo assim diminuição gradativa da velocidade da série 1 para a 12. Não é possível ver este efeito no gráfico da amostra A.

Se considerarmos a lógica do método VELAN vista no capítulo 2, se a rocha for isotrópica, a direção de menor velocidade indica a tensão *in situ* horizontal máxima. Para a amostra A é possível estimar que essa direção seja aproximadamente a 80° a partir do P.S. no sentido horário (**Figura 30**). Para a amostra B, observa-se uma rotação da direção de maior velocidade, não sendo possível correlacionar com as tensões *in situ*. Como não foi disponibilizada uma amostra para a confecção de lâminas delgadas, não é possível atestar se a amostra é intrinsecamente isotrópica ou anisotrópica, ou a presença de microfissuras.

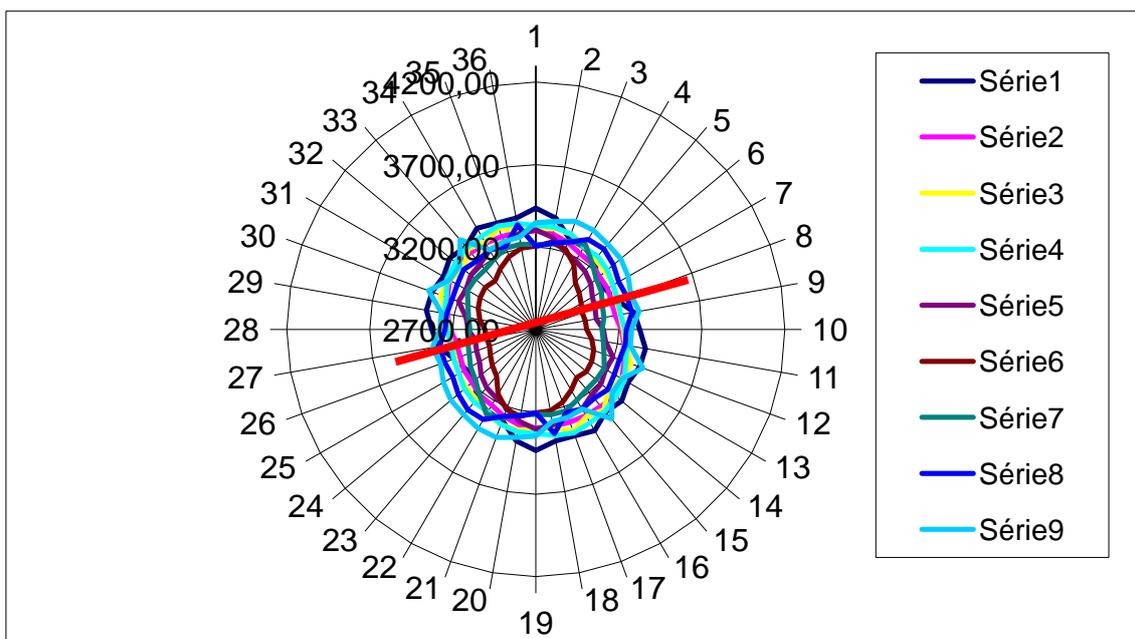


Figura 30 – Gráfico da anisotropia elástica da amostra A. A linha vermelha indica a possível direção da tensão horizontal máxima (direção de menor velocidade de propagação da onda).

6.2 Correlação com a permeabilidade

Existem correlações estatísticas da velocidade com a permeabilidade, como mostrado no capítulo 4. Segundo Barton (2007), a direção da velocidade máxima tende a ser aproximadamente paralela à direção da maior permeabilidade. É possível estimar a direção da maior permeabilidade a partir das velocidades medidas. Além disso, o aumento da velocidade

de um ponto a outro corresponde à diminuição da permeabilidade. Aproveitando a **Figura 4**, a **Figura 31** ilustra a correlação entre a direção da velocidade mínima com a direção da permeabilidade mínima, em função da orientação das fissuras.

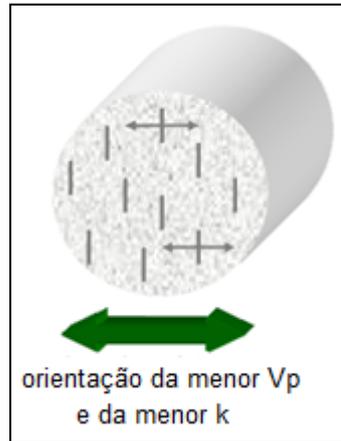


Figura 31 – Esquema mostrando a relação entre a direção de abertura das microfissuras e a direção da menor velocidade e da menor permeabilidade. (Fonte: modificado de Bloch *et al.*, 2005).

De acordo com os gráficos de anisotropia elástica, a direção de maior permeabilidade da amostra A está em torno de 10° a partir da P.S. no sentido anti-horário (**Figura 32**). Na amostra B, a direção de maior permeabilidade varia da base para o topo, ficando compreendida entre cerca de 40° no sentido horário até 50° no sentido anti-horário a partir da P.S. (**Figura 33**).

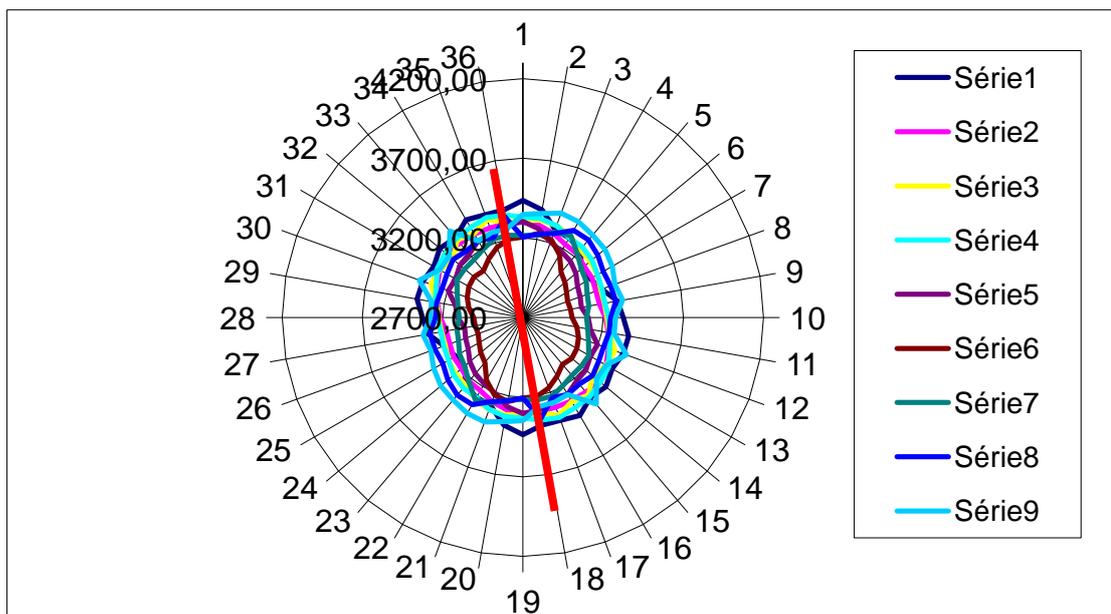


Figura 32 - Gráfico da anisotropia elástica da amostra A, com a linha vermelha indicando a direção de maior permeabilidade.

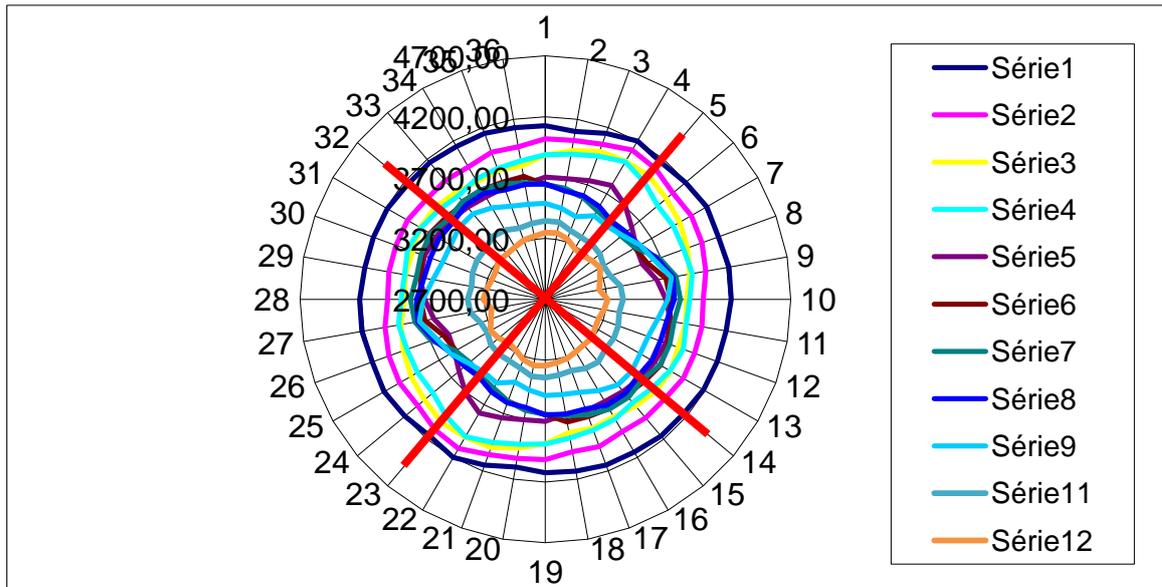


Figura 33 - Gráfico da anisotropia elástica da amostra B, com as linhas vermelhas indicando os limites de variação da direção de maior permeabilidade.

A permeabilidade apresenta variação imperceptível ao longo da altura da amostra A, mas, na amostra B, além da rotação do tensor de permeabilidade, espera-se um aumento dos módulos da permeabilidade da base para o topo.

As estimativas apresentadas neste trabalho são qualitativas. Não é possível fazer previsões confiáveis sobre o módulo das permeabilidades das amostras apenas com base nas velocidades, pois as correlações entre os valores de velocidades e permeabilidades são diferentes para cada rocha.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista o objetivo do trabalho, os resultados obtidos a partir do tomógrafo ultrassônico foram satisfatórios para a caracterização das amostras, provando a eficiência do equipamento. A partir dos dados adquiridos pelo tomógrafo, foi possível realizar a análise da anisotropia elástica de ambas as amostras e, a partir destes resultados, correlacionar qualitativamente a velocidade elástica com a permeabilidade da rocha.

Constatou-se que as velocidades elásticas aumentam com a profundidade, devido à diminuição de espaços vazios com o aumento da pressão. Além disso, considerando a rocha isotrópica, a deformação anisotrópica do testemunho está associada ao relaxamento de um campo de tensões anisotrópico. Assim, a direção de menor velocidade observada corresponde à direção de tensão *in situ* máxima. Como a orientação das amostras no reservatório não foi informada, não é possível indicar a orientação dessa tensão.

Seguindo este mesmo raciocínio, a permeabilidade foi correlacionada qualitativamente aos dados obtidos para velocidade elástica. Verificou-se que a velocidade máxima tende a ser aproximadamente paralela à direção de maior permeabilidade. Além disso, o aumento da velocidade com a profundidade corresponde a uma diminuição da permeabilidade, devido ao fechamento de espaços vazios, dificultando a passagem dos fluidos.

É recomendada a confecção de lâminas petrográficas das amostras A e B para caracterizar a rocha e observar a presença e orientação de microfissuras e, assim, aperfeiçoar a análise feita. Além disso, ensaios de permeabilidade também devem ser realizados para essas amostras para verificar a validade das estimativas apresentadas e obter correlações quantitativas com a anisotropia de velocidade para esta rocha.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Homadh, E.S.; Hamada, G.M. 2001. *Developed Correlations Between Petrophysical, Acoustic, Physical Properties for Synthetic Sandstone*. Journal of Engineering and Applied Science, 48(5), pp. 1021-1036.
- Azevedo, F.S. 2005. *Estudo Experimental da Influência de Tensões na Permeabilidade de Rochas Produtoras de Petróleo*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 145p.
- Barton, N. 2007 – *Rock Quality, Seismic Velocity, Attenuation and Anisotropy*. Taylor & Francis Group. 729 p.
- Biot, M.A. 1956. *Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid*. I. Low frequency range and II. Higher-frequency range. J. Acoust. Soc. Am., 28, 168-191.
- Bloch, M.; Freitas, S.M.S.; Socorro, M.; Soares, J.A.; Bacelar, C.J.R. 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 the 2005 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro.
- Bonelli, R.C. 2006. *Técnica ASR para Medição de Tensões In Situ em Poços de Petróleo*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 190p.
- Castagna, J.; Batzle, M.; Eastwood, R. 1985. *Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*. Geophysics, v.50, n.4, p.571-581.
- Castro, A.P.O. 2013. *Estudo do Comportamento Elástico Apresentado por Diferentes Tipos de Rochas Sedimentares*. Programa de Graduação em Geofísica, Universidade Federal Fluminense, Trabalho de Conclusão de Curso (Monografia), 67p.
- Gassmann, F. 1951. “Über die elastizität poroöser medien”, Vier. Der Natur. Gesellschaft in Zürich, 96:1-23.
- Ferreira, L. H. T. 2014. *Tomógrafo ultrassônico 3D*. Processo de patente em andamento, PETROBRAS.
- Kearey, P.; Brooks, M.; Hill, I. 2009. *Geofísica de Exploração*. São Paulo – Oficina de textos.
- Núñez, V.R.G. 2007. *Deslocamento de Óleo em um Meio Poroso Através de Injeção de Emulsões Óleo-em-água: Análise de Fluxo Linear*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 88p.

- Petroleum Geoscience Technology – PGT. 2010. *Geologia do Petróleo*. Disponível em: <http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf>. Acesso em 02 de dezembro de 2014.
- Pickett, G.R. 1963. *Acoustic character logs and their application in formation evaluation*. Journal of Petroleum Technology, v.15, p.659-667.
- Rafavich, F.; Kendall, C.H.St.C., Todd, T.P. 1984. *The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks*. Geophysics, vol.49, nº.Io, 1622-1636p, 16 figs, 6 tables.
- Rasolofosaon, P.N.J.; Zinszner, B.E. 2002. *Comparison between permeability anisotropy and elasticity anisotropy of reservoir rocks*. Geophysics, vol.67, nº.1, 230-240p.
- Raymer, L.L.; Hunt, E.R.; Gardner, J.S. 1980. “*Na improved sonic transit time to porosity transform*”, In Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, 21st Annual Logging Symposium, page Paper P.
- Santos, R. 2012. *Apostila de Sísmica – Módulo II (Constantes Elásticas e Ondas P e S)*. Agosto, 2012.
- Schon, J.H. 1996. *Physical propertiess of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics*. Vol.18 (3), 583pp.
- Serviço Geológico Brasileiro – CPRM. 2014. *Excursão Virtual pela Estrada Real no Quadrilátero Ferrífero*. Glossário. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/estrada_real/glossario.html#h>. Acesso em 02 de dezembro de 2014.
- 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.
- Timur, A. 1968. *Velocity of compressional waves in porous media at permafrost temperatures*. Geophysics, 33, 584-595.
- Tutuncu, A.N.; Mese, A.I. 2011. *Relationship between permeability, acoustic, mechanical and strength anisotropies in unconventional reservoirs and Seal shales*. ARMA, American Rock Mechanics Association, 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, CA, 10p.
- Wyllie, M.R.J.; Gregory, A.R.; Gardner, G.H.F. 1958. *An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media*. Geophysics, vol. XXIII, nº.3, 459-493pp.