

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA E**  
**MINERAL**

**WELINGTON BARBOSA DE SOUSA**

**DISSERTAÇÃO**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE PROPAGAÇÃO DA ONDA CISALHANTE EM**  
**ROCHAS SEDIMENTARES A PARTIR DE IMAGENS**  
**MICROTOMOGRÁFICAS DE RAIOS X.**

**CAMPINA GRANDE**

**2017**

**WELINGTON BARBOSA DE SOUSA**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE PROPAGAÇÃO DA ONDA CISALHANTE EM  
ROCHAS SEDIMENTARES A PARTIR DE IMAGENS  
MICROTOMOGRÁFICAS DE RAIOS X.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, como parte obrigatória para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

**CAMPINA GRANDE**

**2017**

## FICHA CATALOGRÁFICA

**WELINGTON BARBOSA DE SOUSA**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE PROPAGAÇÃO DA ONDA CISALHANTE EM  
ROCHAS SEDIMENTARES A PARTIR DE IMAGENS  
MICROTOMOGRÁFICAS DE RAIOS X.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande, como parte obrigatória para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. José Agnelo Soares  
(Orientador)

---

Prof. Dr. Francisco César Nogueira

---

Prof. Dra. Adriana Lemos Porto

**CAMPINA GRANDE**

**2017**

*A minha mãe Margarida Barbosa Santos  
Souza (in memorian) e a minha avó Severina do  
Nascimento Pereira (in memorian).*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus primeiramente, por me dar força, sabedoria e determinação para trilhar os caminhos do conhecimento.

A minha namorada, Lanna Caroline Normando, por ter me apoiado e auxiliado nas pesquisas para finalizar esse trabalho. Seu amor, carinho, amizade e companheirismo foram de fundamental importância para suportar o peso dessa caminhada.

Aos meus pais, pelo amor, carinho e compreensão, e por terem me ensinado que através da educação, se não formos capazes de mudar o mundo, seremos capazes de mudar nossa própria história.

Aos meus irmãos, pelo carinho, companheirismo e compreensão.

A minha avó, responsável pela volta aos estudos e por todo seu amor e carinho.

Aos amigos do LabPetro, pela amizade, companheirismo, cumplicidade e diversão dentro e fora do nosso ambiente de estudo.

A José Agnelo Soares, meu orientador, pela oportunidade de colocar em prática conhecimentos adquiridos na teoria, pela orientação, pelo apoio e pela amizade.

A Francisco César Nogueira e Adriana Lemos Porto, membros da banca examinadora, pela amizade e pelos eventos nos quais estivemos juntos.

## EPÍGRAFE

*Quem decidir se colocar como juiz da Verdade e do  
Conhecimento é naufragado pela gargalhada dos deuses.  
- Albert Einstein*

## RESUMO

O conhecimento das propriedades petrofísicas é de grande importância para melhor entender o comportamento físico das rochas, especialmente quando se considera que o principal método de prospecção geofísica para alvos profundos é o método sísmico, o qual investiga a propagação de ondas elásticas em subsuperfície. O estudo das ondas sísmicas fornece informações a respeito do tipo de rocha e fluidos em subsuperfície: assim, é de grande importância o desenvolvimento de um trabalho que possibilite gerar um modelo matemático capaz de simular a propagação dessas ondas, tendo em vista sua importância para o cálculo das propriedades elásticas. Este trabalho tem por objetivo suprir essa necessidade, por meio da geração um modelo matemático (utilizando o software *Comsol Multiphysics 5.1*) capaz de simular a propagação de ondas cisalhantes (S) em rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-X de dois tipos de rocha: arenitos e carbonatos. A simulação da propagação de ondas compressoriais e cisalhantes foi realizada através da aplicação do módulo *solid mechanics*, da sessão *Structural Mechanics*, que permite a análise transiente da propagação de ondas em maciços rochosos causada pela aplicação de uma carga explosiva de curta duração. Os valores obtidos pelo método objeto deste trabalho foram comparados aos valores medidos em laboratório (P e S) e aos valores obtidos utilizando o método apresentado por Apolinário (2016) para a onda P. No caso das ondas cisalhantes, os valores obtidos foram comparados apenas aos valores obtidos em laboratório. O modelo numérico desenvolvido neste trabalho apresentou uma performance satisfatória na simulação das velocidades de propagação das ondas P e S em amostras reais de arenitos e carbonatos, tendo seu desempenho sido superior ao método proposto por Apolinário (2016). Uma maior representatividade estatística dos resultados pode ser obtida pela aplicação em um maior número de amostras.

Palavras-chave: Petrofísica, simulação, onda compressional, onda cisalhante.

## **ABSTRACT**

The knowledge of the petrophysical properties is of great importance to better understand the physical behavior of the rocks, especially when considering that the main method of geophysical prospecting for deep targets is the seismic method, which investigates the propagation of elastic waves in subsurface. The study of seismic waves provides information about the type of rock and subsurface fluids: thus, the development of a work that allows to generate a mathematical model capable of simulating the propagation of these waves is of great importance, considering their importance for the calculation of elastic properties. This work aims to furnish this need by generating a mathematical model (using software Comsol Multiphysics 5.1) able to simulate the propagation of shear waves (S) in sedimentary rocks from microtomographic images of X-rays of two types of rock: sandstones and carbonates. The simulation of the propagation of compressive and shear waves was carried out through the application of the solid mechanics module of the session Structural Mechanics, which allows the transient analysis of the propagation of waves in rocky masses caused by the application of a short duration explosive load. The results obtained by the object method of this work were compared to the values measured in laboratory (P and S) and the values obtained using the method presented by Apolinário (2016) for the P wave. In the case of the shear waves, the values obtained were compared only values obtained in the laboratory. The numerical model developed in this work presented a satisfactory performance in the simulation of the propagation velocities of P and S waves in real samples of sandstones and carbonates, and its performance was superior to the method proposed by Apolinário (2016). A greater statistical representativeness of the results can be obtained by the application in a greater number of samples.

**Keywords:** Petrophysics, simulation, compressional wave, shear wave.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Tipos de porosidade em rochas carbonáticas (Modificada de Choquette & Pray, 1970).....	8
<b>Figura 2:</b> Comportamento de diferentes gases no efeito da permeabilidade (Rosa, Carvalho & Xavier, 2006). ....	10
<b>Figura 3:</b> Gráfico tensão-deformação mostrando cada região de deformação em função da tensão atuante (Hibbler, 2010). ....	11
<b>Figura 4:</b> Componentes do estado de tensão (Mavko et al., 2003).....	12
<b>Figura 5:</b> Desenho esquemático da deformação elástica e movimento das partículas devido à passagem das ondas de corpo. a) Ondas compressoriais e b) Ondas cisalhantes (TABOSA, 2016). ....	14
<b>Figura 6:</b> Modelo computacional de rocha (APOLINÁRIO, 2016). ....	17
<b>Figura 7:</b> Microtomógrafo Skyscan 1173 <sup>®</sup> (PORTO, 2015).....	20
<b>Figura 8:</b> Microtomógrafo Versa XRM – 500 (PORTO, 2015). ....	21
<b>Figura 9:</b> Conjunto de imagens computacionais (extraída de Porto, 2015).....	22
<b>Figura 10:</b> Plugues preparados em plugadeira de bancada. ....	22
<b>Figura 11:</b> a) Serra, b) Plugadeira de bancada e c) Desbastadora. ....	23
<b>Figura 12:</b> a) Estufa, b) Balança de precisão e c) Paquímetro digital.....	23
<b>Figura 13:</b> Ultra-Poro/Perm 500 <sup>®</sup> , Corelab. ....	24
<b>Figura 14:</b> Representação esquemática do sistema de medição da porosidade (TABOSA, 2016). ....	25
<b>Figura 15:</b> Representação esquemática do sistema de medição de permeabilidade (TABOSA, 2016). ....	27

<b>Figura 16:</b> Autolab500® .....	27
<b>Figura 17:</b> Representação esquemática para medição de velocidades de ondas elásticas (TABOSA, 2016).....	28
<b>Figura 18:</b> Tela de picagem das ondas no AutoLab500® .....	29
<b>Figura 19:</b> Fluxograma de trabalho para gerar malhas no <i>Avizo Fire</i> (TCR).....	32
<b>Figura 20:</b> Malha Gerada no <i>Avizo Fire</i> TCR. ....	33
<b>Figura 21:</b> a) Propagação de ondas a partir da simulação de uma pequena explosão em um dos vértices da amostra e b) Visualização da propagação de onda S medida em um ponto da face oposta ao campo de pressão acústica gerado pela explosão. ....	35
<b>Figura 22:</b> Simulação da velocidade de propagação da onda S na amostra A7. ....	37
<b>Figura 23:</b> Histograma mostrando a porcentagem de pontos numa mesma faixa de velocidade para amostra A9.....	40

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Resolução obtida na obtenção das imagens de microtomografia em cada amostra. ....	29
<b>Tabela 2:</b> Valores dos limiares utilizados para binarizar cada amostra. ....	30
<b>Tabela 3:</b> Parâmetros utilizados na simulação da propagação de ondas de corpo a partir de uma carga explosiva. ....	33
<b>Tabela 4:</b> Valores medidos nas amostras ensaiadas em laboratório.....	38
<b>Tabela 5:</b> Valores de propagação de ondas de corpo medidos em amostras ensaiadas em laboratório e computacionalmente. ....	38
<b>Tabela 6:</b> Desvios dos valores obtidos por simulação computacional em relação aos valores obtidos em laboratório. ....	39

## LISTA DE SÍMBOLOS

P	Onda compressional
S	Onda cisalhante
$V_P$	Velocidade de onda P
$V_S$	Velocidade de onda S
$\emptyset$	Porosidade
$V_V$	Volume de vazios na amostra
$V_T$	Volume total
$V_S$	Volume de sólidos
q	Vazão
k	Coefficiente de proporcionalidade do fluido
A	Área
$P_1$	Pressão no estado 1
$P_2$	Pressão no estado 2
$\mu$	Viscosidade do fluido
L	Comprimento
E	Módulo de Young
$\Delta l$	Variação de comprimento
l	Comprimento final
$\nu$	Razão de Poisson
$\varepsilon_{lat}$	Deformação lateral
$\varepsilon_{long}$	Deformação longitudinal
$K_{min}$	Incompressibilidade do mineral

$\Delta V$	Volume de vazios no copo matriz
$V$	Volume
$G$	Módulo de rigidez
$\tau$	Tensão de cisalhamento
$\theta$	Ângulo de cisalhamento
$\rho$	Densidade
$P_i$	Pressão inicial
$P_f$	Pressão final
$V_i$	Volume inicial
$V_f$	Volume final
$V_1$	Volume no estado 1
$V_A$	Volume da amostra
$V_{discos}$	Volume dos discos
$V_{copo}$	Volume dos copos
$V_{grãos}$	Volume de grãos
$\rho_g$	Densidade de grãos
$m$	Massa
$V_g$	Volume de grãos
$K$	Permeabilidade
$A_{mp}$	Amplitude
$f$	Frequência
$t$	Tempo
$V_{comp}$	Velocidade de onda P medida por simulação computacional
$n$	Número de slices

R      Resolução das imagens de microtomografia

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>3</b>
<b>2.1</b>	<b>Rochas carbonáticas</b>	<b>3</b>
<b>2.2</b>	<b>Arenitos</b>	<b>4</b>
<b>2.3</b>	<b>Propriedades petrofísicas</b>	<b>5</b>
2.3.1	Porosidade	5
2.3.1.1	Fatores que influenciam na porosidade	6
2.3.1.2	Porosidade nas rochas carbonáticas	7
2.3.2	Permeabilidade	8
2.3.2.1	Fatores que influenciam na permeabilidade	9
2.3.2.2	Permeabilidade absoluta	10
<b>2.4</b>	<b>Propriedades elásticas</b>	<b>11</b>
2.4.1	Ondas elásticas	13
<b>2.5</b>	<b>Petrofísica computacional</b>	<b>15</b>
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>19</b>
<b>3.1</b>	<b>Materiais</b>	<b>19</b>
3.1.1	Composição mineral	19
3.1.2	Imagens microtomográficas	20
3.1.3	Preparo das amostras	22
<b>3.2</b>	<b>Métodos</b>	<b>23</b>

3.2.1	Ensaio de porosidade e densidade de grãos .....	23
3.2.2	Análise da permeabilidade.....	26
3.2.3	Propagação de ondas elásticas.....	27
3.2.4	Petrofísica computacional.....	29
3.2.4.1	Geração das malhas de elementos finitos e simulação de propagação de ondas.....	30
3.2.4.2	Simulação de propagação de ondas de corpo (P e S) .....	33
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>38</b>
<b>4.1</b>	<b>Resultados.....</b>	<b>38</b>
<b>4.2</b>	<b>Discussões .....</b>	<b>39</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>42</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>43</b>
	<b>ANEXO .....</b>	<b>46</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Através dos estudos das propriedades petrofísicas, é possível conhecer algumas das características dos materiais, tais como: porosidade, permeabilidade, densidade de grãos, etc. O conhecimento dessas propriedades é importante para melhor entender o comportamento físico das rochas, especialmente quando se considera que o principal método de prospecção geofísica para alvos profundos é o método sísmico, o qual investiga a propagação de ondas elásticas em subsuperfície.

Durante muito tempo, essas propriedades foram obtidas por meio de métodos petrofísicos convencionais, o que limitava o estudo do comportamento de modelos geológicos de reservatórios sob diferentes condições de temperatura, profundidade, saturação, etc. Essas limitações fizeram com que pesquisadores buscassem alternativas para contornar esses problemas.

O Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) tem dado ênfase ao desenvolvimento de trabalhos de petrofísica computacional, com o objetivo de somar conhecimentos nessa busca por um modelo digital que ofereça resultados cada vez mais próximos do comportamento real das rochas.

Uma das ferramentas que tem se mostrado capaz de simular algumas das propriedades das rochas de forma a se aproximar dos resultados encontrados em ensaios laboratoriais, é a petrofísica computacional. No trabalho “PETROFÍSICA COMPUTACIONAL APLICADA” de Medeiros e Soares (2012), foram estimadas propriedades como porosidade, permeabilidade e velocidade da onda compressional (P), por meio da análise computacional sobre modelos digitais de rochas. Os resultados foram, então, comparados com aqueles obtidos em ensaios convencionais para dois tipos de amostras: arenito e folhelho.

A passagem de uma onda por um meio depende de suas propriedades físicas, ou seja, se for um sólido depende dos seus constituintes mineralógicos, ambiente de formação, porosidade, seleção das partículas, forma dos poros, etc.

O estudo das ondas sísmicas fornece informações a respeito do tipo de rocha e fluidos em subsuperfície, isto é, os tempos de propagação das ondas são

influenciados pelas condições nas quais a rocha se encontra e das características do fluido saturante. Essas características são inferidas a partir das relações entre as velocidades das ondas compressoriais ( $V_P$ ) e cisalhantes ( $V_S$ ).

As respostas das ondas cisalhantes podem fornecer informações importantes sobre as propriedades das rochas (através da relação  $V_P/V_S$ ): uma razão  $V_P/V_S$  elevada pode indicar alto grau de compactação, consolidação e/ou cimentação, enquanto uma razão  $V_P/V_S$  baixa pode indicar alto teor de argila ou matéria orgânica na rocha. Em relação às propriedades dos fluidos, o aumento ou diminuição da razão  $V_P/V_S$  está relacionada à viscosidade do mesmo (SHARMA, 1997).

Assim, é de grande importância o desenvolvimento de um trabalho que possibilite gerar um modelo matemático capaz de simular essa propriedade, tendo em vista sua importância para o cálculo das propriedades elásticas, a exemplo da Razão de Poisson (que é base de alguns métodos sísmicos de exploração, como o método de Amplitude versus *Offset* (AVO)).

O objetivo deste trabalho é, portanto, suprir essa necessidade por meio da geração um modelo matemático (utilizando o software *Comsol Multiphysics 5.1*) capaz de simular a propagação de ondas cisalhantes (S) em rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-X de dois tipos de rocha: arenitos e carbonatos.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Rochas carbonáticas

O principal constituinte das rochas carbonáticas é o carbonato de cálcio, ou seja, a rocha apresenta em sua estrutura, predominantemente, minerais que possuem o íon  $(\text{CO}_3)^{2-}$ , o qual normalmente está associado a cátions bivalentes, como:  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Mn}^{2+}$ ,  $\text{Zn}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ , dentre outros. Entre os principais carbonatos, pode ser citada a calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), responsável pela formação de mais da metade dos carbonatos existentes (SUGUIO, 2009; AHR, 2008).

Segundo Popp (2012), as rochas carbonáticas podem ser classificadas como: calcários bioconstruídos, que resultam da aglomeração de corais e algas, formando os bioermas (estromatólitos); e calcários bioacumulados, formados pela deposição de organismos e restos de suas carapaças. Estes calcários são divididos em três grupos: calciruditos (partículas com diâmetros acima de 2 mm); calcarenitos (diâmetros entre 0,0062 e 2 mm); calcipelitos (diâmetros inferiores a 0,062 mm); e calcários metassomáticos (dolomitos formados pela introdução do magnésio em substituição dos calcários calcíticos sem modificação na estrutura da rocha).

As tufas são variedades de calcários que se formam em águas com temperatura ambiente, sob diversas condições climáticas. Esses depósitos diferenciam-se dos travertinos por apresentarem restos de bactérias, plantas ou animais, com graus de cimentação e idades variadas. O desenvolvimento das tufas associa-se a fenômenos cársticos, controlados por fatores morfológicos, hidrogeológicos, hidroquímicos, biológicos e climáticos. A precipitação bioquímica da calcita em tufas é controlada pelo conteúdo de  $\text{CO}_2$ , pela pressão, temperatura e bioquimicamente pela fotossíntese (SUGUIO, 2009).

Originado em tempos romanos, o termo tufa, derivado de “*thopus*”, era utilizado na descrição de materiais porosos, calcários e vulcânicos. Atualmente é utilizado apenas para descrever depósitos carbonáticos formados pela precipitação de carbonato de cálcio em águas continentais (FORD; PEDLEY, 1996).

De acordo com Folk (1994), os travertinos formados em águas termais não apresentam vestígios de plantas ou animais, porém apresentam atividades microbianas, principalmente os micro-organismos resistentes ao calor, como as diatomáceas. Ford & Pedley (1996) explicam que o grau de dureza das tufas e dos travertinos não os diferenciam, podendo ocorrer tufas endurecidas e travertinos friáveis. Para diferenciar um depósito do outro, o principal critério é a presença de vestígios de macrófitas, de plantas e animais, características restritas às tufas.

Calcretes e espeleotemas podem ser encontrados em conjunto com tufas e travertinos. Calcretes (também chamados caliches) são depósitos associados a processos pedogenéticos de substituição, sua origem está associada principalmente com a incorporação de  $C_aCO_3$ , presente nos solos, rochas ou sedimentos de um perfil de solo. O termo espeleotema é utilizado para denominar depósitos originados em cavernas a partir da precipitação físico-química do carbonato de cálcio, na forma de estalactites e estalagmites, nos quais raramente encontra-se material de origem biológica (FORD; PEDLEY, 1996).

## **2.2 Arenitos**

Os arenitos são rochas cujo tamanho dos grãos está entre 0,062 e 2 mm. Sua composição é dada pela mistura de diversos grãos minerais e fragmentos líticos, provenientes da erosão das rochas preexistentes. São também definidos como rochas cujos componentes clásticos tem o diâmetro médio de areia, sem importância dos aspectos mineralógicos e/ou genéticos (SUGUIO, 2009).

Com base na sua granulometria, os arenitos podem ser subclassificados em: arenitos grosseiros (grãos na faixa entre  $\frac{1}{4}$  - 2 mm); e arenitos finos (grãos na faixa entre  $\frac{1}{16}$  -  $\frac{1}{4}$ ).

O componente predominante nos arenitos é o quartzo, por ser mais resistente e estável quimicamente. Entretanto, outros fragmentos de rocha podem estar presentes: neste caso, a rocha é denominada de grauvaça ou arenito argiloso. Os arenitos que tenham pelo menos 25% de feldspato em sua composição são chamados de arcósia.

Para que os arenitos sejam constituídos predominantemente por grãos de quartzo, o transporte de ser bastante efetivo para eliminar os demais constituintes de natureza instável e produzir grãos de quartzo com alto grau de arredondamento: Estes são encontrados em ambientes marinhos, eólicos e fluviais (WICANDER & MONROE, 2009; POPP, 2009).

## 2.3 Propriedades petrofísicas

### 2.3.1 Porosidade

A porosidade representa o volume de vazios presentes nas rochas, ou seja, corresponde à porcentagem de espaços vazios em relação ao volume total de rocha (SILVA, 2007).

A relação entre a capacidade de armazenamento de fluidos, em rochas sedimentares, e o volume total de uma rocha que pode ser ocupada por esse fluido, é obtida através da propriedade petrofísica denominada porosidade (GOMES, 2002).

Para determinar a porosidade de uma amostra de rocha, aplica-se a equação (1), enquanto que para determinar o volume total de uma rocha utiliza-se a equação (2).

$$\phi = \frac{V_V}{V_T} \quad (1)$$

$$V_T = V_V + V_S \quad (2)$$

onde  $\phi$  é o valor da porosidade,  $V_V$  o volume de espaços vazios,  $V_T$  o volume total e  $V_S$  volume do material sólido.

A porosidade pode ser classificada em primária ou secundária: a porosidade primária é regida pelos espaços vazios formados durante os processos de acumulação e sedimentação (em decorrência da superposição das partículas), enquanto a secundária faz referência aos vazios desenvolvidos na rocha após sua consolidação, decorrente de atividades ou processos geológicos subsequentes ao período de litificação dos sedimentos (ELLISON, 1958).

A porosidade pode ainda ser classificada em termos da percentagem total de espaços vazios da rocha (porosidade absoluta), ou em termos dos espaços porosos interconectados (porosidade efetiva) (GOMES, 2002).

#### 2.3.1.1 Fatores que influenciam na porosidade

A porosidade é influenciada por diversos fatores, dentre os quais podem ser citados: seleção das partículas, granulometria, forma dos grãos, arranjo espacial das partículas, compactação e cimentação.

A seleção das partículas influencia no aumento da porosidade: quanto melhor for a seleção de partículas dos sedimentos, maior será a porosidade, uma vez que haverá uma diminuição na quantidade de detritos finos que podem preencher os espaços vazios deixados pelos grãos mais grossos. Por outro lado, a granulometria tende a diminuir a porosidade quando os grãos são maiores. Isto se explica pelo fato de que, para um mesmo volume de rocha, grãos grandes resultam em um pequeno número de poros grandes, enquanto que grãos pequenos resultam em um grande número de poros pequenos. Somando o volume de todos os poros, em ambos os casos, o espaço poroso total tende a ser maior no caso de um grande número de poros pequenos.

Outro fator a ser considerado é a forma dos grãos: quanto mais arredondados e esféricos forem os grãos, menor será a porosidade da rocha. Assim, quanto mais irregular for o grão, maior será a porosidade da rocha. Neste mesmo contexto, o arranjo espacial das partículas apresenta influência sobre a porosidade, uma vez que partículas achatadas e dispostas de forma desordenada contribuem para o aumento de espaços vazios.

A compactação, por outro lado, contribui para a diminuição da porosidade devido à aproximação dos grãos (devido ao peso dos sedimentos sobrepostos sobre os sedimentos sotopostos). Por fim, o grau de cimentação contribui para a diminuição da porosidade, devido ao preenchimento dos vazios da rocha pelo cimento (GOMES, 2002; SUGUIO, 2009).

#### 2.3.1.2 Porosidade nas rochas carbonáticas

A porosidade presente nas rochas carbonáticas resulta de diversos processos deposicionais e pós-deposicionais. Assim, o conhecimento da evolução diagenética é importante para o entendimento desses processos, uma vez estes são importantes na geração, na mudança ou até mesmo na eliminação dos espaços porosos nesse tipo de rocha.

A mineralogia e a estrutura dos poros dos sedimentos carbonáticos podem sofrer mudanças, tendo em vista que sobre os mesmos podem ocorrer transformações diagenéticas de forma rápida e inesperada. A cimentação e a dissolução geralmente atuam de forma a modificar a estrutura dos poros (destruindo ou construindo os espaços porosos, respectivamente) ou até mesmo modificar por completo a mineralogia.

Nas rochas carbonáticas, a maior parte da cimentação e da formação da porosidade secundária (exceto as fraturas) tem origem em profundidades relativamente rasas, ocorrendo em um dos quatro ambientes diagenéticos principais: zona vadosa, zona freática meteórica, zona de mistura e zona freática marinha. Na zona freática marinha ocorre não somente a cimentação, mas também dissolução e dolomitização.

A porosidade das rochas carbonáticas pode ser dividida em fábrica seletiva e fábrica não seletiva (Figura 1). O que caracteriza a fábrica de uma rocha são seus constituintes deposicionais e diagenéticos. Se houver relação entre os constituintes e a porosidade, a fábrica da rocha é do tipo seletiva, caso contrário, a fábrica é não seletiva (SILVA, 2007).



**Figura 1:** Tipos de porosidade em rochas carbonáticas (Modificada de Choquette & Pray, 1970).

Considerando os aspectos petrofísicos dos espaços porosos, a porosidade pode ser dividida em dois grupos: interpartícula (espaço poroso entre grãos ou cristais) e vugular (demais tipos de espaço poroso). A porosidade vugular também se divide em dois grupos, tendo como base a forma como os vugs estão conectados: se os vugs estiverem conectados unicamente através da rede interpartícula, eles são isolados; se os vugs formarem um sistema poroso interconectado independente da porosidade interpartícula, eles são conectados (SILVA, 2007).

### 2.3.2 Permeabilidade

É a propriedade que tem a rocha de permitir a passagem de fluido através de seus poros, sem que haja deformação estrutural ou deslocamento relativo de suas partes. O fluxo de fluido que passa por um corpo rochoso não depende apenas da rocha, mas também da natureza do fluido e do gradiente de pressão hidrostática (GOMES, 2002; SUGUIO, 2009).

A permeabilidade de uma rocha pode ser obtida utilizando-se a seguinte equação:

$$q = k \frac{A(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (3)$$

onde  $q$  é a vazão em ( $\text{cm}^3/\text{s}$ ),  $k$  é o coeficiente de proporcionalidade característico da rocha e do fluido (Permeabilidade, dada em mD),  $A$  é a área da amostra através da qual passa o fluido ( $\text{cm}^2$ ),  $P_1 - P_2$  é o diferencial de pressão,  $L$  é o comprimento da amostra (cm) e  $\mu$  é a viscosidade do fluido (em centipoise).

Esta fórmula é tida como a forma mais generalizada da lei de Darcy que realizou um experimento baseado no fluxo de água que passava através de um tubo cilíndrico preenchido com material arenoso, e com isso formulou a equação mais utilizada para estudar fluxo de fluidos em meios porosos, a lei de Darcy (ROSA, CARVALHO & XAVIER, 2006).

#### 2.3.2.1 Fatores que influenciam na permeabilidade

A permeabilidade pode ser afetada por diversos fatores, quais sejam: granulometria, seleção das partículas, forma dos grãos e o arranjo das partículas (SUGUIO, 2009).

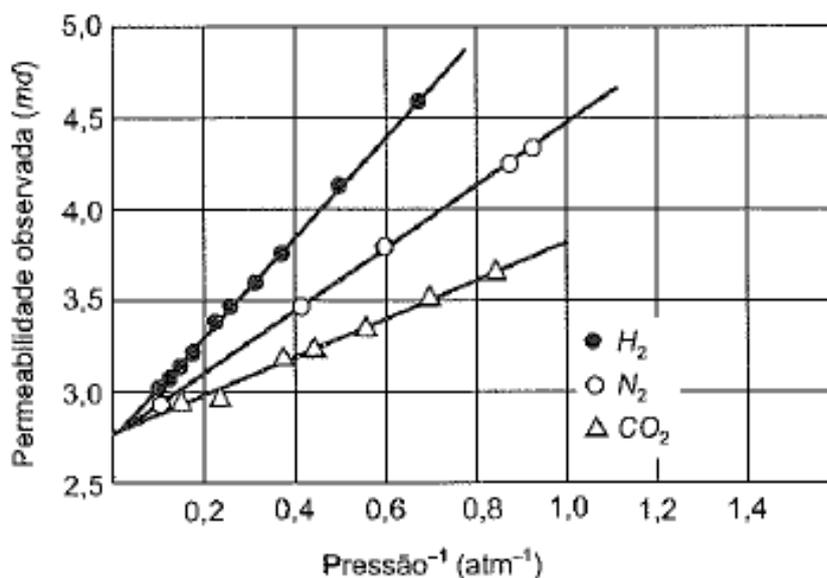
A granulometria influencia na permeabilidade devido ao fato de que, quanto menor o tamanho dos grãos, maior é a atração capilar entre as paredes dos poros e maior é o estrangulamento da passagem de fluidos, o que reduz o fluxo ao longo do espaço poroso. No que diz respeito à seleção granulométrica, acredita-se que, em materiais com granulometria variada, os grãos menores ocupam os espaços deixados pelos grãos maiores obstruindo a passagem dos poros e diminuindo o valor da permeabilidade (GOMES, 2002).

A esfericidade e o arredondamento dos grãos podem afetar a permeabilidade: isto se deve ao fato de grãos mais alongados apresentam maiores porosidades. Assim como em muitos casos a porosidade efetiva apresenta correlação direta com a permeabilidade.

Além do tamanho e da forma dos grãos, a permeabilidade depende também do arranjo espacial dos grãos. Com isso, para alguns materiais, a permeabilidade depende somente da disposição dos grãos, o que faz com que mudanças de porosidade e permeabilidade sejam diretamente proporcionais. A permeabilidade em sedimentos estratificados é maior paralela que perpendicularmente ao acamamento, devido à disposição anisotrópica dos grãos dos minerais placóides (como mica e argilominerais), cuja disposição de grãos concorda com o acamamento (GOMES, 2002; SUGUIO, 2009).

### 2.3.2.2 Permeabilidade absoluta

Permeabilidade absoluta é aquela medida em laboratório, segundo a lei de Darcy, que é válida se um único fluido saturar por completo a amostra. Na natureza isso não acontece, devido à existência, geralmente, de associações água, gás e petróleo; água e gás, etc. (SUGUIO, 2009). A Figura 2 ilustra a influência de diferentes gases nos valores de permeabilidade.



**Figura 2:** Comportamento de diferentes gases no efeito da permeabilidade (Rosa, Carvalho & Xavier, 2006).

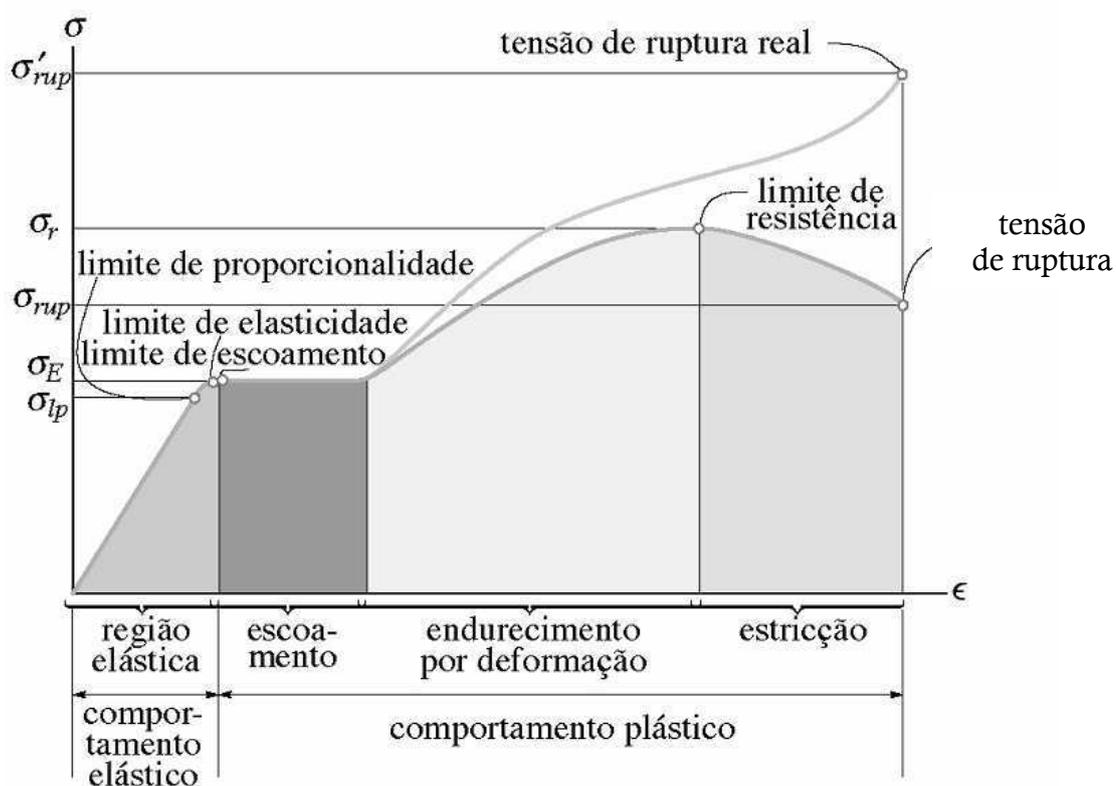
Na Figura 2 é possível perceber que, para um mesmo valor de pressão, os gases apresentam valores de permeabilidade diferentes. Isto ocorre devido ao fato de que o tamanho da molécula dos gases é diferente. A molécula do gás H<sub>2</sub> é menor

do que as dos gases  $N_2$  e  $CO_2$ , o que faz com que o mesmo flua mais facilmente que os outros a uma mesma pressão do sistema.

## 2.4 Propriedades elásticas

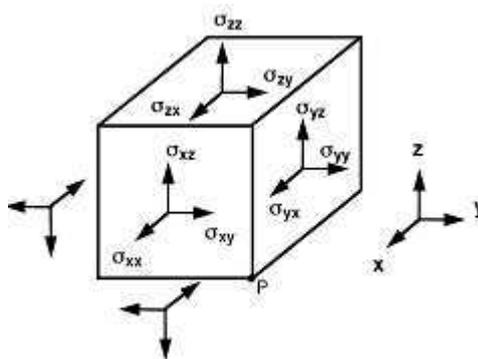
De acordo com Miranda et al (2012), se uma força for aplicada a um corpo, este sofrerá mudança de forma e/ou volume. Essa mudança é chamada de deformação e é responsável pelo deslocamento das partículas de suas posições originais.

Quando um corpo está sob tensão, ele sofre uma deformação que, dependendo da intensidade, pode ser elástica ou permanente (Figura 3). Se a força aplicada ao corpo deixar de atuar sobre ele, e o mesmo volta ao seu estado inicial sem que haja deformação permanente do material (o que caracteriza o comportamento elástico). Se a deformação ultrapassar o limite de elasticidade do material, ele entrará num regime de deformação plástica permanente (SUGUIO, 2009).



**Figura 3:** Gráfico tensão-deformação mostrando cada região de deformação em função da tensão atuante (Hibbler, 2010).

Se um corpo está submetido a tensões é possível definir, em qualquer ponto desse corpo, três planos ortogonais que são os eixos principais de tensão (Figura 4). As tensões normais nessas direções são chamadas de tensões principais (KEAREY, BROOKS & HILL, 2009).



**Figura 4:** Componentes do estado de tensão (Mavko et al., 2003).

Um indicador da elasticidade de um material é o módulo de Young ( $E$ ), constante de proporcionalidade que define a relação entre a tensão aplicada e a deformação sofrida por um material, ambas medidas em uma mesma direção.

$$E = \frac{\text{tensão longitudinal } F/A}{\text{deformação longitudinal } \Delta l/l} \quad (4)$$

Segundo Kearey, Brooks & Hill (2009), se um corpo for submetido a uma força compressiva na direção do seu eixo principal, o mesmo sofrerá um aumento no seu diâmetro (deformação lateral) e uma alongação no seu comprimento (deformação longitudinal). A razão entre a deformação lateral e a longitudinal é conhecida como razão de Poisson ( $\nu$ ).

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{\text{lat}}}{\varepsilon_{\text{long}}} \quad (5)$$

O sinal negativo da fórmula (5) deve-se ao fato que o alongamento longitudinal, deformação positiva, causa contração lateral, deformação negativa, e vice-versa.

Conforme Kearey, Brooks & Hill (2009), a incompressibilidade  $k$ , também chamada de módulo de volume, é obtida pela razão tensão - deformação, sofrida pelo corpo, no caso de uma pressão hidrostática simples  $P$ , expressa pela fórmula:

$$K_{min} = \frac{\text{tensão volumétrica } P}{\text{deformação volumétrica } \Delta v/v} \quad (6)$$

O módulo de rigidez  $G$  é obtido através da razão entre a tensão de cisalhamento  $\tau$  e a deformação de cisalhamento  $\tan \theta$ , expresso pela fórmula:

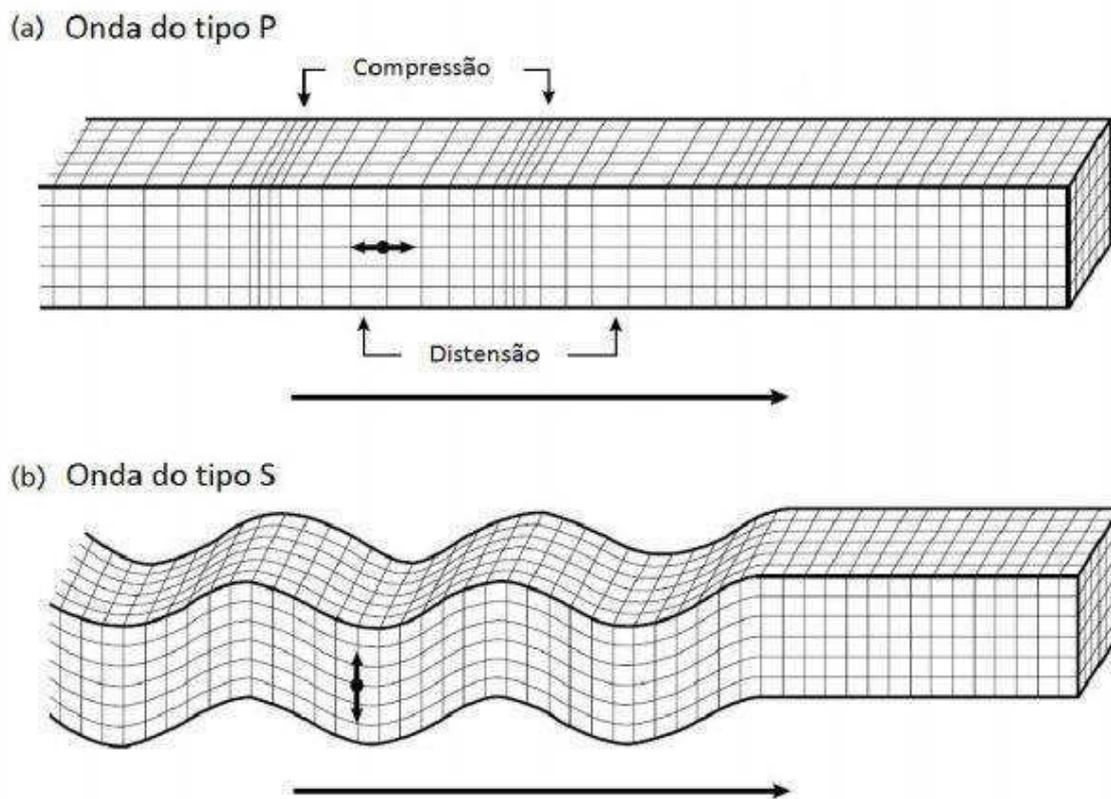
$$G = \frac{\text{tensão de cisalhamento } \tau}{\text{deformação de cisalhamento } \tan \theta} \quad (7)$$

#### 2.4.1 Ondas elásticas

De acordo com Kearey, Brooks & Hill (2009), as “ondas sísmicas são pacotes de energia de deformação elástica que se propagam radialmente a partir de uma fonte sísmica, como um terremoto ou uma explosão”, e são divididas em dois tipos: as ondas de corpo e as ondas de superfície. As ondas de superfície propagam-se ao longo das superfícies do sólido e são classificadas em Rayleigh e Love, porém por não trazerem informações a respeito da subsuperfície não são utilizadas na exploração geológica. Já as ondas de corpo podem ser classificadas em dois tipos: ondas compressionais  $P$ , que se propagam por deformação uniaxial na direção de propagação da onda (Figura 5a), e ondas cisalhantes  $S$ , que se propagam por cisalhamento puro perpendicularmente à direção de propagação da onda (Figura 5b). As velocidades de propagação das ondas elásticas podem ser obtidas através de fórmulas que dependem da incompressibilidade  $K$ , do módulo de rigidez  $G$  e da densidade do material  $\rho$ .

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}} \quad (8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (9)$$



**Figura 5:** Desenho esquemático da deformação elástica e movimento das partículas devido à passagem das ondas de corpo. a) Ondas compressonais e b) Ondas cisalhantes (TABOSA, 2016).

Observando a equação (8) verifica-se que, para  $G = 0$  (meios líquidos e gasosos), a velocidade da onda P é menor do que para materiais com  $G$  não-nulo. Um aspecto importante desta relação é que as ondas P são significativamente mais lentas quando se propagam através de rochas porosas e altamente fraturadas. A velocidade das ondas S é função do módulo de cisalhamento ( $G$ ). Por isso, a partir da equação (9) verifica-se que  $V_s$  se torna igual a zero quando  $G = 0$ . Assim, as ondas S não se podem se propagar através de meios líquidos e gasosos (onde  $G = 0$ ). Uma vez que as constantes elásticas são positivas verifica-se, através das equações (8) e (9), que  $V_p$  é sempre maior do que  $V_s$ .

## 2.5 Petrofísica computacional

Uma das maneiras de conhecer o comportamento das rochas é através da medição das suas propriedades físicas por meio de aquisição direta em laboratórios ou através da perfilagem realizada diretamente no poço. Somando os dados da petrofísica convencional à localização geográfica, é possível mapear as propriedades do campo a ser explorado.

A petrofísica convencional apresenta problemas relacionados à aquisição dos dados petrofísicos das rochas sob diferentes condições de temperatura e pressão, além do que ao retirar um plugue de uma grande profundidade, o alívio de pressão sobre o mesmo diminuirá, causando microfraturas pela dilatação do material.

Para que as propriedades petrofísicas medidas em laboratório se aproximem da situação real encontrada em campo, é preciso que as amostras sejam ensaiadas sob condições de temperatura, pressão e saturação de fluidos, tal qual encontradas nos reservatórios.

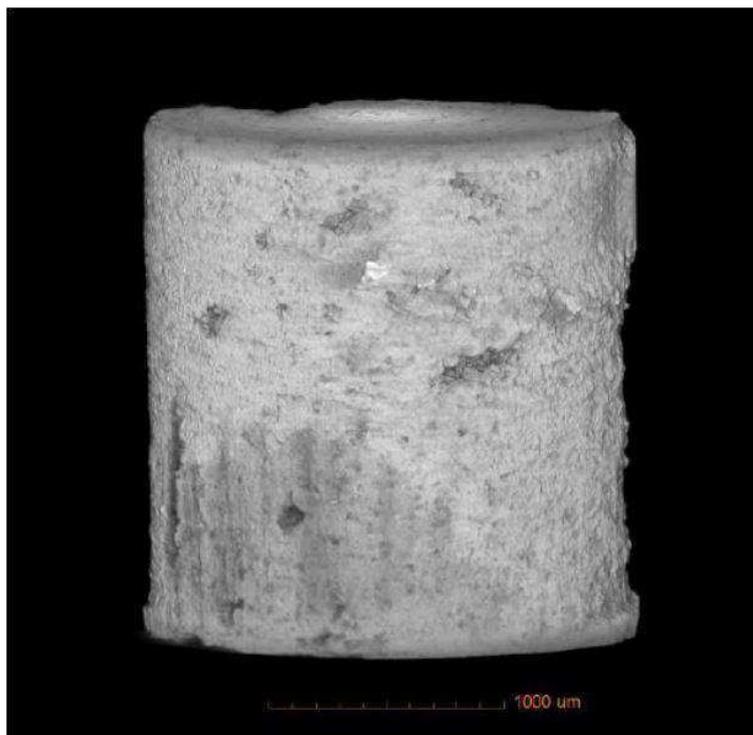
Por apresentarem limites operacionais de temperatura e pressão os equipamentos laboratoriais não conseguem medir as propriedades físicas das rochas sob condições de alta pressão e alta temperatura (*high pressure high temperature – HPHT*). Com isso, realizar ensaios petrofísicos que simulem de forma eficaz é difícil, o que por sua vez, prejudica a precisão das propriedades medidas (APOLINÁRIO, 2016).

Outro problema enfrentado nos ensaios laboratoriais, diz respeito à saturação de fluidos. Um reservatório de hidrocarbonetos pode apresentar as três fases fluidas: água, óleo e gás. O fluido que satura a rocha tem influência direta na velocidade de propagação da onda elástica que atravessa a mesma (WANG, 1988; CARDONA et al., 2013; TROVÃO, 2015). Para que as propriedades medidas em laboratório se aproximem da situação real, as amostras retiradas do campo são saturadas antes de serem ensaiadas. Porém, atingir uma saturação de 100% em uma amostra saturada em laboratório não é fácil, o que compromete ainda mais uma aproximação da situação real (APOLINÁRIO, 2016).

Com a necessidade de explorar campos cada vez mais profundos, os dados petrofísicos extraídos de forma convencional já não eram suficientes para um cenário complexo e com muitas perguntas a serem respondidas. Então, os pesquisadores passaram a fazer uso das ferramentas computacionais para simular as propriedades físicas das rochas, uma vez que as simulações computacionais não apresentam os limites de ordem prática característicos dos ensaios convencionais.

Diversos autores (KNACKSTEDT et al., 2009; DVORKIN et al., 2011; ZHANG et al., 2011a; ZHANG et al., 2011b, MEDEIROS et al., 2012) demonstraram ser possível estimar as propriedades petrofísicas através da análise computacional de imagens de rocha obtidas por microtomografia de raios x. Essa técnica é denominada petrofísica computacional.

A petrofísica computacional simula as propriedades petrofísicas das rochas através de modelos computacionais (Figura 6) gerados em softwares que compilam imagens tomográficas bidimensionais, criando um modelo 3D que contem toda a estrutura interna da rocha. As vantagens da utilização de modelos computacionais de rocha é a possibilidade de quantificar as propriedades físicas das rochas sob praticamente quaisquer condições imagináveis de pressão, temperatura e saturação. Os ensaios podem ser realizados de forma rápida e a qualquer tempo em um grande número de amostras (APOLINÁRIO, 2016). Para isso é preciso dispor de imagens com resolução suficiente para reconhecer e quantificar as estruturas que controlam o comportamento físico das rochas (MEDEIROS et al., 2012).



**Figura 6:** Modelo computacional de rocha (APOLINÁRIO, 2016).

Como os ensaios realizados em modelos computacionais de rocha não são destrutivos, esta técnica torna-se ainda mais interessante, uma vez que as técnicas convencionais alteram as propriedades das amostras pelas mudanças constantes nas condições de pressão, temperatura e saturação fluida das amostras.

Um bom levantamento petrofísico computacional requer uma boa correlação granulométrica das amostras com a resolução das imagens. A resolução mais utilizada para imageamento microtomográfico (micro CT) é da ordem de poucos micrômetros.

Devido à formação e aos processos diagenéticos, as rochas carbonáticas apresentam propriedades petrofísicas e texturas complexas. A porosidade dessas rochas pode ser intergranular e/ou intragranular, além de variar de tamanho, variando de microporosidade intercrystalina a *vug* e macroporosidade móldica (ASSEFA; MCCANN; SOTHCOTT, 2003). Ao utilizar imagens combinadas em escalas na ordem de micrômetros e/ou nanômetros, os resultados petrofísicos computacionais apresentados se mostram mais confiáveis que os obtidos por ensaios convencionais.

Para estimar computacionalmente as propriedades permoporosas de amostras da Bacia do Rio do Peixe, na Paraíba, Medeiros et al. (2012) utilizaram imagens obtidas por microtomografia de raios x com resolução de 8 e 24  $\mu\text{m}$ . Para as amostras de granulometria mais finas os resultados não foram satisfatórios, havendo a necessidade de aumentar a resolução das imagens para a ordem de nanômetros, para resultados mais eficazes. Enquanto que para as amostras de granulometria mais grossa os resultados obtidos a partir das imagens com 8  $\mu\text{m}$  se equivaleram aos obtidos com o porosímetro a gás.

Zang et al. (2011b) conseguiu calcular a porosidade e a permeabilidade de argilitos extraídos de um poço produtor na América do Norte, a partir de imagens com resolução de 5 nm obtidas por FIB-SEM 3D (*Focused Ion Beam – Scanning Electron Microscopy*) que permitiu, também, observar a presença de matéria orgânica nos poros.

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

#### **3.1 Materiais**

Neste trabalho foram utilizadas quatro amostras, sendo dois arenitos (A7 – arenito grosso e A9 – arenito fino) da Bacia do Rio do Peixe e duas tufas carbonáticas (TCR – tufa Cachoeira Roncador e TFG – tufa Felipe Guerra) da Bacia Potiguar.

Segundo Porto (2015), a amostra A7 apresenta grãos com diâmetros correspondentes aos de areia média (onde 13,6% dos grãos apresentam diâmetro de tamanho argila, 42,7% de tamanho silte e 43,7% equivale à classe das areias) e a A9 apresenta diâmetros de grãos que correspondem até a classe areia média (sendo 3,9% dos grãos de tamanho argila, 10,5% silte e 85,6% da classe areia).

Ainda segundo Porto (2015), os grãos da TCR apresentam diâmetros máximos equivalentes aos de areia média (com aproximadamente metade dos grãos de tamanho silte e a outra metade corresponde ao tamanho de areia). Esses dados indicam que essa amostra de tufa carbonática é composta por uma matriz micrítica com grãos carbonáticos de tamanho areia fina. A TFG apresenta grãos cujos tamanhos equivalem a areia muito fina, onde 11% dos grãos são de tamanho argila e 50,8% de tamanho areia. Isto sugere que essa amostra de tufa é composta por uma matriz micrítica com grãos carbonáticos de tamanho areia muito fina, em proporções aproximadamente iguais.

##### **3.1.1 Composição mineral**

De acordo com Porto (2015), as amostras A7 e A9 são compostas em sua maior parte por quartzo, feldspato (anortita) e por outros minerais (traços de mica), enquanto a TCR apresenta matriz calcítica e a TFG matriz dolomítica.

### 3.1.2 Imagens microtomográficas

As imagens microtomográficas foram adquiridas em três estágios de imageamento: O primeiro foi realizado no Laboratório de Geologia Sedimentar da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, usando o microtomógrafo *Skyscan 1173*<sup>®</sup> (Figura 7), e os demais no Laboratório de Meios Porosos e de Propriedades Termofísicas da Universidade Federal de Santa Catarina, no equipamento *XRADIA* modelo *Versa XRM – 500* (Figura 8) (PORTO, 2015).



**Figura 7:** Microtomógrafo Skyscan 1173<sup>®</sup> (PORTO, 2015).

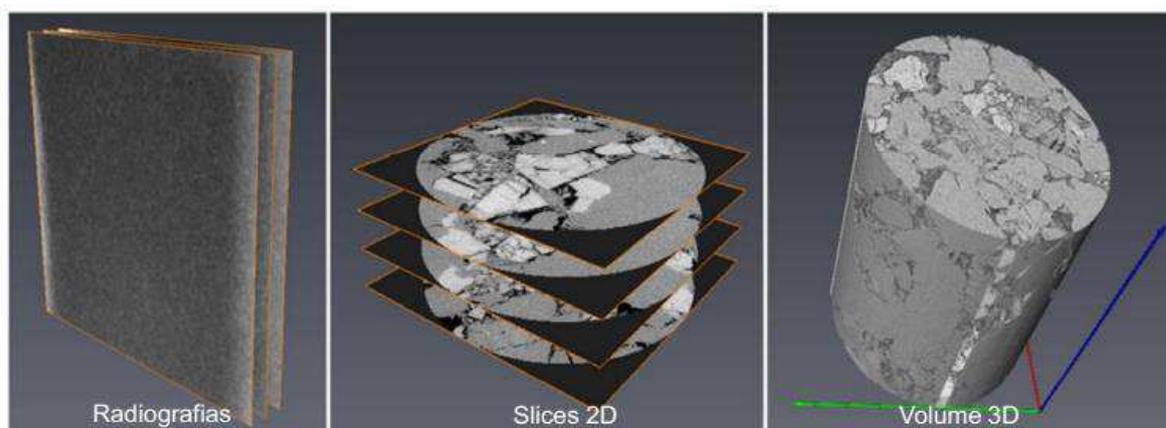
O equipamento *Skyscan 1173* (Figura 7) incorpora a recém-desenvolvida fonte de raios X microfoco de 130 kV, com maior estabilidade da posição do ponto focal, elimina artefatos em forma de anel, possui um detector tipo painel plano sem distorção, trabalha com um tamanho máximo de objetos de até 140 mm, apresenta uma resolução espacial 3D superior a 7 $\mu$ m, possui aquisição contínua para objetos longos, analisa imagens em 2D/3D e possui visualização realística (PORTO, 2015).



**Figura 8:** Microtomógrafo Versa XRM – 500 (PORTO, 2015).

O equipamento *Versa XRM - 500* (Figura 8) opera uma fonte de raios X de 30 a 160 kV, potência de 2 a 10 W, trabalha com um tamanho máximo de objetos de até 300 mm de comprimento, apresenta uma resolução espacial 3D de até  $0,7\mu\text{m}$  e lentes com aumento óptico e geométrico de até 40 vezes. As imagens são adquiridas por uma câmera tipo CCD de  $2048 \times 2048$  pixels e suporta amostras de até 15 kg de massa (PORTO, 2015).

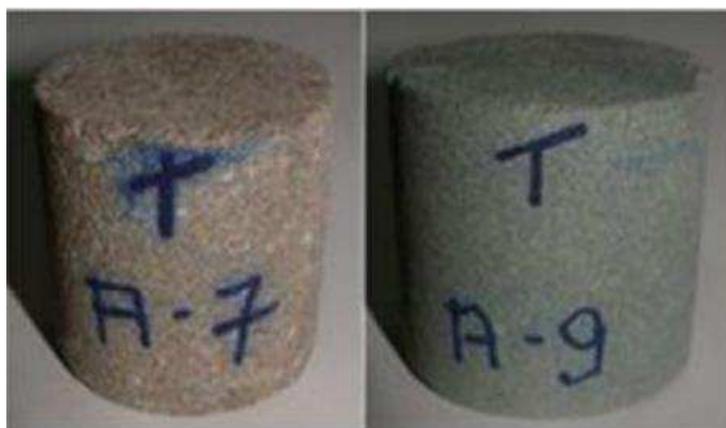
Os dados do microtomógrafo são registrados na forma de projeções do objeto, em diversos ângulos, sobre o detector plano, obtendo as chamadas radiografias. Em seguida esses dados brutos são processados a fim de gerar os tomogramas bidimensionais (*slices*), os quais quando empilhados, geram uma imagem tridimensional do objeto imageado, como a apresentada na Figura 9 (PORTO, 2015).



**Figura 9:** Conjunto de imagens computacionais (extraída de Porto, 2015).

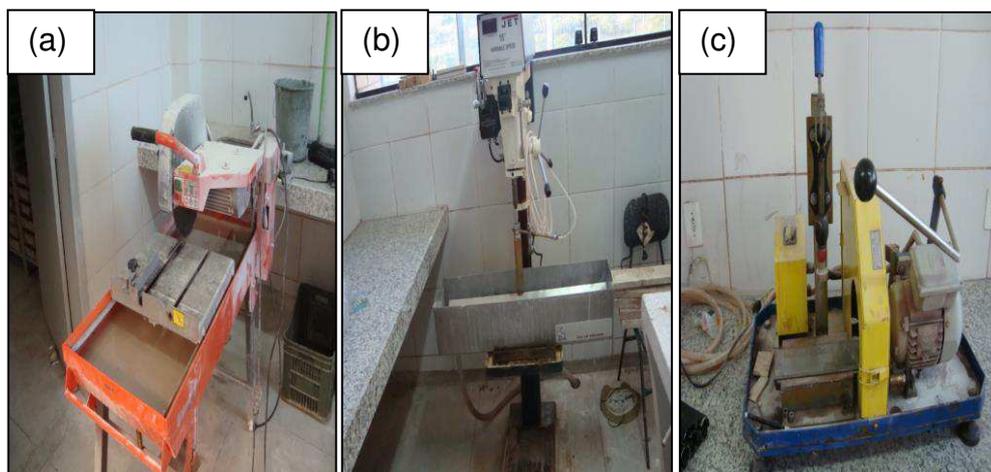
### 3.1.3 Preparo das amostras

As amostras (plugues) são retiradas em campo por meio de plugadeira manual ou confeccionadas em laboratório em plugadeira de bancada (Figura 10). Para serem ensaiados, os plugues devem ter 1,5 polegada de diâmetro ( $\approx 38$  mm) e comprimento aproximado de 5 cm (50 mm).



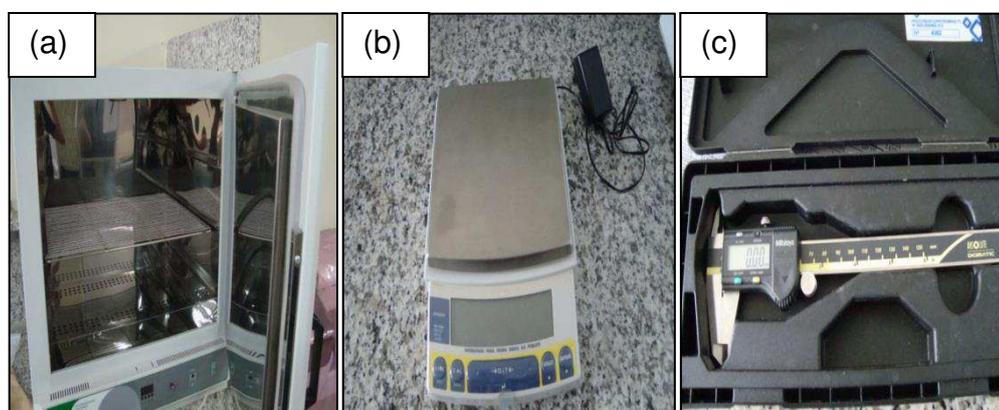
**Figura 10:** Plugues preparados em plugadeira de bancada.

A confecção dos plugues é realizada na sala de preparação de amostras, situado no Departamento de Mineração e Geologia da Universidade Federal de Campina Grande e consiste na serragem das amostras de mão coletadas em afloramento; obtenção de plugues em plugadeira manual ou de bancada; desbastes das extremidades dos plugues para assegurar faces planas e perfeitamente paralelas (Figura 11), necessárias para realização dos ensaios.



**Figura 11:** a) Serra, b) Plugadeira de bancada e c) Desbastadora.

Terminado o preparo das amostras, os plugues são levados para o Laboratório de Petrofísica da UFCG, onde são colocados numa estufa para secar por 24 horas a uma temperatura de 80° Celsius (Figura 12a). Depois de secos os plugues são pesados em balança eletrônica de precisão (Figura 12b) e suas dimensões são medidas com paquímetro digital (Figura 12c).



**Figura 12:** a) Estufa, b) Balança de precisão e c) Paquímetro digital.

## 3.2 Métodos

### 3.2.1 Ensaio de porosidade e densidade de grãos

As análises laboratoriais iniciam-se com a medição da porosidade e da densidade de grãos em permoporosímetro a gás. O plugue é colocado dentro do copo matriz onde seu volume de grãos é medido. A diferença entre o volume de grãos e o volume total do plugue, representa o volume de vazios na amostra. A

porosidade é determinada pela razão entre o volume de vazios e o volume total da amostra.

O equipamento *Ultra Poro-Perm® 500* (Figura 13) é a combinação de um instrumento de medição de volume de grãos, permeabilidade e uma câmara simples de compressão hidrostática (*coreholder*).



**Figura 13:** Ultra-Poro/Perm 500<sup>®</sup>, Corelab.

Para realização do ensaio de porosidade, o operador precisa informar dados como peso (g), comprimento (cm) e diâmetro (cm) dos plugues.

O equipamento se baseia na lei de Boyle-Mariotte, conhecida como uma das leis fundamentais dos gases, para medir a porosidade da amostra que relaciona a variação de volume e pressão de um gás ideal em temperatura constante.

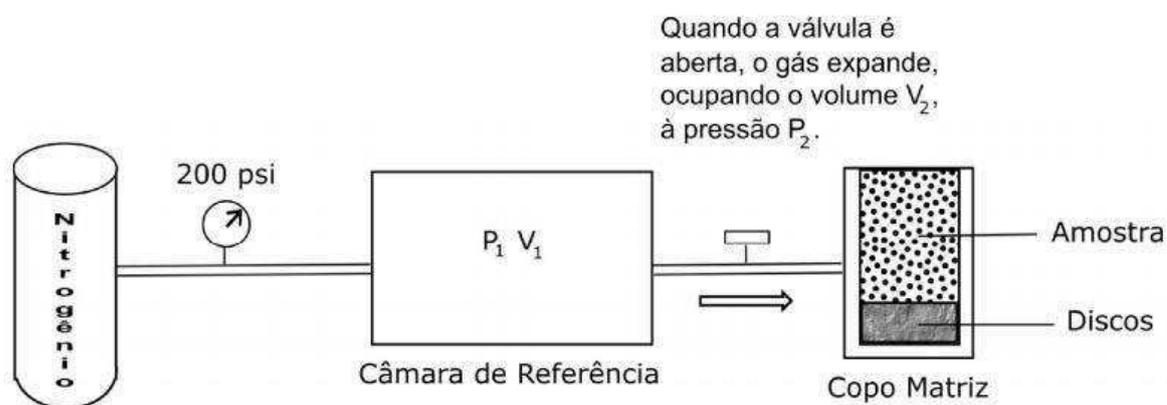
$$PV = cte \Rightarrow P_i V_i = P_f V_f \quad (10)$$

O porosímetro contém uma câmara de gás de volume constante  $V_1$ , na qual o gás nitrogênio é injetado e armazenado a uma pressão  $P_1$ . Esta câmara está ligada ao copo matriz, de volume  $V_{\text{copo}}$ . Uma amostra de rocha de volume  $V_A$  é inserida no copo matriz juntamente com discos metálicos de volume  $V_{\text{discos}}$ . Em seguida o copo

matriz é fechado e uma válvula é aberta permitindo a expansão do gás para o copo matriz. O gás passa a ocupar os vazios no copo matriz ( $\Delta V$ ), além do volume  $V_1$ , o que resulta em uma queda de pressão do gás para um nível  $P_2$ :

$$P_1 V_1 = P_2 (V_1 + \Delta V) \quad (11)$$

O volume de vazios é igual a  $\Delta V = V_{\text{copo}} - V_{\text{discos}} - V_{\text{grãos}}$  onde a única incógnita é o volume de grãos da amostra ( $V_{\text{grãos}}$ ). Medindo-se a nova pressão  $P_2$  esta incógnita pode ser calculada de forma direta. A Figura 14 mostra um esquema de como funciona o ensaio da medição da porosidade.



**Figura 14:** Representação esquemática do sistema de medição da porosidade (TABOSA, 2016).

Para se calcular a densidade de grãos parte-se da premissa de que as amostras estavam completamente secas. Portanto, assumindo que o peso da amostra deve-se somente ao peso da parte sólida (matriz), desprezando a densidade do ar, obtemos a densidade dos grãos pela relação mostrada na equação 12.

$$\rho_g = \frac{m}{V_g} \quad (12)$$

onde  $\rho_g$  é a densidade de grãos,  $m$  a massa da amostra e  $V_g$  o volume de grãos.

### 3.2.2 Análise da permeabilidade

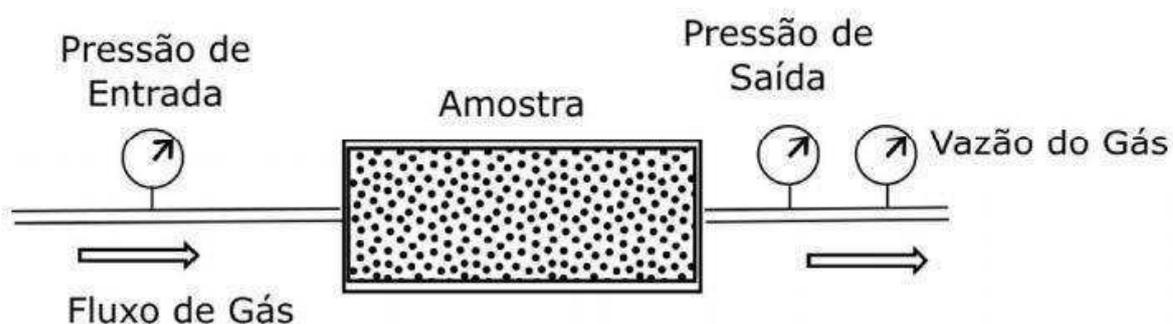
Para medir a permeabilidade das amostras foi utilizado um segundo sistema dentro do *ultra-Poro/Perm 500*<sup>®</sup>, que se conecta ao *coreholder*.

No interior do *coreholder* há um cilindro vazado de borracha onde a amostra é inserida e limitada, em sua parte superior e inferior, por dois êmbolos móveis de aço e adaptáveis ao tamanho da amostra. Além de uma bomba hidráulica a óleo, conectada a um vaso de pressão, no qual a borracha está inserida, que tem por objetivo fornecer uma pressão confinante capaz de eliminar os espaços entre a amostra, o cilindro de borracha e os êmbolos.

Após inserir a amostra no *coreholder*, o operador alimenta o programa com os dados de comprimento (cm), diâmetro (cm), temperatura, pressão de confinamento e pressão barométrica (psi). Primeiro o gás é injetado, neste caso o nitrogênio, que tem viscosidade conhecida, através da amostra, cujas dimensões também são conhecidas. Em seguida, a pressão de entrada do gás é ajustada através de válvulas reguladoras, de modo que o fluxo do fluido seja não-turbulento. O permeâmetro a gás, representado no esquema da Figura 15, trabalha de acordo com a lei de Darcy, para calcular a permeabilidade.

$$K = \frac{2000P_1\mu QL}{(P_1^2 - P_2^2)A} \quad (13)$$

onde K é a permeabilidade absoluta (mD),  $\mu$  a viscosidade do nitrogênio (cP), Q a taxa de fluxo (cm<sup>3</sup>/s) na pressão de injeção, A a área da seção transversal da amostra, P<sub>1</sub> a pressão de injeção (atm) e P<sub>2</sub> a pressão de saída (atm).



**Figura 15:** Representação esquemática do sistema de medição de permeabilidade (TABOSA, 2016).

### 3.2.3 Propagação de ondas elásticas

Os ensaios elastodinâmicos têm como objetivo medir a velocidade de propagação das ondas P,  $S_1$  e  $S_2$ . Esses ensaios são realizados utilizando o equipamento *Autolab500*<sup>®</sup>, produzido pela *New England Resarch* (Figura 16). Este processo baseia-se na medição do tempo de trânsito da transmissão direta de ondas elásticas que percorrem a amostra ao longo do seu comprimento axial.

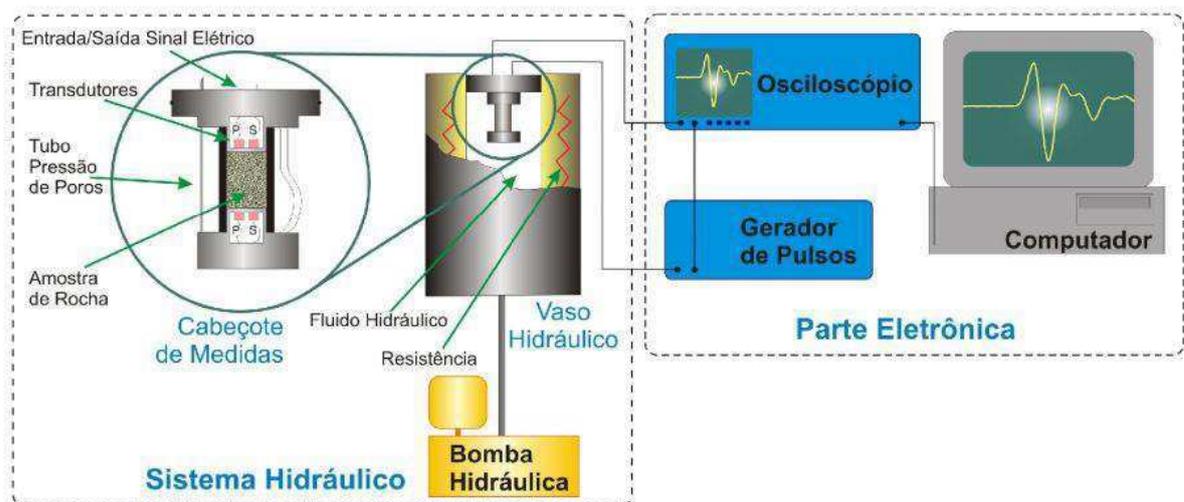


**Figura 16:** Autolab500<sup>®</sup>.

Os ensaios elastodinâmicos foram realizados em quatro amostras secas, com pressão de poros e temperatura nas condições normais do ambiente. A pressão confinante inicial foi estabelecida em 20 MPa. A amostra deve ficar estável a esta

pressão por no mínimo 5 minutos, quando se captura a primeira onda, sendo que o tempo para estabilização varia dependendo do tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais ondas com pressão de 15, 10 e 5 MPa, são capturadas quando as mesmas permanecerem, no mínimo, 2 minutos estáveis.

Para realizar os ensaios de velocidades de onda, é necessário que o operador forneça dados de comprimento (mm), diâmetro (mm), densidade total ( $\text{g/cm}^3$ ) e porosidade (%). A amostra é inserida numa camisa de borracha e presa a dois transdutores (um fonte, outro receptor). A fonte gera pulsos que atravessam a amostra e são registrados pelo receptor, que transforma esses pulsos em sinal elétrico e os envia para o osciloscópio, onde são mostrados na tela do mesmo (Figura 17).



**Figura 17:** Representação esquemática para medição de velocidades de ondas elásticas (TABOSA, 2016).

Com todas as ondas capturadas, é necessário fazer a picagem das mesmas (Figura 18). A picagem consiste em marcar os tempos de chegada das ondas P,  $S_1$  e  $S_2$ . Com isso será obtido um relatório contendo informações de módulo de Young, coeficiente de Poisson e as velocidades elásticas.

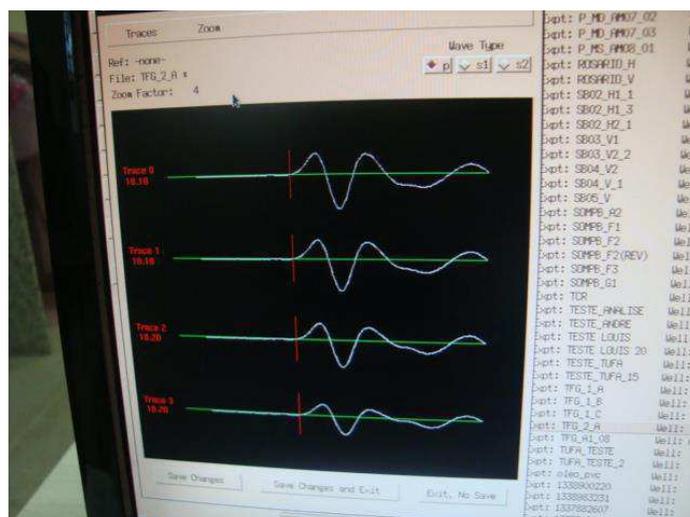


Figura 18: Tela de picagem das ondas no AutoLab500®.

### 3.2.4 Petrofísica computacional

Para a realização dos ensaios de petrofísica computacional, uma série de imagens para construção do modelo 3D é necessária: para obtenção das imagens, é informado o nível de detalhamento (resolução) alcançado. A resolução obtida para imageamento de cada uma das amostras é mostrada na tabela 1.

**Tabela 1:** Resolução obtida na obtenção das imagens de microtomografia em cada amostra.

Amostra	Resolução ( $\mu\text{m}$ )
A7	2,6
A9	3
TFG	2,6
TCR	5

Para gerar as amostras 3D, foram escolhidas 300 imagens (de um total de 2014 *Slices*) da parte mais interna da amostra. O intervalo selecionado foi do número 301 ao 600, para as amostras A7, A9 e TFG, e do número 601 ao 900 para a amostra TCR. As imagens são selecionadas evitando as extremidades, onde normalmente acumulam desgastes gerados durante o corte inicial. No caso da amostra TCR o intervalo escolhido foi de 601 a 900 por causa de um *vug*

representado nas imagens subsequentes que impossibilitavam a reprodução do modelo 3D.

O *software* utilizado para gerar as malhas 3D foi o *Avizo Fire 8.1*. As imagens selecionadas são carregadas dentro do programa e processadas. De início retira-se um subvolume cúbico de dimensões 300 por 300 por 300 *voxels* utilizando o comando *extract subvolume*. O processo utilizado foi o mesmo para todas as amostras.

Foram utilizados dois *softwares* para realizar os ensaios computacionais. O *Avizo Fire* para gerar as malhas que foram importadas para o *Comsol*, que foi utilizado para a propagação das ondas P e S.

#### 3.2.4.1 Geração das malhas de elementos finitos e simulação de propagação de ondas

Para gerar as malhas, primeiro foi aplicada a ferramenta *multi-thresholding*, que define quais partes da imagem correspondem aos poros e à matriz da rocha a partir dos tons de cinza.

No *multi-thresholding* delimitaram-se duas zonas de estudo: poros e matriz. Os limiares de tons de cinza que representam os *voxels* que correspondem aos poros foram definidos manualmente e estão representados na Tabela 2.

**Tabela 2:** Valores dos limiares utilizados para binarizar cada amostra.

<b>Amostra</b>	<b>Limiar</b>
<b>A7</b>	57
<b>A9</b>	75
<b>TFG</b>	30
<b>TCR</b>	60

Para se gerar a malha, partiu-se do mesmo subvolume utilizado para binarização das amostras. Ao subvolume, foi aplicada a ferramenta de binarização

*edit new label field*, para determinar quais *voxels* representavam poros e quais representavam matriz. Dentro da ferramenta, por meio do *segmentation editor*, adicionou-se a fração poro e a fração matriz, utilizando os limiares de tons de cinza dos poros citados na Tabela 2. Para a fração poro, adotaram-se os valores de zero até o valor do limiar, e para a fração matriz, do valor do limiar até o valor máximo. Finalizando a segmentação, utilizou-se o comando *remove islands* e *smooth labels*. O primeiro tem por objetivo remover possíveis ruídos existentes nas imagens, e o segundo, visa simplificar o modelo por meio da suavização das porções angulosas das imagens.

Após finalizar a binarização, foi aplicado à imagem o comando *generate surface* para gerar uma superfície 3D. A princípio, as superfícies geradas apresentavam entre 2 milhões e 3 milhões de faces, a depender da amostra em estudo, sendo necessárias simplificações das superfícies para otimizar os tempos de processamento dos ensaios. Com esse fim, foi utilizado o *simplification editor*, fornecendo como instruções ao *software* um número de faces de 25000, *max dist* de 20 e *min dist* de 15. Este procedimento de simplificação gerou malhas que variaram entre 90 mil e 103 mil faces, dependendo da dimensão e do nível de complexidade das subamostras.

A simplificação do modelo gerou, às vezes, falha de interseção das faces dos tetraedros, um aumento exagerado da razão de aspecto dos tetraedros ou até uma redução da qualidade do tetraedro. Para que seja possível gerar a malha no *Avizo*, é necessário que não haja interseções nem faces com orientação errada e razões de aspecto e qualidade de tetraedro abaixo de 30. Foram adotados para este trabalho valores aceitáveis de razão de aspecto e de qualidade de tetraedro abaixo de 20.

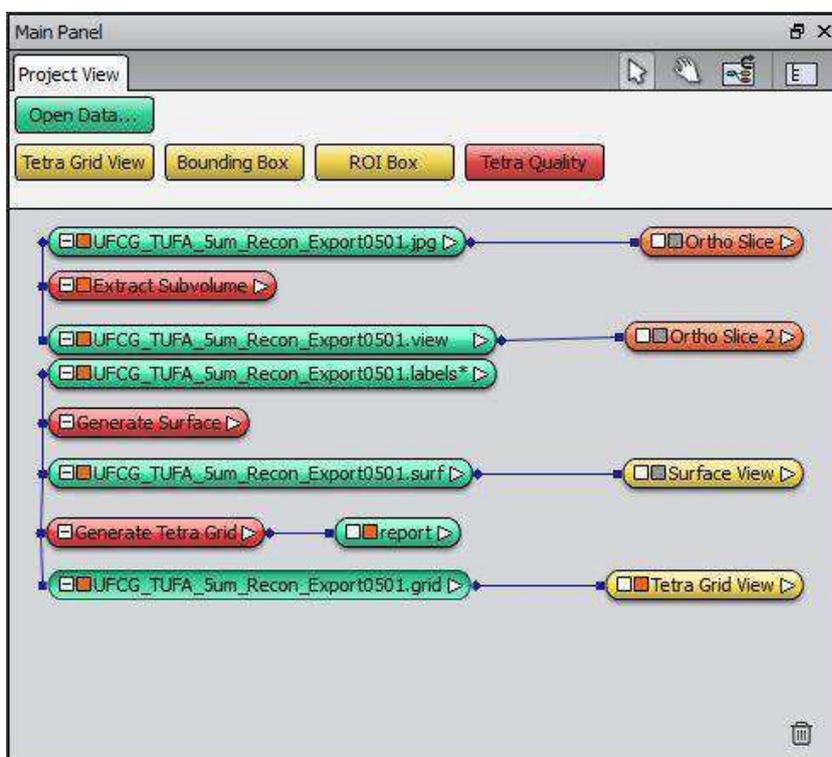
Para se corrigir as interseções, acessou-se o menu *surface editor*, localizado no arquivo de superfície gerado pelo *generate surface*. Em seguida, foi realizado o *intersections test*, para verificar a existência e localização das interseções. Por fim, estas foram corrigidas manualmente por meio das ferramentas de edição que existem no *Avizo*.

Outro passo realizado foi aplicar o *aspect ratio test*, para verificar em quais faces se encontravam razões de aspecto maiores que 20. Para corrigir tais erros,

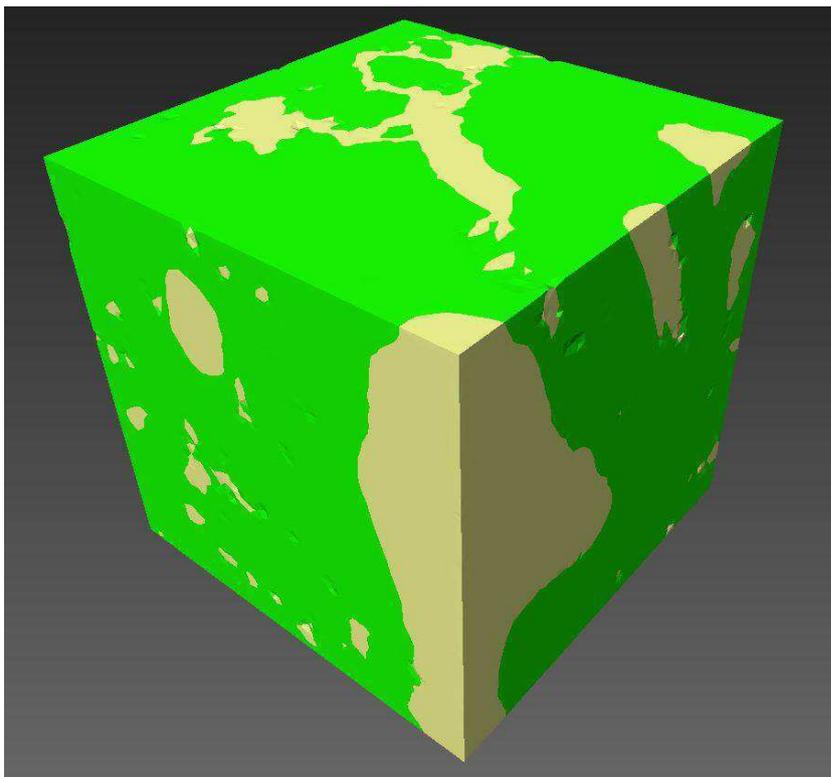
existem as ferramentas automáticas *fix tetra quality* e *prepare generate tetra grid*, onde foram inseridas as razões de aspecto em que as faces que estivessem acima iriam tentar ser corrigidas. Ao final do procedimento automático ocorreram melhoras das razões de aspecto, porém muitas vezes ainda não atingindo os valores necessários. Assim, por fim, as faces eram corrigidas manualmente por meio das ferramentas de edição manual do *Avizo*.

Para finalizar a edição da malha aplicou-se o *tetra quality test*, que da mesma forma que a razão de aspecto, foi primeiramente corrigido automaticamente pelo *fix tetra quality* e *prepare generate tetra grid*, e em seguida, manualmente ajustada com as ferramentas de edição até que a qualidade dos tetraedros atingissem valores abaixo de 20.

Depois de editada a malha foi gerada por meio do comando *generate tetra grid* e salva em formato *Bulk Data Format (BDF)*. A Figura 19 mostra o fluxo de trabalho integral utilizado. A Figura 20 evidencia um exemplo de malha gerada no *Avizo Fire*, em que a fração verde representa a matriz rochosa e a fração bege representa os poros da rocha.



**Figura 19:** Fluxograma de trabalho para gerar malhas no *Avizo Fire* (TCR).



**Figura 20:** Malha Gerada no *Avizo Fire TCR*.

#### 3.2.4.2 Simulação de propagação de ondas de corpo (P e S)

As malhas geradas foram importadas para o *Comsol Multiphysics 5.1* e submetidas aos ensaios de simulação de propagação de ondas.

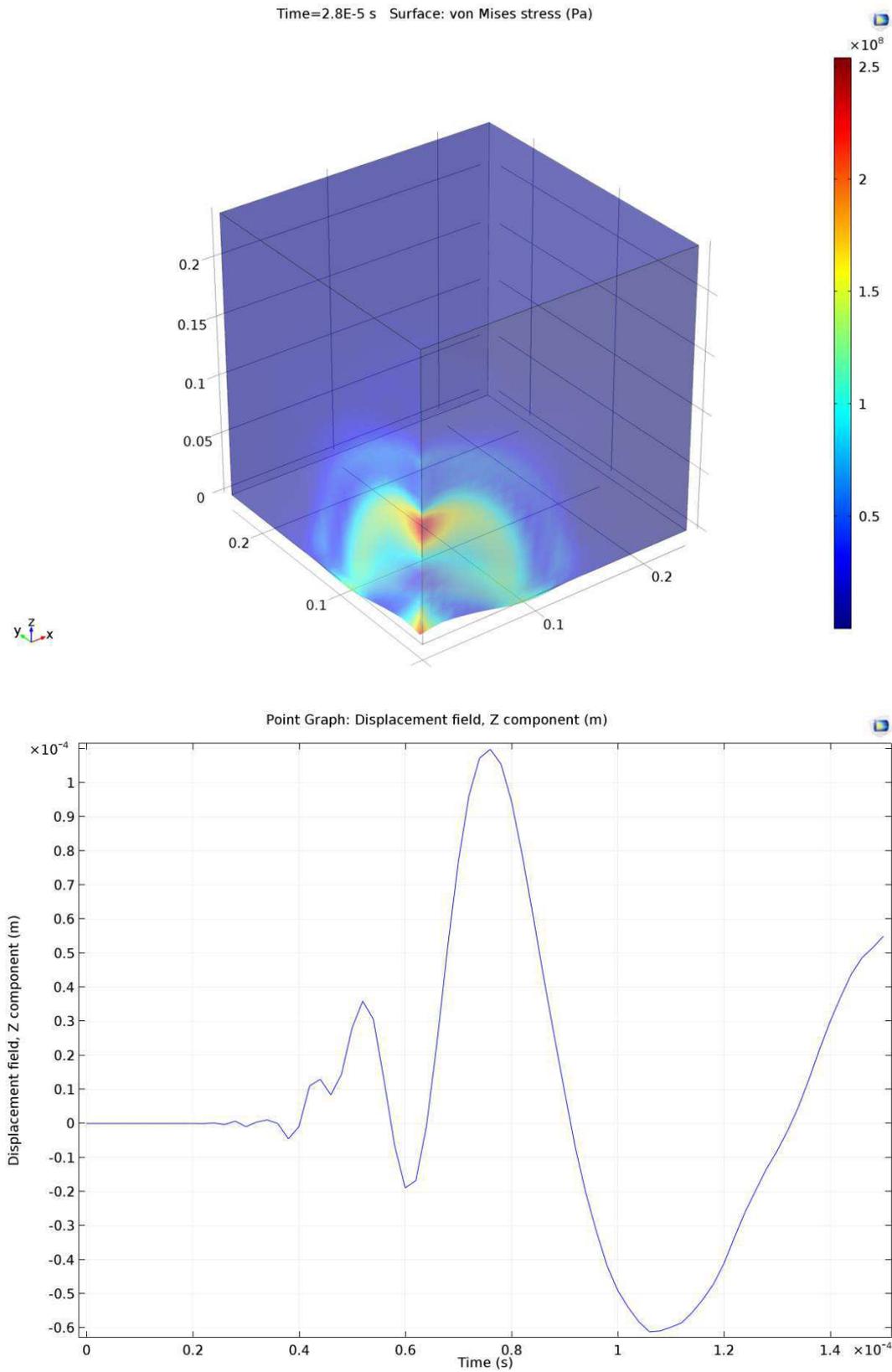
Primeiro, foi gerado um modelo de bloco cúbico no *Comsol* para simular a velocidade de propagação de onda cisalhante, com os dados apresentados na tabela 3. Para validar o modelo, o bloco gerado foi considerado ser composto pelo material quartzo.

A simulação da propagação de ondas compressoriais e cisalhantes foi realizada através da aplicação do módulo *solid mechanics*, da sessão *Structural Mechanics*, e do módulo *Pressure Acoustics* do *Comsol 5.1*. Este módulo permite a análise transiente da propagação de ondas em maciços rochosos causada pela aplicação de uma carga explosiva de curta duração.

**Tabela 3:** Parâmetros utilizados na simulação da propagação de ondas de corpo a partir de uma carga explosiva.

Nome	Expressão	Valor	Descrição
H	240 [mm]	0,24 m	Altura
L	H	0,24 m	Espessura
L1	L/24	0,01 m	Extensão da carga
Q	1 [g]	0,001 Kg	Quantidade de explosivo
P0	$140e6[N]*(Q/1[Kg])^{(2/3)}$	1,4E6 N	Magnitude da carga
t0	$0,81e-3[s]*(Q/1[Kg])^{(1/3)}$	8,1E-5 s	Duração da carga
Gamma	1,86	1,86	Razão de decaimento
u0	50 [um]	5E-5 m	Escala de deslocamento

Para simular a propagação de velocidade de onda S, assumiu-se que o modelo digital gerado no Comsol é composto 100% pelo material quartzo e não apresenta porosidade. Segundo Mavko et al. (2009), o valor da velocidade de propagação para onda S no quartzo é de 4,09 Km/s. Utilizando a fórmula da velocidade média (equação 16), pode-se calcular o tempo de chegada da onda. Os resultados obtidos para o modelo são apresentados nas Figuras 21a e 21b.



**Figura 21:** a) Propagação de ondas a partir da simulação de uma pequena explosão em um dos vértices da amostra e b) Visualização da propagação de onda S medida em um ponto da face oposta ao campo de pressão acústica gerado pela explosão.

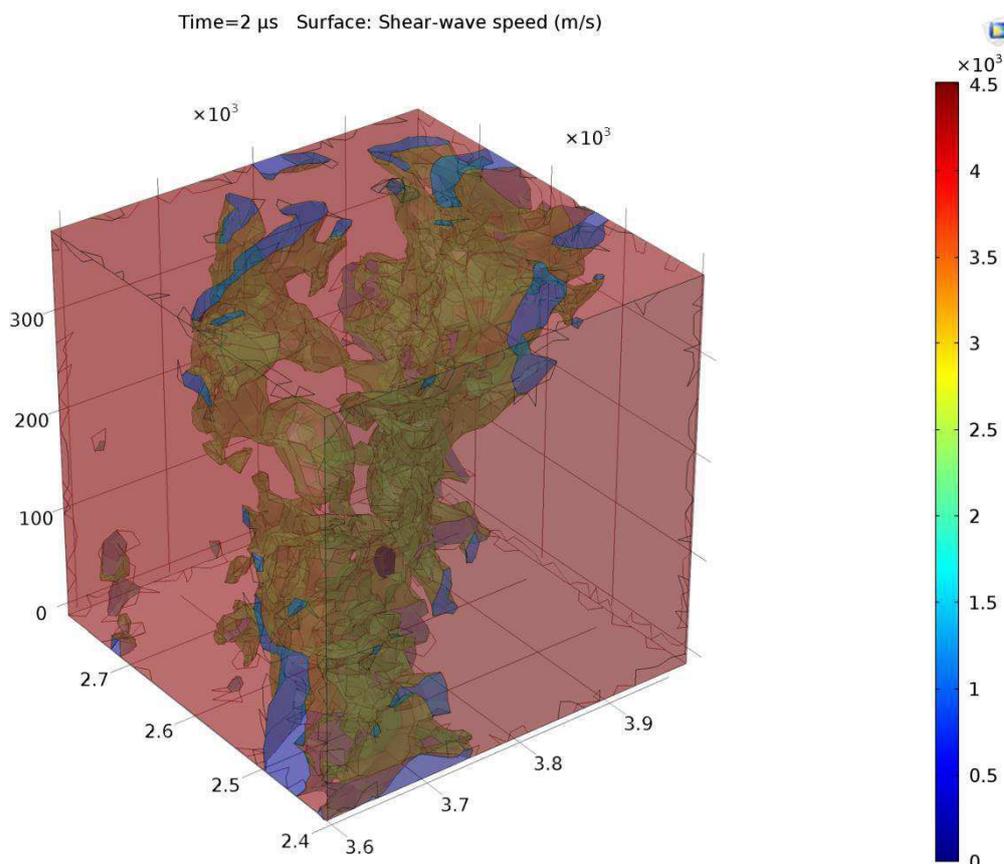
Depois da validação do modelo, o mesmo foi adequado para o tamanho das amostras compatíveis com os recursos computacionais. Neste caso, o comprimento das amostras é dado pelo número de *slices* vezes a sua resolução.

Este modelo matemático utiliza três ferramentas do *Solid Mechanics: Symmetry*, na qual selecionam-se as faces da amostra para informar ao programa à simetria da amostra; *Boundary Load*, indica a face a partir da qual a onda vai se propagar; *Low-Reflecting Boundary*, essa ferramenta faz que a onda que chega na face oposta à de partida do pulso tenha uma baixa reflexão (impedindo que a reflexão da mesma interfira no tempo de cheda das ondas seguintes). Utiliza ainda a ferramenta *Pressure* do módulo *Pressure Acoustics*, a partir da qual se informa ao programa a equação do pulso de pressão acústica.

Para simular a velocidade de propagação das ondas de corpo, o programa foi alimentado com valores dos módulos elásticos dos materiais utilizados (dados reais medidos em laboratório, o que confere maior confiabilidade aos resultados obtidos).

Depois de compilado, o modelo fornece o valor da velocidade de propagação da onda (P e/ou S) em qualquer ponto presente na malha. Para calcular a velocidade média da amostra, gera-se um histograma que faz a leitura de todos os pontos presentes na malha e apresenta a porcentagem de pontos que estão numa mesma faixa de velocidade.

O método aplicado mostrou ser eficiente apenas na geração de ondas em modelos de blocos gerados no Comsol, não sendo possível a aplicação de malhas importadas devido a limitações computacionais. Então, uma nova solução foi aplicada, pelo uso do módulo *solid mechanics*, da sessão *Structural Mechanics do Comsol 5.1*. Este módulo permite a medição da velocidade de propagação das ondas de corpo em cada ponto da malha (Figura 22) e a geração de um histograma, viabilizando o cálculo da velocidade média para a amostra como um todo.



**Figura 22:** Simulação da velocidade de propagação da onda S na amostra A7.

Um segundo método foi aplicado para a simulação da propagação de ondas compressivas, conforme metodologia aplicada por Apolinário (2015), a fim de validar a aplicabilidade do primeiro método.

Um fluxograma de como simular a velocidade de propagação de ondas de corpo utilizando este método encontra-se em anexo.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Resultados

Nos ensaios realizados em laboratório, foram medidas propriedades como porosidade, densidade e volume de grãos, como mostrado na Tabela 4.

**Tabela 4:** Valores medidos nas amostras ensaiadas em laboratório.

Amostra	$\emptyset$ (%)	Densidade de grãos (g/cm <sup>3</sup> )	Volume de grãos (cm <sup>3</sup> )
A7	16,70	2,58	35,15
A9	12,32	2,62	35,40
TFG	14,92	2,61	46,86
TCR	32,47	2,65	35,75

Na Tabela 5 são mostrados os valores de propagação de ondas P, S<sub>1</sub> e S<sub>2</sub>.

**Tabela 5:** Valores de propagação de ondas de corpo medidos em amostras ensaiadas em laboratório e computacionalmente.

AMOSTRA	VP (CONV.) (m/s)	COMP. (m/s)		CONV. (m/s)		VS MÉDIA (m/s)	VS (COMP.) (m/s)
		VP <sub>1</sub>	VP <sub>2</sub>	VS <sub>1</sub>	VS <sub>2</sub>		
A7	3786	4129	3863	2372	2310	2341	2363
A9	3319	3405	3392	2052	2018	2035	2104
TFG	5898	6382	6026	2399	3570	2984	3062
TCR	4490	4800	4616	2401	2323	2362	2382

\* VP<sub>1</sub>: Medida através do método utilizado por Apolinário (2016).

\*\*VP<sub>2</sub>: Medida através do método objeto deste trabalho.

Na Tabela 6, são apresentados os desvios dos valores obtidos com a simulação numérica (objeto deste trabalho) em relação aos valores medidos convencionalmente e em relação ao método utilizado por Apolinário (2016) para ondas P. Os desvios das ondas S são calculados em relação aos valores

convencionais, visto que não há outro trabalho de simulação numérica de velocidade de propagação de onda S nessas amostras para usar como comparação.

Tabela 6: Desvios dos valores obtidos por simulação computacional em relação aos valores obtidos em laboratório.

DESVIO SIGMA-1		DESVIO SIGMA-2		DESVIO SIGMA-3	
AMOSTRA	DESVIO (%)	AMOSTRA	DESVIO (%)	AMOSTRA	DESVIO (%)
A7	8,31	A7	2,00	A7	0,96
A9	2,53	A9	2,15	A9	3,32
TFG	7,58	TFG	2,12	TFG	2,55
TCR	6,46	TCR	2,73	TCR	0,84

\*SIGMA-1: Desvio Vp1 em relação ao convencional.

\*\*SIGMA-2: Desvio Vp2 em relação ao convencional.

\*\*\*SIGMA-3: Desvio Vs em relação à média convencional.

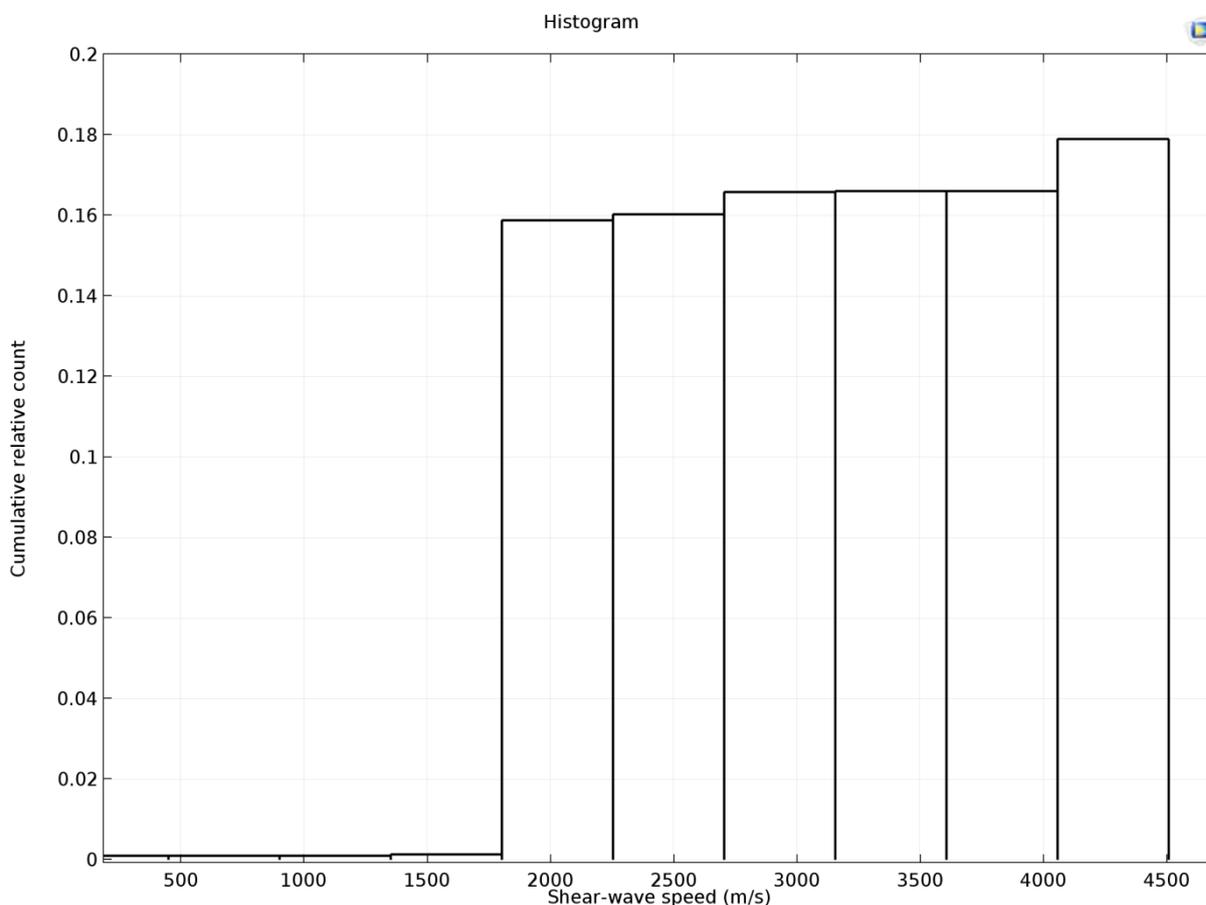
## 4.2 Discussões

Os valores de propagação de velocidade para ondas de corpo medidas em laboratório são fortemente influenciados pela pressão confinante, pela porosidade e pelas características dos materiais que compõem a matriz da rocha. Neste caso, foram utilizados os valores de velocidades medidos à pressão confinante de 20 MPa.

De acordo com trabalhos anteriores, as velocidades de propagação de ondas de corpo medidas por simulação computacional são geralmente maiores que as ensaiadas em laboratório, pois nos modelos digitais há apenas dois tipos de estruturas: os poros e a matriz. Neste caso, a onda viaja numa velocidade bem maior que nas amostras reais que, além de outros minerais, podem ter matéria orgânica, microfissuras, qualidade variável dos contatos entre grãos, dentre outras possíveis imperfeições não consideradas no modelo digital.

Além disso, as velocidades das ondas medidas em laboratório representam médias de um grande número de ondas que atravessam cada amostra. Com o modelo desenvolvido neste trabalho, é possível fazer a leitura da velocidade de propagação de onda em todos os pontos da malha (amostra) através de um

histograma, que fornece a porcentagem de pontos que se apresentam numa mesma faixa de velocidade, como mostrado na figura 21.



**Figura 23:** Histograma mostrando a porcentagem de pontos numa mesma faixa de velocidade para amostra A9.

Os valores obtidos por esse método foram comparados aos valores medidos em laboratório (P e S) e aos valores obtidos utilizando o método apresentado por Apolinário (2016) para a onda P, como mostrado na tabela 5. Observa-se que os valores obtidos por esse método se aproximam muito dos valores medidos em laboratório, apresentando desvios menores do que aqueles exibidos pelo método de simulação de Apolinário (2016), como pode ser visto na tabela 6.

No caso das ondas cisalhantes, os valores obtidos foram comparados apenas aos valores obtidos em laboratório. Porém, são obtidos dois valores de velocidade de onda S em laboratório ( $VS_1$  e  $VS_2$ ), enquanto que no modelo matemático obtém-se apenas um valor. Portanto, o valor encontrado na simulação é comparado com o valor médio de  $VS_1$  e  $VS_2$ . Os desvios apresentados pelos valores de velocidade da

onda cisalhante foram de, no máximo, 3,32%, o que corresponde à própria precisão da medição laboratorial de tal propriedade.

## 5 CONCLUSÕES

As velocidades de onda P medidas computacionalmente apresentaram valores de propagação um pouco acima dos valores medidos em laboratório pelo método convencional. Porém, essa diferença em relação aos valores medidos laboratorialmente foram menores do que a diferença observada na simulação pelo método proposto por Apolinário (2016).

Os valores de velocidade de propagação das ondas medidos convencionalmente são equivalentes às médias das chegadas de ondas sobre uma infinidade de pontos que compõem uma extremidade da amostra. O valor da velocidade encontrado usando o método desenvolvido neste trabalho é a média da velocidade de todos os pontos da malha, enquanto que para o método apresentado por Apolinário (2016) são escolhidos poucos pontos de leitura de chegada de ondas. Essa pode ser a razão da menor performance do método de Apolinário (2016) em relação ao método proposto neste trabalho. Adicionalmente, o método de Apolinário (2016) não permite a simulação da velocidade de onda S.

O local onde o ponto é escolhido para fazer a leitura de chegada da onda influencia diretamente no resultado final do tempo de propagação. Se os pontos forem escolhidos apenas na matriz a velocidade de propagação da onda será igual à velocidade de propagação da própria matriz. Já se os pontos escolhidos passarem por regiões muito porosas, isso aumentará o tempo de propagação da onda ou será nulo se o ponto escolhido estiver no interior de um poro.

Pode-se concluir que o modelo numérico desenvolvido neste trabalho apresentou uma performance satisfatória na simulação das velocidades de propagação das ondas P e S em amostras reais de arenitos e carbonatos, tendo seu desempenho sido superior ao método proposto por Apolinário (2016).

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se aplicar o método aqui proposto para um maior número de amostras, de modo a ter uma maior representatividade estatística dos resultados. Adicionalmente, recomenda-se aplicar o método no caso de amostras saturadas com outros tipos de fluido.

## REFERÊNCIAS

AHR, W.M. (2008). **Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks**. Ed. Willey, EUA.

APOLINÁRIO, F. O. (2016). **Influência da saturação fluida nas propriedades elásticas de rochas carbonáticas**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande.

ASSEFA, S.; MCCANN, C.; SOTHCOTT, J. (2003). **Velocities of compressional and shear waves in limestones**. n. May 2001, p. 1–13,.

CARDONA, R.; BATZLE, M; DAVIS, T.L. (2013). **Shear wave velocity dependence on fluid saturation**. Department of Geophysics, Colorado School of Mines.

CHOQUETTE, P. W., and PRAY, L. C. (1970). **“Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates”**, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 54, p. 207-244.

DVORKIN, J.; DERZHI, N.; DIAZ, E.; FANG, Q. (2011). **Relevance of computational rock physics**. Geophysics, vol. 76, nº 5.

ELISSON JR., S.P. (1958). Origin of porosity and permeability, Lecture Notes, University of Texas at Austin, EUA.

FORD, T.D & PEDLEY, H.M. (1996). **A review of tufa and travertine deposits of the world**. Earth-Science Reviews 41, p. 117-175.

FOLK, R.L. (1994). **Interaction between bacteria, nanobacteria and mineral precipitation in hot springs of Central Italy**. Geogr. Phys. Quaternaire, 48. p 233-246.

GOMES, L.G. (2002). **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará.

HIBBLER, R. C. **Resistência dos Materiais**. (2010). Trad. Marques. 7. Edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 637p.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. (2009). **Geofísica de Exploração**. Trad. Maria. São Paulo: Oficina de Textos, 438p.

KNACKSTEDT, M.A.; LATHAM, S.; MADADI, M.; SHEPPARD, A.; VARSLOT, T.; ARNS, C. (2009). **Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to acoustic flow properties**. The Leading Edge, January.

MAVKO, G.; MUKERJ, T.; DVORKING, J. (2003). **“The rock physics Handbook: tools for seismic analysis in porous media”**. 2nd. Edition. New York: Cambridge University Press, 522p.

MEDEIROS, L.C.; SOARES, J.A. (2012). **Petrofísica Computacional Aplicada**. V Simpósio Brasileiro de Geofísica, Rio de Janeiro.

MEDEIROS, L.C.; SOARES, J.A.; PORTO, A.L. (2012). **Permoporosidade computacional de rochas da bacia do Rio do Peixe**. V Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador.

MIRANDA, et. al. (2013). **Notas de aula para as disciplinas básicas de Geofísica**. Fundamentos de Geofísica. Lisboa.

POPP, J. H. **Geologia Geral**. (2009). 5. Edição. Rio de Janeiro: LTC, 376p.

POPP, J. H. **Geologia Geral**. (2012). 6. Edição. Rio de Janeiro: LTC, 309p.

PORTO, A. L. (2015). **Estimação de Propriedades Petrofísicas de Rochas Sedimentares a Partir de Imagens Microtomográficas de Raios X**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. (2006). **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência, 808p.

Sharma, P. V. (1997). **Environmental and engineering geophysics**. Cambridge university press.

SILVA, I. T. (2007). **Faciologia, diagênese e propriedades petrofísicas da Formação Jandaíra – Porção Oeste da Bacia Potiguar**. Relatório de graduação, Natal (RN).

SUGUIO, K. (2009). **Geologia Sedimentar**. 3. reimpressão. São Paulo: Blucher. 400p.

TABOSA, L.D.G. (2016). **Atenuação elástica das rochas da Bacia do Rio do Peixe**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Campina Grande.

TROVÃO, A.A.F.; FIGUEIREDO, J.J.S.; SOARES, J.A. (2015). **Análise de teorias de substituição de fluidos em afloramentos oriundos do nordeste brasileiro: uma abordagem petrofísica e ultrassônica**. XIV Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro.

WANG, Z. (1988). **Wave velocities in hydrocarbons and hydrocarbon-saturated rocks – with applications to EOR monitoring**. Tese de doutorado, Stanford University, EUA.

WICANDER, R. MONROE, J. S. (2009). **Fundamentos de Geologia**. 1 ed. São Paulo: Cengage Learning.

ZHANG, S.; SAXENA, S.; BARTHELEMY, P.; MARSH, M.; MAVKO, G.; MUKERJI, T. (2011a). **Poromechanics investigation at pore-scale using digital rock physics laboratory**. COMSOL Conference.

ZHANG, S.; KLIMENTIDIS, R.E.; BARTHELEMY, P. (2011b). **Porosity and permeability analysis on nanoscale FIB-SEM 3D imaging of shale rock**. SCA Symposium.

## **ANEXO**

### **Instruções de Modelagem**

#### **NEW**

1 Na seção *New*, clique em “*Model Wizard*”

#### **MODEL WIZARD**

1 Na seção *Model Wizard*, clique em 3D.

2 Selecione a seção “*Structural Mechanics>Solid Mechanics (solid)*”.

3 Selecione o estudo no domínio do tempo (*time dependent*).

#### **GLOBAL DEFINITIONS**

#### **PARÂMETROS**

1 Clique em “*Parameters*”.

2 Adicione os parâmetros da carga.

#### **DEFINITIONS**

Piecewise 1

1 Clique em *Functions>Local>Piecewise*.

2 Adicione a função de propagação da carga em função do tempo.

#### **GEOMETRY**

1 Clique em *Mesh1>Import*

2 Enter the material parameters.

## **SOLID MECHANICS**

### **LINEAR ELASTIC MATERIAL 1**

- 1 From the K list, choose From Material.
- 2 From the G list, choose From Material.
- 3 From the  $\rho$  list, choose From Material.

### **SYMMETRY 1**

- 1 Adicione a fronteira "Symmetry 1"
- 2 Selecione as fronteiras desejadas.

### **BOUNDARY LOAD 1**

- 1 Adicione a fronteira "Boundary Load".
- 2 Selecione a fronteira desejada.
- 3 Especifique o vetor que define a propagação da carga.

### **LOW-REFLECTING BOUNDARY 1**

- 1 Adicione a fronteira "Low-reflecting boundary".
- 2 Selecione as fronteiras desejadas.

### **STUDY 1**

#### **STEP 1: TIME DEPENDENT**

- 1 Clique em "Step 1: Time Dependent".
- 2 Selecione o intervalo de tempo de estudo.

**SOLUTION 1 (SOL1)**

1 Clique em “Show Default Solver”.

2 Em Study 1>Solver Configurations>Solution 1 (sol1), clique em Time-Dependent Solver 1.

3 Expanda a seção “Time stepping”. Em “Amplification for high frequency”, digite 0.5. Esta mudança irá auxiliar na solução transiente.

4 Clique em “Compute”.