

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E GESTÃO DE
RECURSOS NATURAIS**

JULIANA TARGINO BATISTA

**SIMULAÇÃO DE PROPRIEDADES MULTIFÍSICAS EM MODELOS
DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES COM ANÁLISE DAS VARIÁVEIS QUE
AFETAM ESSAS PROPRIEDADES.**

CAMPINA GRANDE

2024

JULIANA TARGINO BATISTA

**SIMULAÇÃO DE PROPRIEDADES MULTIFÍSICAS EM MODELOS
DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES COM ANÁLISE DAS VARIÁVEIS QUE
AFETAM ESSAS PROPRIEDADES.**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Gestão de Recursos Naturais da Universidade Federal de Campina Grande, como parte obrigatória para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Recursos Naturais.

Orientador: Prof. Dr. José Agnelo Soares

CAMPINA GRANDE

2024

B333s

Batista, Juliana Targino.

Simulação de propriedades multifísicas em modelos digitais de rochas sedimentares com análise das variáveis que afetam essas propriedades / Juliana Targino Batista. – Campina Grande, 2024.

187 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia e Gestão de Recursos Naturais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2024.

"Orientação: Prof. Dr. José Agnelo Soares".

Referências.

1. Geociências. 3. Método dos Elementos Finitos. 3. Geomecânica. 4. Elastodinâmica. 5. Equação de Archie. 6. Microtomografia. 7. Rochas Sedimentares. I. Soares, José Agnelo. II. Título.

CDU 55(043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA E GESTAO DE RECURSOS NATURAIS
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

FOLHA DE ASSINATURA PARA TESES E DISSERTAÇÕES

Juliana Targino Batista

“Simulação de Propriedades Multifísicas em Modelos Digitais de Rochas Sedimentares”

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Gestão de Recursos Naturais como pré-requisito para obtenção do título de Doutor(a) Engenharia e Gestão de Recursos Naturais.

Aprovada em: 26/04/2024

Dr.(a.) **José Agnelo Soares/PPGEGRN** (Orientador PPGEGRN).

Dr.(a.) **Patrícia Hermínio Cunha Feitosa/PPGEGRN**(Examinador Interno).

Dr.(a.) **Madson Tavares Silva/PPGEGRN** (Examinador Interno).

Dr.(a.) **Guilherme Fernandes Vasquez/PETROBRÁS** (Examinador Externo).

Dr.(a.) **Igor Fernandes Gomes/UFPE** (Examinador Externo).



Documento assinado eletronicamente por **JOSE AGNELO SOARES, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 29/04/2024, às 17:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **MADSON TAVARES SILVA, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 09/05/2024, às 09:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **PATRICIA HERMINIO CUNHA FEITOSA, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 09/05/2024, às 10:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **IGOR FERNANDES GOMES, Usuário Externo**, em 09/05/2024, às 10:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Fernandes Vasquez, Usuário Externo**, em 09/05/2024, às 17:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **4358941** e o código CRC **E28DADAC**.

Dedico este trabalho à minha mãe
Jozeilza, aos meus irmãos Pedro e
Poliana e a Sebastiana (*in memoriam*).

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me guiado até aqui, com força e sabedoria para entender que quando confiamos no propósito suportamos o processo.

Aos membros da banca examinadora por aceitarem fazer parte da conclusão dessa etapa e contribuírem com sugestões construtivas para este trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro fornecido à esta pesquisa.

Ao orientador, Prof. Dr. José Agnelo Soares, pelo empenho dedicado à elaboração deste trabalho. Sou muita grata por ter tido o apoio e incentivo de um excelente mestre durante a minha trajetória acadêmica.

Ao Laboratório de Petrofísica da UFCG pelo fornecimento de dados e apoio para execução deste projeto. Aos amigos que por lá passaram e que compartilhamos momentos e aprendizados.

Ao Programa de Engenharia e Gestão de Recursos Naturais-UFCG por toda estrutura e auxílio no decorrer desta pesquisa.

À minha protetora e avó Sebastiana (*in memoriam*) uma mulher guerreira, forte e muito sabia. Vou sempre levar a senhora no meu coração. A sua perda foi uma das coisas mais difíceis que aconteceu ao longo desse processo, mas fez com que eu valorizasse o tempo que tenho junto as meus. Aos meus avôs, Antônio (*in memoriam*) e Francisco (*in memoriam*) por serem parte tão importante da minha história, tenho muita admiração e orgulho.

Aos meus irmãos Pedro e Poliana, meus parceiros de vida e minha melhor torcida a todo instante, em cada pequena coisa que me proponho a realizar.

À minha mãe, Jozeilza, meu maior exemplo nessa vida e a minha maior fonte de força. Nas incontáveis vezes que pensei em desistir ao longo do processo, ela me ajudou a reorganizar os pensamentos e voltar mais forte. Obrigada Mainha por tudo que a senhora fez e faz por mim. Cada conquista minha será sempre pra vocês.

Meus sinceros agradecimentos a todos que direta, ou indiretamente me incentivaram e me fizeram crescer, pessoalmente e profissionalmente.

SIMULAÇÃO DE PROPRIEDADES MULTIFÍSICAS EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS SEDIMENTARES COM ANÁLISE DAS VARIÁVEIS QUE AFETAM ESSAS PROPRIEDADES.

RESUMO

As propriedades físicas mais utilizadas na prospecção e gerenciamento de reservatórios de hidrocarbonetos são as propriedades elásticas e elétricas. A fim de entender como essas propriedades são afetadas pelos tipos de poros e sua interconectividade, esta pesquisa se propõe a simular, através do método de elementos finitos, essas propriedades em modelos digitais de rocha obtidos por microtomografia de raios-X. Os resultados das simulações são analisados pelo método estatístico da regressão do tipo linear *piecewise*. As simulações elétricas demonstraram como a porosidade dos macroporos e dos microporos, além de suas interconectividades, influenciam nas propriedades elétricas de rochas carbonáticas e arenosas e, conseqüentemente, nos expoentes m e n da equação de Archie. De modo geral o expoente de cimentação (m) é diretamente proporcional à fração volumétrica das fases microporosas e inversamente proporcional à conectividade dos macroporos. Os resultados indicam que há uma relação direta do expoente de saturação (n) com a interconectividade da fase microporosa, mas uma relação ambígua com a porosidade dos macroporos, com sua interconectividade e com a fração volumétrica da fase microporosa. As propriedades elastodinâmicas simuladas apresentam relação inversa com a fração volumétrica da fase microporosa e com a porosidade dos macroporos. A variável de maior influência sobre os módulos estáticos é a fração volumétrica da fase microporosa. Finalmente, os módulos elastodinâmicos simulados numericamente apresentam valores maiores do que os seus correspondentes estáticos, conforme relatado na literatura para experimentos convencionais. O método desenvolvido nesta pesquisa pode ser aplicado para outros tipos de rochas e análise de como os tipos de poros e suas topologias afetam as propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas e siliciclásticas oferece um recurso adicional inédito para o aproveitamento de recursos naturais subterrâneos pela sociedade, com maior eficiência e menor custo ambiental.

Palavras-Chave: Método dos elementos finitos, Geomecânica, Elastodinâmica, de Archie, Microtomografia.

SIMULATION OF MULTIPHYSICAL PROPERTIES IN DIGITAL MODELS OF SEDIMENTARY ROCKS WITH ANALYSIS OF THE VARIABLES THAT AFFECT THESE PROPERTIES.

ABSTRACT

The physical properties most used in the prospecting and management of hydrocarbon reservoirs are elastic and electrical properties. In order to understand how these properties are affected by pore types and their interconnectivity, this research aims to simulate, using the finite element method, these properties in digital rock models obtained by X-ray microtomography. The simulation results are analyzed using the statistical method of piecewise linear regression. Electrical simulations demonstrated how the porosity of macropores and micropores, as well as their interconnectivities, influence the electrical properties of carbonate and sandy rocks, and consequently, the exponents m and n of the Archie equation. Generally, the cementation exponent (m) is directly proportional to the volumetric fraction of microporous phases and inversely proportional to the connectivity of macropores. The results indicate that there is a direct relationship between the saturation exponent (n) and the interconnectivity of the microporous phase, but an ambiguous relationship with the porosity of macropores, their interconnectivity, and the volumetric fraction of the microporous phase. Simulated elastodynamic properties show an inverse relationship with the volumetric fraction of the microporous phase and the porosity of macropores. The variable with the greatest influence on static moduli is the volumetric fraction of the microporous phase. Finally, numerically simulated elastodynamic moduli exhibit higher values than their corresponding static values, as reported in the literature for conventional experiments. The method developed in this research can be applied to other types of rocks, and analysis of how pore types and their topologies affect the petrophysical properties of carbonate and siliciclastic rocks offers a novel approach for the exploitation of underground natural resources by society, with greater efficiency and lower environmental cost.

Keywords: Finite Element Method, Geomechanics, Elastodynamics, Archie's Equation, Microtomography.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estado de tensão tridimensional do cubo (Aadnoy & Looyeh, 2011).	40
Figura 2 - Diagrama típico de tensão-deformação de um corpo sólido (Modificado de Kearey et al., 2009).....	42
Figura 3 - Compressão hidrostática (Modificado de Kearey et al., 2009).....	45
Figura 4 - Ilustração do cisalhamento simples (Modificado de Kearey et al., 2009).	45
Figura 5 - Propagação e deformação associadas a ondas P (a); e ondas S (b) (Kearey et al., 2002).	47
Figura 6 - Comparação de rochas com porosidade de 22% e diferentes tipos de poros (Modificado de Erbeli et al., 2003).	53
Figura 7 - Classificação de argilas em arenito argiloso (Modificado de Nie et al., 2021).	61
Figura 8 - Distribuição da argila da matriz: a) argila estrutural e b) argila em camada. Modificado de Nie et al. (2021).	62
Figura 9 - Relações entre V_p e V_s e porcentagem de argila para arenito argiloso estrutural (subscrito s) e em camadas (subscrito l). As cores vermelho, azul e verde representam porosidade de 5%, 15% e 25%, respectivamente. As linhas sólidas e tracejadas com cores diferentes representam a velocidade das ondas P e S da argila estrutural para porosidades diferentes, respectivamente. As linhas pontilhadas e tracejadas representam a velocidade da onda P-ans S do arenito argiloso estratificado (Modificado de Nie et al., 2021).....	64
Figura 10 - As relações entre a velocidade da onda P saturada de água e o teor de argila cimentada e dispersa (Modificado de Nie et al., 2021).....	65
Figura 11 - Influência da litologia na relação entre módulo bulk dinâmico e estático (Modificado de Wolhart, 1992).....	68
Figura 12 - Frequências típicas e taxas de deformação para tipos de ondas comuns. A seta indica a taxa de deformação de um teste típico de laboratório de mecânica de rochas (Modificado de Fjaer, 2018).	70
Figura 13 - Ilustração esquemática das condições de drenagem. P_c é a pressão confinante e P_f é a pressão de poros (Modificado de Wang, 2020).....	73
Figura 14 - Curvas tensão-deformação para uma amostra de arenito (Dillon et al., 1995).	76

Figura 15 - Relação entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos para todas as amostras (Dillon <i>et al.</i> , 1995).....	77
Figura 16 - Fluxograma das principais metodologias aplicadas no presente trabalho.	78
Figura 17 - Imagens microtomográficas registradas nas amostras de rocha analisadas.....	80
Figura 18 - a) Amostra AC_12; b) Microamostra retirada da "moeda" de rocha para imageamento por MicroCT; c) Dimensão da Microamostra de rocha (LMPT, 2016).	83
Figura 19 - Processo de aquisição de dados de microCT (Moraes, 2021).....	84
Figura 20 - Exemplo da extração do subvolume a ser segmentado.....	86
Figura 21 - Visualização da subamostra segmentada. As cores indicam os domínios definidos: poro (vermelho), fase intermediária (azul claro) e matriz (verde);.....	87
Figura 22 - Exemplo da pré-visualização da malha	88
Figura 23 - Malha gerada com os elementos tetragonais.....	88
Figura 24 - Fluxograma destacando os principais passos realizados para a simulação das propriedades elétricas.....	90
Figura 25 - Variação de pressão gerada pela passagem da onda simulada no COMSOL Multiphysics (Apolinário, 2016).....	96
Figura 26 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para Vp dinâmica. para a amostra A7	97
Figura 27 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para Vs dinâmica para a amostra A7	97
Figura 28 - Descrição das condições de contorno definidas para a simulação do teste triaxial - malha da amostra A4.....	100
Figura 29 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para $K_{estático}$ para a amostra CR2	102
Figura 30 - Modelos digitais de rocha identificando os três domínios: matriz mineral (vermelho), macroporos (azul) e fase microporosa (verde).	103
Figura 31 - Propagação numérica do campo elétrico nos modelos digitais de rocha saturados com água. As cores indicam valores de potencial elétrico (azul = 0 V, vermelho = 12 V).	104
Figura 32 - Fração volumétrica dos macroporos e da fase microporosa nos MDRs.	105
Figura 33 - Índices de conectividade dos macroporos e da fase microporosa	106

Figura 34 - Valores estimados para os coeficientes de cimentação e de saturação através da simulação numérica da propagação do campo elétrico em modelos digitais de rocha.....	107
Figura 35 - Relação entre a resistividade da rocha saturada com óleo e a fração volumétrica da fase microporosa das rochas analisadas.....	108
Figura 36 - Expoente de cimentação calculado a partir das equações de Archie e Simandoux. Para o cálculo utilizando Simandoux temos duas curvas, uma considerando apenas a macroporosidade e uma considerando a porosidade total.	110
Figura 37 - Fração volumétrica da fase microporosa para as amostras analisadas.	110
Figura 38 - Crossplot entre os valores do expoente m resultantes da simulação numérica (m_{MDR}) e os estimados pela função de regressão ($m_{eq.9}$).	112
Figura 39 - Crossplot entre os valores do expoente n resultantes da simulação numérica (n_{MDR}) e os estimados pela função de regressão ($n_{eq.9}$).....	114
Figura 40 - Modelo usado na simulação elastodinâmica identificando os três domínios: matriz mineral (vermelho a laranja), macroporos (azul escuro) e fase microporosa (azul escuro). As cores indicam valores de velocidade da onda P (azul escuro = 340m/s, vermelho escuro= 7350 m/s).	115
Figura 41 - Gradiente de deformação na componente Z (vertical). As cores indicam a variação do gradiente de deformação sendo o valor mínimo igual a $-10,86E7$ representado pela coloração azul. E valor máximo de $8.75E7$ representado pela coloração vermelha	116
Figura 42 - a) V_p (m/s) simulado considerando o valor médio do histograma; b) V_p (m/s) simulado considerando o valor máximo do histograma	118
Figura 43 - a) V_s (m/s) simulado considerando o valor médio do histograma; b) V_s (m/s) simulado considerando o valor máximo do histograma	119
Figura 44 - Densidade total das amostras investigadas.....	120
Figura 45 - Gráfico da Porosidade computacional versus a porosidade experimental.	121
Figura 46 - a) V_p simulada versus porosidade total; b) V_s simulada versus porosidade total.	123
Figura 47 - a) V_p simulada versus fase microporosa; b) V_s simulada versus fase microporosa;.....	124

Figura 48 - $K_{\text{dinâmico}}$ simulado considerando o valor médio do histograma;	125
Figura 49 - $G_{\text{dinâmico}}$ simulado considerando o valor médio do histograma;	125
Figura 50 - $E_{\text{dinâmico}}$ simulado considerando o valor médio do histograma; b) $E_{\text{dinâmico}}$ simulado considerando o valor máximo do histograma	126
Figura 51 - $K_{\text{estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma	127
Figura 52 - $G_{\text{estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma	127
Figura 53 - $E_{\text{estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma	128
Figura 54 - $K_{\text{estático}}$ versus porosidade total.	129
Figura 55 - $G_{\text{estático}}$ versus porosidade total.....	129
Figura 56 - $E_{\text{estático}}$ versus porosidade total.	130
Figura 57 - Crossplot entre os valores do índice de V_p resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	134
Figura 58 - Crossplot entre os valores do índice de V_s resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	134
Figura 59 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	135
Figura 60 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	135
Figura 61 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	136
Figura 62 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	137
Figura 63 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.....	138
Figura 64 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão	139
Figura 65 - Módulos volumétricos estáticos e dinâmicos simulados numericamente.	140
Figura 66 - Módulos de cisalhamento estáticos e dinâmicos simulados numericamente	141
Figura 67 - Módulos de elasticidade estáticos e dinâmicos simulados numericamente	141
Figura 68 - Equipamentos utilizados na preparação das amostras. (A) Serra; (B) Plugadeira de bancada; (C) Retificadora. Fonte: Batista (2016).	159

Figura 69 - Equipamento Ultraporoperm 500® utilizado na medição da porosidade e densidade de grãos e total. Fonte: Batista (2016).	159
Figura 70 - Sistema Autolab 500 presente no LabPetro -UFCG.	160
Figura 71 - Crossplot entre os valores do índice de V_p resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de óleo.....	161
Figura 72 - Crossplot entre os valores do índice de V_p resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de água.....	161
Figura 73 - Crossplot entre os valores do índice de V_s resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de óleo.....	162
Figura 74 - Crossplot entre os valores do índice de V_s resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de água.....	162
Figura 75 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.....	163
Figura 76 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.....	163
Figura 77 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.....	164
Figura 78 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.....	164
Figura 79 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.....	165
Figura 80 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{dinâmico}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.....	165

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores de módulos de elasticidade estáticos.....	43
Tabela 2 - Relações entre os parâmetros elásticos.....	48
Tabela 3 - Identificação das amostras de rocha analisadas nesta pesquisa	79
Tabela 4 - Propriedades elétricas adotadas nas simulações numéricas.	91
Tabela 5 - Parametro de entrada das fases poro, intermediária e matriz da rocha	95
Tabela 6 - Equações provenientes do banco de dados BDCE	99
Tabela 7 - Parâmetros de entrada do modelo (Adaptado da área de trabalho do COMSOL Multiphysics).....	101
Tabela 8 - Exemplo de propriedades de entrada das fases (Poro, FI e Matriz). As nomenclaturas definidas pelo software foram mantidas	101
Tabela 9 - Dados de entrada dos módulos da matriz e da fase microporosa. Fonte: BDCE.....	101
Tabela 10 - Expoentes de cimentação calculados a partir da adoção dos modelos de Archie e Simandoux (considerando apenas a porosidade dos macroporos e a porosidade total), além da fração volumétrica da fase microporosa e da razão entre as porosidades dos macroporos e total.	109
Tabela 11 - Coeficientes de regressão para $m < 3,8$	111
Tabela 12 - Coeficientes de regressão para $m > 3,8$	111
Tabela 13 - Coeficientes de regressão para $n < 2,6$	113
Tabela 14 - Coeficientes de regressão para $n > 2,6$	113
Tabela 15 - Exemplo de índices calculados para as variáveis do conjunto de amostras secas.	131
Tabela 16 - Coeficientes das variáveis estimadas para cada cenário de saturação fluida.....	132
Tabela 17 - Coeficientes de regressão para $K_{estático}$	136
Tabela 18 - Coeficientes de regressão para $G_{estático}$	138
Tabela 19 - Coeficientes de regressão para $E_{estático}$	139

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

F	Fator de Formação
R_o	Resistividade da rocha saturada com fluido condutor;
R_w	Resistividade do fluido condutor;
a	Fator de tortuosidade;
m	Expoente de cimentação;
n	Expoente de saturação;
σ	Tensão;
F	Força;
A	Área;
ε	Deformação;
Δl	Dimensão deformada;
l_0	Dimensão inicial;
τ	Tensão de cisalhamento;
V_p	Velocidade da onda elástica P;
V_s	Velocidade da onda elástica S;
\emptyset	Porosidade;
V_v	Volume de vazios;
V_t	Volume total (partículas sólidas + vazios);
ρ	Densidade
ρ_i	Densidade do componente;
V_i	Fração volumétrica do componente i;
ρ_{ma}	Densidade da matriz mineral;
ρ_{fl}	Densidade do fluido;

S_w	Saturação de água;
$S_{\text{óleo}}$	Saturação de óleo;
$S_{\text{gás}}$	Saturação de gás;
ϵ_{radial}	Deformação radial;
ϵ_{axial}	Deformação axial;
E	Módulo de Elasticidade;
$E_{\text{Estático}}$	Módulo de Elasticidade estático;
$E_{\text{Dinâmico}}$	Módulo de Elasticidade dinâmico;
ν	Razão de Poisson;
K	Módulo de incompressibilidade, módulo volumétrico ou módulo <i>bulk</i> ;
$K_{\text{Estático}}$	Módulo de incompressibilidade estático;
$K_{\text{Dinâmico}}$	Módulo de incompressibilidade dinâmico;
P	Tensão volumétrica;
ΔV	Variação de volume;
V	Volume original;
θ	Deformação angular;
G	Módulo de cisalhamento;
$G_{\text{Estático}}$	Módulo de cisalhamento estático;
$G_{\text{Dinâmico}}$	Módulo de cisalhamento dinâmico;
λ	Primeiro parâmetro de Lamé;
P	Ondas compressoriais, longitudinais ou primárias;
S	Ondas de cisalhamento, transversais ou secundárias;
μCT	Microtomografia de raios X;
R^2	Coeficiente de Determinação;

μm	Micrômetro;
DRP	<i>Digital Rock Physics</i> ;
$\dot{\epsilon}$	Amplitude;
ϵ_0	Amplitude de deformação;
M_{st}	Rigidez estática;
M_{dyn}	Rigidez dinâmica;
f_i	Fração volumétrica de cada constituinte;
M_i	Rigidez elástica de cada componente;
K_{fr}	Modulo volumétrico sob condição drenada;
G_{fr}	Modulo de cisalhamento sob condição drenada;
K_f	Modulo volumétrico do fluido;
K_s	Modulo volumétrico da matriz rochosa;
T	Tensão;
J	Densidade de corrente;
L	Comprimento da amostra de rocha;
ICP	Índice de conectividade dos macroporos;
NEP	Número de Euler dos macroporos;
ICFI	Índice de conectividade domínio microporoso;
NEFI	Número de Euler do domínio microporoso;
FI	Fração volumétrica da fase microporosa;
ASTM	Sociedade Americana de Testes e Materiais;
ISRM	Sociedade Internacional de Mecânica das Rochas;
F_{res}	Força vertical resultante na amostra;
<i>intop1</i>	Operador de integração;

IV	Índice da variável considerada para uma dada amostra;
V	Valor da variável para aquela amostra;
V_{max}	Valores máximo da variável no conjunto de amostras;
V_{min}	Valores mínimo da variável no conjunto de amostras;
Var	Variável que se deseja estimar;
\emptyset_{macro}	Porosidade dos macroporos;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	20
1.1	Objetivos.....	22
1.2	Organização da Tese	22
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	24
3	FUDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	33
3.1	Propriedades Elétricas.....	33
3.2	Propriedades Elásticas	38
3.2.1	Velocidades elásticas das rochas.....	46
3.3	Variáveis que influenciam nas propriedades investigadas.....	49
3.3.1	Efeito da Porosidade.....	49
3.3.2	Efeito da composição mineral.....	54
3.3.3	Efeito das tensões.....	56
3.3.4	Densidade	58
3.3.5	Efeito da Saturação	59
3.3.6	Efeito da Argilosidade.....	61
3.3.7	Efeito da amplitude de deformações	65
3.3.8	Relação entre módulos elásticos estáticos e dinâmicos	66
4	METODOLOGIA.....	78
4.1	Seleção de amostras	79
4.2	Petrofísica Básica.....	80
4.2.1	Seleção e preparação das amostras.....	80
4.2.2	Ensaio de porosidade e de densidade de grãos.....	81
4.2.3	Ensaio elastodinâmico.....	82
4.3	Petrofísica computacional	82
4.3.1	Microtomografia de raios – X (MicroCT).....	83
4.3.2	Geração da Malha.....	85
4.3.3	Porosidade.....	89
4.3.4	Simulação das Propriedades Elétricas.....	90
4.3.5	Simulação das Propriedades Elastodinâmicas.....	95
4.3.6	Simulação dos módulos elásticos estáticos.....	98
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	103

5.1 Simulação das Propriedades Elétricas	103
5.1.1 Análise estatística dos dados elétricos	111
5.2 Simulação das Propriedades Elásticas.....	114
5.2.1 Análise estatística dos dados elastodinâmicos e geomecânicos	130
6 CONCLUSÕES.....	143
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	146
ANEXO A	159
APÊNDICE I	161
APÊNDICE II	166

1 INTRODUÇÃO

As propriedades físicas das rochas são normalmente investigadas em levantamentos geofísicos que visam prospectar, dimensionar e monitorar o desenvolvimento de reservatórios de hidrocarbonetos e de água, além de depósitos minerais de interesse econômico.

As propriedades físicas mais comumente utilizadas para esse fim são as propriedades elásticas e elétricas. O mapeamento das propriedades elásticas se dá através do método sísmico, o qual permite investigar a arquitetura deposicional dos depósitos e até mesmo avaliar indicadores diretos do tipo de fluido presente em potenciais estruturas acumuladoras. Já as propriedades elétricas são fundamentais na avaliação qualitativa e quantitativa dos fluidos que saturam as rochas.

Convencionalmente, os módulos elásticos podem ser medidos através de dois métodos alternativos: o método estático, baseado na relação entre tensão e deformação registrada em ensaios triaxiais de mecânica de rochas; e o método dinâmico, baseado na medição das velocidades de propagação de ondas elásticas. O primeiro mais utilizado para operações de engenharia e o segundo na prospecção de reservatórios e depósitos de interesse econômico. Tanto os ensaios laboratoriais das propriedades elásticas quanto das propriedades elétricas são demorados e, no caso do ensaio estático, é destrutivo, portanto, não pode ser reproduzido em uma mesma amostra sob diversas condições ambientais (pressão, temperatura e saturação).

Nas últimas três décadas diversos autores (Simmons & Brace, 1965; Walsh, 1965; Cheng & Johnston, 1981; Jizba & Nur 1990; Martin & Haupt, 1994; Yale & Jamieson, 1994; Tutuncu *et al.*, 1998; Fjaer, 2009; Olsen *et al.*, 2008; Fjaer, 2018; Davarpanah *et al.*, 2020; Zhao *et al.*, 2020; Bian *et al.*, 2023) relataram que os módulos estáticos e dinâmicos de rochas geralmente divergem, com os módulos dinâmicos chegando a apresentar valores até dez vezes maiores que os seus correspondentes estáticos. Devido ao fato das deformações sofridas pelas rochas em estruturas de engenharia se aproximarem mais, em magnitude, daquelas observadas nos ensaios estáticos, estes são os módulos considerados para representar o comportamento mecânico das rochas em operações de engenharia tais como análise de estabilidade mecânica de poços, projetos de fraturamento

hidráulico, cálculo dos tipos ideais de brocas para perfuração e dos tipos ideais de revestimento de poços, dentre outras aplicações.

As medições dos módulos elásticos estáticos exigem a realização de custosos ensaios laboratoriais, enquanto que os módulos dinâmicos podem ser obtidos a partir de dados de perfilagem de poços e/ou de dados sísmicos registrados *in situ* e amplamente disponíveis em áreas de exploração e produção de hidrocarbonetos. Dessa forma, busca-se entender os mecanismos que controlam a medição dos módulos elásticos pelos dois métodos com o objetivo de estimar os módulos estáticos a partir dos correspondentes módulos dinâmicos.

A quantificação da saturação fluida de rochas sedimentares é realizada principalmente através da equação de Archie (1942) a qual relaciona a resistividade elétrica de uma rocha saturada com a resistividade do fluido e a porosidade da rocha. Essa equação contém expoentes que precisam ser calibrados para cada tipo específico de rocha. Com os valores desses expoentes a saturação de fluidos da rocha pode ser quantificada, um parâmetro essencial para o cálculo de reservas.

A fim de contornar essas dificuldades e entender as variáveis que afetam essas propriedades em escala microscópica, esta pesquisa se propõe a simular numericamente essas propriedades petrofísicas a partir de modelos digitais de rocha obtidos por imageamento microtomográfico de fragmentos de rocha sedimentares reais. Teoricamente, esse procedimento de simulação numérica permite avaliar as propriedades multifísicas de uma rocha submetida a infinitas condições ambientais, além de investigar várias propriedades sob as mesmas condições, o que é impossível nos ensaios convencionais.

O método desenvolvido nesta pesquisa pode ser aplicado para outros tipos de rochas e análise de como os tipos de poros e suas topologias afetam as propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas e siliciclásticas oferecendo um recurso adicional inédito para o aproveitamento de recursos naturais subterrâneos pela sociedade, com maior eficiência e menor custo ambiental.

1.1 Objetivos

O objetivo principal do presente trabalho é calcular parâmetros importantes para a caracterização de reservatórios de petróleo através da simulação computacional de propriedades petrofísicas a partir de modelos digitais de rochas (DRP).

A tese tem como objetivos específicos:

1. Quantificar o efeito da porosidade dos macroporos e da fração microporosa sobre as propriedades estáticas e elastodinâmicas das rochas sedimentares a partir de simulações computacionais;
2. Analisar a conectividade do sistema poroso através de caracterização de imagens de MicroCT e seu efeito nas propriedades elétricas das rochas sedimentares.
3. Comparar os resultados numéricos com os dados experimentais e/ou dados reportados na literatura.

1.2 Organização da Tese

O capítulo 1 apresenta a introdução sobre a problemática a ser estudada, bem como os desafios associados a essa problemática, destacando os principais objetivos da presente pesquisa.

O capítulo 2 consiste em apresentar a revisão de literatura, considerando o estado da arte de técnicas aplicadas neste trabalho.

O capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica que dá suporte aos métodos aplicados nesta pesquisa.

O capítulo 4 apresenta uma descrição das metodologias adotadas para a simulação das propriedades elásticas e elétricas das rochas sedimentares. Abrange brevemente os procedimentos experimentais, técnicas computacionais e principais softwares utilizados na modelagem das propriedades multifísicas de rochas.

O capítulo 5 apresenta as análises dos resultados obtidos bem como suas discussões.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

Por fim são apresentados dois apêndices, o primeiro contendo os resultados detalhados da análise estatística dos dados elastodinâmicos e geomecânicos e o segundo apresenta o artigo publicado.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Jizba & Nur (1990) observaram que os módulos elásticos dinâmicos das rochas a baixas pressões são significativamente maiores do que os seus correspondentes estáticos. Segundo estes autores a dependência dos módulos com a pressão sugere que os módulos dinâmicos e estáticos mostram diferentes sensibilidades a microfissuras.

Tutuncu *et al.* (1992) consideram que as microfissuras são contatos intergranulares de grande extensão lateral e pequena espessura, sendo cada contato constituído por vários pontos de aspereza. À baixa pressão o número desses contatos ásperos é pequeno, por esta razão os módulos também são pequenos se comparados com os módulos obtidos a alta pressão. Essa variação dos módulos com a pressão é mais importante no caso dos módulos estáticos, pois a amplitude de deslocamento das partículas é muito maior do que no caso dos módulos dinâmicos.

Bloch *et al.* (1994) realizaram ensaios estáticos e dinâmicos simultâneos em vinte e oito amostras de arenito. Os resultados indicaram que os módulos estáticos e dinâmicos são diferentes mesmo quando as medidas são realizadas simultaneamente, com as amostras submetidas às mesmas condições de pressurização e saturação.

Dillon *et al.* (1995) realizaram ensaios estáticos e dinâmicos simultâneos em 65 amostras de arenitos, calcários e folhelhos oriundos de seis diferentes bacias sedimentares brasileiras, gerando um banco de dados com o registro dos módulos obtidos sob diversos estados de tensão para cada amostra. Os resultados alcançados mostraram que se pode obter uma função de regressão linear entre os correspondentes módulos estáticos e dinâmicos, com um coeficiente de determinação variando entre 0,75 e 0,91, exceto para a razão de Poisson, cujos valores estáticos e dinâmicos não apresentaram qualquer correlação ($R^2 = 0$).

Arns *et al.* (2002) usou o método de elementos finitos para calcular os parâmetros elásticos do arenito *Fontainebleau* com base na análise digital de rocha, onde os resultados da simulação numérica estão em excelente concordância com os dados experimentais disponíveis.

Baechle *et al.* (2009) mediram as velocidades elásticas de 38 amostras de calcário, sob as condições seca e saturada com água. Eles observaram que a razão VP/VS aumenta com a saturação de água e que rochas de menor resistência cisalhante exibem razões VP/VS mais elevadas. Amostras com maior quantidade de micro e macro poros tendem a apresentar menor resistência ao cisalhamento, enquanto que calcários recristalizados e de baixa porosidade tendem a apresentar um aumento da resistência ao cisalhamento com a saturação de água.

Martínez-Martínez *et al.* (2011) analisaram dez amostras de rochas carbonáticas com o objetivo de estimar o módulo de elasticidade estático a partir de propriedades dinâmicas. Os resultados indicaram uma pobre relação entre os módulos estáticos e dinâmicos para as rochas analisadas. Uma equação é proposta para fazer uma estimativa acurada do módulo estático a partir do módulo dinâmico e da atenuação da onda P. Como a atenuação da onda é altamente sensível à presença de descontinuidades nas rochas, a correlação pode ser útil para caracterizar as propriedades elásticas de rochas com fraturas, poros vulgares e/ou que tenham sofrido intemperização.

Li & Fjaer (2012) aplicaram um modelo de elementos discretos para simular o comportamento elástico estático e dinâmico de arenitos mal consolidados. Os resultados mostraram um aumento da diferença entre os módulos estáticos e dinâmicos à medida que se aproximava do ponto de fratura da rocha, indicando o efeito do microfissuramento no aumento dessa diferença.

De acordo com Pimienta *et al.* (2014) as velocidades das ondas P e S são similarmente afetadas pela adsorção de água, mas de maneira diferente em calcários e arenitos. Enquanto as propriedades elásticas dos carbonatos são quase insensíveis à humidade relativa, um forte enfraquecimento é observado nos arenitos, o qual é maior para amostras de maior porosidade. O enfraquecimento elástico parece ser resultante da adsorção de água nos contatos entre grãos, afetando mais as rochas com grãos maiores, enquanto que calcários bem cimentados são pouco afetados.

Santiago (2015) investigou a relação entre os módulos de elasticidade estático e dinâmico e a relacionou com diversas outras propriedades petrofísicas e de resistência mecânica para um conjunto de 34 amostras de arenitos e folhelhos da Bacia do Rio do Peixe. Os valores dos módulos de elasticidade dinâmicos foram de

até 6,5 vezes os seus correspondentes estáticos, sendo que essa diferença diminuiu naquelas amostras com maiores valores de módulo estático. Notou-se ainda que a diferença entre os módulos estáticos e dinâmicos foi maior para os folhelhos do que para os arenitos.

Apolinário (2016) simulou a propagação da onda P em modelos digitais de rochas, aplicando um algoritmo de elementos finitos para solução transiente da pressão acústica. Souza *et al.* (2017) aplicou um segundo algoritmo de elementos finitos que realiza a análise da propagação de ondas transitórias em maciços rochosos causadas pela aplicação de uma carga explosiva. Este algoritmo permite avaliar a velocidade da onda P (V_P), mas também a velocidade da onda S (V_S) em modelos digitais de rochas. Observa-se que os valores de V_P estimado computacionalmente por Sousa (2017) estiveram próximos dos valores de V_P medidas em laboratório. Além disso, os valores de V_S estimados por análise digital também foram muito próximo da média dos valores medidos de V_S .

Moraes & Soares (2017) desenvolveram um método de análise de estabilidade mecânica de poços adotando os módulos elásticos fornecidos por perfis geofísicos de poços e as relações com seus correspondentes estáticos descritas em Dillon *et al.* (1995) para rochas carbonáticas. Eles compararam os perfis de quebra esperados para a parede de um poço no campo de Caratinga, Bacia de Campos, com os registros medidos de variação do diâmetro do poço.

Coura (2018) investigou a qualidade dos contatos intergrãos a partir de imagens digitais de microCT de um conjunto de amostras de rochas carbonáticas e propôs modelos precisos para a predição das velocidades das ondas P e S a partir das porosidades dos macro e dos micro poros, além de um índice que expressa a qualidade dos contatos intergrãos.

Fjaer (2018) estudou as relações entre módulos elásticos estáticos e dinâmicos de rochas sedimentares. O estudo fornece uma revisão dos vários mecanismos que causam a diferença entre os módulos estáticos e dinâmicos. A relação entre eles é geralmente complexa e depende de diversas condições: o estado e histórico de tensões, diferentes condições de drenagem, dispersão (frequentemente associados aos efeitos do fluido dos poros), heterogeneidades e amplitude de deformação, são algumas das possíveis razões para esta discrepância, discutidas em detalhe nesse estudo.

Davarpanah *et al.* (2020) mostraram que existe uma relação entre os módulos elásticos estático e dinâmico para os diferentes tipos de rochas: ígneas, metamórficas e sedimentares. Nesse estudo, os autores propuseram novas relações, linear e não-linear para os módulos elásticos das rochas e os resultados confirmaram que existe uma forte correlação entre os módulos estático-dinâmico das espécimes rochosas estudadas. Destacam que para rochas ígneas a melhor correlação entre o módulo de elasticidade estático e dinâmico (E) foram as logarítmicas e de potência não linear; para rochas sedimentares a correlação linear é a mais indicada, já para rochas metamórficas a logarítmica não linear e correlação de potência são preferíveis.

Zhao *et al.* (2020) realizaram um estudo sistemático sobre as propriedades elásticas da rocha porosa fraturada baseada na análise digital de rochas. Nesse estudo é adotado o método de elementos finitos para investigar as propriedades elásticas da rocha. Os autores derivaram as constantes do meio em função das propriedades da largura da fratura e do módulo volumétrico da rocha. Os resultados permitem ter uma melhor compreensão sobre as correlações entre fratura, propriedades fluidas e elásticas de rochas reservatório.

Bian *et al.* (2023) realizaram experimentos para avaliação dos parâmetros estáticos e dinâmicos sob condições de carregamento distintas, com o objetivo de verificar o efeito da taxa de carregamento e amplitude de deformações nos módulos elásticos dinâmicos e estáticos em folhelhos betuminosos. Os autores observaram que a taxa de carregamento influencia pouco o módulo de elasticidade dinâmico, com uma taxa de alteração máxima de 0,8%, enquanto afeta significativamente, o módulo de elasticidade estático em 31,7%, no máximo. Na fase de carga ou descarga, quanto maior a tensão diferencial inicial (ou deformação), maior será o valor dinâmico do módulo de elasticidade. O módulo de elasticidade estático, por outro lado, apresenta correlação negativa significativa com a amplitude de tensão. Isso implica que quanto menor for a amplitude de deformação, maior será o módulo medido; quanto maior for amplitude de deformação, menor será o módulo. Observa-se ainda que para uma dada taxa de carregamento, quanto menor a tensão diferencial, menor a diferença entre os módulos elásticos dinâmicos e estáticos.

Ma *et al.* (2023) utilizaram o método de elementos finitos para simular o teste triaxial verdadeiro a partir de modelos digitais de rochas e avaliar os impactos dos fatores microescalares nas propriedades mecânicas das rochas. Os resultados simulados revelaram que os parâmetros dos poros e da garganta de poros mudaram abruptamente quando a deformação volumétrica do modelo de partícula está entre 1,08% e 1,57%. Destacam ainda que a forma como a argila está distribuída afeta a resistência da rocha, influenciando as cadeias de força formadas pelo esqueleto da rocha. Conclui-se que o fraturamento hidráulico é mais fácil quando o teor de argila estrutural é superior a 25%. Sendo mais fácil fraturar em uma direção paralelamente à argila laminada quando o teor de argila é inferior a 27%.

Archie (1942) em seu histórico artigo sobre a condução elétrica em arenitos limpos, formulou duas equações fundamentais para a determinação das propriedades elétricas das rochas. Esse estudo se tornou clássico para a interpretação de perfis geofísicos de poços, onde as propriedades físicas das rochas, obtidas das operações de perfilagem, podem ser correlacionadas com as propriedades petrofísicas e utilizadas na identificação e quantificação das reservas em subsuperfície.

Diversos autores relatam que o histórico de saturação, a molhabilidade, o teor de minerais argilosos e salinidade da salmora afetam o índice de resistividade da rocha (Keller 1953; Mungan & Moore 1968; Dengen *et al.*, 1996; Shamsi 2001; Man & Jing 2001, 2002; Hamada *et al.*, 2002; Fleury 2002; Cerepi 2002; Chen & Kuang 2002; Kurniawan, 2005; Han *et al.*, 2007; Li, 2010; Bauer *et al.*, 2012; Moss & Jing 2015; Melani *et al.* 2015; Mohamad & Hamada 2017; Khan & Tariq 2018; Tariq *et al.*, 2020). O expoente de saturação n é assumido como dois (2) em vários estudos de reservatórios. No entanto, esse valor só é observado em formações homogêneas molháveis a água (Schlumberger 1987).

Keller (1953) demonstrou que o expoente de saturação pode apresentar valores significativamente diferentes do valor convencional de $n=2$. O autor destaca que n poderia variar de 1,5 a 11,7 para a mesma rocha, quando se muda as condições de molhabilidade. Suas descobertas destacam a complexidade do comportamento dos fluidos em meios porosos, enfatizando a necessidade de considerar diferentes valores n para caracterizar com precisão a saturação do fluido em várias configurações de reservatório.

Focke & Munn (1987) relatam que o coeficiente de cimentação é uma função da litologia da rocha e varia significativamente em rochas carbonáticas. Resultados de estudos sobre propriedades elétricas de rochas carbonáticas indicam que a variação do fator de cimentação é uma função do tamanho do grão e da configuração geométrica, que em última análise controla a porosidade da rocha.

Donaldson & Siddiqui (1989) revelaram a variabilidade significativa do expoente de saturação entre reservatórios heterogêneos, variando de aproximadamente 8 em ambientes altamente molháveis a óleo para um valor mais comum (2) em ambientes altamente molháveis água.

Dixon & Marek (1990) sugeriram que a microporosidade leva a valores baixos de n (por exemplo, $n = 1,45$), embora n não dependa da própria saturação em uma faixa considerada. Petricola & Watfa (1995) sugeriram que a microporosidade pode atuar como um caminho paralelo para a corrente produzindo valores de n menores, portanto, destaca-se uma insensibilidade gradual da resistividade à saturação, observado em arenitos argilosos.

Uma boa revisão de diversas observações experimentais sobre o expoente de saturação pode ser encontrada nas investigações realizadas por Sen (1997), que propôs explicações teóricas baseadas na mistura de vários tamanhos de poros (micro, macro e mesoporos).

Cerepi *et al.* (2002) destacam que a condutividade elétrica e permeabilidade, dependem não apenas da porosidade, mas também são fortemente sensíveis à conectividade dos espaços porosos e à geometria. Fleury (2002) afirma que a microporosidade pode ser responsável pelo baixo contraste de resistividade nos carbonatos, embora possa representar menos de 10% do volume total dos poros. A água contida na microporosidade forma um caminho contínuo para a corrente. Quando invadido por óleo, a condutividade do sistema de microporosidade é ligeiramente modificada.

Knacksted *et al.* (2007) apresentaram resultados de um estudo 3D em escala de poros da resistividade de doze amostras de testemunhos. Os autores observaram um aumento consistente em m com a diminuição da porosidade em arenitos. O valor de m em carbonatos pode estar empiricamente relacionado à fração da macroporosidade desconectada.

Mardi *et al.* (2012) utilizaram redes neurais artificiais para determinar a saturação de água e estudaram o fator de cimentação e variações dos expoentes de saturação em um poço de petróleo no Irã. Os autores provaram nesse estudo que os expoentes m e n não devem ser considerados constantes nas avaliações petrofísicas das rochas. Destacam ainda, que os expoentes da equação de Archie são fontes de incertezas na determinação da saturação de água de reservatórios carbonáticos heterogêneos.

Xiao *et al.* (2013) conduziram experimentos de medição de resistividade e medições laboratoriais de ressonância magnética nuclear (RMN) em 36 amostras de rocha, oriundas de reservatórios de baixa permeabilidade no sudoeste da China. Os autores demonstraram uma variação dos expoentes de saturação entre 1,627 e 3,48. Verificaram ainda, que o expoente de saturação é proporcional à proporção dos componentes dos poros pequenos e inversamente proporcional à média logarítmica do espectro T2 da RMN.

Zhao *et al.* (2013) propuseram um método para determinar o efeito da fratura nas propriedades elétricas da rocha fraturada, a partir de modelos digitais de rochas 3D. As propriedades elétricas da amostra de rocha fraturada foram simuladas usando método de elementos finitos. Os resultados mostraram que a fratura tem grande influência nas propriedades elétricas da rocha parcialmente saturada. A fratura e o poro, formam um sistema de dupla porosidade. A curva do índice de resistividade versus saturação de água da rocha fraturada pode ser dividida em dois segmentos lineares com diferentes expoentes de saturação.

Dashtian *et al.* (2015) analisaram perfis de porosidade e resistividade ao longo de 36 poços, em seis reservatórios iranianos de petróleo e gás. Os autores destacam a não universalidade dos expoentes de Archie e ressaltam que uma descrição detalhada do tipo de rocha é necessária para a determinação do expoente de cimentação " m ", principalmente das rochas carbonáticas.

Mohamad & Hamada (2017) em seu artigo técnicas de determinação dos parâmetros de Archie em reservatórios heterogêneos, concluem que em reservatórios carbonáticos, bem como reservatórios de arenito argiloso, a determinação dos parâmetros de Archie é um trabalho complexo devido à heterogeneidade elétrica. No caso de rochas carbonáticas a heterogeneidade é atribuída à distribuição complicada de padrões de grãos e no caso dos arenitos

argilosos é função principalmente da condutividade local criada pelos minerais de argila. Os autores ressaltam que a técnica convencional de determinação dos parâmetros de Archie pode fornecer valores aceitáveis, no entanto, os resultados são submetidos as seguintes suposições: plugs das amostras apresentam saturação total de água, a fim de obter os parâmetros a e m e amostra homogênea de mesma porosidade para obter o expoente de saturação n .

Gholanlo *et al.* (2017) em seu estudo para a determinação do expoente de saturação, a partir da utilização de algoritmo em reservatório carbonático, destacam que a medição dos parâmetros da equação de Archie em amostras no laboratório é um procedimento caro, demorado e altamente sensível. Afirmam que apesar de existirem modelos empíricos e matemáticos, que auxiliam na determinação do expoente de cimentação sem a necessidade de realização da testemunhagem (extração de uma amostra de rocha cilíndrica do reservatório) ainda não existe um método que permita estimar o expoente de saturação de maneira semelhante.

Leal (2018) determinou as propriedades elétricas para um conjunto de rochas carbonáticas das Bacias do Araripe, Potiguar e Sergipe-Alagoas através da simulação numérica, utilizando o método de elementos finitos no Comsol *Multiphysics*, e avaliou a relação entre os expoentes de saturação e o tipo de molhabilidade preferencial do conjunto de amostras estudadas.

Nazemi *et al.* (2019) realizaram um estudo sobre o efeito de fatores geológicos que controlam os expoentes de Archie, incluindo características deposicionais e diagenéticas em carbonatos Permiano-Triássico da Bacia do Golfo Pérsico. Os expoentes de Archie foram calculados para diferentes tipos de rochas. Os resultados mostraram que o valor da porosidade e o tipo de poro têm um efeito importante nos expoentes.

Morais (2021) propõe um método, baseado na simulação numérica da propagação do campo elétrico sobre modelos digitais de rochas sedimentares, para a calibração dos parâmetros da equação de Archie. A análise dos modelos digitais permitiu quantificar propriedades topológicas das rochas como o fator de tortuosidade dos macroporos e a conectividade. Realizou-se ainda uma análise do impacto dos parâmetros calibrados sobre a avaliação de reservas de hidrocarbonetos para dois reservatórios reais, um carbonático e outro arenítico e observou-se que a determinação precisa dos parâmetros de Archie para um tipo

específico de rocha-reservatório poderá impactar substancialmente a análise econômica de um dado prospecto.

Rashid *et al.* (2022) realizaram um grande número de medições petrofísicas em 172 plugues para fornecer um conjunto de dados, com o objetivo de examinar como os processos diagenéticos afetam as propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas e desenvolver metodologias quantitativas para descrever os resultados dos processos diagenéticos. A modificação diagenética foi observada em uma ampla gama de parâmetros petrofísicos e os autores concluíram que a porosidade e a conectividade dos poros exercem controle dominante em todos os parâmetros elétricos e hidráulicos da rocha. Destacam que baixos expoentes de cimentação estão associados a redes de poros mais bem conectadas, embora para as amostras estudadas, apresentem uma relação inversa. Além disso, relatam que a boa conectividade exibida pelas rochas nano-intercristalinas (tamanhos de poros entre 0,009 μm e 0,90 μm) não auxilia no fluxo de fluido porque, os poros e gargantas dos poros são tão pequenos que a pressão capilar que precisa ser superada para que o fluxo de fluido ocorra é muito alta.

Saadat *et al.* (2023) realizaram uma investigação experimental para a predição do expoente de saturação em rochas carbonáticas e avaliaram a influência das propriedades da rocha-fluido nos valores de n . Para essas análises os autores consideraram diferentes texturas (*grainstones e packstones*), porosidades e tipos de poros para as diferentes condições laboratoriais.

As propriedades e principais fatores que influenciam na determinação e variação dos expoentes da equação de Archie (1942) serão tratados com maior ênfase no Capítulo 3 na seção de propriedades elétricas.

3 FUDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As teorias presentes neste capítulo descrevem os conceitos físicos que se relacionam com a simulação das propriedades elásticas e elétricas de rochas sedimentares.

São apresentados ainda as principais equações e conceitos associados às velocidades de propagação das ondas elásticas, módulos elásticos e resistividade da rocha. Por fim, são apresentadas as principais variáveis que controlam as relações entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos.

3.1 Propriedades Elétricas

A resistividade elétrica representa a capacidade da rocha de impedir o fluxo de corrente elétrica (inverso da condutividade). Os mecanismos de propagação de corrente elétrica nas rochas podem ocorrer de duas maneiras: (1) condutividade eletrônica, ocorrendo em certos minerais que conduzem eletricidade via a passagem de elétrons na matriz da rocha e (2) condutividade iônica, onde as rochas conduzem eletricidade por processos eletrolíticos, através do deslocamento de íons dissolvidos existentes nas águas contidas nos poros de uma massa de solo, sedimentos inconsolidados ou fissuras e fraturas das rochas (Tiab & Donaldson, 2004, Batista, 2019).

Em uma rocha porosa ou fraturada a condução iônica da água nos poros é o mecanismo de condução dominante. Entre os fluidos dos poros a água é o único condutor efetivo. Os gases e óleo são essencialmente não condutores, apresentando, geralmente, valores de resistividade elétrica da ordem de $>10^9$ ohm.m.

Um fator importante é a salinidade da água da formação, pois quanto maior a concentração de sal, NaCl por exemplo, maior a condutividade da água, até certo ponto acima do qual uma maior concentração de sal não produz mais efeito. Quando, a água doce apresenta uma baixa quantidade de sais dissolvidos, nesse caso, é uma má condutora de corrente elétrica, em função dos sais dissolvidos constituírem um eletrólito capaz de conduzir corrente. Se a rocha contém óleo e/ou

gás a resistividade elétrica será mais alta do que a mesma rocha completamente saturada com água da formação e, quanto maior a saturação da água conata, menor a resistividade da formação (Tiab & Donaldson, 2004; Schon, 2015).

Archie (1942) publicou o mais importante artigo até os dias atuais para a interpretação quantitativa de perfis geofísicos de poços, especialmente para a avaliação de reservas de óleo e gás (Sen, 1997; Hamada, 2010; Gholanlo *et al.*, 2018; Soleymanzadeh *et al.*, 2021).

Naquele artigo clássico o autor apresenta duas equações. A primeira define o chamado Fator de Formação, o qual relaciona a resistividade de uma rocha totalmente saturada com salmoura e com a resistividade da salmoura que a satura (equação 1), além de uma relação entre o Fator de Formação e a porosidade da rocha - estabelecendo o expoente m como a inclinação da curva entre essas propriedades (equação 2).

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1)$$

Onde R_o é a resistividade da rocha saturada com fluido condutor e R_w é a resistividade do fluido que a satura.

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (2)$$

A segunda equação estabelece a relação entre o Fator de Formação e a saturação fluida, com a introdução do expoente n como o seu fator de proporcionalidade (equação 3).

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} \quad (3)$$

Mais tarde, em 1952, Winsauer *et al* propuseram uma modificação no modelo de Archie através da introdução de um coeficiente dito de tortuosidade (a). A forma atualmente mais conhecida da equação de Archie é dada por (Olsen *et al.*, 2008; Hamada, 2010; Sharifi *et al.*, 2012; Xiao *et al.*, 2013; Adebayo *et al.*, 2015; Dashtian *et al.*, 2015):

$$S_w^n = \frac{\alpha R_w}{\phi^m R_t} \quad (4)$$

Durante mais de cinco décadas o coeficiente α foi aceito como sendo a tortuosidade do sistema de poros, embora esta fosse considerada como de difícil mensuração. No entanto, Glover (2009; 2016) mostrou que não existe uma justificativa teórica para o fator de tortuosidade da equação de Archie, indicando que a sua existência se justifica apenas como uma forma de compensar os erros relativos à medição da porosidade da rocha, da salinidade e da temperatura do fluido. Para aquele autor o parâmetro α pode ser usado como uma medida de qualidade dos dados, onde valores próximos a 1 indicam dados de alta qualidade. Nesta tese é adotado o conceito proposto por Glover (2009; 2016) no qual α é considerado igual a unidade.

Os valores do expoente de cimentação m e do expoente de saturação n são fontes de incerteza no cálculo da saturação fluida em reservatórios carbonáticos heterogêneos (Mardi *et al.*, 2012). O expoente de cimentação seria igual a um se os poros de uma rocha fossem tubos cilíndricos retos e paralelos na direção da corrente elétrica (Olsen *et al.*, 2008; Glover, 2010). No entanto, uma rocha sedimentar contém grãos de formato irregular, o que reduz a área da seção transversal efetiva do condutor, resultando em um fator de cimentação maior que um. Aqueles autores afirmam que para calcários e arenitos existe uma relação entre o expoente de cimentação e a superfície específica, que é proporcional ao tamanho de grãos ou de poros. Para Glover (2009) maiores valores de m estão associados a uma menor conectividade dos poros. Segundo aquele autor, a maioria dos sedimentos arenosos porosos têm expoentes de cimentação entre 1,5 e 2,5 sendo que valores superiores a 2,5 e até 5 são geralmente encontrados em carbonatos onde os poros estão menos interconectados.

Dashtian *et al.* (2015) também afirmam que m aumenta à medida que a interconectividade dos poros diminui, além de indicar que a presença de argilominerais leva a uma estimativa menor e irreal do valor do expoente de cimentação. Liu *et al.* (2015), estudando *tight gas sandstones*, associam os valores dos parâmetros m e n de Archie à eficiência na condução da corrente elétrica através do sistema de poros saturados com fluidos condutivos. Para aqueles

autores, quanto mais os poros forem bem interconectados maior será a eficiência elétrica da rocha e menor será o valor de n .

Diversos autores já discutiram o efeito dos muitos fatores que afetam o valor do expoente de saturação: estrutura interna da rocha, presença de argila, molhabilidade, textura da rocha, empacotamento de grãos, rugosidade de grãos, pressão de confinamento, saturação de água, histórico de saturação, estrutura e conectividade de poros, presença de microporosidade, tensão efetiva e método de medição (Watfa, 1991; Hamada & El-Farsi, 1994; Abdassah *et al.*, 1998; Adisoemarta *et al.*, 2001; Cerepi, 2004; Hosseini *et al.*, 2017; Cook & Waite, 2018; Soleymanzadeh *et al.*, 2021).

Watfa (1991), analisando um reservatório carbonático com anidrita, molhável à água, pontuou que os valores de n aumentam com o aumento da dolomitização e se mostram independentes da geometria e do tipo de poros, em contraste com a variação em m , a qual é fortemente afetada pela geometria dos poros. Cerepi (2004) também afirmou que um alto valor de n é obtido para texturas de dolomita cárstica.

O valor de n depende da saturação de água (Watfa, 1991; Hamada & El-Farsi, 1994; Sen, 1997; Adisoemarta *et al.*, 2001; Huang *et al.*, 2015; Glover, 2017; Cook & Waite, 2018, Zhang *et al.*, 2021). Além da saturação de água, a forma como essa água condutiva se distribui no espaço poroso da rocha influencia fortemente na resistividade da rocha e, conseqüentemente, no valor de n (Hamada, 2010). Sweeny & Jennings (1960) indicam que os valores de n tornam-se muito grandes abaixo de uma saturação crítica. Eles sugerem que a água fica presa em regiões desconectadas da rocha, fazendo com que a resistividade da rocha aumente consideravelmente. Hamada & El-Farsi (1994) afirmam que em uma rocha molhável a óleo a salmoura fica presa em bolhas no centro de cada poro. À medida que a saturação de água é reduzida, as ligações entre as bolhas são quebradas. Conseqüentemente a resistividade aumenta muito e n aumenta para 10 ou mais. Zhang *et al.* (2021) mostram que o expoente de saturação se torna pequeno para saturações de água muito baixas ou muito altas. Para um amplo intervalo de saturações o valor do expoente de saturação diminui com o aumento de S_w .

Para alguns autores a resistividade da rocha e, conseqüentemente, o valor do expoente de saturação, depende do tipo, da quantidade e da conectividade de poros. Sen (1997) afirma que em carbonatos microporosos n diminui com o aumento de participação da microporosidade. Se esses microporos tornam-se eletricamente

desconectados n aumenta. Tsakiroglou & Fleury (1999) indicam que a variação do expoente de saturação em função da saturação de água enfraquece em meios com alta conectividade da rede de poros. Cerepi (2004) aponta que a condutividade elétrica não depende apenas da porosidade, mas também é fortemente sensível à microestrutura do sistema poroso, à conectividade do espaço poroso e à sua microgeometria. Em rochas carbonáticas os microporos fornecem a conectividade e o caminho do fluido entre escalas maiores de poros, de outra forma desconectadas (Yao *et al.*, 2013; Harland *et al.*, 2015). A topologia (ou conectividade) da rede de poros pode ser descrita calculando o número de Euler (Harland *et al.*, 2015).

Saadat *et al.* (2023) destacam que o expoente de saturação é alto nas amostras com poros não conectados (por exemplo, porosidade móldica) e baixo nas amostras com porosidade conectada (porosidade intercrystalina). Porém, irregularidades excepcionais, mostraram que a heterogeneidade nos tipos de poros e textura causa variações no valor do expoente de saturação em função da própria saturação. Além disso, afirmam que a heterogeneidade do espaço poroso é o principal determinante do expoente de saturação.

Em uma rocha molhável à água há uma película de água na superfície dos poros invadidos por óleo. Se a saturação de água for média ou alta, a condução do filme de água não tem muito impacto na resistividade da rocha. No entanto, essa condução não pode ser desprezada se a saturação de água for muito pequena.

Diversos autores afirmam que a molhabilidade exerce uma grande influência no índice de resistividade das rochas e que o expoente de saturação de rochas molháveis a óleo é maior do que para rochas molháveis à água (Hamada & El-Farsi, 1994; Abdassah *et al.*, 1998; Xuefeng *et al.*, 2009; Hamada, 2010; Sun *et al.*, 2014). Sharifi *et al.* (2012) apontam que a molhabilidade, a microporosidade e a capilaridade são os principais fatores que influenciam o comportamento não linear do índice de resistividade versus saturação de água.

Segundo Abdassah *et al.* (1998), em calcários e arenitos há uma tendência de aumento do expoente de saturação com o aumento da dimensão fractal em condições de forte molhabilidade à água e para molhabilidade mista. A relação é invertida para rochas fortemente molháveis a óleo. Tsakiroglou & Fleury (1999) afirmam que sob baixas saturações de água o expoente de saturação diminui ou aumenta para sistemas de poros de baixa ou alta rugosidade fractal,

respectivamente. A dimensão fractal representa o grau de irregularidade da rede de poros da rocha, de modo que rochas com maior dimensão fractal apresentam redes de poros mais irregulares.

A equação de Archie (1942) é válida para areias limpas, ou seja, o reservatório é composto puramente de areia e o único meio condutor é a água que satura a rocha reservatório. Com base nesse problema, equações para rochas arenito-argilosas foram desenvolvidas para contabilizar a condutividade extra adicionada à condutividade total do reservatório em função do efeito da argila para determinar com precisão o valor da saturação de água no reservatório.

Uma equação bem conhecida para calcular a saturação de água é a equação de Simandoux (1963). O modelo de Simandoux apresenta a correção da resistividade pelo volume de argila considerando-a como um meio condutor homogêneo.

$$S_w = \frac{aR_w}{2\emptyset^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4\emptyset^m}{aR_w R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (5)$$

onde R_t é a resistividade da rocha; R_{sh} é a resistividade da argila; \emptyset é a porosidade; m é o expoente de cimentação; V_{sh} é a fração de argila.

3.2 Propriedades Elásticas

Timoshenko & Goodier (1951) definem a elasticidade como a capacidade de um material retornar a sua forma original após sofrer uma deformação, quando uma força externa é aplicada ao material. Isso significa que, se a força for removida, o material voltará à sua forma original, sofrendo uma deformação reversível.

Quando um corpo é submetido à tensão (*stress*), este sofre uma mudança de forma ou de volume, chamada de deformação (*strain*), sendo responsável pelo deslocamento de suas partículas de suas posições originais.

Em geral, a tensão é definida como a força média que atua sobre uma área. Esta área pode ser uma superfície ou um plano imaginário dentro de um material.

Como a tensão é uma força por unidade de área, conforme dado na equação 6, é independente da forma do corpo. Entretanto, o nível de tensão depende de sua orientação (Fjær et al., 2008).

$$\sigma = \frac{\text{Força}}{\text{Área}} = \frac{F}{A} \quad (6)$$

Onde σ é a tensão (Pa ou psi), F é a força (N ou lbf) e A representa a área da superfície (m^2 ou in^2).

A deformação (ε) ocorre quando um corpo é submetido a um carregamento e é dada pela equação 7.

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l_0} \quad (7)$$

Onde, ε é a deformação específica (adimensional), Δl é a dimensão deformada (m ou in) e l_0 é a dimensão inicial (m ou in).

Quando forças externas são aplicadas a um corpo, estabelecem-se forças internas em equilíbrio dentro desse corpo. A tensão é a medida da intensidade dessas forças em equilíbrio. A tensão agindo sobre a área de qualquer superfície do corpo, pode ser decomposta em uma componente normal de tensão perpendicular à superfície e uma componente de tensão de cisalhamento no plano da superfície (Kearey et al., 2009).

Em qualquer ponto desse corpo submetido a tensões podem ser definidos três planos ortogonais sobre os quais as componentes de tensões são totalmente normais, ou seja, nenhuma tensão cisalhante age ao longo deles. Esses planos definem três eixos ortogonais, chamados de eixos principais de tensões, e as tensões normais agindo nessas direções são chamadas de tensões principais.

Cada tensão normal representa um equilíbrio de componentes de forças de igual magnitude, mas direções opostas. As tensões normais podem ser classificadas em: compressiva ou de tração. Uma tensão é compressiva se as forças são aplicadas no sentido uma da outra, e tensiva se ela tem sentidos opostos.

Se dentro de um corpo as tensões principais são todas de igual magnitude, dizemos que a condição de tensão é hidrostática. Esse é o estado de tensão que apresenta qualquer corpo fluido em repouso. Como o corpo fluido não resiste ao cisalhamento, não existem tensões de cisalhamento em um corpo sob esforço hidrostático. Se as tensões principais forem desiguais existirão tensões de

cisalhamento ao longo de todas as superfícies dentro do corpo submetido à tensão, exceto nos três planos ortogonais cuja interseção são os eixos principais (Kearey *et al.*, 2009).

Considere um caso tridimensional geral como mostrado na Figura 1, a qual apresenta um cubo com as respectivas tensões. É importante resaltar que somente as tensões atuando nas faces do cubo são mostradas. O equilíbrio de forças exige que tensões iguais atuem na direção oposta entre as faces opostas correspondentes.

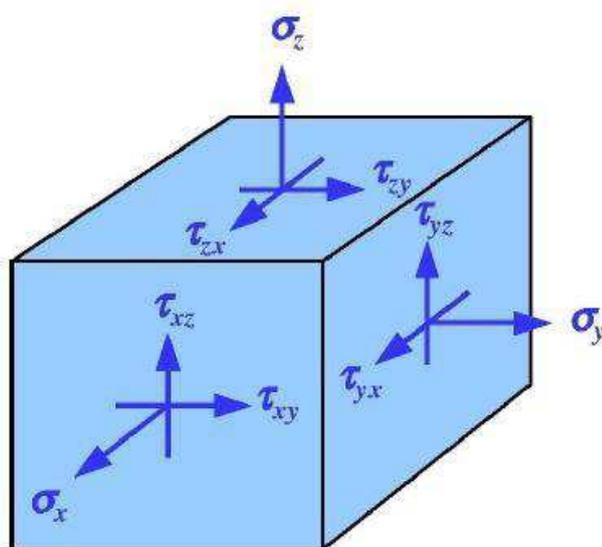


Figura 1 - Estado de tensão tridimensional do cubo (Aadnoy & Looyeh, 2011).

Nesse caso a tensão é composta por três componentes de tensão normais segundo as direções x, y e z. Assim como, seis componentes τ_{xy} ; τ_{yx} ; τ_{xz} ; τ_{zx} ; τ_{yz} e τ_{zy} , que correspondem as tensões de cisalhamento.

De forma geral, a tensão é um tensor que descreve a densidade das forças que atuam em todas as superfícies de um determinado ponto. Para atender à condição de equilíbrio estático no ponto é necessário a aplicação da equação da conservação do momento.

As tensões agindo em um corpo homogêneo e isotrópico são descritas como um tensor de segundo grau com nove componentes, conforme a equação 8:

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (8)$$

Os componentes de tensão possuem índices que se relacionam com o sistema de coordenadas cartesianas. O primeiro índice define o eixo normal ao plano sobre o qual a tensão atua. O segundo índice define a direção da componente de tensão. Na diagonal são dispostas as tensões normais σ e nas outras posições da matriz as tensões cisalhantes τ .

Quando se analisa um corpo submetido a uma tensão aplicada em um determinado ponto, pode-se definir, para tal ponto, os deslocamentos em cada direção coordenada, definidos como u_x , u_y e u_z . A partir dos deslocamentos, são definidas as deformações ocorridas no ponto avaliado, que são, de fato, o fenômeno físico que gera o aparecimento de tensão em tal ponto.

Define-se a deformação infinitesimal nas direções x , y e z , mostradas abaixo na equação 9:

$$\varepsilon_{xx} = \varepsilon_x = \frac{\partial u_x}{\partial x}; \varepsilon_{yy} = \varepsilon_y = \frac{\partial u_y}{\partial y}; \varepsilon_{zz} = \varepsilon_z = \frac{\partial u_z}{\partial z} \quad (9)$$

Também são definidas, para cada ponto do domínio, as deformações causadas por distorções no material, mostrada na equação 10:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{xy} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) \\ \varepsilon_{xz} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) \\ \varepsilon_{yz} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) \end{aligned} \quad (10)$$

O tensor de deformações é uma melhor descrição da deformação e é dado pela expressão abaixo, a qual representa o estado de deformações num dado ponto do corpo (equação 11)

$$[\varepsilon] = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{xy} & \varepsilon_y & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xz} & \varepsilon_{yz} & \varepsilon_z \end{bmatrix} \quad (11)$$

De acordo com o diagrama tensão-deformação típico para um corpo sólido (Figura 2) até um certo valor máximo de tensão, a deformação é diretamente proporcional ao esforço aplicado e é reversível, isto é, quando suspensa a tensão o corpo volta a sua forma original, caracterizando dessa forma o limite elástico do corpo. Quando o limite elástico é ultrapassado, a deformação torna-se não linear e parcialmente irreversível, e é conhecida como deformação plástica ou dúctil. Caso a tensão exceda a tensão de ruptura haverá a quebra do corpo (Kearey *et al.*, 2009).

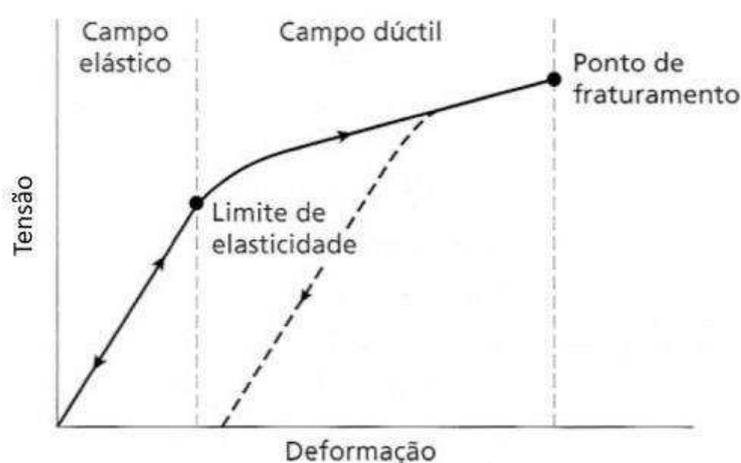


Figura 2: Diagrama típico de tensão-deformação de um corpo sólido (Modificado de Kearey *et al.*, 2009).

Segundo Panitz (2007) dentro do regime elástico, uma rocha pode ser caracterizada através das constantes elásticas, sendo estas, obtidas por meio de análises do comportamento da rocha ao ser submetida a estados de tensão conhecidos. Para meios isotrópicos tem-se o módulo de Young, coeficiente de Poisson, módulo de cisalhamento e incompressibilidade da rocha. Nesse caso, essas constantes elásticas são chamadas de propriedades elásticas estáticas, uma vez que são obtidas através de medidas de laboratório por meio de aplicação de tensão sobre a amostra de rocha a fim de obter-se uma curva tensão-deformação, como mostrada no diagrama da Figura 2 (Soares, 1992).

A relação entre componentes de tensão e deformação é dada pelas propriedades dos materiais em consideração. As equações que definem esta relação, entre tensão e deformação, são chamadas de equações constitutivas. No

caso da elasticidade linear em três dimensões, a lei constitutiva é denominada de Lei de Hooke generalizada, que considera a deformação diretamente proporcional à força aplicada, sendo expressa pela equação 12:

$$\sigma = E \varepsilon \quad (12)$$

Onde o módulo de Elasticidade (E) é uma constante de proporcionalidade que define a relação entre a tensão aplicada (σ) e a deformação (ε) sofrida por um material, ambas medidas em uma mesma direção. De acordo com Fjaer *et al.* (2008) o módulo de elasticidade nos fornece uma ideia da rigidez da rocha, ou mais especificamente, a resistência que a rocha oferece à deformação para o caso de ser submetida a uma tensão uniaxial. Explicitando o módulo de Young (E) da equação 13 temos que:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\text{Tensão longitudinal}}{\text{Deformação longitudinal}} \quad (13)$$

Os valores do módulo de elasticidade para as rochas sedimentares variam em função das suas propriedades físicas, como porosidade, composição mineral, anisotropia, grau de compactação e cimentação. Um dado tipo de rocha pode apresentar diferentes valores de modulo de elasticidade, evidenciando que outros fatores além da composição mineralógica da rocha influenciam em sua rigidez (Tabela 1).

Tabela 1: Valores de módulos de elasticidade estáticos.

Rocha	Módulo de Elasticidade (GPa)
Granito	20 – 80
Diorito	2 – 20
Basalto	30 – 100
Arenito	3 – 60

Folhelho	6 – 40
Calcário	15 – 90
Dolomita	4 – 51
Quartzito	22 – 100
Gnaisse	17 – 81

Fonte: Adaptado de Vallejo *et al.* (2002).

Quando um corpo é submetido a uma força distensiva, o mesmo sofre uma diminuição no seu diâmetro, com conseqüente aumento do seu comprimento. A constante que representa a razão da deformação radial pela axial é conhecida como razão de Poisson (Kearey *et al.*, 2009), expressa pela equação 14.

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{radial}}{\varepsilon_{axial}} \quad (14)$$

sendo, ε_{radial} a deformação radial e ε_{axial} a deformação longitudinal da amostra. A equação 14 apresenta sinal negativo porque as deformações apresentam variações opostas, sendo uma de alongação (positiva) e a outra de compressão (negativa), e assim apresentam sinais também opostos. Nesse caso, para obtenção de um valor positivo, adiciona-se o sinal negativo.

Bourbié *et al.* (1987) destacam que rochas sedimentares inconsolidadas apresentam valores de razão de Poisson acima de 0,35. Rochas sedimentares compactas possuem razão de Poisson entre 0,2 e 0,35. Já areias com gás apresentam valores em torno de 0,1, e areias com água, em torno de 0,4.

O módulo de incompressibilidade (K), também conhecido como módulo de deformação volumétrica ou módulo *bulk*, corresponde a razão entre a tensão e a deformação no caso da aplicação de uma pressão hidrostática simples (P) a um elemento cúbico (Figura 3), a qual produz uma variação de volume (ΔV), em relação ao volume original (V) (Kearey *et al.*, 2009). Segundo Soares (1992) a incompressibilidade é uma característica da rocha que representa a resistência à deformação quando esta é submetida a uma pressão confinante.

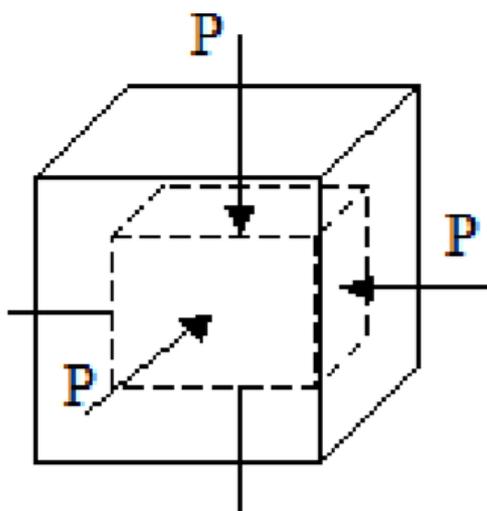


Figura 3: Compressão hidrostática (Modificado de Kearey *et al.*, 2009).

Assim, o módulo de deformação volumétrica está relacionado à tensão volumétrica P necessária para provocar a deformação volumétrica $(\Delta V/V)$, expresso matematicamente pela equação 15:

$$K = \frac{\text{Tensão volumétrica}}{\text{Deformação volumétrica}} = \frac{P}{\Delta V/V} \quad (15)$$

Já quando um corpo está submetido a uma tensão de cisalhamento (τ) sofre deformação angular (θ), sem variação de volume, conforme a Figura 4.

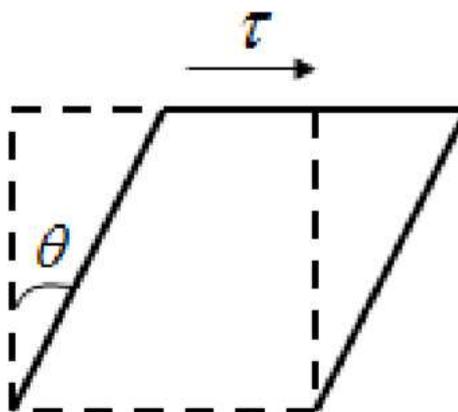


Figura 4 - Ilustração do cisalhamento simples (Modificado de Kearey *et al.*, 2009).

Nesse caso, o módulo de rigidez ou cisalhamento (G) é definido como a razão entre a tensão de cisalhamento e a deformação de cisalhamento (dada pela tangente do ângulo θ) expressa pela equação 16:

$$G = \frac{\text{Tensão de cisalhamento}}{\text{Deformação de cisalhamento}} = \frac{\tau}{\tan \theta} \quad (16)$$

3.2.1 Velocidades elásticas das rochas

Ondas sísmicas são pacotes de energia de deformação elástica que se propagam radialmente a partir de uma fonte sísmica. Há dois grupos de ondas elásticas: as ondas de corpo ou de volume e as ondas superficiais (Kearey *et al.*, 2009). Entretanto, nesse trabalho, será dado enfoque apenas para as ondas de corpo, uma vez que as ondas superficiais não trazem informações sobre a subsuperfície.

As ondas de corpo compreendem as ondas elásticas que são provocadas a partir de uma perturbação no meio. São subdivididas em duas classes de onda: as ondas compressionais ou ondas longitudinais, também conhecidas como ondas primárias (P); e as ondas de cisalhamento ou ondas transversais, também conhecidas por ondas secundárias (S). Estas ondas podem ser definidas a partir do movimento das partículas do meio durante a passagem de cada uma delas.

Durante a propagação de uma onda compressional as partículas do meio vibram paralelamente à direção de propagação da onda, sendo o material dilatado e comprimido sem que haja mudança na forma, alterando somente seu volume. Já as ondas transversais são polarizadas de tal maneira que as partículas do meio se movimentam ao longo de linhas ou planos perpendiculares à direção de propagação da onda (Figura 5). As ondas S não se propagam em meios líquidos e gasosos, apenas nos sólidos (Dobrin, 1976; Parasnis, 1997; Schon, 2015).

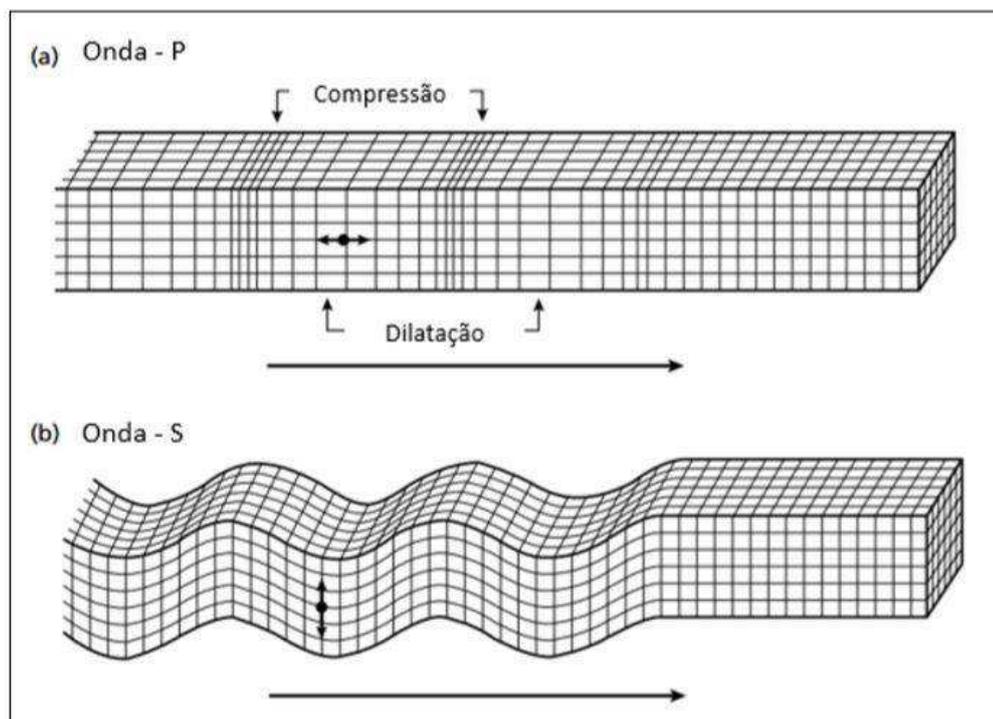


Figura 5 - Propagação e deformação associadas a ondas P (a); e ondas S (b) (Kearey *et al.*, 2002).

As velocidades de propagação das ondas sísmicas são dependentes dos parâmetros elásticos e das densidades dos materiais. Assim, a velocidade de ondas P, para um meio homogêneo e isotrópico é expressa pela equação 17:

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2G}{\rho}} = \sqrt{\frac{4/3 G + K}{\rho}} \quad (17)$$

onde K é a incompressibilidade, G é o módulo de cisalhamento, ρ é a densidade e λ é o primeiro parâmetro de Lamé.

Já a velocidade da onda S em um meio homogêneo isotrópico é dada pela equação 18:

$$V_S = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (18)$$

Considerando a rocha um material elástico, homogêneo e isotrópico é possível estabelecer algumas relações entre as constantes elásticas e sua relação com os dois principais tipos de velocidades sônicas (Tabela 2).

Tabela 2 - Relações entre os parâmetros elásticos.

Parâmetro	Conhecidos		
	E, ν	K, G	ρ_b, V_p, V_s
E	E	$\frac{9KG}{(G + 3K)}$	$\frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$
K	$\frac{E}{3(1 - 2\nu)}$	K	$\rho_b (V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$
G	$\frac{E}{2(1 + \nu)}$	G	$\rho_b V_s^2$
ν	ν	$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
V_p^2	$\frac{E(1 - \nu)}{\rho_b(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$	$\frac{(K + \frac{4}{3}G)}{\rho_b}$	V_p^2
V_s^2	$\frac{E}{2\rho_b(1 + \nu)}$	$\frac{G}{\rho_b}$	V_s^2

Fonte: Adaptado de Mavko *et al.* (1998).

A determinação das velocidades elásticas pode ser realizada em amostras de rochas em laboratório, em poços ou através da estimativa por meio do processamento de dados sísmicos. Nesse caso, as propriedades elásticas são determinadas através da observação da propagação de um pulso através das rochas e são denominadas de propriedades elásticas dinâmicas. Dentre as maiores vantagens do método dinâmico destacam-se, a possibilidade das medições serem realizadas dentro do poço, preservando todas as condições ambientais e ainda evitar a realização de operações contínuas de testemunhagem, com a posterior preservação dos testemunhos.

A propagação das ondas P e S nas rochas sedimentares são afetadas por diversos fatores. Na maioria das rochas sedimentares, as ondas se propagam com velocidades que dependem das características físicas do meio, sendo influenciadas pela matriz sólida da rocha, pela porosidade, pela densidade, pelo grau de cimentação, pelos estágios de compactação, pelo conteúdo e saturação de fluidos que preenchem o espaço poroso, além de outros fatores como temperatura e presença de microfaturas (Dobrin, 1976; Thomas, 2000). Será discutido em maiores detalhes como os principais fatores influenciam as velocidades elásticas das rochas no tópico 3.3.

3.3 Variáveis que influenciam nos parâmetros elásticos das rochas

Esse tópico visa apresentar as principais variáveis que influenciam os parâmetros elásticos das rochas sedimentares que são fundamentais para a compressão do comportamento geomecânico e elastodinâmicos das rochas.

3.3.1 Efeito da Porosidade

A porosidade de uma rocha reservatório é definida como sendo a relação entre o volume de vazios ou poros na rocha e o volume total, sendo expressa matematicamente pela equação 19:

$$\emptyset = \frac{V_v}{V_t} \quad (19)$$

Onde \emptyset é a porosidade (em fração); V_v é o volume de vazios e V_t é o volume total (partículas sólidas + vazios).

De acordo com esta definição, a porosidade dos materiais rochosos pode apresentar qualquer valor entre 0 e 1. Entretanto, a porosidade da maioria das rochas sedimentares apresenta valores inferiores a 0,5 (50%).

Quando se leva em consideração a mineralogia da rocha e a sua história diagénética pode se tornar difícil quantificar uma propriedade aparentemente simples. Ahr *et al.* (2005) afirmam que nas rochas carbonáticas a porosidade é dependente da textura, petrotrama (fabric) e da geometria de fraturas. Scholle & Ulmer-Scholle (2003) destacam que o tipo e a magnitude da porosidade variam em função do ambiente deposicional e da história diagenética da rocha em estudo, que pode criar, reduzir ou destruir poros existentes.

Baseando-se no tempo de evolução a porosidade pode ser descrita como primária ou secundária. A porosidade primária é aquela formada durante a deposição/criação da rocha. Já a porosidade secundária é formada em um período pós-deposicional, sendo resultado de fatores como dissolução, dolomitização e fraturamento. Geralmente a porosidade secundária assume maior importância em reservatórios carbonáticos devido à maior suscetibilidade a dissolução dos minerais calcários.

A porosidade pode ser classificada ainda com base no tamanho dos poros em macroporosidade, mesoporosidade e microporosidade. No âmbito da análise digital de rochas, um dos enfoques do presente trabalho, Coura (2018) relaciona a macroporosidade como aquela constituída por poros que podem ser claramente reconhecidos nas imagens. Enquanto que a microporosidade corresponde aos poros de tamanho inferior à resolução da imagem, que não podem ser claramente identificados na análise das imagens microtomográficas. As regiões com altas concentrações de microporos são identificadas como áreas de tonalidade intermediária.

Schon (2015) apresentam uma divisão proposta por Schlumberger (2008) o qual divide a porosidade de carbonatos em microporosidade (diâmetros de gargantas de poros $<0,5 \mu\text{m}$), mesoporosidade ($0,5 \mu\text{m} - 5,0 \mu\text{m}$) e macroporosidade ($>5,0 \mu\text{m}$). Ramamoorthy *et al.* (2010) propõem os mesmos valores em seu trabalho. Marzouk (1995) definiu para os reservatórios carbonáticos em Abu Dhabi, os macroporos aqueles acima de $4 \mu\text{m}$, mesoporos entre $4 - 0,3 \mu\text{m}$ e microporos para os menores de $0,3 \mu\text{m}$. Amaefule *et al.* (1993), já considera essa divisão, os microporos aqueles menores que $0,5 \mu\text{m}$, mesoporos, os que ficam entre $0,5$ e $1,5 \mu\text{m}$ e macroporos os maiores que $1,5 \mu\text{m}$. Neste trabalho serão considerados macro e microporos de maneira semelhante a Coura (2018).

Alguns fatores que governam a magnitude da porosidade em rochas clásticas são:

O empacotamento e uniformidade do tamanho dos grãos: Quando pequenas partículas de silte e argila, por exemplo, se encontram misturadas com os grãos maiores da rocha, a porosidade efetiva tende a diminuir consideravelmente.

Além disso, o arranjo espacial dos grãos também influencia no valor da porosidade. A porosidade costuma ser modelada por empacotamentos esféricos. Considerando o modelo de um sedimento clástico com empacotamento esférico regular, usando a geometria mais simples: um empacotamento cúbico, a porosidade máxima seria de 48%. Modelagem de outras porosidades é possível quando se varia a geometria da estrutura. Schon (2015) destaca valores de porosidade máxima de 48% e a mínima de 26% (geometria hexagonal compacta, romboédrica).

O grau de cimentação promove uma redução nos valores de porosidade. Arenitos altamente cimentados possuem baixa porosidade, uma vez que o processo de cimentação preenche os espaços vazios com material que pode ser carbonático, sulfetos de ferro, limonita, hematita, argila, entre outros.

O processo de compactação refere-se à redução de volume irreversível causada por diferentes processos, essencialmente por: drenagem de fluidos dos poros e rearranjo dos grãos (empacotamento). Em áreas sedimentares a porosidade diminui de forma não linear com a profundidade, como resultado da compactação. A propriedade controladora para a compactação nesse processo, é a tensão média efetiva.

Os sedimentos carbonáticos são propensos a alterações diagenéticas que mudam sua mineralogia e estrutura de poros e, portanto, as propriedades elásticas da rocha. O resultado é um relacionamento dinâmico entre diagênese, porosidade, tipo de poro, e velocidades elásticas. Anselmetti & Eberli (1993) afirmam que embora a porosidade seja o principal fator de controle na determinação da velocidade sônica das rochas, nos carbonatos o tipo de poro tem praticamente a mesma importância no comportamento elástico e na velocidade sônica resultante. Desta forma, o conhecimento da complexidade da correlação tipo-de-poro/velocidade/porosidade nos carbonatos é de extrema importância para a determinação de parâmetros fundamentais na caracterização do reservatório.

Eberli *et al.* (2003) realizaram um estudo em sedimentos e rochas carbonáticas modernas em vários estágios de diagênese, onde através das medidas

de velocidade buscaram estabelecer as relações entre composição original, porosidade, tipo de poro e velocidade. Geralmente, observa-se uma relação inversa entre porosidade e velocidade, ou seja, um aumento na porosidade produz uma diminuição na velocidade.

Quando foi analisada a relação entre velocidade e o tipo de poro, verificou-se que rochas com porosidades iguais apresentaram uma ampla gama de variação nos valores de velocidade. Por exemplo, rochas com porosidade de 39% apresentaram velocidades entre 2400 m/s e 5000 m/s. Mesmo para porosidade inferior a 10%, a velocidade ainda pode variar cerca de 2000 m/s, sendo considerada uma faixa extraordinária para rochas com a mesma composição química e a mesma quantidade de porosidade.

Observou-se que rochas com porosidade interpartícula e intercrystalina apresentam comportamento semelhante, onde o acúmulo de grãos soltos/cristais resulta em baixa velocidade e um afastamento negativo da curva de correlação média no diagrama de porosidade-velocidade. As rochas com microporosidade (microporos com aproximadamente até 10 microns de diâmetro) apresentam um comportamento similar, resultando em velocidades menores que a tendência geral. Já as rochas com porosidade móldica, que são formadas pela dissolução de grãos, precipitação de cimentos que agora formam uma estrutura rígida, fornecendo rigidez à rocha, resultam em valores altos de velocidade.

Os autores destacam ainda que essas diferentes relações porosidade-velocidade dos carbonatos documentam claramente que não é apenas a quantidade de porosidade que determina a velocidade, mas também o tipo de porosidade. Os contrastes de velocidade mais proeminentes em porosidades iguais são medidos entre rochas com porosidade móldica grosseira e interpartícula. As diferenças de velocidade causadas pelos diferentes tipos de poros persistem com o aumento da pressão. Observou-se também que rochas com porosidade móldica geralmente apresentam alta velocidade inicial e pequenos aumentos com o aumento da pressão. Já nas rochas com microporosidade e porosidade intercrystalina, a velocidade inicial é baixa e aumenta com o aumento da pressão sem atingir velocidades das contrapartes altamente rígidas de mesma porosidade.

Essa análise é exemplificada na Figura 6, a qual apresenta a comparação de rochas com porosidade de 22% e diferentes tipos de poros. A amostra com porosidade móldica possui uma alta velocidade da onda P (VP) para valores baixos

de pressão, que apenas aumenta ligeiramente com a pressão adicional. Em contraste, a amostra com microporosidade e porosidade interpartícula tem uma velocidade da onda P baixa e um forte aumento de velocidade com o aumento da pressão, sem atingir o valor da rocha com porosidade móldica. A diferença persistente de velocidade indica que as diferenças de velocidade devido ao tipo de poro são mantidas na subsuperfície. Segundo Eberli et al. (2003) a complicada relação porosidade-velocidade observada implica que um contraste de impedância entre duas camadas pode ocorrer, mesmo sem uma alteração de porosidade, causada apenas pelos diferentes tipos de porosidade. Por outro lado, duas camadas com diferentes quantidades de porosidade podem ter velocidades muito semelhantes e podem não ter contraste de impedância entre elas.

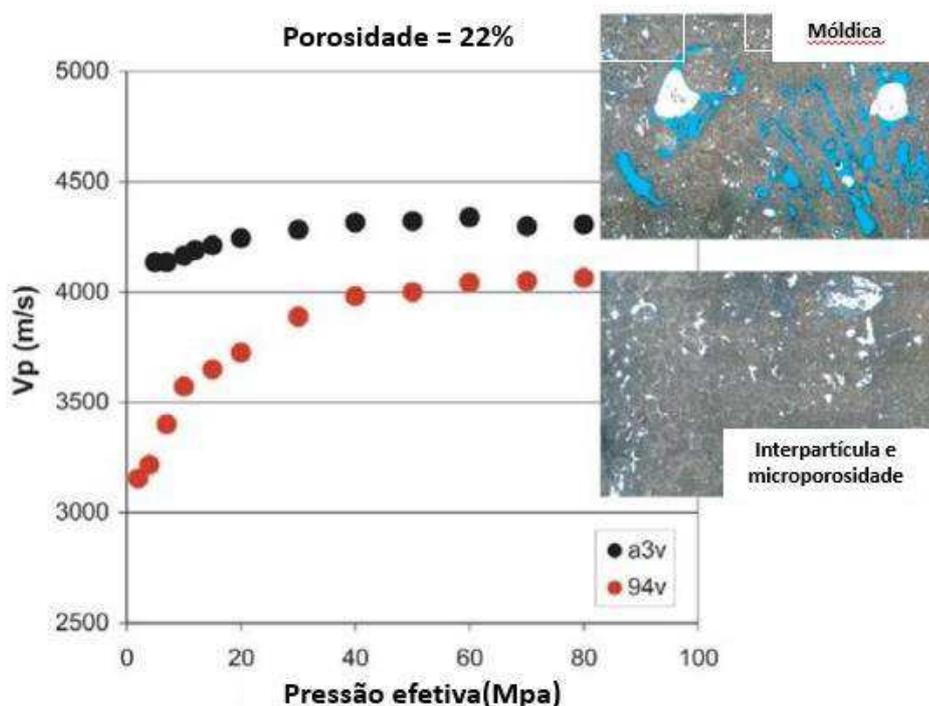


Figura 6 - Comparação de rochas com porosidade de 22% e diferentes tipos de poros (Modificado de Eberli *et al.*, 2003).

As rochas carbonáticas também mostram uma diminuição da porosidade sob a influência da profundidade ou pressão de sobrecarga, respectivamente. Em profundidades semelhantes observa-se que calcários argilosos têm menor porosidade total e uma taxa de perda de porosidade mais rápida do que os calcários limpos. Observa-se também que a diminuição da porosidade sofre forte influência da mineralogia. A porosidade diminui à medida que o teor de argila do calcário

aumenta, uma vez que o teor de argila nos carbonatos aumenta a sensibilidade à deformação e acelera a perda da porosidade (Schon, 2015).

3.3.2 Efeito da composição mineral

Sendo a rocha um composto de minerais, os módulos elásticos são diferentes para cada tipo de mineral, logo as velocidades das ondas elásticas são afetadas diretamente pela composição mineralógica. Schon (2015) afirma que as propriedades elásticas são dominadas pelos minerais que compõem a matriz (parte sólida da rocha). Em geral os minerais são mais densos, como consequência, possuem maiores velocidades elásticas se comparado com as velocidades nos fluidos contidos nos espaços porosos.

A mineralogia controla a cimentação e a forma do poro. A variação na velocidade da onda P está relacionada ao tipo de cimento presente na rocha. Cimentos silicosos e carbonáticos produzem maiores velocidades que cimentos de argila, pois esta tem efeito amortecedor devido à sua menor rigidez (Vasquez, 2000; Schon, 2015). A presença de minerais de argila não cimentantes é outro fator que imprime uma diminuição significativa nas velocidades sísmicas, sendo o fator de maior importância depois da porosidade (Soares, 1992; Vasquez, 1999; Thomas, 2000).

A teoria do meio efetivo permite calcular o efeito da composição mineral sobre as propriedades elásticas das rochas através de modelos teóricos ou empíricos, como os modelos de Voigt (1928), Reuss (1929), Hill (1952), Hashin & Strikmann (1963). Esses modelos adotam simplificações e são indicados para situações específicas, podendo ser classificados em relação ao tipo de idealização geométrica da rocha real (modelo de camadas simples, modelos de esfera). Para a aplicação desses modelos é necessário o conhecimento da composição mineral do arcabouço e das velocidades elásticas de cada um dos seus componentes individualmente.

O modelo de Voigt (1928) assume que o arranjo de minerais que compõem a rocha é formado por placas minerais planoparalelas justapostas. Nesse modelo, a direção de propagação da onda coincide com o plano das placas. Considerando, um bloco de rocha composto de camadas planoparalelas horizontais, esse modelo

fornece bons resultados quando se deseja estimar as velocidades das ondas que se propagam na direção horizontal.

A principal diferença do modelo de Reuss (1929) é que a propagação das ondas elásticas se dá na direção perpendicular aos planos das placas, sendo indicado na estimativa das velocidades verticais do mesmo modelo geológico, descrito anteriormente.

No modelo de Voigt (1928) as velocidades se propagam prioritariamente pelas placas minerais de maior velocidade, isso resulta em velocidades (ou constantes elásticas) mais elevadas. Enquanto que, no modelo de Reuss (1929) a propagação da onda ocorre em todas as placas, logo a velocidade da rocha sofre influência das placas de menor velocidade. Voigt fornece o limite superior e Reuss o limite inferior.

Hill (1952) observou que os minerais das rochas quase sempre se arranjam de maneira intermediária, e propôs que as constantes elásticas de um arranjo real de minerais que compõem uma rocha, seriam melhor determinada se fossem consideradas as médias aritméticas entre as constantes elásticas calculadas por Reuss e por Voigt. Portanto, como um valor representativo, a média aritmética dos dois valores de limites é bastante utilizada e é conhecida como média Voigt-Reuss-Hill. Limite mais estreitos podem ser derivados, como o de Hashin & Strikmann (1963).

Hashin & Strikmann (1963) assume que os os grãos minerais das rochas são formados por sucessivas cascas esféricas concêntricas. Nesse caso, podemos ter duas situações. Na primeira situação, temos uma esfera interna composta de um mineral mais rígido e, conseqüentemente constantes elásticas mais elevadas, envolta por uma casca esférica de um mineral de menor rigidez (constantes elásticas menores). Na segunda situação, pode ocorrer o inverso, uma esfera interna menos rígida envolta por uma casca esférica mais rígida. Portanto, temos os limites máximo e mínimo de Hashin-Strikmann para os módulos elásticos.

É importante ressaltar que os limites de Hashin-Strikmann estão sempre dentro dos limites superior e inferior estabelecidos por Voigt e Reuss. A média entre os limites máximo e mínimo de Hashin-Strikmann corresponde também à média de Hill. Destaca-se ainda, que o modelo de Hashin-Strikmann fornece uma variação menor nos módulos elásticos do que o intervalo estimado a partir dos modelos de Voigt e Reuss (Soares, 2007, Mavko *et al.*, 2003).

3.3.3 Efeito das tensões

Sob a perspectiva das pressões geomecânicas, há fundamentalmente três tipos de pressões que podem atuar sobre uma rocha: a pressão confinante (P_C) que corresponde a pressão externa à qual a rocha está submetida; a pressão de poros (P_P), refletindo a pressão do fluido contido nos poros da rocha; e a pressão efetiva (P_E), que é a diferença entre a pressão confinante e a pressão de poros ($P_E = P_C - P_P$).

3.3.3.1 Pressão Efetiva

A variação das velocidades elásticas em amostras de rocha, tanto secas quanto saturadas, examinadas por meio de pulsos ultrassônicos, revela um aumento das velocidades elásticas com o aumento da pressão efetiva. No entanto, essa dependência varia consideravelmente conforme o tipo de rocha (Soares, 2007).

Nos calcários, observa-se praticamente nenhum aumento nas velocidades, enquanto que, em arenitos secos as velocidades aumentam consideravelmente. Nas amostras de rochas saturadas, nota-se uma menor sensibilidade das velocidades elásticas à pressão em comparação com amostras secas. Além disso, a velocidade da onda S quase não é afetada pela presença de água no meio. Observa-se um máximo de pressão acima do qual a velocidade praticamente não sofre alterações (Bourbié *et al.*, 1987).

Para valores de tensão efetiva relativamente baixos, observa-se que as velocidades são especialmente sensíveis à variação de tensão. Com o aumento do nível de tensão, observa-se que a influência das tensões sobre as velocidades cai continuamente, de forma não-linear. Em níveis baixos de compressões, o volume poroso diminui significativamente devido à pressão efetiva, ao passo que em níveis mais altos de compressões, esses volumes porosos atingem níveis críticos e não podem mais sofrer reduções substanciais, a menos que ocorra a ruptura do arcabouço mineral da rocha (Soares, 2007, Schon, 2015).

Dvorkin *et al.* (2000) destaca que para rochas secas, a razão de Poisson diminui com a diminuição da pressão efetiva (confinamento menos pressão dos

poros). Em rochas saturadas com líquido, o oposto é verdadeiro: a razão de Poisson aumenta com a diminuição da pressão efetiva. Isto significa que em rochas saturadas com gás, a razão de Poisson diminui com o aumento da pressão dos poros e em rochas saturadas com líquido aumenta com o aumento pressão efetiva.

Nur e Wang (1989) afirmam que a razão VP/VS em rocha saturada com gás aumenta com o aumento da pressão efetiva. Wang (1997) apoia essa declaração através de medições de velocidade em laboratório em amostras de carbonato.

Guo *et al.* (2023) destacam que o fechamento de fissuras e mudanças nas estruturas dos poros afetam significativamente a velocidade acústica com o aumento da pressão incremental, especialmente em rochas microfissuradas de baixa porosidade.

3.3.3.2 Pressão Confinante

O efeito da pressão confinante, mostrado por Bourbié *et al.* (1987) está diretamente relacionado ao número de fissuras (poros bidimensionais que se fecham com relativa facilidade) existente na amostra de rocha. Para amostras secas, observa-se que, quanto maior o número de fissuras, maior será o aumento da velocidade com a pressão.

O comportamento das amostras de rochas secas e saturadas com relação a pressão confinante é diferente. Para uma dada pressão, uma amostra seca é menos rígida do que uma amostra saturada. Soares (2007) destaca que no caso de uma amostra saturada a incompressibilidade da água resiste, em parte, à pressão aplicada, aumentando assim, os módulos elásticos da amostra de rocha. Com relação as ondas cisalhantes, como elas não se propagam em líquidos, a adição de água na amostra de rocha praticamente não altera as velocidades, exceto pelo efeito da variação na densidade.

3.3.3.3 Pressão de Poros

A velocidade das ondas acústicas tem sido comumente utilizada para prever as geopressões em subsuperfície, usando relações empíricas. Como definido anteriormente, a pressão de poros representa a pressão do fluido contido nos poros da rocha. As formações rochosas são divididas em zonas com pressão de poros normal e zonas anormalmente pressurizadas.

Considerando a rocha, a uma dada pressão confinante, sob pressão de poros menores observa-se um aumento das velocidades. As rochas-reservatório que apresentam pressão de poros anormalmente altas exibem baixos valores de velocidade.

Geralmente, em rochas pouco permeáveis, como o folhelho o efeito do aumento da pressão de poros é mais significativo, uma vez que a transmissibilidade de pressão nesse tipo de rocha é limitada, facilitando o seu acúmulo. Para folhelho contendo gás com fraturas e micro-fissuras abundantes, Guo *et al.* (2023) afirmam que o seu módulo volumétrico (K) é muito menor em pressões de poro anormalmente altas, onde fissuras finas e poros planos estão abertos do que sob pressão hidrostática normal, onde os poros são em média mais arredondados.

3.3.4 Densidade

A densidade é definida como sendo o quociente da massa pelo volume de um material. A densidade volumétrica consiste na densidade média do volume de rocha considerado. Geralmente as unidades utilizadas para a densidade são g/cm³ ou kg/m³.

Dado um material composto (rocha), que consiste de n componentes a densidade volumétrica é dada pela equação 20:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot V_i \quad (20)$$

Onde ρ_i é a densidade e V_i é a fração volumétrica do componente i.

Para uma rocha porosa podemos reescrever a equação anterior da seguinte forma (equação 21):

$$\rho = (1 - \emptyset) \cdot \rho_{ma} + \emptyset \rho_{fl} \quad (21)$$

Quando os poros são formados por fluidos diferentes (água, óleo ou gás), deve-se considerar a saturação, e a equação anterior será dada pela equação 22:

$$\rho = (1 - \emptyset) \cdot \rho_{ma} + \emptyset (S_w \cdot \rho_{\acute{a}gua} + S_{\acute{o}leo} \cdot \rho_{\acute{o}leo} + S_{g\acute{a}s} \cdot \rho_{g\acute{a}s}) \quad (22)$$

onde, ρ_{ma} é a densidade da matriz mineral; $\rho_{\acute{a}gua}$, $\rho_{\acute{o}leo}$, $\rho_{g\acute{a}s}$ são as densidades dos fluidos que saturam a rocha, respectivamente; e S_w , $S_{\acute{o}leo}$, $S_{g\acute{a}s}$ são as saturações de fluidos da rocha, respectivamente.

A densidade das rochas segue a equação 20 e depende da composição mineral, ou seja, das densidades minerais e frações de volume; porosidade e densidade dos fluidos contidos nos poros da rocha.

Em regra geral, rochas porosas apresentam uma diminuição da densidade com o aumento da porosidade e diminuição da saturação de água. Para um determinado tipo de rocha sedimentar, há uma ampla gama de valores de densidade que refletem as variações de porosidade e saturação. Valores mais altos representam rochas mais densas (baixa porosidade) e valores mais baixos resultam do aumento de porosidade e/ou aumento do teor de gás nos poros.

Existe uma forte correlação entre a porosidade e a densidade volumétrica, que resulta em um aumento da densidade de acordo com a pressão ou profundidade, sendo resultado da diminuição da porosidade com a profundidade (Schon, 2015).

3.3.5 Efeito da Saturação

O tipo de fluido contido no espaço poroso é importante em virtude do intervalo de densidades e/ou compressibilidades possíveis. A velocidade compressional da rocha varia em função da saturação fluida, apresentando velocidades das ondas P

mais baixas em rochas parcialmente saturadas do que em rochas secas. Estas por sua vez apresentam velocidades menores do que as rochas completamente saturadas. Já a velocidade da onda S não é afetada pela saturação fluida, ocorrendo somente pequenas variações em função da mudança da densidade da rocha (Bourbié et al., 1987).

A quantificação do impacto da saturação de fluidos em rochas carbonáticas apresenta maiores desafios em comparação com rochas arenosas. Isso ocorre devido à maior velocidade de propagação de ondas nessas rochas, o que resulta em trajetórias preferenciais ao longo dos grãos, reduzindo a influência do fluido presente nos poros (Assefa *et al.*, 2003).

Com relação a velocidade de propagação da onda S, tanto a rocha seca quanto a saturada com água, tendem a apresentar valores próximos. Isso é explicado pelo fato de apresentarem baixos valores de viscosidade que não causam alterações relevantes no módulo de cisalhamento da rocha, sendo mais considerável, a mudança na densidade da rocha, como mencionado anteriormente.

Para rochas saturadas de óleo, a tendência é apresentar valores de velocidade da onda P (V_P) intermediária entre a rocha seca e a rocha saturada com água, devido à incompressibilidade do óleo ser um valor intermediário entre as duas (Schon, 2015).

Quando a rocha se encontra saturada existe um efeito dispersivo sobre as ondas elásticas, associado ao intervalo de frequências da onda elástica que se propaga. Sob altas frequências, as velocidades apresentam valores mais elevados em função do enrijecimento da rocha durante a compressão dos poros devido a passagem da onda. Para frequências altas e fluido saturante relativamente incompressível, não existirá tempo suficiente para que o fluido possa escoar para outros poros e como resultado temos uma rocha mais rígida, com elevados valores de velocidades. Sob baixas frequências haverá tempo suficiente para o fluido migrar para os poros vizinhos resultando em uma rocha mais dúctil e de velocidades mais baixas (Mavko & Jizba, 1991; Soares, 2007; Zhao *et al.*, 2021).

3.3.6 Efeito da Argilosidade

A distribuição da argila nas rochas sedimentares está intimamente relacionada à diagênese. Os processos diagenéticos controlam as diferentes distribuições de argila na rocha. A diagênese, por exemplo, pode resultar no crescimento de minerais argilosos dentro do espaço poroso e também pode fazer com que outros minerais sejam substituídos por argila. Diferentes distribuições de argila afetarão a porosidade efetiva, permeabilidade, propriedades elásticas e resistividade da rocha.

Os estudos mostram que a distribuição de argila em arenito pode ser dividida em três tipos (Thomas & Stieber, 1975; Minear, 1982; Han *et al.*, 1986; Chu, 1987; Sams & Andrea, 2001; Ali *et al.*, 2016; Zhao *et al.*, 2020): argila dispersa, argila cimentada e argila da matriz, conforme diagrama apresentado na Figura 7.

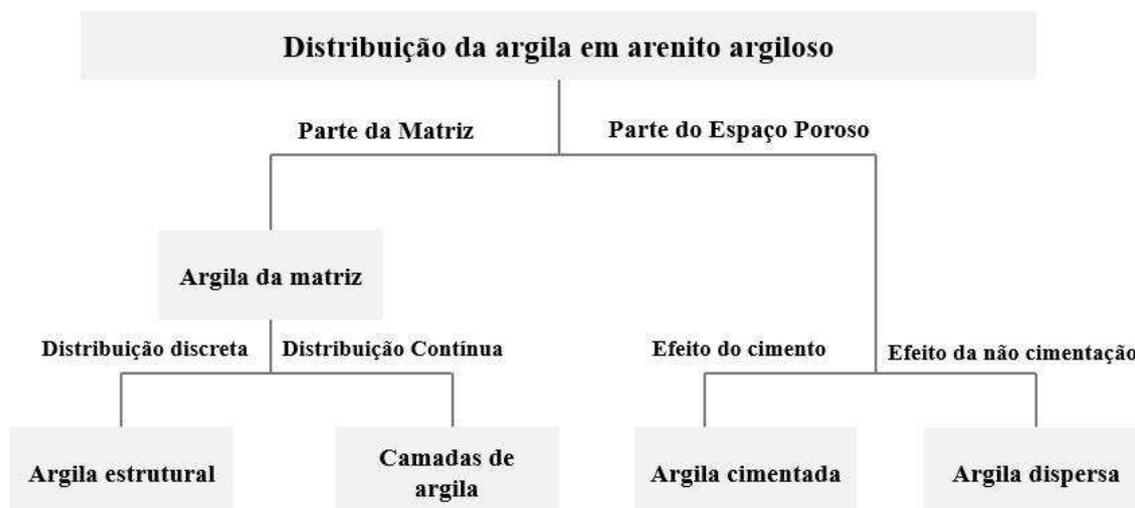


Figura 7 - Classificação de argilas em arenito argiloso (Modificado de Nie *et al.*, 2021).

A matriz aqui se refere à parte física da rocha, indicando o componente sólido da rocha. A argila dispersa está distribuída discretamente nos espaços porosos. O aumento na quantidade de argila dispersa reduzirá a porosidade, sendo frequentemente, considerado como matéria suspensa no fluido poroso.

A argila cimentada corresponde a um tipo especial de argila distribuída no contato entre os grãos da matriz, unindo as partículas independentes. Dvorkin *et al.* (1996) afirmam que uma pequena quantidade de argila cimentada pode aumentar significativamente a velocidade das ondas elásticas em arenitos argilosos. A

presença da argila dispersa e cimentada causam uma redução da porosidade e permeabilidade da rocha.

A argila da matriz apresenta um comportamento elástico semelhante a matriz, suportando a pressão de sobrecarga da formação, sem causar a redução da porosidade intergranular. Pode ser subdividida em argila estrutural e argila em camadas (Figura 8). A argila estrutural geralmente é depositada como partículas ou detritos (Kurniawan, 2005), muitas vezes ocorrendo como pequenos lodos praticamente do mesmo tamanho das partículas de areia (Sams & Andrea, 2001).

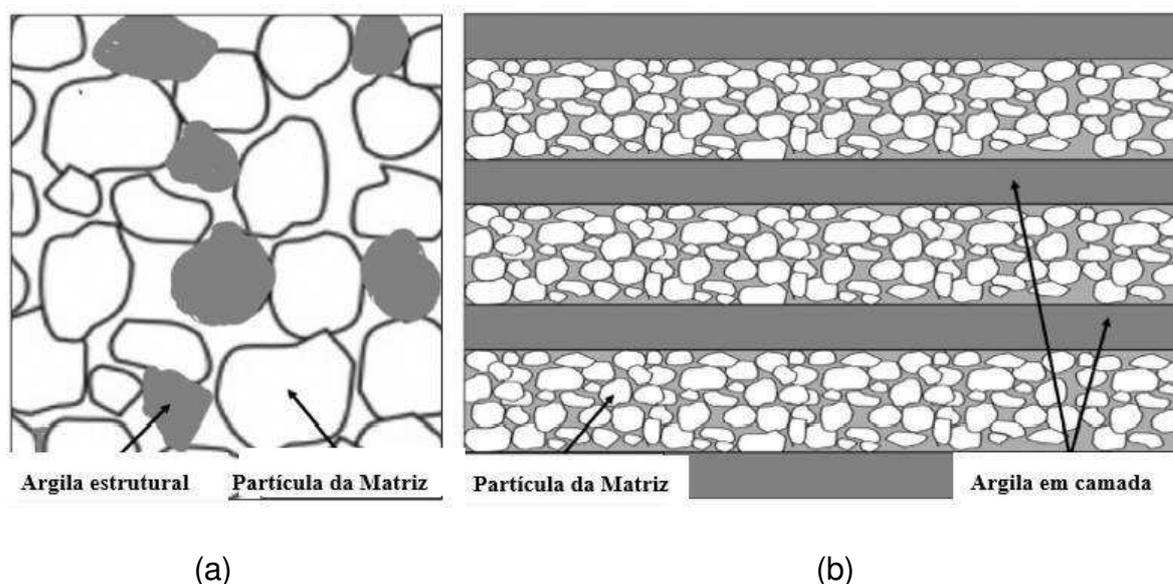


Figura 8 - Distribuição da argila da matriz: a) argila estrutural e b) argila em camada. Modificado de Nie *et al.* (2021).

Do ponto de vista macroscópico a argila estratificada pode ser considerada uma argila estrutural contínua. Nie *et al.* (2021) destacam que existe uma diferença entre a classificação da argila estratificada em escala sísmica, na perfilagem e laboratorial. Logo, o fator escala deve ser levado em consideração quando se trata da definição estrita de argila em camadas, uma vez que a argila em camadas pode levar à anisotropia.

Anstey (1991) indica que a argila dispersa tem pouca influência no módulo volumétrico da matriz, entretanto aumenta a densidade, levando a uma diminuição na velocidade da onda P.

Minear (1982) utilizou diferentes modelos de física das rochas para modelar os efeitos da argila estrutural, estratificada e dispersa nas propriedades elásticas dos arenitos argilosos. Afirma que a argila em altas concentrações é mais provável ser

uma argila estrutural. Os resultados do modelo de meio equivalente mostram que a argila estrutural e estratificada tem efeitos semelhantes na velocidade das ondas P dos arenitos argilosos, onde a velocidade das ondas elásticas diminui com o aumento do teor de argila (Minear, 1982; Sams & Andrea, 2001).

Nie *et al.* (2021) utilizaram modelos de física de rochas para investigar a influência da distribuição da argila dispersa, cimentada e matriz (incluindo, nesse caso a argila estrutural e estratificada). Os autores afirmam que as propriedades elásticas são significativamente controladas, pela distribuição de argila na rocha. A modelagem de física de rochas e os resultados experimentais de laboratório mostram que quanto maior o teor de argila matriz, menor a velocidade das ondas elásticas. A argila dispersa e cimentada aumenta a velocidade do arenito ao reduzir a porosidade; o aumento da argila dispersa causa apenas um leve aumento na velocidade das ondas elásticas dos arenitos. Em contraste, uma pequena quantidade de argila cimentada pode aumentar significativamente a velocidade do arenito.

A Figura 9 mostra os efeitos da argila estrutural e em camadas nas propriedades elásticas de arenito argiloso saturado com água utilizando a modelagem de física de rocha proposta por Nie *et al.* (2021). Tanto a V_P quanto o V_S diminuem com o aumento do teor de argila, porque o aumento do teor de argila da matriz diminui a rigidez da matriz e suaviza o esqueleto rochoso. Além do mais, observa-se que a argila em camadas e estrutural têm quase os mesmos efeitos sobre as propriedades elásticas do arenito argiloso. Os autores destacam que ainda é um desafio distinguir a argila em camadas da argila estrutural com base nas velocidades das ondas elásticas.

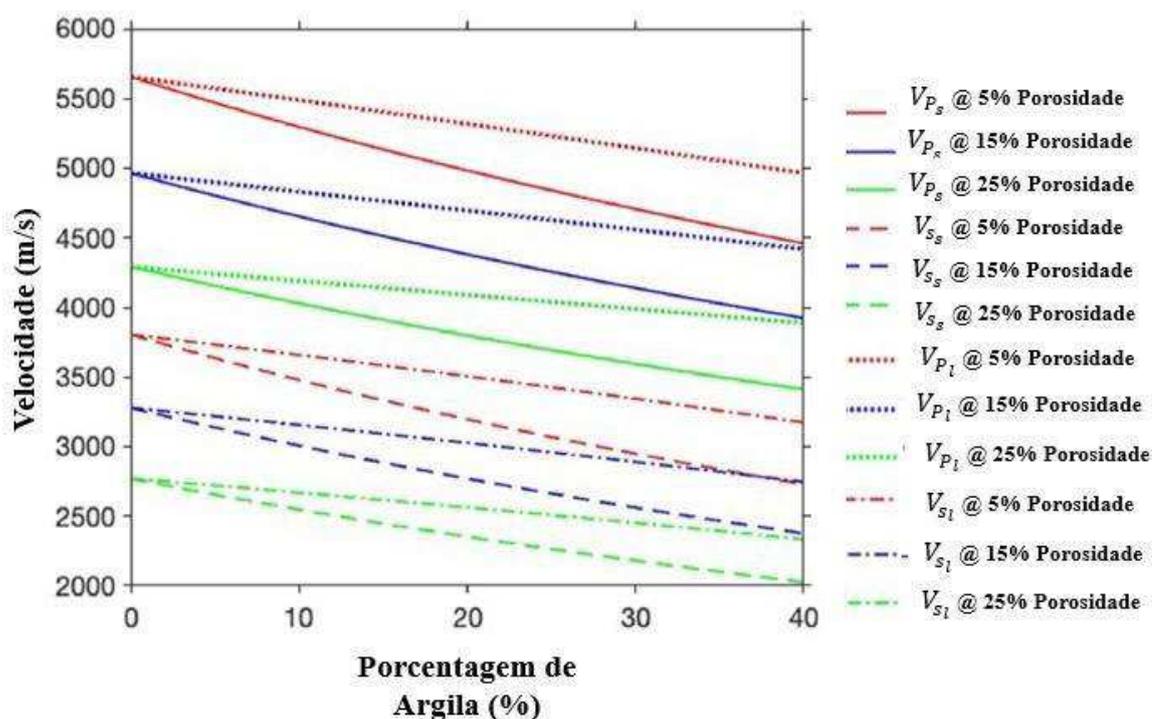


Figura 9 - Relações entre V_p e V_s e porcentagem de argila para arenito argiloso estrutural (subescrito s) e em camadas (subescrito l). As cores vermelho, azul e verde representam porosidade de 5%, 15% e 25%, respectivamente. As linhas sólidas e tracejadas com cores diferentes representam a velocidade das ondas P e S da argila estrutural para porosidades diferentes, respectivamente. As linhas pontilhadas e tracejadas representam a velocidade da onda P-ans S do arenito argiloso estratificado (Modificado de Nie *et al.*, 2021).

Nie *et al.* (2021) também apresenta uma discussão a respeito da influência da argila cimentada e dispersa sob a velocidade da onda P (V_P), para o arenito saturado com água (Figura 10). Observa-se que a velocidade da onda P aumenta lentamente com o aumento do teor de argila, sendo consistentes com estudos anteriores, como o de Sams & Andrea (2001). Considerando a curva em verde, para a argila dispersa, verifica-se que quando a argila preenche quase 40% dos poros, sua velocidade aumenta rapidamente, impulsionada pelo Limite inferior de Hashin-Shtrikman (Hashin & Shtrikman, 1962). Para a argila cimentada, uma pequena quantidade de argila aumenta a velocidade da onda P significativamente (curva vermelha). Com o aumento do teor de argila também se observa que a velocidade aumenta lentamente.

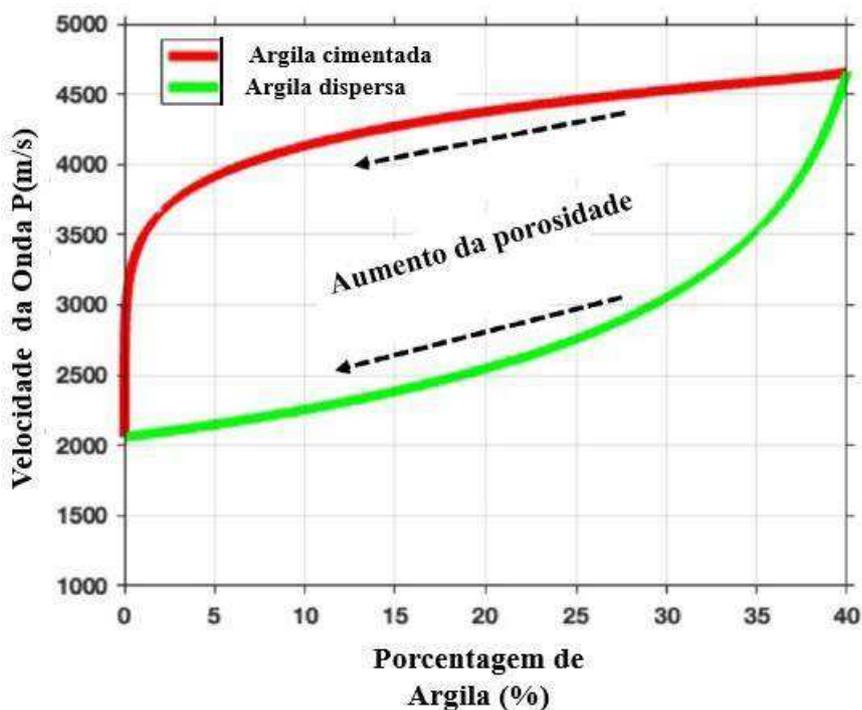


Figura 10 - As relações entre a velocidade da onda P saturada de água e o teor de argila cimentada e dispersa (Modificado de Nie *et al.*, 2021).

3.3.7 Efeito da amplitude de deformações

A deformação resultante da propagação de uma onda é função da amplitude da onda. Quando a rocha sofre uma deformação excessiva envolve vários mecanismos que são capazes de alterar as propriedades elásticas das rochas.

Mavko (1979) afirma que quando as rochas estão submetidas a grandes deformações, em geral apresentam valores de velocidades mais baixas. Geralmente, as grandes deformações também estão associadas a frequências de ondas mais baixas. Quando a pressão efetiva é aumentada, as velocidades das rochas se tornam menos dependente das grandes deformações, ou seja, ocorre uma diminuição das deformações em consequência do aumento da pressão efetiva.

Os ensaios de elasticidade em rochas, como já mencionados, são realizados basicamente de duas maneiras: estático e dinâmico. O ensaio estático submete a rocha a grandes deformações, medindo as propriedades elásticas em baixa frequência. Enquanto o ensaio dinâmico provoca deformações de pequenas amplitudes nas partículas da rocha, sendo realizados a alta frequência, em geral

ultrassom. Logo, os módulos de elasticidade de uma rocha estão associados com a frequência e a amplitude das deformações a que a rocha é submetida. (Jizba & Nur 1990, Bloch *et al.*, 1993, Soares, 2007, Fjaer, 2018, Wang, 2020).

3.3.8 Relação entre módulos elásticos estáticos e dinâmicos

As propriedades elásticas podem ser classificadas em estáticas ou dinâmicas a depender da forma como foram obtidas. As propriedades dinâmicas são medidas através da perfilagem de poços, ensaios em laboratório com a propagação de pulsos elásticos, enquanto que as propriedades estáticas, são obtidas através de ensaios nos quais se avalia o comportamento tensão-deformação de amostras de rochas submetidas a compressão, onde esses métodos se baseiam na teoria da elasticidade linear.

Ohkubo & Terasaki (1977) destacam que os valores dos módulos estáticos são diferentes dos resultados dinâmicos, sendo comum o módulo de deformabilidade dinâmico apresentar-se maior em até dez vezes que seu correspondente estático. A utilização direta desses módulos dinâmicos nas operações de engenharia torna-se perigosa, uma vez que módulos elásticos maiores estão associados a materiais mais resistentes quando submetidos a tensões. Nesse caso, é preferível a utilização dos módulos elásticos estáticos, dado que os mesmos apresentam uma maior representatividade do comportamento mecânico das rochas. Entretanto, as medidas dos módulos dinâmicos são amplamente utilizadas na engenharia, em virtude de serem facilmente obtidas através de ensaios não destrutivos, acarretando em redução nos custos. Diversos trabalhos na literatura tem demonstrado que pode haver grandes diferenças entre os módulos estáticos e dinâmicos para rochas, e a rigidez dinâmica é quase sempre maior que a estática (Simmons & Brace, 1965; Walsh, 1965; King, 1969; Cheng & Johnston, 1981; Jizba & Nur, 1990; Martin & Haupt, 1994; Yale & Jamieson, 1994; Tutuncu *et al.*, 1998; Olsen *et al.*, 2008; Fjær, 1999, 2009, 2019; Li *et al.*, 2019; Bian *et al.*, 2023).

Jizba (1991) comparou o módulo volumétrico estático ao dinâmico usando 43 amostras de arenito com gás e xisto, com porosidade variando de 0,2 a 14% e teor de argila entre 0 e 66%. Nas amostras limpas de baixa porosidade, o $K_{\text{Estático}}$ era

praticamente o mesmo que o $K_{\text{Dinâmico}}$ quando submetidas a altas tensões e tornou - se cerca de 50% menor que o $K_{\text{Dinâmico}}$ em situações de baixa tensão. Foi observado que os módulos volumétricos dinâmicos excedem os módulos estáticos na maioria dos arenitos e folhelhos, os quais foram medidos em condições de ambiente seco a várias pressões confinantes (5 a 125 MPa).

Bloch *et al.* (1994) associa a dependência dos módulos com a pressão ao mecanismo de abertura e fechamento das microfissuras. Segundo o autor, as microfissuras são definidas como contatos entre grãos de grandes dimensões, onde cada contato é constituído por vários pontos de aspereza, existindo uma viscoelasticidade intrínseca a este mecanismo de fricção. Para situações de baixas pressões o número de contatos ásperos é pequeno e os módulos também são pequenos, se comparados com os módulos obtidos à alta pressão. A variação dos módulos com a pressão se torna importante, principalmente para os módulos estáticos, uma vez que a amplitude de deslocamento das partículas é muito mais relevante quando comparada ao caso dos módulos dinâmicos. Dessa forma, observa-se que os módulos dinâmicos e estáticos mostram diferentes sensibilidades a presença de microfissuras, as quais se encontram abertas a baixas pressões e fechadas a altas pressões.

Os arenitos, por exemplo, são rochas granulares cimentadas, ou seja, a sua matriz mineral (fase sólida) é composta por grãos minerais em íntimo contato entre si. Os processos diagenéticos em escalas de tempo geológico, podem cimentar os contatos entre grãos, levando a formação de grãos livres ou cimentados, poros iguais, poros complacentes e fissuras intergranulares.

Ao analisar imagens de lâminas delgadas do Arenito Berea, Wang *et al.* (2020) observaram que as superfícies dos grãos não são perfeitamente lisas, ou seja, são observadas asperzas e rugosidade. Fjaer (2019) também destaca que em arenitos com microestruturas complexas, um aumento de pressão ou tensão induzirá deformações elásticas e recuperáveis, bem como processos não elásticos e irreversíveis, como deslizamentos por fricção ao longo dos limites dos grãos ou superfícies de fissuras fechadas. Logo, tanto os processos elásticos, quanto os não elásticos, podem contribuir para a resposta da deformação não linear e histerética à tensão aplicada.

Mavko *et al.* (2009) destacam que as microfissuras pré-existent orientadas e distribuídas aleatoriamente, tendem a ser fechadas quando submetidas a cargas de

tensão hidrostática. Sob condições de baixa tensão hidrostática, os poros complacentes tendem a ser comprimidos ou fechados. Os grãos minerais vizinhos, que inicialmente não apresentam contato à pressão ambiente, tendem a ser empurrados juntos e ficam progressivamente mais próximos. As áreas de contato ponto a ponto ou de grãos lineares são ampliadas em pressões elevadas, levando a um aumento no número de coordenação e a uma diminuição na porosidade.

Han (1986) afirma que quando a pressão confinante aplicada inicialmente for maior do que a pressão crítica de fechamento da fissura, os poros ou fissuras complacentes serão fechados.

Outro fator que influencia essa diferença entre os módulos é a litologia. No estudo realizado por Wolhart (1992) comparando os módulos estáticos e dinâmicos de amostras provenientes da formação Travis Peak no Texas mostram que análises realizadas em arenitos, sob altas tensões compressivas, os módulos são praticamente idênticos, enquanto que para amostras de folhelhos, sob mesmas condições de tensão, a discrepância entre os módulos estáticos e dinâmicos ainda é alta (Figura 11). Essa discrepância observada seria justificada pela presença de microporos encontrados em amostras de folhelhos.

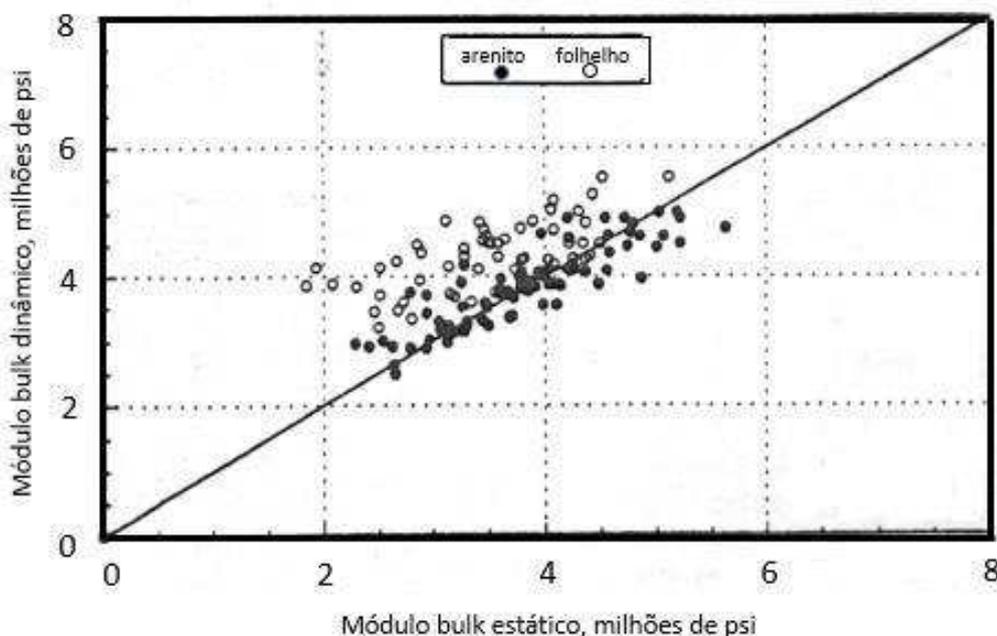


Figura 11: Influência da litologia na relação entre módulo bulk dinâmico e estático (Modificado de Wolhart, 1992).

Dinis *et al.* (2000) ressaltam que durante as situações dinâmicas, as tensões são altamente localizadas, realçando dessa forma, a resistência da rocha numa região muito limitada do seu volume. Já nas situações de carga estática, observa-se que todas as partes do material rochoso participam do processo de ruptura, de modo que o mais fraco dos elementos é o fator decisivo para o processo, o que acarreta uma redução no valor da resistência.

García *et al.* (2012) realizaram a caracterização mecânica de travertinos bandados e tufas e concluíram que a resistência e a rigidez dos travertinos dependem da porosidade da rocha. Macroporos vulgares grandes têm pouca influência sobre o módulo de elasticidade, enquanto que a microporosidade (<100 μm) ou falhas entre os elementos estruturais (cristais) é um fator muito mais determinante. A relação entre resistência e porosidade apresentou uma tendência exponencial, onde pequenas mudanças em baixas porcentagens da porosidade provocam grandes mudanças na resistência. Observou-se ainda que a propriedades mecânicas dos travertinos laminados dependem da orientação dessas bandas em relação a direção da carga. Os valores de resistência e rigidez registrados em amostras com orientações de lâminas perpendiculares, nem sempre foram os mais elevados, seguindo a característica para as rochas anisotrópicas, entretanto o comportamento mecânico varia conforme as fácies rochosas predominantes.

Zhang *et al.* (2019) apresentaram uma análise teórica para as diferenças entre os módulos estáticos e dinâmicos em arenitos, descritas em termos da microestrutura dos poros. Foram analisados os efeitos da porosidade fissural ("macia") e dos poros intergranulares ("rígidos") e estimada a distribuição das razões de aspecto dos poros usando o módulo volumétrico estático em vez do dinâmico. Os resultados mostraram que a porosidade fissural e a densidade obtida a partir do módulo volumétrico estático são maiores do que as estimadas a partir dos módulos dinâmicos. Esse resultado valida a conclusão de que a porosidade fissural estimada a partir de módulos dinâmicos é uma subestimação da verdadeira porosidade das rochas.

Um parâmetro de entrada bastante utilizado na modelagem geomecânica é a razão de Poisson. Entretanto a razão de Poisson estática é raramente mencionada na literatura para comparação com a razão de Poisson dinâmica correspondente. A relação entre os índices de Poisson estáticos e dinâmicos permanece ambígua (Hubbert & Willis, 1957; Dillon *et al.*, 1995; Rickman *et al.*, 2008).

Fjaer (2018) destaca que as causas mais relevantes para explicar a diferença entre os módulos estáticos e dinâmicos das rochas são: a razão de deformação, condições de drenagem, heterogeneidades, anisotropia e amplitude da deformação.

3.3.8.1 Taxa de deformação

A principal explicação para a discrepância entre os módulos estáticos e dinâmicos é a diferença na taxa de deformação induzida pelas ondas elásticas versus a taxa de deformação do carregamento estático.

A taxa de deformação sofrida por um volume de rocha referente a propagação de uma onda elástica é uma função periódica, com amplitude ($\dot{\epsilon}$) relacionada com a amplitude de deformação (ϵ_0) pela equação 23:

$$\dot{\epsilon} = 2\pi f \epsilon_0 \quad (23)$$

A amplitude de deformação de uma onda elástica em um volume de rocha é tipicamente limitada à faixa de 10^{-6} a 10^{-8} (Batzle *et al.*, 2006), enquanto a frequência pode variar em muitas ordens de magnitude. Logo, assume-se que existe uma estreita relação entre a taxa de deformação média e a frequência para diferentes tipos de onda (Figura 12).

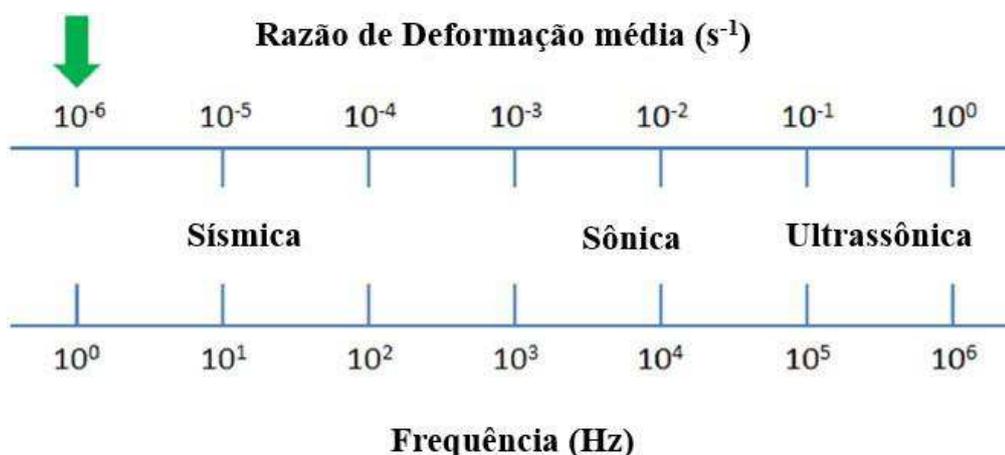


Figura 12 - Frequências típicas e taxas de deformação para tipos de ondas comuns. A seta indica a taxa de deformação de um teste típico de laboratório de mecânica de rochas (Modificado de Fjaer, 2018).

No laboratório, a frequência central das ondas ultrassônicas está normalmente na faixa de 5×10^5 a 1.0×10^6 Hz, fornecendo uma taxa de deformação média na ordem de 10^{-1} a 10^0 (s^{-1}). Em comparação, a taxa de deformação, comumente usada nos ensaios de mecânica das rochas, corresponde à taxa de deformação de uma onda elástica com frequência de 1 Hz, conforme indicado pela seta verde na Figura 12.

Em contraste com os módulos dinâmicos derivados das velocidades das ondas ultrassônicas, os módulos dinâmicos derivados das velocidades das ondas sísmicas podem apresentar uma proximidade maior com os módulos estáticos medidos a partir dos testes geomecânicos. Portanto, a taxa de deformação pode não ser necessariamente a causa primária da disparidade entre os módulos estáticos e dinâmicos.

3.3.8.2 Heterogeneidades

As rochas sedimentares apresentam natureza heterogênea, em função da variedade de processos geológicos as quais estão submetidas, que provocam alterações na composição mineralógica e textura da rocha, como por exemplo a diagênese. Como resultado, as propriedades físicas das rochas podem diferir muito de um local para outro. Mesmo para amostras de rochas provenientes de testemunhos oriundos de uma formação isotrópica, pode haver variações significativas na rigidez da rocha e na resistência à ruptura (Del Greco *et al.*, 1991; Schei *et al.*, 2000; Liang *et al.*, 2007; Tziallas *et al.*, 2013; Fjær & Nes, 2014; Fjær, 2019).

As variações na rigidez da rocha devem ser levadas em consideração nas relações dos módulos elásticos estáticos-dinâmicos. Para um volume de rocha heterogêneo, a rigidez efetiva da rocha é uma combinação da magnitude da rigidez de cada subvolume homogêneo de rocha. A rigidez dinâmica derivada da propagação de ondas elásticas na porção de um volume rochoso, provavelmente, será diferente da rigidez efetiva de todo o volume. Mesmo quando o volume de rocha considerado pelas medições estáticas e dinâmicas são iguais, a rigidez dinâmica pode diferir da rigidez estática.

Considere um bloco de rocha constituído de camadas estratificadas, duras e macias, alternadamente. A rigidez efetiva correspondente ao carregamento paralelo às camadas de rocha, depende da combinação da rigidez individual das camadas e da quantidade de camadas rígidas e macias. Nesse caso, o valor da rigidez da rocha estaria entre a rigidez da camada mais rígida e da mais macia.

Para as ondas elásticas viajando na mesma direção, uma porção da frente de onda seguirá as camadas mais rígidas. Portanto, a rigidez dinâmica baseada nas primeiras chegadas das velocidades, pode ser quase a mesma, como se todo o volume consistisse no material mais rígido. Observa-se que a rigidez efetiva para a propagação de uma onda elástica é função do comprimento de onda em relação ao espaçamento das camadas. Esse efeito foi confirmado por Marion & Coudin (1992) por meio de um estudo experimental em meios estratificados e teoricamente por Hovem (1995) para ondas viajando perpendicularmente às camadas.

Quando a onda elástica se propaga numa direção perpendicular às camadas, a tensão induzida pode ser considerada uniforme em todo o volume da rocha. Se a frequência da onda for suficientemente baixa (isto é, o comprimento de onda for muito maior que a espessura da camada), a rigidez efetiva determinada a partir de tal onda elástica seria a mesma que a rigidez estática. A rigidez efetiva é dada pela média de Reuss (Reuss, 1929) como descrito na equação 24:

$$M_{st} = M_{dyn} = \left[\sum_i \frac{f_i}{M_i} \right]^{-1} \quad (24)$$

onde, f_i representa a fração volumétrica de cada constituinte; M_i é a rigidez elástica de cada componente; M_{st} é a rigidez estática; M_{dyn} é a rigidez dinâmica.

Para o caso do comprimento de onda curto, ou seja, quando a frequência da onda elástica é suficientemente alta, a onda detectará cada camada individualmente e o tempo de trânsito será uma média aritmética ponderada dos tempos de trânsito em todas as camadas. Nesse caso, a rigidez dinâmica será maior que a rigidez estática, como descrita na equação 25:

$$M_{dyn} = \sum_i f_i \rho_i [\sqrt{\rho_i f_i}]_{M_i}^{-2} \geq [\sum_i f_i]_{M_i}^{-1} > M_{st} \quad (25)$$

3.3.8.3 Condições de Drenagem

A condição drenada corresponde a uma rocha saturada de fluido com sistema aberto. Sob condições drenadas, o fluido no espaço poroso pode fluir para fora ou para dentro do sistema quando a rocha porosa é comprimida ou estendida. Em contraste, a condição não drenada refere-se a um sistema rocha-fluido fechado. Nesse sistema o fluido dos poros não pode fluir para fora ou para dentro do volume considerado. Quando uma rocha saturada com fluido é comprimida em um sistema fechado, a pressão dos poros aumentará impondo resistência à compressão da rocha, tornando-a mais rígida (Figura 13).

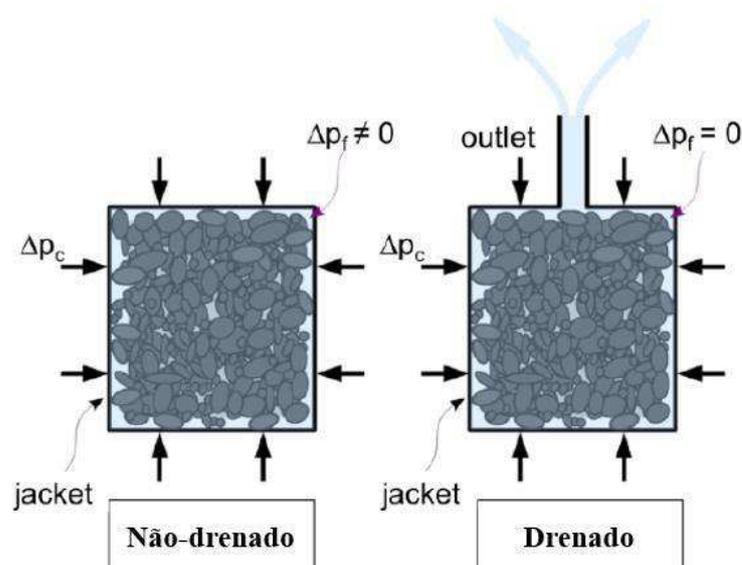


Figura 13 - Ilustração esquemática das condições de drenagem. P_c é a pressão confinante e P_f é a pressão de poros (Modificado de Wang, 2020).

O impacto das condições de drenagem é bem descrito nas equações de Biot-Gassmann. Considerando a rocha um material isotrópico, linearmente elástico, com espaço poroso e permeável (equações 26 e 27):

$$K = K_{fr} + K_f \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)}{\phi + \frac{K_f}{K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (26)$$

$$G = G_{fr} \quad (27)$$

Onde, K e G são os módulos volumétrico e de cisalhamento da rocha sob condição não drenada. K_{fr} e G_{fr} correspondem aos módulos sob condição drenada. K_f e K_s são o módulo volumétrico do fluido e da matriz rochosa respectivamente, e ϕ é a porosidade da rocha.

Geralmente, os módulos dinâmicos são sempre medidos sob condições não drenadas. Nesse caso, representaria uma potencial diferença entre os módulos estáticos e dinâmicos se o módulo estático estiver relacionado a uma deformação com fluido drenado, o que na maioria das vezes acontece. Quando as condições de drenagem estáticas são semelhantes as dinâmicas é possível eliminar as condições de drenagem como potencial causa da diferença entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos (Fjaer, 2019).

Se a rocha for testada na condição seca (sem fluido saturante), a baixa compressibilidade do gás não induzirá qualquer flutuação significativa na pressão dos poros sob condições não drenadas, nesse caso as condições de drenagem não são importantes. No caso da rocha totalmente saturada, para eliminar os efeitos das condições de drenagem na diferença estático-dinâmico é necessário que as condições de ensaio para as propriedades estáticas sejam semelhantes as do ensaio dinâmico, ou seja, condições não drenadas.

3.3.8.4 Anisotropia

Em reservatórios convencionais, até certo ponto, é razoável estimar as propriedades elásticas estáticas assumindo um meio isotrópico, ou seja, as propriedades são independentes da direção. Contudo, em reservatórios não convencionais, a suposição de isotropia pode não se aplicar (Higgins *et al.*, 2008;

Barree *et al.*, 2009). As propriedades estáticas estimadas poderão apresentar erros potenciais, que são resultados da negligência dos efeitos da anisotropia.

Nos folhelhos ricos em matéria orgânica, o alinhamento das partículas de argila e a laminação paralela da matéria orgânica são os principais contribuintes para a anisotropia intrínseca (Kaarsberg, 1959; Sayers, 1999; Cholach & Schmitt, 2006).

Do ponto de vista estático, tem sido bem aceito que o módulo de Young paralelo à estratificação é muito maior do que sua contraparte normal à estratificação dinamicamente (Lo *et al.*, 1986; Sayers, 2013; Zhao *et al.*, 2016) e estaticamente (Chenevert & Gatlin, 1965; Niandou *et al.*, 1997; Holt *et al.*, 2015; Ong *et al.*, 2016; Meléndez-Martínez & Schmitt, 2016; Ramos *et al.*, 2019). Contudo, as relações entre as razões de Poisson raramente são discutidas na literatura. O regime anisotrópico de tensões afeta as propriedades estáticas e dinâmicas, sendo necessário considerar nesse caso a aplicação da tensão principal máxima normal ao acamamento e paralela ao acamamento.

O regime de tensões *in situ* raramente é isotrópico, tornando um desafio conseguir simular com precisão regimes de tensões anisotrópicos em laboratório, uma vez que temos a limitação do sistema de teste pseudo-triaxial, onde a tensão axial é igual ou maior do que as duas tensões horizontais, com as duas tensões horizontais sendo assumidas como iguais.

3.3.8.5 Ensaio simultâneo estático-dinâmico

O conjunto de dados experimentais para calibração dos parâmetros de entrada do modelo de simulação estática utilizado para este estudo, foi gerado por Dillon *et al.* (1995), onde pode ser encontrada uma descrição detalhada das amostras e procedimentos experimentais.

Dillon *et al.* (1995) realizaram ensaios estáticos e dinâmicos simultâneos em 65 amostras de arenitos, calcários e folhelhos oriundos de seis diferentes bacias sedimentares brasileiras, gerando um banco de dados com o registro dos módulos obtidos sob diversos estados de tensão para cada amostra. O nível de tensão desviadora no qual esses módulos foram calculados corresponde à metade da

tensão desviadora na qual ocorreu a ruptura da rocha. Essa convenção foi adotada na tentativa de usar um mesmo critério para definir o trecho elástico linear de todas as amostras ensaiadas.

Os resultados alcançados mostraram que se pode obter uma função de regressão linear entre os correspondentes módulos estáticos e dinâmicos, com um coeficiente de determinação variando entre 0,75 e 0,91, exceto para a razão de Poisson, cujos valores estáticos e dinâmicos não apresentaram qualquer correlação ($R^2 = 0$). A Figura 14 apresenta, como exemplo, as curvas de tensão desviadora contra as deformações axial e lateral para uma dada amostra de rocha. A Figura 15 apresenta as relações entre os módulos estáticos e dinâmicos para as 65 amostras analisadas. Nesta figura os módulos foram medidos sob tensão desviadora igual à metade da tensão de ruptura.

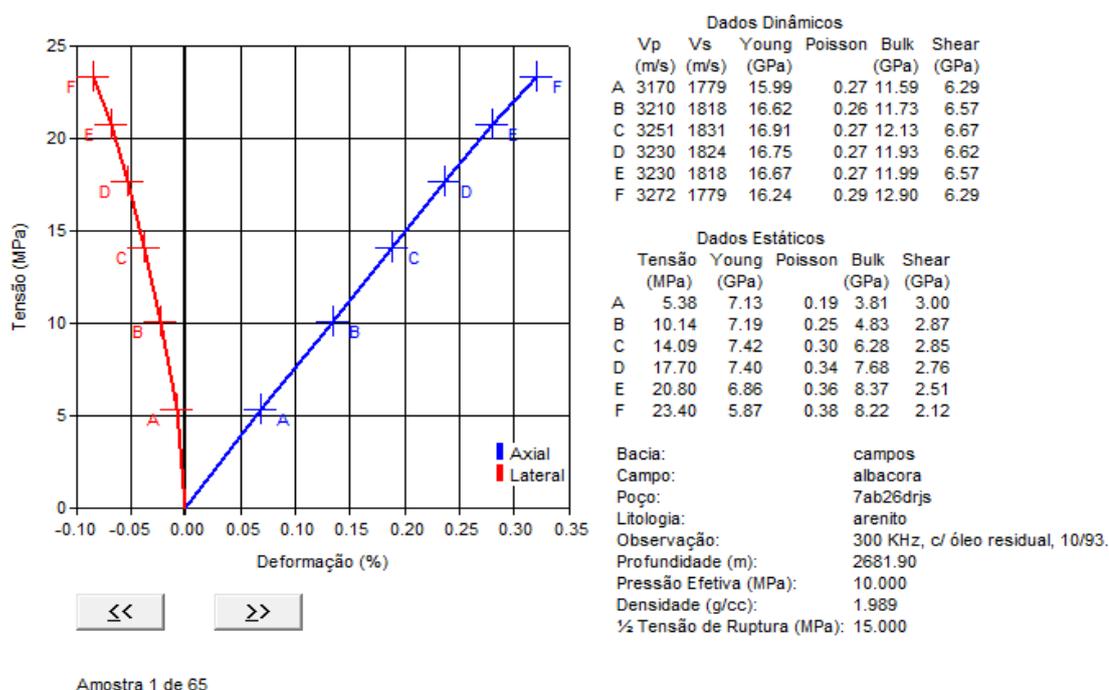


Figura 14: Curvas tensão-deformação para uma amostra de arenito (Dillon *et al.*, 1995).

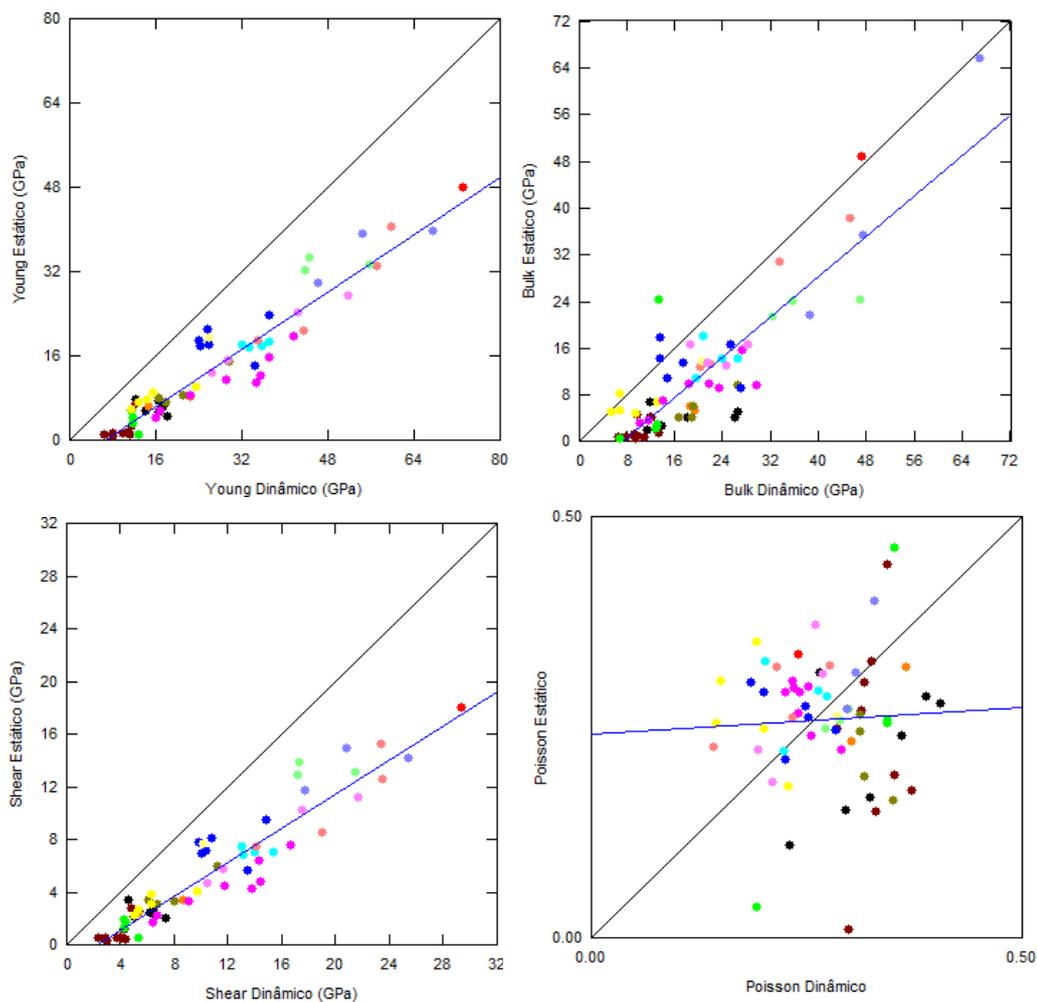


Figura 15: Relação entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos para todas as amostras (Dillon *et al.*, 1995).

As relações lineares derivadas desse conjunto de dados, foram utilizadas para a calibração dos módulos elásticos estáticos das fases consideradas, matriz e fase intermediária (microporosa) no presente estudo. No capítulo de metodologia, durante a apresentação da simulação das propriedades estáticas são elencadas as equações consideradas, nomeadas de relações BDCE, derivadas do conjunto de dados de testes experimentais de Dillon *et al.* (1995).

4 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta um resumo das técnicas experimentais, computacionais e procedimentos para análise de dados utilizados nesta pesquisa, organizado em duas etapas correlacionadas: a etapa experimental, que corresponde à petrofísica básica, e a petrofísica computacional.

A etapa da petrofísica básica consiste na seleção e preparação das amostras de rochas, na realização do ensaio laboratorial de porosidade e densidade de grãos e na realização do ensaio elastodinâmico. O fluxograma da petrofísica computacional pode ser sub-dividido em 5 etapas sequenciais: Geração das malhas (*mesh*); Simulação das propriedades elétricas; Simulação das propriedades elastodinâmicas; Simulação dos módulos estáticos, e análise estatística dos dados as quais serão descritas a seguir de forma resumida, objetivando a compreensão do fluxograma de trabalho adotado na presente pesquisa (Figura 16).

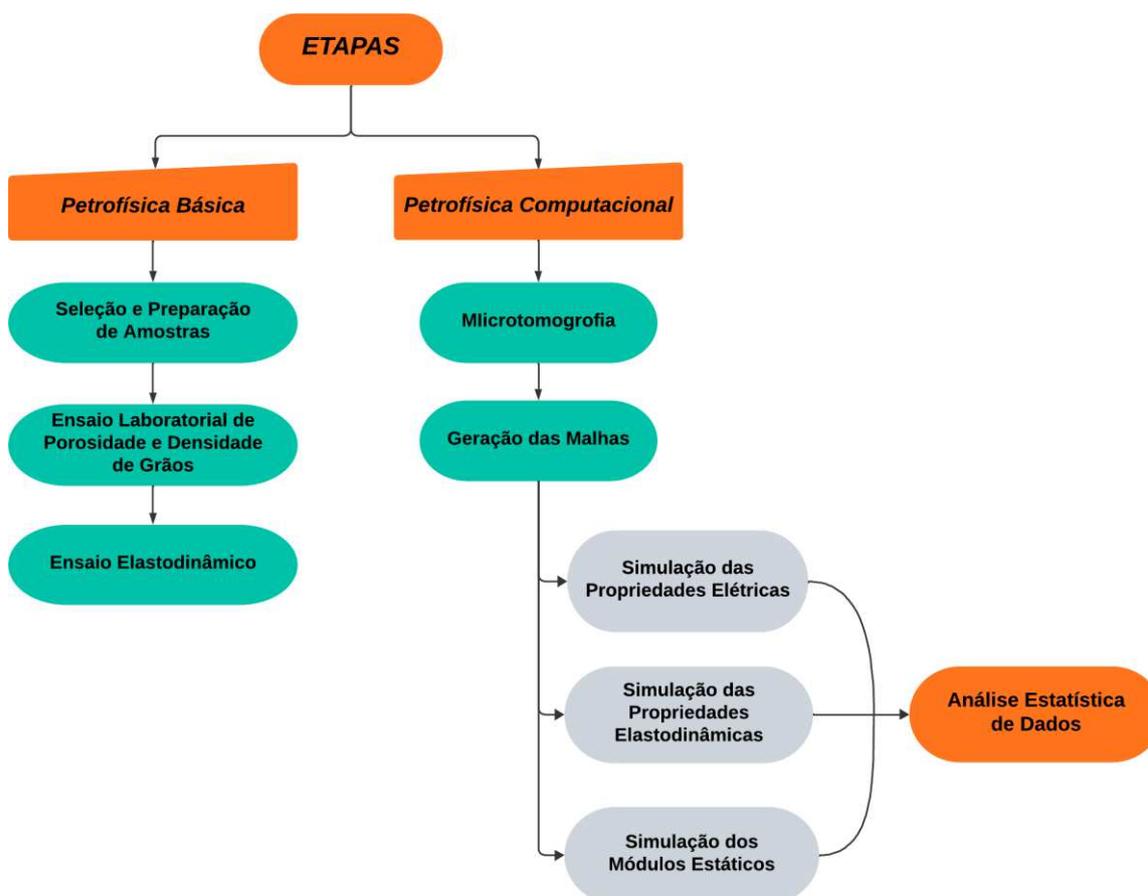


Figura 16 - Fluxograma das principais metodologias aplicadas no presente trabalho.

4.1 Seleção de amostras

Para a realização das simulações multifísicas foram selecionadas 14 amostras de diferentes litologias (carbonatos e arenitos) disponíveis no Laboratório de Petrofísica (LabPetro) – UFCG, conforme apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 - Identificação das amostras de rocha analisadas nesta pesquisa.

Código da Amostra	Litologia	Formação	Origem	Idade	
AC12	Calcário	Edwards Plateau	Austin Chalk (EUA)	Cretáceo	
PC1A		Riachuelo	Pedreira Carapeba		
CR2		Jandaíra	Cachoeira Roncador		
ROSÁRIO			Lajedo Rosário		
AROBL			Lajedo Arapuá		
IL3		Bedford	Indiana (EUA)	Mississipiano	
CALRONC	Calcrete	Jandaíra	Cachoeira Roncador	Cretáceo	
SD12	Dolomito	Thornton	Silurian Dolomite (EUA)	Siluriano	
PC3C		Riachuelo	Pedreira Carapeba	Cretáceo	
F19B	Coquina	Morro do Chaves	Bacia de Alagoas		
CGS15	Arenito	Mesaverde	Colorado (EUA)	Mississipiano	
SCS1		Ohio	Ohio (EUA)		
A7		Antenor Navarro		Bacia Rio do Peixe	Cretáceo
A4					

Os litotipos analisados estão compreendidos entre arenito fino (CGS15) a arenitos grossos (A7 e A4), assim como calcários, calcrete (crostas secundárias de carbonato de cálcio), dolomitos (predominância de Mg em sua composição) e coquina (rocha sedimentar formada pelo acúmulo de conchas). A Figura 17 apresenta imagens microtomográficas das catorze amostras analisadas.

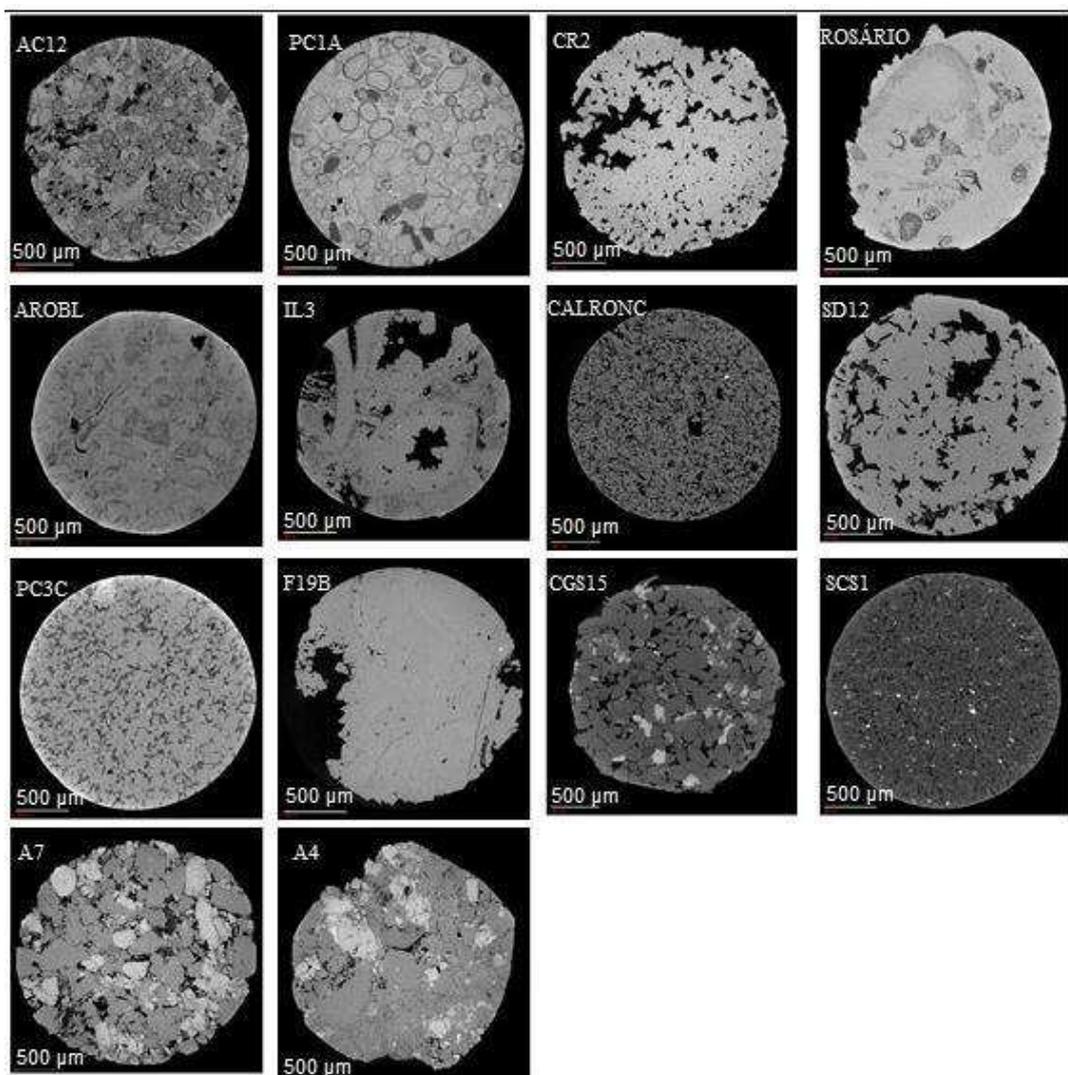


Figura 17 - Imagens microtomográficas registradas nas amostras de rocha analisadas.

4.2 Petrofísica Básica

Os ensaios experimentais de petrofísica de rotina foram realizados no Laboratório de Petrofísica da UFCG. Dados de porosidade, densidade e velocidade de ondas elásticas foram adquiridos para as 14 amostras de rocha.

4.2.1 Seleção e preparação das amostras

A primeira etapa compreendeu a seleção e preparação das amostras. Nessa etapa foram confeccionadas amostras cilíndricas, com cerca de 3,8 centímetros de

diâmetro e altura entre dois e sete centímetros. Para a confecção das amostras inicialmente foi realizada a serragem dos blocos de rocha, em seguida, com auxílio de uma plugadeira de bancada foi feita a extração das amostras desses blocos, e posteriormente o desbaste nas extremidades das amostras foi realizado por uma retificadora. A etapa de retificação tem como objetivo garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios (Anexo A). Após a confecção as amostras foram submetidas à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em uma estufa.

Em seguida foi realizada a pesagem das amostras com uma balança digital de precisão e a medição de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com auxílio de um paquímetro digital, sendo realizadas três medidas em diferentes posições, a partir das quais foram calculadas as médias aritméticas para cada uma das dimensões antes da realização dos ensaios.

4.2.2 Ensaios de porosidade e de densidade de grãos

Os ensaios de densidade e porosidade foram realizados utilizando um permoporosímetro a gás, marca Corelab, modelo UltraPorPerm 500®, acoplado a um coreholder do tipo Hasler, para medições sob confinamento, ou a uma célula matriz, para medições sob pressão ambiente (Anexo A). Estes ensaios são realizados por injeção de gás nitrogênio padrão 5.0 Analítico. O ensaio consiste em introduzir gás nitrogênio em um copo matriz hermeticamente fechado, cujo volume é conhecido, e que contém a amostra de rocha em seu interior. O gás, inicialmente mantido no interior do permoporosímetro com um volume e pressão conhecidos, é liberado para se expandir através dos espaços vazios existentes no interior do copo matriz, o que inclui os poros da amostra de rocha. Dessa expansão decorre uma queda na pressão do gás, cujo novo valor é medido. Uma vez que o volume do copo matriz é conhecido, o novo volume ocupado pelo gás corresponde à diferença entre o volume do copo e o volume de grãos. Através da aplicação da Lei de Boyle-Mariotte, pode-se extrair o valor da única incógnita: o volume de grãos. A densidade de grãos foi obtida diretamente pela razão entre a massa da amostra e o seu volume de grãos. Por outro lado, o volume de poros foi obtido pela diferença entre o volume da amostra e o volume de grãos. Por fim, a porosidade foi calculada como a razão

entre o volume de poros e o volume da amostra. A densidade total foi calculada como a razão entre a massa da amostra e o seu volume.

4.2.3 Ensaio elastodinâmico

Os ensaios elastodinâmicos foram realizados no equipamento AutoLab 500[®], fabricado pela *New England Research* (Anexo A). Estes ensaios consistem no registro completo das ondas P e S que são propagadas na direção longitudinal dos plugues. No caso das ondas S são registradas duas ondas com polarização mutuamente perpendiculares: ondas S_1 e S_2 . O objetivo de medir a velocidade de duas ondas S é investigar a possível ocorrência de anisotropia elástica no plano perpendicular ao eixo do plugue. As medidas elastodinâmicas são geralmente realizadas sob temperatura ambiente e o sistema de pressão de poros mantido aberto para a atmosfera, de modo que a única variável durante os ensaios elásticos é a pressão confinante. Inicialmente se estabelece uma pressão confinante e os registros das formas de onda, para cada amostra, podem ser realizados em diferentes níveis de pressão e intervalos decrescentes. A amostra fica submetida a uma determinada pressão até que estabilize, quando a primeira onda é registrada, sendo o tempo de estabilização da onda dependente do tipo de amostra. Em cada nível de pressão as ondas são capturadas. Posteriormente é realizada a picagem das ondas, visando determinar a primeira chegada, ou primeira quebra da onda e a partir daí o tempo de trânsito. A partir da identificação dos tempos de propagação das ondas (P, S_1 e S_2), as velocidades foram calculadas como a razão entre o comprimento da amostra e o respectivo tempo de propagação de um determinado tipo de onda. Através da aplicação de expressões da teoria geral da elasticidade, os módulos elásticos foram determinados, como o módulo de Young e a razão de Poisson.

4.3 PETROFÍSICA COMPUTACIONAL

A petrofísica computacional consiste na caracterização das propriedades físicas das rochas em imagens 3D geradas a partir de microtomografia de raios X, realizadas em subamostras de plugues de rochas.

Para os ensaios computacionais foram utilizados os *softwares* Avizo Fire 8.0, ScanIP e COMSOL Multiphysics 5.1. O Avizo Fire foi utilizado para realização da análise de conectividade dos poros e da fase intermediária.

O ScanIP foi utilizado para a geração de malhas que foram importadas para o COMSOL. Já o COMSOL *Multiphysics* foi utilizado para a modelagem da propagação de ondas compressoriais, simulação das propriedades elásticas estáticas e das propriedades elétricas das rochas.

4.3.1 Microtomografia de raios – X (MicroCT)

As amostras de rochas são inicialmente cortadas de forma similar a uma moeda e posteriormente são cortadas em dimensões milimétricas, via laser no laboratório responsável pela realização dos ensaios de microtomografia (Figura 18).

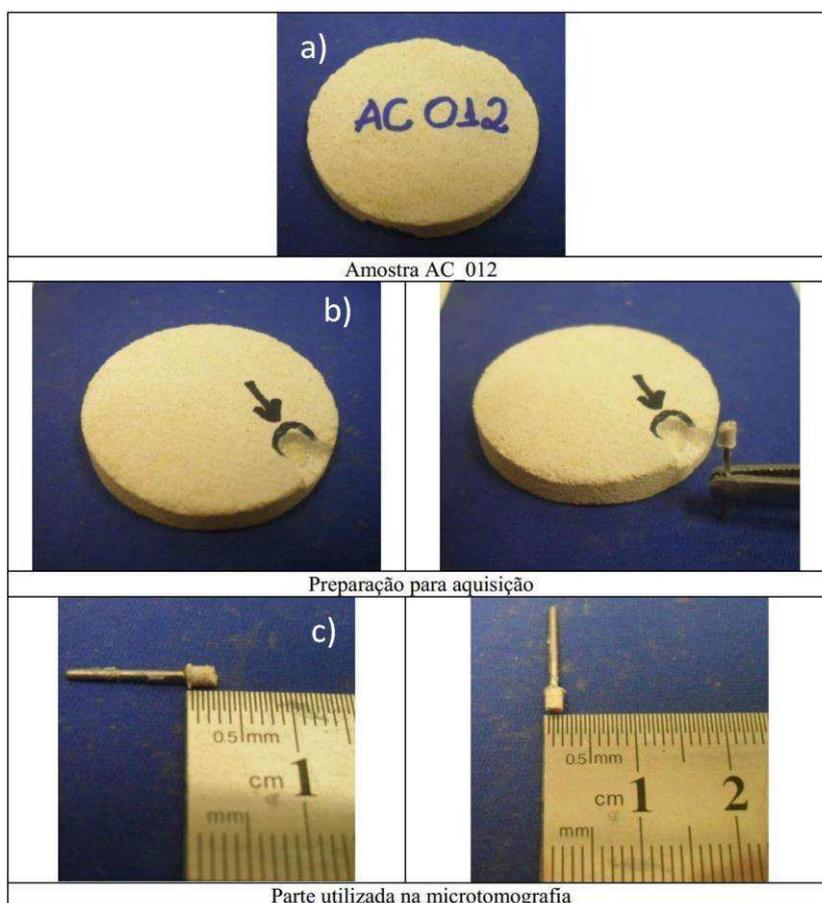


Figura 18: a) Amostra AC_12; b) Microamostra retirada da "moeda" de rocha para imageamento por MicroCT; c) Dimensão da Microamostra de rocha (LMPT, 2016).

O sistema de aquisição de uma tomografia computadorizada de raios X é composto basicamente por um ou vários detectores colocados diametralmente opostos a sua fonte de raios X, e um corpo de prova situado no caminho do feixe (Figura 19). A amostra é inserida no equipamento, posicionada entre a fonte de emissão de raios X e o receptor, sobre a plataforma rotatória e registra-se um conjunto de projeções sobre diferentes ângulos de exposição.

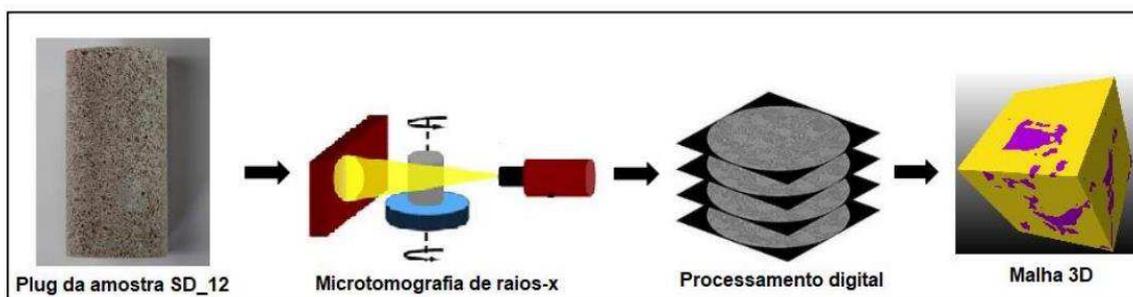


Figura 19 - Processo de aquisição de dados de microCT (Moraes, 2021).

Essas projeções são proporcionais à quantidade de radiação que chega ao detector e varia de acordo com os distintos coeficientes de atenuação dos raios X de cada material. Após todas as radiografias de uma amostra serem registradas, estas são submetidas a um processo de inversão matemática, o qual gera um grande conjunto de cortes (*slices*) horizontais chamados de tomogramas.

As imagens de microtomografia correspondem a uma imagem de 8 ou 16 bits formada por pixels com uma escala de tons de cinza variando de 0 (preto absoluto) a 255 (branco absoluto). Cada pixel de uma imagem obtida no escaneamento corresponde à média de absorção de raios X naquele ponto específico da amostra, sendo representado por um valor de tom de cinza característico.

A tonalidade de cinza de cada pixel está associada à densidade do material que preenche aquela unidade de área específica. Quanto maior a densidade do mineral ou fluido do qual o pixel é composto, mais claro é o seu tom de cinza. O número de pixels das imagens é fixo e quanto menor a amostra, menor é o tamanho do pixel e maior será a resolução da imagem. No processo de reconstrução da imagem tridimensional, o pixel é transformado em voxel, unidade tridimensional capaz de representar a profundidade na imagem microtomográfica.

Na imagem digital o tamanho e o número de pixels representam a resolução espacial ou tamanho real da imagem. Já a resolução espectral corresponde ao número máximo de níveis de intensidade ou tons de cinza que a imagem pode apresentar, a qual pode ser analisada com base em um histograma.

O histograma nesse caso compreende a função de distribuição dos tons de cinza de seus pixels. No eixo vertical do histograma são representadas as frequências dos tons de cinza e no eixo horizontal temos a escala de tons de cinza da imagem.

4.3.2 Geração da Malha

A primeira etapa da simulação das propriedades elásticas e elétricas consiste na geração das malhas. Malhas tridimensionais de elementos tetragonais, representativas dos modelos digitais das amostras de rocha, foram geradas. Cada malha contém as propriedades de volume, forma e topologia dos três domínios (poros, fase intermediária e matriz mineral) e se destina à simulação numérica das propriedades elétricas e elásticas sob diferentes cenários de saturação fluida.

Em função do elevado nível de detalhamento requerido para as amostras desse trabalho, são utilizadas malhas geradas por meio das imagens de microtomografia compiladas no ScanIP.

O procedimento para a geração da malha (*mesh*) consiste em:

1. Importar as imagens empilhadas. Para o caso das amostras do presente trabalho foram utilizados 100 *slices*.
2. Extrair um subvolume representativo da imagem. As dimensões do subvolume utilizada foi 100 x100 x100 voxels, conforme delimitado pelo quadrado em vermelho na Figura 20.

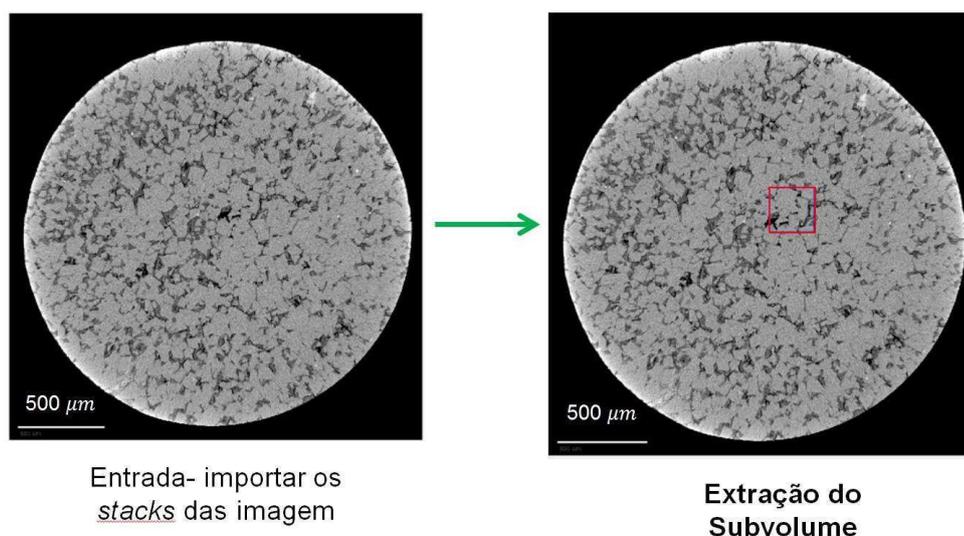


Figura 20 - Exemplo da extração do subvolume a ser segmentado.

A definição de um volume elementar representativo (REV) é importante para que se tenha uma homogeneidade em nível microscópico, incluindo fraturas, distribuição de poros, tamanho de grãos, distribuição mineral e arranjo de grãos.

O ideal seria que as dimensões do REV fossem um pouco maior. Entretanto, por questões de limitação computacional, em termos de capacidade da máquina, quando aumentamos essas dimensões, temos um aumento considerável no tamanho dos arquivos gerados e não conseguimos rodar as simulações. Essas dimensões foram as que promoveram um melhor ajuste em termos de escolha do tamanho do REV e capacidade de processamento da máquina. Para as amostras de granulometria mais fina, mas para as amostras de granulometria mais grossa seriam necessárias subamostras de maior volume.

3. Segmentação

Após a extração do subvolume (Figura 20) é realizada a segmentação. Nessa etapa são identificados os principais domínios que compõem a imagem. Foram definidos três domínios: poros, fase intermediária, que corresponde a fase microporosa, representada pela fração argila ou micrita e a matriz mineral da rocha.

Para a realização da segmentação foi utilizado a ferramenta: *Image Processing advanced* do ScanIP e selecionada a opção *Multilevel Otsu Segmentation* para a separação dos três domínios, conforme mostrado na Figura 21,

onde a imagem colorida, representa o resultado da segmentação, com poros em vermelho, fase intermediária em azul e matriz mineral em verde.

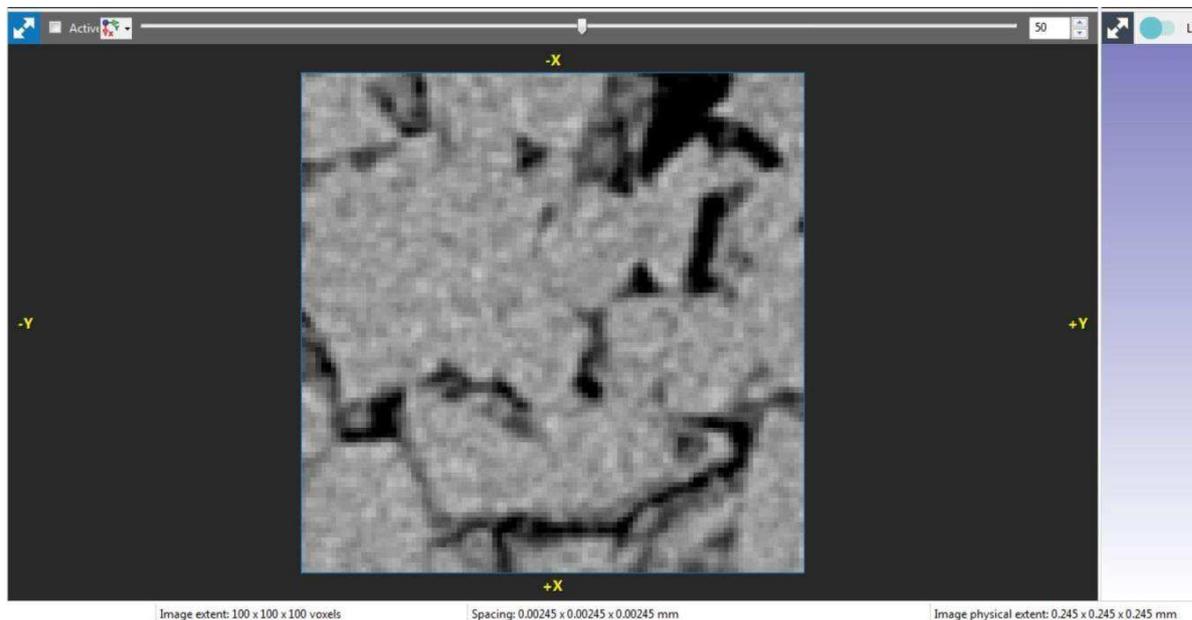


Figura 20 - Visualização da subamostra em tons de cinza.

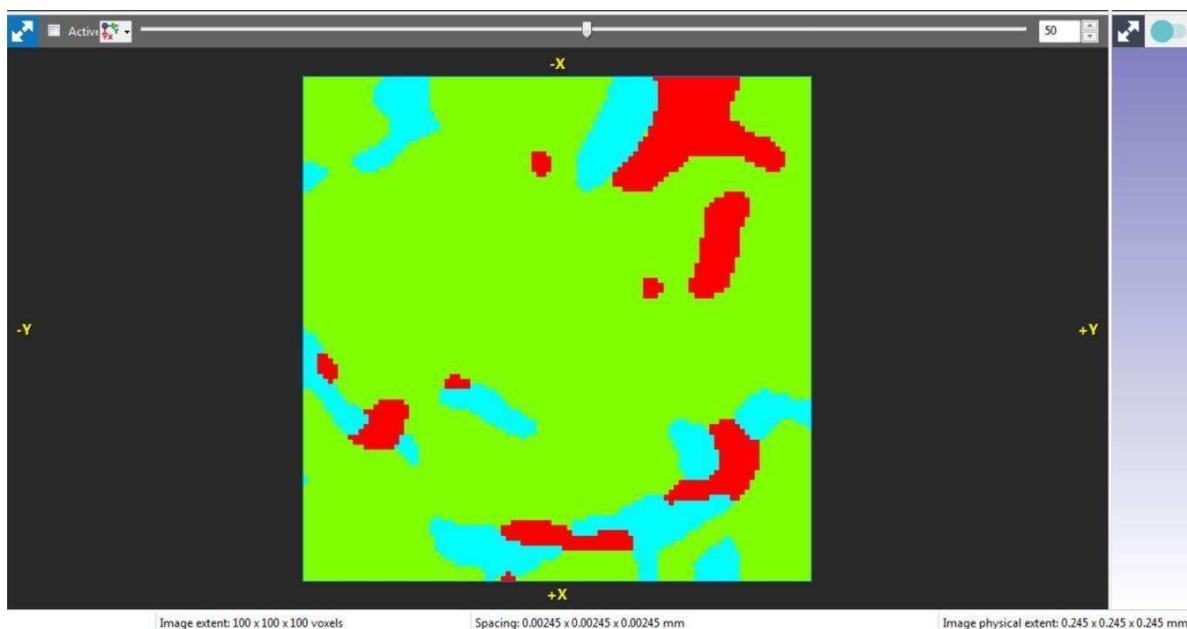


Figura 21 - Visualização da subamostra segmentada. As cores indicam os domínios definidos: poro (vermelho), fase intermediária (azul claro) e matriz (verde);

4. Geração do modelo

Cria-se o modelo de elementos finitos (*FE model*). Selecionam-se as máscaras geradas a partir dos limiares de tons de cinza pré-definidos na segmentação e insere no modelo criado. É necessário configurar algumas propriedades do modelo, como por exemplo, o formato de saída da malha a ser utilizada no *Comsol Multiphysics* (Figuras 22 e 23).

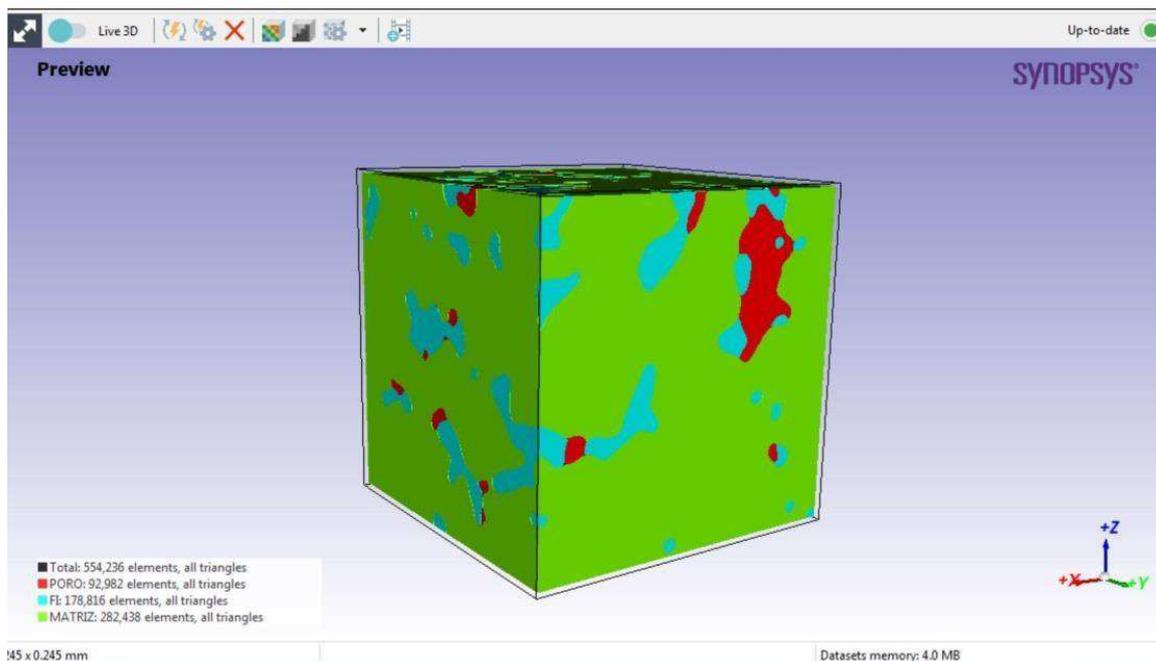


Figura 22 - Exemplo da pré-visualização da malha.

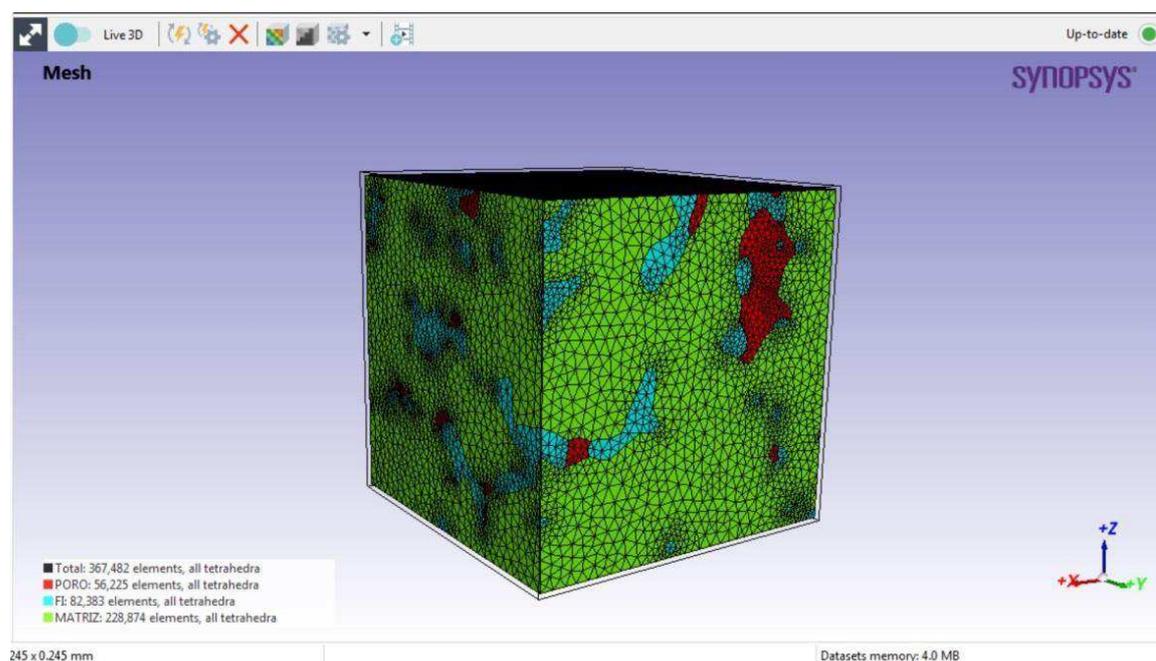


Figura 23- Malha gerada com os elementos tetragonais.

Nessa etapa de geração da malha é importante realizar a análise da qualidade da segmentação. Essa análise é realizada na seção *FE Model*, onde é possível verificar a presença de pequenas ilhas associadas a construção do modelo. Algumas ferramentas devem ser aplicadas para a remoção de Ilhas, como *a island removal* e *fill gaps*. Essas ferramentas visam excluir volumes muito pequenos e isolados, de modo a simplificar o modelo.

4.3.3 Porosidade

Com base nas malhas geradas, são realizadas a quantificação da macroporosidade e da fase microporosa.

Como destacado, com base nos tons de cinza das imagens são classificadas três fases: poro, matriz e fase intermediária. A fase poro corresponde aos macroporos presentes na amostra, a fase intermediária representa a fase que contém microporos e a matriz corresponde ao arcabouço mineral da amostra em análise.

É realizada a contabilização da quantidade de *voxels* para cada fase definida, baseada na segmentação realizada anteriormente, quando a malha é importada no Comsol. Em uma tabela é possível inferir o valor de porcentagem de cada fase. A macroporosidade computacional é calculada dividindo o volume da fase poro definida na ferramenta *Geometry* no *Comsol*, pelo volume total das três fases somadas, também definida pelo mesmo comando.

Para a quantificação da fase microporosa aplica-se o mesmo princípio da macroporosidade. Divide-se o volume da fase intermediária pelo volume total das três fases. Com isso tem-se a porcentagem da macroporosidade e da fase microporosa para a malha gerada. Considerando que a microporosidade das argilas geralmente se encontra em torno de 40% do seu volume, nesta pesquisa consideramos que a microporosidade de cada amostra corresponde a 40% da sua fase microporosa (Hearst *et al.*, 2000).

4.3.4 SIMULAÇÃO DAS PROPRIEDADES ELÉTRICAS

Nessa etapa o objetivo é simular numericamente a propagação de corrente elétrica nos modelos digitais gerados para as quatorze amostras de rochas e determinar a densidade de corrente para cada cenário de saturação estudado. De posse dos valores de densidade de corrente calcula-se a resistividade elétrica dos cenários de saturação fluida. Um fluxograma apresentando os principais passos utilizados para a realização da análise das propriedades elétricas é apresentado na Figura 24.

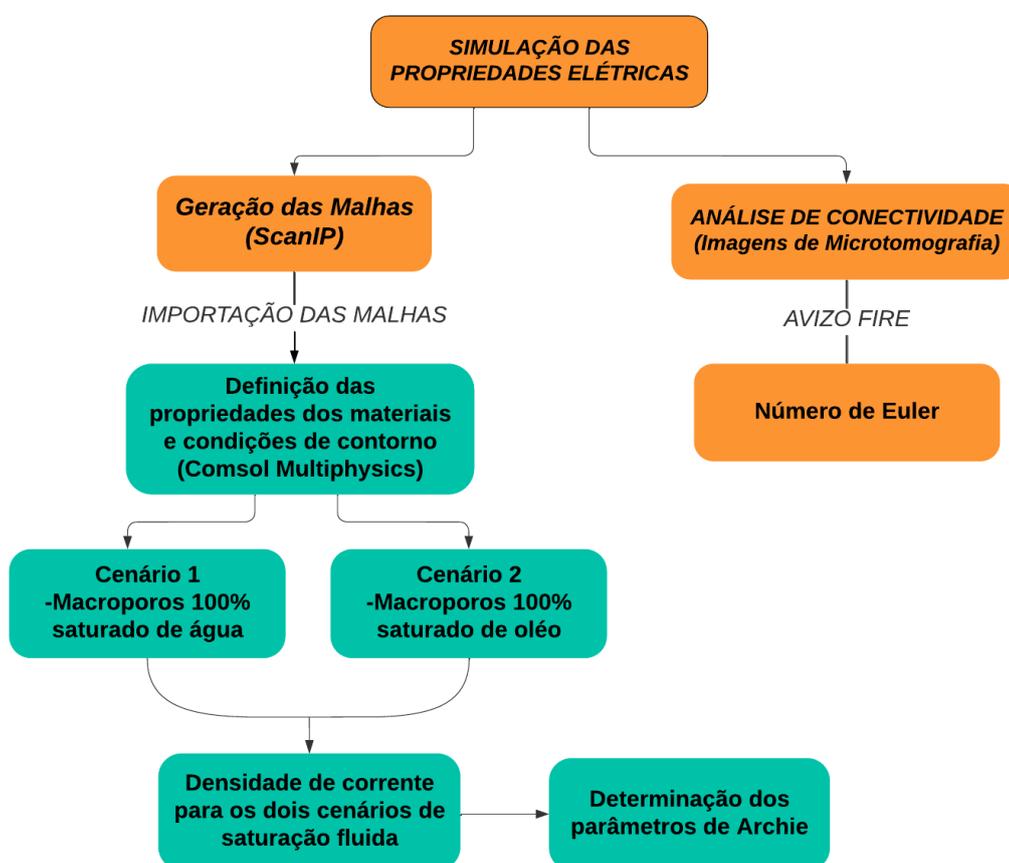


Figura 24- Fluxograma destacando os principais passos realizados para a simulação das propriedades elétricas.

Para a simulação numérica foram adotados dois cenários de saturação fluida: 1) A rocha está 100% saturada com água, ou seja, os macroporos e a fase intermediária são condutivos; 2) A rocha contém 100% óleo nos macroporos, sendo estes, portanto, resistivos e os microporos contidos na fase intermediária, por sempre conterem água, são condutivos.

Foi utilizada a técnica de elementos finitos para a simulação numérica das propriedades elétricas através do software Comsol Multiphysics®. A física utilizada dentro do software foi a *Electric Currents (ec)*, módulo AC/DC cujo propósito é calcular os componentes elétricos. Definiu-se o estudo como *Stationary*, que é usado neste caso por não haver cargas que variam em função do tempo e utilizar corrente de baixa frequência.

Quando a malha gerada é importada para o Comsol, o software reconhece os três materiais: poro, fase intermediária e matriz. São inseridas as informações sobre as propriedades de condutividade elétrica e permissividade elétrica relativa de cada fase. Para as simulações numéricas foram adotadas, para cada material, as propriedades elétricas indicadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Propriedades elétricas adotadas nas simulações numéricas.

Propriedade	Água	Óleo	Argila ou micrita	Calcário, Calcrete ou Coquina	Dolomito	Quartzo
Resistividade elétrica (ohm.m)	0,2	1e+04	20	2,1e+05	9e+02	2,1e+05
Permissividade relativa	81	20	36	7,3	8,3	7,3

Fonte: Moraes (2021).

A próxima etapa é a definição das condições de contorno do modelo elétrico. Na seção *Electric Currents*, foi determinada a região em que será aplicada a tensão - *Electric Potential*, as fronteiras do sistema e a região de chegada da corrente - Ground.

Nas simulações numéricas foi aplicada uma diferença de potencial elétrico de 12 volts entre as extremidades inferior e superior de cada malha numérica. O resultado fornece a distribuição espacial do potencial elétrico e a densidade de corrente (J) para cada cenário de saturação investigado.

4.3.4.1 Cálculo dos Parâmetros de Archie

Considerando que o valor do expoente de cimentação m não é afetado pela mudança de saturação fluida, o valor de m de uma dada amostra de rocha é o mesmo para ambos os cenários de saturação fluida analisados. Dado que o Fator de Formação (F) pode ser estimado pelas equações 1 e 2, manipulando-as chega-se à expressão 28 para o cálculo do expoente de cimentação. Onde ϕ é a porosidade medida diretamente da razão entre os volumes dos domínios porosos da malha e dos domínios assinalados como matriz mineral. R_o é a resistividade da rocha 100% saturada com água, valor extraído da simulação para o primeiro cenário de saturação fluida, e R_w é a resistividade da água que satura a rocha, de acordo com o valor apresentado na Tabela 4.

$$m = \frac{\ln(a) - \ln(F)}{\ln(\phi)} \quad (28)$$

Já o valor do expoente de saturação n é diretamente afetado pela saturação fluida, portanto, o seu valor é calculado para cada o cenário de saturação no qual a saturação em água é inferior a 100%. Considerando o caso geral em que uma rocha se encontra com a saturação de água S_w e que apresenta a resistividade R_t , o expoente de saturação pode ser calculado pela equação 29.

$$n = \frac{\ln(a) + \ln(R_w) - m \ln(\phi) - \ln(R_t)}{\ln(S_w)} \quad (29)$$

Considerando que a simulação numérica fornece o valor da densidade de corrente J , a resistividade da rocha para cada cenário de saturação fluida é dada pela equação 30.

$$R_t = \frac{T}{J \cdot L} \quad (30)$$

Onde T é a tensão aplicada (neste caso 12 volts), J é a densidade de corrente e L é o comprimento da amostra de rocha.

A fim de identificar relações consistentes entre os parâmetros da equação de Archie, determinados a partir das propriedades elétricas simuladas numericamente, e outras propriedades representadas nos modelos digitais de rocha, análises estatísticas foram aplicadas aos dados. A análise estatística mostrou que relações consistentes podem ser obtidas através da técnica de regressão linear piecewise. Esse tipo de regressão fornece duas equações lineares, uma para valores da variável dependente acima de um dado breakpoint, e outra para valores abaixo desse breakpoint. Conhecendo-se o valor da variável dependente, pode-se definir qual das duas equações lineares pode ser considerada. No entanto, admitindo-se que o valor da variável dependente é desconhecido, se as variáveis independentes estiverem todas na mesma escala de variação (0 a 1, por exemplo) então os coeficientes das equações lineares informam sobre o grau de influência de cada variável independente na determinação do valor da variável dependente.

4.3.4.2 Análise da conectividade dos poros

Essa etapa consiste em realizar a análise da conectividade (topologia) dos domínios potencialmente condutivos. A matriz mineral é considerada infinitamente resistiva em todos os cenários de saturação simulados, de modo que a investigação topológica somente foi realizada para os domínios dos macroporos e dos microporos, os quais podem conter fluidos condutivos.

Adota-se neste trabalho, como um índice de conectividade (IC) determinado a partir do número de Euler, o qual é obtido na análise do modelo digital de rocha, para cada domínio potencialmente condutivo. O número de Euler é um número grande negativo quando o domínio é fortemente interconectado, e é um número grande positivo quando o domínio apresenta baixa interconectividade. A fim de obter um índice que apresenta uma relação direta com a conectividade, e cujos valores variam na escala de zero a um, neste trabalho o índice indicador de conectividade foi definido como explicitado na equação 30:

$$ICP = 0.5 - \frac{(0.5 * NEP)}{|NEP_{\min}|} \quad (30)$$

Onde ICP é o índice de conectividade dos macroporos, NEP é o número de Euler dos macroporos e NEP_{\min} é o valor mínimo de NEP dentre todas as amostras analisadas. Da mesma forma, para o domínio microporoso define-se seu índice de conectividade de acordo com a equação 31:

$$ICFI = 0.5 - \frac{(0.5 * NEFI)}{|NEFI_{\min}|} \quad (31)$$

Onde ICFI é o índice de conectividade do domínio microporoso, NEFI é o seu número de Euler e $NEFI_{\min}$ é o valor mínimo de NEFI para todas as amostras analisadas.

A fim de identificar relações consistentes entre os parâmetros da equação de Archie, determinados a partir das propriedades elétricas simuladas numericamente, e outras propriedades representadas nos modelos digitais de rocha, análises estatísticas foram aplicadas aos dados.

A análise estatística mostrou que relações consistentes podem ser obtidas através da técnica de regressão linear piecewise. Esse tipo de regressão fornece duas equações lineares, uma para valores da variável dependente acima de um dado breakpoint, e outra para valores abaixo desse breakpoint. Conhecendo-se o valor da variável dependente, pode-se definir qual das duas equações lineares pode ser considerada. No entanto, admitindo-se que o valor da variável dependente é desconhecido, se as variáveis independentes estiverem todas na mesma escala de variação (0 a 1, por exemplo) então os coeficientes das equações lineares informam sobre o grau de influência de cada variável independente na determinação do valor da variável dependente.

4.3.5 Simulação das Propriedades Elastodinâmicas

A malha gerada é importada para o *software Comsol Multiphysics*, onde foi realizada a simulação da propagação das ondas compressoriais e cisalhantes das amostras através do módulo *Solid Mechanics, transient, time dependent*. Esse módulo possibilita a análise transiente da propagação de ondas em maciços rochosos causada por uma carga explosiva de curta duração.

Após a importação da malha, o próprio *software* a interpreta e gera domínios compostos por grupos de tetraedros que representam um mesmo material, sendo definidos em seguida, os materiais que constituem cada fase da amostra e escolhido o fluido que preenche o espaço poroso. No presente trabalho foram considerados três cenários de saturação fluida no poro: ar, água e óleo.

Para cada material são fornecidas ao *software* algumas propriedades de entrada essenciais à simulação, tais como: densidade, módulo volumétrico (*bulk*) e módulo de cisalhamento para cada fase da amostra de rocha (Tabela 5).

Tabela 5 - Parametro de entrada das fases poro, intermediária e matriz da rocha.

	Poro			Matriz			Argila
	Ar	Água	Óleo	Quartzo	Calcita	Dolomita	
Densidade (Kg/m³)	1,225	1000	850	2650	2750	2850	1580
Módulo Volumétrico (GPa)	1,42E05	2,25E09	1,71E09	36,6E9	68,7E9	94,9E9	1,5E9
Módulo de cisalhamento (GPa)	1,225	1000	850	45E9	51E9	45E9	1,4E9

Fonte: Mavko (2003), Humbert & Plicque (1972).

A etapa seguinte consiste em simular uma explosão de curta duração em uma das faces da malha (a inferior, por exemplo). Inicialmente delimitam-se as regiões nas quais ocorre a propagação de ondas, as fronteiras do sistema, os valores iniciais de pressão, além do local da aplicação do pulso de pressão. A propagação de ondas é configurada para ocorrer em todos os domínios, independente de poro ou matriz. As fronteiras do sistema selecionadas são todas as faces do cubo, exceto a face que será selecionada para ocorrer a emissão do pulso de pressão.

O resultado gerado pelo COMSOL é um gráfico de pressão versus tempo, que evidencia a primeira chegada de onda em cada ponto de leitura pré-definido. Na Figura 25 cada curva representa a chegada da onda em cada um dos pontos. Através da realização da picagem da onda determina-se o tempo de chegada da primeira onda.

Com o valor do tempo de chegada das ondas calcula-se o valor da velocidade de sua propagação (ondas P e S) em qualquer ponto presente na malha. Foram calculadas a velocidade média e máxima da amostra através da geração de um histograma, que apresenta a leitura de todos os pontos da malha e fornece a frequência de pontos que estão numa mesma faixa de velocidade (Figuras 26 e 27).



Figura 25 - Variação de pressão gerada pela passagem da onda simulada no COMSOL Multiphysics (Apolinário, 2016).

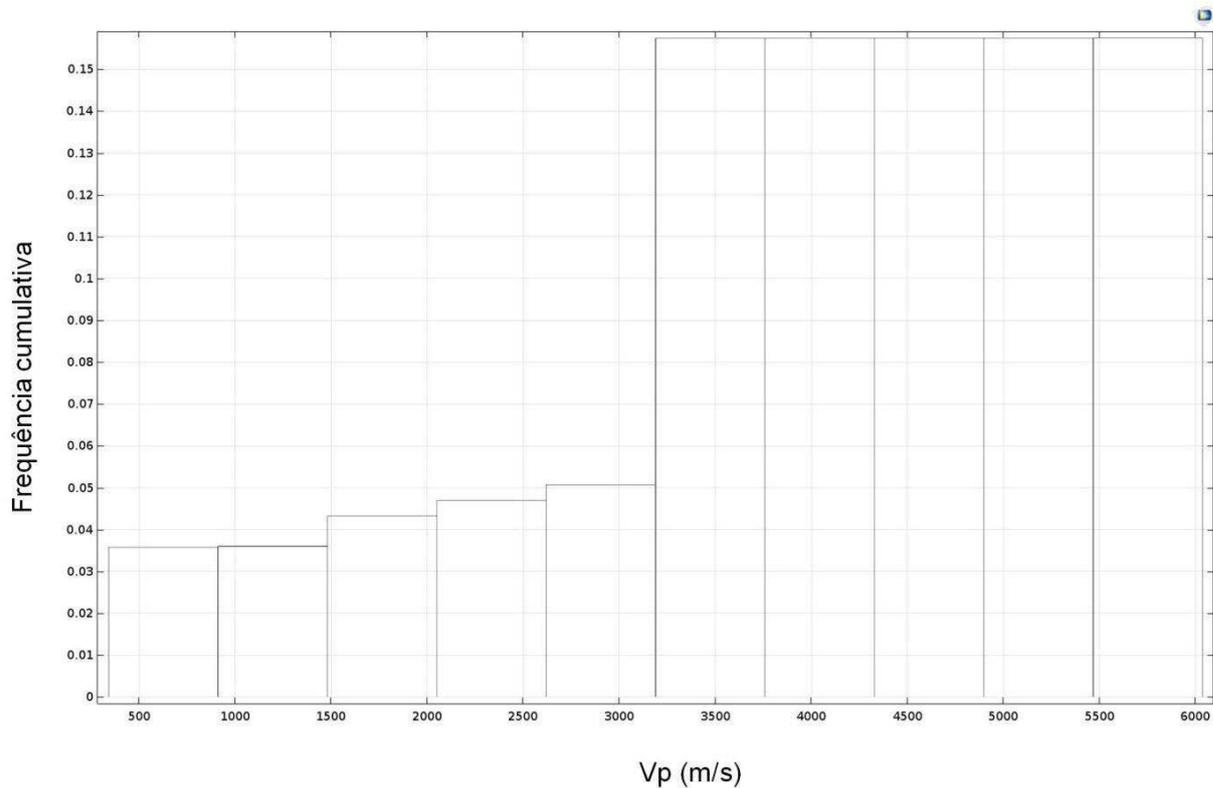


Figura 26 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para Vp dinâmica. para a amostra A7.

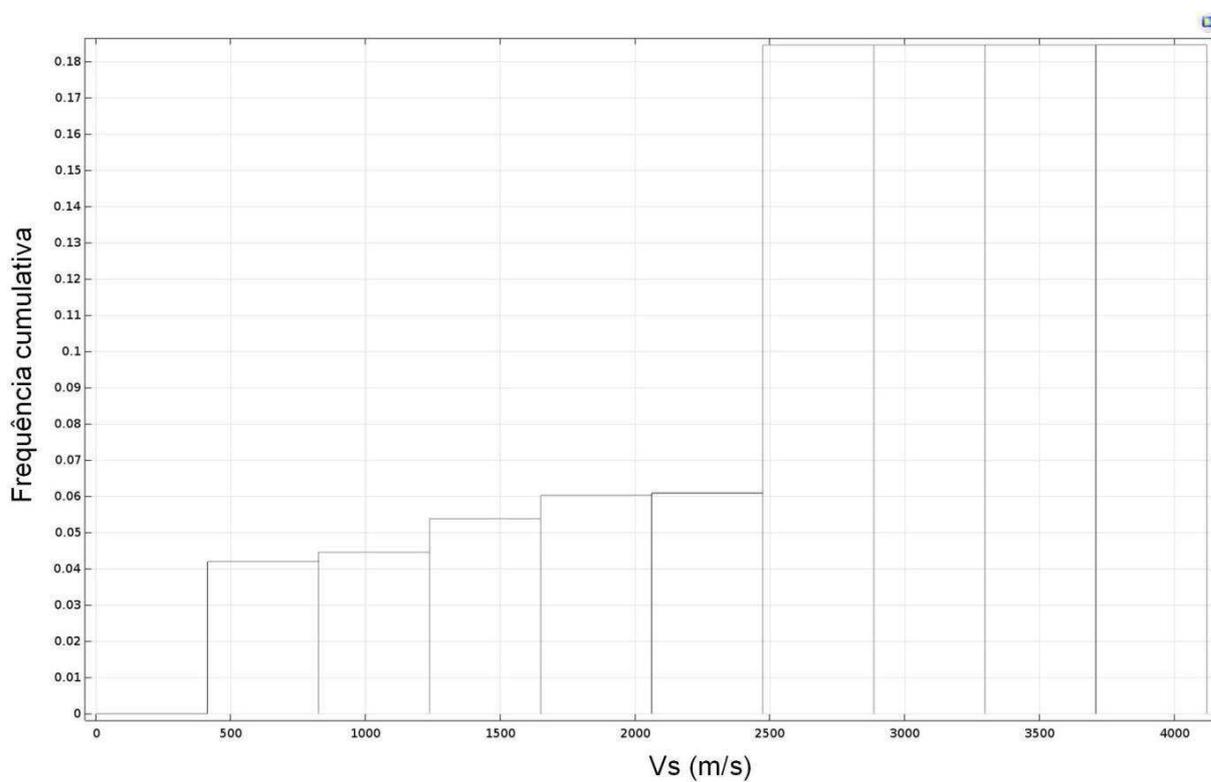


Figura 27 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para Vs dinâmica para a amostra A7.

Com base nas velocidades médias e máximas (V_p e V_s) e densidade para cada amostra de rocha, utilizou-se as equações presentes na Tabela 2, que apresenta as relações constitutivas para determinação dos módulos elásticos, quando são conhecidos os três parâmetros supracitados. Determinando-se, dessa forma, os módulos elásticos dinâmicos médios e máximos das amostras de rocha.

Os valores obtidos para as constantes elásticas a partir da simulação dinâmica foram validados através da comparação com os dados experimentais dos ensaios elastodinâmicos.

4.3.6 Simulação dos módulos elásticos estáticos

O teste geomecânico triaxial é um teste relativamente comum utilizado em laboratório para aferição das propriedades elásticas estáticas de amostras de rochas dos mais variados tipos. A Sociedade Americana de Testes e Materiais (ASTM) e a Sociedade Internacional de Mecânica das Rochas (ISRM) publicou padrões para a realização de uma variedade de testes laboratoriais.

Um teste de compressão triaxial em laboratório consiste basicamente em inicialmente impor uma pressão confinante em todos os lados da amostra (pressão hidrostática). Em seguida aplica-se uma tensão desviadora crescente na direção do eixo da amostra e monitoram-se as deformações axial e radial da amostra. A partir da relação entre a tensão aplicada e as deformações sofridas calculam-se os módulos elásticos estáticos da amostra.

Nesta pesquisa será realizada a simulação dos módulos elásticos estáticos de rochas sedimentares no *software COMSOL Multiphysics*, através do módulo *Structural Mechanics*, em regime estacionário. Esse módulo do *Comsol* possibilita modelar o comportamento de materiais isotrópicos, ortotrópicos e anisotrópicos, bem como materiais não-lineares e permite incluir uma gama de efeitos de deformação.

4.3.6.1 Relações BDCE

BDCE é um banco de dados que contém resultados de ensaios estáticos e dinâmicos obtidos de modo simultâneo. Dele podem ser extraídas relações

empíricas entre os módulos estáticos e dinâmicos de alguns litotipos sedimentares, como arenitos, carbonatos e folhelhos.

Considerando que a relação estático-dinâmica de uma rocha também é válida como a relação estático-dinâmica para a matriz e a fase intermediária (no caso, folhelho), as relações BDCE contidas na Tabela 6 foram utilizadas para o cálculo dos módulos estáticos dessas fases na simulação geomecânica.

Nesta pesquisa foi aplicado o fluxo de trabalho disponível no módulo *Structural Mechanics* para a simulação do teste triaxial de uma amostra de solo, o qual foi adaptado para a simulação das amostras de rochas sedimentares do presente trabalho.

Tabela 6 – Equações provenientes do banco de dados BDCE.

RELAÇÕES BDCE
Arenitos
$K_{est} = 0,8782831913 * K_{din} - 5,615247211$
$G_{est} = 0,6024012624 * G_{din} - 1,271196696$
Calcários
$K_{est} = 1,086161138 * K_{din} - 15,64012291$
$G_{est} = 0,7023296822 * G_{din} - 1,398529621$
Dolomitos
$K_{est} = 8,759 + 0,645215 * K_{din}$
$G_{est} = 0,7023296822 * G_{din} - 1,398529621$
Folhelhos
$K_{est} = 0,1683196776 * K_{din} + 0,05332974765$
$G_{est} = 0,6744286402 * G_{din} - 1,5877253498$

O modelo considera uma amostra de rocha 3D com malha em formato cubico. Um atuador cilíndrico aplica na parte superior da amostra um deslocamento prescrito e uma membrana flexível contém a amostra radialmente, a qual permite mudanças nas forças radiais, controlando a pressão circundante. A amostra de rocha é normalmente colocada dentro da membrana de borracha e depois comprimida a pressão radial constante. Neste exemplo, simula-se um deslocamento vertical e uma pressão de confinamento sendo aplicados na amostra, como mostrado na Figura 28.

É necessário definir as condições de contorno experimentais da amostra. Levando em consideração a Figura 28, o limite inferior é definido como sendo fixo. No limite superior é aplicada a carga axial com taxa de deslocamento e valor máximo de deslocamento prescritos. Os limites constituídos pelas faces laterais são modelados como livre, com a aplicação da tensão radial (pressão confinante).

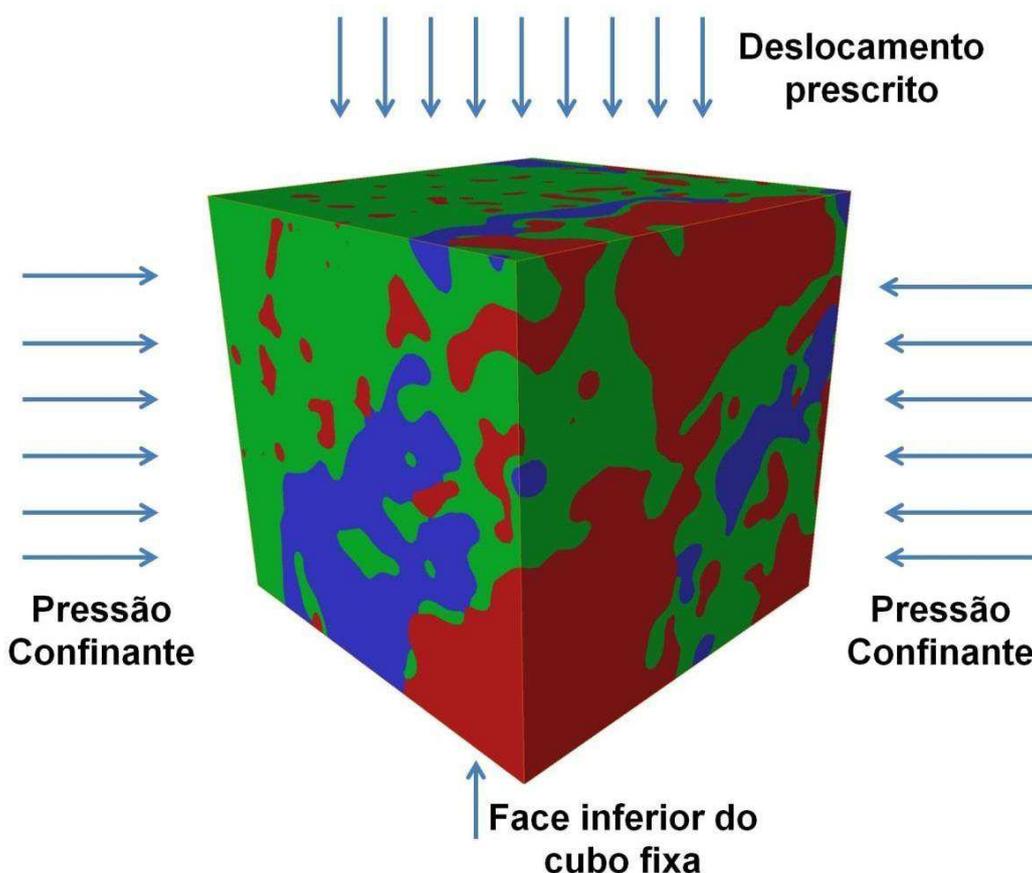


Figura 28 - Descrição das condições de contorno definidas para a simulação do teste triaxial - malha da amostra A4.

O modelo é alimentado com parâmetros de entrada conforme a Tabela 7. São definidas ainda algumas propriedades características de cada fase do material, como densidade da fase, módulo Volumétrico (K) e módulo de Cisalhamento (G), conforme Tabela 8 e 9.

Tabela 7 - Parâmetros de entrada do modelo (Adaptado da área de trabalho do COMSOL Multiphysics).

Nome	Expressão	Valor	Descrição
P_c	40 [MPa]	4E7 Pa	Pressão Confinante
Disp	10[μ m]	10E ⁻⁶ m	Deslocamento prescrito

Tabela 8 - Exemplo de propriedades de entrada das fases (Poros, FI e Matriz). As nomenclaturas definidas pelo software foram mantidas.

Propriedade	Nome	Valor	Unidade	Grupo da propriedade
Densidade	Rho	2650	Kg/m ³	Básico
Módulo Volumétrico (K)	K	4,26 [GPa]	Pa	Básico
Módulo de Cisalhamento (G)	G	4,48 [GPa]	I	Básico

Adaptado da área de trabalho do COMSOL Multiphysics.

Tabela 9 - Dados de entrada dos módulos da matriz e da fase microporosa. Fonte: BDCE.

	Matriz			Argila
	Arenito	Calcita	Dolomita	
Densidade (Kg/m ³)	2650	2750	2850	1580
Módulo Volumétrico (GPa)	26,53E9	58,98E9	69,99E9	0,31E9
Módulo de cisalhamento (GPa)	25,84E9	34,42E9	30,21E9	0,72E9

Para calcular a força vertical resultante na amostra, causada pela carga do deslocamento vertical prescrito é realizada a integral da componente z da força de reação sobre a superfície superior da amostra. Essa integral é calculada pelo operador de integração *intop1*, integrando o componente z do tensor de tensão em cada área da unidade.

Dentro do regime elástico da amostra, através das relações entre tensão e deformação obtidas com a simulação, é possível calcular as constantes elásticas estáticas das rochas. Para isso foram adotados os valores mínimos dos módulos elásticos obtidos nas simulações numéricas. Isso se justifica pelo fato de que os valores dos módulos estáticos da rocha são controlados pelas fases que apresentam módulos mínimos.

A Figura 29 apresenta um exemplo do histograma gerado para as constantes elásticas estáticas. Nesse histograma observamos a leitura de todos os pontos da malha e ocorrência da frequência de pontos que estão numa mesma faixa de valores dos módulos elásticos. Para cada módulo estático foi considerado o valor médio da menor classe de valores do histograma.

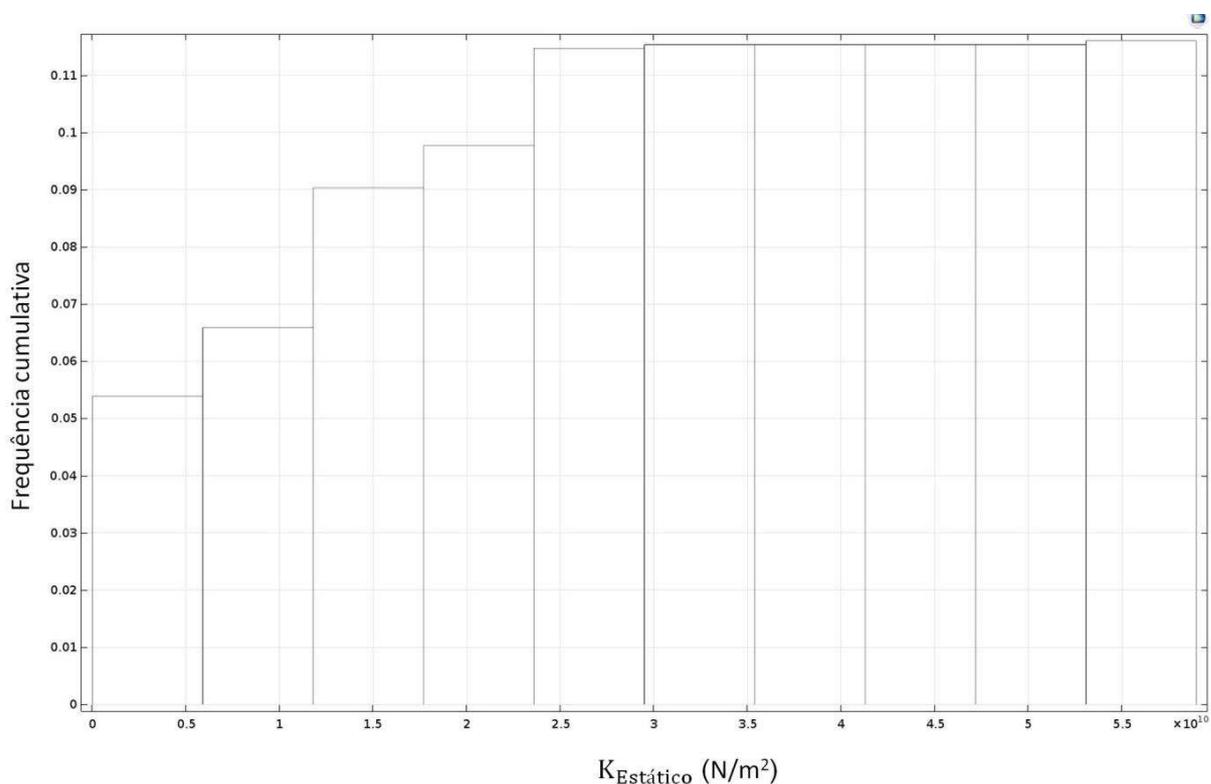


Figura 29 - Exemplo do histograma gerado no Comsol para $K_{\text{Estático}}$ para a amostra CR2.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Simulação das Propriedades Elétricas

A Figura 30 apresenta os modelos digitais das amostras investigadas, os quais são representados por suas malhas numéricas com os três domínios e com suas respectivas propriedades, conforme apresentadas na Tabela 4. Nesta figura as cores indicam os diversos domínios: azul → poros, verde → fase microporosa e vermelho → matriz mineral.

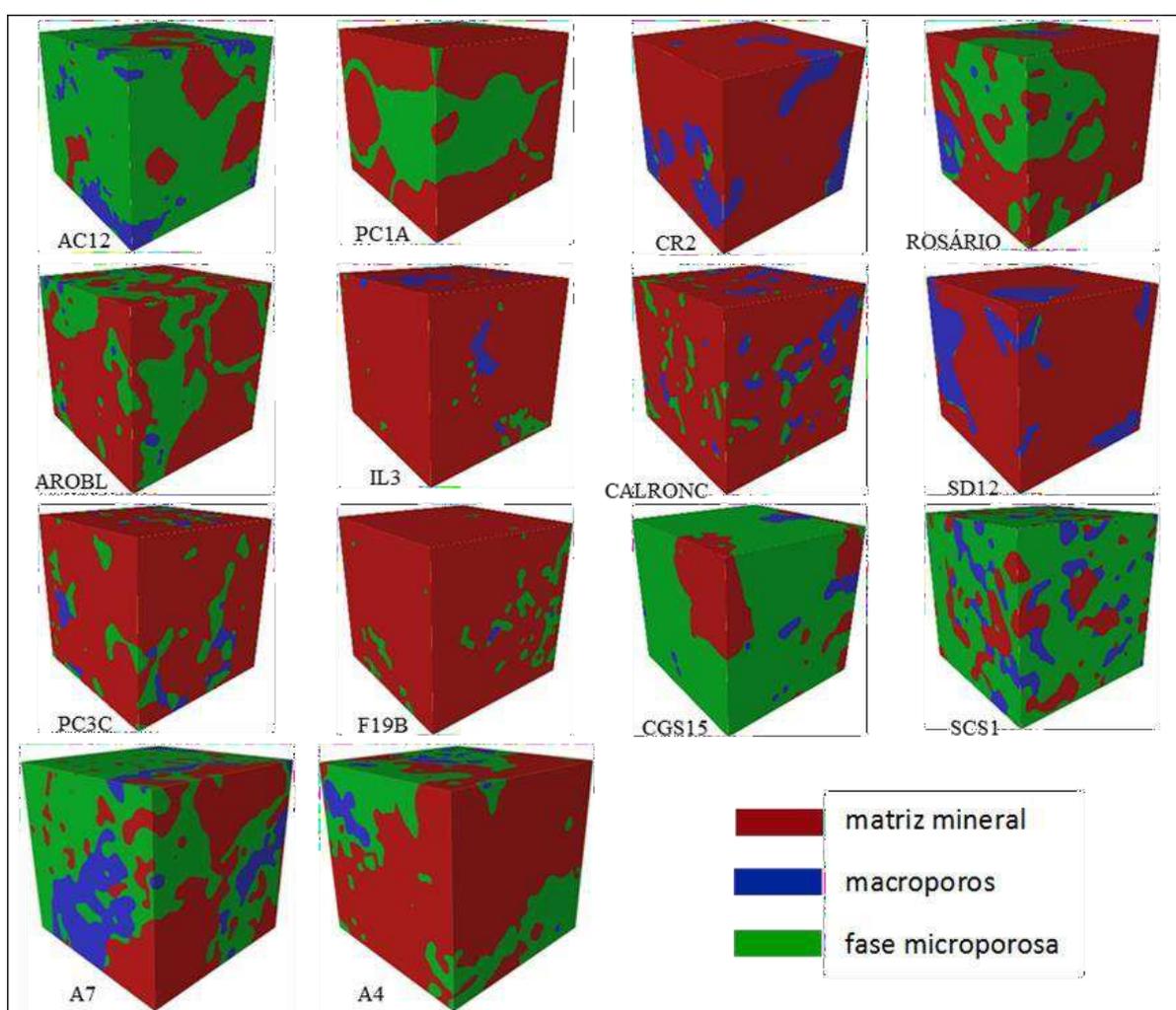


Figura 30 - Modelos digitais de rocha identificando os três domínios: matriz mineral (vermelho), macroporos (azul) e fase microporosa (verde).

Os macroporos são formados essencialmente pelos espaços intergranulares e os seus contornos podem ser claramente identificados nas imagens microtomográficas. O domínio microporoso nas amostras carbonáticas corresponde à matriz micrítica e nas amostras arenosas corresponde aos argilominerais. A fase microporosa é essencialmente contínua, representando o espaço no qual se encontra grande parte da água irremovível.

A Figura 31 apresenta o resultado da simulação da propagação do campo elétrico no modelo digital de cada amostra de rocha analisada.

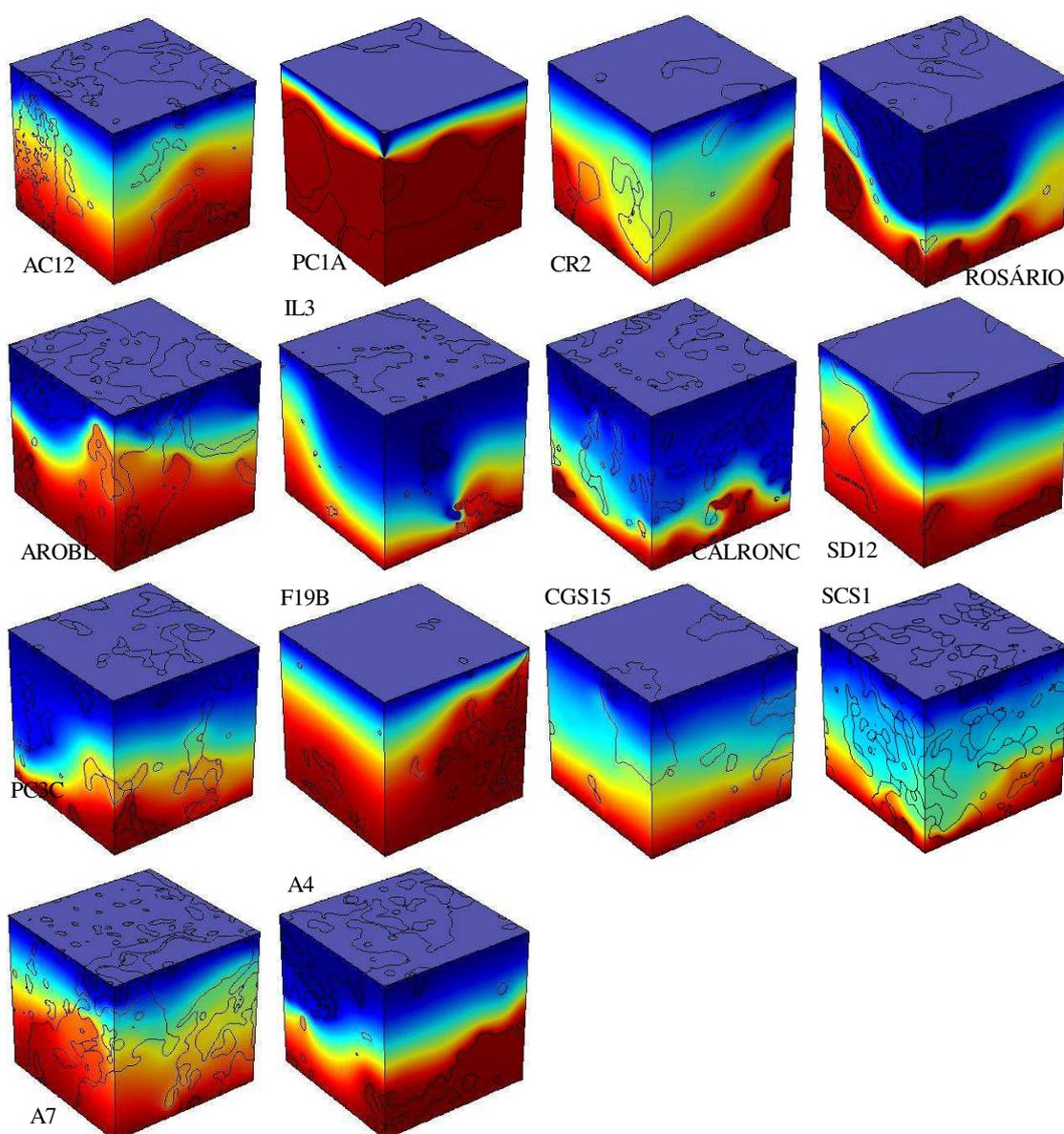


Figura 31 - Propagação numérica do campo elétrico nos modelos digitais de rocha saturados com água. As cores indicam valores de potencial elétrico (azul = 0 V, vermelho = 12 V).

A Figura 32 apresenta o resultado da quantificação das frações volumétricas dos macroporos e da fase microporosa nos modelos digitais de rocha (MDRs). Nota-se que a fase microporosa é dominante nas amostras arenosas (CGS15, SCS1, A7 e A4), diferentemente das amostras carbonáticas (com exceção da amostra AC12 que é bastante microporosa). Isso ocorre porque as amostras arenosas tendem a ter uma maior participação de argilominerais na sua composição em comparação com as amostras carbonáticas.

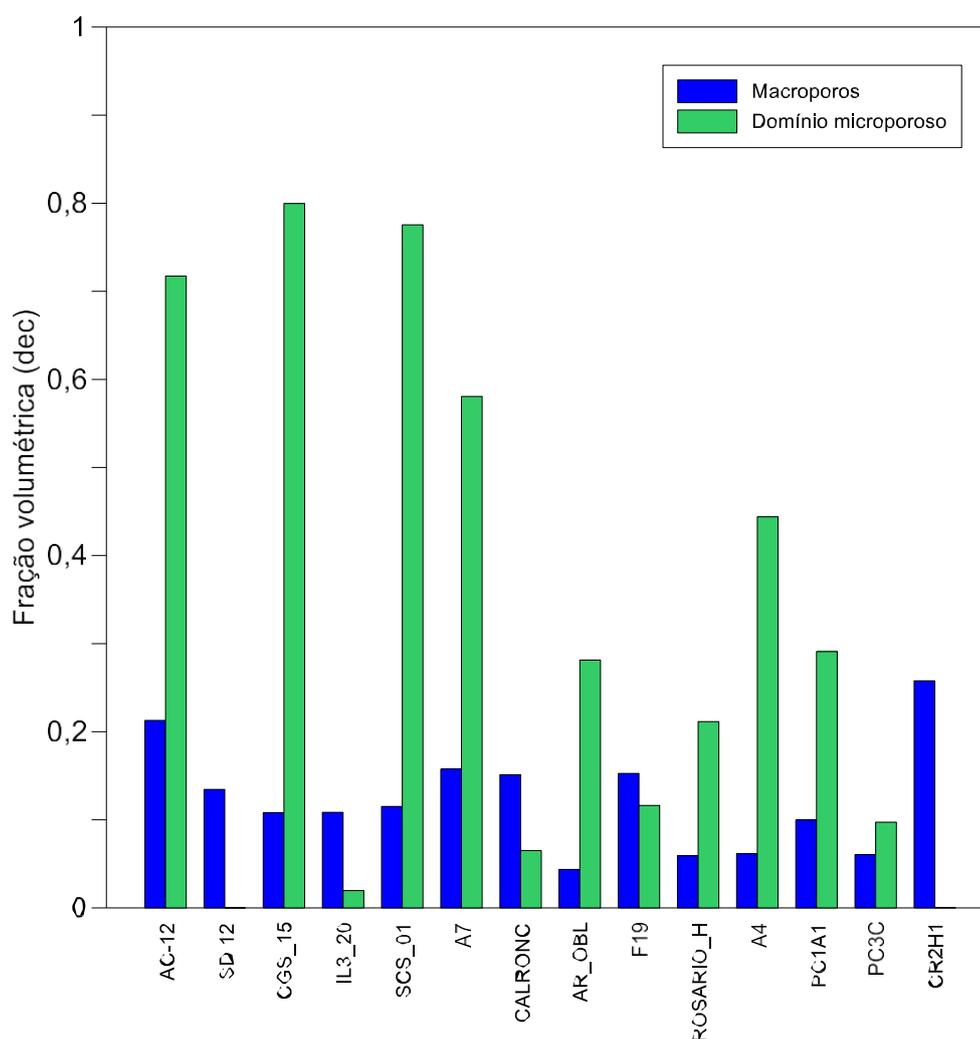


Figura 32 - Fração volumétrica dos macroporos e da fase microporosa nos MDRs.

A Figura 33 indica a conectividade dos domínios potencialmente condutivos de todas as amostras através dos índices de conectividade, conforme definidos pelas equações 28 e 29. Os valores desses índices variam entre zero e um, sendo que quanto mais próximo de 0 menor é a conectividade e quanto mais próximo de 1 maior a conectividade. Podemos observar que em geral a conectividade de ambos

os domínios apresenta valores medianos para quase todas as amostras, e que na maioria delas a fase microporosa é melhor conectada do que os macroporos.

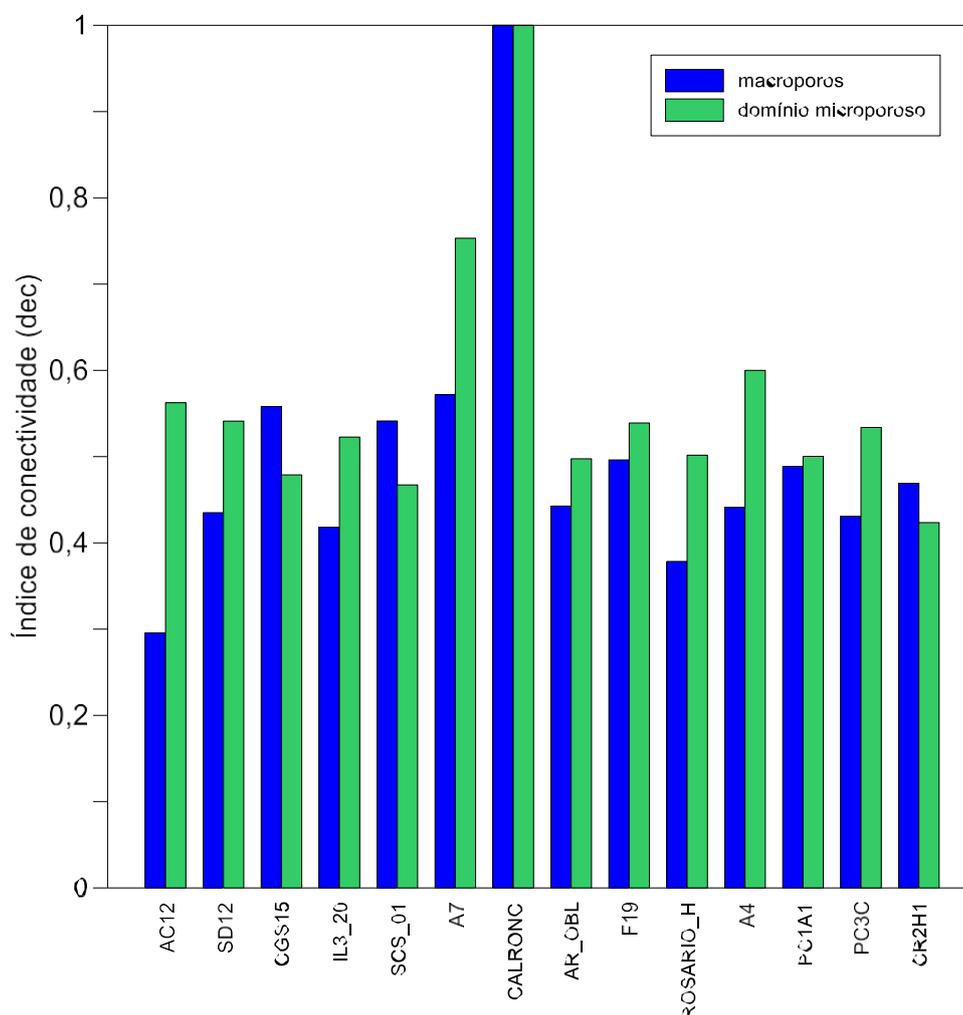


Figura 33 - Índices de conectividade dos macroporos e da fase microporosa.

A Figura 34 apresenta os valores dos expoentes de Archie (m e n) conforme estimados através da simulação numérica da propagação do campo elétrico nos modelos digitais de rocha. Pode-se observar que os valores de ambos os expoentes apresentam variações consideráveis em relação aos valores classicamente adotados ($m = n = 2$). Apenas observando conjuntamente os resultados apresentados nas figuras 32, 33 e 34 é difícil estabelecer relações consistentes. Por essa razão, faremos uma análise estatística a fim de investigar a influência das frações volumétricas dos domínios e dos índices de conectividade desses domínios sobre os expoentes da equação de Archie.

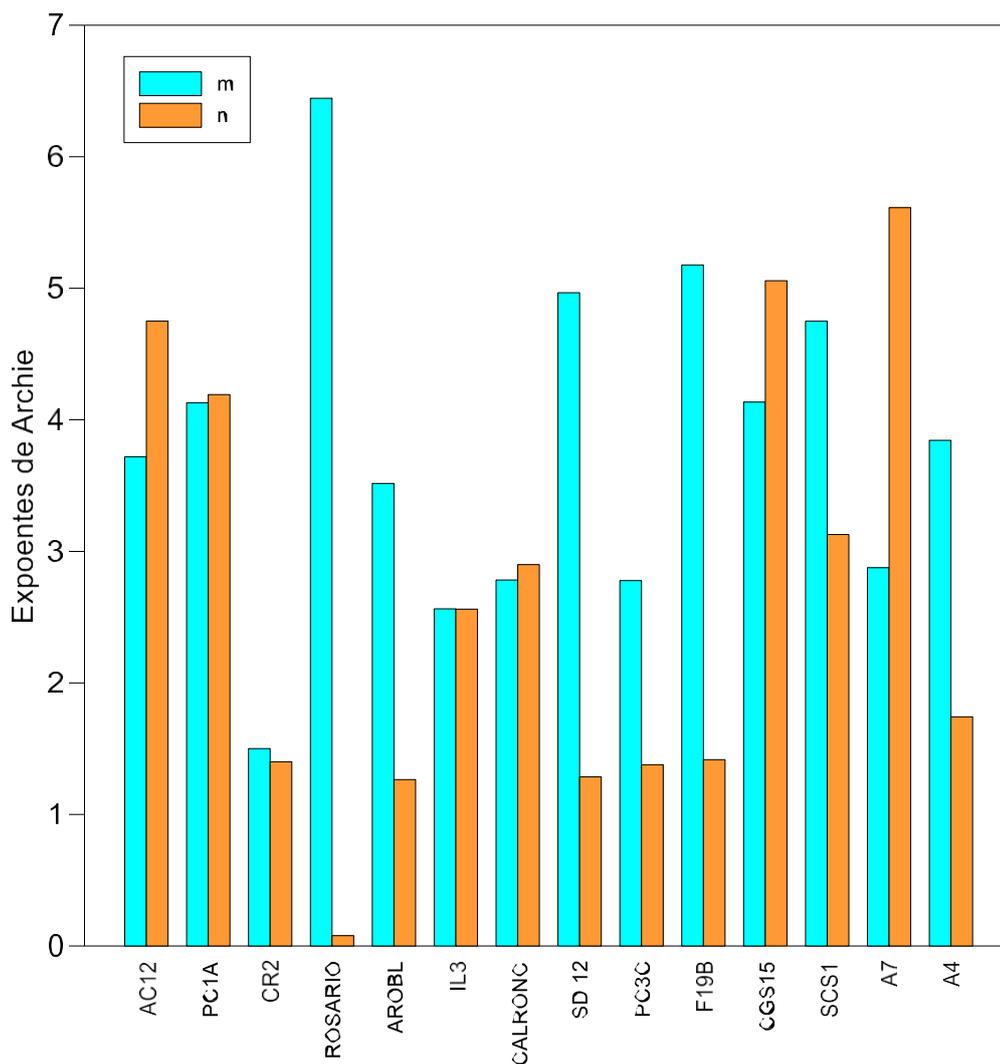


Figura 34 - Valores estimados para os coeficientes de cimentação e de saturação através da simulação numérica da propagação do campo elétrico em modelos digitais de rocha.

O gráfico da Figura 35 ilustra a influência da fase microporosa sobre a resistividade das rochas saturadas com óleo e água irremovível. Como apontado por Yao *et al.* (2013) e Harland *et al.* (2015), a resistividade da rocha decai exponencialmente com o aumento da fase microporosa que, devido ao seu alto teor de água irremovível, é sempre condutiva. Este resultado também está de acordo com Cerepi (2004) que afirma que a resistividade da rocha é influenciada não apenas pela porosidade, mas também pela fase microporosa.

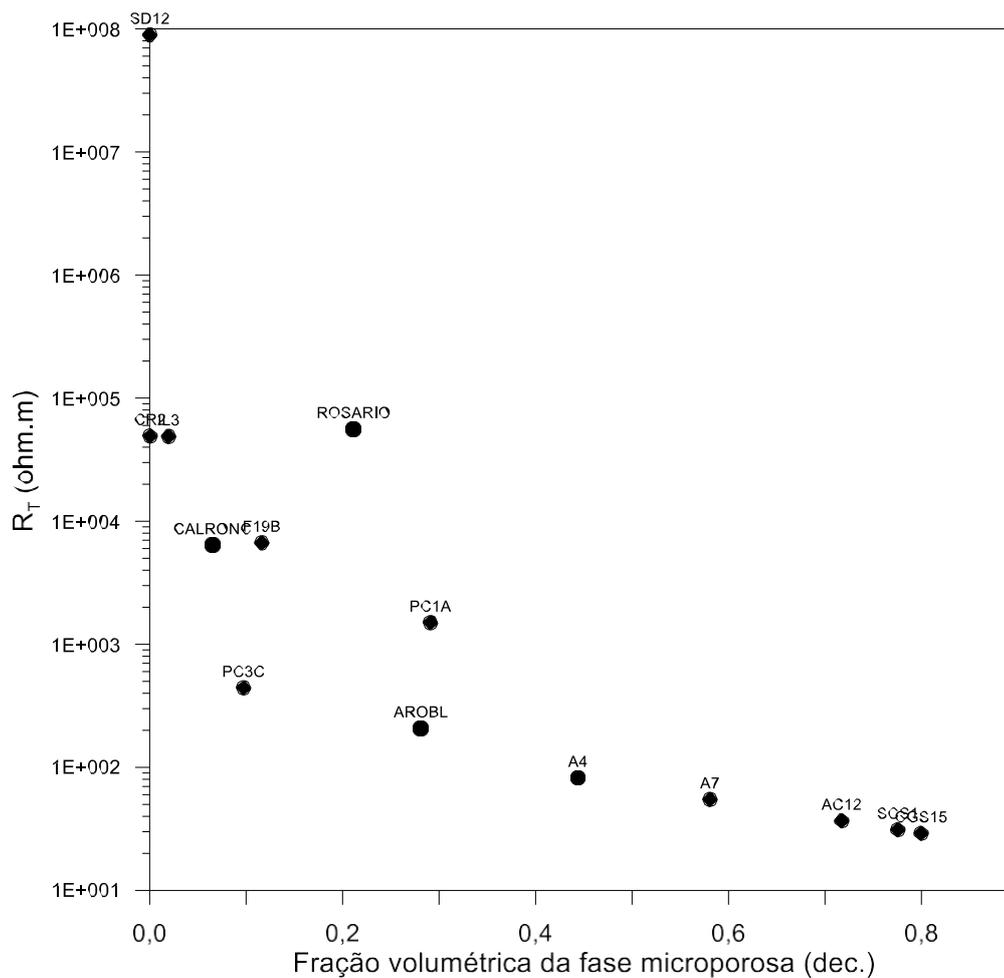


Figura 35 - Relação entre a resistividade da rocha saturada com óleo e a fração volumétrica da fase microporosa das rochas analisadas.

Calculamos o expoente de cimentação m utilizando a equação de Archie e a equação de Simandoux. Os resultados estão apresentados na Tabela 10 e na Figura 36. A Figura 37 apresenta a fração volumétrica da fase microporosa das amostras investigadas.

Tabela 10: Expoentes de cimentação calculados a partir da adoção dos modelos de Archie e Simandoux (considerando apenas a porosidade dos macroporos e a porosidade total), além da fração volumétrica da fase microporosa e da razão entre as porosidades dos macroporos e total.

Amostras	m_{Archie}	$m_s (\phi_{\text{macro}})$	$m_s (\phi_{\text{total}})$	FI (dec)	$\phi_{\text{macro}} / \phi_{\text{total}}$
AC12	3,72	1,63	3,64	0.72	0.42
PC1A	4,13	1,89	2,84	0.29	0.46
CR2	1,50	1,50	1,50	0.00	1.00
ROSÁRIO	6,44	1,62	2,36	0.21	0.41
AROBL	3,52	1,40	2,36	0.28	0.28
IL3	2,56	2,32	2,40	0.02	0.93
CALRONC	2,78	2,38	2,60	0.06	0.85
SD12	4,97	4,05	4,05	0.00	1.00
PC3C	2,78	1,73	2,10	0.10	0.60
F19B	5,18	2,35	2,73	0.12	0.77
CGS15	4,13	1,45	3,80	0.80	0.25
SCS1	4,75	1,63	4,11	0.77	0.27
A7	2,88	1,44	2,81	0.58	0.40
A4	3,84	1,46	2,85	0.44	0.26

Para o cálculo de m utilizando a equação de Simandoux observamos que quando consideramos apenas os valores de porosidade dos macroporos obtemos valores de m menores do que os calculados a partir da equação de Archie. Quando consideramos a porosidade dos macroporos e dos microporos para o cálculo do expoente de cimentação através da equação de Simandoux observamos que os valores são próximos aos obtidos utilizando a equação de Archie.

Quando a fração microporosa é muito pequena os três valores estimados para m convergem, e quando a fração microporosa é alta os valores de m estimados por Archie e por Simandoux com a porosidade total convergem entrem si e divergem do valor estimado por Simandoux considerando apenas a macroporosidade. Esse resultado demonstra que a calibração utilizada para o cálculo do expoente de cimentação através da equação de Archie, considerando que a porosidade utilizada corresponde a porosidade total, permite que a equação de Archie seja capaz de estimar saturações fluidas aproximadamente equivalentes às do modelo de Simandoux, mesmo para amostras de rocha com alta microporosidade.

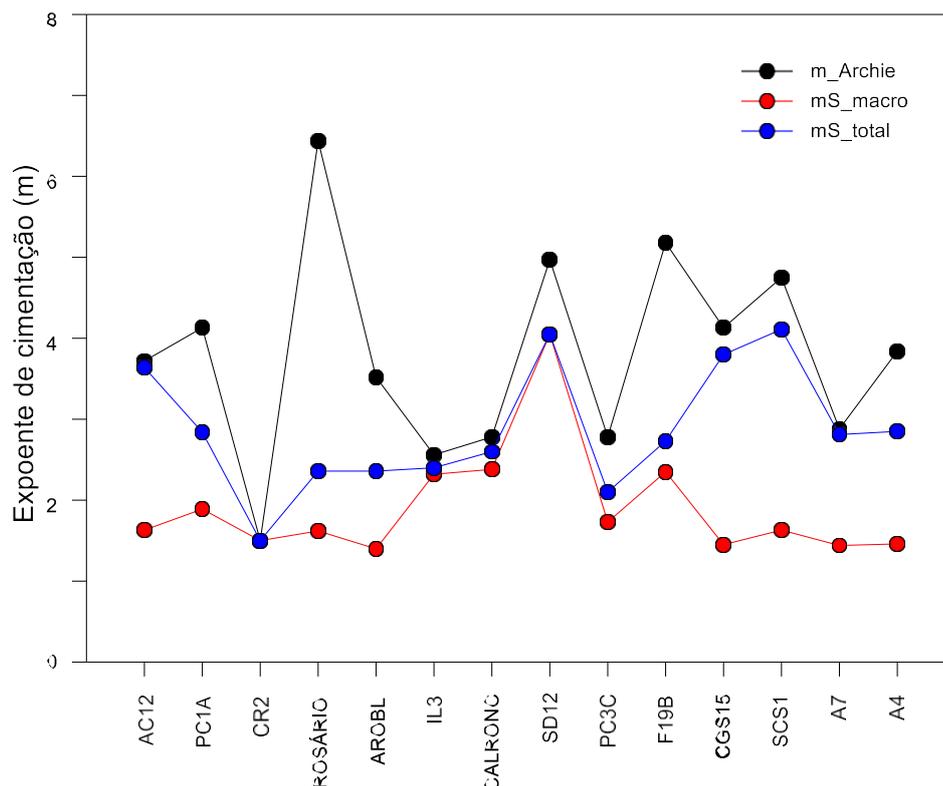


Figura 36: Expoente de cimentação calculado a partir das equações de Archie e Simandoux. Para o cálculo utilizando Simandoux temos duas curvas, uma considerando apenas a macroporosidade e uma considerando a porosidade total.

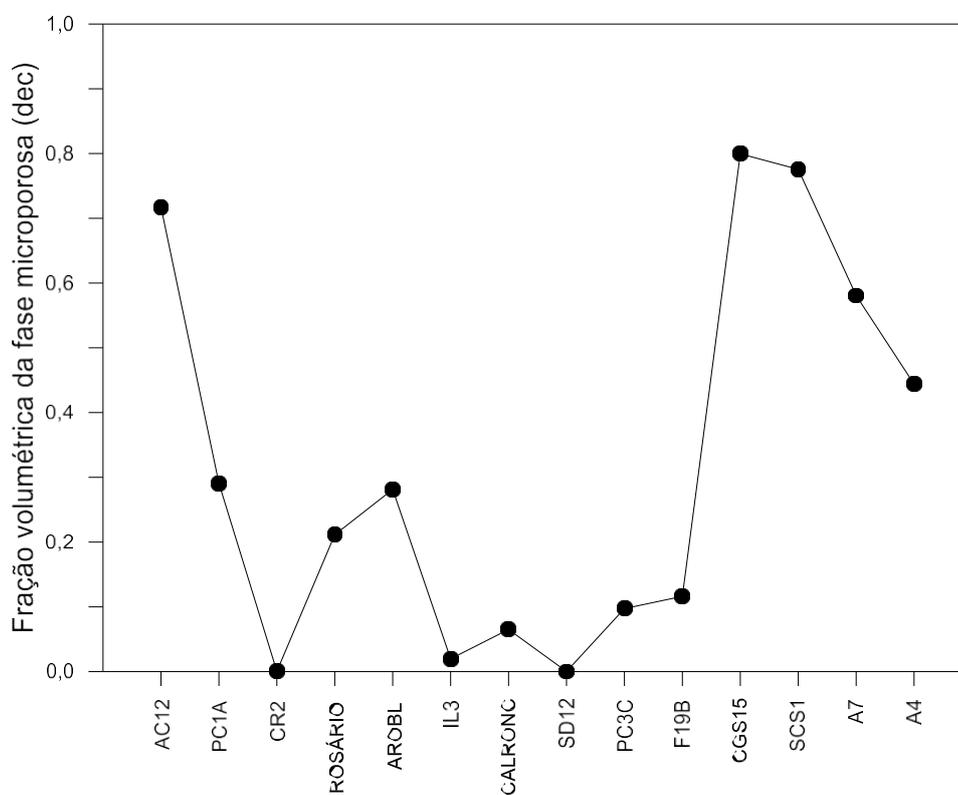


Figura 37: Fração volumétrica da fase microporosa para as amostras analisadas.

5.1.1 Análise estatística dos dados elétricos

Aplicando regressão do tipo *linear piecewise* ao conjunto de dados, considerando que a variável dependente é o expoente que se quer analisar (m ou n), e que as variáveis independentes são a porosidade dos macroporos (\emptyset), a fração volumétrica da fase microporosa (FI), o índice de conectividade dos macroporos (ICP) e o índice de conectividade da fase microporosa ($ICFI$), chega-se a uma expressão do tipo da equação 32.

$$m \text{ (ou } n) = a_0 + a_1 * \emptyset + a_2 * FI + a_3 * ICP + a_4 * ICFI \quad (32)$$

A regressão linear piecewise ajusta duas funções lineares aos dados com múltiplas variáveis independentes, separadas por um breakpoint, ou seja, os coeficientes da equação 32 para valores de m (ou n) menores do que o breakpoint são diferentes daqueles para valores maiores do que o breakpoint. Essa regressão aplicada com o expoente de cimentação como variável dependente resultou em um coeficiente de determinação $R^2 = 0,94$ e um breakpoint igual a 3,8.

Para $m < 3.8$ os coeficientes da equação 9 são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Coeficientes de regressão para $m < 3,8$.

a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
2,798717	-5,24515	1,799591	-0,491956	0,922209

Já para $m > 3.8$ os valores dos coeficientes da equação X são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Coeficientes de regressão para $m > 3,8$.

a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
20,45969	24,39952	2,291167	-27,0111	-11,9788

Para visualizar a eficiência dessa regressão, a Figura 38 apresenta um *crossplot* entre os valores de m fornecidos pela simulação numérica (m_{MDR}) e aqueles estimados pela equação 30 ($m_{eq. 9}$) com os coeficientes listados nas tabelas 11 e 12.

Se o ajuste tivesse sido perfeito ($R^2 = 1$) os pontos do gráfico coincidiriam com a diagonal. Embora não tenha sido perfeito ($R^2 = 0,94$), vê-se que os pontos do gráfico estão aproximadamente ao longo da diagonal, o que demonstra a boa capacidade de predição da função de regressão.

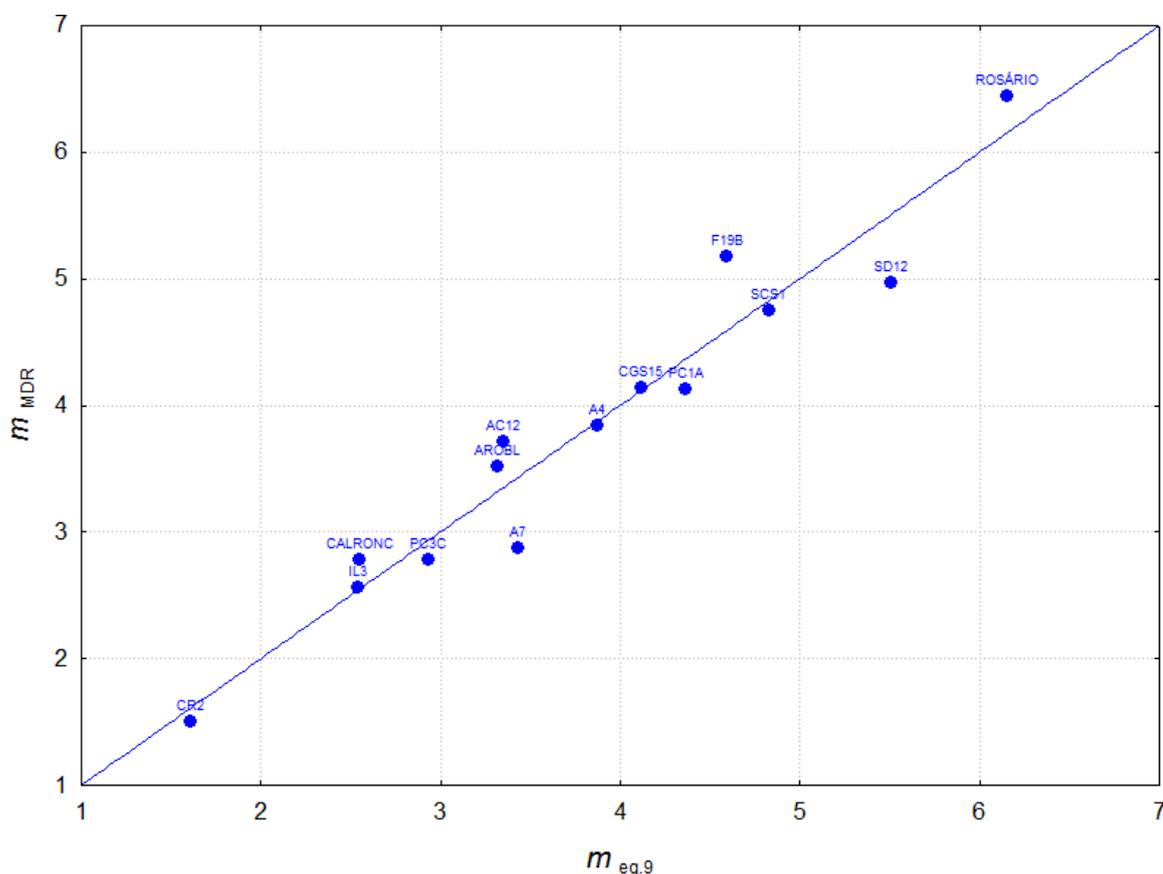


Figura 38 - Crossplot entre os valores do expoente m resultantes da simulação numérica (m_{MDR}) e os estimados pela função de regressão ($m_{eq.9}$).

Analisando a Tabela 11 vemos que, para valores de $m < 3,8$, FI e ICFI são diretamente proporcionais ao valor de m (coeficientes positivos), enquanto que a porosidade dos macroporos (\emptyset) e ICP são inversamente proporcionais a m . Estes resultados decorrem do fato que o aumento da cimentação reduz \emptyset e tende a reduzir a interconectividade dos macroporos, também são coerentes com as afirmações de Olsen et al. (2008), Glover (2009, 2010), e Dasthian et al. (2015). Vemos ainda que \emptyset e a fração volumétrica da fase microporosa (FI) são as variáveis mais importantes sendo a primeira mais relevante que a segunda. Neste caso o ICP é a variável menos importante.

Já para valores de $m > 3,8$ (Tabela 12) vemos que \emptyset e FI apresentam relação direta com m , enquanto que ICP e ICFI tem relação inversa. Neste caso ICP e \emptyset são as variáveis mais importantes, sendo FI a menos importante.

Quando a regressão *linear piecewise* foi aplicada para investigar a dependência do expoente de saturação n as Tabelas 13 e 14 apresentam os valores dos coeficientes para valores de n menores ou maiores que o *breakpoint* igual a 2,6. O coeficiente de determinação para a regressão do expoente de saturação n foi $R^2 = 0,90$.

Tabela 13 - Coeficientes de regressão para $n < 2,6$.

a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
-4,37391	0,422333	-1,51671	6,059571	6,310355

Tabela 14 - Coeficientes de regressão para $n > 2,6$.

a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
5,363513	-37,2848	3,136051	-12,4156	15,33984

Para valores de $n < 2,6$ (Tabela 13) vemos que FI apresenta relação inversa com n , sendo esta afirmação coerente com Sen (1997). Neste caso \emptyset , ICP e ICFI possuem relação direta, sendo ICFI e ICP as variáveis mais importantes e \emptyset é a menos importante. Este resultado demonstra a importância da conectividade dos domínios potencialmente condutivos para a estimativa do coeficiente de saturação (n).

Já para valores de $n > 2,6$ (Tabela 14) FI e ICFI apresentam relação direta com o expoente de saturação, enquanto que \emptyset e ICP têm relação inversa. Este resultado concorda com Liu *et al.* (2015). Neste caso \emptyset é a variável mais importante e FI é a menos importante.

A Figura 39 apresenta o *crossplot* entre os valores de n fornecidos pela simulação numérica (n_{MDR}) e aqueles estimados pela equação 32 (eq. 9) com os coeficientes listados nas tabelas 13 e 14. Novamente, embora o ajuste não tenha seja perfeito, os pontos do gráfico estão aproximadamente ao longo da diagonal, demonstrando a elevada qualidade da predição.

Em todas as análises estatísticas efetuadas constatou-se que a matriz mineral, por ser considerada muito resistiva, não influencia os valores dos expoentes de

Archie, sendo esta influência reservada aos domínios potencialmente condutivos, como a porosidade dos macroporos e a fase microporosa.

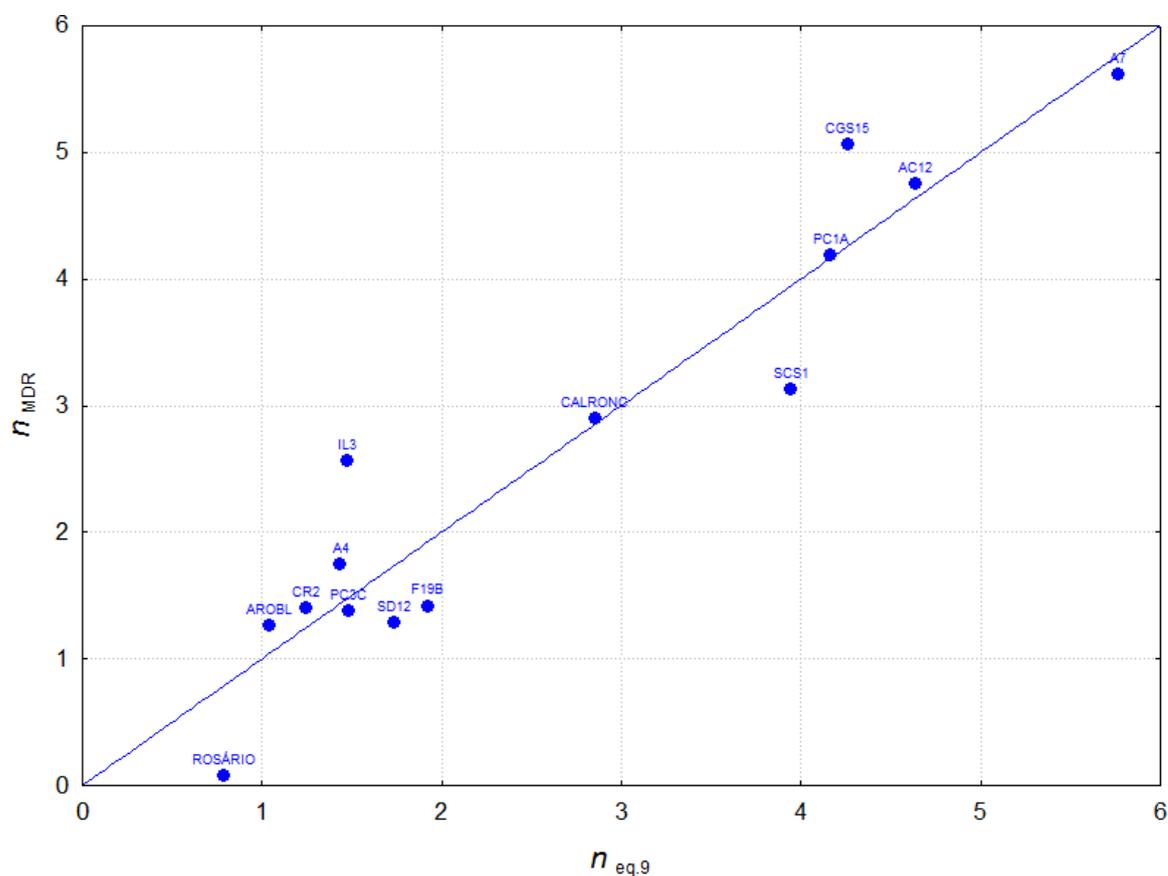


Figura 39 - Crossplot entre os valores do expoente n resultantes da simulação numérica (n_{MDR}) e os estimados pela função de regressão ($n_{eq.9}$).

5.2 Simulação das Propriedades Elásticas

A Figura 40 apresenta o modelo numérico usado na simulação elastodinâmica das velocidades das ondas elásticas nas amostras investigadas, os quais são representados por suas malhas numéricas com os três domínios. Nesta figura as cores indicam valores de velocidade da onda P nos diversos domínios: azul escuro → poros, azul claro → fase microporosa e coloração vermelho a laranja → matriz mineral.

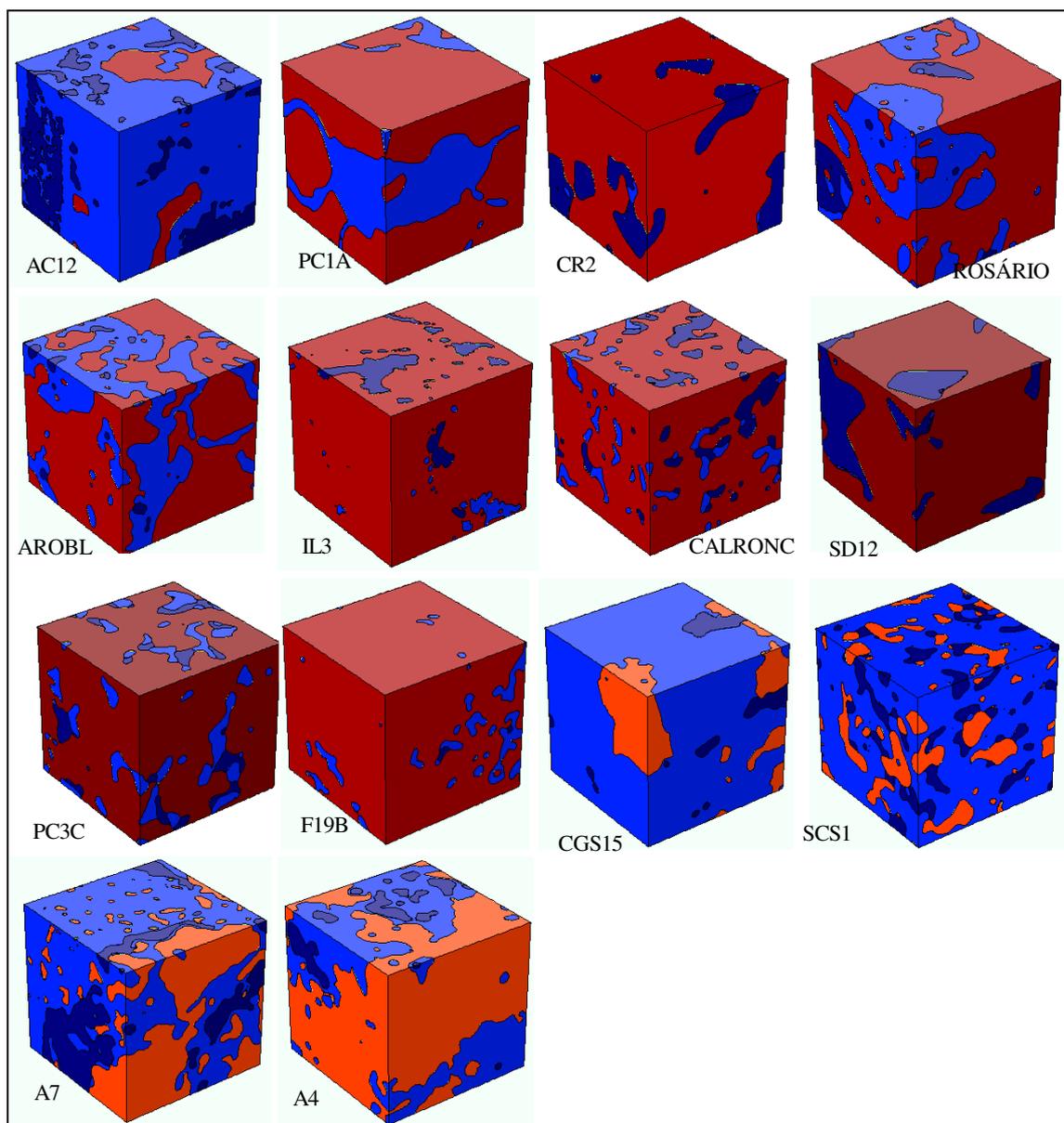


Figura 40 – Modelo usado na simulação elastodinâmica identificando os três domínios: matriz mineral (vermelho a laranja), macroporos (azul escuro) e fase microporosa (azul claro). As cores indicam valores de velocidade da onda P (azul escuro = 340m/s, vermelho escuro= 7350 m/s).

A Figura 41 apresenta o resultado da simulação das propriedades estáticas. Nesta figura as cores indicam valores do gradiente de deformação na componente Z (vertical) nos diversos domínios. A coloração verde apresenta valores de deformação zero. Verifica-se que as maiores deformações ocorrem na fase que corresponde aos macroporos. Isso se justifica pelo fato dos macroporos apresentarem os menores módulos. Esse resultado concorda com a afirmação de Dinis *et al.* (2000) que nas situações de carga estática, observa-se que todas as partes do material rochoso participam do processo de ruptura, de modo que o mais

fraco dos elementos é o fator decisivo para o processo, o que acarreta uma redução no valor da resistência.

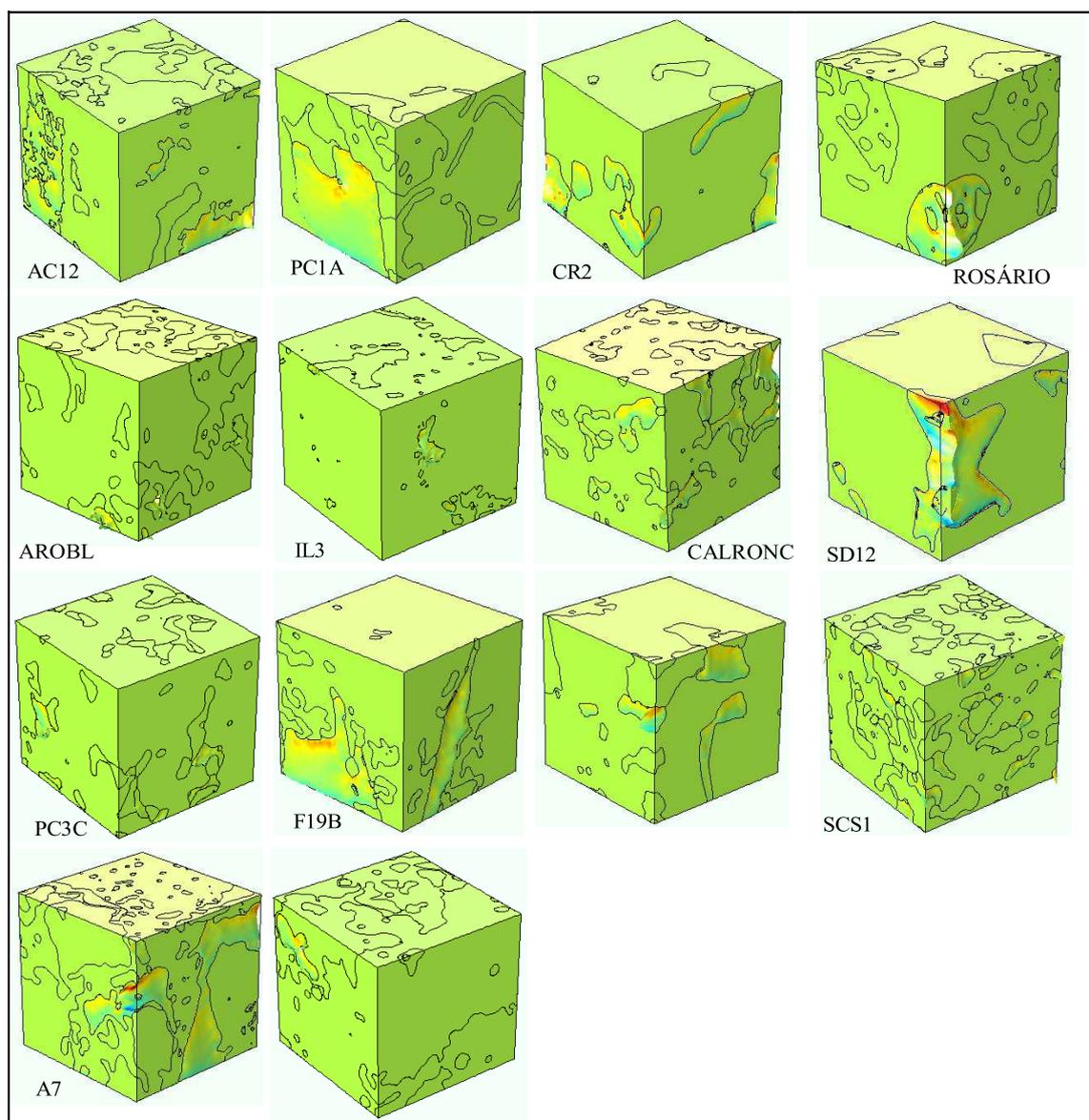


Figura 41 - Gradiente de deformação na componente Z (vertical). As cores indicam a variação do gradiente de deformação sendo o valor mínimo igual a $-10,86E7$ representado pela coloração azul. E valor máximo de $8.75E7$ representado pela coloração vermelha.

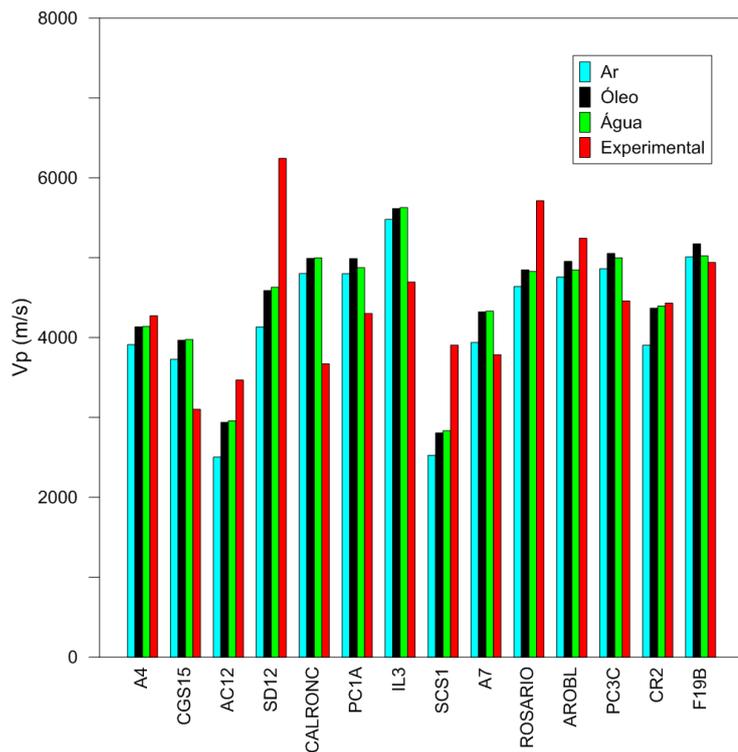
As Figuras 42a e 42b apresentam os valores das velocidades das ondas compressoriais média e máxima respectivamente, obtidas do histograma para os três cenários de saturação fluida investigados: ar, óleo e água. Comparando esses resultados com os dados de velocidades compressoriais obtidos experimentalmente podemos observar (Figura 42a) que em metade das amostras a V_p experimental é maior que as V_p 's simuladas, enquanto que para outra metade ocorre o contrário.

Já quando comparamos os valores de V_p máxima (Figura 42b) com os dados experimentais observamos que a tendência é os valores da V_p computacional serem mais elevados do que os valores experimentais.

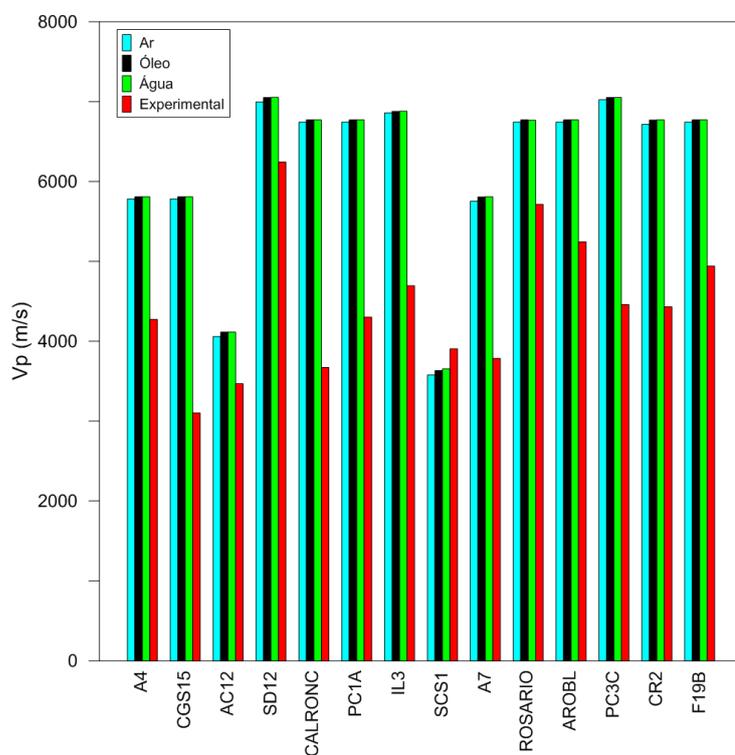
Comportamento similar se observa nas Figuras 43a e 43b em relação as velocidades da onda cisalhante. Essa variação de comportamento se deve as diferentes formas de arranjo de grãos que ocorrem no conjunto de amostras analisadas. Desse modo, passaremos a adotar as demais propriedades elastodinâmicas apenas considerando os valores médios dos seus histogramas.

Quando consideramos a saturação fluida para os valores médios de velocidades da onda P, observamos que a V_p para a amostra seca é menor do que as V_p 's saturadas de óleo e água. Em geral verifica-se que os valores de V_p saturada de água são maiores do que das V_p 's saturada de óleo. Ou seja, quando a amostra está saturada com óleo a tendência é apresentar valores intermediários de V_p entre a rocha seca e saturada de água, em função da incompressibilidade do óleo ser um valor intermediário entre as duas. Esses resultados são coerentes com os diversos estudos presentes na literatura, as quais relatam comportamento similar, como Bourbié *et al.* (1987), Schon (2015), Soares (2007), Apolinário (2017).

Realizando a análise da influência da saturação fluida nas velocidades das ondas S, observamos que os valores de V_s para os três cenários de saturação fluida são iguais. Esse resultado é esperado, uma vez que a onda S não é afetada pela saturação fluida, pois não se propaga em meios líquidos e gasosos. Nesse caso, pode acontecer alguma variação nos valores de V_s somente em função das variações de densidade.



a)



b)

Figura 42 – a) V_p (m/s) simulado considerando o valor médio do histograma; b) V_p (m/s) simulado considerando o valor máximo do histograma.

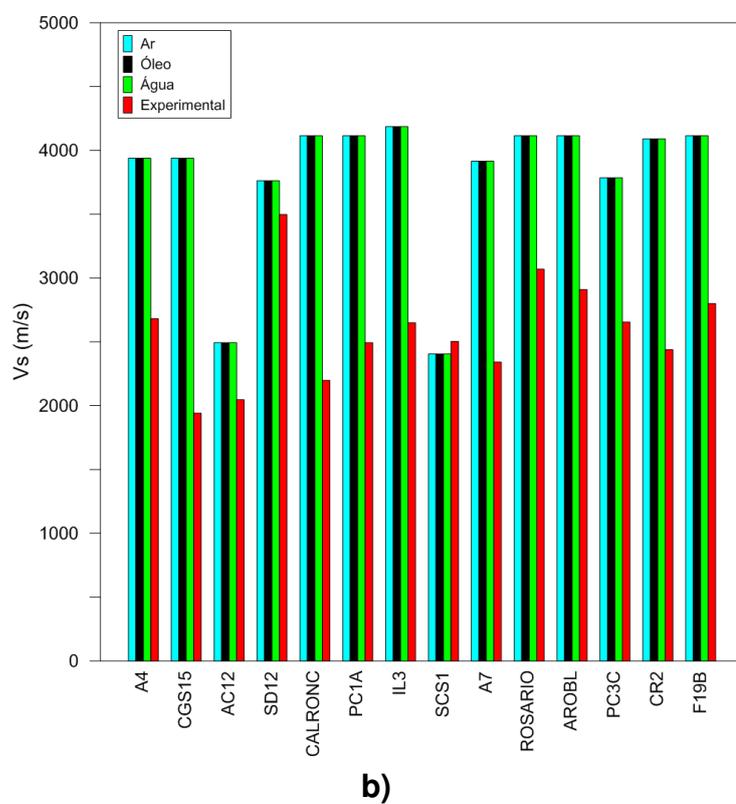
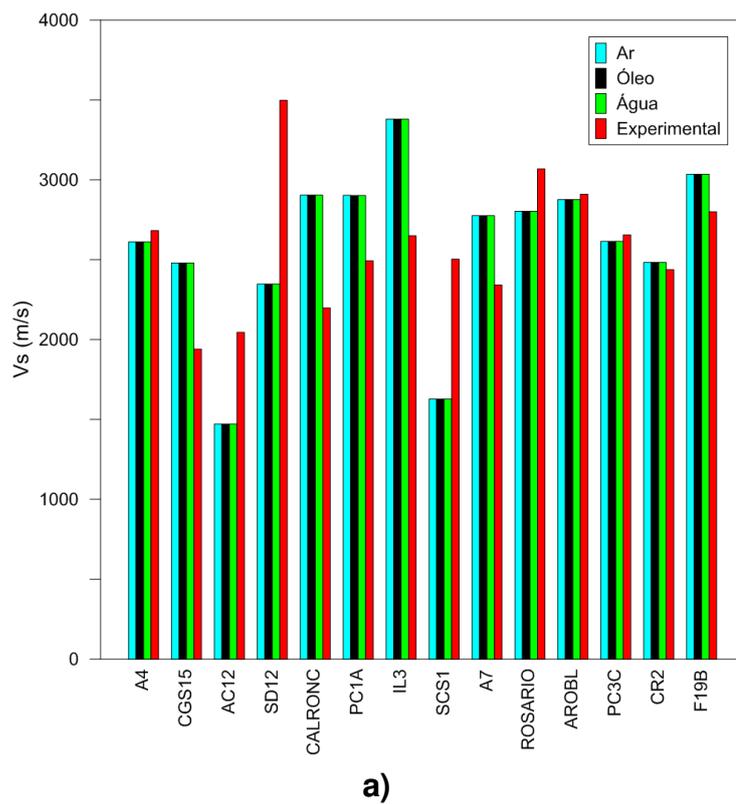


Figura 43– a) Vs(m/s) simulado considerando o valor médio do histograma; b) Vs(m/s) simulado considerando o valor máximo do histograma.

A Figura 44 apresenta os valores de densidade das amostras para os cenários de saturação fluida e os valores experimentais. Com relação a densidade das amostras investigadas, observa-se que nove amostras apresentam valores de densidade maiores do que os medidos experimentalmente, enquanto que para o restante das amostras os valores obtidos computacionalmente são menores do que o experimental. Em geral, valores mais altos representam rochas de baixa porosidade e valores mais baixos resultam do aumento de porosidade e/ou aumento do teor de gás nos poros.

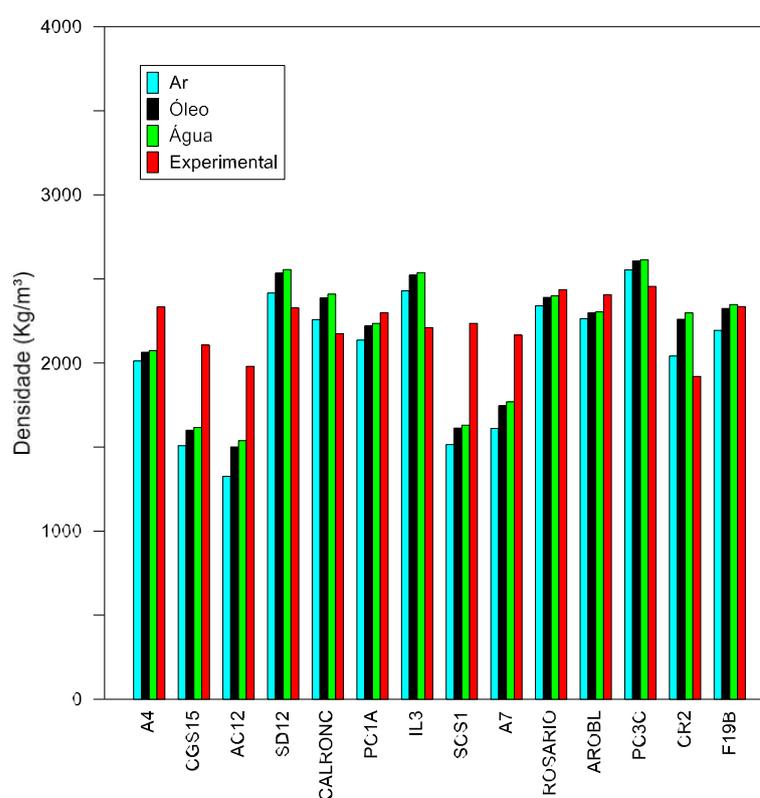


Figura 44 – Densidade total das amostras investigadas.

A Figura 45 apresenta os dados de porosidade computacional obtidas das malhas numéricas versus a porosidade experimental oriunda do ensaio laboratorial de porosidade para as amostras investigadas. De maneira geral observa-se que a porosidade experimental tem a tendência a apresentar valores mais altos do que a porosidade computacional. Entretanto, para algumas amostras observa-se que os valores computacional e experimental são praticamente iguais. Destaca-se como um dos motivos para essa diferença é o tamanho do Volume Elementar Representativo utilizado para a geração das malhas.

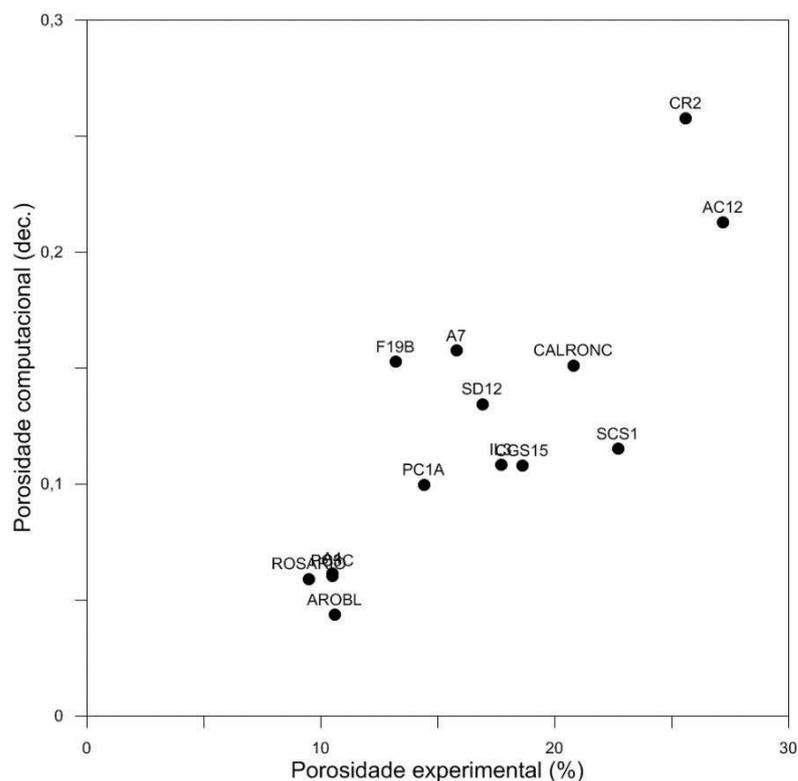


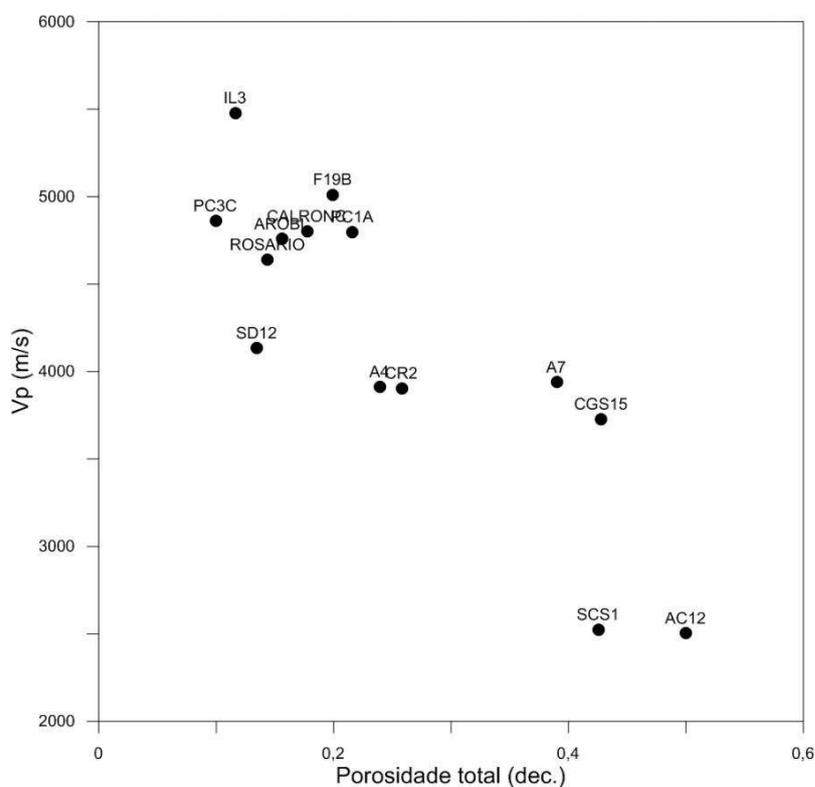
Figura 45 – Gráfico da Porosidade computacional versus a porosidade experimental.

As Figuras 46a e 46b apresentam a relação das velocidades V_p e V_s simuladas versus a porosidade computacional total das amostras investigadas. Observa-se que à medida que a porosidade aumenta as velocidades V_p e V_s tendem a diminuir. Essa relação observada é condizente com a relação porosidade versus velocidade das ondas elásticas destacadas por Schon (2015) e Erbeli *et al.* (2003). Observa-se ainda que os arenitos apresentam valores de V_p abaixo de 4000 m/s, enquanto que os calcários e dolomitos apresentam valores mais elevados de V_p , com excessão da amostra AC12. A amostra AC12 apresenta uma elevada fase microporosa como pode ser observado na Figura 47a. Esses resultados estão dentro das faixas de valores esperados para essas litologias, uma vez que as velocidades elásticas são dominadas pelos minerais que compõem a matriz da rocha, e minerais mais densos apresentam conseqüentemente, maiores velocidades elásticas se comparados com as velocidades dos fluidos contidos nos espaços porosos.

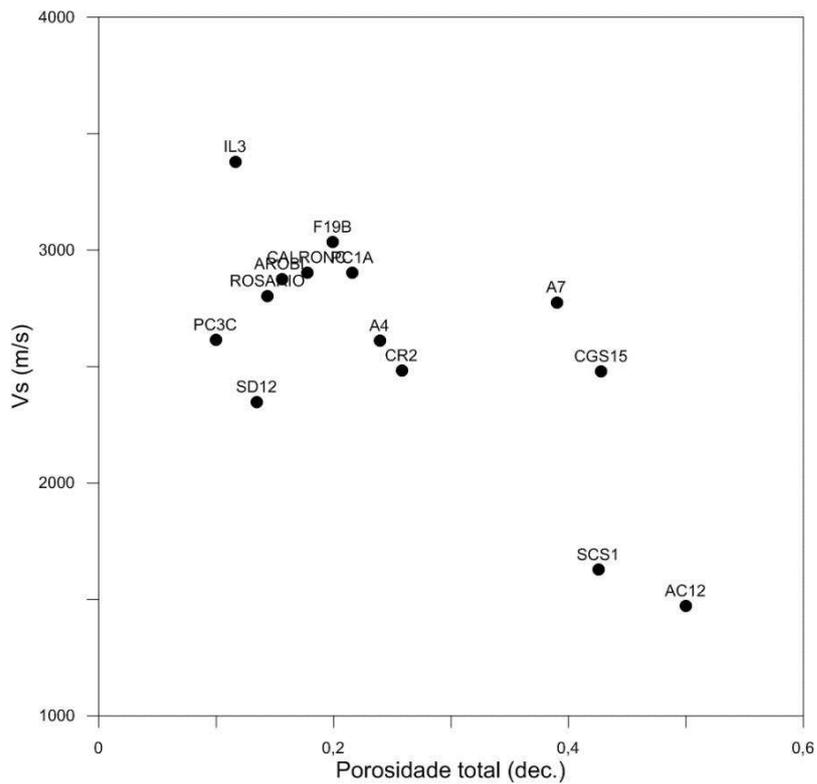
Em geral a presença de cimentos argilosos ou a presença de minerais de argila não cimentantes provoca uma redução significativa nos valores de velocidades elásticas das rochas sedimentares, como destacados nos trabalhos de Soares (1992), Vasquez (2000), Schon (2015), Nie *et al.* (2021).

Observando a relação V_p versus porosidade para as rochas carbonáticas investigadas, verificamos que mesmo para amostras que apresentam valores de porosidade similares existe uma certa variação nos valores de velocidades elásticas. Diversos autores tem associado essa faixa de variação de velocidades ao tipo de poro presente nas rochas carbonáticas, como discutido mais detalhadamente em Erbeli *et al.* (2003).

As Figuras 47a e 47b apresentam os valores de V_p e V_s versus a fase microporosa. Observa-se que à medida que a fase microporosa aumenta a V_p diminui, o que corrobora com o fato da presença de argila promover uma diminuição nos valores de velocidades elásticas. Comportamento similar se observa na Figura 36b em relação a velocidade da onda cisalhante, entretanto apresenta uma maior dispersão nos valores.

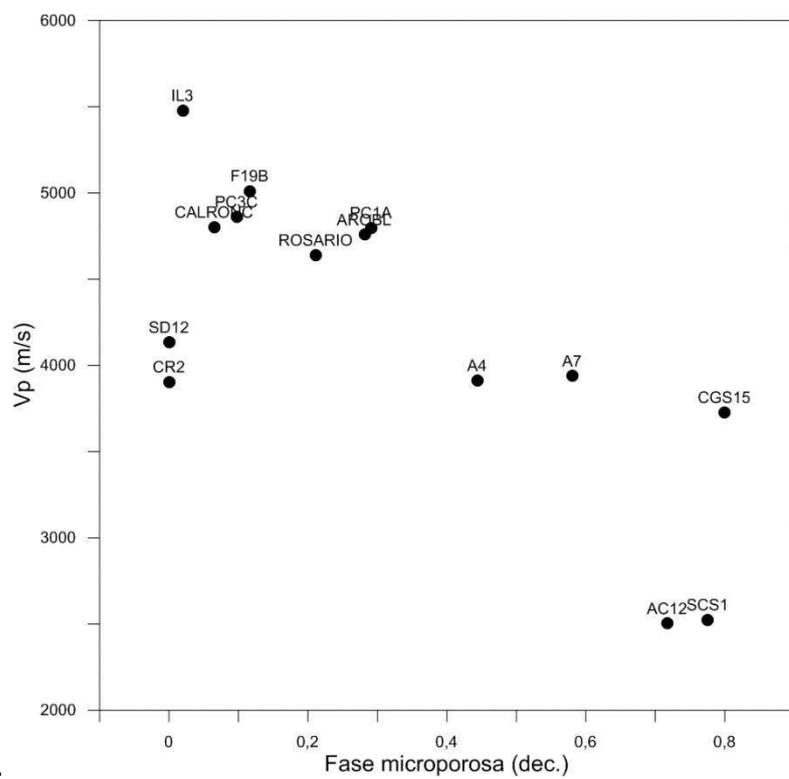


a)



b)

Figura 46– a) Vp simulada versus porosidade total; b) Vs simulada versus porosidade total.



a)

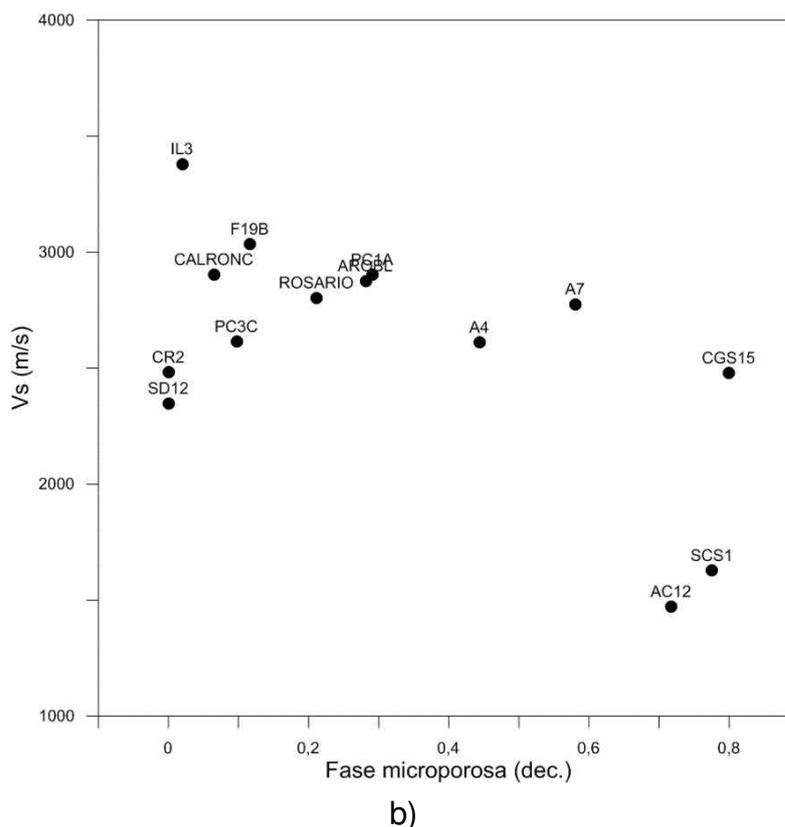


Figura 47 – a) V_p simulada versus fase microporosa; b) V_s simulada versus fase microporosa;

As Figuras 48, 49 e 50 apresentam os módulos elásticos dinâmicos $K_{\text{Dinâmico}}$, $G_{\text{dinâmico}}$, $E_{\text{dinâmico}}$, respectivamente para as amostras investigadas para os três cenários de saturação fluida considerados: ar, óleo, água e os valores experimentais.

Com relação ao $K_{\text{dinâmico}}$ verifica-se que oito amostras apresentam valores experimentais mais elevados do que os valores de $K_{\text{dinâmico}}$ simulados. Para o $G_{\text{dinâmico}}$, observa-se o contrário, a maioria das amostras investigadas apresentam $G_{\text{dinâmico}}$ simulados acima dos valores experimentais. Isso é decorrência do comportamento da V_s simulada versus a V_s experimental, uma vez que o módulo de cisalhamento da rocha é função da velocidade da onda S e densidade, como destacado na equação 18.

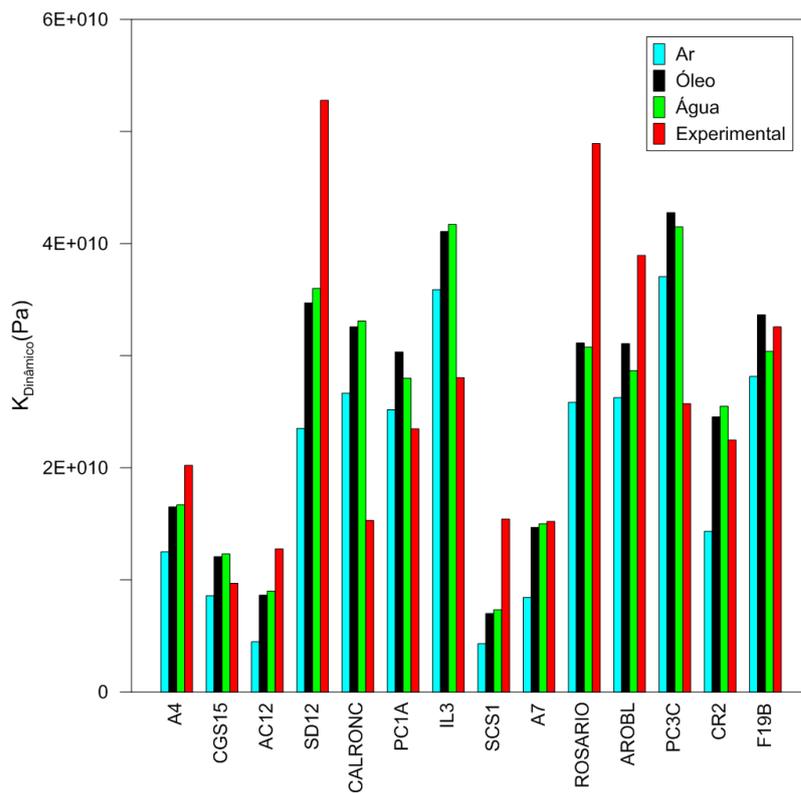


Figura 48– K_{dinamico} simulado considerando o valor médio do histograma;

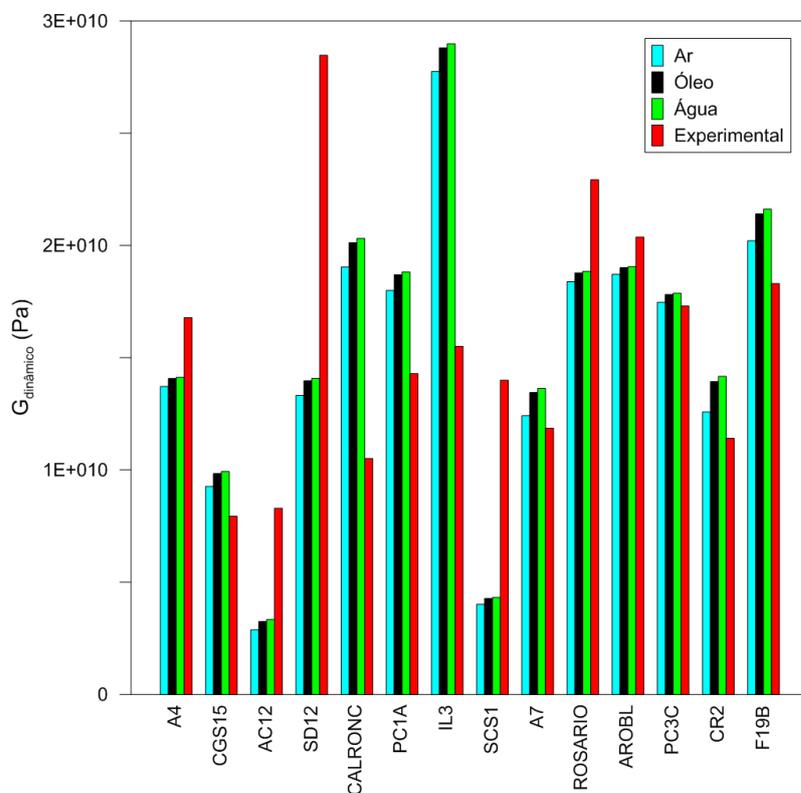


Figura 49 – G_{dinamico} simulado considerando o valor médio do histograma;

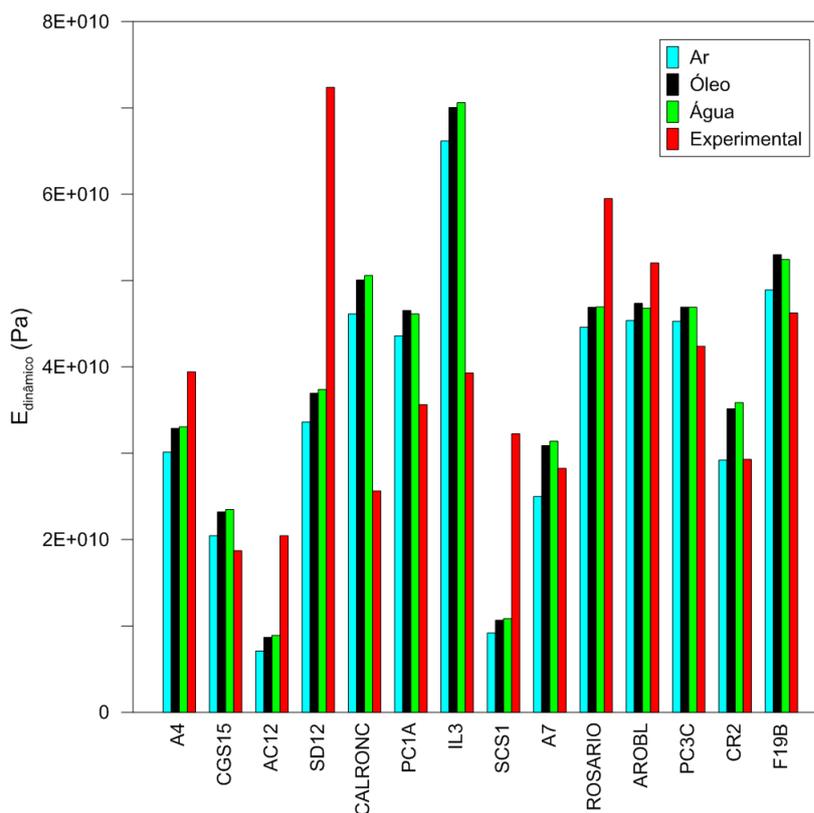


Figura 50 – $E_{dinâmico}$ simulado considerando o valor médio do histograma; b) $E_{dinâmico}$ simulado considerando o valor máximo do histograma.

As Figuras 51, 52 e 53 apresentam os módulos elásticos estáticos $K_{estático}$, $G_{estático}$, $E_{estático}$, respectivamente para as amostras investigadas para os três cenários de saturação fluida considerados: ar, óleo e água.

Analisando a Figura 51 observa-se que os valores para o $K_{estático}$ saturado de ar são mais baixos do que os valores para $K_{estático}$ saturados de óleo e água. Quando consideramos a saturação de óleo e água nos poros da rocha, verificamos que os valores do módulo são praticamente iguais.

Com relação ao $G_{estático}$ os valores para as três condições de saturação fluidas consideradas são iguais. Comportamento similar observa-se para o $E_{estático}$ e condições de saturação.

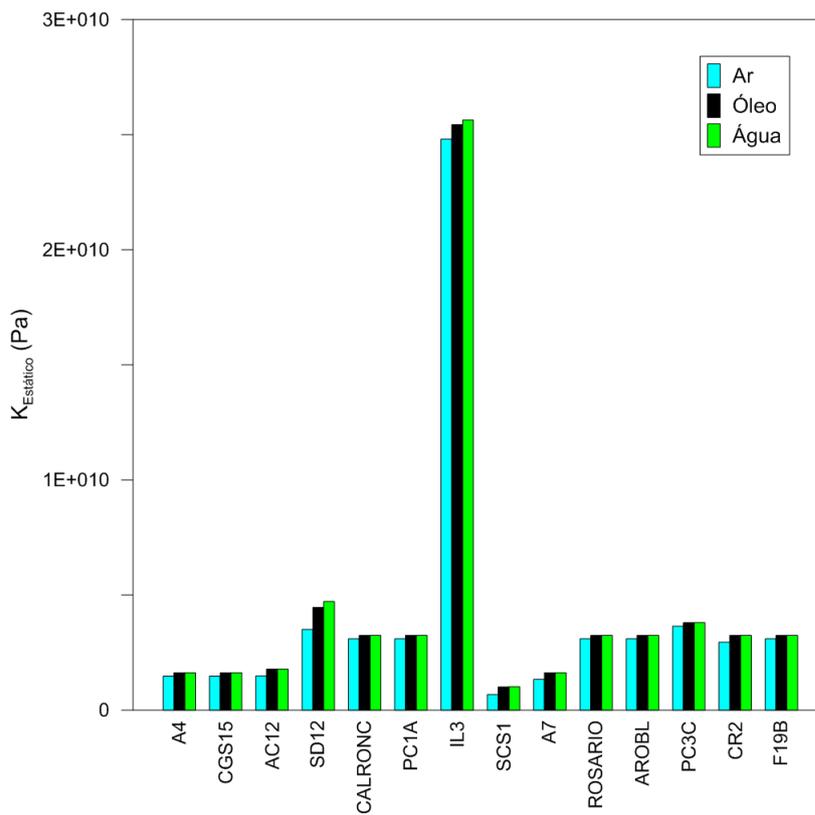


Figura 51 – $K_{\text{Estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma.

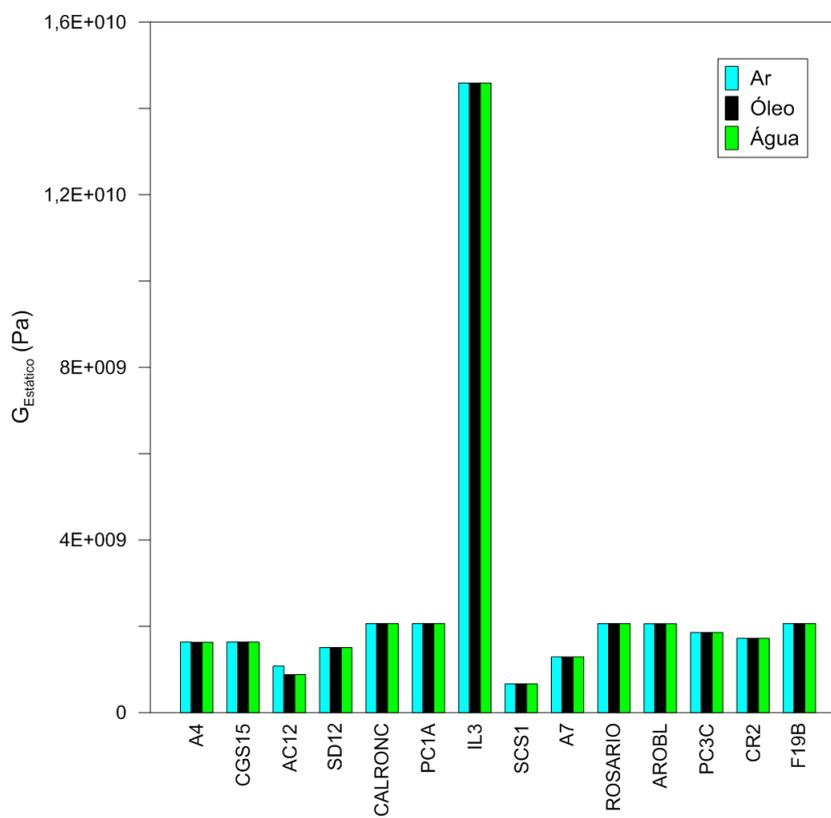


Figura 52 – $G_{\text{Estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma.

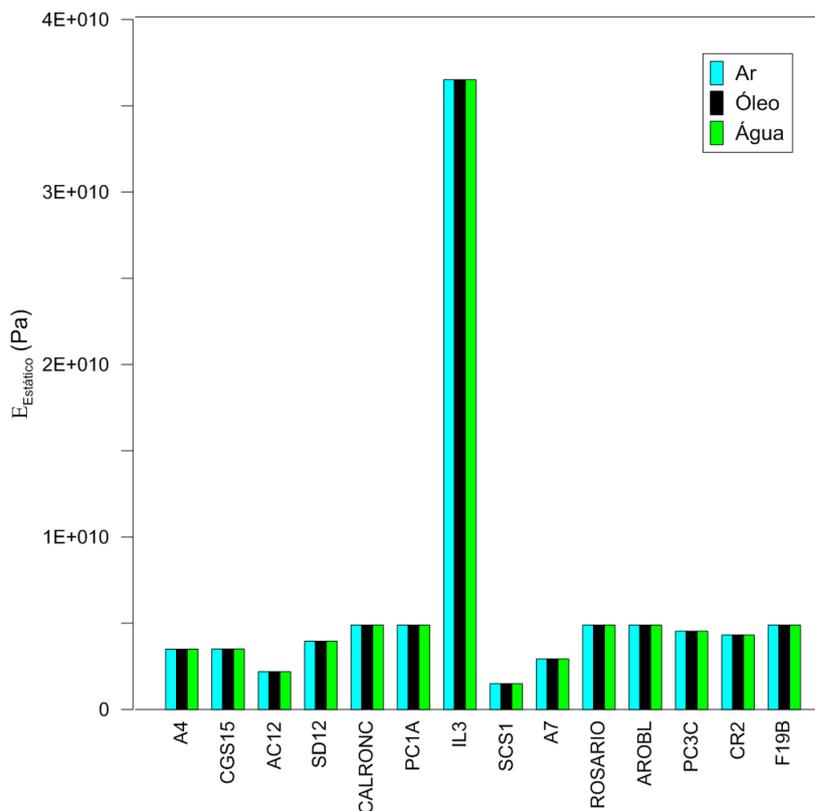


Figura 53 – $E_{\text{Estático}}$ simulado considerando o valor mínimo do histograma.

A Figura 54 apresenta a relação do $K_{\text{Estático}}$ com a porosidade total computacional. Observa-se que à medida que a porosidade total aumenta o módulo volumétrico estático diminui. As amostras que apresentam maiores frações volumétricas de fase microporosa (A4, A7, CGS15, AC12 e SCS1) tendem a apresentar módulos volumétricos mais baixos.

A Figura 55 apresenta a relação do $G_{\text{Estático}}$ com a porosidade total computacional. Observa-se que à medida que a porosidade total computacional aumenta o $G_{\text{Estático}}$ diminui. Observando o comportamento das amostras A7, CGS15, AC12 e SCS1 com relação aos valores de $G_{\text{Estático}}$ nota-se que todas apresentam elevado teor de fase microporosa, no entanto a amostra CGS15 apresenta um valor de $G_{\text{Estático}}$ maior que o esperado, isso possivelmente é consequência do arranjo de grãos diferenciado em relação a amostra SCS1. Baechle *et al.* (2009) destacam que amostras com maior quantidade de micro e macro poros tendem a apresentar menor resistência ao cisalhamento.

A Figura 56 apresenta a relação do $E_{\text{Estático}}$ com a porosidade total computacional. Observa-se que as amostras que apresentam baixa porosidade total

apresentam valores de $E_{\text{Estático}}$ maiores. Com o aumento da porosidade verifica-se uma diminuição dos valores de $E_{\text{Estático}}$.

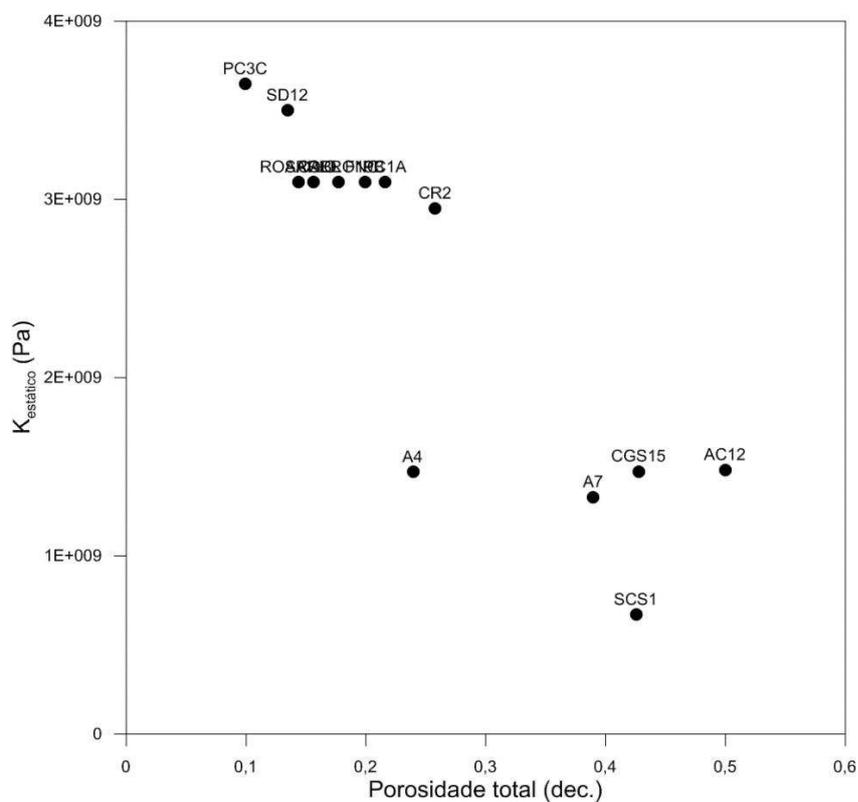


Figura 54 – $K_{\text{Estático}}$ versus porosidade total.

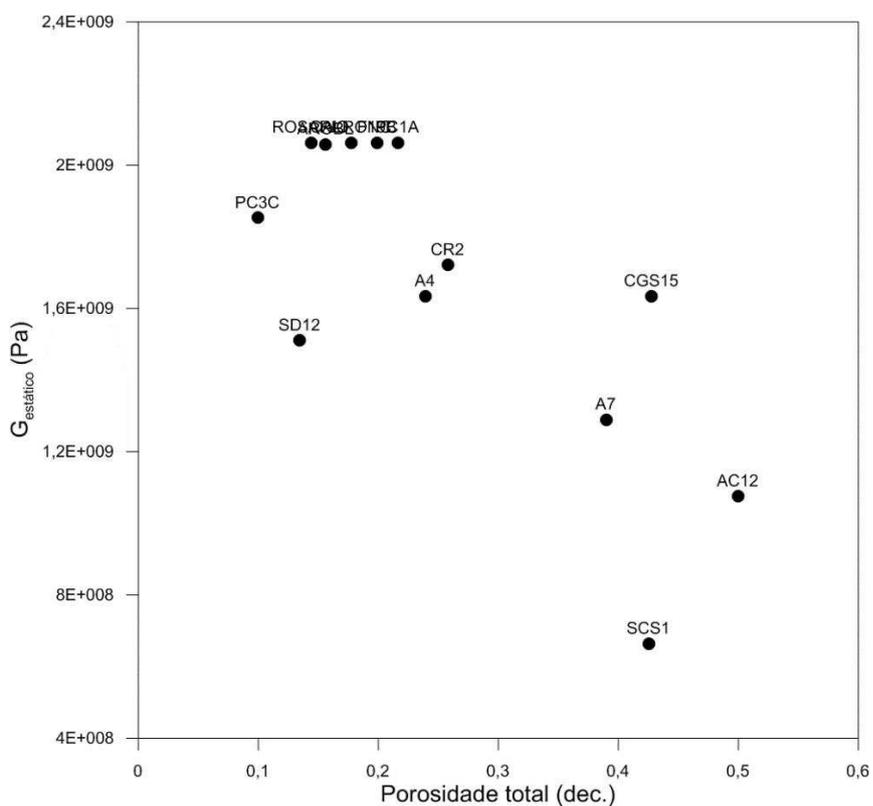


Figura 55 – $G_{\text{Estático}}$ versus porosidade total.

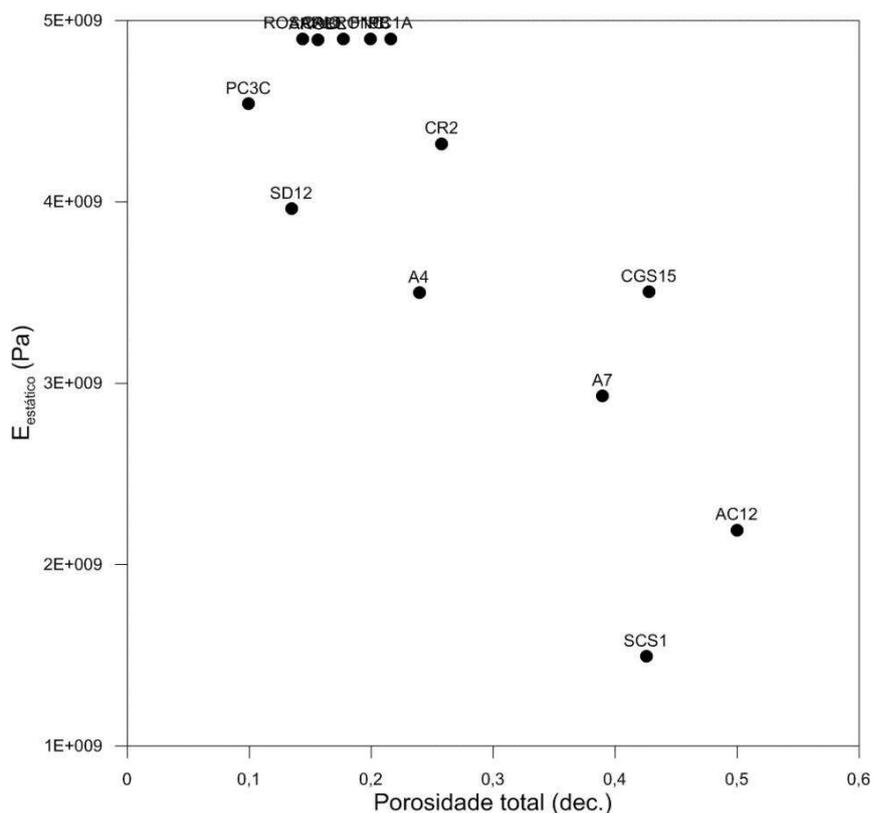


Figura 56– Estático versus porosidade total.

5.2.1 Análise estatística dos dados elastodinâmicos e geomecânicos

Aplicando regressão do tipo *linear piecewise* ao conjunto de dados das simulações estáticas e elastodinâmicas, considerando que a variável dependente é a que se quer analisar e que as variáveis independentes são a porosidade dos macroporos (\emptyset_{macro}) e a fração volumétrica da fase microporosa (FI), chega-se a expressões para as variáveis dependentes consideradas na análise (V_p , V_s , $K_{Dinâmico}$, $G_{Dinâmico}$, $E_{Dinâmico}$, $K_{Estático}$, $G_{Estático}$ e $E_{Estático}$).

Para as propriedades elastodinâmicas a função de regressão é uma expressão do tipo apresentado na equação 33:

$$VE = a_0 + a_1 * FI + a_2 * \emptyset_{macro} \quad (33)$$

Onde VE representa a variável que se quer estimar (V_p , V_s , $K_{Dinamico}$, $G_{Dinamico}$ ou $E_{Dinamico}$).

Para que os coeficientes da equação 33 sirvam como indicadores da influência das variáveis independentes (\emptyset_{macro} e FI) sobre a variável dependente é preciso que o intervalo de valores seja o mesmo para todas essas variáveis, por exemplo, zero a um. Por essa razão foram calculados índices para cada uma das variáveis em análise, de acordo com a equação 34:

$$IV = \frac{(V - V_{min})}{(V_{max} - V_{min})} \quad (34)$$

Onde IV é o índice da variável considerada para uma dada amostra, V é o valor da variável para aquela amostra, e V_{max} e V_{min} são os valores máximo e mínimo da variável no conjunto de amostras. A Tabela 15 apresenta, como exemplo, os índices relativos ao conjunto de amostras secas. O mesmo procedimento foi aplicado para os demais cenários de saturação.

Tabela 15 - Exemplo de índices calculados para as variáveis do conjunto de amostras secas.

Amostra	FI	\emptyset_{macro}	K	G	E	V_p	V_s
A4	0,555224	0,083592	0,250240	0,435881	0,389747	0,473613	0,596960
CGS15	1,000000	0,300437	0,130815	0,257034	0,225897	0,411429	0,527778
AC12	0,897146	0,790276	0,005227	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SD12	0,000000	0,424543	0,586262	0,419931	0,448653	0,547899	0,459119
CALRONC	0,081388	0,502287	0,682319	0,649967	0,660675	0,772437	0,750524
PC1A	0,363798	0,261671	0,637253	0,607840	0,617650	0,771429	0,749716
IL3	0,024483	0,302586	0,964220	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
SCS1	0,969904	0,333872	0,000000	0,045913	0,035350	0,007395	0,081761
A7	0,726241	0,531727	0,125924	0,383551	0,302603	0,482353	0,683438
ROSARIO	0,264297	0,072525	0,657528	0,623546	0,634330	0,717983	0,697589
AROBL	0,351655	0,000000	0,669975	0,636940	0,647663	0,757647	0,735849
PC3C	0,121544	0,078930	1,000000	0,586559	0,646156	0,792605	0,599057
CR2	0,000304	1,000000	0,306012	0,390333	0,374034	0,470924	0,529874
F19B	0,145232	0,509118	0,727783	0,696888	0,707719	0,843025	0,819182

Os coeficientes para cada VE e cenário de saturação estão apresentados na Tabela 16:

Tabela 16 - Coeficientes das variáveis estimadas para cada cenário de saturação fluida.

	a_0	a_1	a_2	a_0	a_1	a_2	Breakpt.	R ²
VP								
Ar	0,747092	-0,424047	-0,310797	0,895478	-0,457922	0,003516	0,574910	0,85
Óleo	0,865445	-0,548512	-0,292049	0,822831	-0,148925	-0,026788	0,596628	0,79
Água	0,862137	-0,550855	-0,287331	0,838414	-0,308748	-0,070439	0,582298	0,79
VS								
Ar	0,684997	-0,357681	-0,281088	0,762435	-0,273193	0,209164	0,587918	0,76
Óleo	0,684997	-0,357681	-0,281088	0,762420	-0,273232	0,209162	0,587901	0,76
Água	0,684997	-0,357681	-0,281088	0,762420	-0,273232	0,209162	0,587901	0,76
Kdinâmico								
Ar	0,472668	-0,361028	-0,171041	1,008150	-0,798209	-0,492812	0,481683	0,93
Óleo	0,557935	-0,475378	-0,071446	1,047366	-0,943552	-0,424744	0,524795	0,96
Água	0,551243	-0,456866	-0,084732	1,146258	-1,31185	-0,591316	0,526158	0,97
Gdinâmico								
Ar	0,621970	-0,357318	-0,270952	0,819698	-0,654539	-0,029498	0,481027	0,84
Óleo	0,612735	-0,362923	-0,238355	0,798447	-0,652388	0,036370	0,480524	0,82
Água	0,610753	-0,363840	-0,232602	0,794677	-0,652083	0,047939	0,480256	0,82
Edinâmico								
Ar	0,610727	-0,384295	-0,261061	0,861463	-0,716757	-0,084945	0,477891	0,90
Óleo	0,622717	-0,401614	-0,223559	0,835587	-0,695506	-0,010371	0,486349	0,87
Água	0,621193	-0,403405	-0,217171	0,837186	-0,739129	-0,016953	0,482411	0,87

Como já mencionado a regressão linear piecewise ajusta duas funções lineares aos dados com múltiplas variáveis independentes, separadas por um breakpoint. Os coeficientes menores do que o *breakpoint* são diferentes daqueles para valores maiores do que o breakpoint. Fazendo a análise individual dos coeficientes para cada variável estimada podemos avaliar a influência dos macroporos e da fração volumétrica da fase microporosa.

Analisando a Tabela 16, podemos fazer as seguintes considerações:

- Para a V_p :

Com exceção do coeficiente do ϕ_{macro} para as amostras secas acima do *breakpoint*, todos os demais coeficientes são negativos, indicando uma relação inversa entre a V_p e FI e ϕ_{macro} . Tanto acima quanto abaixo do *breakpoint*, e para os três cenários de saturação, a fase microporosa exerce uma maior influência em relação à porosidade dos macroporos.

- Para a V_s :

Para os três cenários de saturação há uma relação inversa entre a V_s e FI , tanto acima quanto abaixo do *breakpoint*. A relação entre V_s e \emptyset_{macro} é inversamente proporcional abaixo do *breakpoint* e diretamente proporcional acima dele. Da mesma forma que para V_p a fase microporosa exerce uma maior influência em relação à porosidade dos macroporos.

- Para $K_{dinamico}$:

Para qualquer dos três cenários de saturação a relação entre $K_{dinamico}$ e FI e \emptyset_{macro} é inversamente proporcional, tanto acima quanto abaixo do *breakpoint*. Mais uma vez FI se mostrou a variável de maior influência.

- Para $G_{dinamico}$:

Abaixo do *breakpoint* a relação é inversa para qualquer dos três cenários de saturação, enquanto que acima do *breakpoint* a relação é sempre inversa com FI e com a porosidade dos macroporos para amostras secas e direta para amostras saturadas com óleo ou água. Novamente FI é a variável de maior influência.

- Para $E_{dinamico}$:

A relação com FI e \emptyset_{macro} é sempre inversa para os três cenários de saturação, tanto acima quanto abaixo do *breakpoint*, sendo FI a variável de maior influência.

Para visualizar a eficiência da regressão apresentamos os gráficos dos índices das propriedades elastodinâmicas para a condição de saturação com ar, nas Figuras 57, 58, 59, 60 e 61. Caso o ajuste tivesse sido perfeito ($R^2 = 1$) os pontos do gráfico coincidiriam com a diagonal. Nas regressões efetuadas para as propriedades elastodinâmicas o coeficiente de determinação (R^2) variou de 0,76 a 0,97. Os gráficos dos valores das propriedades elásticas para as condições de saturação, óleo e água encontram-se no Apêndice I.

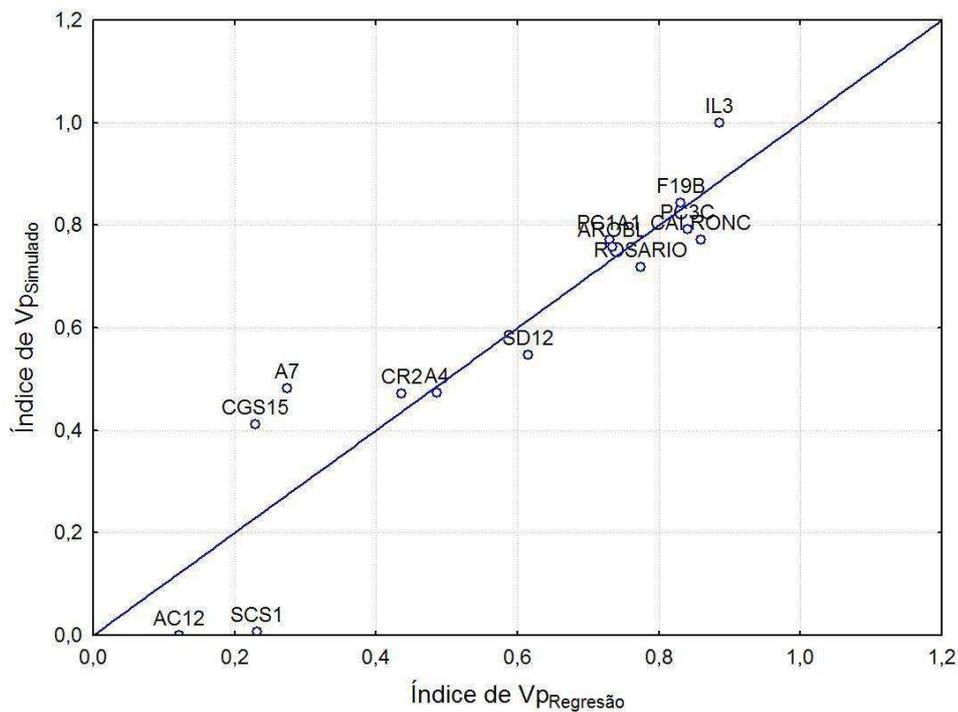


Figura 57 - Crossplot entre os valores do índice de Vp resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

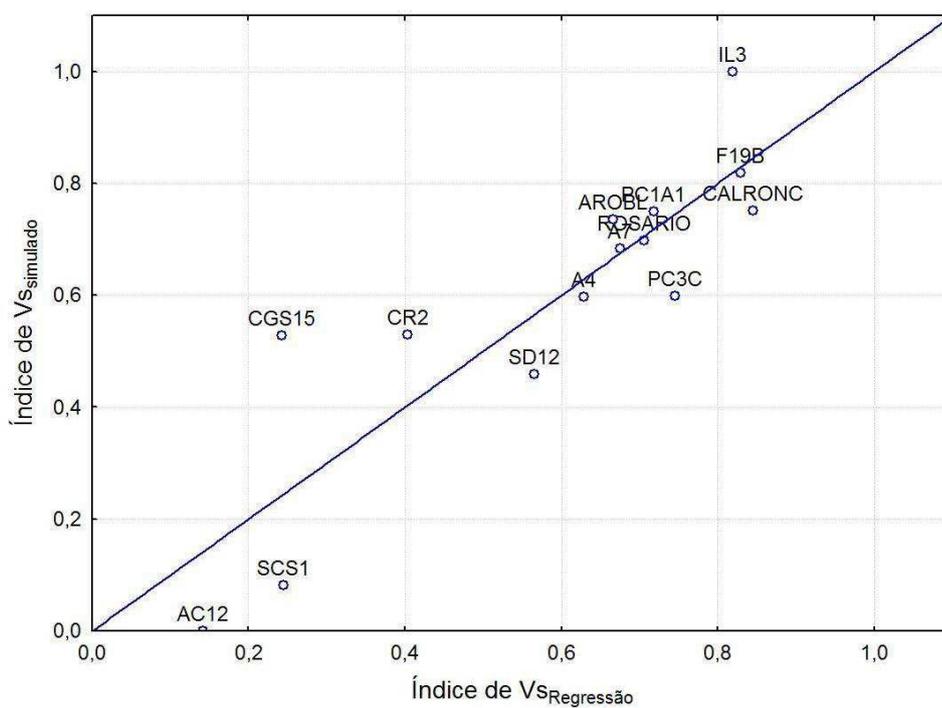


Figura 58 - Crossplot entre os valores do índice de Vs resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

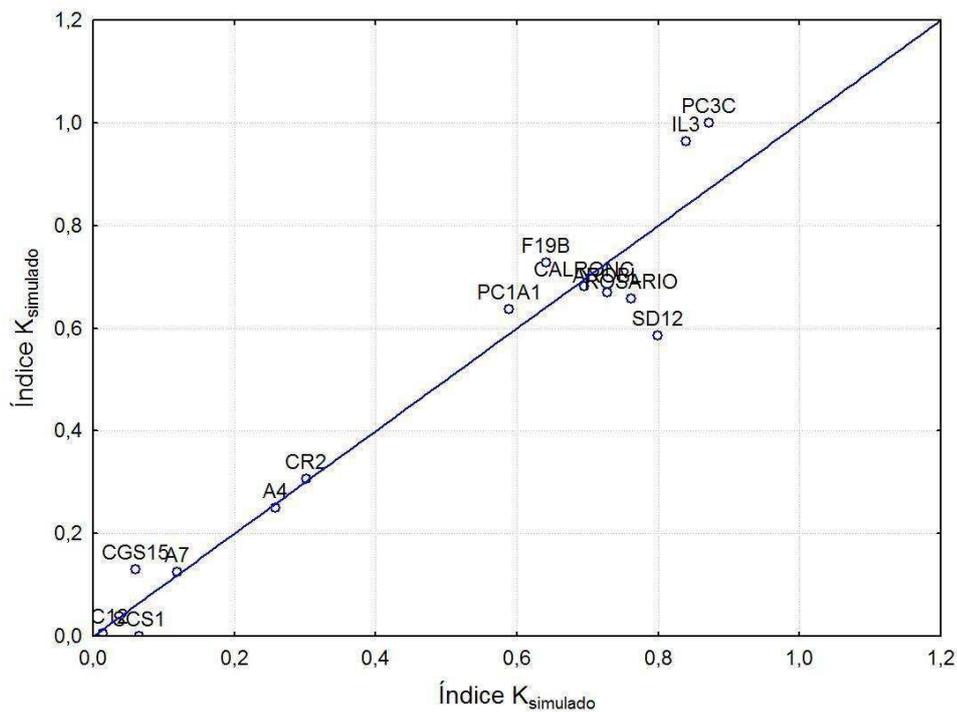


Figura 59 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

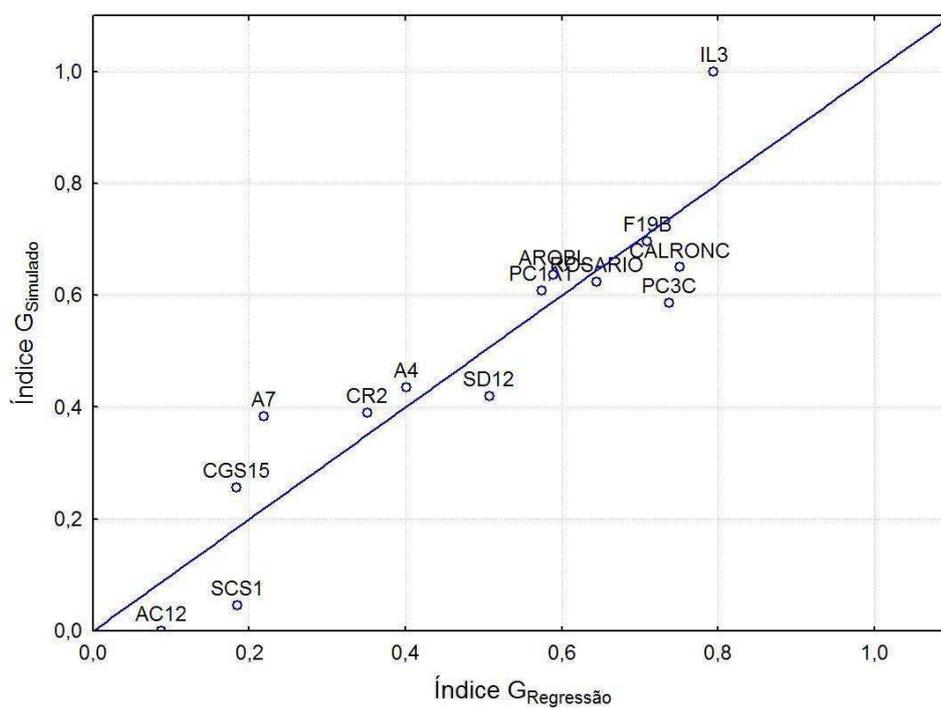


Figura 60 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

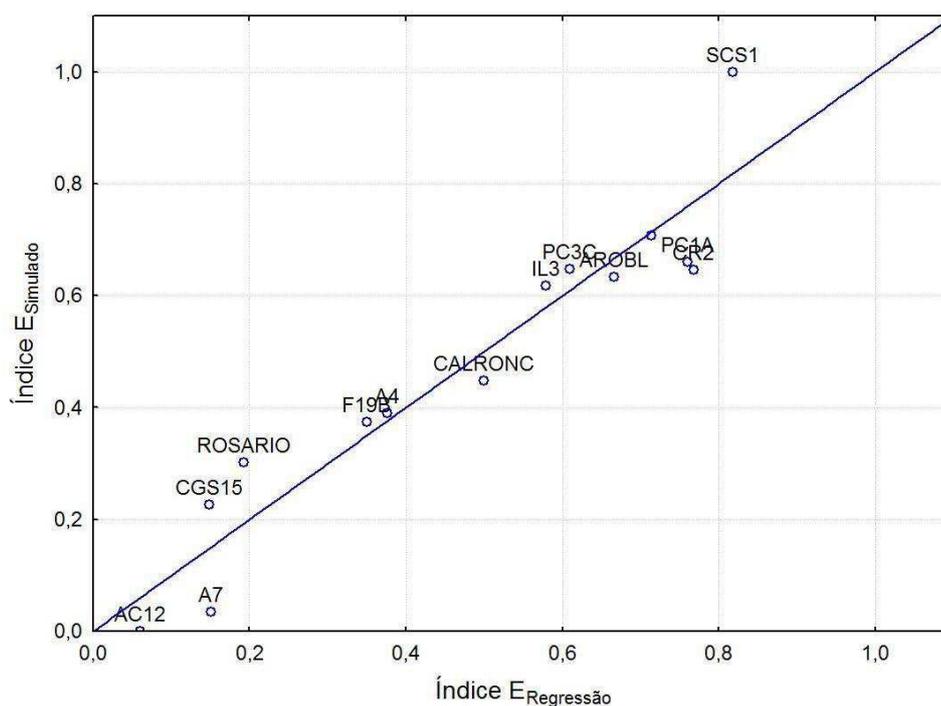


Figura 61 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

É importante ressaltar que para a análise estatística dos dados dos módulos elásticos estáticos consideramos os valores para as amostras em condição saturada de ar, uma vez que os módulos elásticos estáticos praticamente não apresentaram variação com o tipo de fluido saturante dos poros da rocha. Quando fizemos análise estatística dos dados iniciais observamos que o valor dos módulos estáticos da amostra IL3 estava destoando dos demais valores e optamos por retirar essa amostra da análise estatística para as constantes elásticas estáticas.

A regressão *linear piecewise* foi aplicada para investigar a dependência do módulo volumétrico estático com a macroporosidade e a fração volumétrica da fase microporosa. Os valores dos coeficientes de $K_{\text{estático}}$ são apresentados na Tabela 17. O coeficiente de determinação para a regressão do módulo volumétrico estático foi $R^2 = 0.96$.

Tabela 17 - Coeficientes de regressão para $K_{\text{estático}}$.

	a_0	a_1	a_2	a_0	a_1	a_2	Breakpt.	R^2
K								
Ar	0,049713	-0,037248	0,016383	0,129436	-0,074037	-0,034908	0,074243	0,96

Verifica-se para valores de $K_{\text{estático}} < \text{breakpoint}$, FI é inversamente proporcional e ϕ_{macro} é diretamente proporcional ao valor de $K_{\text{estático}}$. Para valores de $K_{\text{estático}} > \text{breakpoint}$, FI e ϕ_{macro} são inversamente proporcionais a $K_{\text{estático}}$. FI é a variável de maior influência para os três cenários de saturação, independente do *breakpoint*.

Na Figura 62 apresentamos o gráfico do Índice do $K_{\text{estático}}$ simulado versus o índice do $K_{\text{estático}}$ obtido da regressão para visualizarmos a sua eficiência. Se o ajuste tivesse sido perfeito ($R^2 = 1$) os pontos do gráfico coincidiriam com a diagonal. Embora não tenha sido perfeito ($R^2 = 0,96$), vê-se que os pontos do gráfico estão aproximadamente ao longo da diagonal.

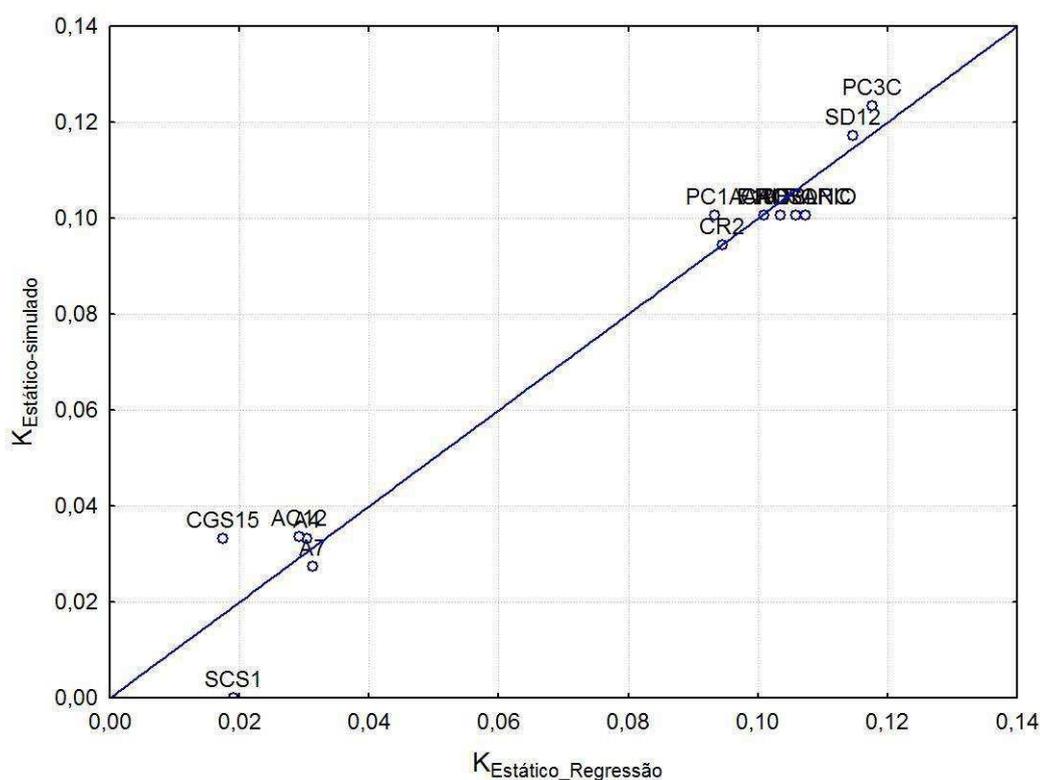


Figura 62- Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

Para o módulo de cisalhamento estático (Tabela 18) temos que para valores de $G_{\text{estático}}$ menores que o *breakpoint* a relação *entre* $G_{\text{estático}}$ e FI e ϕ_{macro} é inversa, enquanto que para valores de $G_{\text{estático}}$ maiores que o *breakpoint* a relação é direta com FI e inversa com ϕ_{macro} . ϕ_{macro} exerce maior influência abaixo do *breakpoint* e FI acima dele.

Tabela 18 - Coeficientes de regressão para $G_{\text{estático}}$.

	a_0	a_1	a_2	a_0	a_1	a_2	Breakpt.	R^2
G								
Ar	0.081342	-0.027943	-0.039552	0.088126	0.041508	-0.003619	0.072146	0.76

Na Figura 63 apresentamos o gráfico do Índice do $G_{\text{estático}}$ simulado versus o índice do $G_{\text{estático}}$ da regressão. Como o $R^2 = 0,76$ vê-se que os pontos do gráfico estão aproximadamente ao longo da diagonal, entretanto apresenta uma dispersão maior para algumas amostras, como a SCS1 e CGS15.

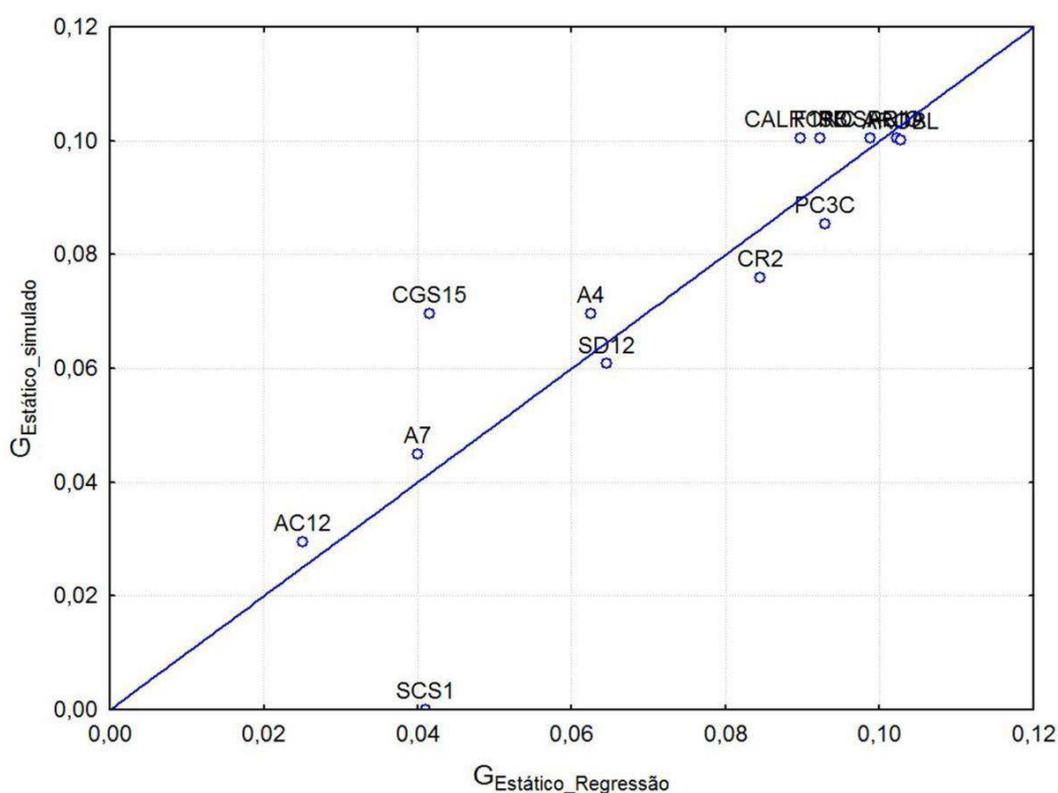


Figura 63 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras secas.

Quando analisamos $E_{\text{estático}}$, de acordo com a Tabela 19, verificamos que para valores do $E_{\text{estático}}$ menores que o *breakpoint* FI e ϕ_{macro} são inversamente proporcionais aos valores de $E_{\text{estático}}$. Já para valores de $E_{\text{estático}}$ maiores que o *breakpoint* verifica-se que FI e ϕ_{macro} são diretamente proporcionais aos valores de $E_{\text{estático}}$. FI é a variável de maior influência, independente do *breakpoint*.

Tabela 19 - Coeficientes de regressão para $E_{\text{estático}}$.

	a_0	a_1	a_2	a_0	a_1	a_2	Breakpt.	R^2
E								
Ar	0,086978	-0,047632	-0,030210	0,078010	0,061771	0,006454	0,069244	0,84

Na Figura 64 apresentamos o gráfico do Índice do $E_{\text{estático}}$ simulado versus o índice do $E_{\text{estático}}$ da regressão. Se o ajuste tivesse sido perfeito ($R^2 = 1$) os pontos do gráfico coincidiriam com a diagonal. Como o $R^2 = 0,84$ vê-se que os pontos do gráfico estão aproximadamente ao longo da diagonal.

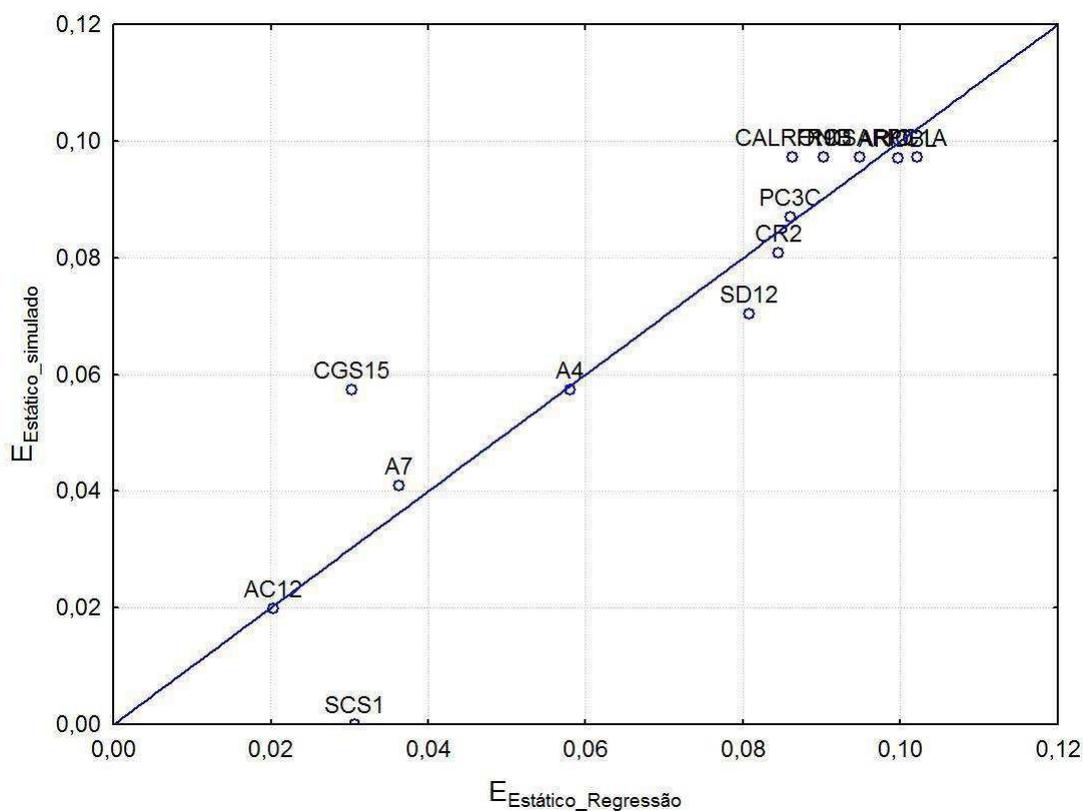


Figura 64 - Crossplot entre os valores do índice de $E_{\text{estático}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão.

As propriedades investigadas podem ser estimadas a partir dos índices segundo a equação 35:

$$Var = V_{min} + IV (V_{max} - V_{min}) \quad (35)$$

Onde Var é a variável que se deseja estimar, IV é o índice dessa variável e V_{max} e V_{min} são os valores máximo e mínimo da variável.

Finalmente, as Figuras 65, 66 e 67 apresentam *crossplots* entre os respectivos módulos estáticos e dinâmicos simulados numericamente nos modelos digitais de rocha para os três cenários de saturação fluida. Como esperado, todos os módulos dinâmicos apresentam valores maiores do que os seus correspondentes estáticos.

Diversos fatores são utilizados para explicar essas diferenças: litologia, presença de microfissuras, heterogeneidades, pressão, taxa de deformação, condições de drenagem, heterogeneidades, anisotropia e amplitude da deformação (Jizba & Nur, 1990; Tutuncu *et al.*, 1998; Fjær, 1999, 2009, 2018; Li *et al.*, 2019; Bian *et al.*, 2023).

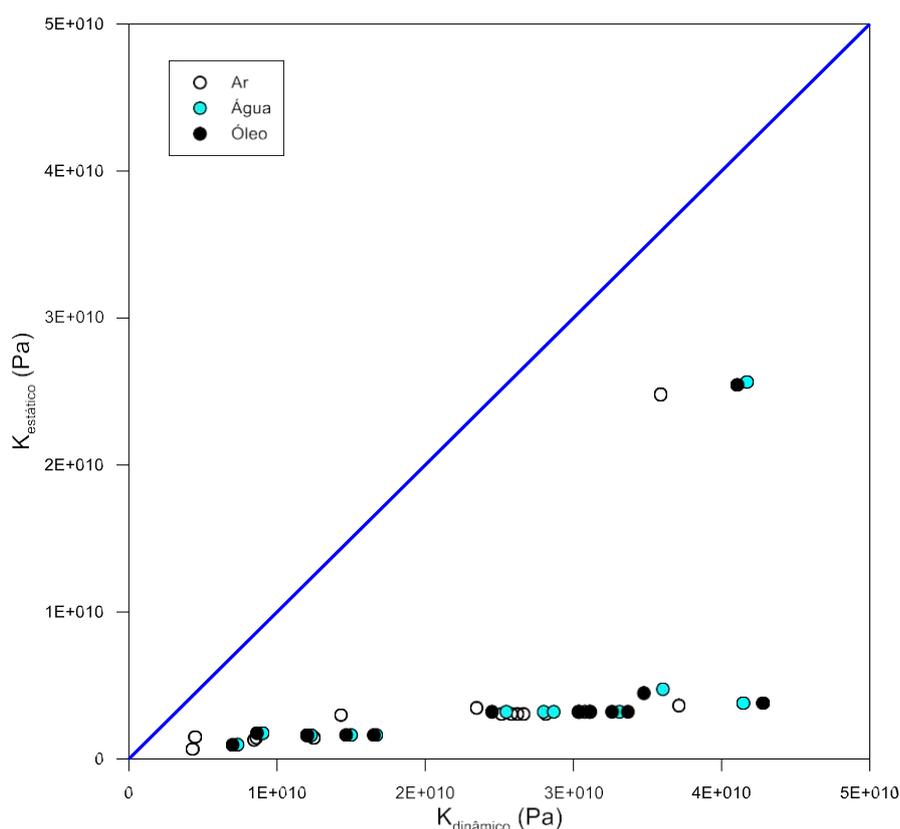


Figura 65 - Módulos volumétricos estáticos e dinâmicos simulados numericamente.

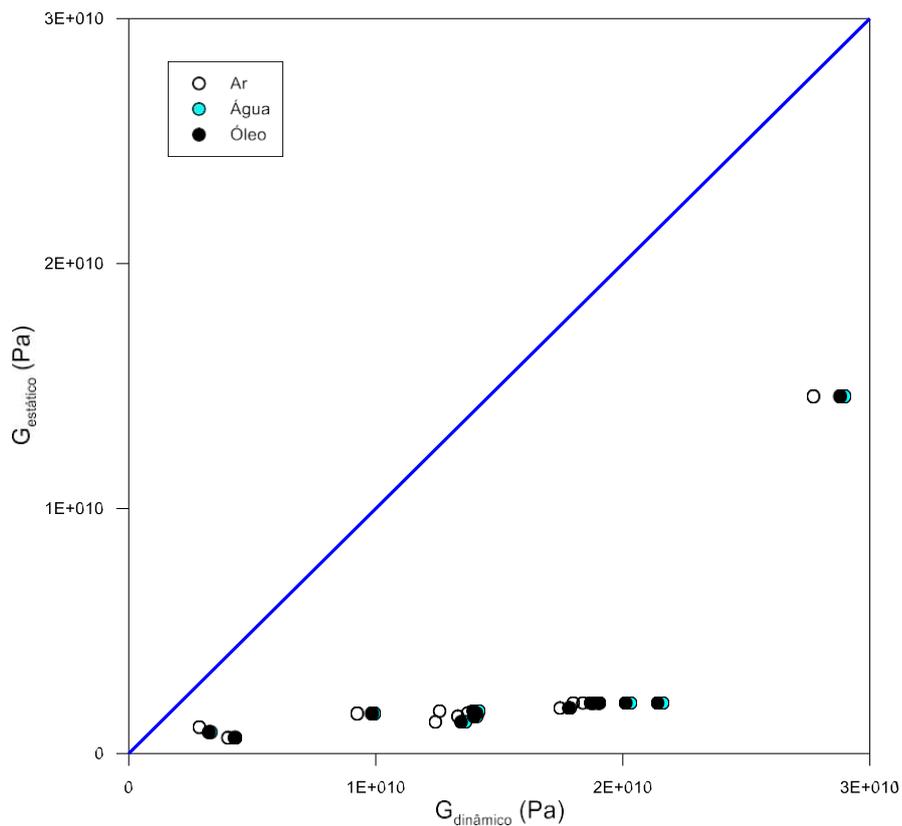


Figura 66 - Módulos de cisalhamento estáticos e dinâmicos simulados numericamente.

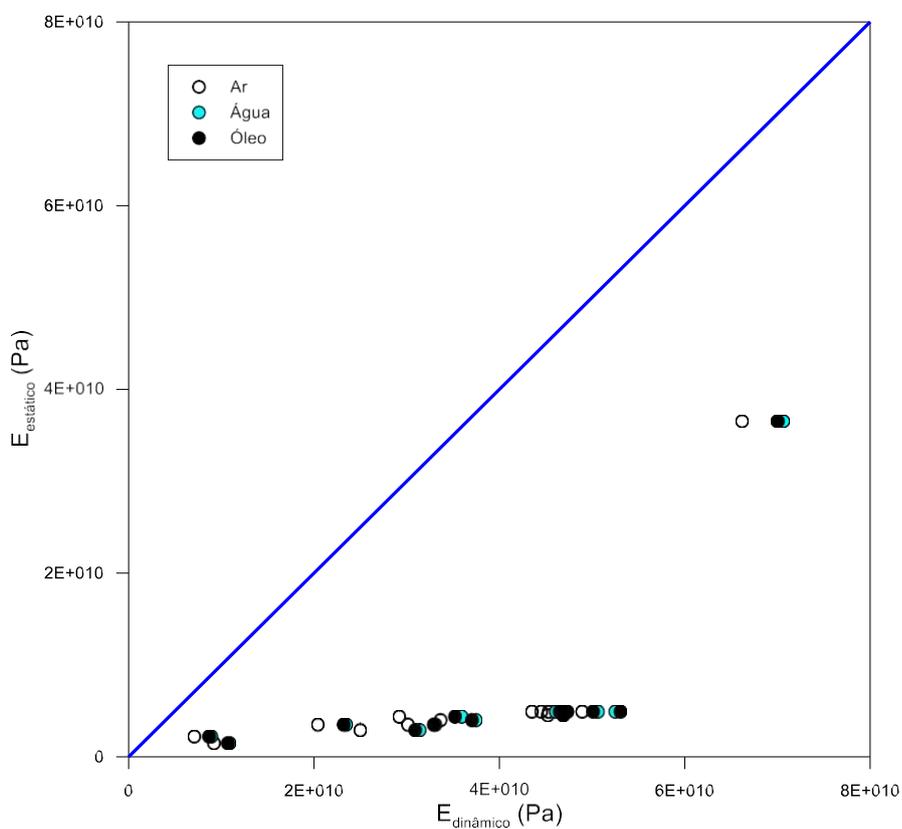


Figura 67 - Módulos de elasticidade estáticos e dinâmicos simulados numericamente.

A principal explicação para a discrepância entre os módulos estáticos e dinâmicos é a diferença na taxa de deformação induzida pelas ondas elásticas versus a taxa de deformação do carregamento estático. Fjaer (2018) destaca que para eliminar os efeitos das condições de drenagem na diferença estático-dinâmico é necessário que as condições de ensaio para as propriedades estáticas sejam semelhantes as do ensaio dinâmico. Como ambas as simulações foram realizadas sob condições não drenadas podemos desconsiderar o efeito das condições de drenagem para explicar a diferença entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos, sendo considerado que as diferentes taxas de deformação entre o ensaio estático e o correspondente dinâmico é a principal causa da diferença marcante entre os módulos estáticos e dinâmicos para a maioria das amostras.

Alguns autores destacam a dependência dos módulos com a pressão, em função das diferentes sensibilidades das microfissuras às variações de pressão. Entretanto, como todas as simulações foram realizadas para um determinado valor de pressão (40MPa) não temos como avaliar a variação dos módulos com a pressão. Outro fato que impossibilita essa análise é que estamos considerando o regime elástico das amostras de rocha. Dentro desse limite, os módulos são constantes de proporcionalidade entre tensão aplicada e deformação sofrida, ou seja, não apresentam variação com a tensão aplicada.

Outro fator importante a ser considerado nas relações dos módulos elásticos estáticos-dinâmicos é a heterogeneidade da rocha. Para um volume de rocha heterogêneo, o módulo efetivo da rocha é uma combinação da magnitude do módulo de cada subvolume homogêneo de rocha. O módulo dinâmico derivado da propagação de ondas elásticas na porção de um volume rochoso, provavelmente, será diferente do módulo dinâmico efetivo de todo o volume. Devido ao fato que o ensaio elastodinâmico usa uma frequência alta (maior resolução), enquanto que o ensaio estático usa uma frequência baixa (menor resolução), meios heterogêneos podem ser percebidos de maneira diferente pelos dois ensaios.

6 CONCLUSÕES

Nesta pesquisa foram desenvolvidos procedimentos para a simulação numérica, pelo método dos elementos finitos, de propriedades multifísicas de rochas sedimentares a partir de modelos digitais de rocha baseados em imagens de microtomografia de raios-X. As propriedades físicas analisadas foram elétricas, geomecânicas e elastodinâmicas.

As simulações elétricas demonstraram como a porosidade dos macroporos e dos microporos, além de suas interconectividades, influenciam nas propriedades elétricas de rochas carbonáticas e arenosas. Mostra-se que a relação entre os expoentes de cimentação e de saturação da equação de Archie e as propriedades das fases potencialmente condutivas é linear por partes. Desse modo, existe uma relação linear para valores do expoente abaixo de um certo valor e outra relação linear para valores do expoente acima desse patamar. Além disso, fica demonstrada a influência das fases microporosas (argilosidade nas rochas arenosas e micrita nas rochas carbonáticas) sobre a condutividade elétrica das rochas investigadas.

De modo geral o expoente de cimentação é diretamente proporcional à fração volumétrica das fases microporosas e inversamente proporcional à conectividade dos macroporos, conforme anteriormente relatado na literatura. No entanto, os resultados mostram que a relação de m com a porosidade dos macroporos e com a interconectividade da fase microporosa é variável: enquanto a porosidade dos macroporos é inversamente proporcional a m abaixo de um certo patamar ($m = 3,8$), essa relação é direta acima desse patamar. Quanto ao efeito da interconectividade da fase microporosa, demonstra-se que a relação com m é direta abaixo do patamar e inversa acima dele. As variáveis mais importantes são a porosidade dos macroporos e sua interconectividade, além de fração volumétrica da fase microporosa.

A estimativa do expoente de cimentação pela equação de Archie calibrada pela simulação numérica do campo elétrico em modelos digitais de rocha forneceu valores próximos daqueles estimados pela equação de Simandoux, mesmo para amostras fortemente microporosas, como amostras argilosas, por exemplo. Este

resultado é completamente novo, pois não há registro na literatura de que o modelo de Archie pode funcionar adequadamente em rochas argilosas.

Quanto ao expoente de saturação os resultados mostram que há uma relação direta geral com a interconectividade da fase microporosa, mas uma relação variável com a porosidade dos macroporos, com sua interconectividade e com a fração volumétrica da fase microporosa. Para valores de n abaixo de um patamar ($n = 2,6$) a porosidade dos macroporos e sua interconectividade mantém relação direta com n , enquanto que abaixo desse patamar a relação é inversa. Para o expoente de saturação as variáveis de maior influência são a porosidade dos macroporos e a interconectividade de ambos os domínios potencialmente condutivos (macroporos e fase microporosa).

De modo geral, as propriedades elastodinâmicas apresentam relação inversa com a fração volumétrica da fase microporosa e com a porosidade dos macroporos, sendo a primeira mais importante do que a segunda. Observa-se que a porosidade experimental tem a tendência a apresentar valores mais altos do que a porosidade computacional. Um dos motivos para essa diferença é o tamanho do volume elementar representativo utilizado para a geração das malhas.

Para os módulos elásticos estáticos apenas o módulo volumétrico da rocha apresenta variação com a saturação. A variável de maior influência sobre os módulos estáticos também é, em geral, a fração volumétrica da fase microporosa. No entanto, a relação entre os módulos estáticos e as variáveis que os afetam pode ser direta ou inversa, a depender do módulo elástico e da sua magnitude.

Os módulos elastodinâmicos simulados numericamente apresentaram valores maiores do que os seus correspondentes estáticos, conforme relatado em experimentos da literatura. Como ambas as simulações foram realizadas sob condições não drenadas podemos desconsiderar o efeito das condições de drenagem para explicar a diferença entre os módulos elásticos estáticos e dinâmicos, sendo considerado que as diferentes taxas de deformação entre o ensaio estático e o correspondente dinâmico é a principal causa da diferença marcante entre os módulos estáticos e dinâmicos para a maioria das amostras.

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Nossas simulações foram realizadas para o sistema não-drenado. Simulações futuras podem reproduzir as condições de ensaios drenados.

Sugerimos também como trabalho futuro ampliar o número de amostras de forma a aumentar a representatividade estatística dos dados, além de incorporar novas litologias, como folhelhos e evaporitos.

Investigar essas propriedades multifísicas em escalas maiores, simulando condições mais próximas de reservatórios reais, assim como ampliar o número de propriedades investigadas.

Sugerimos ainda pesquisar as relações possivelmente existentes entre as propriedades elásticas e as propriedades elétricas das rochas sedimentares.

Simular as propriedades elétricas em diferentes direções afim de avaliar a anisotropia elétrica das rochas.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdassah, D., P. Permadi, Y. Sumantri, and R. Sumantri, 1998. Saturation exponent at various wetting condition: fractal modeling of thin-sections: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20, 147–154.

Adebayo, A. R., H. Y. Al-Yousef, M. A. Mahmoud. 2015. An investigation of the effect of CO₂-brine-rock interaction on determination of Archie's saturation exponent for carbon dioxide evaluation in carbonate reservoirs: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 665–676, doi: 10.1016/j.petrol.2015.05.005.

Aadnoy, B. Looyeh, R. 2011. *Petroleum Rock Mechanicics. Drilling Operation and well design*. Elsevier: First edition. ISBN: 978-0-12-385546-6.

Adisoemarta, P. S., G. A. Anderson, S. M. Frailey, and G. B. Asquith, 2001. Saturation Exponent n in Well Log Interpretation: Another Look at the Permissible Range: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas.

Ali, A. Zubair Hussain, M. Rehman, K. Toqeer, M. 2016. Effect of shale distribution on hydrocarbon sands integrated with anisotropic rock physics for AVA modelling: a case study. *Acta Geophysica*, 64(4), 1139–1163.

Archie, G. E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: *T. AIME*, 146, 54–62.

Ahr, W.M. Allen, D.; Boyd, A. Bachman, H. N. Clerke, E. A. Smithson, T. Gzara, K. Hassall, J. Murty, C. Zubari, H. Ramamoorthy, R. 2005. Confronting the carbonate conundrum. *Schlumberger Oilfield*, Rev. p. 18 – 29.

Arns, C. H. Knackstedt, M. A. Pinczewski, W. P. Garboczi, E. J. 2002. Computation of linear elastic properties from microtomographic images: Methodology and agreement between theory and experimente. *Journal of Geophysics*, Vol. 67, No. 5, 1396-1405.

Amaefule, J. O. Altunbay, M. Tiab, D. Kersey, D. G. Keelan, D. K. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston – Texas.

Anselmetti, F. S. Eberli, G. P. Controls on sonic velocity in carbonates. *Pageoph*, vol. 141, nº 2/3/4, pp. 287-323. 1993.

Anstey, N.A. 1991. Velocity in thin section. *First Break*, 10, 449–457.

Apolinário, F. O. 2016. Influência da saturação fluida nas propriedades elásticas de rochas carbonáticas. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, Universidade Federal de Campina Grande.

Assefa, S. Mccann, C. Sothcott, J. 2003. Velocities of compressional and shear waves in limestones. *Geophysical Prospecting*, nº 51, pp. 1-13.

Avizo8. 2013. User's Guide. 721 pp. FEI Visualization Sciences Group.

Baechle, G.T. Eberli, G. P. Weger, R. J.; Massaferro, J. L. 2009. Changes in dynamic shear moduli of carbonate rocks with fluid substitution. *Geophysics*, Vol. 74, No. 3, P. E135–E147.

Batista, J. T. 2016. Petrofísica de folhelhos negros da Bacia do Araripe. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba.

Batista, J. T. 2019. Aplicação de imageamento elétrico para a locação de poços em aquíferos fissurais na região de Campina Grande, PB. Dissertação de mestrado. Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande-PB. 132p.

Bauer, S. Youssef, M. Fleury, S. Bekri, E. Rosenberg, V. O. 2012. Improving the estimations of petrophysical transport behavior of carbonate rocks using a dual pore network approach combined with computed Micro-tomography. *Transp Porous Med* 94:505–524. <https://doi.org/10.1007/s11242-012-9941-Z>

Bian, H. Wang, F. Chen, W. Wang, H. 2023. Study on dynamic and static elastic moduli of shale oil by differen loading methods. *Unconventional Resources* 3 (2023)183–191.

Batzle, M. L. Han, D. H. Hofmann, H. 2006. Fluid mobility and frequency-dependent seismic velocity-Direct measurements: *Geophysics*, 71, no. 1, N1-N9.

Bloch, M.; Soares, J. A.; Dillon, L. D. 1994. Obtenção dos módulos elásticos de rochas através da propagação de ondas P e S. 1º Símposio Brasileiro de Mecânica de Rochas, Foz do Iguaçu.

Bourbié, T.; Coussy, O.; Zinszner, B. 1987. *Acoustics of porous media*. Institut Français du Pétrole Publications, Houston: Gulf Publishing Company.

Cerepi, A. Burlot, R. Galaup, S. Barde, J. P. Loisy, C. Humbert, L. 2002. Effects of porous solid structures on the electrical behavior: prediction key of transport properties in sedimentary reservoir rock. *Stud Surf Sci Catal* 144:483–490. [https://doi.org/10.1016/S0167-2991\(02\)80171-9](https://doi.org/10.1016/S0167-2991(02)80171-9).

Cerepi, A., 2004. Geological control of electrical behaviour and prediction key of transport properties in sedimentary porous systems: *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 241, 281–298, doi: 10.1016/j.colsurfa.2004.04.049.

Chenevert, M. E. Gatlin, C. 1965. Mechanical anisotropies of laminated sedimentary rocks: *Society of Petroleum Engineers Journal*, 5, no. 1, 67-77.

Cholach, P. Y. Schmitt, D. R. 2006. Intrinsic elasticity of a textured transversely isotropic muscovite aggregate: Comparisons to the seismic anisotropy of schists and shales: *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 111, no. B9.

Chu, Z. 1987. Acoustic velocity logging interpretation of shaly sandstone—Also on the effect of clay on acoustic time difference. *Well Logging Technology*, 2, 46–55 (in Chinese).

Cook, A. E. Waite, W. F. 2018. Archie's saturation exponent for natural gas hydrate in coarse-grained reservoirs: *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 123, 2069–2089, doi: 10.1002/2017JB015138.

Coura, R. L. C. 2018. Investigação Integrada da Dispersão das Velocidades Elásticas de Rochas Carbonáticas por Microtomografia de Raios-X. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB.

Dashtian, H., Y. Yang, and M. Sahimi, 2015. Nonuniversality of the Archie exponent due to multifractality of resistivity well logs: *Geophys. Res. Lett.*, 42, 10,655–10,662, doi: 10.1002/2015GL066400.

Davarpanah, M. S. Ván, P. Vásárhelyi, B. 2020. Investigation of the relationship between dynamic and static deformation moduli of rocks. *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* (2020) 6:29. doi.org/10.1007/s40948-020-00155-z(0123456789).

Dengen, Z. Arbabi, S. Stenby, H. E. 1996. Effect of wettability on the electrical properties of reservoir rocks. In: SCA Conference Paper Number 9624.

Dinis, C.A. Costa, S.M. Caranhola, P.H. 2000. Correlação entre Módulos Estáticos e Dinâmicos para Mármore. In: Sétimo Congresso Nacional de Geotecnia, Porto,

Dillon, L.D. Soares, J.A. Bloch, M. 1995. Implementação de banco de dados de constantes elásticas estáticas e dinâmicas - relatório final.

Dixon, J. R. Marek, B. F. 1990. The effect of bimodal pore size distribution on electrical properties of some Middle Eastern limestone. In: *Soc. Petr. Eng. 20601*, 7th SPE Middle Eastern Oil Show, Bahrain, 743–750. <https://doi.org/10.2118/20601-MS>.

Dobrin, M. B. 1976. *Introduction to Geophysical Prospecting*. 3 ed. USA, McGraw-Hill, 630 p.

Domingues, D.L.P. 2011. Caracterização Geológica e Geomecânica de Travertinos. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica - PUCRio, Rio de Janeiro.

Donaldson, E. C. Siddiqui, T. K. 1989. *Relationship between the Archie Saturation Exponent and Wettability*. SPE Formation Evaluation. Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas - TX. DOI: doi.org/10.2118/16790-PA.

Duarte, O.O. Dicionário Enciclopédico Inglês-Português de Geofísica e Geologia. 2 ed. Rio de Janeiro, Sociedade Brasileira de Geofísica, 352 p. 2003.

Dvorkin, J. Nur, A. 1996. Elasticity of high-porosity sandstones: theory for two North Sea data sets. *Geophysics*, 61(5), 1363–1370.

Dvorkin, J. Mavko, G. Nur, A. 2000. Overpressure detection from compressional- and shear-wave data, *GRL*, 26, 3417-3420.

Eberli, G. P. Baechle, G. T. Anselmetti F. S. Incze, M. L. 2003. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22(7):654-660.

Fjær E. 1999. Static and dynamic moduli of weak sandstones. In: *Rock Mechanics for Industry* (eds B. Amadei, R.L. Kranz, G.A. Scott, P.H. Smeallie), pp. 675–681. Rotterdam: Balkema.

Fjaer, E. Holt, R. M. Horsrud, P. Raaen, A. M. Risnes, R. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2ª edição, Editora Elsevier, Amsterdã.

Fjær E. 2009. Static and dynamic moduli of a weak sandstone. *Geophysics* 74, WA103–WA112.

Fjær, E. Nes, O. M. 2014. The impact of heterogeneity on the anisotropic strength of an outcrop shale: *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47, no. 5, 1603-1611.

Fjaer, E. 2019. Relations between static and dynamic moduli of sedimentary rocks. *Geophysical Prospecting*, 67, 128–139.

Fleury, M. 2002. “Resistivity in Carbonates: New Insights,” SPE# 77719, Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, 29.

Focke, J. W. Munn, D. 1987. Cementation exponents in middle Eastern carbonate reservoirs. *SPE Form Eval* 2:155–167. <https://doi.org/10.2118/13735-PA>

García-del-cura, M. A.; Benavente, D.; Martínez-Martínez, J.; Cueto, N. 2012. Sedimentary structures and physical properties of travertine and carbonate tufa building stone. *Construction and Building Materials* 28 (1):456–467.

Gholanlo, H. Yeganeh, S. S. Dehri, V. G. 2018. Saturation exponent determination by using genetic algorithm in carbonate reservoirs: A case study in Sarvak Formation: *Egyptian Journal of Petroleum*, 27, 241–247, doi: 10.1016/j.ejpe.2017.07.013.

Glover, P., 2009. What is the cementation exponent? A new interpretation: *The Leading Edge*, January 2009, 82-85.

Glover, P. W. J., 2010. A generalized Archie’s law for n phases: *Geophysics*, 75, no. 6, E247-E265, doi: 10.1190/1.3509781.

Glover, P. W. J., 2016. Archie's Law – A reappraisal: Solid Earth Discuss., doi: 10.5194/se-2016-47.

Guo, J. Min, L. I. Zhuang, M. Sun, Y. 2023. Rock physics model for velocity—pressure relations and its application to shale pore pressure estimation. *Petroleum Exploration and development*. Volume 50, Edição 2, p. 404-418.

Han, D. 1986. Effects of porosity and clay content on acoustic properties of sandstones and unconsolidated sediments: Ph.D. dissertation, Stanford University.

Han, M. Fleury, M. Levitz, P. 2007. Effect of the pore structure on resistivity index curves. *SCA 2007* 34:1–12

Hamada, G. M., 2010. Analysis of Archie's parameters determination techniques: *Petroleum Science and Technology*, 28:1, 79-92, doi: 10.1080/10916460802706463.

Hamada G. M., El-Farsi, N. H. 1994. Determination of Archie parameters from Omani carbonate cores: *J. King Saud Univ.*, Vol. 6, Eng. Sci. (2), pp. 281-294.

Harland, S. R., R. A. Wood, A. Curtis, M. I. J. van Dijke, K. Stratford, Z. Jiang, W. Kallel, Sorbie, K. 2015. Quantifying flow in variably wet microporous carbonates using object-base geological modeling and both lattice-Boltzmann and pore-network fluid flow simulations: *AAPG Bulletin*, v. 99, no. 10, 1827–1860.

Hashin, Z. Shtrikman, S. 1963. A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials. *J. Mech. Phys. Solids*, 11, 127-140.

Hearst, J. R. Nelson, P. H. Paillet, F.L. 2000. *Well Logging for physical Properties. A Handbook for Geophysicists, geologist and Engineers*. John Willey & Sons, Ltd. Second Edition. 492 p.

Hill, R. 1952. The elastic behavior of crystalline aggregate. *Proc. Phys. Soc. London*, A65, p349-354.

Higgins, S. M. Goodwin, S. A. Donald, A. Bratton, T. R. Tracy, G. W. 2008. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter Shale: Presented at the 85th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE.

Holt, R. M. Bauer, A. Fjær, E. Stenebråten, J. F. Szewczyk, D. 2015. Relating static and dynamic mechanical anisotropies of shale: 49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, ARMA.

Hosseini, M. N., E. Kazemzadeh, E. Sobhani, Arbab, B. 2017. Implication of an integrated approach to the determination of water saturation in a carbonate gas reservoir located in the Persian Gulf: *Journal of Petroleum Science and Technology*, 7(2), 30-42.

Hovem J. M. 1995. Acoustic waves in finely layered media. *Geophysics* 60, 1217–1221.

Hubbert, M. K. Willis, D. G. W. 1957. Mechanics of hydraulic fracturing: Transaction of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers Incorporated, 210, 153-168.

Humbert, P. Plicque, F. 1972. "Propriétés élastiques de carbonates rhomboédriques monocristallins: calcite, magnesite, dolomite". Comptes rendus de l'académie des sciences 275, série B (1972): 391-394.

Jizba D. Nur A. 1990. Static and dynamic moduli of tight gas sandstones and their relation to formation properties. 31st Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, Paper BB.

Kaarsberg, E. A. 1959. Introductory studies of natural and artificial argillaceous aggregates by sound-propagation and x-ray diffraction methods: Journal of Geology, 67, no. 4, 447-472.

Kearey, P.; Brooks, M.; Hill, I. 2002. An Introduction to Geophysical Exploration. Oxford: Blackwell Science, 281p.

Kearey, P. Brooks, M. Hill, I. Geofísica de Exploração. São Paulo - Oficina de textos. 2009.

Keller, G. V. 1953. The role of wettability in the electrical resistivity of sands. Oil & Gas Jour 35:62-65.

King, M. S. 1969. Static and dynamic elastic moduli of rocks under pressure: 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), ARMA.

Khan, M. R. Tariq Z. 2018. Machine learning derived correlation to determine water saturation in complex lithologies. In: SPE Kingdom Saudi Arab, Annu. Tech. Symp. Exhib, SPE. <https://doi.org/10.2118/192307-MS>.

Knackstedt, A.M., Arns, C.H., Sheppard, A.P., Senden, T. J., Sok, R. M., Cinar, Y., Olafuyi, A. O., Pinczewski, W. V., Padhy, G., Ioannidis, M. 2007. "Pore Scale Analysis of Electrical Resistivity in Complex Core Material," Society of Core Analysts, Calgary, Sept. 10-12.

Kurniawan, B. 2005. Shaly sand interpretation using CEC-dependent petrophysical parameters. Louisiana State University, Louisiana. https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_dissertations/2384.

Leal, F. B. 2018. *Avaliação das Propriedades Elétricas e de Molhabilidade de Rochas Carbonáticas*. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande – PB.

Li, K. 2010. Determination of resistivity index, capillary pressure, and relative permeability. In: 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, California.

Li, L. & Fjaer, E. Modeling of stress-dependent static and dynamic moduli of weak sandstones. *J. Geophys. Res.*, 117, B05206, 2012. DOI: 10.1029/2011JB009019.

Liang, W. G. Yang, C. H. Zhao, Y. S. Dusseault, M. B. Liu, J. 2007. Experimental investigation of mechanical properties of bedded salt rock: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44, no. 3, 400-411.

Liu, H., Y. Zhao, Y. Luo, Z. Chen. He, S. 2015. Diagenetic facies controls on pore structure and rock electrical parameters in tight gas sandstone: *J. Geophys. Eng.* 12, 587–600.

Lo, T. W. Coyner, K. B. Toksöz, M. N. 1986. Experimental determination of elastic anisotropy of Berea sandstone, Chicopee shale, and Chelmsford granite: *Geophysics*, 51, no. 1, 164-171.

LMPT, 2016. Relatório de Aquisição de Imagens: Amostra AC 012. Laboratório de micro e nanotomografia de Raios X. Universidade Federal de Campina Grande.

Ma, W. Yang, Y. Yang, W. Lv, C. Yang, J. Song, W. Sun, H. Zhang, L. Zhang, K. Yao, J. 2023. Digital Rock Mechanical Properties by Simulation of True Triaxial Test: Impact of Microscale Factors. *Geotechnics* 3, 3–20. doi.org/10.3390/geotechnics3010002.

Man, N. Jing, X. D. 2001. Network modelling of strong and intermediate wettability on electrical resistivity and capillary pressure. *Adv Water Resour* 24:345–363. [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(00\)00061-0](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(00)00061-0).

Mardi, M. Nurozi. H. Edalatkhah, S. 2012. A water saturation prediction using artificial neural networks and an investigation on cementation factors and saturation exponent variations in an Iranian oil well: *Petroleum Science and Technology*, 30:4, 425-434, doi: 10.1080/10916460903452033.

Marion, D. P. Coudin, P. 1992. From ray to effective medium theories in stratified media: An experimental study: 62nd International SEG Meeting, Expanded Abstracts, 1341-1343.

Martin, R. J. Haupt, R. W. 1994. Static and dynamic elastic moduli in granite: The effect of strain amplitude: 1st North American Rock Mechanics Symposium, ARMA.

Martínez-martínez, J. Benavente, D. García-del-cura, M. A. 2011. Comparison of the static and dynamic elastic modulus in carbonate rocks. *Bull. Eng. Geol. Environ.*, 71:263–268. DOI 10.1007/s10064-011-0399-y.

Marzouk, I.; Takezaki, H.; Miwa, M. 1995. Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs Abu Dhabi, U.A.E. SPE Middle East Oil Show. Bahrain. DOI: doi.org/10.2118/29883-MS.

Mavko, G. Mukerji, T. Dvorkin, J. 2003. *The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media.* Cambridge University Press, 329 pp.

Mavko, G. Jizba, D. 1991. Estimating grain-scale fluid effects on velocity dispersion in rocks. *Geophysics*, 56, pp. 1940-1949.

Mavko, G. Mukerji, T. Dvorkin, J. 2009. *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media*: Cambridge University Press.

Melani, L.H. Vidal, A. C. Filho, I. M. Schuab, F. B. 2015. The impact of Archie's parameters in the calculation of water saturation for carbonate reservoir. Campos Basin, Brazil. Campos Basin, Brazil. Pp 2984–2989. <https://doi.org/10.1190/segam2015-5915007.1>

Meléndez-Martínez, J. Schmitt, D. R. 2016. A comparative study of the anisotropic dynamic and static elastic moduli of unconventional reservoir shales: Implication for geomechanical investigations: *Geophysics*, 81, no. 3, D245-D261.

Miner, J. M. 1982. Clay models and acoustic velocities. SPE-11031-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Mohamad, A. M. Hamada, G. M. 2017. Determination techniques of archie's parameters: a, m and n in heterogeneous reservoirs. *J Geophys Eng* 14(6):1358–1367. <https://doi.org/10.1088/1742-2140/aa805c>.

Moraes, N. A. Soares, J. A. 2017. *Análise de Estabilidade Mecânica de Poços em Formações Carbonáticas. Especialização em Eficiência Energética em Petróleo Gás e Biocombustíveis (PRH-42)*. Universidade Federal de Campina Grande, UFCG.

Moraes, N. A. 2021. *Avaliação dos parâmetros de Archie por meio de simulação numérica em modelos digitais de rochas sedimentares*. Dissertação de mestrado. Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral da Universidade Federal de Campina Grande-PB. 108 p.

Moss, A. K. Jing, X. D. 2015. Resistivity index and capillary pressure characteristics of reservoir sandstones in different wettability conditions. SCA-9945.

Mungan, N. Moore, E. J. 1968. Certain wettability effects on electrical resistivity in porous media. *J Canad Petrol Technol* 7(1):20–25. <https://doi.org/10.2118/68-01-04>.

Nazemi, M. Tavakoli, V. Sharifi-Yazdi, M. Rahimpour-Bonab, H. Hosseini, M. 2019. The impact of micro-to macro-scale geological attributes on Archie's exponents, an example from Permian–Triassic carbonate reservoirs of the central Persian Gulf. *Marine and Petroleum Geology* Volume 102, April 2019, Pages 775-785. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.040>.

Niandou, H. Shao, J. F. Henry, J. P. Fourmaintraux, D. 1997. Laboratory investigation of the mechanical behaviour of Tournemire shale: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 34, no. 1, 3-16.

Nie, J. Qu, Z. Cheng, Y. Wang, X. Zhu, J. Sun, S. Zhao, L. Geng, J. 2021. Diagnosing of clay distribution in argillaceous sandstone by a rock physics template. *Geophysical Prospecting*, 2021, 69, 1700–1715.

Nur, A., Wang, Z. 1989. *Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks. Volume 1, Experimental studies: SEG Geophysics reprint series 10.*

Olsen, C., Hongdul, T. Fabricius, I. L. 2008. Prediction of Archie's cementation factor from porosity and permeability through specific surface: *Geophysics*, Vol. 73, no. 2, E81–E87, doi: 10.1190/1.2837303.

Olsen, C. Christensen, H. F. Fabricius, I. L. 2008, Static and dynamic Young's moduli of chalk from the North Sea: *Geophysics*, **73**, no. 2, E41-E50.

Ohkubo, T. Terasaki, A. 1977. *Physical Property and Seismic Wave Velocity of Rock.* Oyo Technical Note. Japan.

Ong, O. N. Schmitt, D. R. Kofman, R. S. Haug, K. 2016. Static and dynamic pressure sensitivity anisotropy of a calcareous shale: *Geophysical Prospecting*, 64, no. 4, 875-897.

Panitz, J. S. P. 2007. *Desenvolvimento e implementação de metodologias para a determinação da deformabilidade e tensões em maciços gnáissicos.* Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.

Parasnis, D.S. 1997. *Principles of Applied Geophysics.* 5 ed. London, Chapman & Hall, 429 p.

Pimienta, L. Fortin, J. Guéguen, Y. 2014. Investigation of elastic weakening in limestone and sandstone samples from moisture adsorption. *Geophys. J. Int.*, 199, 335–347.

Rashid, F. Hussein, D. Glover, P. W. J. Lorinczi, P. Lawrence, J. A. 2022. Quantitative diagenesis: Methods for studying the evolution of the physical properties of tight carbonate reservoir rocks. *Marine and Petroleum Geology* 139 (2022) 105603.

Ramamoorthy, R. Boyd, A. Neville, T. Seleznev, N. Sun, H. Flaum, C. MA, J. 2010. A New Workflow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs. *Petrophysics*, vol. 51, nº. 1; P. 17-31; (2010).

Ramos, M. J. Espinoza, D. N. Laubach, S. E. Torres-Verdín, C. 2019. Quantifying static and dynamic stiffness anisotropy and nonlinearity in finely laminated shales: Experimental measurement and modeling Shale elastic anisotropy and nonlinearity: *Geophysics*, 84, no. 1, MR25-MR36.

Reuss, A. 1929. Berechnung der Fließgrenzen von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle. *Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, 9, 49-58.

Rickman, R. Mullen, M. J. Petre, J. E. Grieser, W. V. Kundert, D. 2008. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale: Presented at the 85th Annual Technical Conference and Exhibition, SPE.

Saadat, K. Rahimpour-Bonab, H. Tavakoli, V. Gholinezhad, J. 2023. Experimental investigation and prediction of saturation exponent in carbonate rocks: the significance of rock-fluid properties. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2024) 14:149–163 <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01714-2>.

Sams, M. S. Andrea, M. 2001. The effect of clay distribution on the elastic properties of sandstones. *Geophysical Prospecting*, 49(1), 128–150.

Santiago, K. F. F. L. 2015. Determinação das constantes elásticas estáticas e dinâmicas das rochas da Formação Sousa, Bacia do Rio do Peixe, PB. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral, Universidade Federal de Campina Grande, 114 p., 2015.

Schlumberger. 1987. *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services Houston.

Scholle, P. A. Ulmer-Scholle, D. S. 2003. *A color Guide to the Petrography of Carbonates Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis*. Tulsa: AAPG Memoir 77.

Sen, P. N., 1997. Resistivity of partially saturated carbonate rocks with microporosity: *Geophysics*, Vol. 62, no. 2, 415–425.

Sharifi, G. H., K. Saadat, E. Kazemzadeh. Mahmoudian, H. 2012. Measurement of Archie parameters of some carbonate cores at full reservoir conditions: *Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 46, no. 1, 63-72.

Simandoux, P. 1963. Measures die techniques an milieu application a mesure des saturation en eau, etude du comportement de massifs agrileux. *Review du'Institute Francais du Patrole* 18(Supplementary Issue):193.

Simmons, G. Brace, W. F. 1965. Comparison of static and dynamic measurements of compressibility of rocks: *Journal of Geophysical Research*, **70**, nº. 22, 5649-5656.

Schei, G. Fjær, E. Detournay, E. Kenter, C. J. Fuh, G. F. Zausa, F. 2000. The scratch test: an attractive technique for determining strength and elastic properties of sedimentary rocks: Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

Schön, J. H. 2015. *Propriedades Físicas das rochas aplicadas à Engenharia de Petróleo*. Série Engenharia de Petróleo. Elsevier, 1.ed. Rio de Janeiro. 392 p; (2015).

Soares, J. A. 1992. Um estudo da estabilidade mecânica de poços a partir de perfis geofísicos em formações pouco consolidadas. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Universidade Federal do Pará.

Soares, J. A. 2007. Anisotropia elástica induzida por tensões e heterogeneidades: análise por tomografia ultra-sônica de testemunhos. Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

Soleymanzadeh, A., Kaj, P. K. Kord, S. Monjezi, M. 2021. A new technique for determining water saturation based on conventional logs using dynamic electrical rock typing: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107803, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107803.

Sousa, W. B. 2017. Simulação numérica de propagação da onda cisalhante em rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios X. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral. Universidade Federal de Campina Grande.

Sayers, C. M. Van Munster, J. G. King, M. S. 1990. Stress-induced ultrasonic anisotropy in Berea sandstone: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 27, no. 5, 429-436.

Sayers, C. M. 2013. The effect of anisotropy on the Young's moduli and Poisson's ratios of shales: *Geophysical Prospecting*, 61, 416-426.

Tariq, Z. Mahmoud, M. Al-Youssef, H. Khan, M. R. 2020 Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models. *Petroleum* 6:35–42. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.005>.

Tiab, D. Donaldson, E. C. 2004 *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2 ed: Gulf Professional Publishing. 880 pp.

Timoshenko, S. P. Goodier, J. N. 1951. *Theory of Elasticity*. 2nd. Ed. New York, McGraw-Hill Book Company, 506p.

Tziallas, G. P. Saroglou, H. Tsiambaos, G. 2013. Determination of mechanical properties of flysch using laboratory methods: *Engineering Geology*, 166, 81-89.

Thomas, E. C. Stieber, S. J. 1975. The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity. PWLA-1975-T, SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, LA, June 1975.

Thomas, J. E. 2000. *Velocidades Sísmicas*. Universidade Petrobras, núcleo BA, Rio de Janeiro. 132 p.

Tutuncu, A. N. Sharma, M. M. 1992. Relating Static and Ultrasonic Laboratory Measurements to Acoustic Log Measurements in Tight Gas Sands. Paper SPE 24689.

Tutuncu, A. N. Podio, A. L. Gregory, A. R. Sharma, M. M. 1998. Nonlinear viscoelastic behavior of sedimentary rocks Part I: Effect of frequency and strain amplitude. *Geophysics*, 63, 184- 194.

Vallejo, L. I. G. Ferrer, M. Ortuño, L. Oteo, C. 2002. *Ingeniería Geológica*. Madrid: Pearson Educación, 744p.

Vasquez, A. C. R. 1999. *Recuperação de Atributos Sísmicos Utilizando a Migração para Afastamento Nulo*. Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 146 p.

Vasquez, G. F. 2000. *Comportamento Viscoelástico de Arenito Namorando e suas Relações com Atributos Faciológicos*. Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 214 p.

Voigt, W. 1928. *Lehrbuch der Kristallphysik*. Teubner, Leipzig.

Walsh, J. B. 1965. The effect of cracks on the uniaxial elastic compression of rocks: *Journal of Geophysical Research*, **70**, no. 2, 399-411.

Wafra, M., 1991. Using electrical logs to obtain the saturation exponent (n) in the Archie's equation: SPE Middle East Oil Show, Bahrain.

Wa, W. Yang, Y. Yang, W. Lv, C. Yang, J. Song, W. Sun, H. Zhang, L. Zhang, K. Yao, J. Digital Rock Mechanical Properties by Simulation of True Triaxial Test: Impact of Microscale Factors. *Geotechnics* 2023, 3, 3–20. <https://doi.org/10.3390/geotechnics3010002>.

Wang, Z. 1997. Seismic properties of carbonate rocks, in *Carbonate Seismology*, Palaz, I., and Marfurt, K., eds.: SEG Geophysical developments series, 6, 29-52.

Wang, Y. 2020. *Dynamic and static elastic properties of sedimentary rocks*. Dissertation submitted to the Department of Earth and Atmospheric Sciences. University of Houston. 188 p.

Wei, J. Z. Li, O. B. 1991. Influence of wettability on two and four electrode resistivity measurements on Bera sandstone plugs. *SPE Form Eval* 6(04):470–476. <https://doi.org/10.2118/21628-PA>

Winsauer, W. O., Shearin Jr., H. M., Masson, P. H. Williams, M. 1952. Resistivity of brine-saturated sands in relation to pore geometry: *AAPG Bulletin*, 36 (2): 253-277.

Wolhart, S. 1992. *Static vs. Dynamic Modulus: Tight Gas Sands Research Program*. Chicago: Gas Research Institute.

Xiao, L., Z. Mao, G. Li. Jin, Y. 2013. Estimation of saturation exponent from Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logs in low permeability reservoirs: *Appl Magn Reson.*, 44, 333–347, doi: 10.1007/s00723-012-0366-1.

Yale, D.P. Jamieson Jr, W. H. Static and dynamic mechanical properties of carbonates. In: *Rock mechanics* (eds. P. P. Nelson and S. E. Lauback) pp. 463–471. Balkema. 1994.

Yao, J., C. Wang, Y. Yang, R. Hu, Wang, X. 2013. The construction of carbonate digital rock with hybrid superposition method: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110, 263–267, doi: 10.1016/j.petrol.2013.10.005.

Zhang, L.; Ba, J. Fu, L. Y. Carcione, J. M. Cao, C. H. 2019. Estimation of pore microstructure by using the static and dynamic moduli. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 113, 24–30.

Zhao, L. Wang, Y. Liu, X. Zhang, J. Liu, Y. Qin, X. Geng, J. 2020 Depositional impact on the elastic characteristics of the organic clay reservoir and its seismic application: a case study of the Longmaxi-Wufeng clay in the Fuling gas field, Sichuan Basin Depositional elastic effects. *Geophysics*, 85(2), B23–B33.

Zhao, H. Chen, T. Mukerji, T. Tang, G. 2021. Bulk modulus for fluid-saturated rocks at high frequency: modification of squirt flow model proposed by Mavko & Jizba. *Geophys. J. Int.* (2021) 225, 1714–1724.

ANEXO A – Materiais e Equipamentos

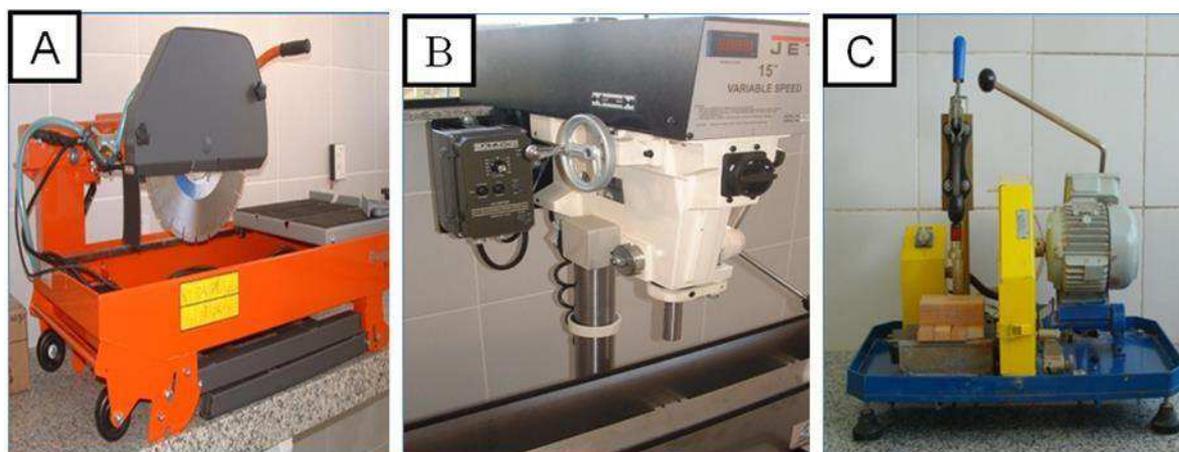


Figura 68 - Equipamentos utilizados na preparação das amostras. (A) Serra; (B) Plugadeira de bancada; (C) Retificadora. Fonte: Batista (2016).



Figura 69 - Equipamento Ultraporperm 500® utilizado na medição da porosidade e densidade de grãos e total. Fonte: Batista (2016).



Figura 70 - Sistema Autolab 500 presente no LabPetro -UFCG.

APÊNDICE I

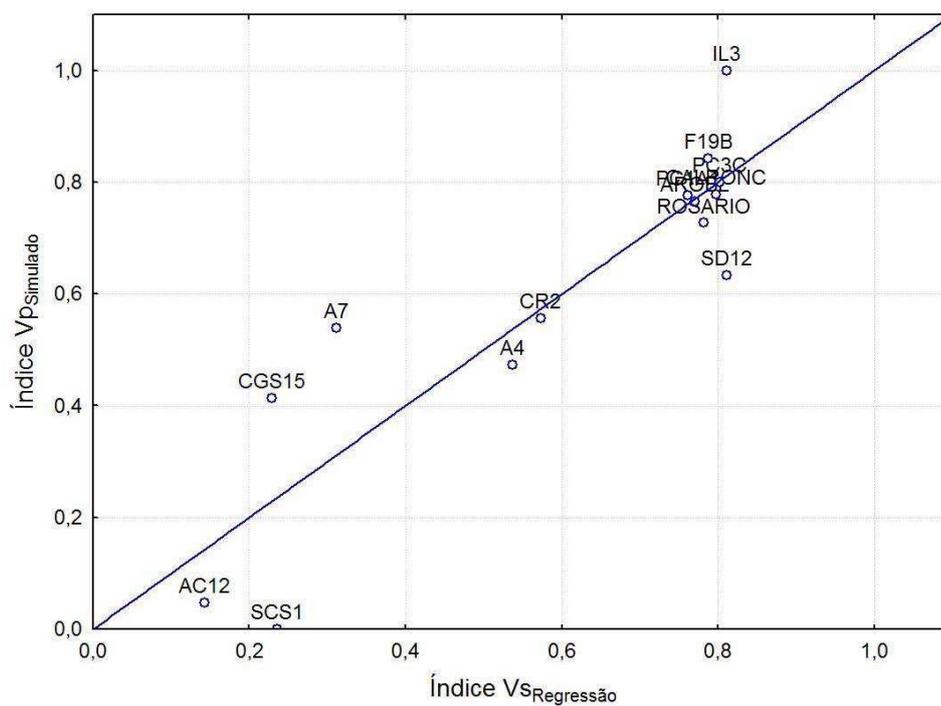


Figura 71 - Crossplot entre os valores do índice de Vp resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de óleo.

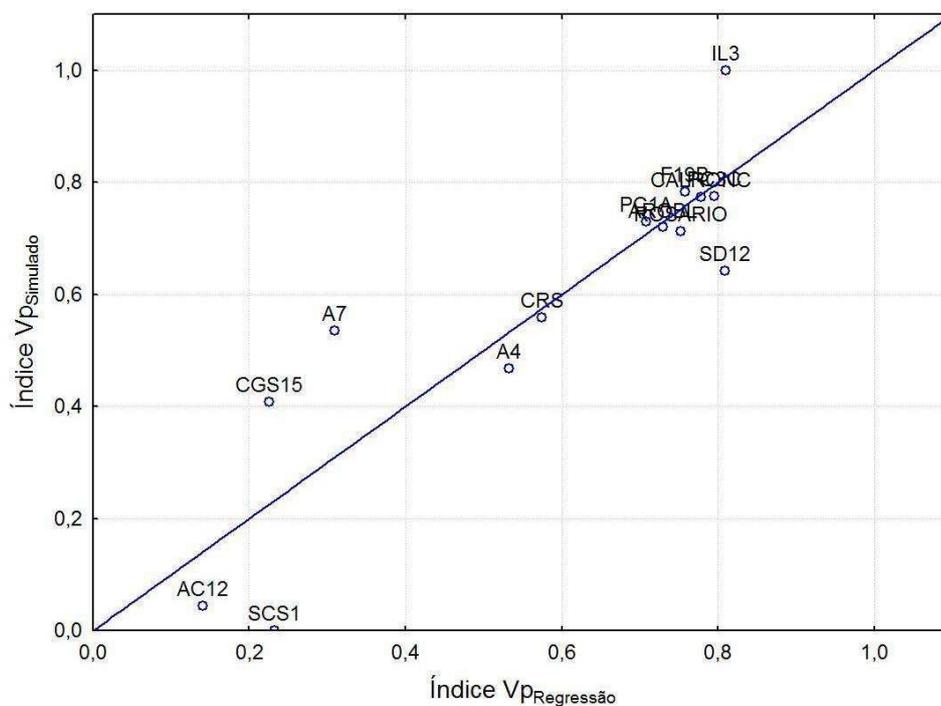


Figura 72- Crossplot entre os valores do índice de Vp resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de água.

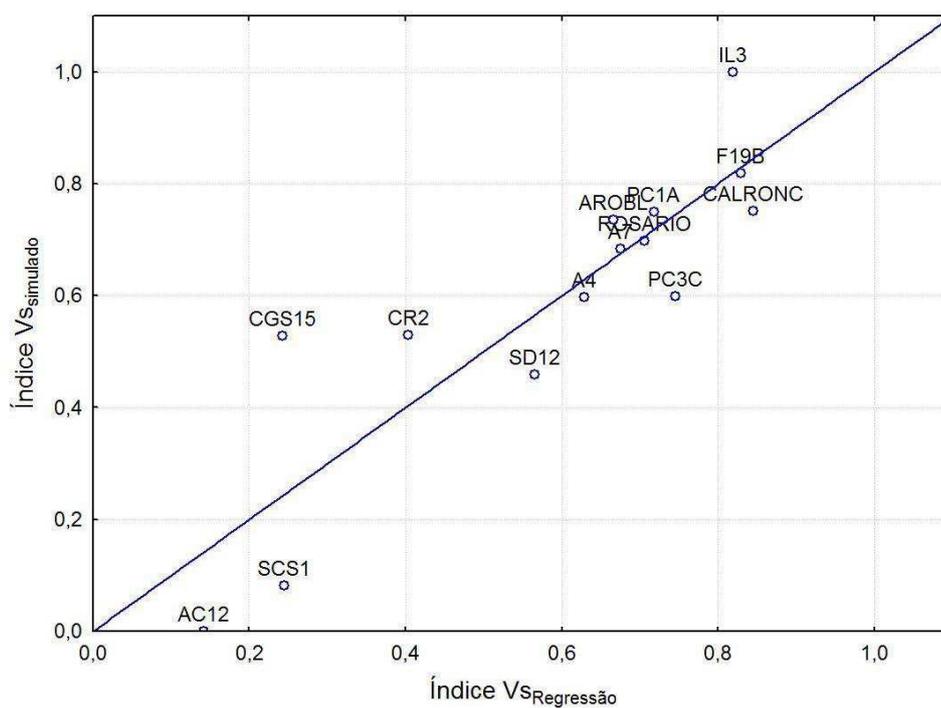


Figura 73 - Crossplot entre os valores do índice de Vs resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de óleo.

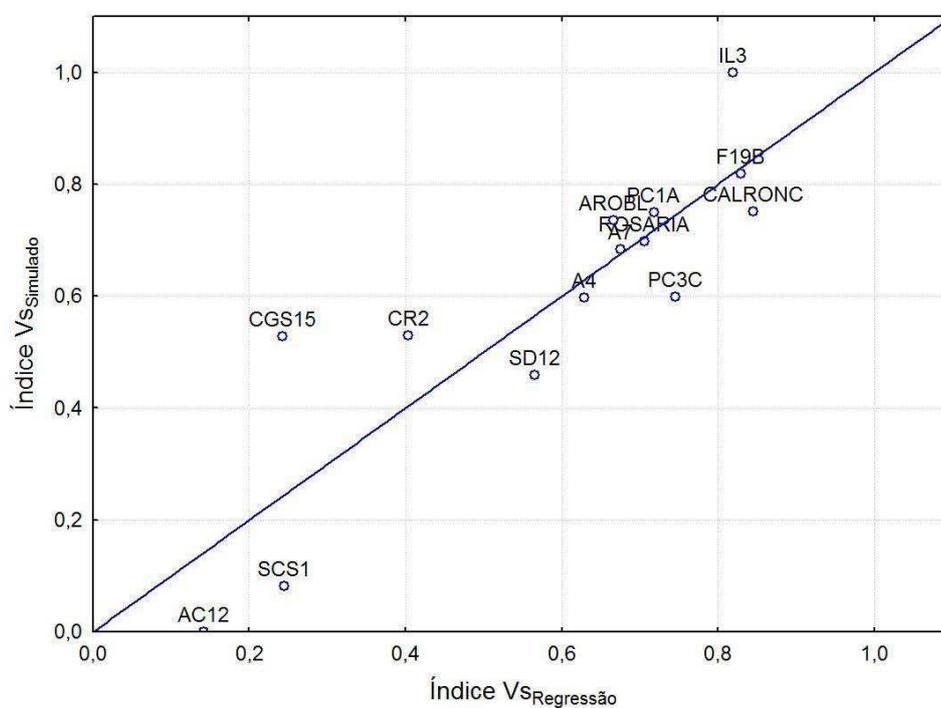


Figura 74 - Crossplot entre os valores do índice de Vs resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas de água.

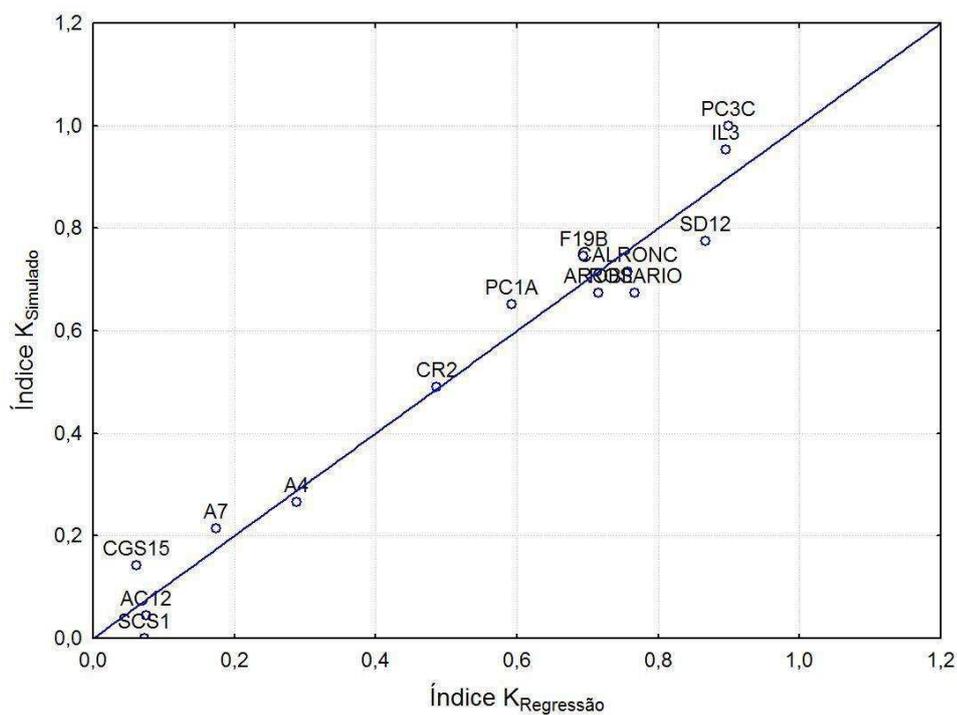


Figura 75 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.

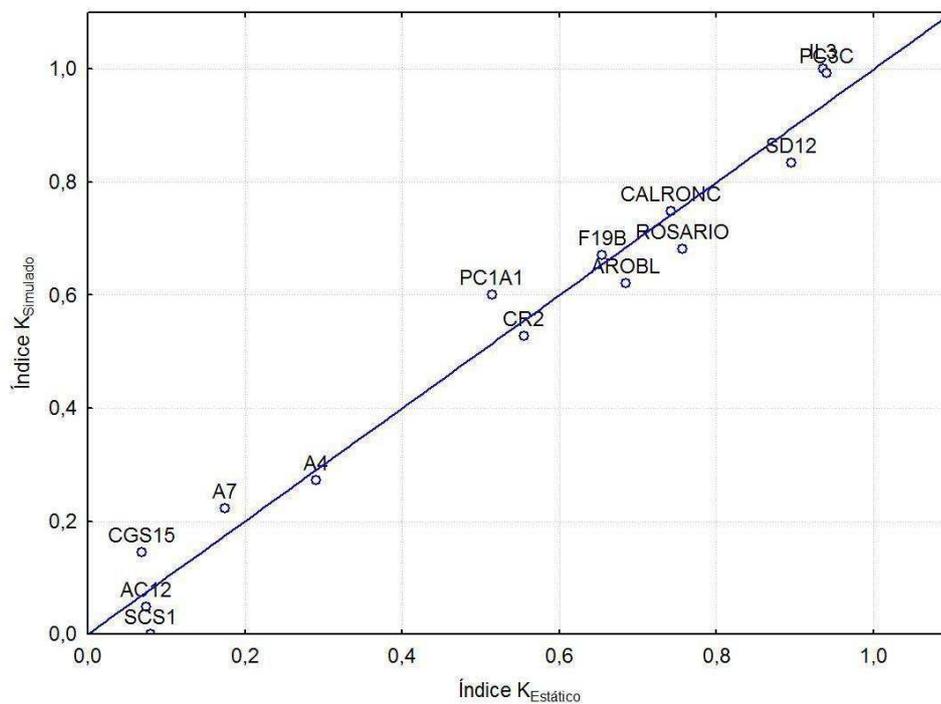


Figura 76 - Crossplot entre os valores do índice de $K_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.

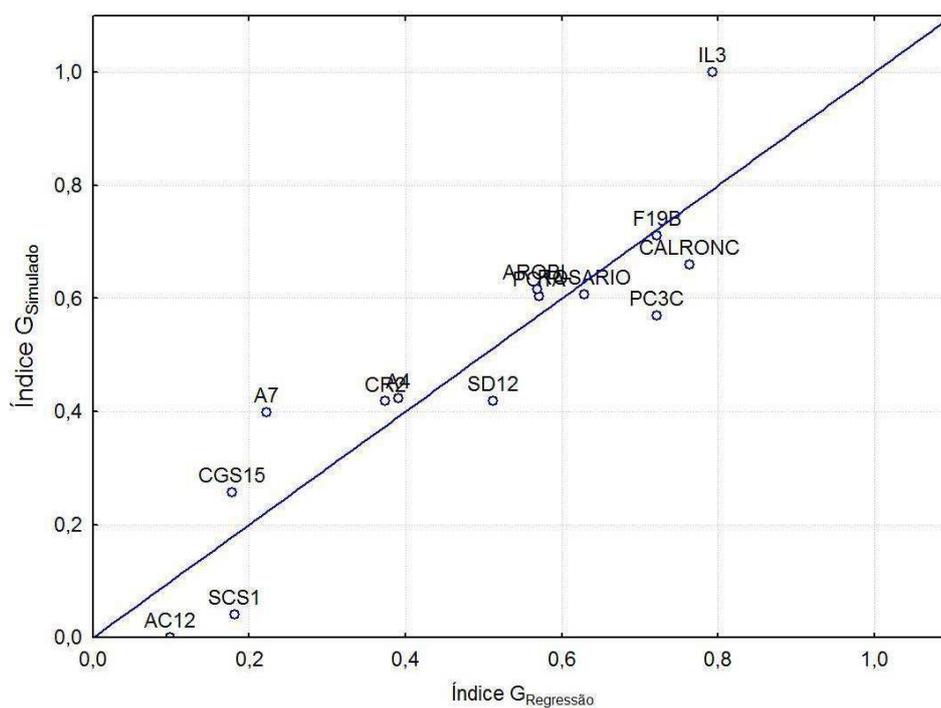


Figura 77 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.

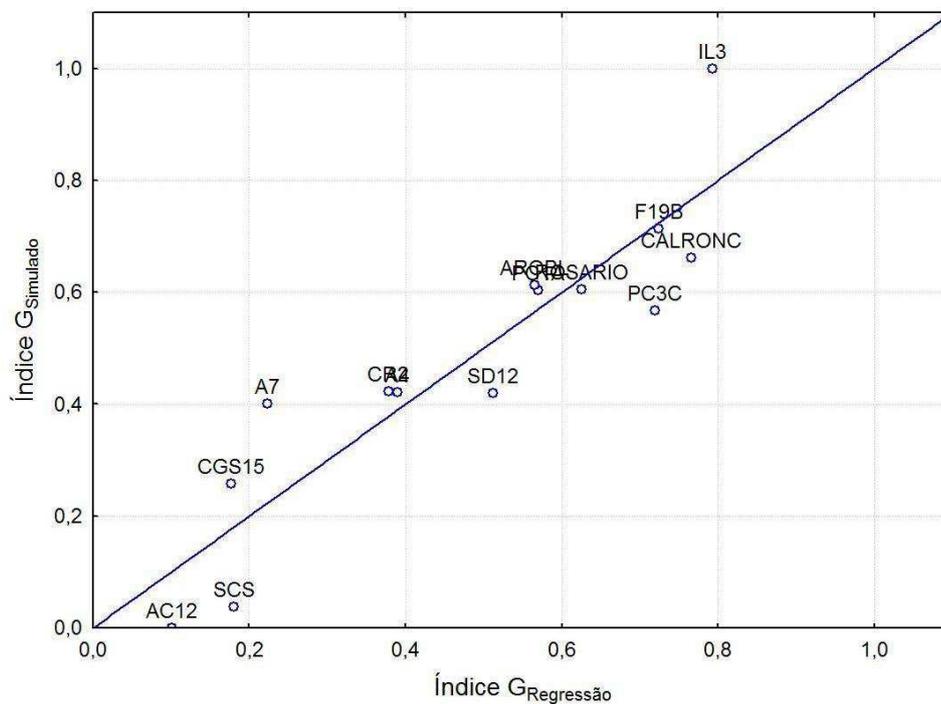


Figura 78 - Crossplot entre os valores do índice de $G_{\text{dinâmico}}$ resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.

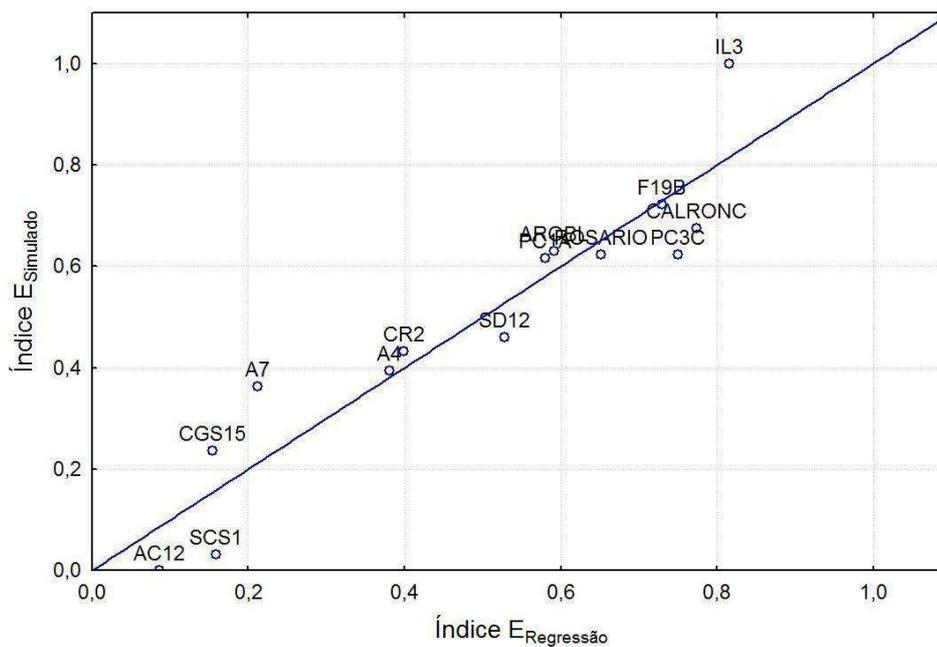


Figura 79 - Crossplot entre os valores do índice de E_{dinâmico} resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com óleo.

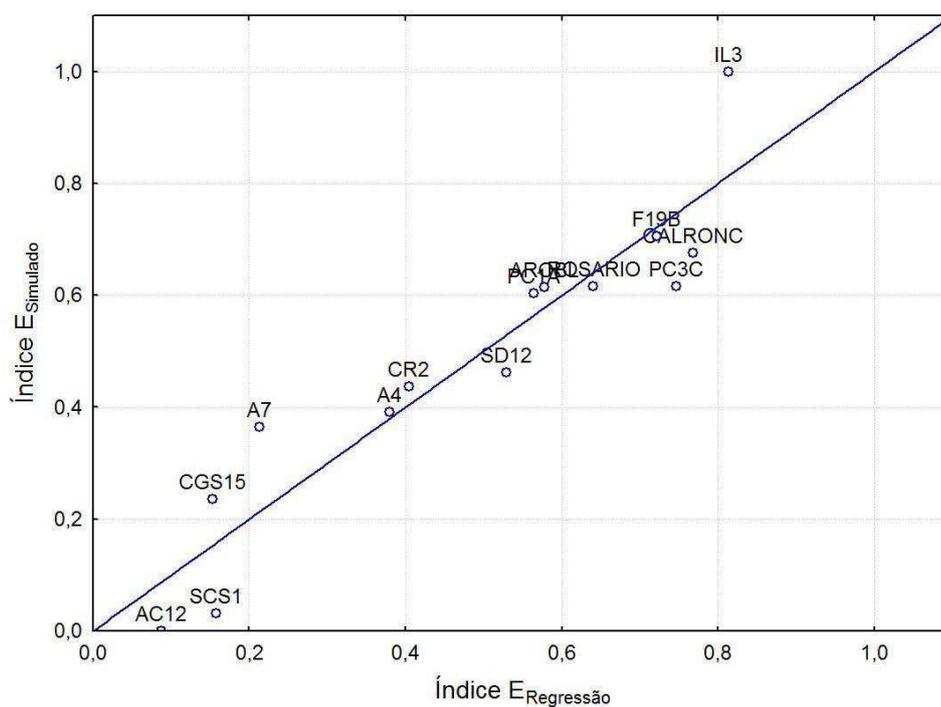


Figura 80 - Crossplot entre os valores do índice de E_{dinâmico} resultantes da simulação numérica e os estimados pela função de regressão para amostras saturadas com água.

APÊNDICE II
ARTIGO PUBLICADO



COMO A POROSIDADE, O TAMANHO E A INTERCONECTIVIDADE DOS POROS INFLUENCIAM NOS VALORES DOS EXPOENTES DA EQUAÇÃO DE ARCHIE EM ROCHAS CARBONÁTICAS E ARENOSAS?

Juliana Targino Batista¹

José Agnelo Soares²

Anne Beatrice Guedes Sobrino³

Nathália Amorim Lima de Moraes⁴

RESUMO

Objetivo: O objetivo deste estudo é investigar os expoentes da equação de Archie, com o intuito de da suporte à avaliação de reservas de hidrocarbonetos ou de água subterrânea através de medições de resistividade elétrica das rochas de subsuperfície

Referencial Teórico: A equação de Archie descreve a relação entre a resistividade elétrica de uma rocha e sua saturação em água e depende dos expoentes de cimentação (m) e de saturação (n). Diversos autores afirmam que a resistividade elétrica e os expoentes m e n dependem do tamanho, da geometria e da conectividade dos poros.

Método: Este artigo aplica o método dos elementos finitos para simular a propagação do campo elétrico em modelos digitais de rocha e assim avaliar os expoentes de Archie.

Resultados e Discussão: Nossos resultados indicam que a relação entre esses expoentes e os atributos dos poros é diferente para valores abaixo ou acima de um patamar. As variáveis de maior influência sobre m são a porosidade dos macroporos e sua interconectividade, além de fração volumétrica da fase microporosa. Quanto ao expoente de saturação as variáveis de maior influência são a porosidade dos macroporos e a interconectividade de ambos os domínios potencialmente condutivos.

Implicações da Pesquisa: As implicações práticas e teóricas desta pesquisa são discutidas, fornecendo insights sobre como os resultados podem ser aplicados ou influenciar práticas no campo de avaliação de recursos naturais subterrâneos. Essas implicações podem abranger os setores de produção de hidrocarbonetos, de água subterrânea, investigações geoambientais e de estudos geotécnicos.

Originalidade/Valor: Este estudo contribui para a literatura ao apresentar um método inovador para a determinação dos expoentes da equação de Archie. A relevância e o valor desta pesquisa são evidenciados pelo elevado impacto econômico aos setores supracitados e por se constituir em um método aplicável em qualquer lugar.

Palavras-chave: Rocha sedimentar, Avaliação de Formações, Hidrocarbonetos, Petrofísica, Modelo digital de rocha.

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil. E-mail: juliana-targino@hotmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0008-3342-798X>

² Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil. E-mail: jose.agnelo@professor.ufcg.edu.br

Orcid: <https://orcid.org/0000-0001-6956-4013>

³ Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil. E-mail: amorimnathalia.18@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0005-7284-9622>

⁴ Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil. E-mail: annebeatriceguedes@hotmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0008-2193-8483>



HOW DO POROSITY, SIZE AND INTERCONNECTIVITY OF PORES INFLUENCE THE VALUES OF THE ARCHIE EQUATION EXPONENTS IN CARBONATE AND SANDY ROCKS?

ABSTRACT

Objective: The aim of this study is to investigate the exponents of the Archie equation in order to support the evaluation of hydrocarbon or groundwater reserves through electrical resistivity measurements of subsurface rocks.

Theoretical Framework: The Archie equation describes the relationship between the electrical resistivity of a rock and its water saturation and depends on the cementation (m) and saturation (n) exponents. Several authors state that electrical resistivity and the exponents m and n depend on the size, geometry, and connectivity of the pores.

Method: This article applies the finite element method to simulate the propagation of the electric field in digital rock models and thus evaluate the Archie exponents.

Results and Discussion: Our results indicate that the relationship between these exponents and pore attributes is different for values below or above a threshold. The variables with the greatest influence on m are the porosity of macropores and their interconnectivity, as well as the volumetric fraction of the microporous phase. As for the saturation exponent, the variables with the greatest influence are the porosity of macropores and the interconnectivity of both potentially conductive domains.

Research Implications: The practical and theoretical implications of this research are discussed, providing insights into how the results can be applied or influence practices in the field of underground natural resource assessment. These implications may cover the sectors of hydrocarbon production, groundwater, geo-environmental investigations, and geotechnical studies.

Originality/Value: This study contributes to the literature by presenting an innovative method for determining the exponents of the Archie equation. The relevance and value of this research are evidenced by its high economic impact on the aforementioned sectors and by its applicability anywhere.

Keywords: Sedimentary Rock, Formation Evaluation, Hydrocarbons, Petrophysics, Digital Rock Model.

¿COMO A POROSIDADE, O TAMANHO E A INTERCONECTIVIDADE DOS POROS INFLUENCIAM NOS VALORES DOS EXPOENTES DA EQUAÇÃO DE ARCHIE EM ROCHAS CARBONÁTICAS E ARENOSAS?

RESUMEN

Objetivo: El propósito de este estudio es investigar los exponentes de la ecuación de Archie con el fin de apoyar la evaluación de reservas de hidrocarburos o agua subterránea mediante mediciones de resistividad eléctrica de las rocas subsuperficiales.

Marco Teórico: La ecuación de Archie describe la relación entre la resistividad eléctrica de una roca y su saturación en agua y depende de los exponentes de cementación (m) y de saturación (n). Varios autores afirman que la resistividad eléctrica y los exponentes m y n dependen del tamaño, la geometría y la conectividad de los poros.

Método: Este artículo aplica el método de los elementos finitos para simular la propagación del campo eléctrico en modelos digitales de roca y así evaluar los exponentes de Archie.

Resultados y Discusión: Nuestros resultados indican que la relación entre estos exponentes y los atributos de los poros es diferente para valores por debajo o por encima de un umbral. Las variables con mayor influencia en m son la porosidad de los macroporos y su interconectividad, así como la fracción volumétrica de la fase microporosa. En cuanto al exponente de saturación, las variables con mayor influencia son la porosidad de los macroporos y la interconectividad de ambos dominios potencialmente conductivos.



Implicaciones de la investigación: Se discuten las implicaciones prácticas y teóricas de esta investigación, proporcionando ideas sobre cómo los resultados pueden aplicarse o influir en prácticas en el campo de la evaluación de recursos naturales subterráneos. Estas implicaciones pueden abarcar los sectores de producción de hidrocarburos, agua subterránea, investigaciones geoambientales y estudios geotécnicos.

Originalidad/Valor: Este estudio contribuye a la literatura al presentar un método innovador para determinar los exponentes de la ecuación de Archie. La relevancia y el valor de esta investigación se evidencian por su alto impacto económico en los sectores mencionados anteriormente y por su aplicabilidad en cualquier lugar.

Palabras clave: Roca sedimentaria, Evaluación de formaciones, Hidrocarburos, Petrofísica, Modelo Digital de Roca.

RGSA adota a Licença de Atribuição CC BY do Creative Commons (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



1 INTRODUÇÃO

Archie (1942) publicou o mais importante artigo até os dias atuais para a interpretação quantitativa de perfis geofísicos de poços, especialmente para a avaliação de reservas de hidrocarbonetos (Sen, 1997; Hamada, 2010; Gholanlo, Yeganeh & Dehrizi, 2018; Soleymanzadeh, Kaj, Kord & Monjezi, 2021). Naquele artigo clássico o autor apresenta duas equações. A primeira define o chamado Fator de Formação, o qual relaciona a resistividade de uma rocha totalmente saturada com a resistividade da salmoura que a satura, além de uma relação entre o Fator de Formação e a porosidade da rocha - estabelecendo o expoente m como a inclinação da curva entre essas propriedades. A segunda equação estabelece a relação entre o Fator de Formação e a saturação fluida, com a introdução do expoente n como o seu fator de proporcionalidade. Mais tarde, em 1952, Winsauer, Shearin, Masson & Williams propuseram uma modificação no modelo de Archie através da introdução de um coeficiente dito de tortuosidade (a).

A determinação precisa dos valores dos expoentes da equação de Archie, para cada tipo litológico específico, é atualmente um desafio; pois envolve ensaios laboratoriais muito demorados ou análises imprecisas de dados de perfilagem de poços. Este artigo apresenta um novo método para a determinação dos expoentes da equação de Archie pela simulação numérica em modelos digitais de rocha gerados a partir de imagens microtomográficas de raios x.



2 REFERENCIAL TEÓRICO

A forma atualmente mais conhecida da equação de Archie é dada por (Olsen, Hongdul & Fabricius 2008; Hamada, 2010; Sharifi, Saadat, Kazemzadeh & Mahmoudian, 2012; Xiao, Mao, Li & Jin (2013); Adebayo, Al-Yousef & Mahmoud, 2015; Dashtian, Yang & Sahimi, 2015):

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (1)$$

Onde:

S_w é a saturação de água

R_w é a resistividade da água que satura a rocha

ϕ é a porosidade da rocha

R_t é a resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos

O coeficiente a e os expoentes m e n são os parâmetros da equação de Archie. m é conhecido como o expoente de cimentação e n como o expoente de saturação. Glover (2009; 2016) mostrou que não existe uma justificativa teórica para o fator de tortuosidade da equação de Archie, indicando que a sua existência se justifica apenas como uma forma de compensar os erros relativos à medição da porosidade da rocha, e da salinidade e da temperatura do fluido. Neste artigo é adotado o conceito proposto por Glover (2009; 2016) no qual a é considerado igual a unidade.

Os valores do expoente de cimentação m e do expoente de saturação n são fontes de incerteza no cálculo da saturação fluida em reservatórios carbonáticos heterogêneos (Mardi, Nurozi & Edalatkhah, 2012). Olsen *et al.*, (2008); Glover, (2010) afirmam que para calcários e arenitos existe uma relação entre o expoente de cimentação e a superfície específica, a qual consiste em uma medida do tamanho de grãos ou de poros. Para Glover (2009) maiores valores de m estão associados a uma menor conectividade dos poros. Segundo aquele autor, a maioria dos sedimentos arenosos porosos tem expoentes de cimentação entre 1,5 e 2,5 sendo que valores superiores a 2,5 e até 5 são geralmente encontrados em carbonatos onde os poros estão menos interconectados.

Dashtian *et al.* (2015) também afirmam que m aumenta à medida que a



interconectividade dos poros diminui, além de indicar que a presença de argilominerais leva a uma estimativa menor e irreal do valor do expoente de cimentação. Liu, Zhao, Luo, Chen & He (2015) associam os valores dos parâmetros m e n de Archie à eficiência na condução da corrente elétrica através do sistema de poros saturados com fluidos condutivos. Para aqueles autores, quanto mais os poros forem bem interconectados maior será a eficiência elétrica da rocha e menor será o valor de n .

Para alguns autores a resistividade da rocha e , conseqüentemente, o valor do expoente de saturação, depende do tipo, da quantidade e da conectividade de poros. Sen (1997) afirma que em carbonatos microporosos n diminui com o aumento da microporosidade. Cerepi (2004) aponta que a condutividade elétrica não depende apenas da porosidade, mas também é fortemente sensível à microestrutura do sistema poroso, à conectividade do espaço poroso e à sua microgeometria. Em rochas carbonáticas os microporos fornecem a conectividade e o caminho do fluido entre escalas maiores de poros, de outra forma desconectadas (Yao, Wang, Yang, Hu & Wang 2013; Harland, Wood, Curtis, Van Dijke, Stratford, Jiang, Kallel & Sorbie 2015). De acordo com Harland *et al.* (2015) a topologia (conectividade) da rede de poros pode ser descrita calculando o número de Euler.

Neste trabalho os expoentes da equação de Archie são determinados para catorze amostras digitais de rocha, sendo dez carbonáticas e quatro arenosas. Tais parâmetros são calculados através da análise topológica dos modelos digitais das rochas e da simulação numérica, pelo método de elementos finitos, da propagação de um campo elétrico para dois cenários de saturação fluida: 1) macroporos totalmente saturados com água, e 2) macroporos totalmente saturados com óleo. Em qualquer dos cenários os microporos estarão sempre saturados com água. Os modelos digitais de rocha foram obtidos por microtomografia de raios X.

3 METODOLOGIA

Catorze amostras de rochas de formações geológicas provenientes de bacias sedimentares diversas foram analisadas. A Tabela 1 identifica todas as amostras de rocha utilizadas nesta pesquisa.



Tabela 1

Identificação das amostras de rocha analisadas nesta pesquisa.

Código da Amostra	Litologia	Formação	Localização Geográfica	Idade
AC12	Calcário	Edwards Plateau	Austin Chalk (EUA)	Cretáceo
PC1A		Riachuelo	Pedreira Carapeba	
CR2		Jandaíra	Cachoeira Roncador	
ROSÁRIO		Lajedo Rosário		
AROBL		Lajedo Arapuá		
IL3	Calcrete	Bedford	Indiana (EUA)	Mississipiano
CALRONC		Jandaíra	Cachoeira Roncador	Cretáceo
SD12	Dolomito	Thornton	Silurian Dolomite (EUA)	Siluriano
PC3C		Riachuelo	Pedreira Carapeba	
F19B	Coquina	Morro do Chaves	Bacia de Alagoas	Cretáceo
CGS15		Mesaverde	Colorado (EUA)	
SCS1	Arenito	Ohio	Ohio (EUA)	Mississipiano
A7		Antenor Navarro	Bacia Rio do Peixe	Cretáceo
A4				

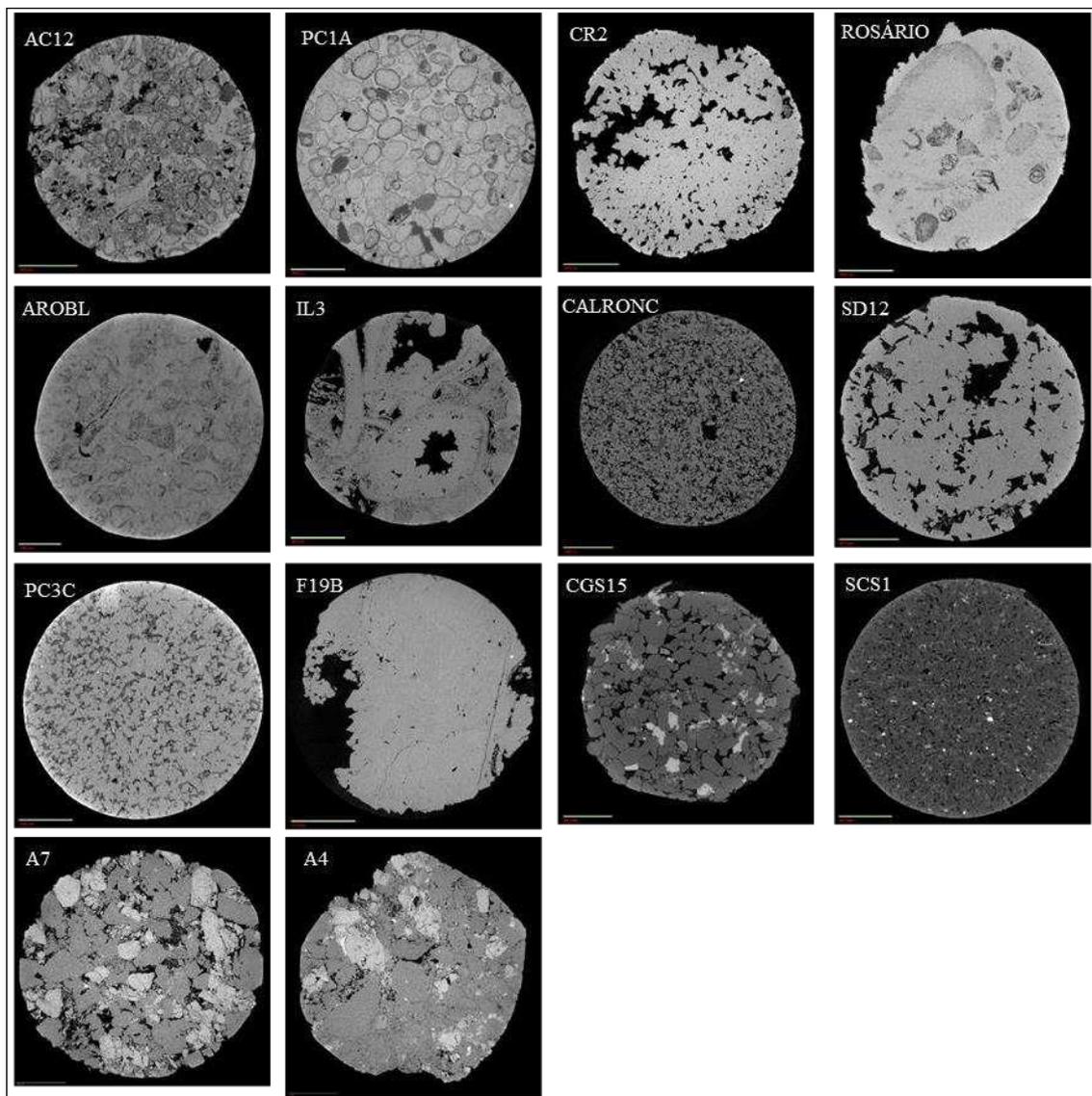
Os litotipos analisados estão compreendidos entre arenito fino (CGS15) a arenitos grossos (A7 e A4), assim como calcários, calcrete (crostas secundárias de carbonato de cálcio), dolomitos (predominância de Mg em sua composição) e coquina (rocha sedimentar formada pelo acúmulo de conchas). A Figura 1 apresenta imagens microtomográficas das catorze amostras analisadas.

Das imagens digitais de cada amostra de rocha foi extraído, do seu centro, um cubo de dados com 100^3 pixels. Esses cubos de dados foram utilizados para todas as análises subsequentes. O tamanho de pixel das imagens varia de 1.4 a 2.65 μm . Cada cubo de dados foi segmentado em três domínios: 1) macroporos; 2) fase microporosa; e 3) matriz mineral.



Figura 1

Imagens microtomográficas registradas nas amostras de rocha analisadas.



Em seguida foi realizada a análise da conectividade (topologia) dos domínios potencialmente condutivos. A matriz mineral é considerada infinitamente resistiva em todos os cenários de saturação simulados, de modo que a investigação topológica somente foi realizada para os domínios dos macroporos e dos microporos, os quais podem conter fluidos condutivos. Adota-se neste trabalho, como um índice de conectividade (IC) determinado a partir do número de Euler, o qual é obtido na análise do modelo digital de rocha, para cada domínio potencialmente condutivo. O número de Euler é um número grande negativo quando o domínio é fortemente interconectado, e é um número grande positivo quando o domínio apresenta baixa interconectividade. A fim de obter um índice que apresenta uma relação direta com a



conectividade, e cujos valores variam na escala de zero a um, neste trabalho o índice indicador de conectividade foi definido como:

$$ICP = 0.5 - \frac{(0.5*NEP)}{|NEP_{\min}|} \quad (2)$$

Onde:

ICP é o índice de conectividade dos macroporos

NEP é o número de Euler dos macroporos

NEP_{min} é o valor mínimo de NEP dentre todas as amostras analisadas.

Da mesma forma, para o domínio microporoso define-se seu índice de conectividade como:

$$CFI = 0.5 - \frac{(0.5*NEFI)}{|NEFI_{\min}|} \quad (3)$$

Onde:

ICFI é o índice de conectividade do domínio microporoso

NEFI é o seu número de Euler

NEFI_{min} é o valor mínimo de NEFI para todas as amostras analisadas.

Malhas tridimensionais de elementos tetragonais, representativas dos modelos digitais das amostras de rocha, foram geradas. Cada malha contém as propriedades de volume, forma e topologia dos três domínios e se destina à simulação numérica das propriedades elétricas sob diferentes cenários de saturação fluida. Para o processamento inicial das imagens digitais, assim como para a análise topológica, foi utilizado o software Avizo Fire®. Para a geração das malhas foi utilizado o software ScanIP®. Já para a simulação numérica, pela técnica de elementos finitos, das propriedades elétricas foi aplicado o software Comsol Multiphysics®.

Para a simulação numérica foram adotados dois cenários de saturação fluida: 1) A rocha está 100% saturada com água, ou seja, os macroporos e a fase intermediária são condutivos; 2) A rocha contém óleo nos macroporos, sendo estes, portanto, resistivos e os microporos contidos na fase intermediária, por sempre conterem água, são condutivos.

Nas simulações numéricas foi aplicada uma diferença de potencial elétrico de 12 volts entre as extremidades inferior e superior de cada malha numérica. O resultado fornece a



distribuição espacial do potencial elétrico e a densidade de corrente (J) para cada cenário de saturação investigado. Para as simulações numéricas foram adotadas, para cada material, as propriedades elétricas indicadas na Tabela 2.

Tabela 2

Propriedades elétricas adotadas nas simulações numéricas.

Propriedade	Água	Óleo	Argila micrita	ou Calcário, Calcrete ou Coquina	Dolomito	Arenito
Resistividade elétrica (ohm.m)	0,2	1e+04	20	2,1e+05	9e+02	2,1e+05
Permissividade Relativa	81	20	36	7,3	8,3	7,3

Considerando que o valor do expoente de cimentação m não é afetado pela mudança de saturação fluida, o valor de m de uma dada amostra de rocha é o mesmo para ambos os cenários de saturação fluida analisados. Dado que o Fator de Formação (F) pode ser estimado pelas equações 4 e 5, manipulando-as chega-se à expressão 6 para o cálculo do expoente de cimentação.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (4)$$

Onde:

ϕ é a porosidade medida diretamente da razão entre os volumes dos domínios porosos da malha e dos domínios assinalados como matriz mineral.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (5)$$

Onde:

R_o é a resistividade da rocha 100% saturada com água, valor extraído da simulação para o primeiro cenário de saturação fluida

R_w é a resistividade da água que satura a rocha, de acordo com o valor apresentado na Tabela 2.



$$m = \frac{\ln(a) - \ln(F)}{\ln(\phi)} \quad (6)$$

Já o valor do expoente de saturação n é diretamente afetado pela saturação fluida, portanto, o seu valor é calculado para um cenário de saturação no qual a saturação em água é inferior a 100%. Considerando o caso geral em que uma rocha se encontra com a saturação de água S_w e que apresenta a resistividade R_t , o expoente de saturação pode ser calculado pela equação 7.

A simulação numérica fornece o valor da densidade de corrente J , portanto a resistividade da rocha para cada cenário de saturação fluida é dada pela equação 8.

$$R_t = \frac{T}{J \cdot L} \quad (8)$$

Onde:

T é a tensão aplicada (neste caso 12 volts)

J é a densidade de corrente

L é o comprimento da amostra de rocha.

A fim de identificar relações consistentes entre os parâmetros da equação de Archie, determinados a partir das propriedades elétricas simuladas numericamente, e outras propriedades representadas nos modelos digitais de rocha, análises estatísticas foram aplicadas aos dados. A análise estatística mostrou que relações consistentes podem ser obtidas através da técnica de regressão linear piecewise. Esse tipo de regressão fornece duas equações lineares, uma para valores da variável dependente acima de um dado breakpoint, e outra para valores abaixo desse breakpoint. Conhecendo-se o valor da variável dependente, pode-se definir qual das duas equações lineares deve ser considerada. No entanto, admitindo-se que o valor da variável dependente é desconhecido, se as variáveis independentes estiverem todas na mesma escala de variação (0 a 1, por exemplo, como é o caso dos dados deste artigo) então os

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 2 apresenta os modelos digitais das amostras investigadas, os quais são representados por suas malhas numéricas com os três domínios e com suas respectivas



propriedades, conforme apresentadas na Tabela 2. Nesta figura as cores indicam os diversos domínios: azul → poros, verde → fase microporosa e vermelho → matriz mineral.

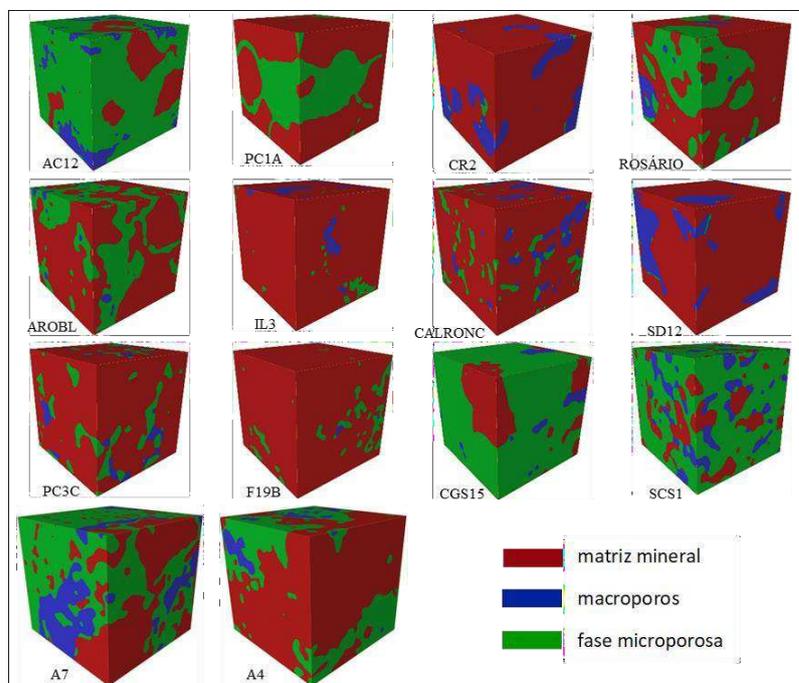
Os macroporos são formados essencialmente pelos espaços intergranulares e os seus contornos podem ser claramente identificados nas imagens microtomográficas. O domínio microporoso nas amostras carbonáticas corresponde à matriz micrítica e nas amostras arenosas corresponde aos argilominerais. A fase microporosa é essencialmente contínua, representando o espaço no qual se encontra grande parte da água irremovível.

A Figura 3 apresenta o resultado da simulação da propagação do campo elétrico no modelo digital de cada amostra de rocha saturada com água.

A Figura 4 apresenta o resultado da quantificação das frações volumétricas dos macroporos e da fase microporosa nos modelos digitais de rocha (MDRs). Nota-se que a fase microporosa é dominante nas amostras arenosas (CGS15, SCS1, A7 e A4), diferentemente das amostras carbonáticas (com exceção da amostra AC12 que é bastante microporosa). Isso ocorre porque as amostras arenosas tendem a ter uma maior participação de argilominerais na sua composição em comparação com as amostras carbonáticas.

Figura 2

Modelos digitais de rocha identificando os três domínios: matriz mineral (vermelho), macroporos (azul) e fase microporosa (verde).

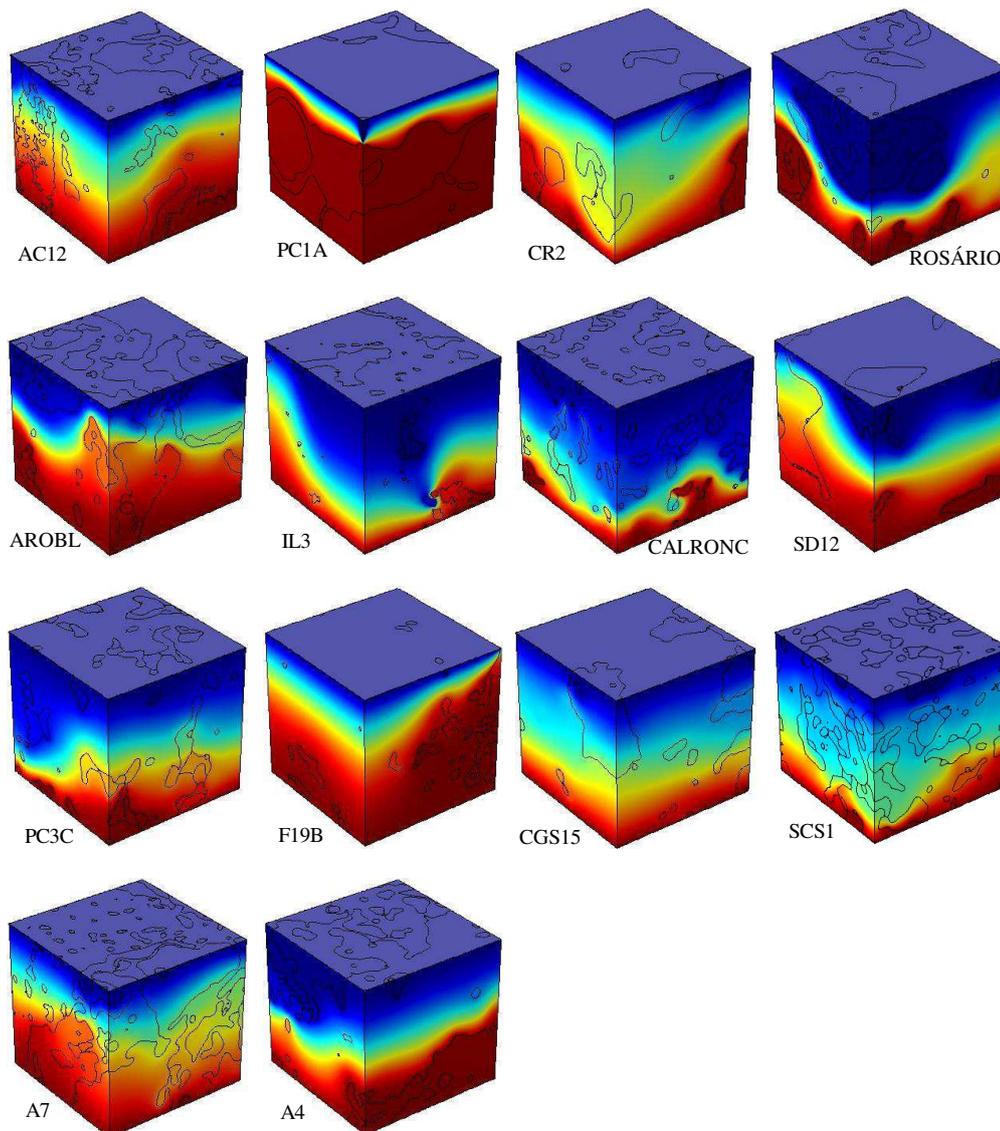




A Figura 5 indica a conectividade dos domínios potencialmente condutivos de todas as amostras através dos índices de conectividade, conforme definidos pelas equações 2 e 3. Os valores desses índices variam entre zero e um, sendo que quanto mais próximo de 0 menor é a conectividade e quanto mais próximo de 1 maior a conectividade. Podemos observar que em geral a conectividade de ambos os domínios apresenta valores medianos para quase todas as amostras, e que na maioria delas a fase microporosa é melhor conectada do que os macroporos.

Figura 3

Propagação numérica do campo elétrico nos modelos digitais de rocha saturados com água. As cores indicam valores de potencial elétrico (azul = 0 V, vermelho = 12 V).

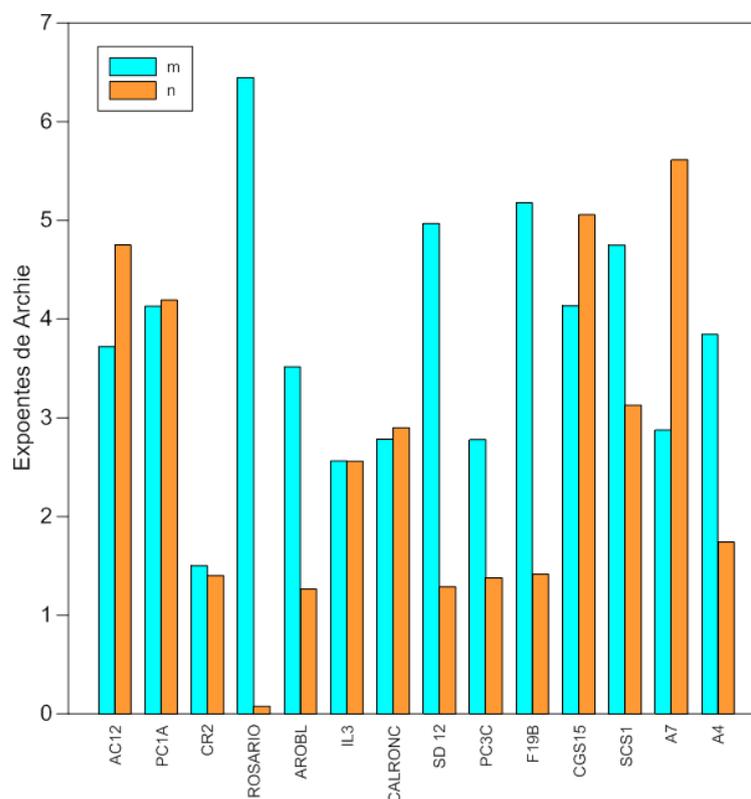




A Figura 4 apresenta os valores dos expoentes de Archie (m e n) conforme estimados através da simulação numérica da propagação do campo elétrico nos modelos digitais de rocha. Pode-se observar que os valores de ambos os expoentes apresentam variações consideráveis em relação aos valores classicamente adotados ($m = n = 2$). Apenas observando conjuntamente os resultados relativos às frações volumétricas das fases microporosa e de macroporos, além dos índices de conectividade dos macroporos (ICP) e da fase microporosa (ICFI) é difícil estabelecer relações consistentes. Por essa razão, faremos uma análise estatística a fim de investigar a influência das frações volumétricas dos domínios e dos índices de conectividade desses domínios sobre os expoentes da equação de Archie.

Figura 4

Valores estimados para os coeficientes de cimentação e de saturação através da simulação numérica da propagação do campo elétrico em modelos digitais de rocha.



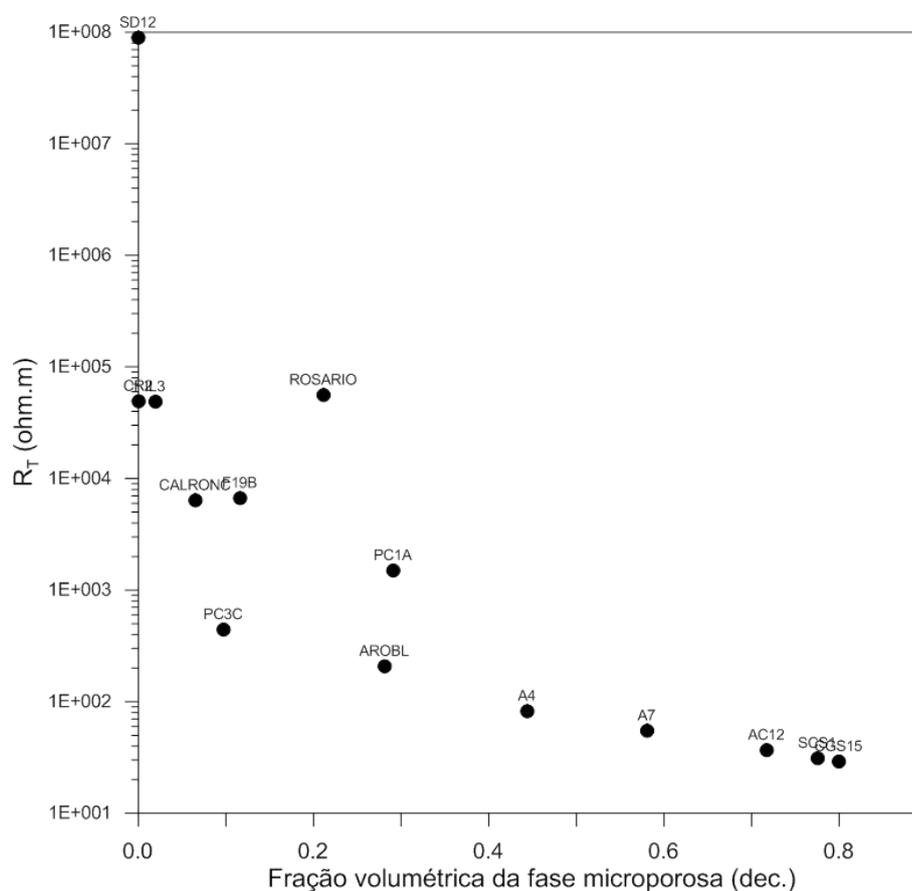
Por fim, o gráfico da Figura 5 ilustra a influência da fase microporosa sobre a resistividade das rochas saturadas com óleo e água irremovível. Como apontado por Yao *et al.* (2013) e Harland *et al.* (2015), a resistividade da rocha decai exponencialmente com o aumento da fase microporosa que, devido ao seu alto teor de água irremovível, é sempre condutiva. Este resultado também está de acordo com Cerepi (2004) que afirma que a resistividade da rocha é



influenciada não apenas pela porosidade, mas também pela fase microporosa. Podemos observar da Figura 5 que as cinco amostras de menor resistividade elétrica correspondem às de maior fração volumétrica da fase microporosa.

Figura 5

Relação entre a resistividade da rocha saturada com óleo e a fração volumétrica da fase microporosa das rochas analisadas.



4.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Aplicando regressão do tipo linear piecewise ao conjunto de dados, considerando que a variável dependente é o expoente que se quer analisar (m ou n), e que as variáveis independentes são a porosidade dos macroporos (\emptyset), a fração volumétrica da fase microporosa (FI), o índice de conectividade dos macroporos (ICP) e o índice de conectividade da fase microporosa ($ICFI$), chega-se a uma expressão do tipo da equação 9.

$$m \text{ (ou } n) = a_0 + a_1 * \emptyset + a_2 * FI + a_3 * ICP + a_4 * ICFI \quad (9)$$



A regressão linear piecewise ajusta duas funções lineares aos dados com múltiplas variáveis independentes, separadas por um breakpoint, ou seja, os coeficientes da equação 9 para valores de m (ou n) menores do que o breakpoint são diferentes daqueles para valores maiores do que o breakpoint. Essa regressão aplicada com o expoente de cimentação como variável dependente resultou em um coeficiente de determinação $R^2 = 0,94$ e um breakpoint igual a 3,8.

Para $m < 3,8$ os coeficientes da equação 9 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3

Coefficientes de regressão para $m < 3,8$.

a0	a1	a2	a3	a4
2,798717	-5,24515	1,799591	-0,491956	0,922209

Já para $m > 3,8$ os valores dos coeficientes da equação 9 são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4

Coefficientes de regressão para $m > 3,8$.

a0	a1	a2	a3	a4
20,45969	24,39952	2,291167	-27,0111	-11,9788

Analisando a Tabela 3 vemos que, para valores de $m < 3,8$, FI e ICFI são diretamente proporcionais ao valor de m (coeficientes positivos), enquanto que a porosidade dos macroporos (\emptyset) e ICP são inversamente proporcionais a m . Estes resultados estão de acordo com as afirmações de Olsen *et al.* (2008), Glover (2009, 2010), e Dasthian *et al.* (2015) e decorrem do fato que o aumento da cimentação reduz \emptyset e tende a reduzir a interconectividade dos macroporos. Vemos ainda que \emptyset e a fração volumétrica da fase microporosa (FI) são as variáveis mais importantes sendo a primeira mais relevante que a segunda. Neste caso o ICP é a variável menos importante.

Já para valores de $m > 3,8$ (Tabela 4) vemos que \emptyset e FI apresentam relação direta com m , enquanto que ICP e ICFI tem relação inversa. Neste caso ICP e \emptyset são as variáveis mais importantes, sendo FI a menos importante.

Quando a regressão linear piecewise foi aplicada para investigar a dependência do expoente de saturação n as Tabelas 5 e 6 apresentam, respectivamente, os valores dos coeficientes para valores de n menores e maiores que o breakpoint igual a 2,6. O coeficiente de determinação para a regressão do expoente de saturação foi $R^2 = 0,90$.



Tabela 5

Coefficientes de regressão para $n < 2,6$.

a₀	a₁	a₂	a₃	a₄
-4,37391	0,422333	-1,51671	6,059571	6,310355

Tabela 6

Coefficientes de regressão para $n > 2,6$.

a₀	a₁	a₂	a₃	a₄
5,363513	-37,2848	3,136051	-12,4156	15,33984

Para valores de $n < 2,6$ (Tabela 5) vemos que FI apresenta relação inversa com n , sendo esta afirmação coerente com Sen (1997). Neste caso \emptyset , ICP e ICFI possuem relação direta, sendo ICFI e ICP as variáveis mais importantes e \emptyset a menos importante. Este resultado demonstra a importância da conectividade dos domínios potencialmente condutivos para a estimativa do coeficiente de saturação (n).

Já para valores de $n > 2,6$ (Tabela 6) FI e ICFI apresentam relação direta com o expoente de saturação, enquanto que \emptyset e ICP têm relação inversa. Este resultado concorda com Liu *et al.* (2015). Neste caso \emptyset é a variável mais importante e FI é a menos importante.

Em todas as análises estatísticas efetuadas constatou-se que a matriz mineral, por ser considerada muito resistiva, não influencia os valores dos expoentes de Archie, sendo esta influência reservada aos domínios potencialmente condutivos, como a porosidade dos macroporos e a fase microporosa.

5 CONCLUSÕES

Este artigo demonstra como a porosidade dos macroporos e dos microporos, além de suas interconectividades, influenciam nas propriedades elétricas de rochas carbonáticas e arenosas. Mostra-se que a relação entre os expoentes de cimentação e de saturação da equação de Archie e as propriedades das fases potencialmente condutivas é linear por partes. Desse modo, existe uma relação linear para valores do expoente abaixo de um certo valor e outra relação linear para valores do expoente acima desse patamar. Além disso, fica demonstrada a influência das fases microporosas (argilosidade nas rochas arenosas e micrita nas rochas carbonáticas) sobre a condutividade elétrica das rochas investigadas.

De modo geral o expoente de cimentação é diretamente proporcional à fração volumétrica das fases microporosas e inversamente proporcional à conectividade dos



macroporos, conforme anteriormente relatado na literatura. No entanto, este artigo mostra que a relação de m com a porosidade dos macroporos e com a interconectividade da fase microporosa é variável: enquanto a porosidade dos macroporos é inversamente proporcional a m abaixo de certo patamar ($m = 3,8$), essa relação é direta acima desse patamar. Quanto ao efeito da interconectividade da fase microporosa, demonstra-se que a relação com m é direta abaixo do patamar e inversa acima dele. As variáveis mais importantes são a porosidade dos macroporos e sua interconectividade, além de fração volumétrica da fase microporosa.

Quanto ao expoente de saturação este artigo mostra que há uma relação direta geral com a interconectividade da fase microporosa, mas uma relação variável com a porosidade dos macroporos, com sua interconectividade e com a fração volumétrica da fase microporosa. Para valores de n abaixo de um patamar ($n = 2,6$) a porosidade dos macroporos e sua interconectividade mantém relação direta com n , enquanto que acima desse patamar a relação é inversa. Para o expoente de saturação as variáveis de maior influência são a porosidade dos macroporos e a interconectividade de ambos os domínios potencialmente condutivos (macroporos e fase microporosa).

AGRADECIMENTOS

A primeira e terceira autoras agradecem à CAPES pela concessão de bolsas de pós-graduação. Agradecimentos também à PETROBRAS e ANP que, através de projetos de PD&I, forneceram o suporte financeiro necessário para o desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Adebayo, A. R., H. Y. Al-Yousef, and M.A. Mahmoud, 2015. *An investigation of the effect of CO₂-brine-rock interaction on determination of Archie's saturation exponent for carbon dioxide evaluation in carbonate reservoirs: Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 665–676, doi: 10.1016/j.petrol.2015.05.005.
- Archie, G. E., 1942. *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics*: T. AIME, 146, 54–62.
- Cerepi, A., 2004. *Geological control of electrical behaviour and prediction key of transport properties in sedimentary porous systems: Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 241, 281–298, doi: 10.1016/j.colsurfa.2004.04.049.
- Dashtian, H., Y. Yang, and M. Sahimi, 2015. *Nonuniversality of the Archie exponent due to multifractality of resistivity well logs*: Geophys. Res. Lett., 42, 10,655–10,662, doi: 10.1002/2015GL066400.



- Gholanlo, H. H., S. S. Yeganeh, and V. G. Dehrizi, 2018. *Saturation exponent determination by using genetic algorithm in carbonate reservoirs: A case study in Sarvak Formation*: Egyptian Journal of Petroleum, 27, 241–247, doi: 10.1016/j.ejpe.2017.07.013.
- Glover, P., 2009. *What is the cementation exponent? A new interpretation*: The Leading Edge, January 2009, 82-85.
- Glover, P. W. J., 2010. *A generalized Archie's law for n phases*: Geophysics, 75, no. 6, E247-E265, doi: 10.1190/1.3509781.
- Glover, P. W. J., 2016. *Archie's Law – A reappraisal*: Solid Earth Discuss., doi: 10.5194/se-2016-47.
- Hamada, G. M., 2010. *Analysis of Archie's parameters determination techniques*: Petroleum Science and Technology, 28:1, 79-92, doi: 10.1080/10916460802706463.
- Harland, S. R., R. A. Wood, A. Curtis, M. I. J. van Dijke, K. Stratford, Z. Jiang, W. Kallel, and K. Sorbie, 2015. *Quantifying flow in variably wet microporous carbonates using object-base geological modeling and both lattice-Boltzmann and pore-network fluid flow simulations*: AAPG Bulletin, v. 99, no. 10, 1827–1860.
- Liu, H., Y. Zhao, Y. Luo, Z. Chen and S. He, 2015. *Diagenetic facies controls on pore structure and rock electrical parameters in tight gas sandstone*: J. Geophys. Eng. 12, 587–600.
- Mardi, M., H. Nurozi and S. Edalatkhah, 2012. *A water saturation prediction using artificial neural networks and an investigation on cementation factors and saturation exponent variations in an Iranian oil well*: Petroleum Science and Technology, 30:4, 425-434, doi: 10.1080/10916460903452033.
- Olsen, C., T. Hongdul, and I. L. Fabricius, 2008. *Prediction of Archie's cementation factor from porosity and permeability through specific surface*: Geophysics, Vol. 73, no. 2, E81–E87, doi: 10.1190/1.2837303.
- Sen, P. N., 1997. *Resistivity of partially saturated carbonate rocks with microporosity*: Geophysics, Vol. 62, no. 2, 415–425.
- Sharifi, G. H., K. Saadat, E. Kazemzadeh, and H. Mahmoudian, 2012. *Measurement of Archie parameters of some carbonate cores at full reservoir conditions*: Journal of Chemical and Petroleum Engineering, 46, no. 1, 63-72.
- Soleymanzadeh, A., P. K. Kaj, S. Kord, and M. Monjezi, 2021. *A new technique for determining water saturation based on conventional logs using dynamic electrical rock typing*: Journal of Petroleum Science and Engineering, 196, 107803, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107803.
- Winsauer, W. O., Shearin Jr., H. M., Masson, P. H. and M. Williams, 1952, *Resistivity of brine-saturated sands in relation to pore geometry*: AAPG Bulletin, 36 (2): 253-277.
- Xiao, L., Z. Mao, G. Li and Y. Jin, 2013. *Estimation of saturation exponent from Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logs in low permeability reservoirs*: Appl Magn Reson., 44, 333–347, doi: 10.1007/s00723-012-0366-1.



Yao, J., C. Wang, Y. Yang, R. Hu, and X. Wang, 2013. *The construction of carbonate digital rock with hybrid superposition method*: Journal of Petroleum Science and Engineering, 110, 263–267, doi: 10.1016/j.petrol.2013.10.005.