

CARACTERIZAÇÃO INTEGRADA DE PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E
PETROFÍSICAS DE CARBONATOS

LUCAS CÉSAR DE OLIVEIRA

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY RIBEIRO
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

MACAÉ - RJ
AGOSTO - 2022

FICHA CATALOGRÁFICA

UENF - Bibliotecas

Elaborada com os dados fornecidos pelo autor.

null.

Caracterização Integrada de Propriedades Geomecânicas e Petrofísicas de Carbonatos / Lucas César de Oliveira. - Campos dos Goytacazes, RJ, 2022.

167 f. : il.

Bibliografia: 86 - 90.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Centro de Ciência e Tecnologia, 2022.

Orientadora: Roseane Marchezi Missagia.

Coorientador: Marco Antonio Rodrigues de Ceia.

1. Geomecânica. 2. Propriedades estáticas e dinâmicas. 3. Análise digital de imagens. 4. Carbonatos. 5. Coquinas. I. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. II. Título.

CDD - 622.3382

CARACTERIZAÇÃO INTEGRADA DE PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E PETROFÍSICAS DE CARBONATOS

LUCAS CÉSAR DE OLIVEIRA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Orientadora: Profa Roseane Marchezi Misságia, D.Sc.

Coorientador: Prof. Marco Antônio Rodrigues de Ceia, D.Sc

MACAÉ - RJ
AGOSTO - 2022

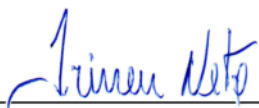
CARACTERIZAÇÃO INTEGRADA DE PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E PETROFÍSICAS DE CARBONATOS

LUCAS CÉSAR DE OLIVEIRA

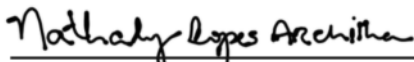
Dissertação de Mestrado apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Aprovado em 16 de agosto de 2022.

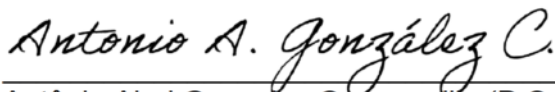
Comissão Examinadora:



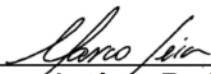
Irineu de Azevedo Lima Neto (D.Sc., Engenharia de Reservatório e de Exploração) – FACC



Nathaly Lopes Archilha (D.Sc., Engenharia de Reservatório e de Exploração) – CNPEM/LNLS



Antônio Abel Gonzalez Carrasquilla (D.Sc., Geofísica) – LENEP/CCT/UENF



Marco Antônio Rodrigues de Ceia (D.Sc., Engenharia de Reservatório e de Exploração) – LENEP/CCT/UENF - (Coorientador)



Roseane Marchezi Misságia (D.Sc., Engenharia de Reservatório e de Exploração) – LENEP/CCT/UENF - (Orientadora)

Primeiramente agradeço a Deus por ter me dado saúde e capacidade física e mental para chegar até aqui, pois se não fosse da Sua vontade nada disso seria possível. A minha família, especialmente os meus queridos e amados pais Zilda Maria, Derci e José Ovídio, por todo carinho, amor e apoio nessa caminhada.

A minha namorada Andreza, por todo companheirismo e compreensão nos momentos em que precisei me ausentar para me dedicar a pesquisa e produção deste trabalho.

Agradeço a minha orientadora Prof.^a Dra. Roseane Marchezi Misságia por todo o suporte, orientação, valiosas contribuições e sugestões indispensáveis no desenvolvimento dessa pesquisa. Não posso deixar de enfatizar a importância que você teve para que eu pudesse chegar até aqui, me acompanhando desde a graduação, sempre acreditando e dando oportunidades.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Marco Antônio R. de Ceia, pelos incentivos e conselhos, além de sugestões e discussões essenciais para o desenvolvimento desse trabalho.

Aos amigos do LENEP, Irineu, Adriele, Alan, Alessandro, Pedro, Remilson, Natan, André, Jéssica, Neida e Sofia, pelos momentos de risadas, cafés, discussões e contribuições. Em especial ao Irineu e ao Natan pelos ensinamentos e discussões de física de rocha e geologia.

A dona Fátima pelo carinho e cuidado com todos os que trabalham no Módulo 8.

Ao amigo de longa data, Andrey, pelas discussões e ajuda no treinamento das minhas apresentações em congressos no exterior.

Ao Prof. Dr. Eduardo Atem e ao técnico Rômulo Leite do LAMAV/UENF, pelo apoio e execução do ensaio de resistência a compressão.

Ao LENEP/CCT/UENF por fornecer a infraestrutura necessária para realização dos experimentos necessários para o desenvolvimento desta dissertação.

Por fim, agradeço a CAPES, PRH25-ANP/Finep e PETROBRAS, pela bolsa de pesquisa e amostras utilizadas, essenciais para a realização desta pesquisa.

“O mundo não se divide em pessoas boas e más. Todos temos luz e trevas dentro de nós. O que importa é o lado o qual decidimos agir. Isso é o que realmente somos.” (Sirius Black - Livro Harry Potter e a Ordem da Fênix)

Sumário

Sumário	7
Lista de ilustrações	10
Lista de tabelas	15
Nomenclatura	17
1– INTRODUÇÃO	21
1.1 Escopo do problema	21
1.2 Objetivos	22
1.3 Organização do Documento	22
2– REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1 Revisão Conceitual	25
2.1.1 Rochas Carbonáticas	25
2.1.2 Propriedades físicas das rochas e fluidos	27
2.1.2.1 Propagação de ondas em meios elásticos	27
2.1.2.2 Propriedades elásticas	28
2.1.2.3 Propriedades do espaço poroso	31
2.1.2.3.1 Porosidade (ϕ)	31
2.1.2.3.2 Saturação de fluido (S_f)	31
2.1.2.3.3 Permeabilidade (κ)	31
2.1.3 Propriedades elétricas	32
2.1.4 Propriedades elásticas estáticas e dinâmicas	34
2.1.5 Análise de Erro e Correlação	35
2.1.5.1 Erro absoluto médio	35
2.1.5.2 Erro quadrático médio	36
2.1.5.3 Erro médio relativo	37
2.1.5.4 Análise de correlação	37
2.1.5.4.1 Matriz de correlação	38
2.1.5.4.2 Testes hipóteses e significância para avaliar a correlação	39
2.1.6 Modelo Regressão Linear Múltipla (RLM)	40
2.2 Estado da Arte	41
2.2.1 Correlações entre propriedades elásticas estáticas e dinâmicas	41
2.2.2 Aplicação das propriedades geomecânicas na indústria do petróleo	42
2.2.3 Análise Digital de Imagem (ADI)	43
2.2.3.1 Microscopia óptica de lâminas delgadas	44
2.2.3.2 Parâmetros determinados pela ADI	44
2.2.3.2.1 Microporosidade (ϕ_{micro})	45
2.2.3.2.2 Tamanho dominante do poro (TDP)	45
2.2.3.2.3 Perímetro sobre área (PoA)	46

2.2.3.2.4	Esfericidade ou gamma (γ)	46
2.2.3.2.5	Área de superfície específica (ASE)	46
3–	CONJUNTO DE DADOS	47
3.1	Área de Estudo	47
3.1.1	Contexto geológico	47
3.1.2	Formação Morro do Chaves	49
3.2	Processos diagenéticos	50
3.2.1	Diagênese das Coquinas da Formação Morro do Chaves	50
3.2.1.1	Cimentação	50
3.2.1.2	Cimento isópaco	51
3.2.1.3	Cimento prismático	51
3.2.1.4	Cimento poiquilotópico	52
3.2.1.5	Cimento blocoso de calcita espática	53
4–	METODOLOGIA	55
4.1	Composição Mineralógica e Petrofísica Básica	55
4.1.1	Mineralogia	55
4.1.2	Porosidade e densidade	55
4.1.3	Permeabilidade	56
4.1.4	Propriedades elétricas	57
4.2	Propriedades Geomecânicas	58
4.3	Medidas Acústicas e Dinâmicas	58
4.4	Propriedades do Espaço Poroso e ADI	59
4.4.1	Aquisição e descrição geológica de imagens petrográficas	59
4.4.2	Obtenção das propriedades do espaço poroso através da ADI	59
4.5	Análise Estatística e Regressão Múltipla	61
4.6	Suposições, limitação e considerações	61
5–	RESULTADOS E DISCUSSÕES	63
5.1	Resultados Experimentais	63
5.2	Correlação Entre Módulos Estáticos e Dinâmicos	66
5.3	Influência das Propriedades Geológicas nas Propriedades Estáticas	67
5.4	Correlações Empíricas e RLM	79
6–	CONCLUSÕES	84
6.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	85
	REFERÊNCIAS	86
	Apêndices	91
	Apêndice A– RESULTADOS DAS MEDIDAS DO TESTE DE RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO	91
	Apêndice B– DESCRIÇÃO DA TEXTURA DEPOSICIONAL, POROSIDADE DOMINANTE E CIMENTO	95
	Apêndice C– PARÂMETROS ESTATÍSTICOS E COEFICIENTES DOS MODELOS DE RLM	103

	Apêndice D– MEDIDAS DE VELOCIDADES ULTRASSÔNICAS	116
D.1	Sistema de Física de Rochas	116
D.2	Determinação do tempo de trânsito das ondas	116
	Apêndice E– MÉDIA DE VOIGT-REUSS-HILL	119
	Apêndice F– TABELAS DE TESTES DE HIPÓTESES	120
	Apêndice G– CAN A NEW CLASSIFICATION OF COQUINAS SHOW BETTER RELATIONSHIPS WITH ACOUSTIC VELOCITIES?	123
	Apêndice H– INTEGRATE ANALYSIS OF PETROELASTIC, TEXTURE, AND PORE SYSTEM CONTROLLING COQUINAS ROCK STRENGTH: A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG	130
	Apêndice I– ELASTIC PROPERTIES OF COQUINAS FROM MORRO DO CHAVES FM. – A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG.	136
	Apêndice J– COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN LABORATORY MEASUREMENT AND NUMERICAL SIMULATION TO EVALUATE ANISOTROPY IN COQUINAS FROM MORRO DO CHAVES FM. – A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG	142
	Apêndice K– INFLUENCE OF PETROPHYSICAL, ELASTIC PROPERTIES, TEXTURE, PORE SYSTEM AND CEMENT TYPES IN ROCK STRENGTH OF COQUINAS FROM MORRO DO CHAVES FM. – A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOGUE	147
	Apêndice L– PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF LAGOA SALGADA’ STROMATOLITES – A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG	154
	Índice	166

Lista de ilustrações

Figura 1 – Classificação de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962) e Embry & Klovan (1971). Modificado de Terra <i>et al.</i> (2010).	26
Figura 2 – lâminas petrográficas e suas classificações quanto a textura segundo a classificação de Dunham (1962). Modificado de Terra <i>et al.</i> (2010).	26
Figura 3 – Tipos básicos da classificação de porosidade segundo Choquette & Pray (1970) para carbonatos. Essa classificação se baseia no tipo de poro da rocha com o tipo de fábrica. Observe que a fábrica da rocha inclui fábricas tanto deposicionais quanto diagenéticas. Adaptado de Choquette & Pray (1970).	27
Figura 4 – Propagação de Ondas Primárias e Secundárias. Adaptado de Roque & Missagia (2012).	27
Figura 5 – Curva tensão-deformação típica para corpos sólidos. As linhas pontilhadas representam os limites de cada regime e as setas verdes representam a capacidade do material retornar a sua condição inicial no regime elástico. M e σ_{max} são a tensão máxima que o material pode suportar e F é o ponto em que o material irá fraturar. Adaptado de Callister & Rethwisch (2002).	28
Figura 6 – Componentes de tensão em um pequeno volume de controle. As tensões em cada uma das faces podem ser representadas por seus componentes nas direções x, y e z (ABREU, 2010).	29
Figura 7 – Relação entre os Módulos Elásticos: M = módulo da onda P; E = módulo de Young; μ = módulo de cisalhamento; λ = constante de Lamé; K = módulo de incompressibilidade; ν = razão de Poisson. (MAVKO <i>et al.</i> , 2009)	30
Figura 8 – Intervalo de valores médios para resistividade elétrica específica (ou somente resistividade elétrica), a seta indica o efeito de poros e fraturas preenchidos por água/salmoura. Retirado de Schön (2011).	32
Figura 9 – Expoente de cimentação (m) a partir de um gráfico entre F e ϕ (GLOVER, 2000). . .	33
Figura 10 – Gráfico tensão (σ) <i>versus</i> deformação (ε) exemplificando a determinação do módulo de Young estático a partir da inclinação da parte mais linear da curva tensão-deformação. σ_u = máximo esforço compressivo suportado pelo material; $\Delta\sigma$ = variação da tensão aplicada; $\Delta\varepsilon$ = variação da deformação sofrida; E_t = inclinação ou tangente da curva tensão-deformação. Modificado de ASTM D7012-14 (2014). . . .	34
Figura 11 – Figura esquemática mostrando a distância (barras pretas) entre os valores medidos (cor azul) e a curva do modelo de regressão (linha vermelha). Retirado de Frost (2019).	36
Figura 12 – Diagramas de dispersão para diferentes casos de correlação. Retirado de Battisti & Smolski (2019)	37
Figura 13 – Representação da matriz de correlação de <i>Pearson</i> em escala de cores e valores de R referenciado na barra inferior. Adaptado de NCSS Statistical (2022).	39
Figura 14 – Ilustração de um teste de hipótese do tipo estatística t, com distribuição bicaudal, para estimar o <i>P-valor</i> . Modificado de Larson & Farber (2015).	40
Figura 15 – Resultado de um teste de correlação de <i>Pearson</i> no Software Rstudio. Retirado de Battisti & Smolski (2019)	40

Figura 16 – Exemplos de casos sofreram dano mecânico em decorrência da compactação e subsidência de reservatórios. a) Registro de deformação de revestimento observado através do perfil geofísico Caliper. b) Diagrama esquemático ilustrando os efeitos da depleção do reservatório na deformação das camadas ao redor do reservatório. Adaptado de Bruno (2001) e Zoback (2007)	43
Figura 17 – Seção sísmica transversal com identificação dos níveis de tensão nas formações do pós-sal, referenciado na barra de cores. As cores vermelha e azul reapresentam, respectivamente, as regiões de menor e maior nível de tensão. Adaptado de Sousa Junior (2021).	43
Figura 18 – lâminas petrográficas de carbonatos da Lagoa Salgada, em Campos dos Goytacazes, RJ. As barras vermelhas das imagens a, b, c representam 20 μ m, e a d, 100 μ m. Retirado de Archilha <i>et al.</i> (2013).	44
Figura 19 – <i>Crossplot</i> velocidade-porosidade com sobreposição em cores de parâmetros geométricos: (a) <i>DomSize</i> ; (b) γ , (c) <i>PoA</i> e (d) α . Todos os quatro parâmetros mostram um gradiente que diferencia amostras com alta e baixa velocidade para uma dada porosidade. Adaptado de Weger (2006).	45
Figura 20 – Histograma normalizado de tamanho individual dos poros em uma lâmina de delgada, mostrando o diâmetro equivalente dos poros <i>versus</i> o volume (%) ocupado pelos poros de mesmo diâmetro. A curva superior representa a área acumulada do espaço dos poros e pode ser usada para determinar qual tamanho dos poros ocupa mais de 50% do espaço total dos poros da lâmina. Modificado de Weger (2006).	46
Figura 21 – Carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. Retirado de Campos Neto <i>et al.</i> (2007).	48
Figura 22 – Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas e afloramento da Fm. Morro do Chaves (área de estudo) localizado na pedreira InterCement.	49
Figura 23 – Tipos de cimento descritos nas coquinas da Fm. Morro do Chaves: (A) Franja isópaca; (B) Franja prismática; (C) Cimento poi quilotópico; (D) Cimento blocoso. Retirado de Dal'Bó <i>et al.</i> (2020).	50
Figura 24 – Exemplos de cimento isópaco: (a) Ilustração do cimento do tipo isópaco e (b) uma imagem de lâmina da literatura da Fm. Morro do Chaves mostrando um exemplo de cimentação de calcita em franja isópaca (indicada pela seta preta) em torno da superfície de bioclasto indicado pela letra B (DAL'BÓ <i>et al.</i> , 2020); (c), (d), (e) e (F) imagens de lâminas de amostras de rochas coletadas na Fm. Morro Chaves, as setas pretas indicam cimentação de calcita em franja isópaca ao redor da superfície de bioclastos (letra B). Devido a influencia de material terrígeno pode-se observar a presença de grão de quartzo no arcabouço das rocha indicado pela letra Q nas micrografias.	51
Figura 25 – Exemplos de cimentos prismáticos: (a) Ilustração do cimento do tipo cimentação em franja prismática; (b) exibe um exemplo da literatura de cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta), note que os bioclastos exibem micritização (letra M) e fragmentação (letra F) (DAL'BÓ <i>et al.</i> , 2020); (c) e (d) cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta) ao redor dos bioclastos e presença de grão de quartzo (letra Q); (e) e (F) Cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta), apresenta bioclasto dissolvido com formação de franja prismática e presença de grão de quartzo (letra Q).	52

Figura 26 – Exemplo de cimento poiquilotópico: (a) Cimentação de calcita poiquilotópica (indicada pela seta preta). O cimento poiquilotópico (P) ao centro da imagem possui 4 mm de diâmetro e incorpora fragmentos de valvas; (b) Cimento de calcita poiquilotópica (letra P) engolfando envelopes micríticos (M) e cimento eugenético de calcita em franja isópaca (seta preta); (c) Cimento nítido de calcita poiquilotópica (indicado pela letra P) contendo fragmentos de bivalvío neomorfizado; (d) Ilustração mostrando a formação de cimento poiquilotópico durante a mesogênese. O cimento preenche a porosidade vugular gerada por dissolução e engolfa os bioclastos e grãos siliciclásticos durante sua cristalização. Todos os exemplos de micrografias apresentam nicóis paralelos. Adaptado de Dal'Bó <i>et al.</i> (2020).	53
Figura 27 – Exemplo de cimento blocoso de calcita espática: (a) Ilustração de cimentação de calcita blocosa; (b) Cimentação de calcita blocosa (letra B) entre dois bivalvíos (Bv) micritizados (setas pretas); (c), (d) e (e) Cimentação de calcita blocosa (letra B) preenchendo os espaços ao redor dos bioclastos (Bcl); (F) Cimentação de calcita blocosa (letra B) e presença de grãos de quartzo no interior do bioclasto (Bcl).	54
Figura 28 – Resumo da composição mineral, indicando (à esquerda) as principais frações, e (à direita) distribuição de frequência do volume do mineral majoritário nas amostras (a calcita).	55
Figura 29 – a) Equipamento UltraPore 300; b) Esquema do porosímetro baseado na lei de Boyle.	56
Figura 30 – Imagem do permeâmetro a gás PERG-200 (Core Lab, 2003), acoplado à um <i>coreholder</i> para aplicar a pressão de confinamento radial na amostra. No PERG-200 é possível visualizar 2 <i>displays</i> digitais onde são exibidos os valores de pressão e vazão do gás.	56
Figura 31 – Exemplo do gráfico usado para calcular a permeabilidade absoluta através do fluxo axial do gás e a permeabilidade é dada pelo coeficiente angular do ajuste. Modificado de Tiab & Donaldson (2011).	57
Figura 32 – Arranjo experimental do teste de resistividade elétrica, composto pelo conjunto bomba hidráulica, <i>coreholder</i> e Medidor LCR Meter.	57
Figura 33 – Fluxo de trabalho esquemático do teste de compressão axial. A imagem superior mostra a máquina de teste e a amostra entre dois <i>platens</i> metálicos. A caixa de texto no meio indica as variáveis obtidas no teste e utilizadas para obter os parâmetros geomecânicos (Tensão, Deformação e UCS). A imagem da direita apresenta um gráfico tensão-deformação indicando a inclinação da parte mais linear da curva e a máxima tensão suportada pela amostra antes de falhar (UCS).	58
Figura 34 – Imagens petrográficas representativas das principais texturas (DUNHAM, 1962) e tipos de poros/porosidade (CHOQUETTE; PRAY, 1970) encontrados nas amostras de Coquinas da FMC deste trabalho. (a) 2BE-AL - textura: Cristalina, tipo de porosidade: Inter cristalina; (b) 4.1A-AL - textura: Cristalina, tipo de porosidade: Inter cristalina; (c) 1A-AL - textura: <i>Packstone</i> , tipo de porosidade: Mórdica; (d) 2BA-AL - textura: <i>Rudstone</i> , tipo de porosidade: Vugular; (e) 7D-AL - textura: <i>Rudstone</i> , tipo de porosidade: Interpartícula; (f) 10E-AL - textura: <i>Grainstone</i> , tipo de porosidade: Interpartícula.	59
Figura 35 – Fluxograma da análise petrográfica das imagens com foco nas propriedades geométricas do espaço poroso.	60
Figura 36 – Histograma da distribuição do tamanho de poros de acordo com Anselmetti <i>et al.</i> (1998) para a amostra de coquina 2BA-AL.	61

Figura 37 – Correlação entre os módulos de Young estático (E_{est}) e dinâmico (E_d) e UCS referenciado na barra de cores e com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970).	66
Figura 38 – Correlação entre UCS e os módulos de Young estático (E_{est}) e dinâmico (E_d) referenciado na barra de cores e identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970).	67
Figura 39 – <i>Crossplot</i> (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) <i>versus</i> porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o percentual do volume de calcita.	68
Figura 40 – <i>Crossplot</i> Vp <i>versus</i> porosidade- ϕ com identificação do tipo de textura (DUNHAM, 1962) e tipo de poro (CHOQUETTE; PRAY, 1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}). A linha azul representa a linha de referência para velocidade da onda P do mineral calcita, constituinte majoritário das amostras analisadas, calculada pela média de Voigt-Reuss-Hill (MAVKO <i>et al.</i> , 2009).	69
Figura 41 – <i>Crossplot</i> (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) <i>versus</i> porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação da densidade total (ρ_{total}).	71
Figura 42 – <i>Crossplot</i> (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) <i>versus</i> porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação da permeabilidade (κ) em escala logarítmica.	72
Figura 43 – <i>Crossplot</i> PoA (perímetro sobre área) <i>versus</i> DomSize (tamanho dominante do poro) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação do (A) UCS e do (B) E_{est} .	73
Figura 44 – <i>Crossplot</i> permeabilidade <i>versus</i> porosidade com identificação do (A) tipo de textura proposta por Dunham (1962), tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970) e (B) tipo de cimento predominante nas coquinas, como sugerido por Dal'Bó <i>et al.</i> (2020), coloridos por um gradiente de cores que expressa o volume da fração de microporos (ϕ_{micro}) determinado por ADI.	74
Figura 45 – <i>Crossplot</i> (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) <i>versus</i> porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o parâmetro de esfericidade do poro (γ).	75
Figura 46 – <i>Crossplot</i> (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) <i>versus</i> porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a área da superfície específica do poro (SSA).	76
Figura 47 – Variação da razão de aspecto média (α_{medio}), destacando a porcentagem e número de amostra em cada intervalo, bem como a faixa de (A) UCS e (B) E_{est} de cada intervalo.	77
Figura 48 – Variação da (A) resistividade da rocha (R_o), (B) fator de formação (F) e (C) expoente de cimentação (m), destacando a porcentagem e número de amostra em cada intervalo, bem como a faixa de UCS de cada intervalo.	78
Figura 49 – Matriz de Correlação de Pearson entre diferentes propriedades medidas.	79

Figura 50 – <i>Crossplots</i> comparando o UCS medido e predito, apresentando os modelos de RLM de maior (A, C, B) e menor (D, E e F) eficiência para a predição de UCS	82
Figura 51 – <i>Crossplots</i> comparando o E_{est} medido e predito, apresentando os modelos de RLM de maior (A, C, B) e menor (D, E e F) eficiência para a predição de E_{est}	83
Figura 52 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 1A3-AL (E_{est} =5121,36 MPa; UCS =41,24 MPa) e 1B2-AL (E_{est} =5270,05 MPa; UCS =39,21 MPa).	91
Figura 53 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 1F-AL (E_{est} =4538,92 MPa; UCS =24,64 MPa) e 2BA-AL (E_{est} =5056,89 MPa; UCS =23,91 MPa).	91
Figura 54 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 2BE-AL (E_{est} =7047,21 MPa; UCS =49,14 MPa) e 6B-AL (E_{est} =4187,65 MPa; UCS =18,15 MPa).	92
Figura 55 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 6E-AL (E_{est} =2578,67 MPa; UCS =12,95 MPa) e 6F-AL (E_{est} =3511,01 MPa; UCS =15,19 MPa).	92
Figura 56 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 7A-AL (E_{est} =2992,12 MPa; UCS =10,21 MPa) e 7D-AL (E_{est} =2384,85 MPa; UCS =10,52 MPa).	93
Figura 57 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 7E-AL (E_{est} =1861,88 MPa; UCS =9,50 MPa) e 9B1-AL (E_{est} =1458,48 MPa; UCS =8,44 MPa).	93
Figura 58 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 9C1-AL (E_{est} =1881,79 MPa; UCS =9,04 MPa) e 10A-AL (E_{est} =2020,86 MPa; UCS =9,65 MPa).	94
Figura 59 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 10B-AL (E_{est} =1846,42 MPa; UCS =9,34 MPa) e 10E-AL (E_{est} =1056,22 MPa; UCS =6,06 MPa).	94
Figura 60 – Sistema de Física de Rochas do LENEP/UENF. (a) Computador como principal unidade de controle. (b) Vista frontal do sistema de células triaxiais. (c) Ilustração da propagação das ondas elásticas utilizadas no experimento. As ondas P acarretam perturbações na mesma direção de propagação da onda (eixo z). As ondas S provocam perturbações perpendiculares (eixos x e y) à direção de propagação. (d) Vista dos transdutores acústicos em contato com a amostra dentro da jaqueta de borracha.	117
Figura 61 – Determinação do tempo zero do SFR, com os transdutores no modo face-a-face, para as ondas (a) P , (b) S_1 e (c) S_2	118

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores médios para o expoente de cimentação m (SCHÖN, 2011).	33
Tabela 2 – Tabela mostrando uma matriz de correlação de <i>Pearson</i> como resultado entre diferentes testes de um mesmo conjunto de dados. Adaptado de NCSS Statistical (2022)	38
Tabela 3 – Algumas relações empíricas da literatura entre UCS , V_p , e E estático e dinâmico para rochas carbonáticas em escala ultrassônica. 1- Ameen <i>et al.</i> (2009); 2- Missagia <i>et al.</i> (2019), Moradian & Behnia (2009); 3- Najibi <i>et al.</i> (2015); 4- Ghafoori <i>et al.</i> (2018); 5- Lacy (1997); 6- Chang (2004), Stan-Kłeczek (2016); 7-Lacy (1997), Yasar & Erdogan (2004); 8- Chang (2004)	42
Tabela 4 – Resumo das propriedades mineralógicas e petrofísicas das amostras de Coquinas Fm. Morro do Chaves.	63
Tabela 5 – Resumo das propriedades acústicas e geomecânicas estáticas e dinâmicas.	64
Tabela 6 – Interpretação da textura deposicional, tipos de poro e cimento predominante, e resumo das propriedades do espaço poroso obtidas através da análise digital de imagens.	65
Tabela 7 – Variáveis utilizadas na determinação das propriedades geomecânicas estáticas e parâmetros estatísticos para avaliar a eficiência de cada modelo de RLM. Os coeficientes de cada modelo de RLM são apresentados no Apêndice C.	80
Tabela 8 – Valores críticos para o coeficiente de correlação de Pearson ($R_{crítico}$). Valores calculados em Excel.	121
Tabela 9 – Valores críticos para distribuição de Probabilidade do tipo t-Student, para $gl = n - 2$, calculados em Excel. Valores calculados em Excel.	122

Nomenclatura

α	Razão de aspecto do poro
β	Coeficiente de correlação populacional
$\Delta\sigma$	Variação da tensão aplicada
$\Delta\varepsilon$	Variação da deformação sofrida
Δ_p	Diferencial de pressão [Pa]
Δ_{vol}	Variação volumétrica
η	Viscosidade do fluido
γ	Esféricidade do poro
κ	Permeabilidade [mD]
λ	Constante de Lamé [GPa]
μ	Constante de cisalhamento [GPa]
ν	Razão de Poisson
ϕ	Porosidade
ϕ_{micro}	Porosidade micro ou microporosidade
ρ_{min}	Densidade mineral da rocha [g/cm^3]
ρ_{total}	Densidade total da rocha [g/cm^3]
σ_{ii}	Esforço normal, tensão normal ou principal
σ_{ij}	Tensão de cisalhamento
σ_u	Máximo esforço compressivo, equivalente ao UCS
τ	Tortuosidade
ε_{ii}	Deformação normal
ε_{ij}	Deformação cisalhante
ε_{vol}	Deformação volumétrica
d	Subíndice dinâmico
est	Subíndice estático
A	Área [mm^2 ou cm^2]
a	Parâmetro empírico da Lei de Archie
D	Diâmetro [mm ou cm]
$DomSize$	Tamanho dominante do poro (Dominant pore size) [μm ou mm]

E	Módulo de Young [GPa]
F	Fator de resistividade
I_r	Índice de resistividade
K	Módulo da incompressibilidade ou de compressão [GPa]
L	Comprimento [mm ou cm]
M	Módulo da onda-P [GPa]
m	Fator/coeficiente de cimentação
n_s	Nível de significância
PoA	Perímetro sobre área (Perimeter over area) [μm^{-1} ou mm^{-1}]
q	Vazão
r	Resistência elétrica [Ω]
R_o	Resistividade da rocha [$\Omega.m$]
R_w	Resistividade da salmoura/água [$\Omega.m$]
S_f	Saturação de fluido
S_g	Saturação de gás
S_o	Saturação de óleo
S_w	Saturação de água
V_p	Velocidade onda-P [km/s]
V_s	Velocidade onda-S [km/s]
ADI	Análise Digital de Imagem
ASTM	American Society for Testing and Materials
DRX	Difração de raios-X
ISRM	International Society for Rock Mechanics
LVDT's	Linear Variable Differential Transformer
MAE	Erro Absoluto Médio - Mean Absolute Error
MRE	Erro Relativo Médio - Mean Relative Error
MSE	Erro Quadrático Médio - Mean Squared Error
R	Coefficiente de correlação de Pearson.
RLM	Regressão Linear Múltipla
RMSE	Raiz do Erro Quadrático Médio - Root Mean Square Error
SFR	Sistema de Física de Rochas
SSA	Área da superfície específica
UCS	Uniaxial Compressive Strength

CARACTERIZAÇÃO INTEGRADA DE PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E PETROFÍSICAS DE CARBONATOS

Resumo

Os reservatórios de rochas carbonáticas são as principais reservas de petróleo do mundo, o que justifica os estudos deste tipo de rocha. No entanto, os carbonatos apresentam textura e estrutura de poros complexa que dificultam o entendimento de propriedades físicas, em destaque as propriedades petrofísicas e mecânicas. Tais propriedades são essenciais para elaboração de projetos de perfuração de poços, desenvolvimento de um campo de petróleo, e análise dos efeitos da depleção do reservatório na integridade das formações adjacentes. Durante a vida produtiva de um reservatório ocorre decréscimo na pressão poros, causando uma perturbação no campo de tensões atuantes nas formações devido ao aumento da pressão de sobrecarga. Todavia, esse aumento da pressão de sobrecarga pode ocasionar alguns problemas como colapso do revestimento do poço, fraturas e subsidência das formações superiores, levando a migração dos fluidos do reservatório à superfície e acidentes ambientais. Para avaliação geomecânica de uma formação é comum utilizar métodos que estimam as propriedades elásticas relacionadas à resistência da rocha, como os módulos elásticos de *Young* e o máximo esforço compressivo (*uniaxial compressive strength* – *UCS*). Estes podem ser determinados a partir de métodos estáticos (testes de resistência *in situ*) e dinâmicos (relações entre V_p , V_s - em escala sônica e ultrassônica - e densidade). Entretanto, obter essas propriedades em campo nem sempre é acessível, necessitando de correlações entre propriedades estáticas e dinâmicas, determinadas em laboratório e posteriormente aplicadas em campo. As correlações entre propriedades estáticas e dinâmicas não são diretas e necessitam de calibração como tipo de rocha, textura e propriedades do espaço poroso. Este trabalho apresenta uma metodologia experimental para avaliar o impacto das propriedades petrofísicas, textura deposicional, tipo de poro dominante, cimentação e propriedades geométricas do espaço poroso no comportamento geomecânico de rochas carbonáticas do tipo coquinas da Fm. Morro do Chaves. Os resultados mostram que as relações entre as propriedades petrofísicas $\rho_{grãos}$ e κ apresentam bons indicadores estatísticos (R^2 ajustado, p-valor, $F_{estatístico}$, Erro Relativo Médio) para predição do *UCS* e o módulo de *Young* estático (E_{est}), demonstrando serem os principais fatores controladores. Outros parâmetros como textura deposicional e tipo de poros impactam diretamente a resistência mecânica. Algumas texturas, por exemplo do tipo cristalina e os packstones, possuem maior quantidade de matriz, dando suporte aos grãos, preenchem os poros, resultando em um sistema poroso mais complexo. As propriedades geométricas do espaço poroso, obtidas por análise digital de imagens (ADI) de lâminas, corroboraram qualitativamente para a compreensão do impacto do sistema poroso nas propriedades mecânicas, pois algumas propriedades, como a razão de aspecto do poro (α), apresentam pequena variabilidade ($\sim 79\%$ dos resultados entre 0,51-0,56) e grande dispersão do *UCS* e módulo de *Young* estático (E_{est}). O tipo de cimento entre os grãos também eleva a resistência, dado que coquinas com poros cimentados por calcita blocosa possuem elevado *UCS* e módulo de *Young* estático (E_{est}).

Palavras-chave: Geomecânica, propriedades estáticas e dinâmicas, Resistência a compressão uniaxial (*UCS*), Análise digital de imagens (ADI), Carbonatos, Coquinas

INTEGRATED CHARACTERIZATION OF GEOMECHANICAL AND PETROPHYSICAL CARBONATES PROPERTIES

Abstract

Carbonate reservoir rocks are the primary petroleum reserves worldwide, emphasizing the magnitude of those rocks' study. However, carbonate presents a complex depositional texture and pore structure, hindering understanding of physical properties and highlighting the petrophysical and mechanical properties. These properties are essential to well drilling projects, oilfield development, and depletion effects evaluation to ensure the integrity of the reservoir and adjacent structure. During petroleum reservoir production, the pore pressure decreases, affecting the stress fields of geological formations due to the increase in overburden pressure. Then, it causes the well casing failure, subsidence, and fracture of adjacent formations, which may cause migration of hydrocarbons to the surface causing immense environmental damage. For geomechanical evaluation of a geological formation, it is common the use methods to estimate elastic properties related to rock strength, such as Young modulus (E) and uniaxial compressive strength (UCS), determined by static (strength test in situ) and dynamic (through the relation between P- and S-waves, and bulk density). However, getting these properties can be challenging, requiring correlations between static and dynamic properties, obtained and calibrated in the laboratory and subsequently applied. Moreover, the relationships between static and dynamic properties are non-linear and require calibration concerning rock type, texture, and pore space properties. This work presents an experimental methodology to evaluate the impact of depositional texture, dominant pore type, cementation, and geometric properties of pore space on the mechanical behavior of coquinas carbonate rocks. The results show that the relationship between grain bulk density and permeability presents a good statistical index (R^2 adjusted, $F_{statistic}$, and mean error relative) for UCS and static Young modulus. Furthermore, these parameters proved to be the primary controlling factors of rock strength. Other properties directly impact rock strength, such as depositional texture and dominant pore type. Conversely, some textures, such as the crystalline and packstone, exhibit great matrix content that supports the grains and fills pore space, resulting in a complex pore system. The geometric properties of pore space, obtained by digital image analysis (DIA) applied in a thin section, corroborate the understanding of the pore system's influence on mechanical properties. However, the geometric properties following an approach are more qualitative. For instance, the pore aspect ratio presents a low variation ($\approx 79\%$ of results are between 0,51-0,56) and a scatter of UCS and static Young modulus. Furthermore, the cement type around the grains increases the rock's strength. For example, Coquinas with more cemented pores and blocky calcite cement hold a higher UCS and static Young modulus.

Keywords: Geomechanics, Static and dynamic properties, Uniaxial Compressive Strength (UCS), Digital Image Analysis (DIA), Carbonates, Coquinas

1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados o escopo do problema e os objetivos propostos para o desenvolvimento deste trabalho.

1.1 Escopo do problema

Reservatórios de petróleo são formações rochosas permo-porosas acumuladoras de hidrocarbonetos que, a depender do volume de óleo *in place* serão exploradas em escala comercial. Os reservatórios mais comuns são de origem sedimentar - arenitos e carbonatos. No entanto, rochas ígneas e metamórficas altamente fraturadas também podem acumular petróleo sendo passíveis de exploração (BECCARI; ROMANO, 2005)

As rochas carbonáticas são consideradas uma das melhores rochas reservatórios de petróleo convencionais do mundo, correspondendo a aproximadamente 24% dos reservatórios, e representam cerca de 50-60% do volume de reservas provadas de petróleo, justificando os estudos sobre esse tipo de rocha (EHRENBERG *et al.*, 2009; BURCHETTE, 2012; MADHUBABU *et al.*, 2016). Além de exibirem uma complexa textura e estrutura dos poros que dificultam o entendimento de suas propriedades mecânicas, físicas e petrofísicas (KAMANI; AJALLOEIAN, 2018; MISSAGIA *et al.*, 2019).

Na engenharia de reservatório, as propriedades físicas da rocha reservatório são de extrema importância para o desenvolvimento de um campo ao longo de toda a sua vida produtiva. A porosidade e a permeabilidade são as propriedades mais importantes, pois determinam a qualidade de um reservatório, o volume de óleo *in place*, a conectividade da rede de poros e permitem o escoamento dos hidrocarbonetos (ROSA *et al.*, 2006). Outro fator importante que precisa ser analisado é o efeito da pressão de sobrecarga, também conhecida com *overburden*, e sua relação com as propriedades geomecânicas das formações. A pressão de sobrecarga causa alterações na estrutura interna do reservatório conforme esse vai sendo produzido (AADNØY, 2011). Contudo, as atividades envolvidas nas perfurações e início da produção causam um desequilíbrio nas forças e tensões internas, ou seja, alteram a geomecânica da formação, dando início a um gradiente de pressão em direção ao poço, permitindo a produção dos fluidos do reservatório (HANTSCHER; KAUERAUF, 2009). Métodos de recuperação secundários como a injeção de água ou gás também podem alterar as tensões internas das rochas (AL-HARTHY *et al.*, 1998).

Muitos projetos e campanhas de perfuração de poços de petróleo contam com estudos geomecânicos básicos e suas propriedades, os resultados desses estudos irão determinar as técnicas empregadas e a viabilidade da execução do mesmo (GHAFOORI *et al.*, 2018; JESUS *et al.*, 2019). Esses parâmetros podem ser determinados a partir de testes uniaxiais de resistência à compressão em laboratório, simulando as condições de subsuperfície, chamado de medida estática, ou por transmissão acústica, direta ou indiretamente, chamado de medida dinâmica, e são regidos pela *International Society for Rock Mechanics* (ISRM) e pela *American Society for Testing and Materials* (ASTM) (HEIDARI *et al.*, 2011; MADHUBABU *et al.*, 2016).

Entre as propriedades determinadas nos ensaios geomecânicos estão o módulo de Young (E), razão de Poisson (ν) e o máximo esforço compressivo suportado pela rocha antes de fraturar chamado de UCS – *Uniaxial Compressive Strength*. O conhecimento dessas propriedades é de extrema importância, pois possuem relação com os problemas de instabilidade de poços, com inter-relação entre o estado de tensões na parede do poço e a resistência da rocha (ROCHA; AZEVEDO, 2009). Assim, é essencial o estudo da relação entre as propriedades físicas, geomecânicas e elásticas para um melhor entendimento de modelos de física de rocha que auxiliem na resolução de problemas reais

de engenharia (LIMA NETO *et al.*, 2014). Estudos, como os apresentados por Ajalloeian *et al.* (2016), Ameen *et al.* (2009), Missagia *et al.* (2019), mostram que os parâmetros mecânicos das rochas possuem fortes correlação com a porosidade (tipo e escala), mineralogia e textura.

Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo analisar de forma experimental o comportamento das rochas carbonáticas de afloramento, simulando as condições de tensão semelhantes à de reservatório, para verificar o impacto das propriedades geomecânicas nas características petroelásticas de rochas.

1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Objetivo geral:

A importância das reservas carbonáticas mundiais, em especial o interesse nos carbonatos do pré-sal no Brasil, justificam os estudos sobre o assunto, pelo potencial econômico que representam. A Caracterização, Estudo Geomecânicos, Modelagem, Monitoramento e Gerenciamento de Reservatórios carbonáticos são considerados críticos e necessitam de estudos. Dentro deste contexto, o objetivo dessa dissertação é realizar uma caracterização integrada de propriedades geomecânicas (estáticas e dinâmicas) e petrofísicas de rochas carbonáticas medidos através do sistema de deformação triaxial e física de rocha, instalado no LENEP, em Macaé-RJ, e outros disponíveis na UENF, em Campos-RJ.

- Objetivos específicos:

- Realizar medidas de tempo de trânsito das ondas P e S e estimar V_p e V_s ;
- Determinar módulos de elasticidade dinâmicos;
- Realizar experimentos de resistência a compressão uniaxial, para estimar os módulos de elasticidade estáticos e UCS;
- Analisar a relação entre propriedades estáticas e dinâmicas com outros parâmetros, como as propriedades petrofísicas e propriedades do espaço poroso obtidos por análise digital de imagem de lâminas petrográficas.

1.3 Organização do Documento

Os Capítulos que integram essa dissertação estão organizados da seguinte forma:

- Capítulo 2: “Revisão Bibliográfica”, apresenta uma revisão dos conceitos básicos para compreensão deste trabalho bem como estudos da literatura, englobando as propriedades da geomecânicas estáticas e dinâmicas, além dos parâmetros globais e locais da rocha determinados por Análise Digital de Imagem (ADI).
- Capítulo 3: “Conjunto de Dados”, apresenta o conjunto de dados utilizado, descreve a geologia, a localização de onde foram retiradas as amostras e os principais processos diagenéticos sofridos.
- Capítulo 4: “Metodologia”, apresenta todas as técnicas experimentais utilizadas para execução deste trabalho, como determinação da: mineralogia e petrofísica básica; Propriedades Geomecânicas; Medidas Acústicas e Dinâmicas; Propriedades do Espaço Poroso e ADI; e Análise estatística.

- Capítulo 5: “Resultados e Discussões”, apresentado a análise e discussão dos resultados obtidos. Primeiramente são apresentados os resultados experimentais, expondo os resultados numéricos em forma de tabelas. Em seguida foi feito uma análise entre os parâmetros obtidos com a metodologia proposta, enfatizando a influência da textura, tipo de poros, cimentação e parâmetros geométricos nas propriedades geomecânicas.
- Capítulo 6: “Conclusões”, apresenta as conclusões dessa dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

Após os capítulos os Apêndices são organizados como:

- Apêndice A: “Resultados das Medidas do Teste de Resistência à Compressão”, apresenta os resultados gráficos do teste de resistência à compressão uniaxial.
- Apêndice B: “Descrição da Textura Depositional, Porosidade Dominante e Cimento”, apresenta a descrição da textura deposicional, de poro dominante e características da cimentação entre os grãos.
- Apêndice C: “Parâmetros Estatísticos e Coeficientes dos Modelos de RLM”, apresenta os parâmetros estatísticos calculados para os modelos de regressão linear múltipla.
- Apêndice D: “Medidas de Velocidades Ultrassônicas”, detalha o experimento para determinar as velocidades das ondas P e S.
- Apêndice E: “Média de Voigt-Reuss-Hill”, apresenta a média de Voigt-Reuss-Hill (MAVKO *et al.*, 2009), usada para estimar propriedades elásticas a partir de seus constituintes minerais e espaço poroso.
- Apêndice F: “Tabelas de Testes de Hipóteses”, tabelas de teste de hipótese utilizadas no cálculo do p-valor do Teste de Correlação de Pearson.
- Apêndice G: “Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities?”, coautoria em *Abstract* expandido publicado no 17th *International Congress of the Brazilian Geophysical Society* (SANTARÉM *et al.*, 2021) e parte da revisão da literatura de conjunto de dados.
- Apêndice H: “Integrate Analysis of Petroelastic, Texture, and Pore System Controlling Coquinas Rock Strength: A Brazilian Pre-Salt Analog”, *Abstract* expandido publicado no 83rd *EAGE Annual Conference & Exhibition* (OLIVEIRA *et al.*, 2022) e parte da revisão da literatura e descrição do conjunto de dados. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202210524>.
- Apêndice I: “Elastic Properties of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog.”, coautoria em *Abstract* expandido publicado no 83rd *EAGE Annual Conference & Exhibition* (CEIA *et al.*, 2022). DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202210097>
- Apêndice J: “Comparative analysis between laboratory measurement and numerical simulation to evaluate anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog”, *Abstract* expandido publicado no *International Meeting for Applied Geoscience & Energy*, em setembro de 2022. DOI: <https://doi.org/10.1190/image2022-3751590.1>.
- Apêndice K: “Influence of Petrophysical, Elastic Properties, Texture, Pore System and Cement Types in Rock Strength of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – a Brazilian Pre-salt analogue”, *Abstract* expandido publicado no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, e parte da revisão da literatura e descrição do conjunto de dados.

- Apêndice L: “Petrophysical characterization of Lagoa Salgada’ stromatolites – A Brazilian pre-salt analog”, Artigo publicado na Journal of Petroleum Science and Engineering, em novembro de 2022 DOI:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111012>.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo são descritos os conceitos básicos, necessários para a compreensão deste trabalho, bem como uma revisão do Estado da Arte, apresentando resultados de outros estudos, algumas técnicas utilizadas e aplicações das propriedades estáticas e dinâmicas.

2.1 Revisão Conceitual

2.1.1 Rochas Carbonáticas

Carbonatos são complexos aniônicos de CO_3^{-2} e cátions metálicos, sendo os mais comuns cálcio (Ca^{+2}) e magnésio (Mg^{+2}), e são compostos principalmente por 3 minerais: calcita ($CaCO_3$), aragonita ($CaCO_3$) e dolomita ($CaMg(CO_3)_2$). Em geral, ocorrem como sedimentos e corais em oceanos tropicais e temperados (WAYNE, 2008).

Sedimentos carbonáticos são normalmente produzidos em oceanos rasos e quentes tanto por precipitação direta em ambientes marinhos ou por extração biológica do carbonato de cálcio presente nos esqueletos de seres marinhos. O resultado destes processos são sedimentos presentes compostos por partículas com grande variedade de tamanho, forma e mineralogia (LUCIA, 2007). Apesar de sua principal formação ocorrer em oceanos rasos e quentes, reservatórios carbonáticos também podem ser formados em ambientes marinhos de água profunda, bacias evaporíticas, de água doce e eólicos Suguio (2003).

Os carbonatos são biologicamente depositados e contêm fragmentos fósseis e outras partículas com morfologia e forma complexas, resultando em estruturas porosas bastante heterogêneas. Processos de precipitação, dissolução, recristalização e dolomitização, contribuindo para o aumento da complexidade do sistema poroso em carbonatos.

Diferentes tipos de porosidade (ϕ) e variada distribuição do tamanho dos poros também afetam o fluxo de fluidos entre poros interconectados, ou seja, resulta em uma grande variação de permeabilidade (κ) para uma determinada porosidade total, dificultando a previsão de sua produtividade. Portanto a análise da geometria de poros é uma das mais importantes ferramentas para a caracterização das propriedades de reservatório desse grupo de rochas Schön (2011).

Para os carbonatos, foram desenvolvidas algumas teorias de classificação, em que as mais utilizadas são:

1. Textura deposicional proposta por Dunham (1962), baseia-se na presença ou ausência de lama carbonática e grãos (Figuras 1 e 2), que variam entre:
 - a) Wackestones e mudstones, suportados por matriz (lama);
 - b) Grainstones e packstones, suportados por grãos (ausência de lama);
 - c) Cristalino ou boundstones.
2. Textura deposicional proposta por Embry & Klovan (1971), amplamente utilizada para classificar carbonatos bioconstruídos (Figura 1).
3. Pelo tipo de poro, fábrica ou estrutura seletiva e fábrica não seletiva (Figura 3), proposta por Choquette & Pray (1970), incluindo:
 - a) Fábrica seletiva, composta por porosidade do tipo interpartícula, intrapartícula, intercristalina, móldica e fenestral;

b) Porosidade com fábrica não seletiva, como vugs, canais, cavernas e fraturas.

CALCÁRIOS ALÓCTONES							CALCÁRIOS AUTÓCTONES		
Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição (<10% grão >2 mm)				Textura deposicional não-reconhecível	Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição		Componentes originais ligados organicamente durante a deposição		
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)			>10% grãos >2 mm		Organismos que atuam como obstáculos	Organismos que encrustam e ligam	Organismos que constroem um arcabouço rígido		
Suportado por matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz	Sem matriz, grão-suportado					Suportado pela matriz	Suportado por componentes maiores que 2 mm
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos								
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Crystalline	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone

Figura 1 – Classificação de rochas carbonáticas segundo Dunham (1962) e Embry & Klován (1971). Modificado de Terra *et al.* (2010).

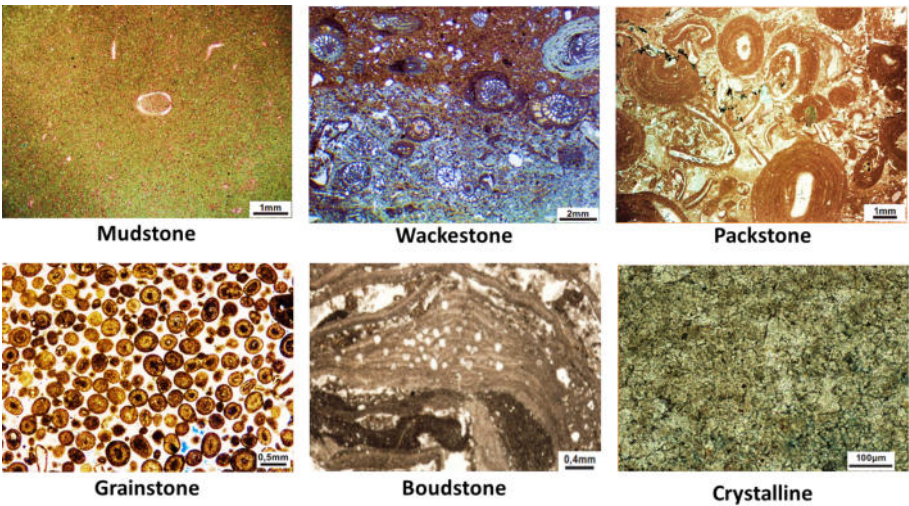


Figura 2 – lâminas petrográficas e suas classificações quanto a textura segundo a classificação de Dunham (1962). Modificado de Terra *et al.* (2010).



Figura 3 – Tipos básicos da classificação de porosidade segundo Choquette & Pray (1970) para carbonatos. Essa classificação se baseia no tipo de poro da rocha com o tipo de fábrica. Observe que a fábrica da rocha inclui fábricas tanto deposicionais quanto diagenéticas. Adaptado de Choquette & Pray (1970).

2.1.2 Propriedades físicas das rochas e fluidos

2.1.2.1 Propagação de ondas em meios elásticos

Ondas sísmicas são pacotes de energia de deformação elástica que se propagam a partir de uma fonte sísmica. A velocidade de propagação dessas ondas é determinada por características do meio material através do qual elas se propagam, como densidade e os módulos elásticos. Existem dois grupos de ondas sísmicas: as ondas de corpo conhecidas como ondas compressoriais (ou onda P) e de cisalhamento (ou onda S), como pode ser visto na Figura 4, e as ondas superficiais conhecidas como ondas *Rayleigh* e *Love* (KEAREY *et al.*, 2009). As ondas compressoriais, também chamadas de ondas primárias (P), são aquelas onde o movimento da partícula ocorre na direção de propagação da onda (Figura 9) e podem se propagar em meio sólido, líquido ou gasoso. No entanto, as ondas cisalhantes, também chamadas de ondas secundárias (S), são aquelas cujo movimento da partícula é perpendicular à direção da propagação da onda e não se propagam em meios líquidos ou gasosos, apenas em sólidos (ROQUE; MISSAGIA, 2012).

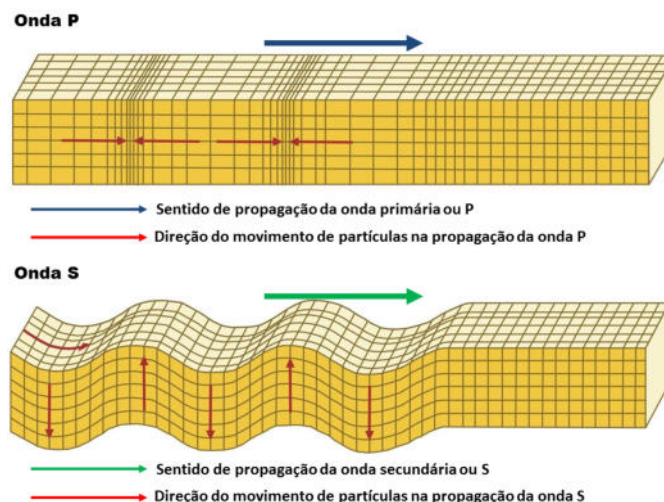


Figura 4 – Propagação de Ondas Primárias e Secundárias. Adaptado de Roque & Missagia (2012).

Na indústria do petróleo as principais aplicações para as ondas P e S são na sísmica de reflexão, geofísica de poço e análise de testemunhos em laboratório. Na reflexão sísmica, controladamente, uma onda sonora é gerada na superfície terrestre ou sob a água, em ambientes marinhos, esta se propaga pelas formações e ao retornar é detectada na superfície por receptores extremamente sensíveis a pequenos deslocamentos de partículas. Os dados registrados nos receptores são processados e dão origem as seções sísmicas que contem registros de tempo propagação das ondas e deslocamento das ondas P e S, possibilitando o imageamento do subsolo e identificação de estruturas rochosas. A geofísica de poço, ou perfilagem geofísica, fornece informações sobre as formações e fluidos nos poros. Entre as ferramentas utilizadas na perfilagem temos o perfil sônico, uma ferramenta responsável por medir a vagarosidade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço. Esta onda é produzida por uma fonte localizada na própria ferramenta, que se encontra imersa no fluido de perfuração, dentro do poço. Também é possível utilizar as ondas P e S em escala laboratório, em geral são utilizadas com frequências ultrassônicas (10^5 – 10^6 Hz), e apresentam diversas aplicações como estimativa dos módulos elásticos, estimativa da porosidade, diferenciação da litologia e tipo de fluido presente no poro, estimativa da geometria de poros, entre outras (DASGUPTA; AMINZADEH, 2015; SILVA; BENEDUZI, 2018).

2.1.2.2 Propriedades elásticas

As propriedades elásticas são definidas por módulos elásticos. A elasticidade está associada à capacidade que um material possui de retornar a sua forma inicial após a aplicação de uma determinada força externa. Para que um material retorne a sua forma inicial, a tensão aplicada deve ocorrer dentro do regime elástico, se este for extrapolado o regime plástico ocorre e o material não retorna a sua condição original resultando em uma deformação permanente. Se após exceder o regime elástico a tensão continuar a ser aplicada, o material irá fraturar (FJAER *et al.*, 2008), como ilustrado na Figura 5. Assim, as propriedades elásticas estão associadas aos módulos elásticos e dependem da relação entre a tensão aplicada e a deformação causada no material.

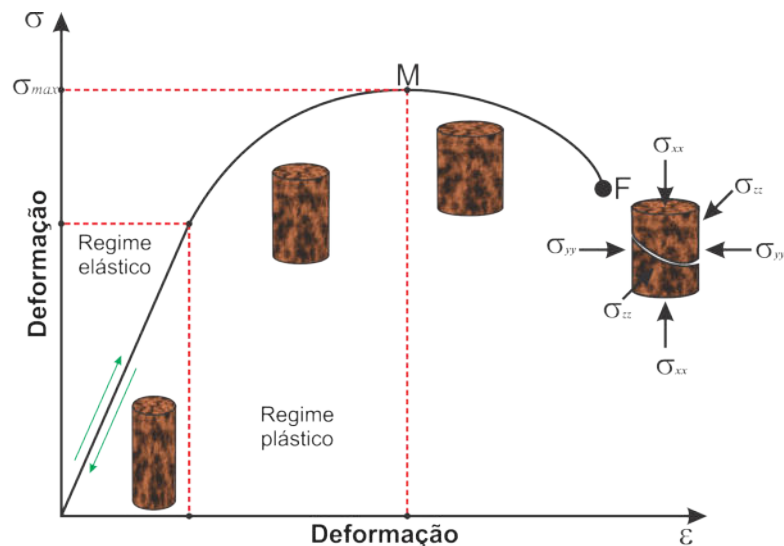


Figura 5 – Curva tensão-deformação típica para corpos sólidos. As linhas pontilhadas representam os limites de cada regime e as setas verdes representam a capacidade do material retornar a sua condição inicial no regime elástico. M e σ_{max} são a tensão máxima que o material pode suportar e F é o ponto em que o material irá fraturar. Adaptado de Callister & Rethwisch (2002).

Em um material elástico isotrópico, linear, a tensão e a deformação estão relacionadas pela Lei de Hooke. Considerando um elemento de volume infinitesimal de um corpo homogêneo (Figura 6), tem-se uma relação entre tensão e deformação dada pelas Equações 2.1 e 2.3 (ABREU, 2010):

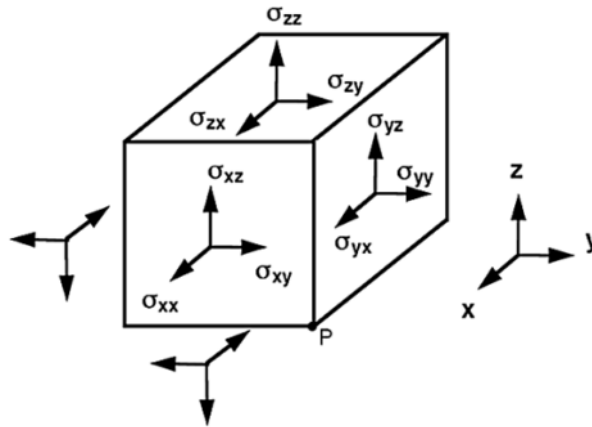


Figura 6 – Componentes de tensão em um pequeno volume de controle. As tensões em cada uma das faces podem ser representadas por seus componentes nas direções x, y e z (ABREU, 2010).

$$\sigma_{ii} = \lambda \Delta_{vol} + 2\mu \varepsilon_{ii}, \quad i = x, y, z, \quad (2.1)$$

$$\Delta_{vol} = (\varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}), \quad (2.2)$$

$$\sigma_{ij} = \mu \varepsilon_{ij}, \quad ij = x, y, z \text{ e } i \neq j. \quad (2.3)$$

Em que σ_{ii} é o esforço normal, σ_{ij} é a tensão de cisalhamento, ε_{ii} é a deformação normal, ε_{ij} é deformação cisalhante, Δ_{vol} é a variação volumétrica e as constantes λ e μ são conhecidas, respectivamente, como constantes elásticas de Lamé e de cisalhamento. Outros módulos úteis e convenientes podem ser definidos, mas são sempre relacionáveis com apenas duas constantes, como pode ser observado na Figura 7.

M	E	μ	λ	k	ν
E, ν	$\frac{E \cdot (1 - \nu)}{(1 + \nu) \cdot (1 - 2\nu)}$	$\frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}$	$\frac{E \cdot \nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$	$\frac{E}{3 \cdot (1 - 2\nu)}$	
E, μ	$\frac{\mu \cdot (4\mu - E)}{3\mu - E}$		$\mu \cdot \frac{E - 2\mu}{3\mu - E}$	$\frac{\mu \cdot E}{3 \cdot (3\mu - E)}$	$\frac{E - 2\mu}{2\mu}$
E, k	$\frac{3k \cdot (3k + E)}{9k - E}$	$\frac{3kE}{9k - E}$	$\frac{3k \cdot (3k - E)}{9k - E}$		$\frac{3k - E}{6k}$
k, ν	$\frac{3k \cdot (1 - \nu)}{1 + \nu}$	$3k \cdot (1 - 2\nu)$	$\frac{3k(1 - 2\nu)}{2 \cdot (1 + \nu)}$	$3 \cdot \frac{k \cdot \nu}{1 + \nu}$	
k, μ	$k + \frac{4\mu}{3}$	$\frac{9k \cdot \mu}{3k + \mu}$	$k - \frac{2\mu}{3}$		$\frac{3k - 2\mu}{2 \cdot (3k + \mu)}$
k, λ	$3k - 2\lambda$	$9k \cdot \frac{k - \lambda}{3k - \lambda}$	$\frac{3}{2} \cdot (k - \lambda)$		$\frac{\lambda}{3k - \lambda}$
μ, λ	$\lambda + 2\mu$	$\mu \cdot \frac{3\lambda + 2\mu}{\lambda + \mu}$		$\lambda + \frac{2}{3} \cdot \mu$	$\frac{\lambda}{2 \cdot (\lambda + \mu)}$
μ, ν	$2\mu \cdot \frac{1 - \nu}{1 - 2 \cdot \nu}$	$2\mu \cdot (1 + \nu)$	$\mu \cdot \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{2\mu}{3} \cdot \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	
λ, ν	$\lambda \cdot \frac{1 - \nu}{\nu}$	$\lambda \cdot \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{\nu}$	$\lambda \cdot \frac{1 - 2\nu}{2\nu}$	$\lambda \cdot \frac{1 + \nu}{3\nu}$	

Figura 7 – Relação entre os Módulos Elásticos: M = módulo da onda P; E = módulo de Young; μ = módulo de cisalhamento; λ = constante de Lamé; K = módulo de incompressibilidade; ν = razão de Poisson. (MAVKO *et al.*, 2009)

A teoria de elasticidade fornece a base para a descrição da propagação de ondas elásticas. A Lei de Hooke (Equações 2.1 e 2.3) apresenta a relação tensão-deformação de um material elástico. A Equação 2.4 apresenta o tensor de elasticidade para um meio isotrópico (SCHÖN, 2011), onde o número de constantes independentes se reduz a dois. A relação entre as componentes deste tensor e os módulos de incompressibilidade e cisalhamento estão apresentados na Equação 2.5.

$$\begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & c_{13} & & & \\ c_{21} & c_{22} & c_{23} & & & \\ c_{31} & c_{32} & c_{33} & & & \\ & & & c_{44} & & \\ & & & & c_{44} & \\ & & & & & c_{44} \end{bmatrix} \text{ com } c_{12} = c_{11} - 2c_{44} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} c_{11} &= \lambda + 2\mu = K + \frac{4}{3}\mu \\ c_{12} &= \lambda = K - \frac{2}{3}\mu \\ c_{44} &= \mu \end{aligned} \quad (2.5)$$

As componentes c_{11} e c_{44} do tensor de elasticidade estão relacionadas com as velocidades elásticas das ondas sísmicas (Equações 2.6 e 2.7), em que V_p e V_s são, respectivamente, a velocidade da onda P e S:

$$V_p = \sqrt{\frac{C_{11}}{\rho_{total}}}, \quad (2.6)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{C_{44}}{\rho_{total}}}. \quad (2.7)$$

As Equações 2.6 e 2.7 também podem ser reescritas em função de outros módulos elásticos correlacionados na Figura 7,

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho_{total}}} = \sqrt{\frac{M}{\rho_{total}}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho_{total}}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_{total}} \frac{1 - \nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}} \quad (2.8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho_{total}}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_{total}} \frac{1}{2(1 + \nu)}} \quad (2.9)$$

2.1.2.3 Propriedades do espaço poroso

As propriedades fundamentais do espaço poroso de um reservatório descrevem o volume, distribuição de fluidos armazenados (através de porosidade - ϕ ; saturação de fluido - S_f) e controlam o fluxo de fluidos pela influência de um gradiente de pressão (permeabilidade - κ). Essas propriedades serão definidas a seguir.

2.1.2.3.1 Porosidade (ϕ)

A porosidade está relacionada a capacidade de armazenamento de fluidos, e pode ser definida como a relação entre o volume de espaços vazios (V_{poro}), o volume total de uma rocha (V_{total}) e o volume da matriz (V_{matriz}), ou seja (SCHÖN, 2011),

$$\phi = \frac{V_{poro}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - V_{matriz}}{V_{total} + V_{matriz}}. \quad (2.10)$$

2.1.2.3.2 Saturação de fluido (S_f)

Os espaços vazios de um material poroso podem estar preenchidos por um ou mais fluidos, assim, a saturação é definida pelo quociente entre o volume de fluidos (V_{fluido}) e o volume total de poros da rocha (Equação 2.11). Além disso, considerando um escoamento trifásico, a soma das saturações do óleo (S_o), da água (S_w) e do gás (S_g) igual à 1 (ROQUE; MISSAGIA, 2012).

$$S_f = \frac{V_{fluido}}{V_{poro}}. \quad (2.11)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1. \quad (2.12)$$

2.1.2.3.3 Permeabilidade (κ)

Permeabilidade é a propriedade que mede a capacidade de fluxo de fluidos por meio de poros interconectados e fraturas. A partir da lei de Darcy, Equação 2.13, é possível estimar o valor da permeabilidade em meio que contém fluido escoando por meio dos poros, em qualquer sentido ou direção,

$$q = -\frac{\kappa A}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\kappa A \Delta p}{\eta L} = \frac{\kappa A (p_1 - p_2)}{\eta L}, \quad (2.13)$$

em que q é a vazão do fluido, em cm^3/s , A é a área da seção transversal do meio poroso, em cm^2 , L é o comprimento do meio poroso em cm , Δp é o diferencial de pressão nas faces de entrada e saída, em Pa , κ é a permeabilidade do meio poroso, em mD , e η é a viscosidade do fluido, em cP .

2.1.3 Propriedades elétricas

As propriedades elétricas fazem parte de um importante grupo de métodos geofísicos aplicados em rochas na indústria de petróleo e gás. Os parâmetros que caracterizam eletricamente uma rocha são: permeabilidade magnética, permissividade dielétrica e resistividade ou sua inversa, a condutividade elétrica. Entre as propriedades elétricas a mais utilizada é a resistividade, que é controlada por diferentes fatores, tais como: tipo de rocha, porosidade, conectividade dos poros, tipo de fluido presente no poro, teor de argila e presença de minerais metálicos nas rochas (NERY, 2013; SCHÖN, 2011). A Figura 8 apresenta valores médios de resistividade para diferentes tipos de rochas.

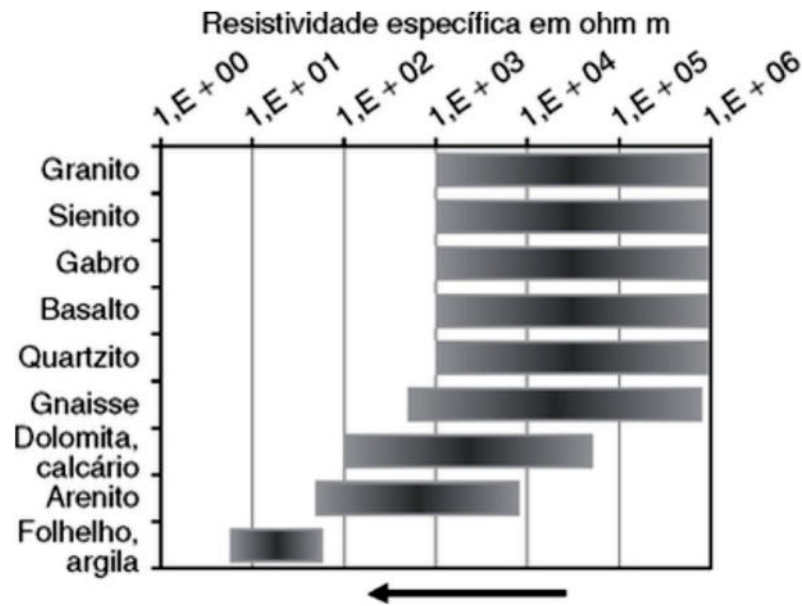


Figura 8 – Intervalo de valores médios para resistividade elétrica específica (ou somente resistividade elétrica), a seta indica o efeito de poros e fraturas preenchidos por água/salmoura. Retirado de Schön (2011).

As propriedades elétricas de rochas podem ser determinadas de duas formas, em escala de campo, através dos perfis de resistividade elétrica ou, em escala de laboratório, por meio de ensaios físicos medindo a resistividade/condutividade elétrica em amostras cilíndricas de rochas saturadas por salmoura (NERY, 2013; TIAB; DONALDSON, 2011).

Em geral os materiais podem ser bons ou maus condutores de eletricidade, ou seja, apresentam diferentes níveis de resistência (r), definida como sendo a habilidade que tem um material de impedir a passagem da corrente elétrica. A r de um condutor é proporcional ao comprimento (L) do caminho percorrido e inversamente proporcional a área (A) atravessada pela corrente elétrica. Isto é:

$$r = R_o \frac{L}{A}, \quad (2.14)$$

em que R_o é uma constante de proporcionalidade denominada resistividade em $\Omega.m$ (NERY, 2013). As propriedades elétricas também nos fornecem outros parâmetros como fator de formação (F), saturação de água/salmoura (S_w), coeficiente de cimentação (m) entre outros.

O F expressa a magnitude da resistividade entre a salmoura condutora (R_w) no poro e a matriz não condutiva da rocha (R_o), como mostra a Equação 2.15:

$$F = \frac{R_o}{R_w}. \quad (2.15)$$

Sendo os poros o único meio condutor, uma correlação entre F e ϕ foi proposta por Archie (1942), apresentado pela Equação 2.16 a seguir:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} = \frac{1}{\phi^m}. \quad (2.16)$$

Em geral, o expoente m , também chamado de expoente de cimentação, e o parâmetro a expressam empiricamente a complicada geometria dos poros em relação com o fluxo de corrente elétrica, sendo considerada um tipo de propriedade textural (SCHÖN, 2011). Observe que a Equação 2.16 foi simplificada tornando o termo $a = 1$. De acordo com Glover (2000) embora não exista um significado físico para o termo a , essa simplificação é amplamente utilizada em equações de engenharia para melhorar o ajuste quando correlacionadas com F e ϕ . A Equação 2.16 pode ser reorganizada e utilizada para estimar o expoente de cimentação m , como mostra a Equação 2.17:

$$m = -\frac{\log(F)}{\log(\phi)}. \quad (2.17)$$

Outra maneira de se determinar o expoente m é através de um gráfico F - ϕ em escala logarítmica, como exibido na Figura 9.

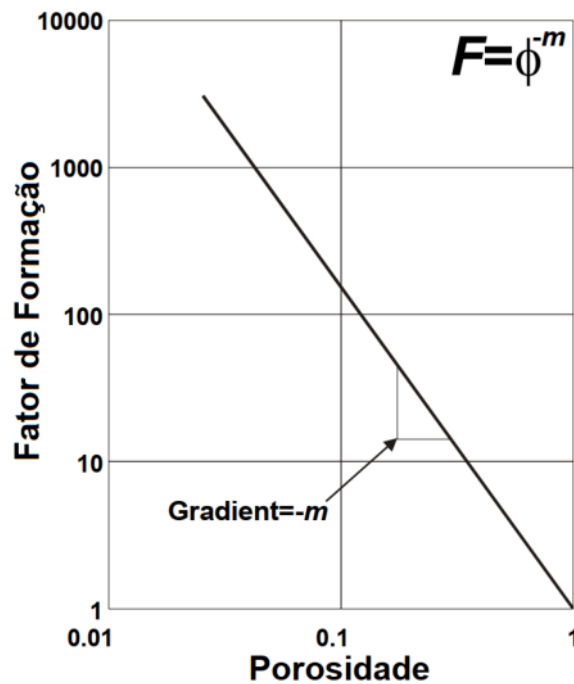


Figura 9 – Expoente de cimentação (m) a partir de um gráfico entre F e ϕ (GLOVER, 2000).

Segundo Glover (2000), em rochas reais o expoente m pode variar entre 1,0 e 3,0. A Tabela 1 resume alguns valores de m para diferentes tipos de rochas.

Tabela 1 – Valores médios para o expoente de cimentação m (SCHÖN, 2011).

Litologia	m
Areias não consolidadas	1,3
Arenito pouco cimentado	1,4-1,5
Arenito moderadamente cimentado	1,8-1,9
Arenito altamente cimentado	2,0-2,2
Calcários	1,7-1,8
Carbonatos cristalinos e granulares	1,8-2,0
Carbonatos com vugs	2,1-2,6

Archie (1942) também analisou o efeito da saturação de fluido, concluindo que quando a S_w diminui devido a substituição por um fluido não condutor, como ar, gás ou óleo, a resistividade da rocha aumenta. Para descrever o efeito da saturação, Archie normaliza a resistividade medida a qualquer nível de saturação (R_t) pela resistividade total da rocha saturada com água (R_o), denominada como índice de resistividade (I_r):

$$I_r = \frac{R_t}{R_o}. \quad (2.18)$$

Por fim, o I_r pode ser correlacionado com as Equações 2.15 e 2.16 permitindo o cálculo da S_w :

$$S_w = \left(\frac{R_w}{R_o} \frac{1}{\phi^n} \right)^{1/n} \quad (2.19)$$

2.1.4 Propriedades elásticas estáticas e dinâmicas

Os módulos elásticos podem ser determinados através de ensaios mecânicos de resistência à compressão uniaxial em laboratório, chamados de testes estáticos, ou por testes transmissão de ondas acústicas, em escala de laboratório (escala ultrassônicas) ou escala de poço, através dos perfis geofísicos (escala sônica), chamados de testes dinâmicos (SCHÖN, 2011; NARONGSIRIKUL *et al.*, 2019). Segundo Fjaer (2018), os “módulos elásticos dinâmicos” estão relacionados rigidez elástica e podem ser derivados das velocidades das ondas P e S em combinação com a densidade. De outra forma, os “módulos elásticos estáticos” se referem à rigidez elástica que está relacionada à deformação sofrida por uma tensão aplicada em uma situação de carregamento *quasi-static*. A Figura 10 exemplifica uma das formas de determinar experimentalmente o módulo de Young estático (E_{est}), em que o E_{est} é igual a inclinação da região mais linear da curva de tensão-deformação, como sugerido pela norma ASTM D7012-14 (2014).

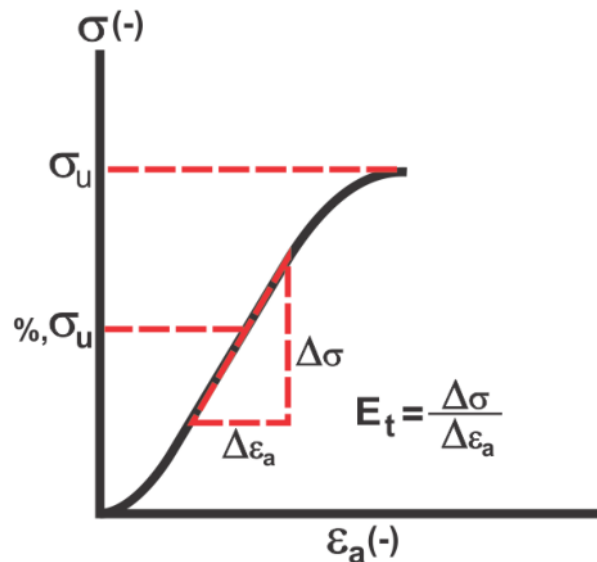


Figura 10 – Gráfico tensão (σ) versus deformação (ϵ) exemplificando a determinação do módulo de Young estático a partir da inclinação da parte mais linear da curva tensão-deformação. σ_u = máximo esforço compressivo suportado pelo material; $\Delta\sigma$ = variação da tensão aplicada; $\Delta\epsilon$ = variação da deformação sofrida; E_t = inclinação ou tangente da curva tensão-deformação. Modificado de ASTM D7012-14 (2014).

Para um material isotrópico, os módulos elásticos dinâmicos podem ser expressados em função de V_p , V_s e ρ , por exemplo, os módulos dinâmicos, expressado pelo subíndice d , de incompressibilidade (K), módulo de *Young* (E) e razão de *Poisson* (ν) podem ser escritos como (FJAER, 2018):

$$K_d = \rho_{total} \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right), \quad (2.20)$$

$$E_d = \rho_{total} V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (2.21)$$

$$\nu_d = \frac{1}{2} \frac{(V_p/V_s)^2 - 2}{(V_p/V_s)^2 - 1}. \quad (2.22)$$

Durante os testes de compressão as deformações volumétricas (ε_{vol}), no diâmetro (ε_x e ε_y) e no comprimento do material (ε_z) são computados, e ao correlacionar essa variação com a tensão aplicada (σ), é possível estimar os módulos elásticos estáticos, expressado pelo subíndice est . O módulo estáticos de Incompressibilidade (K_{est}), o módulo de *Young* (E_{est}) e e razão de *Poisson* (ν_{est}) podem ser encontrados como a razão entre (NARONGSIRIKUL *et al.*, 2019):

$$K_{est} = \frac{\sigma}{\varepsilon_{vol}}, \quad (2.23)$$

$$\varepsilon_{vol} = \Delta_{vol} / \text{Volume original} \quad (2.24)$$

$$E_{est} = \frac{\sigma_z}{\varepsilon_z}, \quad (2.25)$$

$$\nu_{est} = -\frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_z}. \quad (2.26)$$

Nos experimentos de determinação das propriedades dinâmicas é de extrema necessidade conhecer a resistência da rocha, de forma a não ultrapassar a tensão máxima que o material suporta, ou seja, o máximo esforço compressivo (F_{max}), antes de ocorrer deformações permanentes (MISSAGIA *et al.*, 2019). O máximo esforço compressivo suportado pela rocha também é conhecido como *UCS – Uniaxial Compressive Strength* (Equação), e é de extrema importância o seu conhecimento, pois possui relação direta com o estado de tensões nas paredes dos poços, através da resistência da formação, e assim, uma inter-relação com os problemas de instabilidade de poços (ROCHA; AZEVEDO, 2009).

$$UCS = \frac{F_{max}}{A_{\emptyset}}, \quad (2.27)$$

em que $A_{\emptyset}$ é a área da seção transversal do material, de diâmetro d , a ser testado, dada por

$$A_{\emptyset} = \frac{\pi d^2}{4}. \quad (2.28)$$

2.1.5 Análise de Erro e Correlação

2.1.5.1 Erro absoluto médio

Erro Absoluto Médio (*Mean Absolute Error - MAE*) é o somatório do módulo da diferença entre o medido e o predito, indicando a precisão de variáveis contínuas. O *MAE* é pontualmente linear, o que significa que todas as diferenças individuais são ponderadas igualmente na média (WANG; LU, 2018).

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_i^n |y_i - \hat{y}_i|. \quad (2.29)$$

Em que y_i o valor observado/medido, $\hat{y}_i$ o valor predito correspondente a y_i e n é o número de observações.

2.1.5.2 Erro quadrático médio

O Erro Quadrático Médio (*Mean Squared Error - MSE*), calculado pela Equação 2.30, avalia a diferença quadrática média entre os valores observados (e/ou medidos) e os preditos por um modelo, podendo ser calculado pela Equação 2.30. Quando um modelo não tem erro, o *MSE* é igual a zero, e a medida que o erro do modelo aumenta, seu valor também aumenta. O erro quadrático médio (*MSE*) também é conhecido como desvio quadrático médio (*mean squared deviation - MSD*) (FROST, 2019).

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_i^n (y_i - \hat{y}_i)^2. \quad (2.30)$$

Sendo y_i é o valor observado/medido, $\hat{y}_i$ é o valor predito correspondente a y_i e n é o número de observações. Por exemplo, em uma regressão, o *MSE* representa o resíduo quadrático médio. A Figura 11 exemplifica graficamente o *MSE*, onde a medida que os pontos de dados (pontos azuis) se aproximam da linha de regressão (linha vermelha), o modelo apresenta menos erro, diminuindo o *MSE*. Um modelo com menos erro produz previsões mais precisas.

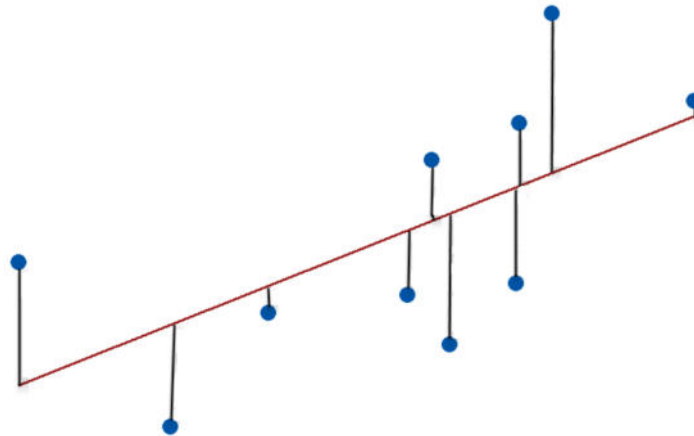


Figura 11 – Figura esquemática mostrando a distância (barras pretas) entre os valores medidos (cor azul) e a curva do modelo de regressão (linha vermelha). Retirado de Frost (2019).

O *MSE* eleva ao quadrado unidades de dados naturais, tornado sua interpretação menos intuitiva. Além disso, ao elevar o quadrado a diferença entre o predito e o medido, os erros maiores são penalizados de forma desproporcional em comparação aos erros menores. Um forma de minimizar, é tirar a raiz quadrada do *MSE*, indicado pela Equação 2.30, chamado de *RMSE* (*root mean square error*), que utiliza a unidade natural do dado. O *MSE* é análogo à variância, enquanto que o *RMSE* é semelhante ao desvio padrão.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_i^n (y_i - \hat{y}_i)^2}. \quad (2.31)$$

Nos quais, y_i é o valor observado/medido, $\hat{y}_i$ é o valor predito correspondente a y_i e n é o número de observações.

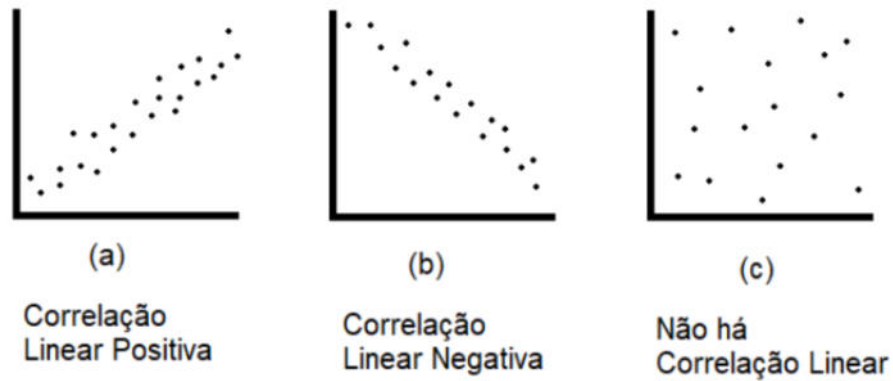


Figura 12 – Diagramas de dispersão para diferentes casos de correlação. Retirado de Battisti & Smolski (2019)

2.1.5.3 Erro médio relativo

O Erro Relativo Médio (*mean relative error - MRE*) é a razão entre o erro absoluto e o valor de uma propriedade medida. (FROST, 2019)

$$MRE = \frac{1}{n} \sum_i^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i}. \quad (2.32)$$

Em que, y_i é o valor observado/medido, $\hat{y}_i$ é o valor predito correspondente a y_i e n é o número de observações.

2.1.5.4 Análise de correlação

A correlação é uma técnica utilizada para estudar a relação entre variáveis contínuas e quantitativas. Os dados integram um único conjunto de pares de valores x_i e y_i . Para verificar a existência de correlação entre duas variáveis pode-se fazer um diagrama de dispersão e verificar a existência de relação entre as variáveis envolvidas (BATTISTI; SMOLSKI, 2019), como mostra a Figura 12.

Após observada uma correlação entre os dados, pode-se ainda quantificar o grau de correlação. Uma das formas de verificar esse grau é através do Coeficiente de Correlação de *Pearson* (R) apresentado pela Equação 2.33, que mede o grau de relacionamento entre os valores dos pares x_i e y_i (BATTISTI; SMOLSKI, 2019).

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(x_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 (x_i - \bar{y})^2}}. \quad (2.33)$$

Em que n é o número de pares das variáveis, x é variável independente ou preditora, y é variável dependente ou reposta, $\bar{x}$ é a média das variáveis preditoras e $\bar{y}$ a média das variáveis resposta. O coeficiente de correlação linear assume valores entre $-1 \leq R \leq +1$. Valores de R próximos a $+1$ (correlação positiva - Figura 12a) e -1 (correlação negativa - Figura 12b), indica uma boa relação entre as variáveis. No entanto, valores próximo a 0 indicam um baixo ou inexistente grau de correlação entre as variáveis (Figura 12c).

2.1.5.4.1 Matriz de correlação

A matriz de correlação (R_{matriz}) refere-se a um arranjo numérico simétrico dos coeficientes de correlação de *Pearson* entre diferentes propriedades ou testes de um mesmo conjunto de dados. A Equação 2.34 apresenta um matriz quadrada (número de linhas = número de colunas) com diagonal principal igual a 1, em que cada elemento da matriz representa o coeficiente R (Equação 2.33) de cada conjunto de propriedades ou testes de um mesmo dado. Adicionalmente, elemento $R = 1$ é a correlação entre propriedades iguais (REVELLE, 2014).

$$R_{matriz} = \begin{bmatrix} 1 & R_{12} & R_{13} & \cdots & R_{1p} \\ R_{21} & 1 & R_{23} & \cdots & R_{2p} \\ R_{31} & R_{32} & 1 & \cdots & R_{3p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{p1} & R_{p2} & R_{p3} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

A Tabela 2 ilustra um resultado da correlação entre 5 diferentes testes, indicados na primeira linha e primeira coluna, de um conjunto de dados, na diagonal principal os valores iguais a 1 representam a correlação R entre propriedades iguais. Outra forma de apresentar a matriz é através de um gráfico com escalas de cores indicando no nível de correlação entre as propriedades, como exibido pela Figura 13.

Tabela 2 – Tabela mostrando uma matriz de correlação de *Pearson* como resultado entre diferentes testes de um mesmo conjunto de dados. Adaptado de NCSS Statistical (2022)

Relatório Correlação de Pearson					
Variáveis	Teste1	Teste2	Teste3	Teste4	Teste5
Teste1	1,0000	0,1000	-0,2608	0,7539	0,0140
Teste2	0,1000	1,0000	0,0572	0,7196	-0,2814
Teste3	-0,2608	0,0572	1,0000	-0,1409	0,3473
Teste4	0,7539	0,7196	-0,1409	1,0000	-0,1729
Teste5	0,0140	-0,2814	0,3473	-0,1729	1,0000

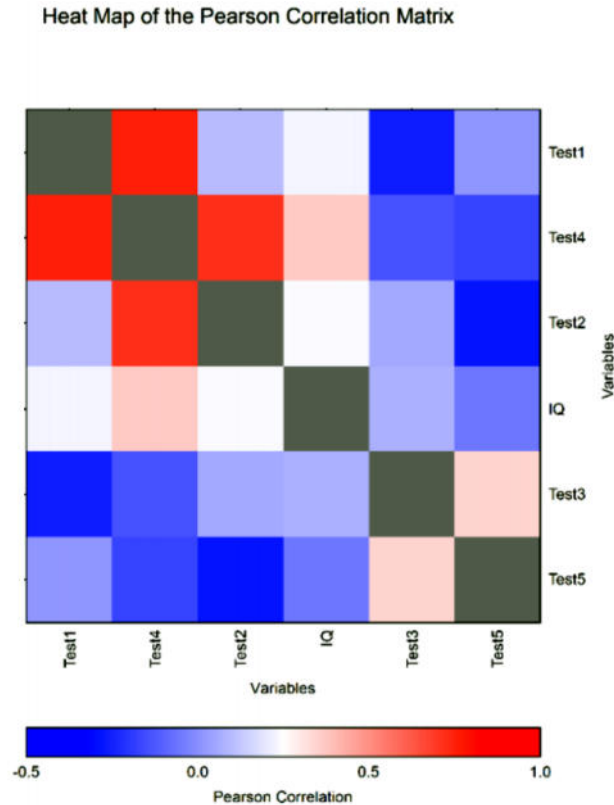


Figura 13 – Representação da matriz de correlação de *Pearson* em escala de cores e valores de *R* referenciado na barra inferior. Adaptado de NCSS Statistical (2022).

2.1.5.4.2 Testes hipóteses e significância para avaliar a correlação

Após a determinação do *R*, deve-se verificar se há evidências para decidir se o coeficiente de correlação populacional β é significativo. Nos estudos de correlação, é possível que em algum momento é indicado que a correlação é significativa, quando ela pode não ser significava, sendo chamado de nível de significância (n_s), geralmente é adotado $n_s = 0,01$ ou $n_s = 0,05$. Quando $n_s = 0,05$ ou $n_s = 0,01$ significa que o teste tem um nível de acerto de 95% ou 99% (LARSON; FARBER, 2015).

Em geral, para que o teste de hipótese da correlação (Equação 2.35) seja válido, o valor absoluto de β deve ser próximo a 1 e maior que o valor crítico do coeficiente de Pearson (ver Tabela 8 do Apêndice F). Um teste de hipótese para β apresenta as seguintes premissas (LARSON; FARBER, 2015; TRIOLA, 2019):

$$\begin{cases} H_0 : \beta = 0 \rightarrow \text{não há correlação significativa} & (\text{hipótese nula}) \\ H_a : \beta \neq 0 \rightarrow \text{correlação significativa} & (\text{hipótese alternativa}) \end{cases} \quad (2.35)$$

Outro parâmetro que pode ser avaliado é *P-valor* (ou *P-value*) obtido de testes *t* (Figura 14) em combinação com o testes de significância do coeficiente de correlação, através da Equação 2.36, em que o *P-valor* deve ser menor que o nível de significância n_s do teste ($|P| < n_s$) (TRIOLA, 2019). Para auxiliar no cálculo do *P-valor* podemos recorrer a *softwares* e utilizar a função `DIST.T.BC=(x=t_crítico; graus_liberdade=n-2)`, no Microsoft Excel, ou `cor.test(variável_independente,variável_dependente,method = "pearson",` no RStudio trazendo informações mais completas, como $t_{critico}$, *P-valor*, hipótese a ser considerada (Equação

2.35), intervalo de confiança e R , como mostra a Figura 15. O Apêndice F apresenta valores de $R_{\text{crítico}}$ e $t_{\text{crítico}}(n - 2)$ para diferentes n_s .

$$t_{\text{crítico}} = \frac{R}{\sqrt{\frac{1-R^2}{n-2}}} \quad (2.36)$$

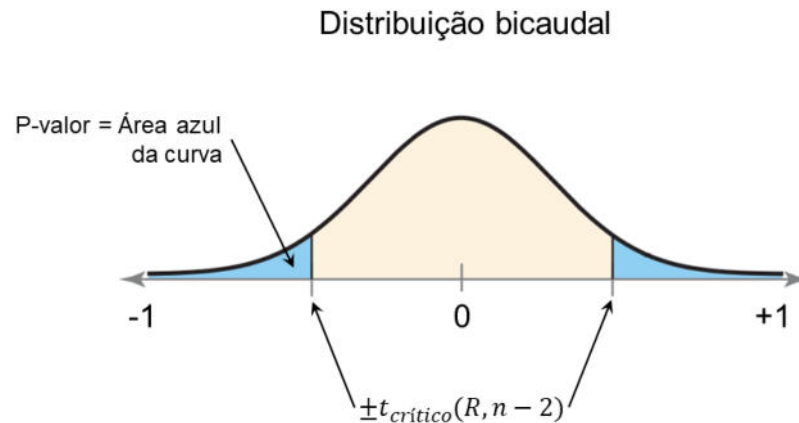


Figura 14 – Ilustração de um teste de hipótese do tipo estatística t , com distribuição bicaudal, para estimar o P -valor. Modificado de Larson & Farber (2015).

```
cor.test(tempo, nota)

##
## Pearson's product-moment correlation
##
## data:  tempo and nota
## t = 8.6128, df = 13, p-value = 9.878e-07
## alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
## 95 percent confidence interval:
##  0.7776159 0.9743080
## sample estimates:
##      cor
## 0.9224332
```

Figura 15 – Resultado de um teste de correlação de Pearson no Software Rstudio. Retirado de Battisti & Smolski (2019)

2.1.6 Modelo Regressão Linear Múltipla (RLM)

Em alguns casos, para melhorar a predição de uma variável resposta (dependente) podemos utilizar mais de uma variável independente. Por exemplo, considere que a vida efetiva de uma ferramenta de corte dependa da velocidade de corte, dureza e ângulo de contato com o material a ser cortado. Assim, modelos que contenham mais de uma variável independente são chamados de *modelo de regressão linear múltipla* (LARSON; FARBER, 2015; MONTGOMERY; RUNGER, 2009).

Uma equação de RLM para n variáveis independentes x_1, x_2 e x_n e uma variável dependente y pode ser escrita como:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \cdots + \beta_n x_n + \epsilon, \quad (2.37)$$

em que Y é o valor previsto de y para os valores dos parâmetros x_1, x_2 e x_n e β_0 é o intercepto em y . Cada coeficiente β_n o número de vezes de mudança em Y quando a variável independente x_n é alterada em uma unidade, e todas as demais variáveis independentes estão constantes (LARSON; FARBER, 2015). Modelos de RLM são frequentemente empregados como funções de aproximações. Isto é, a verdadeira relação entre Y, x_1, x_2 e x_n é desconhecida, porém em determinadas faixas das variáveis independentes, o modelo de RLM é uma aproximação adequada (MONTGOMERY; RUNGER, 2009).

2.2 Estado da Arte

2.2.1 Correlações entre propriedades elásticas estáticas e dinâmicas

No estudo da geomecânica dos reservatórios de petróleo e estruturas adjacentes, formulações empíricas, que correlacionam propriedades estáticas e dinâmicas, são amplamente aplicadas para determinar os parâmetros mecânicos das rochas com base em perfis de poços ou medições ultrassônicas Missagia *et al.* (2019). Estimar propriedades estáticas a partir das propriedades dinâmicas é bastante desafiador, muitos autores desenvolveram várias correlações entre os módulos estáticos e dinâmicos, indicando comportamentos lineares, potencial, logarítmico e até polinomial entre essas propriedades.

Moradian & Behnia (2009) analisaram 52 amostras de carbonatos de vários locais no Irã, demonstraram que o módulo de Young estático (E_{es}) pode ser estimado a partir do módulo de Young dinâmico (E_d) e por V_p , além do UCS , e que a relação entre essas propriedades apresenta comportamento exponencial. Outros autores como Najibi *et al.* (2015) e Ghafoori *et al.* (2018) também verificaram em seus estudos com rochas carbonáticas uma forte inter-relação entre propriedades estáticas e dinâmicas e do UCS . A Tabela 3 apresenta algumas correlações empíricas, propostas por diferentes autores, entre propriedades estáticas, dinâmicas, V_p e UCS para diferentes tipos de carbonatos.

Tabela 3 – Algumas relações empíricas da literatura entre UCS , V_p , e E estático e dinâmico para rochas carbonáticas em escala ultrassônica. 1- Ameen *et al.* (2009); 2- Missagia *et al.* (2019), Moradian & Behnia (2009); 3- Najibi *et al.* (2015); 4- Ghafoori *et al.* (2018); 5- Lacy (1997); 6- Chang (2004), Stan-Kłeczek (2016); 7-Lacy (1997), Yasar & Erdogan (2004); 8- Chang (2004)

Equações	Descrição	R^2	Litologia	Referências
$E_{es} = 0.541E_d + 12,852$	E_{es} e E_d e em GPa	0,60	Carbonatos	1
$E_{es} = 0.103E_d^{1.487}$	E_{es} e E_d e em GPa	0,97	Carbonatos	2
$E_{es} = 0,014E_d^{1.96}$	E_{es} e E_d e em GPa	0,87	Calcários	3
$E_{es} = 0.22E_d^{1.774}$	E_{es} e E_d e em GPa	0,91	Calcários	4
$E_{es} = 0.278E_d^2 + 0.422E_d$	E_{es} e E_d e em $MPsi$	0,93	Rochas sedimentares	5
$E_{es} = 0.189V_p^{3.226}$	E_{es} em GPa , e V_p em km/s	0,97	Calcários	2
$E_{es} = 0.169V_p^{3.324}$	E_{es} em GPa , e V_p em km/s	0,90	Calcários	3
$E_{es} = 0,070V_p^{3.623}$	E_{es} em GPa , e V_p em km/s	0,86	Calcário	4
$E_{es} = 74\ln(V_p) - 572$	E_{es} em GPa , e V_p em km/s	0.74	Carbonatos	6
$UCS = 31,5V_p - 36,7$	UCS em MPa , e V_p em km/s	0,80	Carbonatos	7
$UCS = 3.67V_p^{2.14}$	UCS em MPa , e V_p em km/s	0,81	Calcários	3
$UCS = 3,73V_p^{2.1}$	UCS em MPa , e V_p em km/s	0.98	Calcários	4
$UCS = 11,05E_{es}^{0.66}$	UCS em MPa , e E_{es} em GPa	0,88	Calcários	3
$UCS = 20,11E_{es}^{0.49}$	UCS em MPa , e E_{es} em GPa	0,85	Calcários	4
$UCS = 25,1E_{es}^{0.34}$	UCS em MPa , e E_{es} em GPa	-	Dolomito	8

2.2.2 Aplicação das propriedades geomecânicas na indústria do petróleo

Na indústria do petróleo, é de extrema importância o estudo das propriedades geomecânicas das formações rochosas para as operações de produção de petróleo. Abordar problemas associados às variações de tensão e deformação de um reservatório contribui para resolução de problemas como, por exemplo, o colapso do revestimento do poço e subsidência da superfície que cria dificuldades substanciais em alguns reservatórios (Figura 16), devido à compactação em regiões com formações mais frágeis impactadas durante a operação de perfuração. Do mesmo modo, mudanças nos campos de tensões de um reservatório altamente esgotado devido a produção dos fluidos dos poros, pode tornar a operação de perfuração de um novo poço, seja para alcançar regiões mais profundas do reservatório ou para injeção de fluidos para recuperação secundária, bastante problemática devido à necessidade de reduzir o peso da lama em formações esgotadas para evitar a perda de circulação (ZOBACK, 2007). Assim, a geomecânica contribui para a identificação das regiões mais indicadas para realizar uma perfuração, seja de poço produtor ou injetor, de forma segura e com menor custo, em que se consiga produzir e não ocorra o colapso nas paredes do poço.

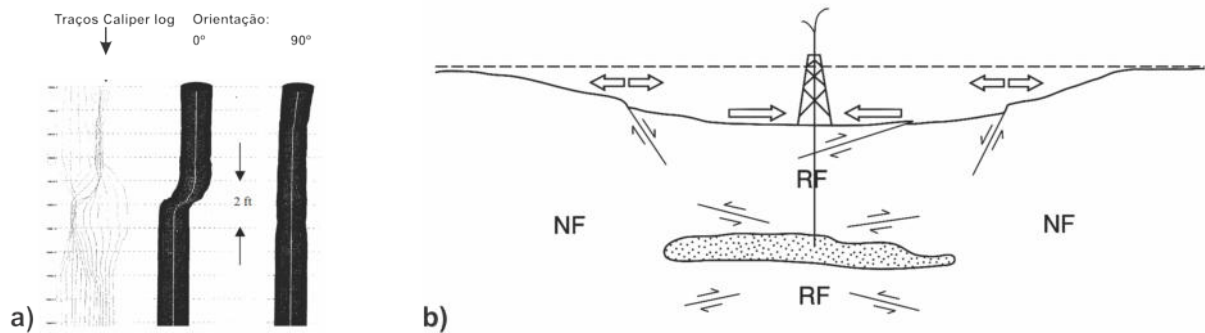


Figura 16 – Exemplos de casos sofreram dano mecânico em decorrência da compactação e subsidência de reservatórios. a) Registro de deformação de revestimento observado através do perfil geofísico Caliper. b) Diagrama esquemático ilustrando os efeitos da depleção do reservatório na deformação das camadas ao redor do reservatório. Adaptado de Bruno (2001) e Zoback (2007)

Com o advento da computação, iniciou-se uma corrida para a digitalização da indústria de E&P, onde os modelos computacionais se tornaram imprescindíveis no auxílio de tomadas de decisões. Na geomecânica não é diferente, é necessário a utilização de técnicas e modelos computacionais 3D, utilizando modelos numéricos não lineares robustos, que auxiliem a identificação das zonas de maior tensão em uma formação, para que se possam identificar, com maior segurança, os melhores locais para construção dos poços e assim conseguir produzir os fluidos do reservatório. A Figura 17 apresenta um exemplo em que foi utilizado modelagem numérica para identificação dos níveis de tensão nas camadas superiores ao domo salino, sendo possível observar os locais de alocação de poços em regiões de menor influência das tensões (SOUSA JUNIOR, 2021).

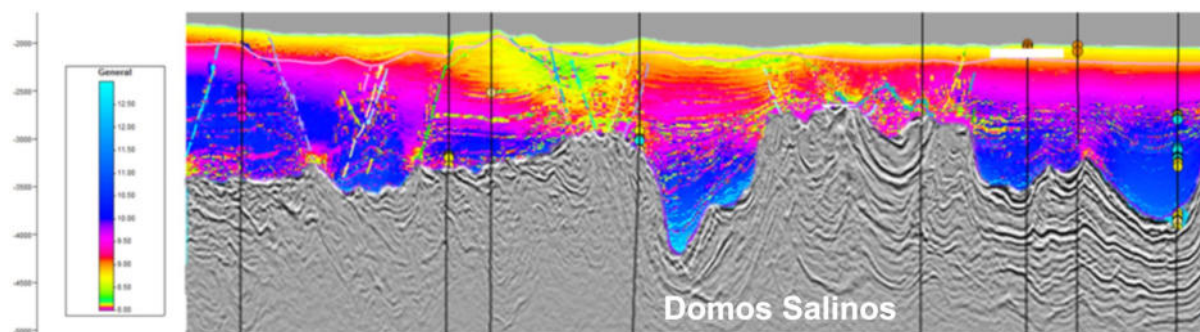


Figura 17 – Seção sísmica transversal com identificação dos níveis de tensão nas formações do pós-sal, referenciado na barra de cores. As cores vermelha e azul representam, respectivamente, as regiões de menor e maior nível de tensão. Adaptado de Sousa Junior (2021).

2.2.3 Análise Digital de Imagem (ADI)

A Análise Digital de Imagens (ADI) consiste na extração e tratamento de dados quantitativos a partir de imagens digitais, realizando medições rápidas, precisas e acuradas. A ADI possibilita ainda a realização de diversas medidas impossíveis de se executar manualmente. Ela pode ser aplicada para avaliar os minerais e o sistemas de poros de uma rocha, diferenciando o que é poro e matriz mineral, além de quantificar as propriedades geométricas e físicas dos poros, tais como: tamanho, forma, distribuição de grãos, cimentação e tipos de porosidade (total, macro, meso e micróporos) (ANSELMETTI *et al.*, 1998; ANSELMETTI; EBERLI, 1999; LIMA NETO *et al.*, 2013) A microscopia

óptica de lâminas delgadas é uma das principais técnicas empregadas para aquisição de dados para a ADI.

2.2.3.1 Microscopia óptica de lâminas delgadas

Esta técnica possui aplicações em diversas áreas. Na caracterização de rochas, é utilizada para prever a qualidade do reservatório (ANSELMETTI *et al.*, 1998), identificar minerais (Figura 18) através de lâminas petrográficas (LIMA, 1997; FIGUEIREDO, 2015), corroborando com as medidas de difração de raios-X (DRX), além de determinar a geometria de poros. Neste trabalho, a microscopia óptica e análise de lâminas delgadas foi utilizada para a classificação da textura deposicional, do tipo de poro dominante, classificação da morfologia do cimento e obtenção das propriedades geométricas do espaço poroso.

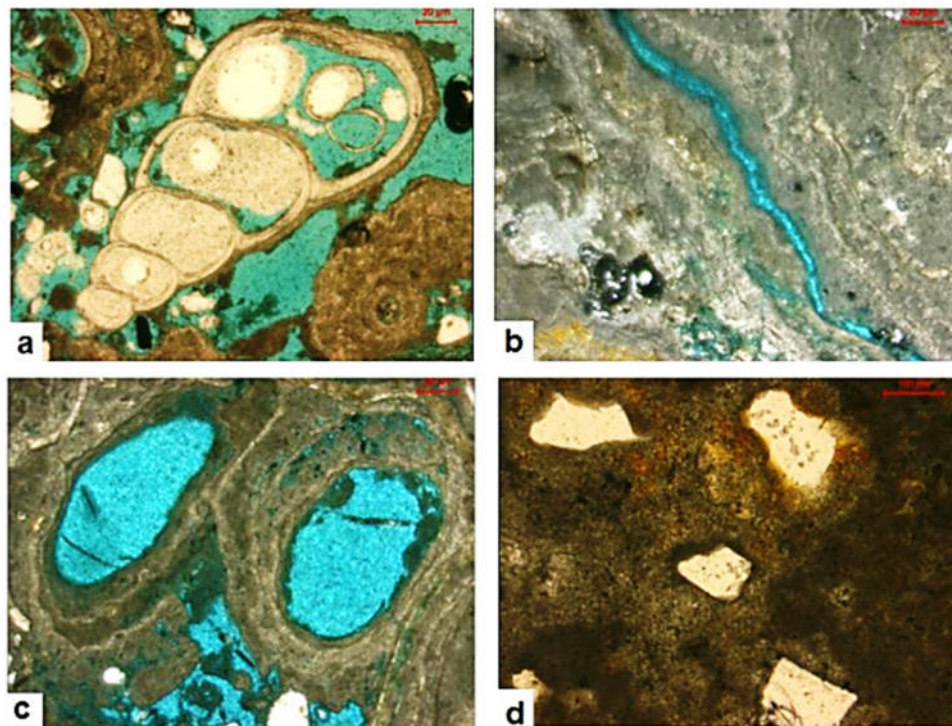


Figura 18 – lâminas petrográficas de carbonatos da Lagoa Salgada, em Campos dos Goytacazes, RJ. As barras vermelhas das imagens a, b, c representam 20 μm , e a d, 100 μm . Retirado de Archilha *et al.* (2013).

2.2.3.2 Parâmetros determinados pela ADI

A partir de imagens 2D é possível obter parâmetros globais e locais do espaço poroso da rocha. Os parâmetros globais estão relacionados a propriedades do espaço poroso inteiro, como a microporosidade (ϕ_{micro}), perímetro sobre área (PSA ou PoA), tamanho dominante do poro (TDP ou $DomSize$) e tortuosidade (τ). Enquanto que parâmetros locais estão relacionados com propriedades de um único poro e são normalmente relacionados aos parâmetros geométricos, como razão de aspecto (α) e esfericidade ou gamma (γ). Figura 19 apresenta quatro *crossplots* de velocidade por porosidade com sobreposição de alguns parâmetros globais e locais a fim de mostrar a influência desses parâmetros na propagação de ondas em um meio poroso.

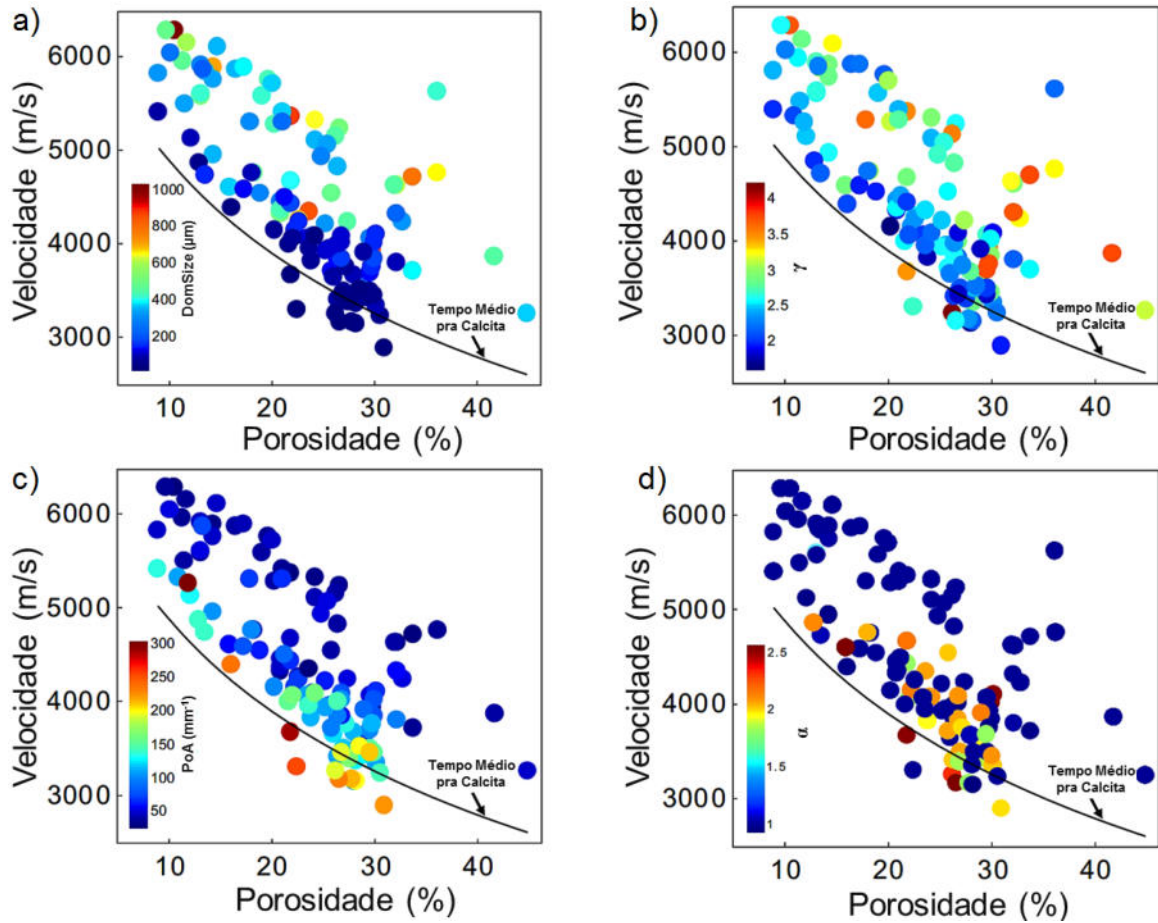


Figura 19 – Crossplot velocidade-porosidade com sobreposição em cores de parâmetros geométricos: (a) $DomSize$; (b) γ , (c) PoA e (d) α . Todos os quatro parâmetros mostram um gradiente que diferencia amostras com alta e baixa velocidade para uma dada porosidade. Adaptado de Weger (2006).

2.2.3.2.1 Microporosidade (ϕ_{micro})

Uma forma de estimar a microporosidade é pela diferença entre a porosidade a gás ($\phi_{gás}$), medida numa amostra cilíndrica, e a porosidade visível obtida a partir das lâminas delgadas, dado pela Equação 2.38, no qual assume-se que o espaço poroso avaliado por microscopia óptica é representativo do plugue inteiro (LIMA NETO *et al.*, 2014).

$$\phi_{micro} = \phi_{gás} - \phi_{lâmina}. \quad (2.38)$$

No entanto, outras formas de distinção entre microporosidade e macroporosidade têm sido discutido em diversos trabalhos, como por exemplo os de Weger *et al.* (2009), Ahr *et al.* (2005) e Anselmetti *et al.* (1998) que com base no tamanho dos poros é proposto utilizar um *cutoff*, ou seja, assume-se um valor de corte em que poros menores que uma determinada área/diâmetro são classificados como microporos. Neste trabalho foi adotado o *cutoff* de 500 μm para o diâmetro dos microporos, como proposto por Anselmetti *et al.* (1998).

2.2.3.2.2 Tamanho dominante do poro (TDP)

Segundo Weger *et al.* (2009), o tamanho dominante do poro, também chamado de *Dominante Pore Size* ($DomSize$), é o limite superior do raio do poro que compõe 50% da porosidade da imagem da

lâmina, como mostrado na Figura 20. Esse parâmetro é determinado pelo diâmetro esférico equivalente para cada poro irregular, isto é, o diâmetro da esfera com um volume equivalente ao poro.

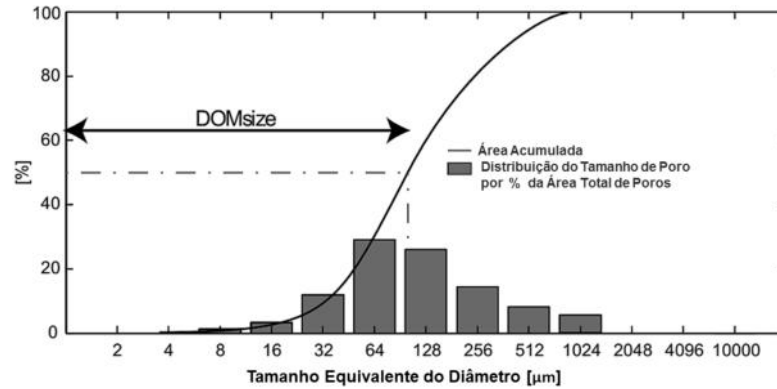


Figura 20 – Histograma normalizado de tamanho individual dos poros em uma lâmina de delgada, mostrando o diâmetro equivalente dos poros *versus* o volume (%) ocupado pelos poros de mesmo diâmetro. A curva superior representa a área acumulada do espaço dos poros e pode ser usada para determinar qual tamanho dos poros ocupa mais de 50% do espaço total dos poros da lâmina. Modificado de Weger (2006).

2.2.3.2.3 Perímetro sobre área (PoA)

O perímetro sobre a área, também conhecido *Perimeter over Area (PoA)*, é a razão entre o somatório do perímetro de todos os poros e a área de todos os poros identificados numa imagem 2-D (lâmina), como mostrado na Equação 2.39. Este parâmetro descreve o quão complexo/complicado é o sistema de poros, é independentemente da quantidade total de porosidade (macro-, meso- e microporos).

$$PoA = \frac{\sum \text{Perímetro dos poro}}{\sum \text{Área dos poro}}. \quad (2.39)$$

2.2.3.2.4 Esfericidade ou gamma (γ)

É definido para imagens 2-D como a razão entre o perímetro e a área (PoA) normalizado para um círculo (ANSELMETTI *et al.*, 1998), como mostra a Equação 2.40. Um valor de gama próximo a 1 indica que o poro é esférico e, com o aumento deste número, o poro se torna achatado.

$$\gamma = \frac{P}{2\sqrt{\pi A}}. \quad (2.40)$$

2.2.3.2.5 Área de superfície específica (ASE)

É razão entre área total superficial dos poros e o volume total do espaço poroso, também conhecido como *specific surface area (SSA)*. Normalmente, um número pequeno indica uma geometria mais simples (OLIVEIRA *et al.*, 2020; ARCHILHA *et al.*, 2016), como apresentado na Equação 2.41.

$$SSA = \frac{\text{Área superficial dos poros}}{\text{Volume de poros}}. \quad (2.41)$$

3 Conjunto de Dados

Esta pesquisa de mestrado foi realizada no âmbito do projeto “Desenvolvimento Experimental de Modelagem Física e Petrofísica Aplicada à Caracterização e ao Monitoramento Sísmico de Reservatório”, uma parceria entre ao LENEP/UENF e o CENPES/PETROBRAS, coordenado pela professora Dra. Roseane Marchezi Misságia. Neste estudo foram utilizadas amostras de carbonatos de afloramento do tipo Coquinas da Fm. Morro do Chaves, da Sub-Bacia de Alagoas. As propriedades físicas, petrofísicas, mineralógicas, geológicas, mecânicas e elásticas foram realizadas por diferentes membros do projeto. As medidas de petrofísica básica como densidade total (ρ_{total}), porosidade (ϕ), permeabilidade (κ) e propriedades elétricas, foram realizadas pelo técnico do laboratório de petrofísica Marcus Vinícius. Enquanto as características geológicas como mineralogia, textura deposicional, tipo de dominante de porosidade e imagens de lâminas petrográficas foram feitas pelos pesquisadores e geólogos Natan Santarém e Rafaela Baggieri. Este trabalho apresenta uma caracterização integrada entre os parâmetros geomecânicos e elásticos, adquiridos para essa pesquisa, combinados com as propriedades físicas, geológicas e petrofísicas em 19 amostras de Coquinas. Assim, este capítulo descreve o conjunto de dados bem como uma breve abordagem do seu contexto geológico.

3.1 Área de Estudo

A escolha do estudo das Coquinas do Membro Morro do Chaves da Sub-bacia de Alagoas foi feita devido esta ser uma das fácies dos carbonatos do pré-sal (PEPIN *et al.*, 2014) e semelhanças litoestratigráficas sincrônicas à Formação Coqueiros da Bacia de Campos (BC), ambas com idade em torno de 125 Ma. Tanto a Formação Coqueiros da BC quanto o Membro Morro do Chaves formaram-se em ambiente lacustre de alta energia e constituem-se majoritariamente por bioclastos (NOGUEIRA *et al.*, 2003).

3.1.1 Contexto geológico

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui forma alongada com direção NE/SW e está situada na margem leste brasileira compreendendo os estados de Sergipe, Alagoas e Pernambuco. Possui cinco supersequências, denominadas Supersequência Paleozóica, Pré-Rifte, Rifte, Pós-Rifte e Drifte. A evolução estratigráfica a ser considerada foi descrita por Campos Neto *et al.* (2007) que subdivide os depósitos da Bacia de Sergipe-Alagoas em cinco Supersequências. A Figura 21 apresenta a carta estratigráfica da Sub-Bacia de Alagoas, foco de estudo desta pesquisa. O embasamento é constituído por rochas metamórficas proterozóicas da Faixa Sergipana, granitóides proterozóicos do Maciço Pernambuco-Alagoas e metassedimentos cambrianos do Grupo Estância.

A Supersequência Paleozóica constitui-se de sedimentos das formações Batinga e Aracaré do Permo-carbonífero. As demais supersequências da Bacia de Sergipe-Alagoas se relacionam com a fase de rifteamento, abertura do Oceano Atlântico Sul e separação das placas africana e sul-americana.

A Supersequência Pré-Rifte é constituída por arenitos da Formação Candeeiro e folhelhos vermelhos lacustres da Formação Bananeiras, de idade neojurássica, e arenitos barremianos da Formação Serraria.

A Supersequência Rifte é composta da base para o topo por folhelhos e arenitos lacustres da Formação Feliz Deserto, folhelhos da Formação Barra de Itiúba que grada lateralmente para arenitos da Formação Penedo e conglomerados, da Formação Rio Pitanga e Formação Poção. Sobreposto a

este pacote encontram-se os bancos carbonáticos do Membro Morro do Chaves e clásticos terrígenos flúvio-deltaicos da Formação Coqueiro Seco. O topo da Supersequência Rifte constitui-se de arenitos e folhelhos da Formação Maceió.

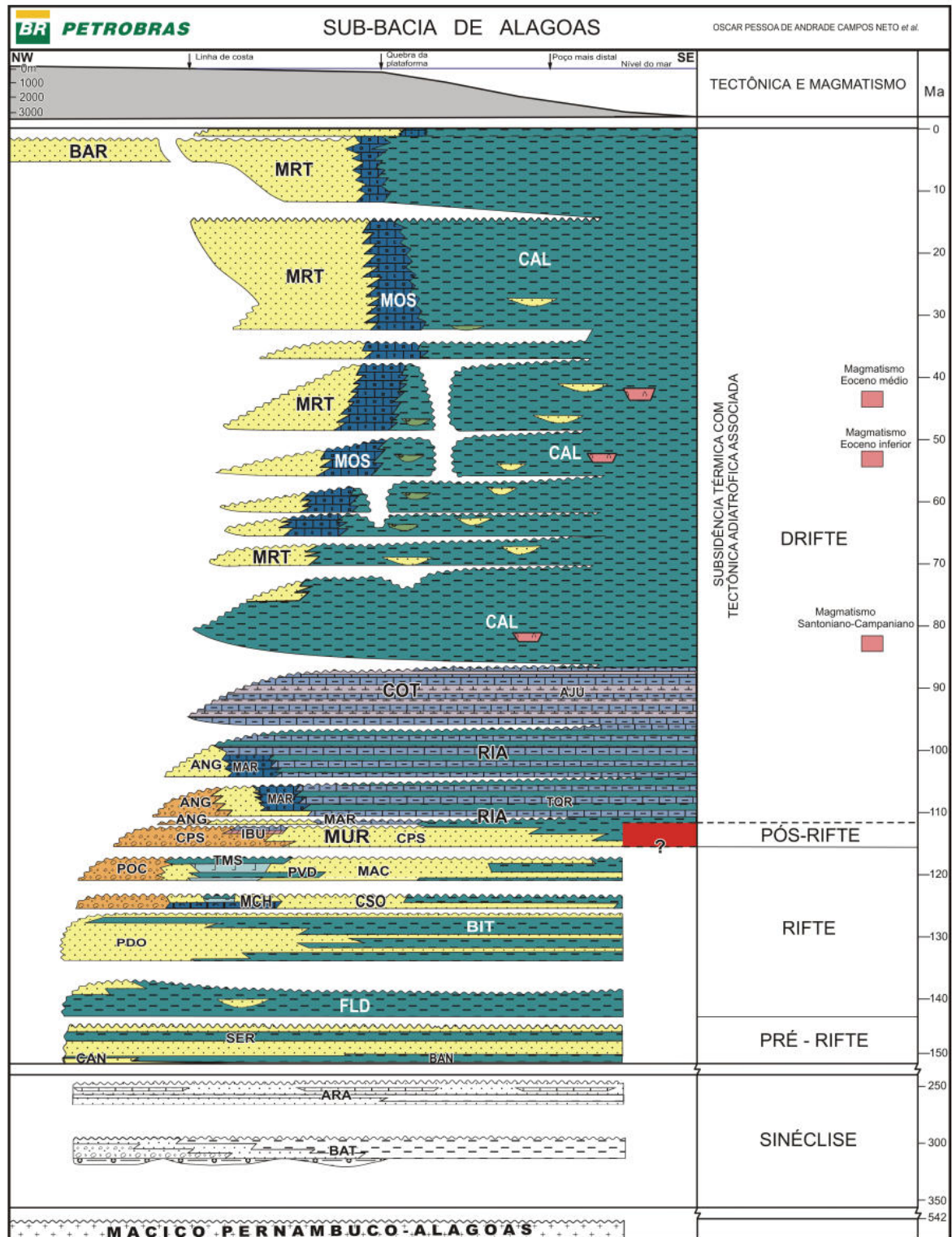


Figura 21 – Carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. Retirado de Campos Neto *et al.* (2007).

A Supersequência Pós-Rifte marca a primeira incursão marinha da bacia, com a deposição dos sedimentos da Formação Muribeca que é composta por siliciclásticos grossos do Membro Carmópolis, evaporitos, carbonatos e folhelhos do Membro Ibura e folhelhos e calcilitos do Membro Oiteirinhos.

A Supersequências Drifte possui um intervalo transgressivo na base e um regressivo no topo. A base é constituída de rochas predominantemente carbonáticas das Formações Riachuelo e Cotinguiba de idade albosantoniana. O intervalo regressivo é composto por um sistema deposicional predominantemente clástico, como arenitos da Formação Marituba, carbonatos da Formação Mosqueiro e folhelhos com arenitos turbidíticos da Formação Calumbi.

3.1.2 Formação Morro do Chaves

A Formação Coqueiro Seco possui uma única subdivisão que é o Membro Morro do Chaves, cuja espessura varia de 50 a 350 m. Segundo Nogueira *et al.* (2003), o Membro Morro do Chaves é composto pelas fácies de Coquinas e fácies de folhelhos lacustrinos, correspondendo na Bacia de Alagoas o sistema transgressivo de 3ª ordem com recobrimento de depósitos fluviais da Formação Penedo.

A Formação Coqueiro Seco foi formada no início do rifteamento e após aumento da atividade tectônica a Bacia sofreu uma subsidência mecânica. Esta subsidência possibilitou a deposição de sedimentos continentais como sistemas alúvio-deltaico e lacustre intercalados.

De acordo com Filho *et al.* (1998) o Membro Morro do Chaves se desenvolveu no ambiente lacustre com ingressão de leques aluviais terrígenos se intercalando com a sedimentação lacustre pelítica e carbonáticas. As variações do nível do lago por subsidência afogaram parcialmente os sedimentos terrígenos e depositaram as Coquinas e os pelitos. O ambiente de águas rasas e oxigenadas foi propício à formação de bivalves, cujas carapaças foram posteriormente retrabalhadas por ondas de tempestades e acumuladas no fundo do lago formando as Coquinas. Já os pelitos foram originados em períodos de nível máximo do lago e em condições anóxicas preservando a matéria orgânica.

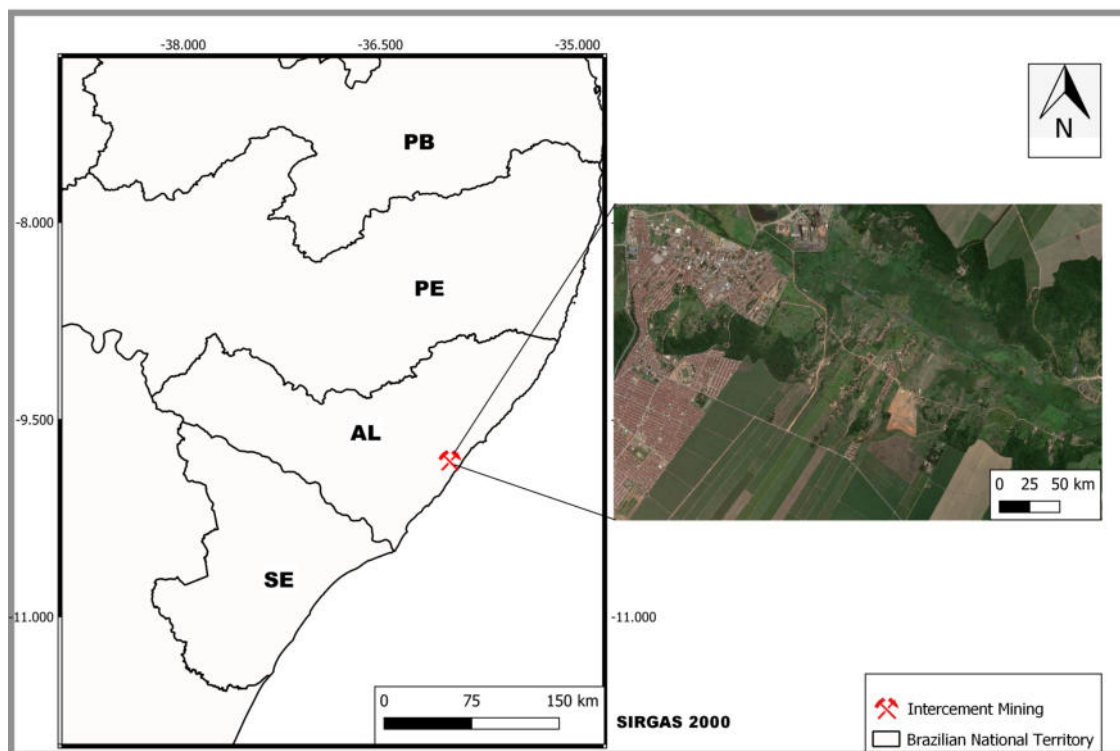


Figura 22 – Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas e afloramento da Fm. Morro do Chaves (área de estudo) localizado na pedreira InterCement.

3.2 Processos diagenéticos

A diagênese é um conjunto de transformações que um depósito sedimentar sofre após sua deposição, ou seja, é uma alteração devido as novas condições físicas (pressão e temperatura) e químicas (pH e presença de água). Inicia-se no final da deposição e avança indefinidamente, independente do grau de consolidação do sedimento. A diagênese é caracterizada por alguns processos e seus respectivos produtos, que são dependentes do estado de soterramento e do tipo de sedimento. Os processos sedimentares mais conhecidos são a compactação, dissolução, cimentação e recristalização (TEIXEIRA, 2009), sendo a cimentação o processo diagenético discutido nesse trabalho.

A cimentação pode ser resultado de um processo diagenético em função da sua resistência e tempo em que o sedimento está sob uma pressão de sobrecarga (WEYL, 1959). Na cimentação ocorre precipitação química de minerais a partir dos íons dissolvidos na água intersticial. Nos reservatórios de petróleo, os tipos de cimentos mais comuns são os carbonáticos (calcita, calcita ferrosa, ankerita e siderita) e os silicosos (quartzo, calcedônia, opala e quartzina). A precipitação química do cimento é dependente da sua insolubilidade no ambiente geoquímico, podendo variar de um ponto para outro, tendo como consequência variações locais na ϕ e na κ , além de exibir diferentes morfologias (TEIXEIRA, 2009).

3.2.1 Diagênese das Coquinas da Formação Morro do Chaves

Dal'Bó *et al.* (2020) estudaram a Fm. Morro do Chaves, localizada na Bacia de Sergipe-Alagoas. As rochas da Fm. Morro do Chaves, inicialmente, têm origem biológica, caracterizada principalmente pelo acúmulo de conchas, sofrem diferentes processos sedimentares e são denominadas como coquinas. Devido sua alta complexidade geológica, o estudo de fatores diagenéticos como compactação e cimentação são essenciais para compreender as propriedades físicas, petrofísicas e avaliação da qualidade e potencial das rochas da Fm. Morro do Chaves como reservatórios de fluidos.

3.2.1.1 Cimentação

Como mencionado acima, a cimentação é um processo diagenético que envolve fenômenos de diferentes naturezas (química, física e biológica), impactando os sedimentos logo após sua deposição. Segundo Dal'Bó *et al.* (2020), nas coquinas da Fm. Morro do Chaves, ocorrem quatro tipos diferenciados de cimento: *franjas isópaca* e *prismática*; *poi quilotópico* e *blocoso*, como mostra a Figura 23.

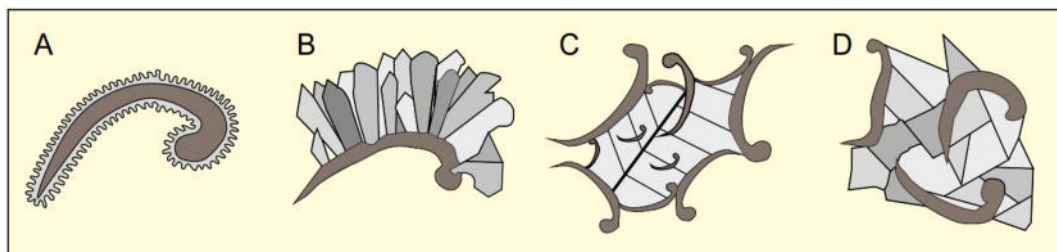


Figura 23 – Tipos de cimento descritos nas coquinas da Fm. Morro do Chaves: (A) Franja isópaca; (B) Franja prismática; (C) Cimento poi quilotópico; (D) Cimento blocoso. Retirado de Dal'Bó *et al.* (2020).

3.2.1.2 Cimento isópaco

Cimento isópaco ocorre como franjas de cristais de tamanhos regulares (apresentam comprimentos e larguras $\leq 5 \mu\text{m}$) e não fibrosos, com terminações pontiagudas e achatadas, como mostra a Figura 24. A franja isópaca também pode ocorrer descolada da superfície dos bioclastos, como consequência dos efeitos posteriores da compactação mecânica (Figura 24 - C). Esse tipo de cimento é gerado na primeira fase da sequência paragenética, na qual todo o espaço poroso encontra-se preenchido por água. Em uma segunda fase de cimentação, o cimento isópaco pode ser substituído por cimento prismático.

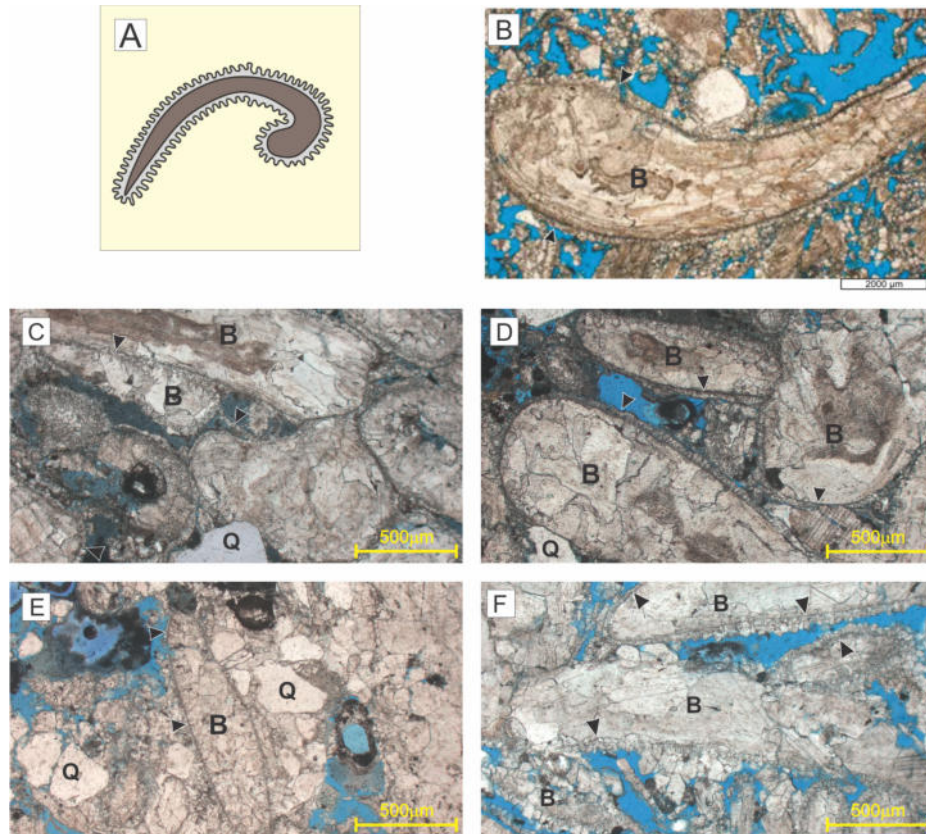


Figura 24 – Exemplos de cimento isópaco: (a) Ilustração do cimento do tipo isópaco e (b) uma imagem de lâmina da literatura da Fm. Morro do Chaves mostrando um exemplo de cimentação de calcita em franja isópaca (indicada pela seta preta) em torno da superfície de bioclasto indicado pela letra B (DAL'BÓ *et al.*, 2020); (c), (d), (e) e (F) imagens de lâminas de amostras de rochas coletadas na Fm. Morro Chaves, as setas pretas indicam cimentação de calcita em franja isópaca ao redor da superfície de bioclastos (letra B). Devido a influência de material terrígeno pode-se observar a presença de grão de quartzo no arcabouço das rocha indicado pela letra Q nas micrografias.

3.2.1.3 Cimento prismático

Cimento com franja do tipo prismática ocorre em forma de cristais de mesmo tamanhos (regulares) ou ligeiramente alongados, não fibrosos e com terminações achatadas ou pontiagudas, e dimensões de até $5 \mu\text{m}$ de largura e $20\text{-}50 \mu\text{m}$ de comprimento. A forma dos cristais individuais possuem terminações em prismas triangulares ou quadrangulares. Em alguns casos, é possível observar o cimento prismático descolado dos bioclastos, indicando ação da compactação mecânica sobre as valvas das conchas. A Figura 25 apresenta alguns exemplos de cimento prismático e como são formados.

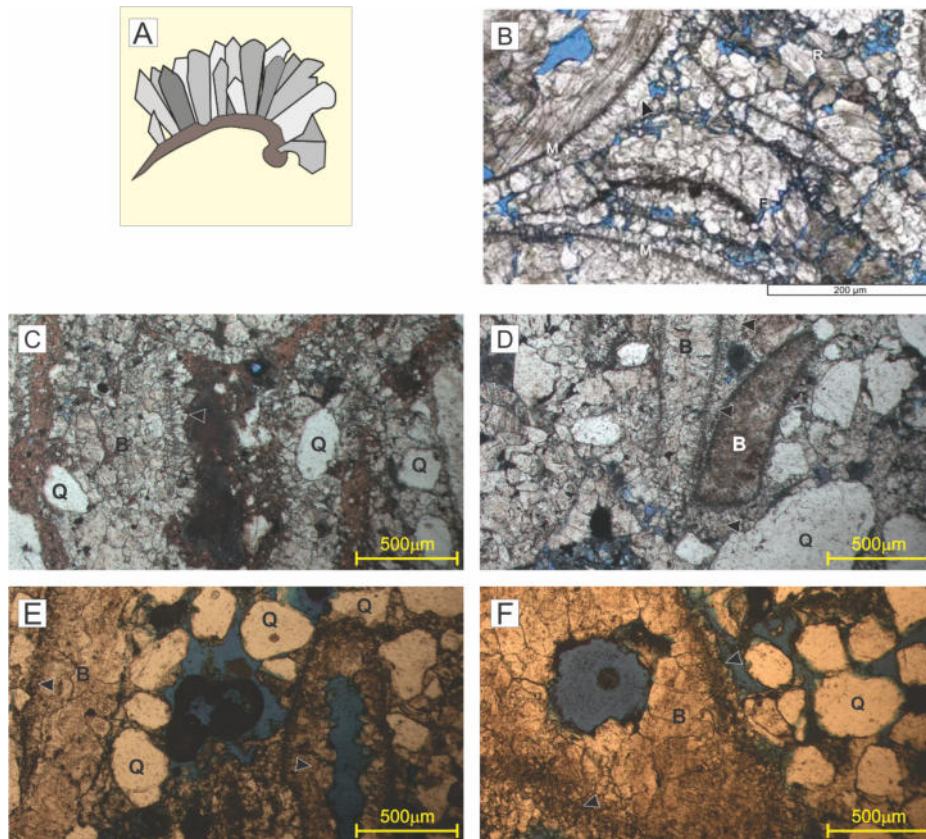


Figura 25 – Exemplos de cimentos prismáticos: (a) Ilustração do cimento do tipo cimentação em franja prismática; (b) exibe um exemplo da literatura de cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta), note que os bioclastos exibem micritização (letra M) e fragmentação (letra F) (DAL'BÓ *et al.*, 2020); (c) e (d) cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta) ao redor dos bioclastos e presença de grão de quartzo (letra Q); (e) e (F) Cimentação em franja prismática (indicada pela seta preta), apresenta bioclasto dissolvido com formação de franja prismática e presença de grão de quartzo (letra Q).

3.2.1.4 Cimento poiquilotópico

O cimento poiquilotópico é caracterizado por pequenos cristais (escala milimétricos a centimétricos) de calcita espática, englobando bioclastos e demais componentes, durante sua cristalização. Apresenta textura inequigranular, com limites definidos pelo contorno do espaço poroso onde se cristaliza. Esse tipo de cimento é tardio em relação a história paragenética da Fm. Morro do Chaves. Geralmente, o cimento poiquilotópico ocorre preenchendo poros vulgares, intercristalinos, móldicos e móldicos residuais nos bivalvíos. Fragmentos de valvas gerados por fraturamento em condições de compactação mecânica, também ocorrem engolfados pelo cimento poiquilotópico. A Figura 26 apresenta alguns exemplos de cimento poiquilotópico e como são formados. Este tipo de cimento não foi identificado nas amostras coletadas para este trabalho, os exemplos da Figura 26 são apresentados somente para ilustração e exemplificação desse tipo de cimento.

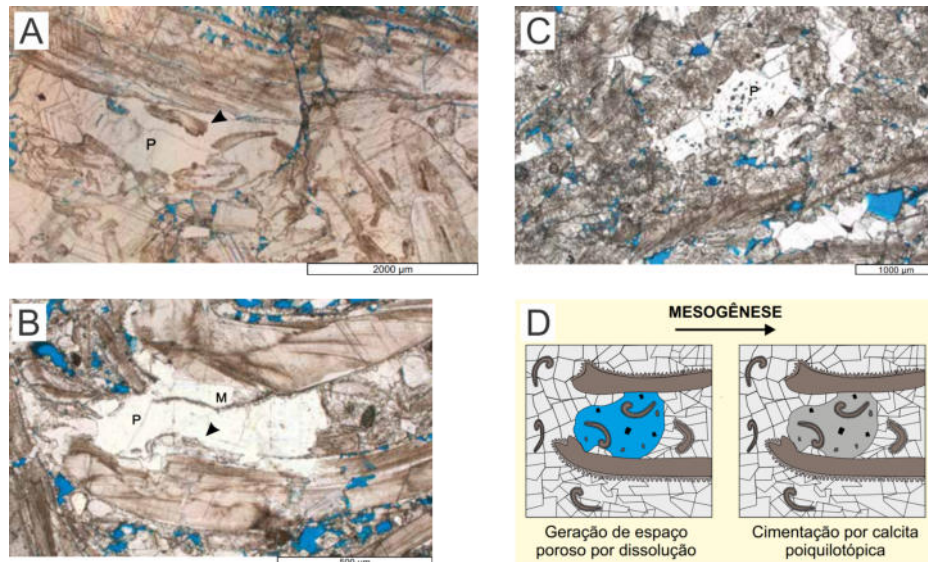


Figura 26 – Exemplo de cimento poiquilotópico: (a) Cimentação de calcita poiquilotópica (indicada pela seta preta). O cimento poiquilotópico (P) ao centro da imagem possui 4 mm de diâmetro e incorpora fragmentos de valvas; (b) Cimento de calcita poiquilotópica (letra P) engolfando envelopes micríticos (M) e cimento eugenético de calcita em franja isópaca (seta preta); (c) Cimento nítido de calcita poiquilotópica (indicado pela letra P) contendo fragmentos de bivalvío neomorfisado; (d) Ilustração mostrando a formação de cimento poiquilotópico durante a mesogênese. O cimento preenche a porosidade vugular gerada por dissolução e engolfa os bioclastos e grãos siliciclásticos durante sua cristalização. Todos os exemplos de micrografias apresentam nicóis paralelos. Adaptado de Dal'Bó *et al.* (2020).

3.2.1.5 Cimento blocoso de calcita espática

O cimento blocoso de calcita espática ocorre na forma de mosaicos de cristais espáticos em escala milimétrica à centimétrica, que preenchem os espaços porosos no interior ou entre bioclastos, e algumas vezes sobrepõe a cimentação eogenética em franja isópaca ou prismática. O cimento blocoso é formado durante a mesogênese. A Figura 27 exibe alguns exemplos cimento blocoso de calcita espática e como são formados.

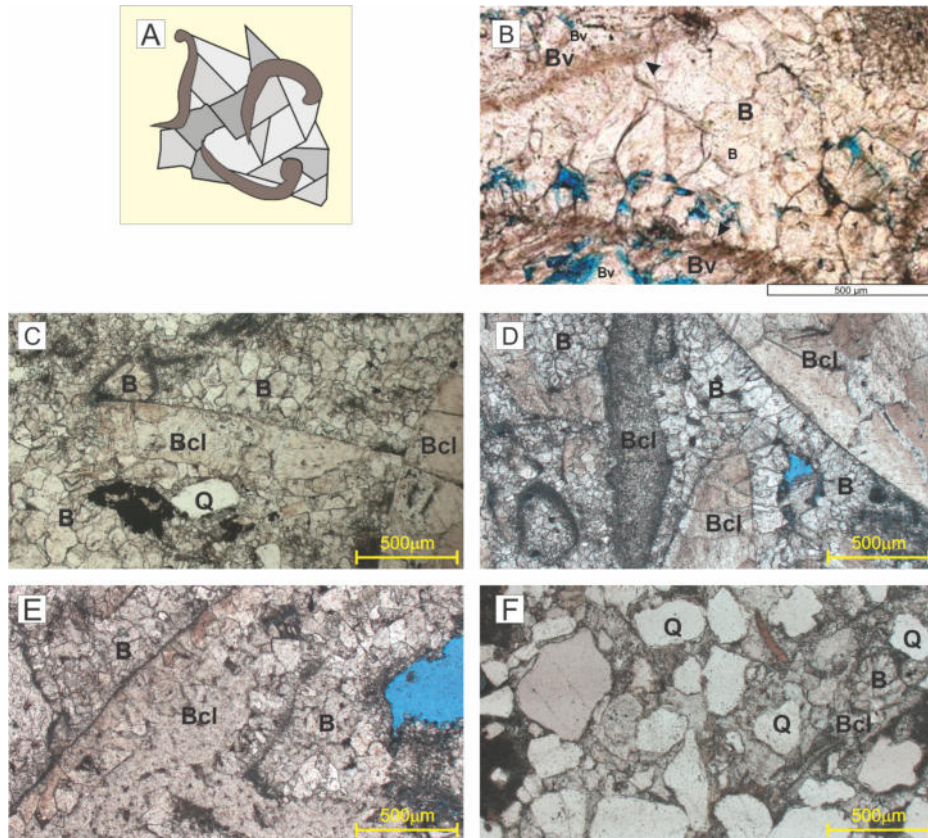


Figura 27 – Exemplo de cimento blocoso de calcita espática: (a) Ilustração de cimentação de calcita blocosa; (b) Cimentação de calcita blocosa (letra B) entre dois bivalvíos (Bv) micritizados (setas pretas); (c), (d) e (e) Cimentação de calcita blocosa (letra B) preenchendo os espaços ao redor dos bioclastos (Bcl); (F) Cimentação de calcita blocosa (letra B) e presença de grãos de quartzo no interior do bioclasto (Bcl).

4 Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia experimental para obtenção dos parâmetros petrofísicos, elásticos, acústicos e propriedades geométricas do espaço poroso, aplicada as amostras de Coquinas da Fm. Morro do Chaves.

4.1 Composição Mineralógica e Petrofísica Básica

4.1.1 Mineralogia

A análise da composição mineral foi realizada por difração de raios-X (DRX) e os resultados interpretados pelo método Rietveld (RIETVELD, 1969). Este método permite ajustar diferentes padrões de DRX e obter o melhor ajuste entre a medida experimental e a equação ajustada (ARCHILHA *et al.*, 2016). A Figura 28 apresenta a distribuição do volume mineral e uma distribuição do número de amostras em função do mineral majoritário, neste caso, calcita.

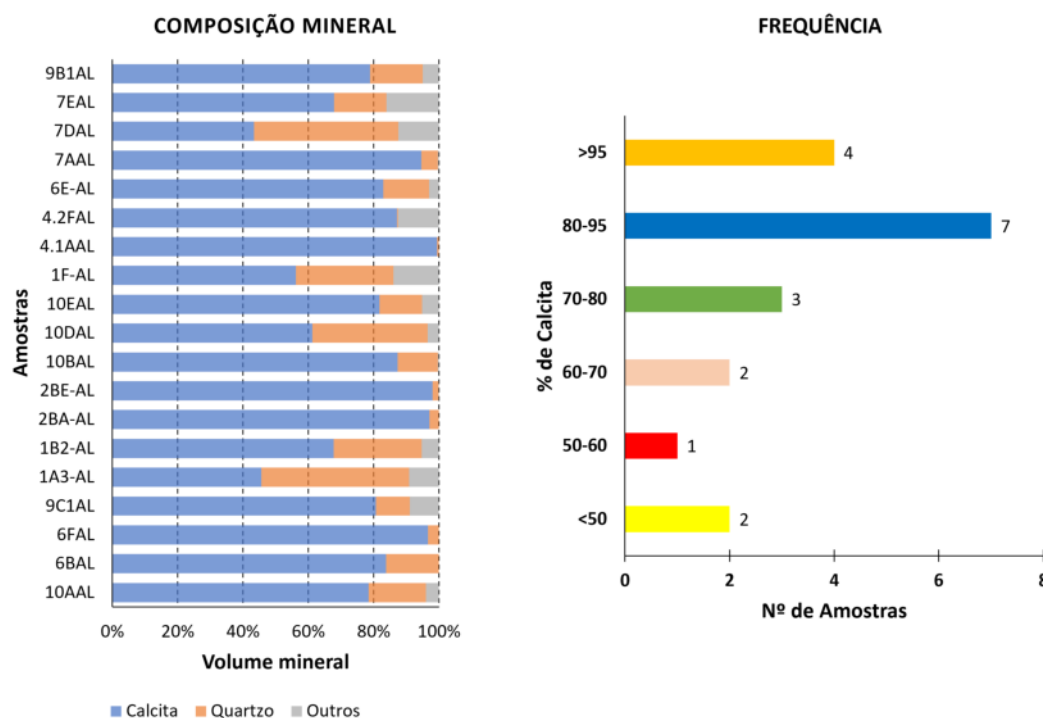


Figura 28 – Resumo da composição mineral, indicando (à esquerda) as principais frações, e (à direita) distribuição de frequência do volume do mineral majoritário nas amostras (a calcita).

4.1.2 Porosidade e densidade

As medidas de porosidade total (ϕ), densidade de grãos e total (ρ_{min} e ρ_{total} , respectivamente) das amostras foi feito utilizando um porosímetro de gás hélio, Ultrapore 300, apresentado na Figura 29. Este equipamento realiza medições do volume da matriz de amostras através da técnica de expansão de gás e Lei de Boyle (TIAB; DONALDSON, 2011). Na Figura 29b é mostrado um esquema do princípio de funcionamento do porosímetro, em que inicialmente, com a válvula entre as duas câmaras aberta, injeta-se gás hélio, verificando-se a diferença de pressão entre P_1 e P_2 . O próximo passo é colocar a

amostra de rocha em uma câmara de volume V_1 a uma determinada pressão P_1 , que está isolada da outra câmara de volume V_2 a uma pressão P_2 . Quando a válvula é aberta, ocorre o equilíbrio a uma pressão final. Assim, o espaço poroso é penetrado pelo gás e a diferença do volume do gás entre as duas câmaras é a medida do volume de grãos.

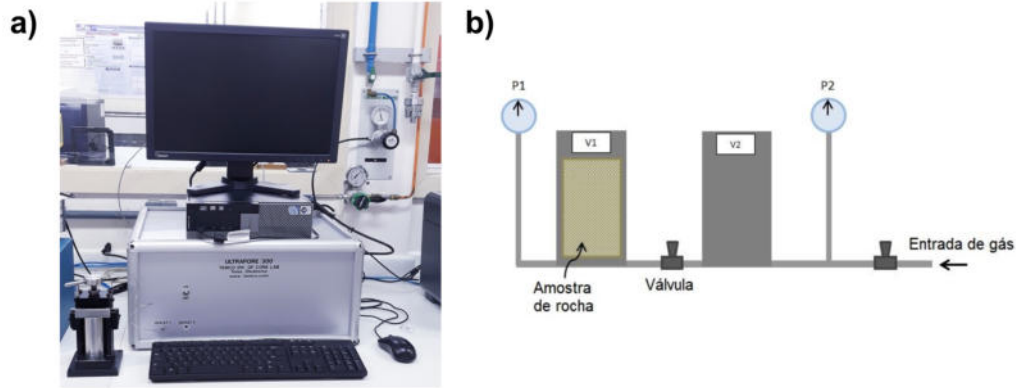


Figura 29 – a) Equipamento UltraPore 300; b) Esquema do porosímetro baseado na lei de Boyle.

4.1.3 Permeabilidade

A permeabilidade das amostras foi determinada por meio de um fluxo axial do gás nitrogênio utilizando o conjunto permeâmetro a gás PERG-200 (Core Lab, 2003) e associado a um *coreholder* (Figura 30) para aplicar a pressão de confinamento radial nas amostras, é possível obter valores de vazões para diferentes pressões aplicadas.

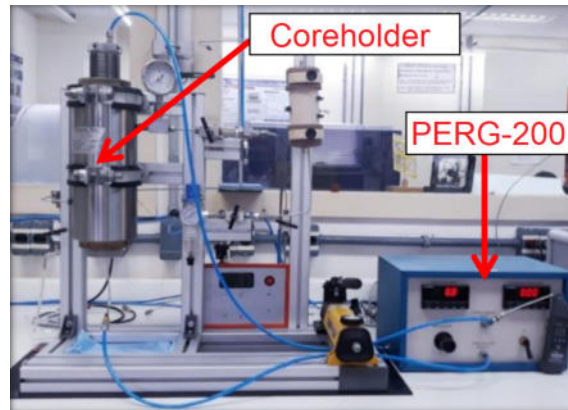


Figura 30 – Imagem do permeâmetro a gás PERG-200 (Core Lab, 2003), acoplado à um *coreholder* para aplicar a pressão de confinamento radial na amostra. No PERG-200 é possível visualizar 2 *displays* digitais onde são exibidos os valores de pressão e vazão do gás.

Através da Lei de Darcy (Equação 2.13) é possível determinar a permeabilidade absoluta (κ) usando um ajuste linear, como mostra a Equação 4.1 e exemplificado na Figura 31 correlacionando a variação de vazão e pressão

$$2000\eta\frac{L}{A}Q = \kappa\frac{(P_i^2 - P_0^2)}{P_m}, \quad (4.1)$$

em que κ é a permeabilidade em mD , η é a viscosidade do gás em cP , Q é a vazão do fluxo de gás em cm^3/s , P_0 a pressão de saída (atm), P_i a pressão de entrada (atm), P_m pressão média entre P_i e P_0 e 2000 é a constante de conversão para o κ ser em mD .

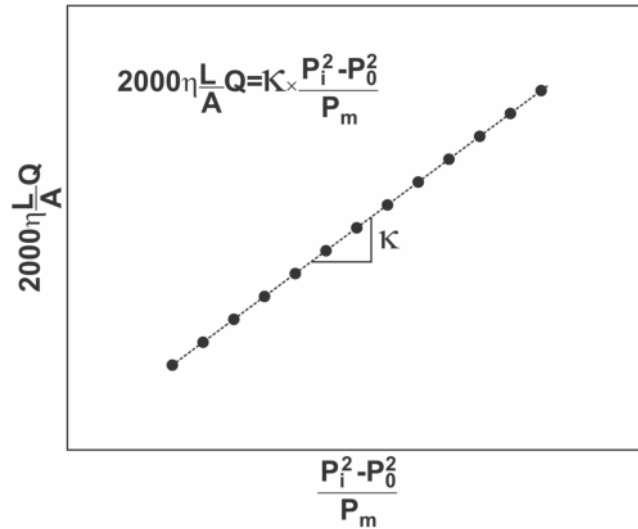


Figura 31 – Exemplo do gráfico usado para calcular a permeabilidade absoluta através do fluxo axial do gás e a permeabilidade é dada pelo coeficiente angular do ajuste. Modificado de Tiab & Donaldson (2011).

4.1.4 Propriedades elétricas

A técnica experimental para medida da resistência elétrica consiste na aplicação de uma corrente elétrica, em plugues de rocha saturados com uma salmoura (50000 ppm de $NaCl$ e densidade 1.0403 g/cm^3), por meio de 2 eletrodos. O resistivímetro ao qual estão ligados os eletrodos determina o valor da resistência elétrica o que torna possível calcular a resistividade elétrica. Para o ensaio de resistividade elétrica foi utilizado um aparato experimental composto de uma bomba hidráulica, *coreholder* e um Medidor LCR Meter Wayne Kerr modelo 4320 (Wayne Kerr Electronics, 2008), como mostra a Figura 32.

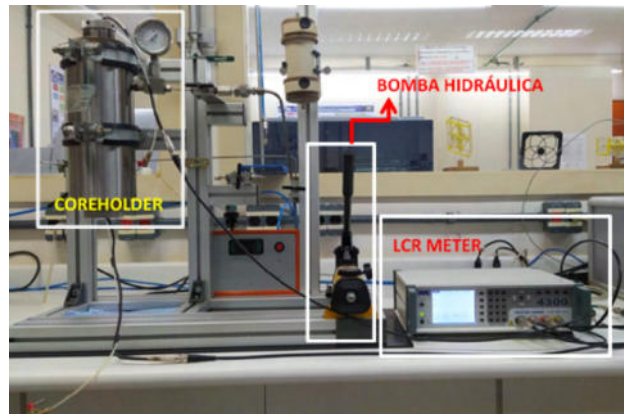


Figura 32 – Arranjo experimental do teste de resistividade elétrica, composto pelo conjunto bomba hidráulica, *coreholder* e Medidor LCR Meter.

O cálculo da resistividade elétrica (R_o) a partir da resistência elétrica (r) é realizado de acordo com a Equação 4.2, sendo necessários dados dimensionais da amostra como área (A) e comprimento (L).

$$R_o = r \frac{L}{A} \quad (4.2)$$

4.2 Propriedades Geomecânicas

Para obtenção das propriedades geomecânicas ou estáticas nas Coquinas, foram realizados testes de compressão uniaxial, utilizando uma Máquina de Ensaio Universal INSTRON 5582 (INSTRON, 2005), a uma taxa de deslocamento e aplicação de carga de 1 mm / min até que a amostra apresente visualmente falhas e fraturas. Durante o procedimento experimental, a força compressiva (em Newton) e a deflexão axial (em mm) são registradas. A combinação entre o diâmetro inicial e a variação do comprimento permite traçar gráficos do tipo tensão *versus* deformação e estimar o módulo de Young e o UCS. O teste de compressão foi baseado na norma ASTM D7012-14 (2014). A Figura 33 mostra o fluxo de trabalho para estimar o módulo de *Young* estático (E_{est}) e o UCS.

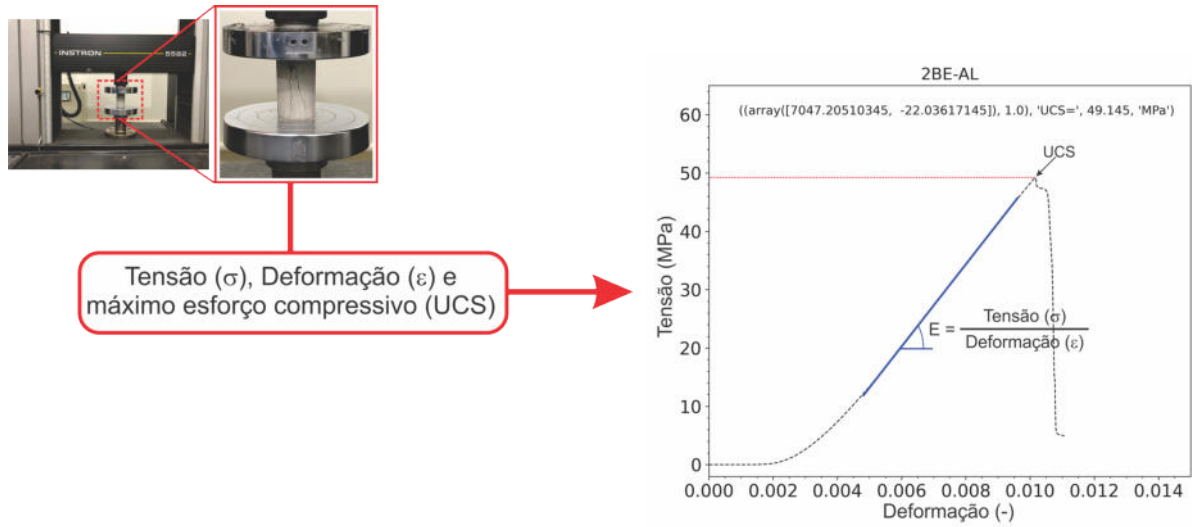


Figura 33 – Fluxo de trabalho esquemático do teste de compressão axial. A imagem superior mostra a máquina de teste e a amostra entre dois *platens* metálicos. A caixa de texto no meio indica as variáveis obtidas no teste e utilizadas para obter os parâmetros geomecânicos (Tensão, Deformação e UCS). A imagem da direita apresenta um gráfico tensão-deformação indicando a inclinação da parte mais linear da curva e a máxima tensão suportada pela amostra antes de falhar (UCS).

4.3 Medidas Acústicas e Dinâmicas

As velocidades elásticas foram determinadas através de ensaios de compressão uniaxial, com carga axial variando de 5 a 8MP, em condição seca, utilizando o Sistema de Física das Rochas (SFR) do LENEP/UENF, em acordo com a norma ASTM D2845-08 (ASTM D2845-08, 2008), que descreve a técnica de transmissão de pulso. Os experimentos objetivaram determinar os tempos de trânsito das ondas P - S_1 - S_2 e, combinados com o comprimento de cada amostra (Equação 4.3), possibilitou calcular suas respectivas velocidades (V_p , V_{s1} e V_{s2}) em escala ultrassônica, frequência de 1,3 MHz para onda-P e 900 kHz para as ondas- S_1 - S_2 . Para velocidade da onda S (V_s) é considerado a média entre V_{s1} e V_{s2} . Outros detalhes das medidas acústicas e processamento dos dados de velocidade podem ser encontrados no Apêndice D.

$$V_{(p, s_1, s_2)} = \frac{\text{Comprimento da amostra}}{\text{tempo onda} - P - S_1 - S_2} \quad (4.3)$$

Com base nos valores de V_p e V_s combinados com a ρ_{total} , foi possível estimar propriedades dinâmicas como o módulo de *Young* dinâmico (E_d) e razão de *Poisson* (ν_d), conforme equações a seguir (MAVKO *et al.*, 2009; SCHÖN, 2011):

$$E_d = V_s^2 \rho_{total} \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (4.4)$$

$$\nu_d = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1}, \quad (4.5)$$

4.4 Propriedades do Espaço Poroso e ADI

4.4.1 Aquisição e descrição geológica de imagens petrográficas

Foram confeccionadas lâminas petrográficas de 19 amostras, todas impregnadas com resina de coloração azul (*blue epoxy*), para melhorar a visualização do espaço poroso. Para obtenção das imagens digitais das lâminas, utilizou-se o microscópio petrográfico de luz transmitida, acoplado a uma câmera *AxioCam HRC* (ambos da marca Zeiss) e o software *AxioVision* para visualização e captura das imagens, no Laboratório de Petrofísica do LENEP/UENF. A seguir, as imagens petrográficas foram analisadas para descrever a estrutura interna das amostras, auxiliadas pela classificação de Dunham (1962) e pelas classificações de tipos de poros de Choquette & Pray (1970). A Figura 34 mostra imagens petrográficas de coquinas da FMC para exemplificar a metodologia proposta. As demais imagens de amostras serão apresentadas nos resultados.

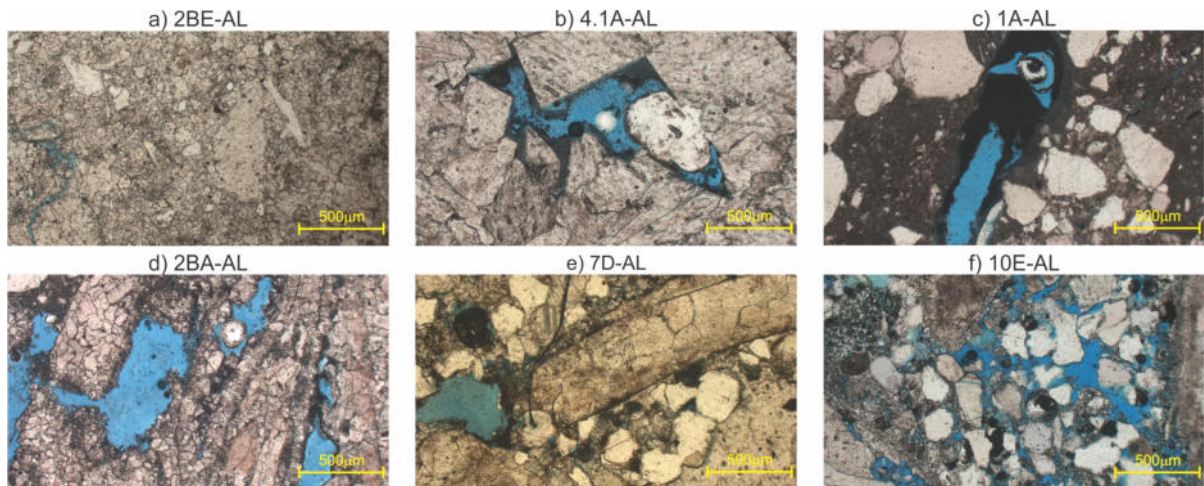


Figura 34 – Imagens petrográficas representativas das principais texturas (DUNHAM, 1962) e tipos de poros/porosidade (CHOQUETTE; PRAY, 1970) encontrados nas amostras de Coquinas da FMC deste trabalho. (a) 2BE-AL - textura: Cristalina, tipo de porosidade: Intercristalina; (b) 4.1A-AL - textura: Cristalina, tipo de porosidade: Intercristalina; (c) 1A-AL - textura: *Packstone*, tipo de porosidade: Móldica; (d) 2BA-AL - textura: *Rudstone*, tipo de porosidade: Vugular; (e) 7D-AL - textura: *Rudstone*, tipo de porosidade: Interpartícula; (f) 10E-AL - textura: *Grainstone*, tipo de porosidade: Interpartícula.

4.4.2 Obtenção das propriedades do espaço poroso através da ADI

Para determinar as propriedades geométricas do espaço poroso como microporosidade (ϕ_{micro}), tamanho dominante do poro ($DomSize$), perímetro sobre área (PoA), esfericidade ou gamma (γ) e área da superfície específica (SSA), apresentados na subseção 2.2.3.2, primeiramente foram adquiridas 21

visadas para cada lâmina petrográfica. Em seguida são utilizados os softwares *IrfanView* e *imageJ* na versão *Fiji* (disponíveis gratuitamente). A Figura 35 apresenta um fluxograma das etapas de trabalho empregada na ADI, conforme metodologia de aquisição de imagens para ADI sugerida por Weger (2006), Grove & Jerram (2011), Lima Neto *et al.* (2014).

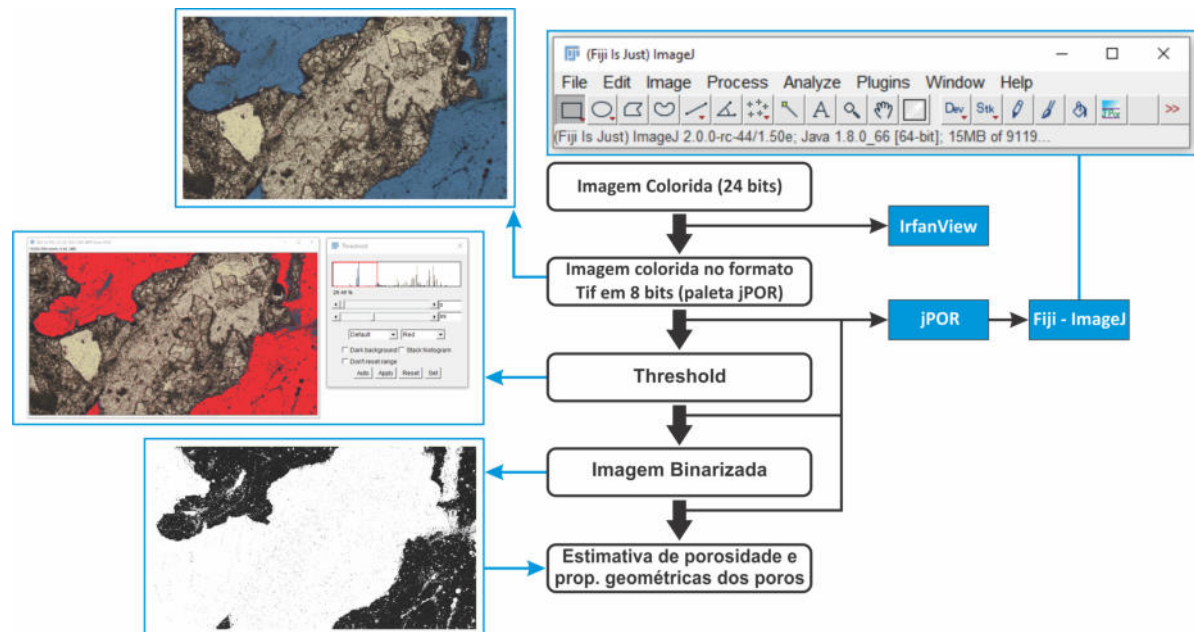


Figura 35 – Fluxograma da análise petrográfica das imagens com foco nas propriedades geométricas do espaço poroso.

No microscópio são adquiridas imagens petrográficas utilizando uma objetiva de 5X, com incidência de luz plano-polarizada (PPL), com uma resolução de área do poro de $63,48 \mu\text{m}^2$, no formato .tif e 24 bits. A seguir, utilizando a metodologia proposta por Grove & Jerram (2011), Lima Neto *et al.* (2014) e Lima Neto *et al.* (2018), as imagens são convertidas para 8 bits, no software *IrfanView*, e salvas em arquivos no formato *Tif*. Logo após, é utilizado um *plugin* do *ImageJ* chamado *jPOR* (GROVE; JERRAM, 2011) para binarização das imagens das lâminas e análise da porosidade. A binarização consiste na conversão da imagem colorida em uma imagem em *pixels* pretos e brancos. Na etapa do *Threshold* os poros com coloração azul (devido impregnação com resina *epoxy*) são identificados pelo *plugin* automaticamente e realçados em cor vermelha. Porém é possível modificar manualmente a faixa do *Threshold* para corrigir regiões que possam ter sido ignoradas ou consideradas erroneamente como poros. Após a binarização, a porosidade pode ser calculada pelo *plugin jPOR* e gerados os *outputs* parâmetros no formato .xls com dados de tamanho, distribuição espacial e estatísticos obtidos através das opções de análises do software *ImageJ*, que serão utilizados como *input* para o cálculo das propriedades geométricas. Este processo é aplicado às 21 visadas. Por fim, utilizando um *script* MATLAB desenvolvido por Lima Neto *et al.* (2014), Lima Neto *et al.* (2018), tendo como *input* os arquivos .xls com informações do tamanho e distribuição espacial dos poros de cada visada, foi possível calcular as propriedades geométricas e estimativa da microporosidade de cada visada e também uma média de cada propriedade para representar a lâmina (LIMA NETO *et al.*, 2014) e (Lima Neto *et al.*, 2018). A Figura 36 apresenta um exemplo de histograma da distribuição de tamanho médio dos poros para a amostra 2BA-AL, no qual foi adotado um *cutoff* $500 \mu\text{m}^2$, equivalente a um diâmetro de $25 \mu\text{m}$, como limite superior para os microporos, como proposto por Anselmetti *et al.* (1998).

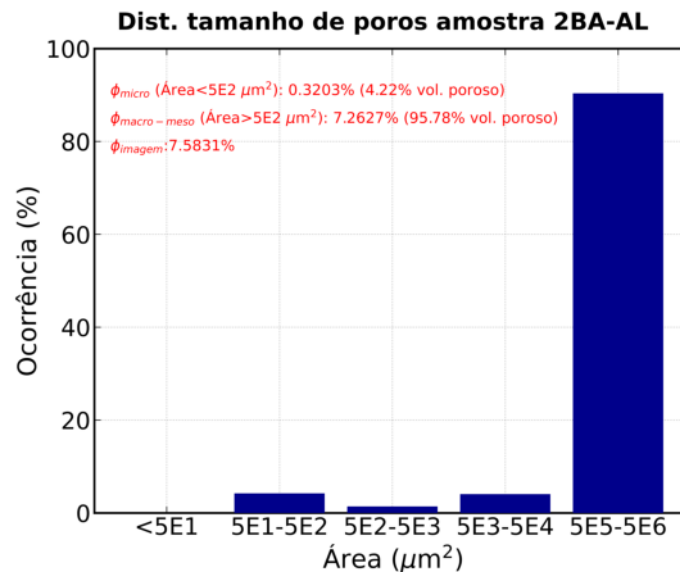


Figura 36 – Histograma da distribuição do tamanho de poros de acordo com Anselmetti *et al.* (1998) para a amostra de cozinha 2BA-AL.

4.5 Análise Estatística e Regressão Múltipla

A partir dos resultados experimentais, foi possível construir uma Matriz de Correlação de *Pearson* (subseção 2.1.5.4.1), analisar os impactos das propriedades elásticas, petrofísicas e geométricas na resistência à compressão (UCS) e no módulo de *Young* estático (E_{est}), propondo equações de ajustes utilizando regressão linear múltipla (RLM). Em seguida, foi calculado o MRE (Equação 2.32), o RMSE (Equação 2.31) e o erro entre dados medidos e estimados pelas equações empíricas.

4.6 Suposições, limitação e considerações

O testes de determinação das propriedades estáticas exigem alguns cuidados, pois deve-se preservar ao máximo a integridade da amostra durante os experimentos que antecedem a predição do módulo de *Young* estático (E_{est}) e resistência à compressão uniaxial (UCS), aumentando assim a acurácia e confiabilidade do resultado. Com esse propósito, as amostras foram obtidas em duplicatas e divididas em dois grupos.

No primeiro grupo foram realizadas medidas de densidade, porosidade a gás (a pressão ambiente) e permeabilidade a gás com pressão de confinante de 600 psi ($\approx 4,14$ MPa). A seguir, foi realizado o experimento de medida do tempo de trânsito das ondas P e S com incremento de pressão até 8 MPa. Algumas amostras apresentam porosidade muito baixa limitando a utilização do equipamento PERG-200 (descrito na Subseção 4.1.3) utilizado para medir permeabilidade.

No segundo grupo, além das medidas de petrofísica básica, as medições de tempos de trânsito das ondas P e S foram feitas explorando uma maior taxa de pressão 5-25 MPa na condição seca, em seguida as amostras foram saturadas e medido suas propriedades elétricas. Em adição, as medidas de permeabilidade também foram complementadas com dados do poro-permeâmetro *Coveral* 700 (Subseção 4.1.3), o que permitiu estimar a permeabilidade de amostras com baixa porosidade (1A-AL, 1B-AL, 1F-AL e 2BE-AL).

Por serem duplicatas, as amostras do primeiro e segundo grupo, ou seja, amostras gêmeas, assumiu-se que as amostras 1A3-AL, 1B2-AL, 1F-AL e 2BE-AL do primeiro grupo possuem a mesma permeabilidade que as amostras do segundo. Da mesma forma, os resultados de propriedades elétricas do segundo foram considerados os mesmos para primeiro grupo de amostras. Como

informado no Capítulo 3, foi utilizado nesse trabalho são amostras de afloramento, e como tais estão sujeitas ao intemperismo, impactando alguns resultados, como, por exemplo, as equações de predição de UCS e E_{est} utilizando o método de RLM.

5 Resultados e Discussões

Neste Capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a utilização da metodologia proposta no Capítulo 4. É avaliado o efeito das propriedades físicas, petrofísicas, acústicas (velocidade das ondas P e S), geológicas (textura deposicional, tipo de porosidade dominante e diagênese - cimentação), geométricas relacionadas ao sistema poroso e as propriedades geomecânicas estáticas (UCS e módulo de *Young* - E_{est}) de 19 amostras de Coquinas da Fm. Morro do Chaves.

5.1 Resultados Experimentais

Os resultados obtidos nos ensaios de determinação da composição mineral e petrofísica básica são apresentados na Tabela 4, enfatizando o conteúdo do mineral calcita devido este ser o de maior ocorrência, os módulos de incompressibilidade (K_{min}) e cisalhamento (G_{min}) minerais, bem como a densidade mineral (ρ_{min}). Também são mostradas as propriedades petrofísicas como porosidade (ϕ) e permeabilidade (κ), ambas medidas à gás, densidade total (ρ_{total}), resistividade da rocha (R_o), fator de formação (F_r) e o coeficiente de cimentação (m).

Tabela 4 – Resumo das propriedades mineralógicas e petrofísicas das amostras de Coquinas Fm. Morro do Chaves.

Amostras	Calcita %	K_{min} GPa	G_{min} GPa	ρ_{min} g/cm^3	ϕ %	κ mD	ρ_{total} g/cm^3	R_o Ωm	F_r -	m -
1A3-AL	45,63	52,74	34,08	2,713	5,89	0,04	2,441	9,81	77,02	1,73
1B2-AL	67,71	57,47	32,98	2,688	8,03	0,030	2,542	43,18	339,22	1,94
1F-AL	56,25	54,99	31,26	2,679	7,77	0,15	2,454	17,16	134,79	1,96
2BA-AL	97,01	69,55	31,18	2,708	12,15	9,29	2,379	25,40	199,54	2,70
2BE-AL	97,98	70,18	31,54	2,712	4,34	0,02	2,588	204,80	1608,76	2,04
4.1A-AL	99,4	70,70	31,05	2,710	17,59	391,66	2,226	51,50	404,54	3,26
4.2F-AL	87,14	68,68	28,98	2,691	19,04	627,35	2,186	47,90	376,28	3,09
6B-AL	83,78	63,64	32,19	2,700	9,76	16,29	2,430	12,05	94,65	1,98
6E-AL	82,96	64,10	31,59	2,697	16,85	92,20	2,229	5,12	40,23	2,14
6F-AL	96,59	69,34	31,14	2,708	10,79	9,79	2,402	10,72	84,23	1,97
7A-AL	94,6	68,40	31,66	2,707	16,28	185,79	2,247	7,14	56,12	1,58
7D-AL	43,4	56,16	40,44	2,733	15,21	83,10	2,278	5,80	45,54	2,11
7E-AL	67,83	72,13	41,63	3,067	17,47	212,48	2,214	6,01	47,20	2,08
9B1-AL	78,86	65,06	36,04	2,783	14,46	127,23	2,300	6,79	53,35	1,56
9C1-AL	80,73	65,85	31,50	2,463	16,41	277,69	2,253	6,94	54,54	1,57
10A-AL	78,86	62,75	32,24	2,593	18,54	88,32	2,185	-	-	-
10B-AL	87,73	65,35	33,59	2,705	16,42	72,96	2,250	5,02	39,42	1,98
10D-AL	61,22	55,44	34,79	2,691	22,17	213,48	2,060	12,96	101,83	3,05
10E-AL	81,76	66,49	35,69	2,721	20,21	328,71	2,135	5,00	39,32	2,10

A seguir, a Tabela 5 exibe os resultados das propriedades acústicas, como velocidade das ondas P e S e razão $\frac{V_p}{V_s}$, os módulos elásticos dinâmicos, razão de *Poisson* (ν_d) e módulo de *Young* (E_d) dinâmicos, e as propriedades mecânicas estáticas, módulo de *Young* (E_{est}) e resistência à compressão uniaxial (UCS). Não foi possível obter E_{est} das amostras 4.1A-AL, 4.2F-AL e 10D-AL, pois fraturaram durante o teste de velocidades acústicas. Assim, para essas amostras, assumiu-se o valor da força que estavam submetidas como sendo a carga máxima suportada para cálculo do UCS (Equação 2.27).

Tabela 5 – Resumo das propriedades acústicas e geomecânicas estáticas e dinâmicas.

Amostras	Vp	Vs	$\frac{V_p}{V_s}$	ν_d	E_d	E_{est}	UCS
	km/s	km/s		-	GPa	GPa	MPa
1A3-AL	3,671	2,303	1,59	0,133	31,26	5,12	41,24
1B2-AL	4,257	2,398	1,78	0,217	36,96	5,27	39,21
1F-AL	3,550	1,922	1,85	0,242	23,46	4,54	24,64
2BA-AL	4,158	2,378	1,75	0,207	33,81	5,06	23,91
2BE-AL	5,484	3,004	1,83	0,235	60,05	7,05	49,15
4.1A-AL	3,529	1,922	1,85	0,239	21,19	-	7,93
4.2F-AL	2,827	1,606	1,84	0,211	14,23	-	7,9
6B-AL	4,219	2,266	1,83	0,247	32,38	4,19	18,15
6E-AL	3,577	1,997	1,79	0,233	22,65	2,58	12,95
6F-AL	4,337	2,518	1,72	0,196	37,93	3,51	15,19
7A-AL	4,022	2,187	1,84	0,240	27,74	2,99	10,21
7D-AL	3,774	2,102	1,80	0,225	25,68	2,38	10,52
7E-AL	3,815	2,128	1,79	0,224	25,55	1,86	9,50
9B1-AL	3,855	2,056	1,87	0,251	25,32	1,46	8,44
9C1-AL	3,701	1,966	1,88	0,254	22,70	1,88	9,04
10A-AL	3,656	2,063	1,77	0,216	23,55	2,02	9,65
10B-AL	3,760	2,155	1,74	0,205	26,24	1,85	9,34
10D-AL	3,107	1,987	1,64	0,156	17,83	-	7,07
10E-AL	3,107	1,987	1,64	0,156	18,48	1,06	6,06

Em seguida, a Tabela 6 apresenta os resultados das interpretação das lâminas petrográficas quanto à textura deposicional e tipos de poro e cimento predominante, além dos resultados das propriedades geométricas do espaço poroso como perímetro sobre área (PoA), tamanho dominante dos poros ($DomSize$), razão de aspecto média (α_{med}), esfericidade ou grau de arredondamento dos poros (γ) e volume de microporos (ϕ_{micro}). Um detalhamento das interpretações de textura, tipo dominante de poro e cimentação é apresentado no Apêndice B.

Tabela 6 – Interpretação da textura deposicional, tipos de poro e cimento predominante, e resumo das propriedades do espaço poroso obtidas através da análise digital de imagens.

Amostras	Textura	Tipo de Poro	Tipo de Cimento	PoA	$DomSize$	α_{med}	γ	SSA	Vol. ϕ_{micro}
				mm^{-1}	μm	-	-	mm^{-1}	%
1A3-AL	<i>Packstone</i>	Moldico	Blocoso	252,95	148,96	0,434	2,16	45,86	29,09
1B2-AL	<i>Packstone</i>	Moldico	Blocoso	669,07	59,85	0,308	2,12	224,35	35,07
1F-AL	<i>Packstone</i>	Moldico	Blocoso	407,12	103,82	0,409	2,08	101,46	31,75
2BA-AL	<i>Rudstone</i>	Vugular	Blocoso	52,89	384,50	0,466	2,04	6,52	4,22
2BE-AL	Cristalina	Intercristalina	Blocoso	552,75	57,69	0,539	1,73	170,17	50,47
4.1A-AL	Cristalina	Intercristalina	Blocoso	178,83	119,43	0,529	2,21	23,18	12,70
4.2F-AL	<i>Rudstone</i>	Vugular	Blocoso	141,44	113,15	0,534	2,22	16,21	7,98
6B-AL	<i>Rudstone</i>	Vugular	Franja Prismática	190,43	120,73	0,556	2,15	30,95	9,42
6E-AL	<i>Rudstone</i>	Interpartícula	Franja Prismática	155,22	112,82	0,532	2,23	21,87	6,56
6F-AL	<i>Rudstone</i>	Vugular	Blocoso	216,49	116,92	0,531	2,14	41,29	26,90
7A-AL	<i>Rudstone</i>	Interpartícula	Blocoso	88,55	133,67	0,549	2,21	9,85	3,16
7D-AL	<i>Rudstone</i>	Interpartícula	Franja Prismática	1987,56	104,90	0,545	2,42	20,47	11,97
7E-AL	<i>Rudstone</i>	Interpartícula	Franja Isópaca	155,79	116,18	0,558	2,27	20,91	8,19
9B1-AL	<i>Rudstone</i>	Vugular	Franja Prismática	116,54	137,26	0,523	2,20	14,09	4,56
9C1-AL	<i>Grainstone</i>	Vugular	Franja Isópaca	129,02	120,45	0,532	2,20	14,59	6,12
10A-AL	<i>Grainstone</i>	Vugular	Franja Isópaca	131,95	148,61	0,528	2,29	12,30	6,39
10B-AL	<i>Rudstone</i>	Interpartícula	Franja Isópaca	155,38	151,10	0,513	2,19	21,40	13,84
10D-AL	<i>Grainstone</i>	Vugular	Franja Isópaca	86,23	128,21	0,525	2,17	9,66	3,24
10E-AL	<i>Grainstone</i>	Interpartícula	Franja Isópaca	263,87	93,74	0,511	2,19	31,74	22,41

5.2 Correlação Entre Módulos Estáticos e Dinâmicos

Determinar as relações entre os módulos estáticos e dinâmicos não é tarefa simples, pois a velocidade das ondas P e S e os módulos elásticos dinâmicos resultantes são dependentes das condições de medição, principalmente da pressão efetiva. Geralmente, para rochas, os módulos elásticos estáticos são menores que os dinâmicos ($E_{est} < E_d$), pois as magnitudes de tensão e deformação causadas pelas ondas em escala ultrassônica e sísmica são pequenas em comparação a tensão e deformação associada aos ensaios estáticos (SCHÖN, 2011). O módulo de *Young* estático (E_{est}) também é afetado pela pressão aplicada na amostra e pela magnitude da deformação axial, ou seja, quanto maior a resistência à compressão (*UCS*) maior o módulo E_{est} . As Figuras 37 e 38 apresentam dois *crossplots* correlacionando E_{est} versus E_d versus *UCS*. Observe que quanto maior o *UCS* maior o módulo de *Young* estático e dinâmico, indicando que a diferença entre as tensões carregamento aplicadas até o falhamento da amostra é o principal fator de controle da variação entre os módulos.

Muitos fatores contribuem para a diferença entre as propriedades estáticas e dinâmicas. Se a porosidade da rocha aumenta, a densidade diminui e a resistência à compressão (*UCS*) irá diminuir ocasionando fraturas sob tensões menores, porque a estrutura da rocha se torna mais frágil (FJAER *et al.*, 2008). Note que somente o estudo das tensões aplicadas não é suficiente para entender a variação do *UCS* e módulo de *Young* estático, necessitando a inclusão de parâmetros como mineralogia, tipo de textura deposicional, tipo e escala de porosidade e propriedades geométricas do espaço poroso.

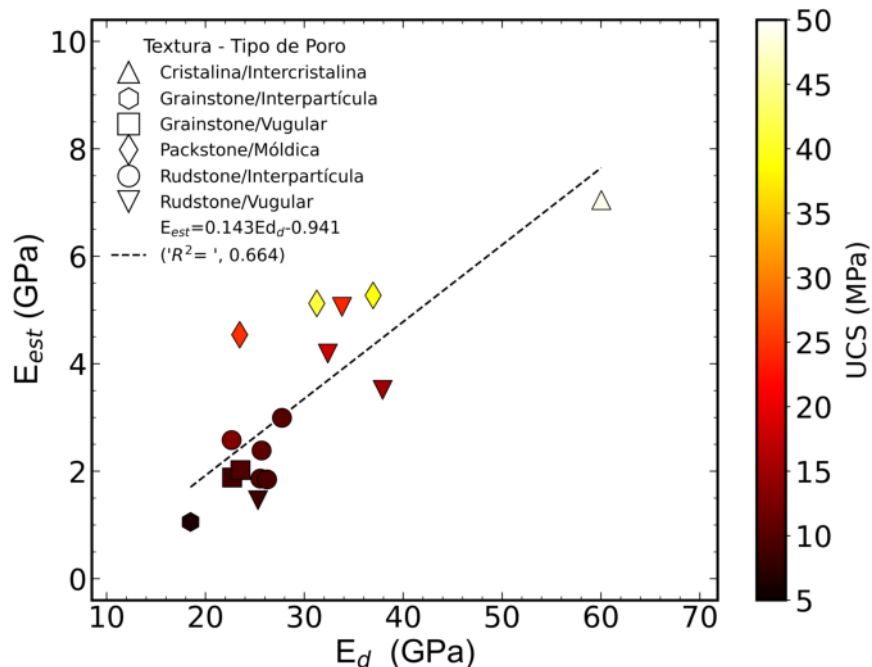


Figura 37 – Correlação entre os módulos de *Young* estático (E_{est}) e dinâmico (E_d) e *UCS* referenciado na barra de cores e com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970).

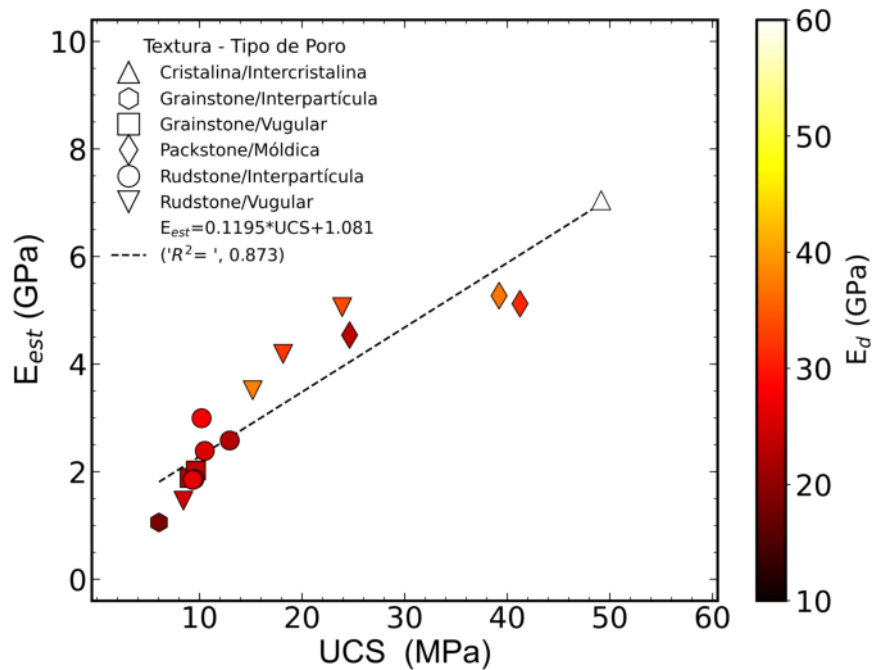


Figura 38 – Correlação entre UCS e os módulos de Young estático (E_{est}) e dinâmico (E_d) referenciado na barra de cores e identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970).

5.3 Influência das Propriedades Geológicas nas Propriedades Estáticas

Santarém *et al.* (2021) analisaram 24 amostras de coquinas da Fm. Morro do Chaves, determinando o tipo de porosidade majoritária, como interpartícula, vugular, móldica, entre outras, como estabelecido por Choquette & Pray (1970), e a classificação da textura deposicional proposta por Dunham (1962). Baseando-se neste trabalho, foi possível adotar a mesma classificação textural e tipo de poro predominante. A Figura 39 apresenta dois *crossplots* entre UCS e E_{est} versus ϕ com variação da intensidade de cores de acordo com o teor de calcita para diferentes tipos de poros e textura deposicional. A correlação $UCS-\phi$ indica que o UCS diminui com o crescimento da porosidade, fornecendo um $R^2 = 0,864$, considerado satisfatório. No conjunto de dados, é possível observar que a calcita é a principal ocorrência mineral (variando de 43% a 99,4%), associada a clastos bivalves ou como produto da diagênese (às vezes, ambos). Avaliando o impacto da mineralogia, observa-se uma grande dispersão no conteúdo de calcita, ou seja, o teor de calcita não é um fator expressivo que impacta a variação do UCS e E_{est} . Amostras com altos teores de calcita expressaram valores de UCS e E_{est} de intermediário à baixo ($UCS < 25$ MPa e $E_{est} < 5.5$ GPa), da mesma forma amostras com baixos teores de calcita, expressaram elevados valores de UCS (> 40 MPa e UCS e $E_{est} > 6.5$ GPa). A correlação $E_{est}-\phi$ indica que E_{est} também decresce com o aumento da porosidade, exibindo um $R^2 = 0,839$ satisfatório.

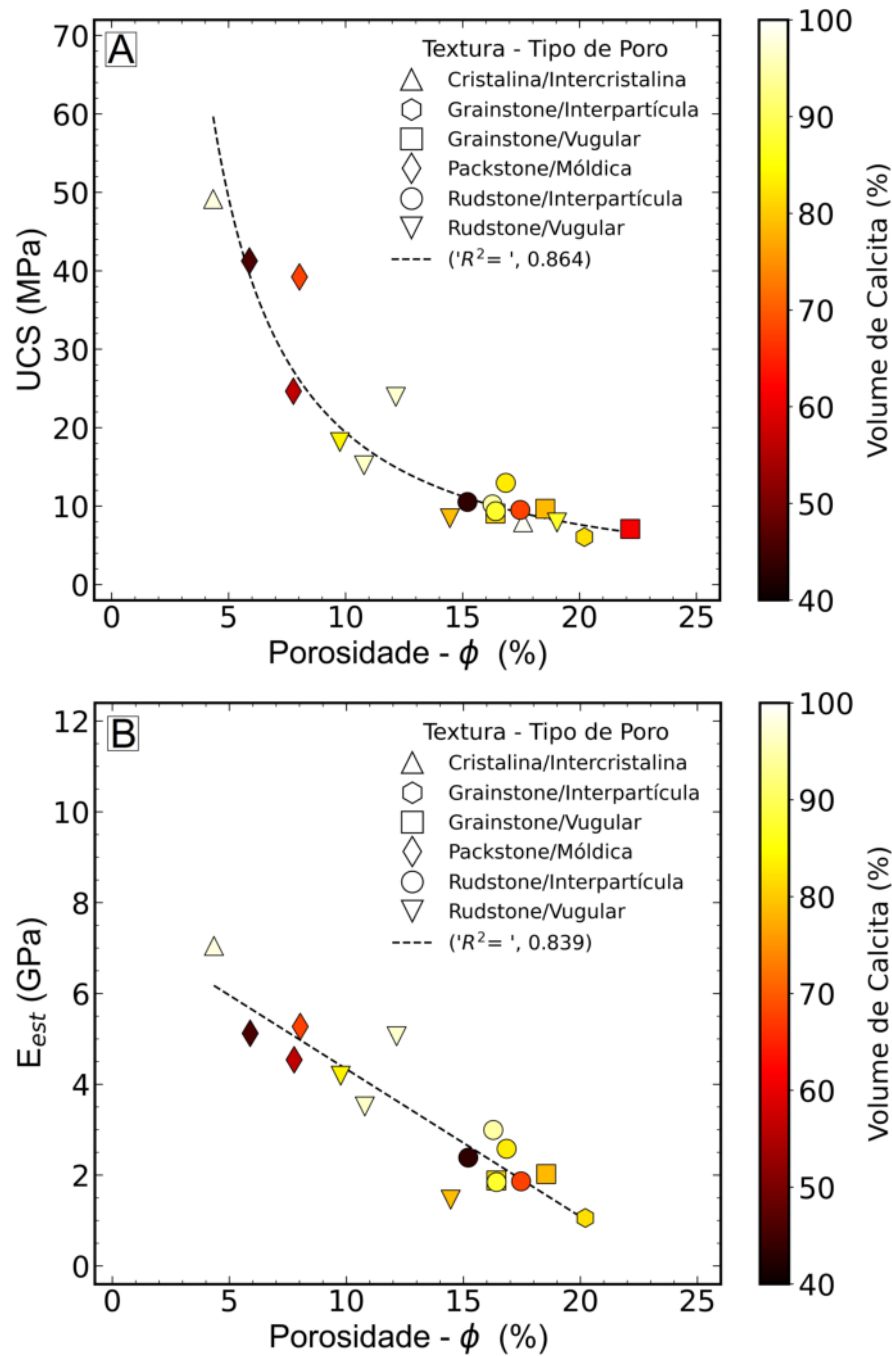


Figura 39 – Crossplot (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) versus porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o percentual do volume de calcita.

Como visto acima, a composição mineral não apresenta uma resposta satisfatória devido a sua grande dispersão. Outros fatores como ϕ , κ , ρ_{total} , textura deposicional, tipo de poro dominante, geometria dos poros e cimentação, podem afetar propriedades elásticas e geomecânicas. A Figura 40 exibe dois crossplots correlacionando V_p - ϕ e UCS e E_{est} referenciados pelo gradiente da barra de cores lateral e uma linha de referência para o mineral calcita (mineral de maior volume), calculada pela média de Voigt-Reuss-Hill (Apêndice E). No geral, as amostras se alinham à curva de referência de calcita, com exceção para os packstones 1A3-AL e 1F-AL, com porosidade dominante do tipo móldica e matriz micrítica. Fournier & Borgomano (2009) e Fournier *et al.* (2011) demonstraram em seus

resultados que a presença de micrita na matriz dos carbonatos está associada a maior quantidade microporos e menores velocidades elásticas, corroborando para o entendimento da variação de velocidade nas amostras de *packstones* (1A3-AL e 1F-AL). A amostra 4.2F-AL, que possui textura deposicional do tipo *rudstone*, também apresenta baixa velocidade da onda-P, atribuído a presença de poros vulgares. Em adição, observa-se também que o UCS e o E_{est} decaem com o aumento da porosidade e menores valores de V_p .

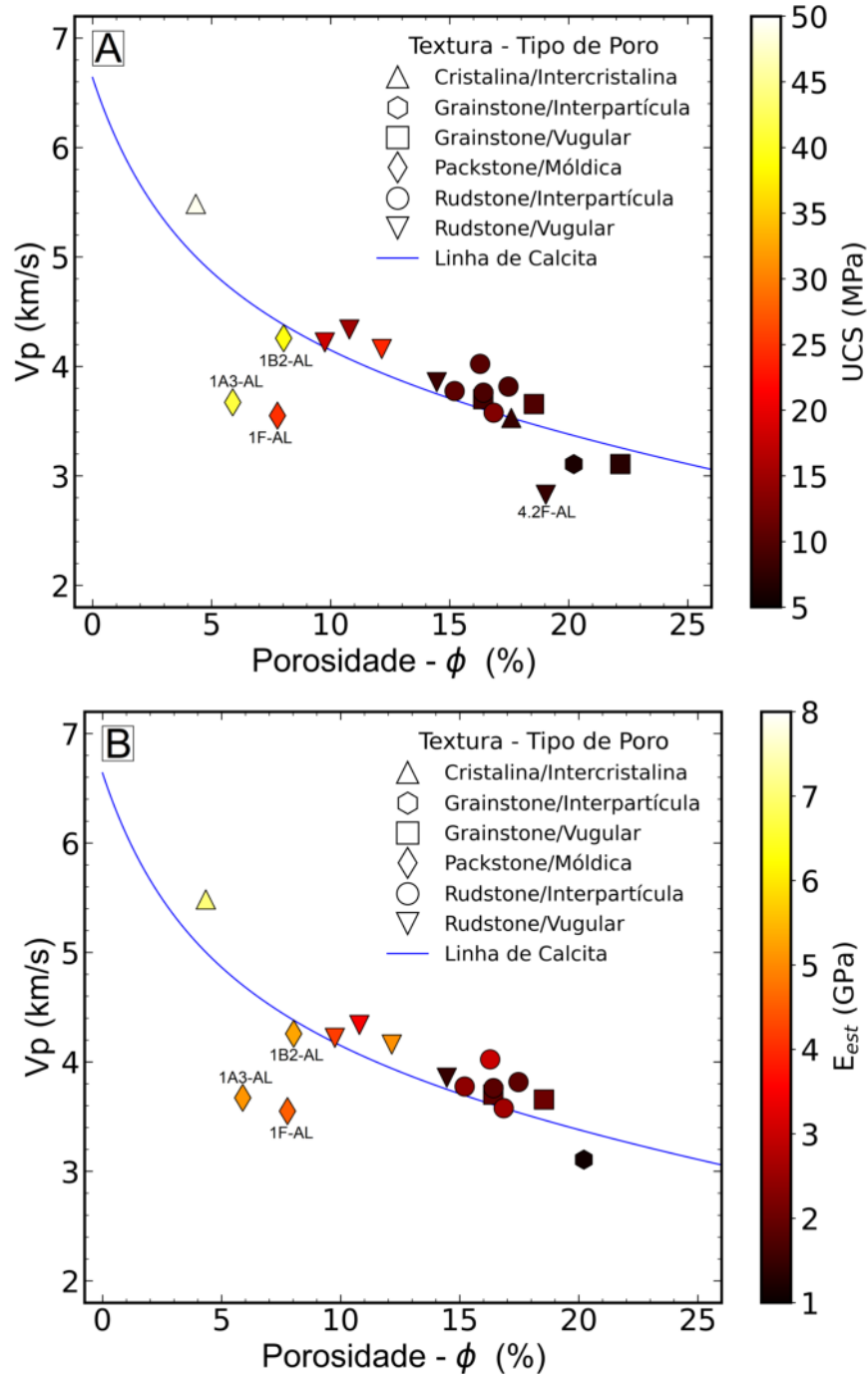


Figura 40 – Crossplot V_p versus porosidade- ϕ com identificação do tipo de textura (DUNHAM, 1962) e tipo de poro (CHOQUETTE; PRAY, 1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}). A linha azul representa a linha de referência para velocidade da onda P do mineral calcita, constituente majoritário das amostras analisadas, calculada pela média de Voigt-Reuss-Hill (MAVKO *et al.*, 2009).

As Figuras 41 e 42 apresentam *crossplots* correlacionando as propriedades geomecânicas UCS e E_{est} , com as propriedades petrofísicas ρ_{total} e κ referenciadas na barra de cores, para diferentes tipos de poros e texturas deposicionais, ressaltando o incremento do conteúdo de matriz e geometria dos poros (indicado pelas setas pretas). A correlação entre UCS , E_{est} e ϕ , ρ , κ indica que UCS e E_{est} diminuem com o crescimento da ϕ e da κ . No entanto, em carbonatos, diversos fatores podem modificar as condições deposicionais primárias, tornando fundamental a inclusão das propriedades do sistema poroso na análise. Em alguns casos, a matriz preenche o espaço poroso, como na textura cristalina, fornecendo suporte aos grãos e aumentando a resistência à compressão, o que é explicado pela composição da matriz quando alguns componentes, como por exemplo a micrita presente na matriz do *packstones*, ajudam a dissipar as forças de compressão e a elevar a carga necessária a ruptura da rocha e módulo E_{est} . Além disso, o tipo de poro dominante também afeta o UCS e o módulo E_{est} , amostras com sistema de poros mais irregulares, como por exemplo os *grainstones* com porosidade vugular e interpartícula e os *rudstones* com porosidade interpartícula, também apresentam menor UCS e o módulo E_{est} , como indicado nas setas pretas pontilhas das Figuras 41 e 42.

Além da textura deposicional e tipo de poro dominante, foram analisadas as propriedades geométricas do espaço poroso, obtidos por ADI (Subseção 4.4.2). A inclusão de parâmetros globais ($DomSize$, PoA , $Vol.\phi_{micro}$ e SSA) e locais (α_{medio} e γ) contribuiu de forma satisfatória para o entendimento da influência do sistema poroso e geometria de poros nas propriedades geomecânicas das Coquinas. Segundo Weger *et al.* (2009), carbonatos com poros maiores tendem a apresentar um sistema poroso com menor complexidade, enquanto que carbonatos com poros menores exibem um sistema poroso mais complexo, afetando o comportamento elástico desse tipo de rocha. Essa variação das propriedades elásticas em função da complexidade do sistema poroso também pode ser estendido para as propriedades mecânicas.

A Figura 43 mostra um *crossplot* entre PoA e $DomSize$ evidenciando o tipo de textura deposicional e tipo de poro dominante, em que as propriedades UCS e E_{est} são referenciadas por um gradiente e barra de cores. A linha vermelha representa uma curva de referência de acordo com os resultados apresentados por Weger *et al.* (2009). Também são mostradas as imagens de lâminas das amostras 2BA-AL, 10B-AL, 10E-AL e 2BE-AL. As amostras com textura e tipos de poros dominantes como *packstones*/moldica, *rudstones*/porosidade vugular e porosidade cristalina/intercristalina apresentam menores valores de $DomSize$ e maiores PoA (Figura 43), além apresentarem de baixa porosidade efetiva (4-12%) e alto UCS . Em adição, a presença de matriz micrítica e calcita na forma cristalina também contribui para o aumento do UCS . No entanto, a amostra 2BA-AL apresentou um valor intermediário de UCS (23,91 MPa) e o maior $DomSize$ (384,50 μm). Esta amostra é um *rudstone* com porosidade dominante do tipo vugular, apresenta poros grandes e com baixa conexão, além de ϕ efetiva intermediária (12,15%) e baixo κ (9,29mD), justificando o valor intermediário de UCS .

Dal'Bó *et al.* (2020) fizeram em seu trabalho uma extensa caracterização geológica da Fm. Morro do Chaves, incluindo os processo diagenéticos, como por exemplo o tipo de cimento, identificando a presença de cimento de calcita blocosa, calcita poiquilótópica (não identificada nesse conjunto de dados), franjas isópacas e prismáticas, como apresentado na subseção 3.2.1.1. A Figura 44 apresenta dois *crossplots* correlacionando permeabilidade, porosidade e volume de microporos evidenciado pelo gradiente e barra de cores, destacando o tipo de textura deposicional e tipo de poro dominante (Figura 44a) e tipo de cimento (Figura 44b). Na Figura 44a podemos observar que as amostras que apresentam menor ϕ e κ exibem maior volume de microporos. Além disso o decréscimo de ϕ e κ é influenciado pela presença de matriz micrítica e cristalina que podem se depositar e tamponar as gargantas de poros, além de contribuir para o aumento da resistência da rocha. O tipo de cimento e cimentação dos poros também contribui para o aumento da resistência da rocha, como mostra a Figura 44b. O cimento de calcita blocosa preenche o espaço entre os bioclastos, fornece suporte aos grãos, podendo também preencher o espaço poroso ou bioclastos/grãos dissolvidos, causando um aumento na carga necessária

para romper a rocha. O cimento do tipo franja prismática e isópaca, que ocorrem nos limites dos bioclastos e grãos, podem ser diferenciados pelo seu tamanho, sendo que a franja prismática possui cristais maiores que a franja isópaca. As amostras com franja prismática e isópaca apresentaram menores valores de UCS .

Quando uma rocha é pressurizada, microfraturas e pequenos poros começam a se fechar a uma certa taxa. Uma vez que microfraturas e poros menores são mais complacentes do que poros maiores, estes fecham a pressões relativamente baixas e afetam as velocidades mais do que poros arredondados (KUSTER; TOKSÖZ, 1974). Esse comportamento também é observado na resistência da rocha. Quando microfraturas e poros pequenos se fecham, o contato grão-grão aumenta e a matriz da rocha absorve a energia de deformação, aumentando a resistência da rocha.

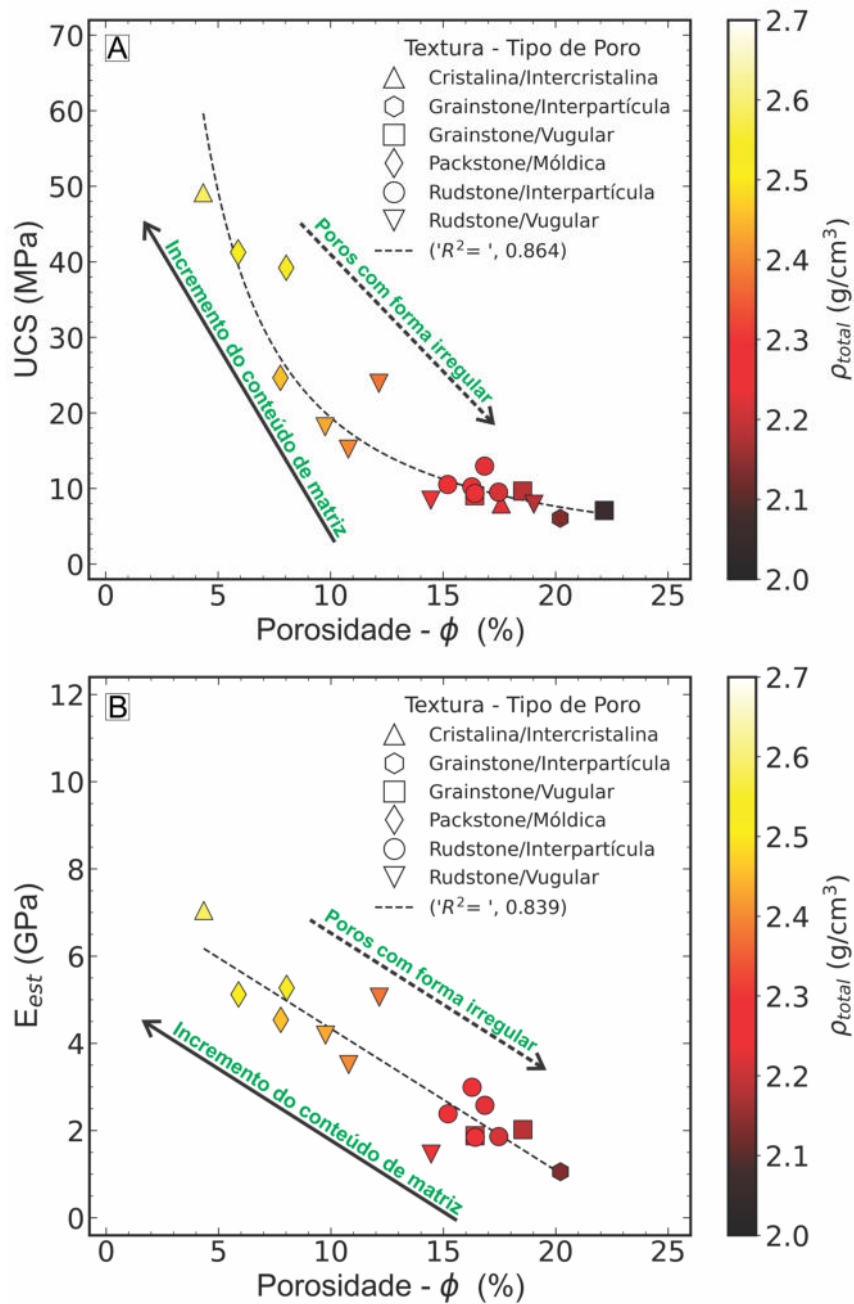


Figura 41 – Crossplot (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) versus porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação da densidade total (ρ_{total}).

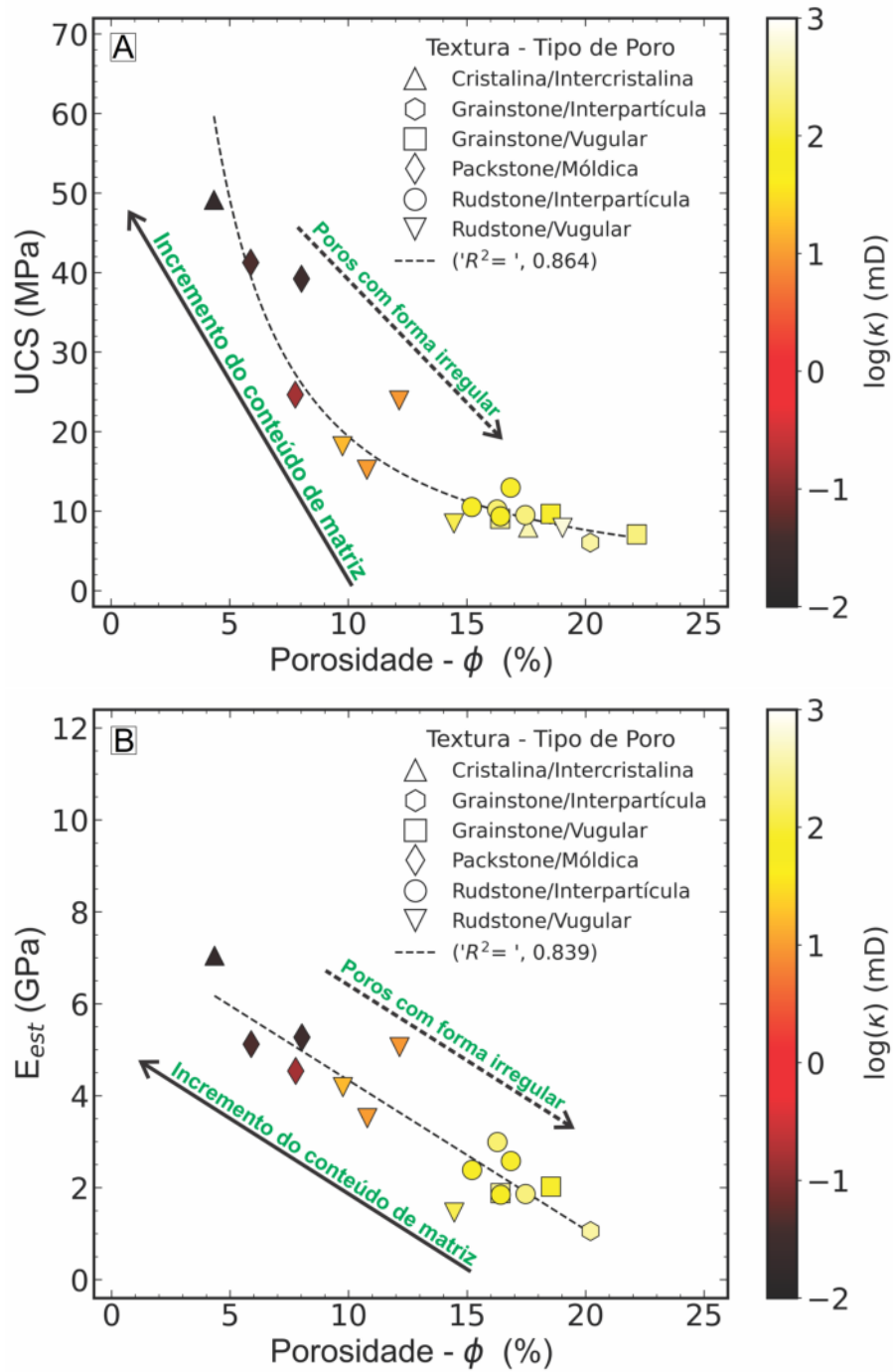


Figura 42 – Crossplot (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) versus porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação da permeabilidade (κ) em escala logarítmica.

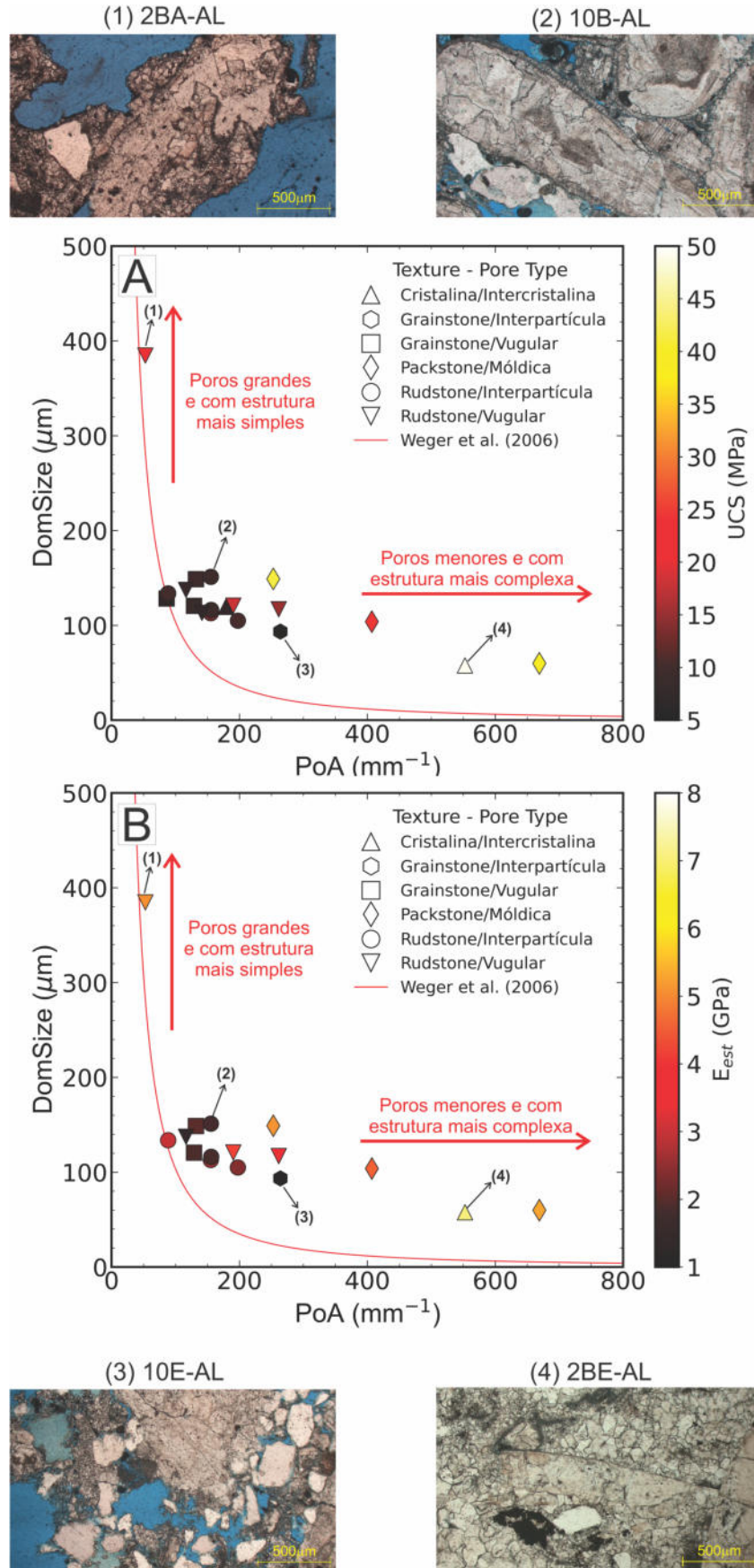


Figura 43 – Crossplot PoA (perímetro sobre área) versus $DomSize$ (tamanho dominante do poro) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a variação do (A) UCS e do (B) E_{est} .

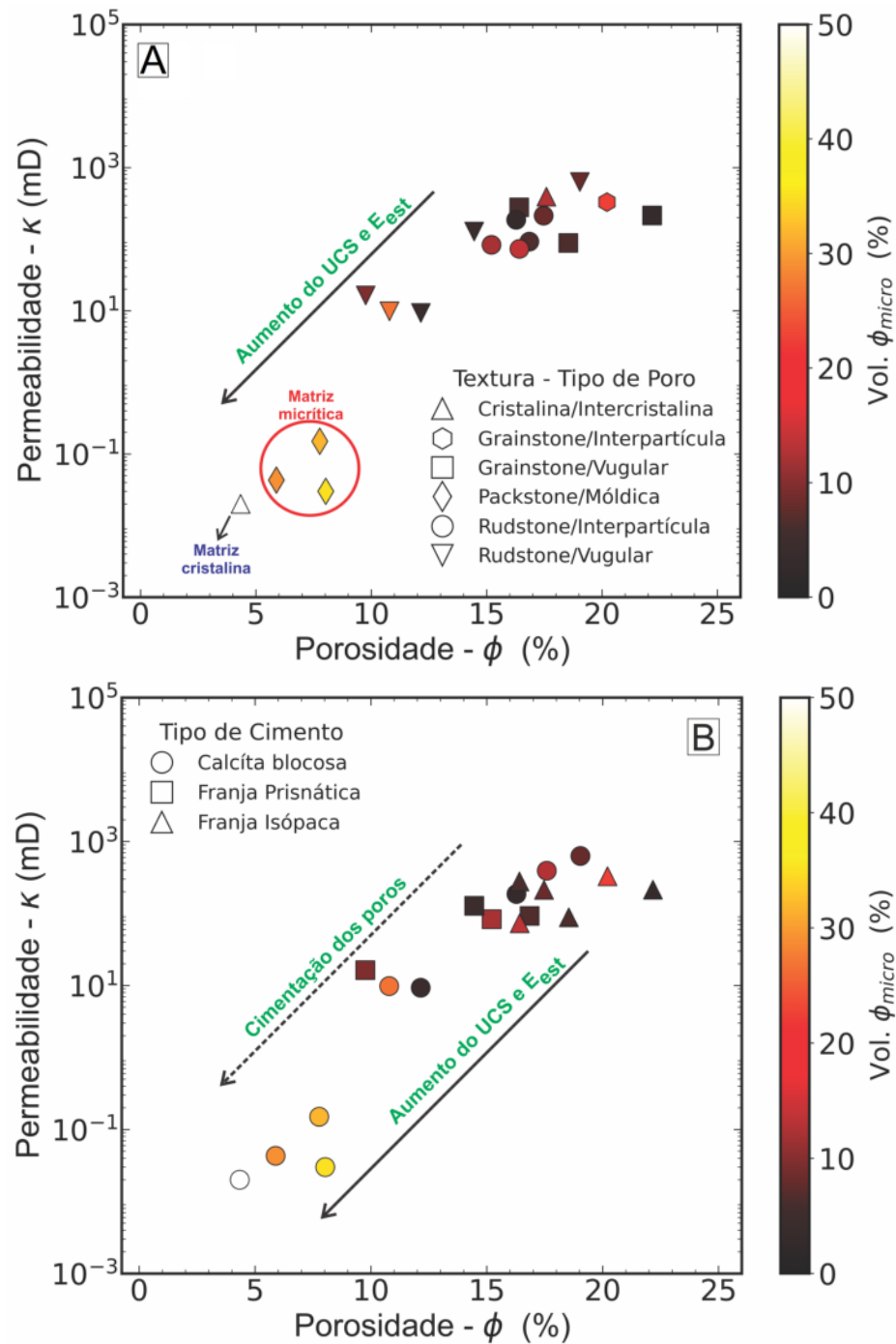


Figura 44 – *Crossplot* permeabilidade *versus* porosidade com identificação do (A) tipo de textura proposta por Dunham (1962), tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970) e (B) tipo de cimento predominante nas coquinas, como sugerido por Dal'Bó *et al.* (2020), coloridos por um gradiente de cores que expressa o volume da fração de microporos (ϕ_{micro}) determinado por ADI.

A Figura 45 apresenta dois *crossplots* entre UCS e E_{est} *versus* porosidade com a propriedade geométrica gamma (γ) referenciada na barra de cores, agrupando os dados de acordo com o tipo de textura e poro dominante. A propriedade γ está relacionada à esfericidade média dos poros: quanto mais próximo de 1, os poros tendem a ser mais esféricos e ter um sistema poroso menos complexo com poros maiores, o que contribui para uma maior porosidade e consequentemente menor UCS e E_{est} . Fazendo a mesma análise para área da superfície específica (SSA), é observado um decréscimo de SSA com o aumento da porosidade, indicando geometria de poros mais simples, como sugerido por

Archilha (2015), além disso, UCS e E_{est} decrescem com o declínio de SSA , como pode ser visto na Figura 46.

O resultados da ADI mostram que os poros possuem um $\alpha_{médio}$ entre 0,31-0,56, com média de 0,51 e uma mediana de 0,53. A Figura 47 exibe um gráfico em barras da variação da razão de aspecto média ($\alpha_{médio}$) e variação do UCS para cada intervalo. Este gráfico mostra que ~79% das amostras apresentam um $\alpha_{médio}$ entre 0,51 e 0,56, além de uma variação de UCS de 6,06-49,15 MPa, ou seja, o $\alpha_{médio}$ varia muito pouco para uma ampla variação de UCS , dificultando uma análise do impacto dessa propriedade geométrica no comportamento geomecânico das coquinas.

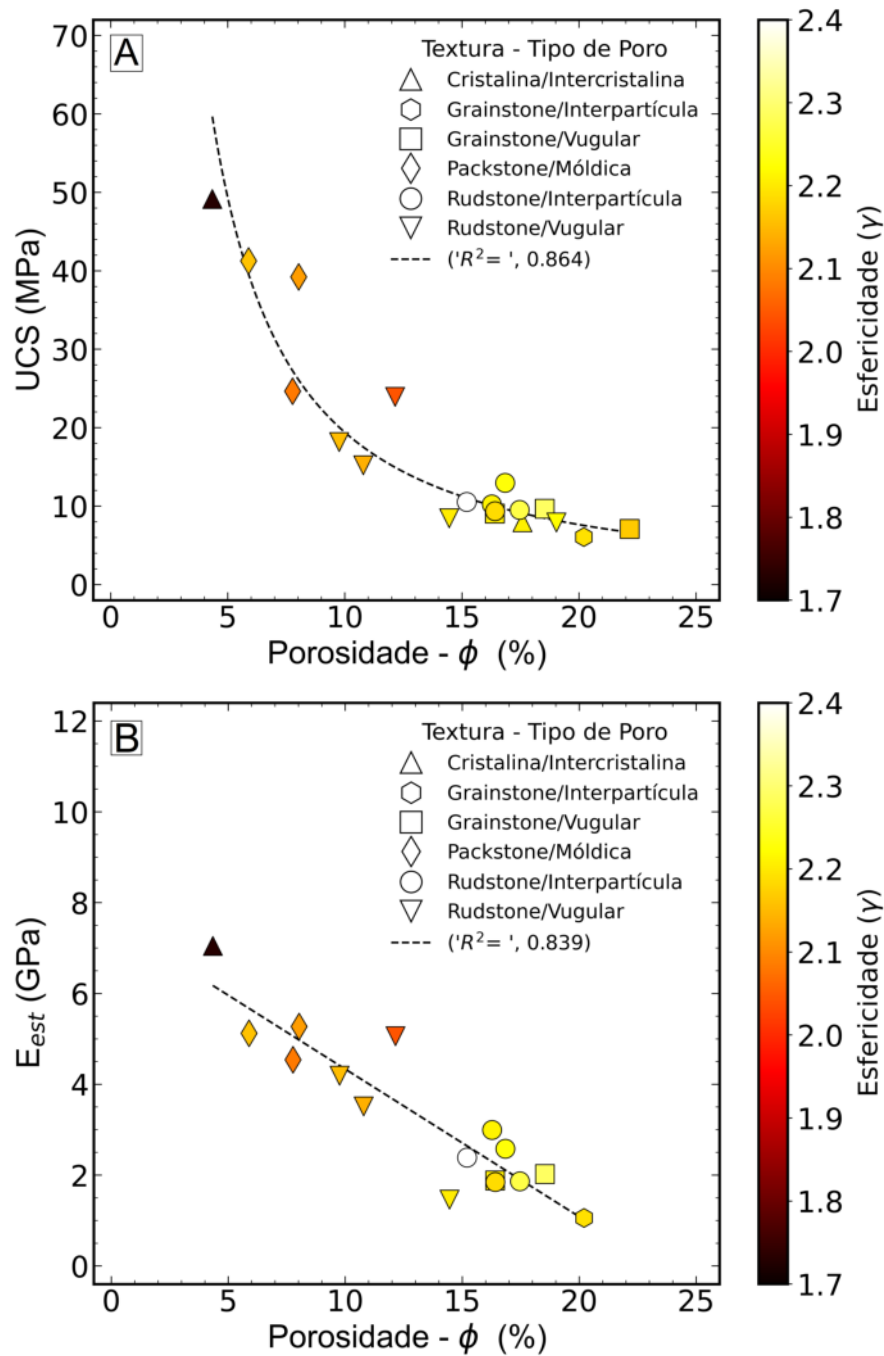


Figura 45 – Crossplot (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) versus porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa o parâmetro de esfericidade do poro (γ).

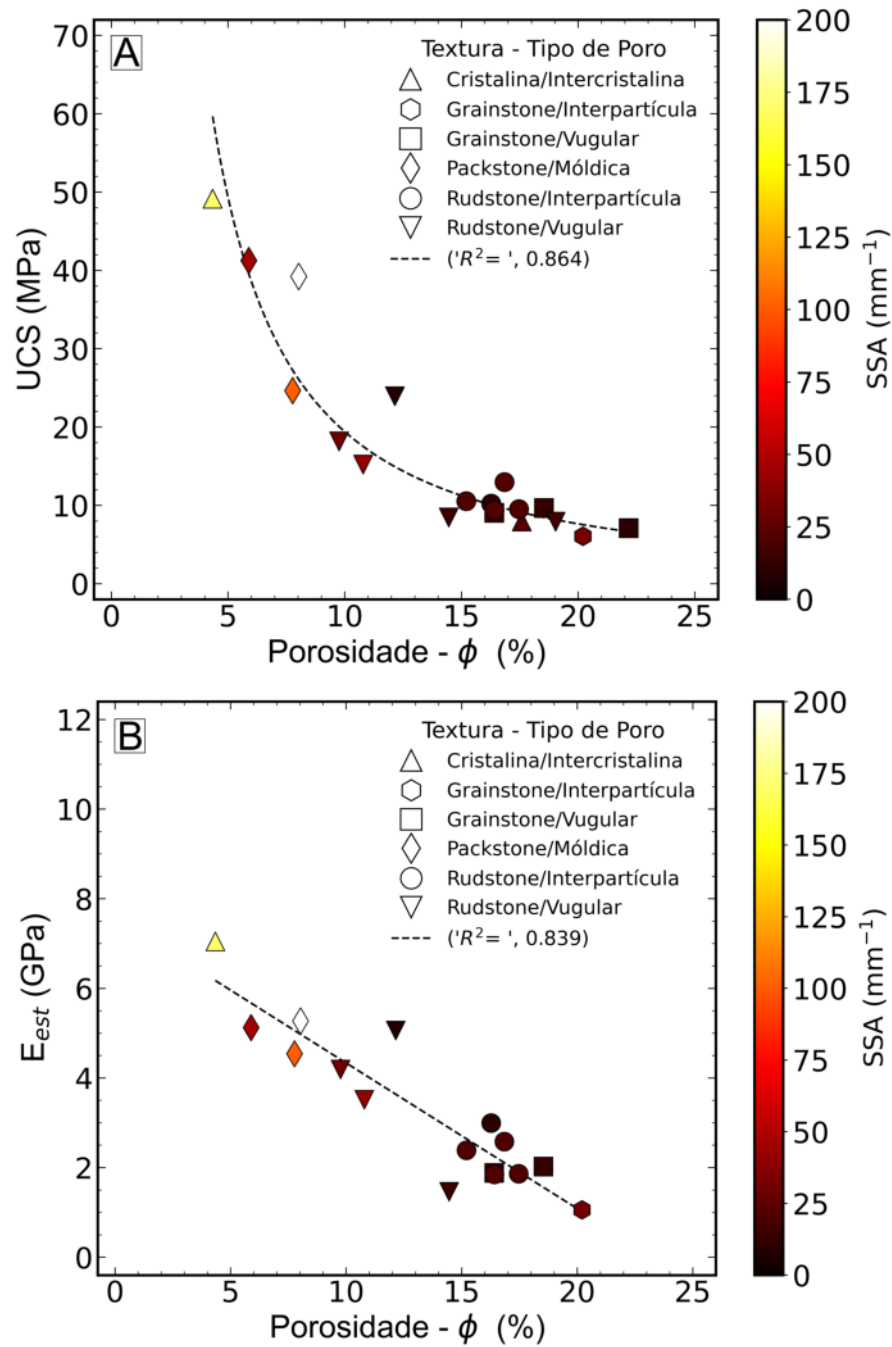


Figura 46 – Crossplot (A) UCS e (B) módulo Young estático (E_{est}) versus porosidade (ϕ) com identificação do tipo de textura proposta por Dunham (1962) e tipo de poro conforme a classificação de Choquette & Pray (1970), coloridos por um gradiente de cores que expressa a área da superfície específica do poro (SSA).

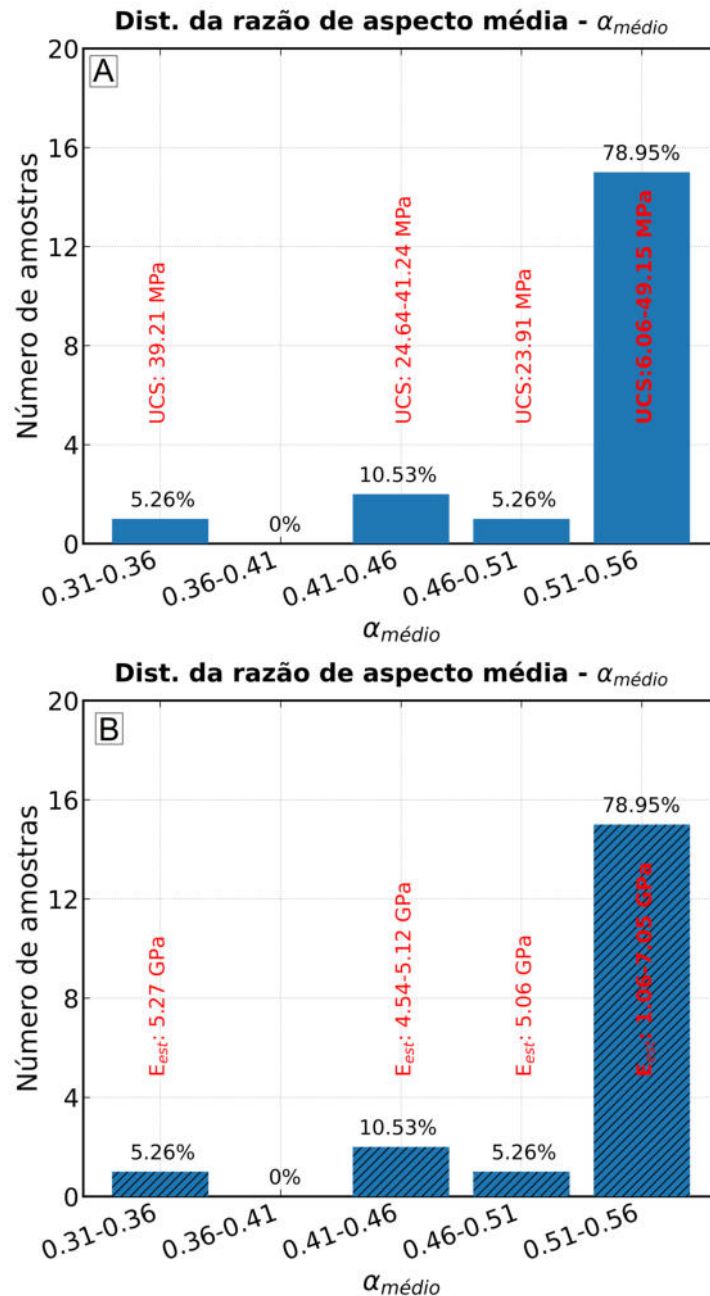


Figura 47 – Variação da razão de aspecto média ($\alpha_{\text{médio}}$), destacando a porcentagem e número de amostra em cada intervalo, bem como a faixa de (A) UCS e (B) E_{est} de cada intervalo.

A Figura 48 exibe 6 gráficos em barras para a variação das propriedades elétricas, resistividade da rocha (R_o), fator de formação (F) e expoente de cimentação (m), com destaque para variação de UCS e E_{est} . Para este conjunto de dados, observa-se que as propriedades elétricas tem pouca influência no comportamento geomecânico, pois um pequeno intervalo de R_o , F e m apresenta uma variação grande de UCS e E_{est} , dificultando uma análise do impacto dessas propriedades.

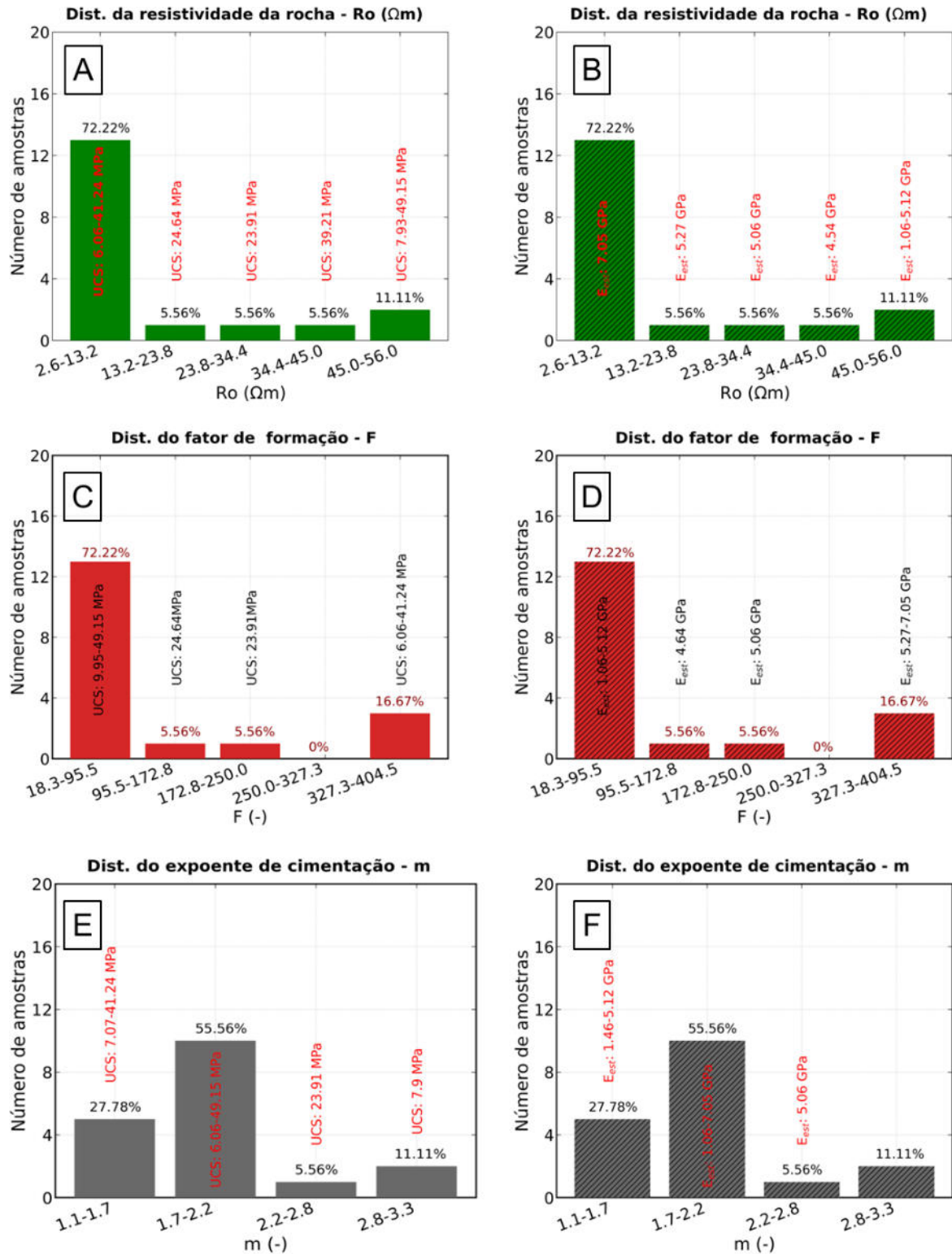


Figura 48 – Variação da (A) resistividade da rocha (R_o), (B) fator de formação (F) e (C) expoente de cimentação (m), destacando a porcentagem e número de amostra em cada intervalo, bem como a faixa de UCS de cada intervalo.

5.4 Correlações Empíricas e RLM

A matriz de correlação mostrada na Figura 49, expressa os coeficientes de correlação de Pearson (R), calculados pela Equação 2.33 entre as variáveis das Tabelas 4 à 6, permitindo avaliar a interdependência de cada parâmetro e auxiliando a escolha das variáveis independentes dos modelos de RLM, utilizados na predição do UCS e E_{est} . Para os termos independentes, são escolhidas as variáveis fisicamente correlacionáveis com as propriedades mecânicas (UCS e E_{est}), que devem apresentar baixa colinearidade, ou seja, baixos valores de R entre elas.

A Tabela 7 exibe as variáveis empregadas para predição do UCS e E_{est} , bem como os parâmetros estatísticos como raiz do erro quadrático médio (RMSE), erro relativo médio (ERM), $F_{estatístico}$, p-valor, R^2 múltiplo e ajustado, utilizados para avaliar a eficiência de cada modelo. Outras propriedades, como o valor numérico da contribuição de cada variável preditora dos modelos de RLM, podem ser encontrados no Apêndice C.

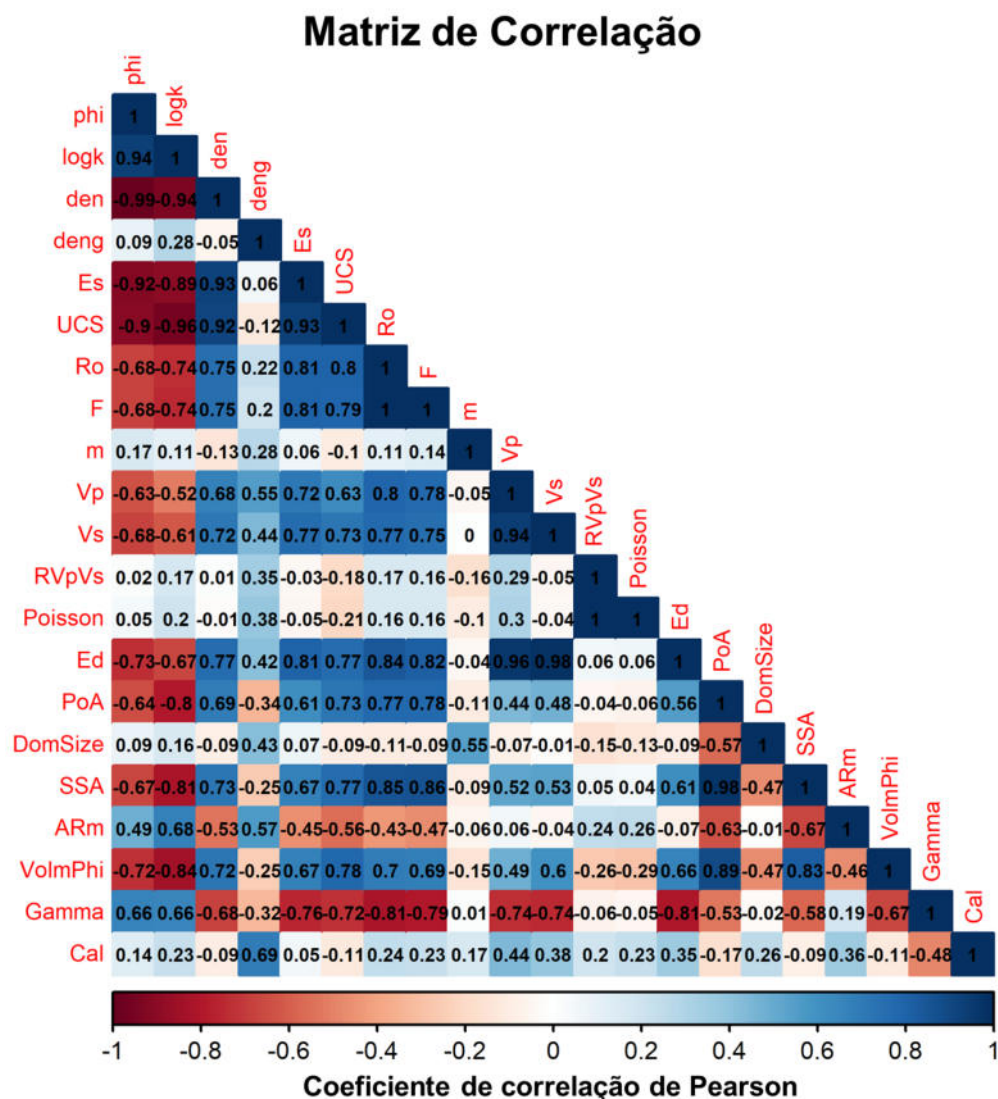


Figura 49 – Matriz de Correlação de Pearson entre diferentes propriedades medidas.

Tabela 7 – Variáveis utilizadas na determinação das prosperidades geomecânicas estáticas e parâmetros estatísticos para avaliar a eficiência de cada modelo de RLM. Os coeficientes de cada modelo de RLM são apresentados no Apêndice C.

Parâmetros usados para determinar o UCS e E_{est}	RMSE	ERM (%)	$F_{estatístico}$	p-valor	$R^2_{multiplo}$	$R^2_{ajustado}$
$UCS(\rho_{grãos}, \log(\kappa))$	2,86	16,87	147,9	$4,82 \times 10^{-11}$	0,9487	0,9423
$UCS(\nu, \rho_{grãos}, \log(\kappa))$	2,77	17,04	98,22	$4,38 \times 10^{-10}$	0,9516	0,9419
$UCS(\rho_{grãos}, \log(\kappa), Vol.\phi_{micro})$	2,91	17,35	92,99	$6,45 \times 10^{-10}$	0,9490	0,9388
$UCS(\rho_{grãos}, \log(\kappa), DomSize)$	2,86	16,91	92,45	$6,72 \times 10^{-10}$	0,9487	0,9389
$UCS(\frac{vp}{Vs}, \rho_{grãos}, \log(\kappa))$	2,79	17,09	97,26	$4,68 \times 10^{-10}$	0,9511	0,9413
$UCS(DomSize)$	12,57	73,82	0,095	$0,76 \times 10^{-1}$	0,0056	-0,0529
$UCS(DomSize, PoA)$	6,73	31,90	20,03	$4,40 \times 10^{-5}$	0,7146	0,6790
$UCS(DomSize, PoA, \gamma)$	6,06	30,41	16,58	$4,98 \times 10^{-5}$	0,7683	0,7220
$UCS(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro})$	5,78	31,84	13,13	$1,19 \times 10^{-4}$	0,7895	0,7294
$UCS(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro}, \alpha_{médio})$	5,72	34,41	10,01	$4,20 \times 10^{-4}$	0,7939	0,7146
$UCS(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro}, \alpha_{médio}, SSA)$	6,47	23,72	12,12	$1,75 \times 10^{-4}$	0,8584	0,7876
$E_{est}(\rho_{grãos}, \log(\kappa))$	0,51	16,24	62,84	$2,08 \times 10^{-7}$	0,9063	0,8918
$E_{est}(E_d, \rho_{grãos}, \log(\kappa))$	0,51	16,15	38,91	$1,85 \times 10^{-6}$	0,9068	0,8835
$E_{est}(\nu, \rho_{grãos}, \log(\kappa))$	0,51	15,83	38,85	$1,86 \times 10^{-6}$	0,9066	0,8833
$E_{est}(DomSize)$	1,66	57,34	0,049	$8,28 \times 10^{-1}$	0,0035	-0,0677
$E_{est}(DomSize, PoA)$	1,00	32,57	11,71	$1,24 \times 10^{-3}$	0,6430	0,5880
$E_{est}(DomSize, PoA, \gamma)$	0,84	30,78	11,57	$7,45 \times 10^{-4}$	0,7431	0,6788
$E_{est}(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro})$	0,84	30,52	8,17	$2,60 \times 10^{-3}$	0,7482	0,6567
$E_{est}(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro}, \alpha_{médio})$	0,83	30,09	6,01	$8,02 \times 10^{-3}$	0,7504	0,6256
$E_{est}(DomSize, PoA, \gamma, Vol.\phi_{micro}, \alpha_{médio}, SSA)$	0,77	26,88	5,63	$1,11 \times 10^{-2}$	0,7895	0,6492

A Figura 50 apresenta 6 *crossplots* entre as propriedades medidas e preditas por diferentes variáveis, destacando as relações que obtiveram maior e menor desempenho estatístico na previsão do UCS. Analisando os resultados da Tabela 7 e ilustrado na Figura 50A, a combinação entre a densidade de grãos ($\rho_{grãos}$) e o logaritmo da permeabilidade ($\log(\kappa)$) apresentou melhor desempenho estatístico, expressando menor dispersão entre UCS medido e predito, revelando menor erro relativo médio (ERM) e maior $F_{estatístico}$, além de conseguir explicar 97,40% dos dados preditos. Do mesmo modo, a Figura 50B e C exibe outras correlações para predição do UCS envolvendo razão de Poisson (ν) e volume percentual de microporos ($Vol.\phi_{micro}$), observa-se que a adição de outros parâmetros ao modelo de RLM não expressou um ganho estatístico na predição do UCS, demonstrando que a $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$ são as principais variáveis controladoras da resistência mecânica deste conjunto de dados.

Também foi realizado um estudo do uso dos parâmetros globais ($DomSize$, PoA , $Vol.\phi_{micro}$ e SSA) e locais ($\alpha_{médio}$ e γ) na predição do UCS, como apresentado na Tabela 7 e Figura 50D, E e F. Neste passo foi incorporado um parâmetro local ou global por vez como uma combinação linear para estimar o UCS. Note que a predição do UCS em função de $DomSize$ (Figura 50D) não apresenta correlação, expressando um alto ERM (73,82%). Ao adicionar os demais parâmetros globais e locais, observou-se uma redução de 73,82% para 23,72% no ERM, sendo capaz de explicar 88,75% dos dados. Ainda que tenha ocorrido uma melhora no desempenho estatístico, a adição de vários parâmetros para predição de uma propriedade, aumenta muito a incerteza de uma medida, pois depende da metodologia empregada e qualidade do resultado de cada parâmetro utilizado como variável independente em um modelo de RLM.

A Figura 51 exibe 6 *crossplots* entre as propriedades medidas e preditas aplicadas à predição do E_{est} . A relação utilizando $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$ como variáveis predictoras (Figura 51A) apresentou melhor desempenho estatístico, exibindo menor ERM (16,24%) e maior $F_{estatístico}$ (62,84). Também foram testadas outras combinações, como E_d , $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$ e ainda ν , $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$, que apontaram ERM e $F_{estatístico}$, respectivamente, em torno de 16% e 38,9. Note que o ERM dos modelos de RLM para predição do E_{est} foram semelhantes, no entanto, a relação entre $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$ tem maior $F_{estatístico}$ podendo esta ser uma opção mais conveniente. A determinação da $\rho_{grãos}$ e da κ (ver Subseções 4.1.2 e 4.1.3) é realizada de forma direta, ao contrário do E_d e da ν que são obtidas de forma indireta. Assim, para a predição do E_{est} , é mais indicado o modelo de RLM empregando as variáveis $\rho_{grãos}$ e $\log(\kappa)$.

Bem como para o UCS, foi realizado um estudo da utilização dos parâmetros globais ($DomSize$, PoA , $Vol.\phi_{micro}$ e SSA) e locais ($\alpha_{médio}$ e γ) na predição do E_{est} (Tabela 7 e Figura 4.1.3D, E e F). Os parâmetros globais e locais foram adicionados a RLM um de cada vez. A relação utilizando $DomSize$ apresentou um ERM de 57,34%, enquanto que a relação envolvendo todos os parâmetros geométricos resultou em um ERM de 26,88%. Mesmo que adição de todos os parâmetros globais e locais tenha reduzido o ERM, a utilização de diversas propriedades como variáveis predictoras aumenta a incerteza do modelo de RLM. Uma vez que o modelo de RLM é dependente da qualidade da medida empregada na determinação dos parâmetros preditivos.

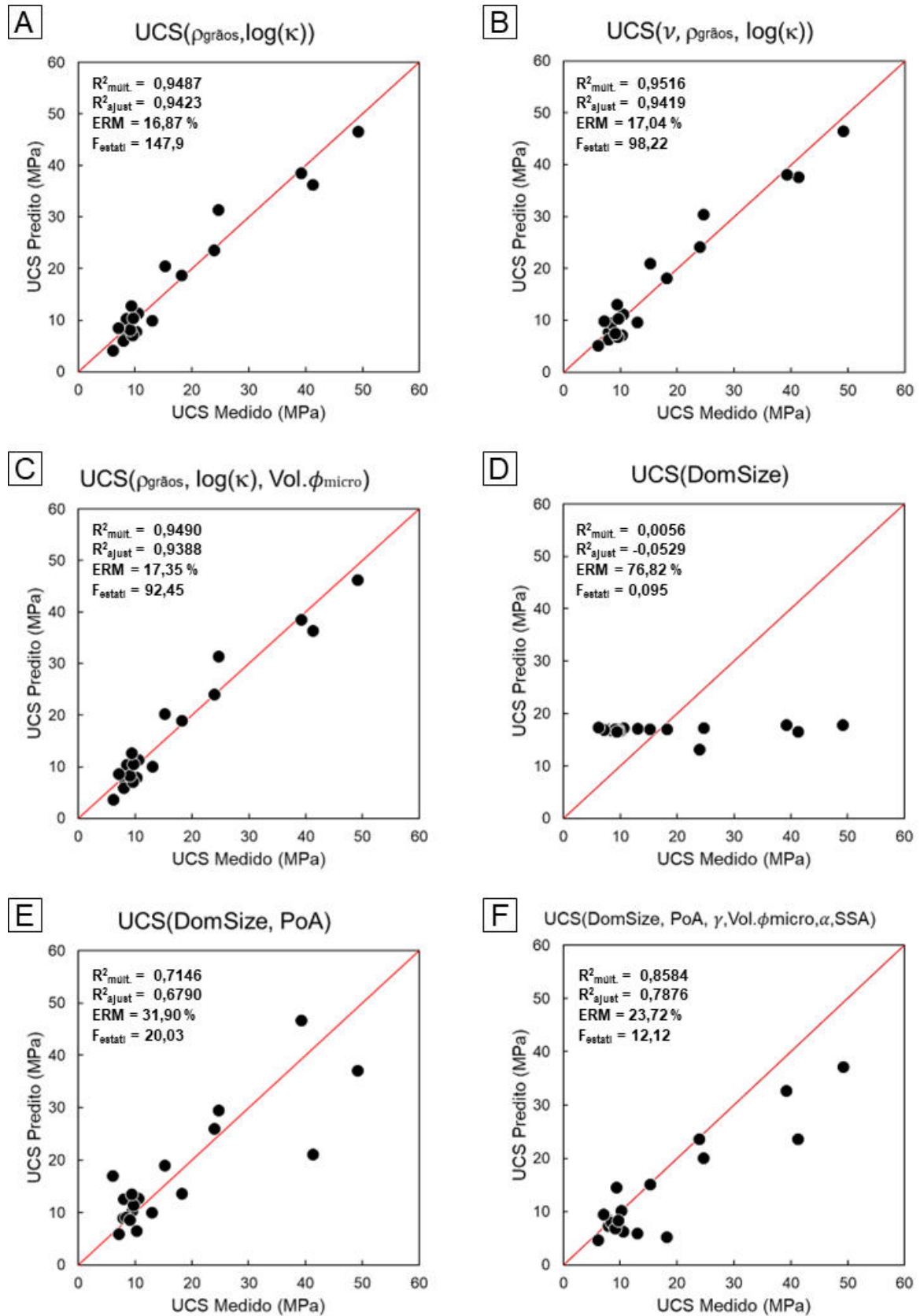


Figura 50 – *Crossplots* comparando o *UCS* medido e predito, apresentando os modelos de RLM de maior (A, C, B) e menor (D, E e F) eficiência para a predição de *UCS*.

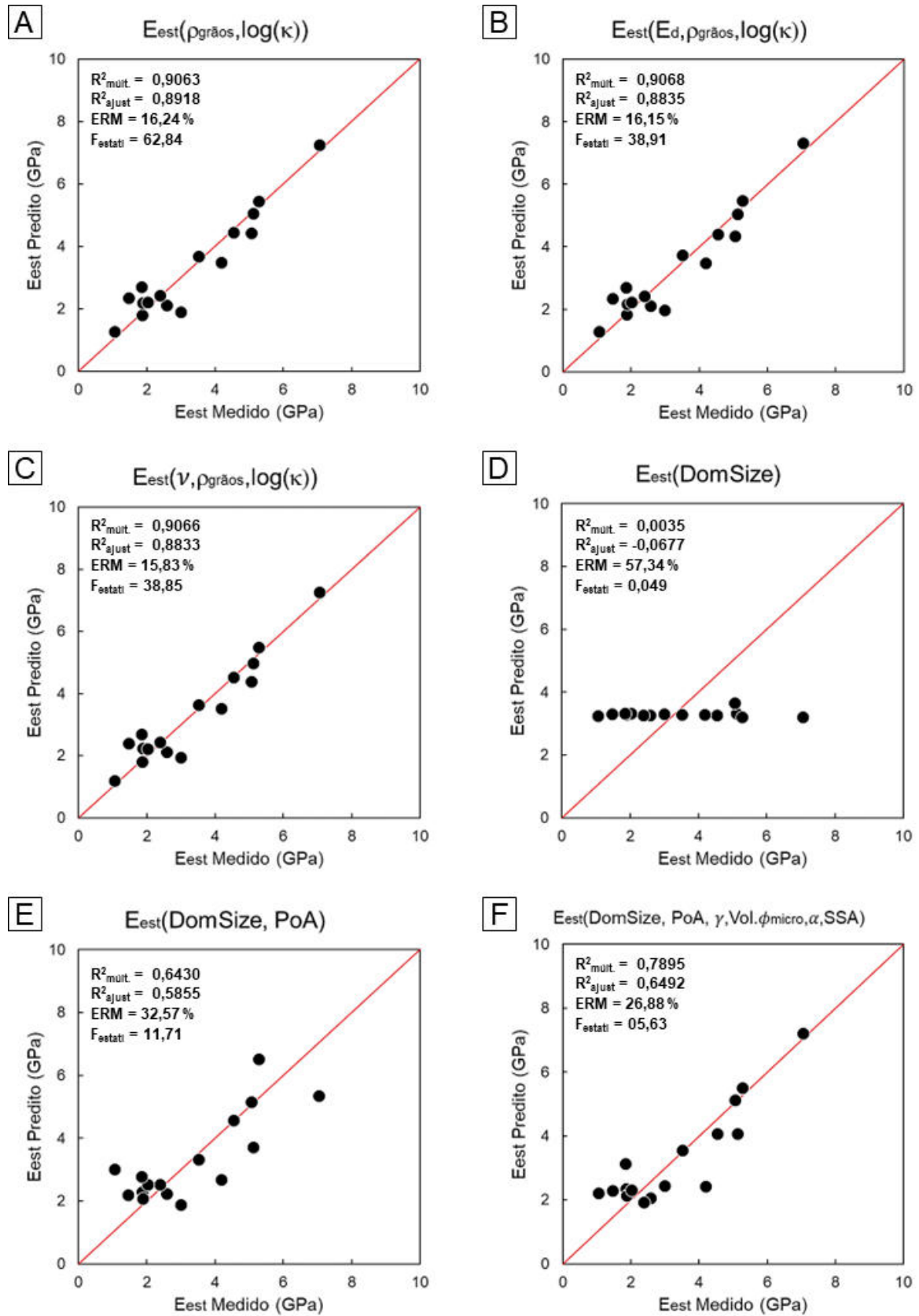


Figura 51 – Crossplots comparando o E_{est} medido e predito, apresentando os modelos de RLM de maior (A, C, B) e menor (D, E e F) eficiência para a predição de E_{est} .

6 Conclusões

Este trabalho apresentou uma análise do impacto das propriedades físicas, petrofísicas, acústicas, textura deposicional, tipo dominante de poro, cimentação e propriedades do espaço poroso, obtidos por ADI, nas propriedades geomecânicas estáticas, representadas pelo UCS e E_{est} , de coquinas da Fm. Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas.

De acordo com literatura, os módulos elásticos estáticos são menores que os dinâmicos, pois as deformações causadas pelas ondas elásticas possuem menor magnitude do que as deformações causadas pelas forças compressivas (SCHÖN, 2011), fato esse também observado nesse trabalho. O grau de intemperismo das amostras utilizadas também contribui para aumentar a discrepância entre os módulos elástico E_{est} e E_d .

A calcita é o mineral de maior ocorrência; embora possua módulos elásticos elevados, apresenta grande dispersão e demonstra que a mineralogia não contribuiu diretamente para explicar a variação do UCS e E_{est} . Por exemplo, as amostras 2BE-AL e 4.1A-AL (Figura 39) contém volumes de calcita semelhantes, mesmo tipo de textura deposicional (cristalina) e distintos UCS e E_{est} .

A textura deposicional e o tipo de poro dominante impactam diretamente as propriedades geomecânicas. Texturas do tipo cristalina e packstones apresentam maior conteúdo de matriz que preenche o espaço poroso dando maior suporte aos grãos, e a presença de matriz micrítica nos packstones absorve a energia compressiva, aumentando a resistência da rocha. Em adição, poros com geometria mais irregular, como vugular e interpartícula, apresentam menor resistência mecânica do que aqueles com forma preexistentes, como é caso da porosidade moldica.

A análise de lâminas petrográficas e dos parâmetros globais e locais, obtidos por ADI, corroboraram para a compreensão da influência do sistema poroso nas propriedades mecânicas. Os sistemas porosos mais complexos apresentam baixa porosidade e permeabilidade e, por consequência, maior volume de microporos e microfraturas, que sendo mais complacentes se fecham à pressões relativamente baixas, devido ao aumento do contato grão-grão e resistência da rocha. Dentro os tipos de cimentos avaliados, o cimento calcita blocosa foi o que mais impactou o UCS e E_{est} , dado que apresenta maior resistência mecânica, ocasionado pelo preenchimento de grãos e espaços de bioclastos dissolvidos.

Para prever as propriedades mecânicas UCS e o E_{est} , foi aplicada a técnica de RLM e utilizados como variáveis preditoras os parâmetros fisicamente correlacionáveis com as propriedades mecânicas estimadas. Além disso, os termos independentes da RLM devem expressar baixa colinearidade entre eles. Entre os diversos atributos testados, as variáveis $\rho_{grãos}$ e κ apresentaram melhor desempenho estatístico para predição do UCS e o E_{est} , expressando, respectivamente, um ERM de 16,87% e 16,24% e um $F_{estatístico}$ de 147,9 e 62,84. A adição de outros termos como ν , E_d e V_p/V_s ao modelo de RLM, exibiu um ERM em torno de 16% e menores $F_{estatístico}$ comparados aos modelos utilizando somente $\rho_{grãos}$ e κ . Assim, aumentar o número de variáveis preditoras à RLM não proporcionou uma melhora no desempenho estatístico dos modelos de RLM, sugerindo que os parâmetros $\rho_{grãos}$ e κ descrevem melhor o comportamento geomecânico do conjunto de dados estudado. A inclusão dos parâmetros globais e locais do espaço poroso contribuiu qualitativamente para explicar o intervalo de valores das propriedades geomecânicas, conforme demonstra o baixo desempenho estatístico dessas equações na predição do UCS e E_{est} , expressando um alto ERM (entre 73,82% e 23,72%). Em síntese, a utilização de diversas propriedades como variáveis preditoras aumenta a incerteza de um modelo de RLM, pois esse é dependente da qualidade da medida empregada na determinação dos parâmetros preditivos.

6.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

- Aplicar a metodologia proposta em um maior número de amostras para melhorar o desempenho estatístico dos modelos de predição.
- Utilizar outras metodologias para estimar a resistência à compressão, como por exemplo os testes indiretos do tipo Carga pontual (Point Load Test), Ensaio Brasileiro (Brazilian Test) e o Esclerômetro (Schmidt Hammer), comparando com o teste de resistência à compressão uniaxial padrão descrito pela ASTM D7012-14 (2014).
- Utilizar a tomografia de raio-X para estimar as propriedades geométricas do espaço poroso e realizar simulações numéricas, empregando a análise digital de imagem, para simular parâmetros de resistência.
- Analisar o impacto de outros parâmetros geológicos na resistência mecânica de carbonatos, como a dissolução, recristalização e tipos de contatos entre os grãos e bioclastos presentes nos carbonatos.

Referências

- AADNØY, B. *Petroleum rock mechanics : drilling operations and well design*. Oxford: Gulf Professional Pub, 2011. ISBN 9780123855466.
- ABREU, E. S. *Modelagens teóricas e empíricas aplicadas à investigação da conexão entre as propriedades petrofísicas e elásticas em rochas carbonáticas*. 2010. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Física Gleb Wataghin, Campinas/SP, 2010. Disponível em: <www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000788237>.
- AHR, W. M.; ALLEN, D.; BOYD, A.; BACHMAN, H. N.; SMITHSON, T.; CLERKE, E.; GZARA, K.; HASSALL, J.; MURTY, C.; ZUBARI, H. *et al.* Confronting the carbonate conundrum. *Oilfield Review*, v. 17, n. 1, p. 18–29, 2005.
- AJALLOEIAN, R.; MANSOURI, H.; BARADARAN, E. Some carbonate rock texture effects on mechanical behavior, based on Koohrang tunnel data, Iran. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, Springer Science and Business Media LLC, v. 76, n. 1, p. 295–307, mar 2016.
- AL-HARTHY, S.; DENNIS, J.; JING, X.; MARSDEN, J. Hysteresis, true-triaxial stress-path and pore pressure effects on permeability. In: *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering*. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- AMEEN, M. S.; SMART, B. G.; SOMERVILLE, J.; HAMMILTON, S.; NAJI, N. A. Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (a case study: Arab-d reservoir, ghawar field, saudi arabia). *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier BV, v. 26, n. 4, p. 430–444, apr 2009.
- ANSELMETTI, F. S.; EBERLI, G. P. The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs. *AAPG bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 83, n. 3, p. 450–466, 1999.
- ANSELMETTI, F. S.; LUTHI, S.; EBERLI, G. P. Quantitative characterization of carbonate pore systems by digital image analysis. *AAPG bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 82, n. 10, p. 1815–1836, 1998.
- ARCHIE, G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Trans. AIME*, v. 146, p. 54–67, 1942.
- ARCHILHA, N. L. *Tese de Doutorado. Quantificação de parâmetros geométricos do sistema poroso por tomografia de Raios X e análise da influência em propriedades físicas de rochas carbonáticas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Norte Fluminense Darcy Ribeiro, 2015.
- ARCHILHA, N. L.; LIMA NETO, I. A.; MISSAGIA, R. M.; CEIA, M. A. de. Petrophysical, mineralogical and elastic property characterization of halocene carbonates from salgada lagoon, brazil. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS AND BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26-29 August 2013*. [S.l.], 2013. p. 1124–1128.
- ARCHILHA, N. L.; MISSAGIA, R. M.; HOLLIS, C.; CEIA, M. A.; MCDONALD, S. A.; LIMA NETO, I. A.; EASTWOOD, D. S.; LEE, P. Permeability and acoustic velocity controlling factors determined from x-ray tomography images of carbonate rocks. *AAPG Bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 100, n. 8, p. 1289–1309, 2016.
- ASTM D2845-08. Standard test method for laboratory determination of pulse velocities and ultrasonic elastic constants of rock. *ASTM International*, 2008.
- ASTM D7012-14. Standard test methods for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. *ASTM International*, 2014.
- BATTISTI, I. D. E.; SMOLSKI, F. M. S. *Software R: Análise estatística de dados utilizando um programa livre*. I. [S.l.]: Faith, 2019. ISBN 978-85-68221-44-0.

BECCARI, M.; ROMANO, U. Geological characteristics of hydrocarbon reservoirs. In: *Encyclopedia of Hydrocarbons*. [S.l.]: Istituto Della Enciclopedia Italiana Fondata da Giovanni Treccani, 2005. Vol. I: Exploration, Production and Transport.

BRUNO, M. S. Geomechanical analysis and decision analysis for mitigating compaction related casing damage. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2001.

BURCHETTE, T. P. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 370, n. 1, p. 17–37, 2012.

CALLISTER, W. D. J.; RETHWISCH, D. G. *Ciência e Engenharia de Materiais: Uma Introdução*. Rio de Janeiro: LTC, 2002. ISBN 9788521612889.

CAMPOS NETO, O. d. A.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. G. *et al.* Bacia de sergipe-alagoas. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 15, n. 2, p. 405–415, 2007.

CEIA, M.; OLIVEIRA, L.; MISSAGIA, R.; FIDELIS, S.; BAGGIERI, R.; NETO, I. L.; SANTOS, V. Elastic properties of coquinas from morro do chaves fm.- a brazilian pre-salt analog. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *83rd EAGE Annual Conference & Exhibition*. [S.l.], 2022. v. 2022, n. 1, p. 1–5.

CHANG, C. Empirical rock strength logging in boreholes penetrating sedimentary formations. *Geophysics and Geophysical Exploration*, Korean Society of Earth and Exploration Geophysicists, v. 7, n. 3, p. 174–183, 2004.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 54, n. 2, p. 207–250, 1970.

Core Lab. *PERG-200: Manually - Operated Gas Permeameter - Operating Manual*. [S.l.], 2003.

DAL'BÓ, P. F.; VALLE, B.; FAVORETO, J.; MENDES, M.; RIGUETI, A. L.; BORGHI, L.; PORTO-BARROS, J. P. *Atlas Coquinas da Formação Morro do Chaves*. 1. ed. [S.l.]: Rio de Janeiro: Albatroz, 2020. ISBN 9786556560168.

DASGUPTA, S.; AMINZADEH, F. *Geofísica para engenheiros de petróleo*. [S.l.]: Elsevier, 2015.

DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. *AAPG Special Volumes*, 1962.

EHRENBERG, S. N.; NADEAU, P. H.; STEEN, Ø. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age. *AAPG Bulletin*, American Association of Petroleum Geologists AAPG/Datapages, v. 93, n. 10, p. 1281–1296, oct 2009.

EMBRY, A. F.; KLOVAN, J. E. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, NWT. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, Canadian Society of Petroleum Geologists, v. 19, n. 4, p. 730–781, 1971.

FIGUEIREDO, L. A. B. *Avaliação do sistema poroso e estimativa de permeabilidade utilizando equações modificadas de Kozeny em rochas siliciclásticas e carbonáticas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Norte Fluminense, 2015.

FILHO, N. d. A.; ARIENTI, L.; MELLO, M. Sedimentological and geochemical evidence of high frequency climatic cycles controlling the deposition of source and reservoir rocks in a lower cretaceous rift lake, sergipe-alagoas basin, brazil. In: *Sergipe-Alagoas Basin, Brazil: Annual Convention and Exhibition, AAPG, Abstract, Search and Discovery article*. [S.l.: s.n.], 1998. v. 90937.

FJAER, E. Relations between static and dynamic moduli of sedimentary rocks. *Geophysical Prospecting*, Wiley, v. 67, n. 1, p. 128–139, dec 2018.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RISNES, R.; RAAEN, A. M. *Petroleum Related Rock Mechanics*. [S.l.]: Elsevier, 2008. ISBN 9780444502605.

FOURNIER, F.; BORGOMANO, J. Critical porosity and elastic properties of microporous mixed carbonate-siliciclastic rocks. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 74, n. 2, p. E93–E109, 2009.

FOURNIER, F.; LEONIDE, P.; BISCARRAT, K.; GALLOIS, A.; BORGOMANO, J.; FOUBERT, A. Elastic properties of microporous cemented grainstones. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 76, n. 6, p. E211–E226, 2011.

FROST, J. *Regression Analysis*. <https://statisticsbyjim.com/>: Jim Frost MS, 2019.

GHAFOORI, M.; RASTEGARNIA, A.; LASHKARIPOUR, G. R. Estimation of static parameters based on dynamical and physical properties in limestone rocks. *Journal of African Earth Sciences*, Elsevier BV, v. 137, p. 22–31, jan 2018.

GLOVER, P. Petrophysics msc course notes: Resistivity theory. In: _____. [S.I.]: University of Aberdeen UK, 2000. cap. 17, p. 198–217.

GROVE, C.; JERRAM, D. A. jPOR: An ImageJ macro to quantify total optical porosity from blue-stained thin sections. *Computers & Geosciences*, Elsevier BV, v. 37, n. 11, p. 1850–1859, nov 2011.

HANTSCHER, T.; KAUERAUF, A. I. Pore pressure, compaction and tectonics. In: *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. [S.I.]: Springer Berlin Heidelberg, 2009. p. 31–101.

HEIDARI, M.; KHANLARI, G. R.; KAVEH, M. T.; KARGARIAN, S. Predicting the uniaxial compressive and tensile strengths of gypsum rock by point load testing. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, Springer Science and Business Media LLC, v. 45, n. 2, p. 265–273, nov 2011.

INSTRON, C. *Instron Series 5500 Load Frames Including Series 5540, 5560, 5580*. [S.I.], 2005.

JESUS, F. A.; SILVA, J. V.; SILVA, A. Í. da; ANDRADE, L. R. S.; OLIVEIRA, M. de J.; BORBA, C. Determinação das propriedades mecânicas das rochas a partir da perfilagem de poços em reservatórios tight sands. *Scientia Plena*, v. 15, n. 1, 2019.

KAMANI, M.; AJALLOEIAN, R. Evaluation of engineering properties of some carbonate rocks through corrected texture coefficient. *Geotechnical and Geological Engineering*, Springer Science and Business Media LLC, v. 37, n. 2, p. 599–614, jul 2018.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Geofísica de exploração: Tradução Maria Cristina Moreira Coelho. São Paulo, Oficina de Textos, 2009.

KUSTER, G. T.; TOKSÖZ, M. N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part i. theoretical formulations. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 39, n. 5, p. 587–606, 1974.

LACY, L. L. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.I.]: Society of Petroleum Engineers, 1997.

LARSON, R.; FARBER, B. *Estatística aplicada*. VI. [S.I.]: Pearson, 2015. Tradução José Fernando Pereira Gonçalves. ISBN 9788543018119.

LIMA NETO, I.; MISSÁGIA, R.; CEIA, M.; ARCHILHA, N.; OLIVEIRA, L. Dual pore system evaluation of albian grainstone carbonates from brazil using effective elastic media theory models. In: *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2013*. [S.I.]: Society of Exploration Geophysicists, 2013. p. 2994–2998.

LIMA NETO, I. A. *Carbonate pore system evaluation under texture control for prediction of microporosity aspect ratio and shear wave velocity (Avaliação do sistema poroso de carbonatos sob ccontrol textural para previsão da razão de aspect da microporosidade e da velocidade cisalhante)*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF) - Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENP), 2015.

Lima Neto, I. A.; CEIA, M. A.; MISSÁGIA, R. M.; OLIVEIRA, G. L.; SANTOS, V. H.; PARANHOS, R. P.; ARCHILHA, N. L. Testing and evaluation of 2d/3d digital image analysis methods and inclusion theory for microporosity and s-wave prediction in carbonates. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier BV, v. 97, p. 592–611, nov 2018.

LIMA NETO, I. A.; MISSAGIA, R. M.; CEIA, M. A.; ARCHILHA, N. L.; OLIVEIRA, L. C. Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory. *Journal of Applied Geophysics*, Elsevier, v. 110, p. 23–33, 2014.

- LIMA, T. M. Geologia, estratigrafia e petrologia da porção sul do complexo máfico-ultramáfico de canabrava, goiás. 1997.
- LUCIA, F. J. *Carbonate Reservoir Characterization*. Second edition. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.
- MADHUBABU, N.; SINGH, P. K.; KAINTHOLA, A.; MAHANTA, B.; TRIPATHY, A.; SINGH, T. N. Prediction of compressive strength and elastic modulus of carbonate rocks. *Measurement*, Elsevier, v. 88, p. 202–213, 2016.
- MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2009.
- MISSAGIA, R. M.; OLIVEIRA, L. C.; LIMA NETO, I. L.; CEIA, M. A. R. Evaluation of Static and Dynamic Elastic Properties in Carbonate Rocks. In: *81st EAGE Conference and Exhibition 2019*. [S.l.]: European Association of Geoscientists & Engineers, 2019.
- MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. *Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros*. Rio de Janeiro: LTC, 2009. ISBN 9788521616641.
- MORADIAN, Z. A.; BEHNIA, M. Predicting the uniaxial compressive strength and static young's modulus of intact sedimentary rocks using the ultrasonic test. *International Journal of Geomechanics*, American Society of Civil Engineers (ASCE), v. 9, n. 1, p. 14–19, jan 2009.
- NAJIBI, A. R.; GHAFOORI, M.; LASHKARIPOUR, G. R.; ASEF, M. R. Empirical relations between strength and static and dynamic elastic properties of asmari and sarvak limestones, two main oil reservoirs in iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier BV, v. 126, p. 78–82, feb 2015.
- NARONGSIRIKUL, S.; MONDOL, N. H.; JAHREN, J. Effects of stress reduction on geomechanical and acoustic relationship of overconsolidated sands. *Geophysical Prospecting*, Wiley, v. 68, n. 3, p. 968–981, nov 2019.
- NCSS Statistical. *Correlation Matrix*. <https://www.ncss.com/software/ncss/ncss-documentation/>, 2022. Acesso em 01/2022.
- NERY, G. G. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. [S.l.]: SBGF, 2013. ISBN 97885-8690196.
- NOGUEIRA, M. S.; LEMOS, V. B.; TERRA, G. J. S. As coquinas do membro morro do chaves, cretáceo inferior da bacia de alagoas e seu potencial para reservatório de petróleo. In: *2nd Brazilian Congress in R&D of Oil & Gas, Rio de Janeiro, Brazil*. [S.l.: s.n.], 2003.
- OLIVEIRA, G. L. P.; CEIA, M. A.; MISSAGIA, R. M.; NETO, I. L.; SANTOS, V. H.; PARANHOS, R. Core plug and 2d/3d-image integrated analysis for improving permeability estimation based on the differences between micro-and macroporosity in middle east carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 193, p. 107335, 2020.
- OLIVEIRA, L.; MISSAGIA, R.; SANTAREM, N.; CEIA, M.; FIDELIS, S.; NETO, I. L. Integrate analysis of petroelastic, texture, and pore system controlling coquinas rock strength: a brazilian pre-salt analog. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *83rd EAGE Annual Conference & Exhibition*. [S.l.], 2022. v. 2022, n. 1, p. 1–5.
- PEPIN, A. H. A.; BIZE-FOREST, N.; PADILLA, S. J. M.; ABAD, C.; SCHLICHT, P.; MACHADO, A. de C.; LIMA, I.; TELES, A. de P.; LOPES, R. T. Pre-salt carbonate reservoir analog selection for stimulation optimization. In: . [S.l.]: IPTC, 2014.
- REVELLE, W. *An Introduction to Psychometric Theory with Applications in R: A short course*. <https://www.personality-project.org/r/book/>: Northwestern University, 2014.
- RIETVELD, H. M. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. *Journal of applied Crystallography*, International Union of Crystallography, v. 2, n. 2, p. 65–71, 1969.
- ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. d. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. *Interciência*, Rio de Janeiro, v. 511, 2009.

- ROQUE, L. A.; MISSAGIA, R. M. Análise do efeito da geometria dos poros nas propriedades físicas da rocha. *Vértice*, v. 14, n. 2, p. 71–92, 2012.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2006.
- SANTARÉM, N.; BAGGIERI, R.; OLIVEIRA, L.; FIDÉLIS, S.; CEIA, M.; MISSAGIA, R.; SANTOS, V. Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities. In: *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil*. [S.l.: s.n.], 2021.
- SCHÖN, J. *Physical properties of rocks: A workbook*. [S.l.]: Elsevier, 2011. v. 8.
- SILVA, F. G. M.; BENEDUZI, C. F. O perfil sônico, a física de rochas e a identificação de fluidos em reservatórios siliciclásticos. In: SBGF. *Boletim da Sociedade Brasileira de Geofísica*. [S.l.]: n. 103, 2018. V. 35, n. 103, p. 22–25.
- SOUSA JUNIOR, L. C. Curso: Geomecânica na indústria de O&G (E&P), 1ª escola de verão em Óleo e gás. 2021.
- STAN-KŁECZEK, I. The study of the elastic properties of carbonate rocks on a base of laboratory and field measurement. *Acta Montanistica Slovaca*, v. 21, n. 1, p. 76 – 83, 2016.
- SUGUIO, K. *Geologia Sedimentar*. 1. ed. [S.l.]: Edgard Blücher, 2003.
- TEIXEIRA, W. *Decifrando a Terra*. São Paulo: Companhia Editora Nacional, 2009. ISBN 9788504014396.
- TERRA, G.; SPADINI, A.; FRANÇA, A.; SOMBRA, C.; ZAMBONATO, E.; JUSCHAKS, L.; ARIENTI, L.; ERTHAL, M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M. *et al.* Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim Geociências Petrobras*, v. 18, p. 9–29, 2010.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 3rd edition. ed. [S.l.]: Gulf professional publishing, 2011.
- TRIOLA, M. *Essentials of statistics*. New York, New York: Pearson, 2019. ISBN 9780134685779.
- WANG, W.; LU, Y. Analysis of the mean absolute error (MAE) and the root mean square error (RMSE) in assessing rounding model. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing, v. 324, p. 012049, mar 2018.
- Wayne Kerr Eletronics. *LCR Meter 4310 4320 4350 43100: User Manual*. [S.l.], 2008.
- WAYNE, M. *Geology of Carbonate Reservoirs*. [S.l.]: Wiley, 2008.
- WEGER, R. J. *Quantitative pore/rock type parameters in carbonates and their relationship to velocity deviations*. Dissertação (Mestrado) — Faculty of the University of Miami, 2006.
- WEGER, R. J.; EBERLI, G. P.; BAECHLE, G. T.; MASSAFERRO, J. L.; SUN, Y.-F. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates. *AAPG bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 93, n. 10, p. 1297–1317, 2009.
- WEYL, P. K. Pressure solution and the force of crystallization: a phenomenological theory. *Journal of Geophysical Research*, American Geophysical Union (AGU), v. 64, n. 11, p. 2001–2025, nov 1959.
- YASAR, E.; ERDOGAN, Y. Correlating sound velocity with the density, compressive strength and young's modulus of carbonate rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Elsevier BV, v. 41, n. 5, p. 871–875, jul 2004.
- ZOBACK, M. *Reservoir geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. ISBN 9780521770699.

Apêndice A – Resultados das Medidas do Teste de Resistência a Compressão

Neste Apêndice é apresentado os resultados gráficos do teste de resistência a compressão uniaxial, realizado para determinar as propriedades estáticas UCS (*Uniaxial Compressive Strength* ou Máximo Esforço Compressivo) e Módulo de *Young* estático e E_{est} .

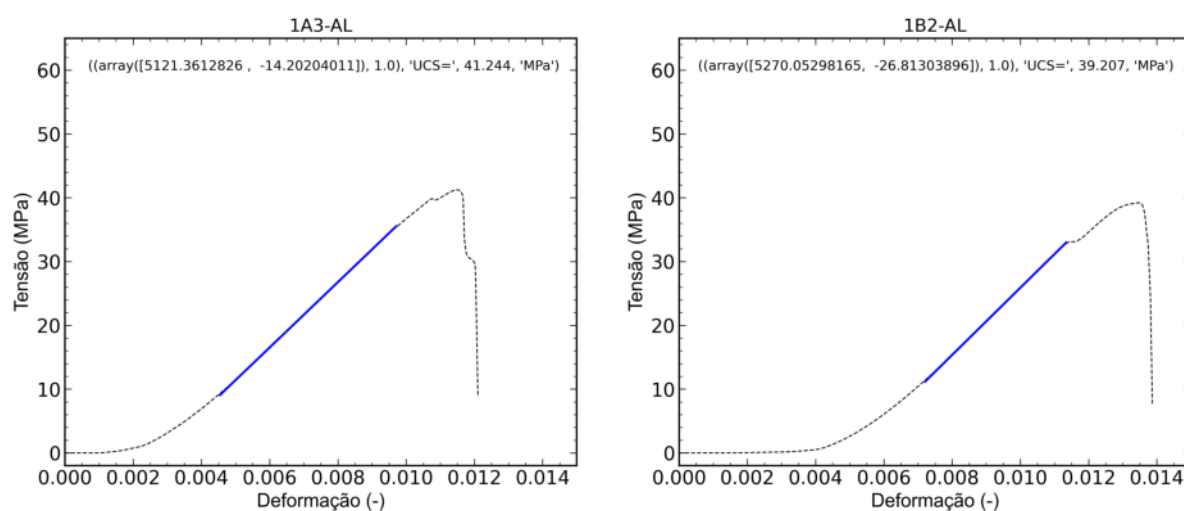


Figura 52 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 1A3-AL (E_{est} =5121,36 MPa; UCS=41,24 MPa) e 1B2-AL (E_{est} =5270,05 MPa; UCS=39,21 MPa).

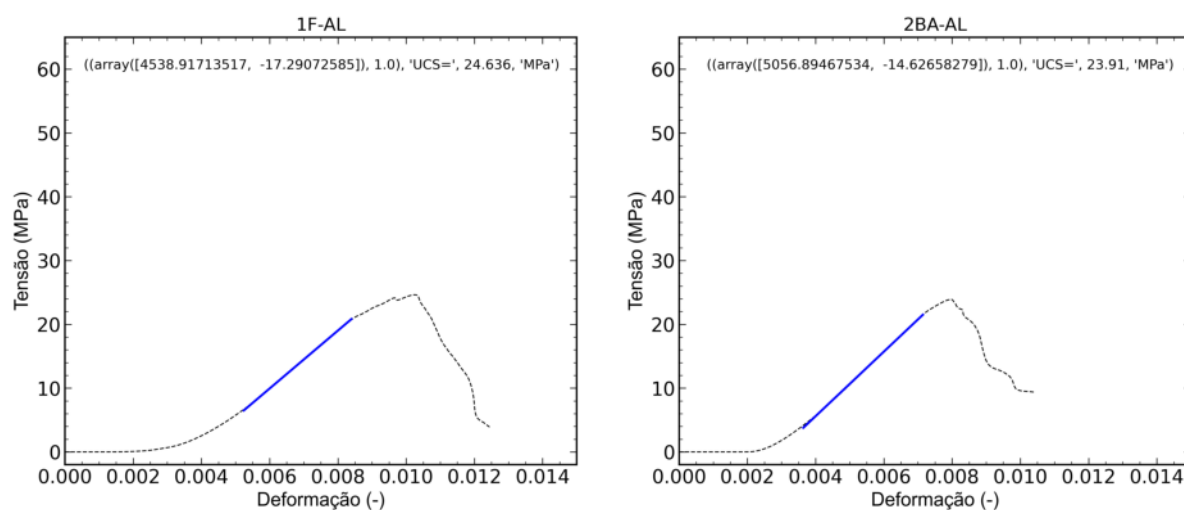


Figura 53 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 1F-AL (E_{est} =4538,92 MPa; UCS=24,64 MPa) e 2BA-AL (E_{est} =5056,89 MPa; UCS=23,91 MPa).

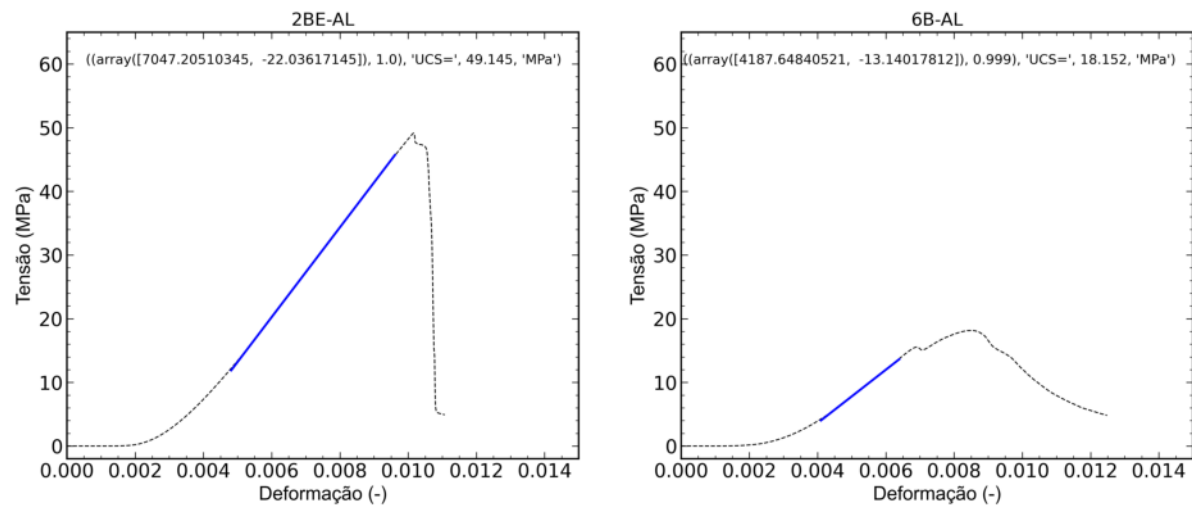


Figura 54 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 2BE-AL ($E_{est}=7047,21$ MPa; $UCS=49,14$ MPa) e 6B-AL ($E_{est}=4187,65$ MPa; $UCS=18,15$ MPa).

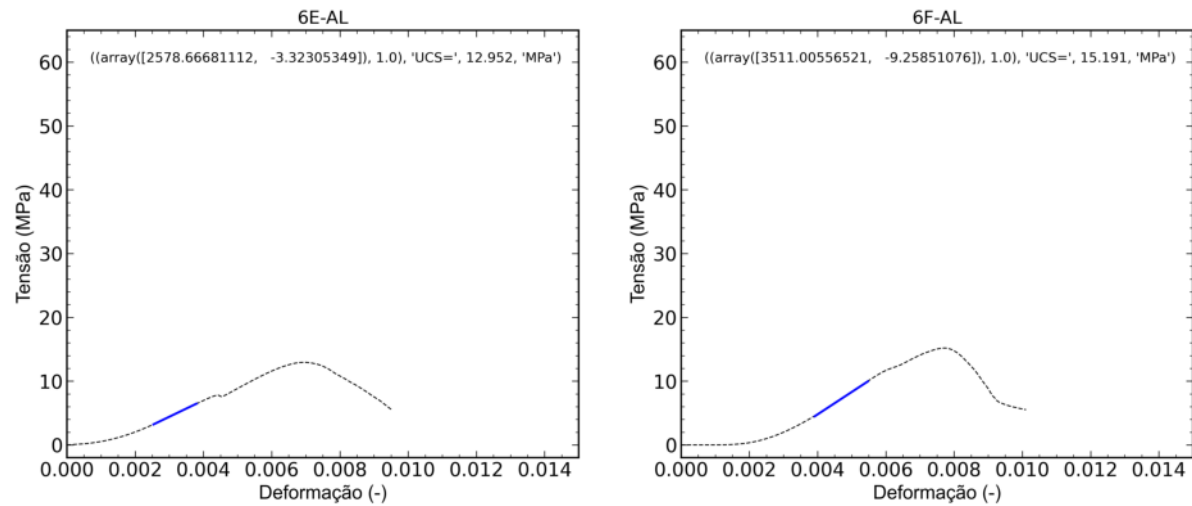


Figura 55 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 6E-AL ($E_{est}=2578,67$ MPa; $UCS=12,95$ MPa) e 6F-AL ($E_{est}=3511,01$ MPa; $UCS=15,19$ MPa).

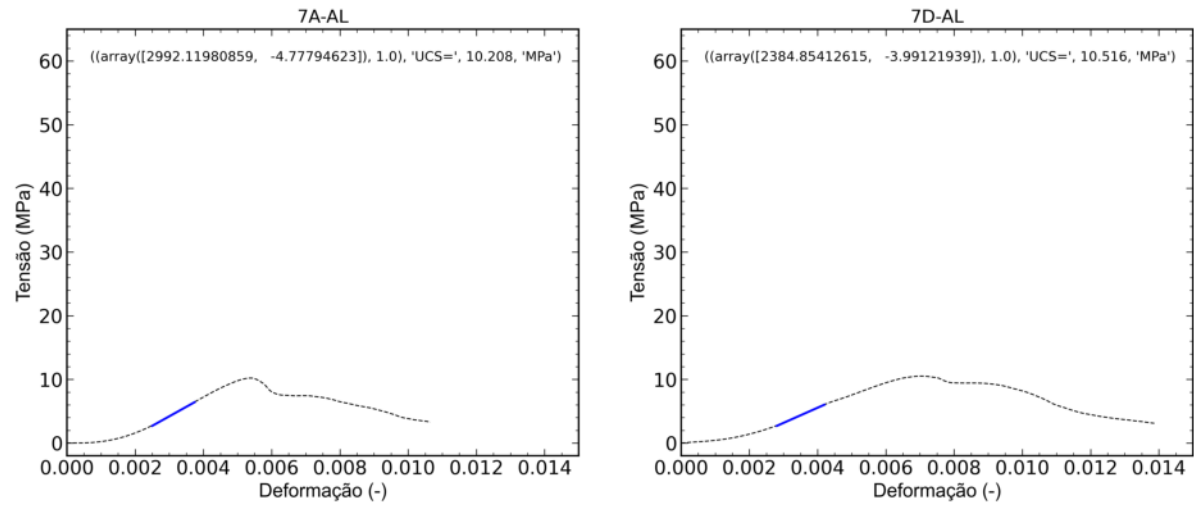


Figura 56 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 7A-AL ($E_{est}=2992,12$ MPa; $UCS=10,21$ MPa) e 7D-AL ($E_{est}=2384,85$ MPa; $UCS=10,52$ MPa).

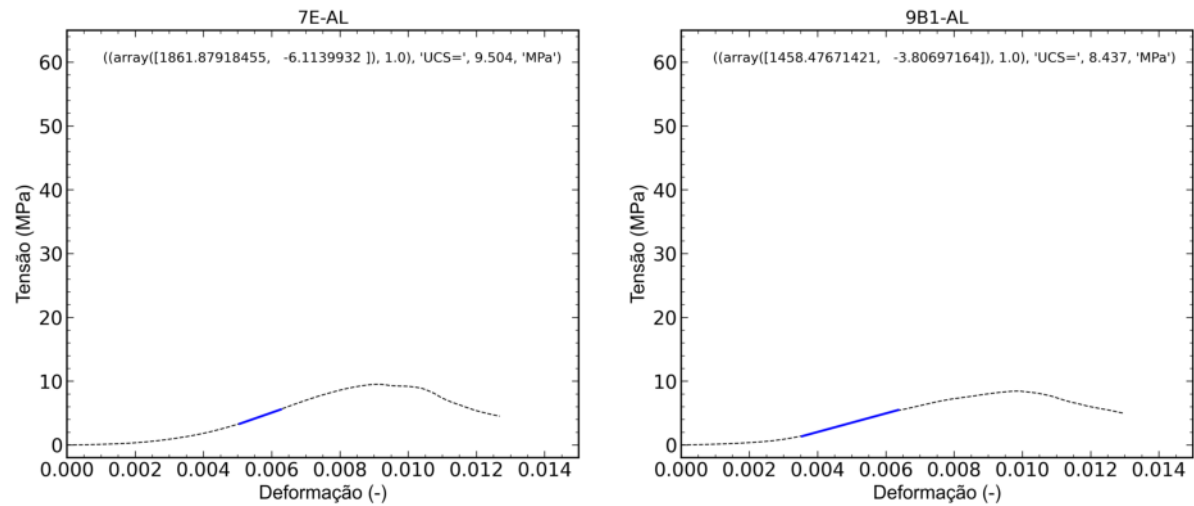


Figura 57 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 7E-AL ($E_{est}=1861,88$ MPa; $UCS=9,50$ MPa) e 9B1-AL ($E_{est}=1458,48$ MPa; $UCS=8,44$ MPa).

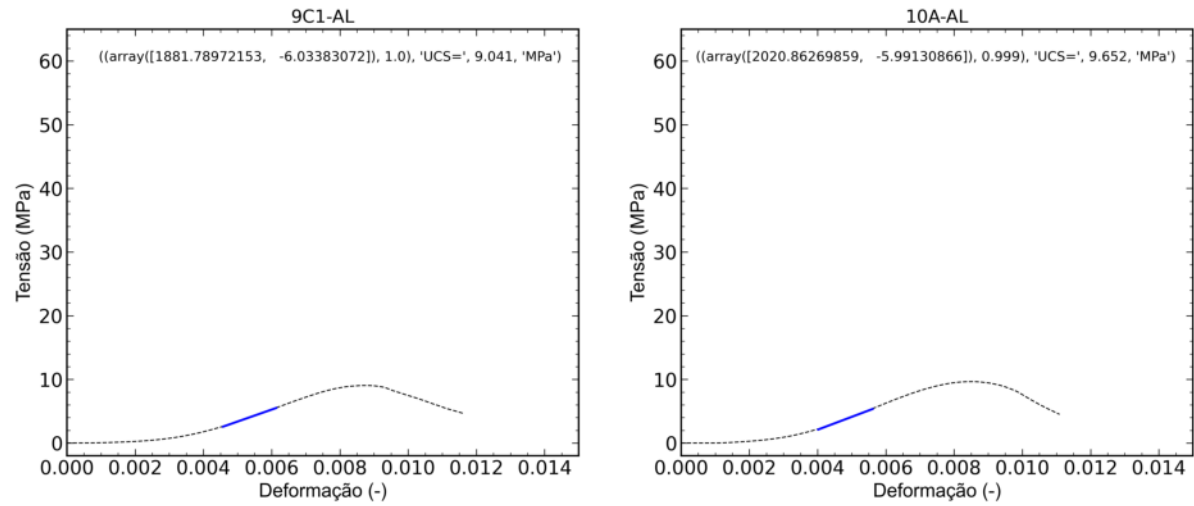


Figura 58 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 9C1-AL ($E_{est}=1881,79$ MPa; $UCS=9,04$ MPa) e 10A-AL ($E_{est}=2020,86$ MPa; $UCS=9,65$ MPa).

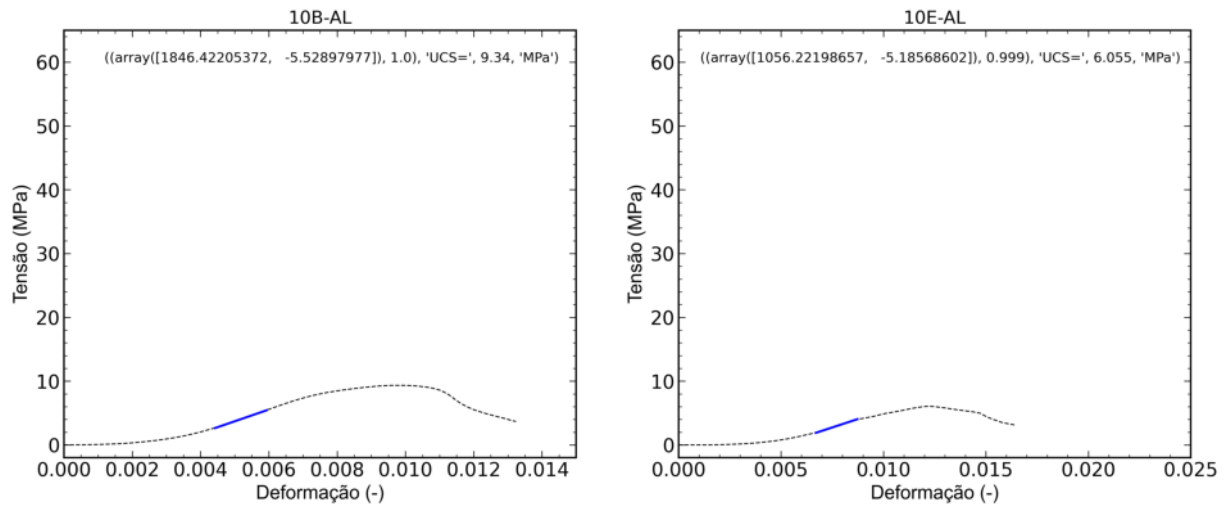
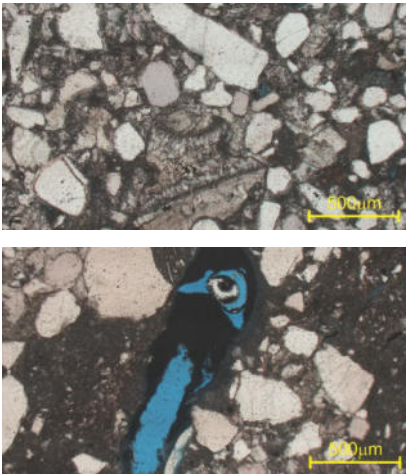
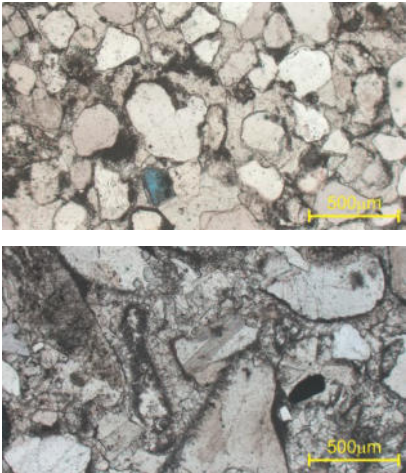
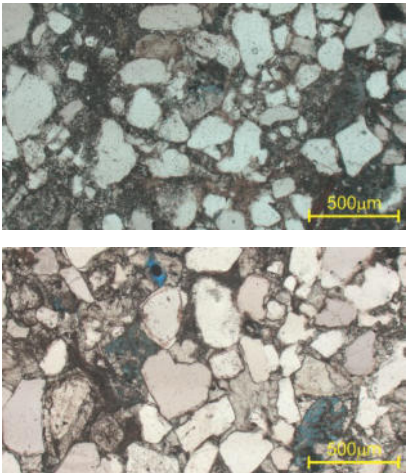


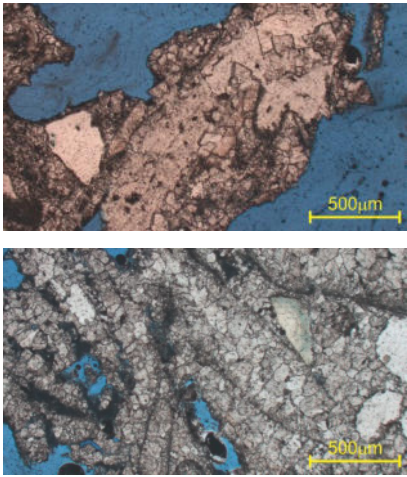
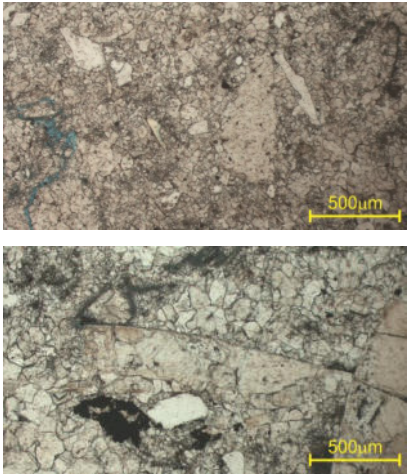
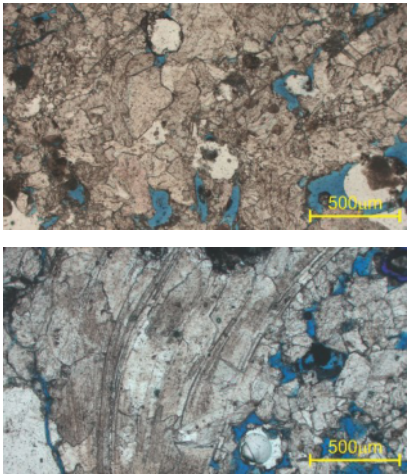
Figura 59 – Resultado do teste restênia a compressão para as amostras 10B-AL ($E_{est}=1846,42$ MPa; $UCS=9,34$ MPa) e 10E-AL ($E_{est}=1056,22$ MPa; $UCS=6,06$ MPa).

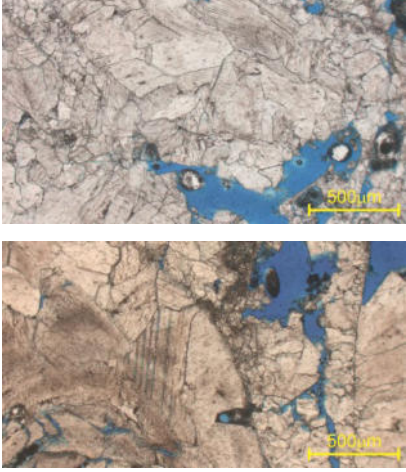
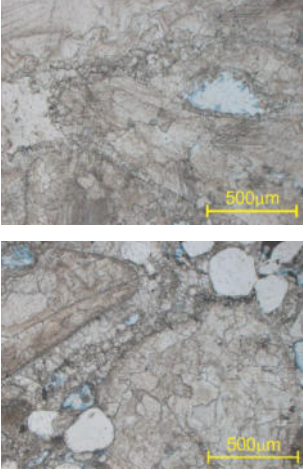
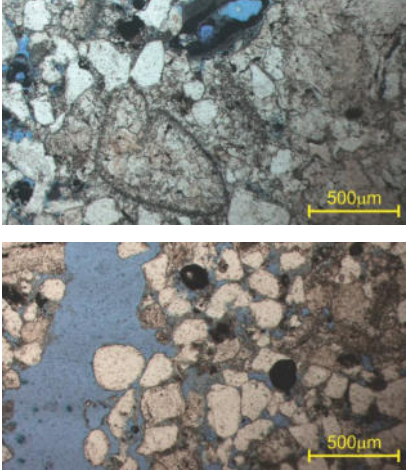
As amostras 4.1A-AL, 4.2F-AL e 10A-AL fraturaram durante o teste de velocidade uniaxial. Para estas, o UCS adotado será a pressão que ocorreu o fraturamento da rocha, 7,93 (4.1A-AL), 7,90 (4.2F-AL) e 7,07 (10A-AL).

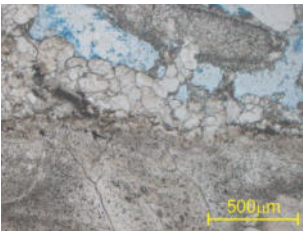
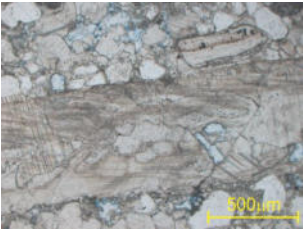
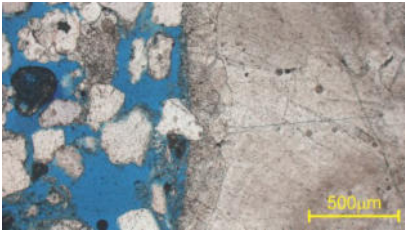
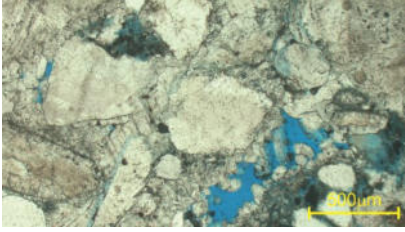
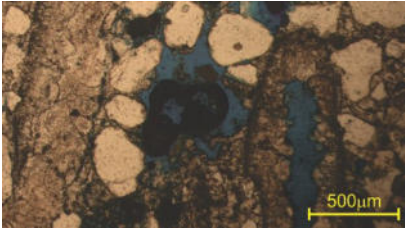
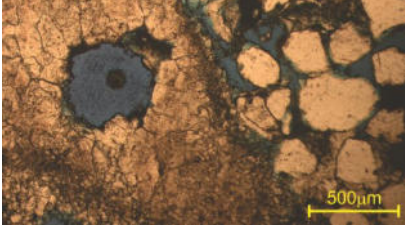
Apêndice B – Descrição da Textura Deposicional, Porosidade Dominante e Cimento

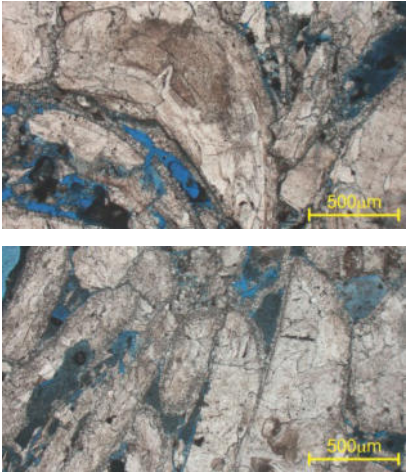
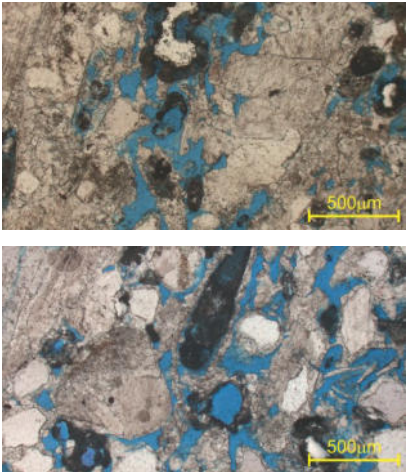
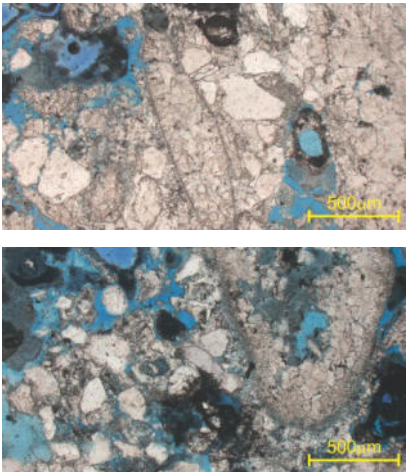
A seguir é apresentado uma breve descrição da textura deposicional segundo Dunham (1962), do tipo dominante de poro de acordo com Choquette & Pray (1970) e tipo de cimento como sugerido por Dal'Bó *et al.* (2020) para as coquinas da Fm. Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas.

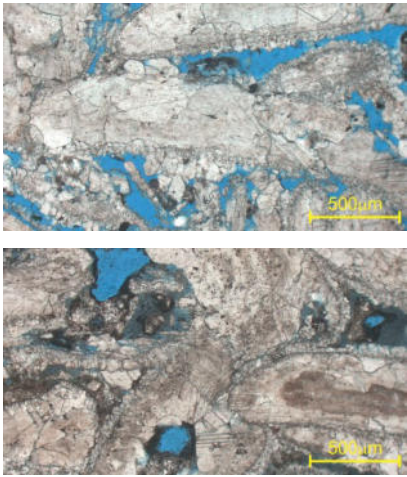
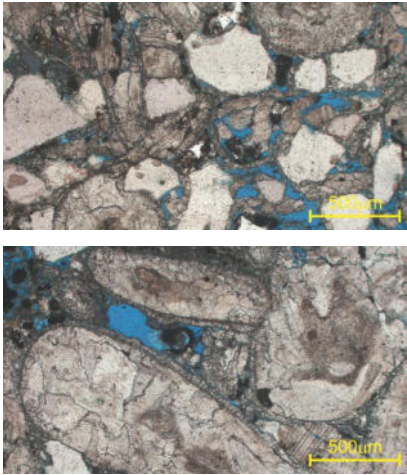
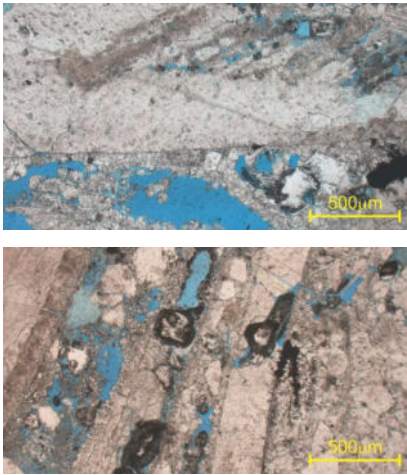
Amostra	Imagem lâmina	Descrição
1A3-AL		Textura deposicional do tipo <i>packstone</i>, sendo a porosidade moldica a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
1B2-AL		Textura deposicional do tipo <i>packstone</i>, sendo a porosidade moldica a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
1F-AL		Textura deposicional do tipo <i>packstone</i>, sendo a porosidade moldica a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.

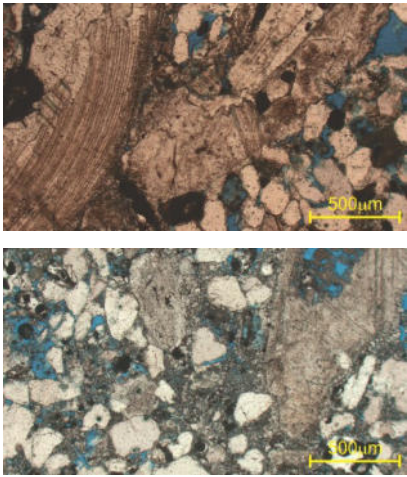
Amostra	Imagem lâmina	Descrição
2BA-AL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i> , sendo a porosidade vulgar a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
2BE-AL		Textura deposicional cristalina com predominância de porosidade do tipo intercristalina. Presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
4.1AAL		Textura deposicional cristalina com predominância de porosidade do tipo intercristalina. Presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.

Amostra	Imagem lâmina	Descrição
4.2FAL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i>, sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
6BAL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i>, sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
6E-AL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i>, sendo a porosidade interpartícula a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.

Amostra	Imagem lâmina	Descrição
6F-AL	 	Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i> , sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
7A-AL	 	Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i> , sendo a porosidade interpartícula a de maior ocorrência e presença de cimento de calcita blocosa entre os grãos de bioclastos.
7D-AL	 	Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i> , sendo a porosidade interpartícula a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja prismática nas bordas dos bioclastos.

Amostra	Imagem lâmina	Descrição
7E-AL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i>, sendo a porosidade interpartícula a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos.
9B-AL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i>, sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja prismática nas bordas dos bioclastos.
9C-AL		Textura deposicional do tipo <i>grainstone</i>, sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos..

Amostra	Imagem lâmina	Descrição
10A-AL		Textura deposicional do tipo <i>grainstone</i> , sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos..
10B-AL		Textura deposicional do tipo <i>rudstone</i> , sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos.
10D-AL		Textura deposicional do tipo <i>grainstone</i> , sendo a porosidade vugular a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos..

Amostra	Imagem lâmina	Descrição
10E-AL		Textura deposicional do tipo <i>grainstone</i> , sendo a porosidade interpartícula a de maior ocorrência e presença de cimento do tipo franja isópaca nas bordas dos bioclastos...

Apêndice C – Parâmetros Estatísticos e Coeficientes dos Modelos de RLM

Este apêndice apresenta os parâmetros estatísticos e coeficientes dos modelos de RLM para predição de UCS e E_{est} , calculados utilizando o *software* Rstudio.

```
#####
#                               RESUMO ESTATÍSTICO                               #
#####
```

phi	den	deng	Es
Min. : 4.34	Min. :2.060	Min. :2.664	Min. :1.060
1st Qu.:10.28	1st Qu.:2.220	1st Qu.:2.682	1st Qu.:1.875
Median :16.28	Median :2.253	Median :2.690	Median :2.785
Mean :14.18	Mean :2.308	Mean :2.687	Mean :3.301
3rd Qu.:17.53	3rd Qu.:2.416	3rd Qu.:2.694	3rd Qu.:4.670
Max. :22.17	Max. :2.588	Max. :2.708	Max. :7.050
			NA's :3
UCS	Ro	F	m
Min. : 6.06	Min. : 2.550	Min. : 18.29	Min. :1.140
1st Qu.: 8.74	1st Qu.: 5.853	1st Qu.: 43.99	1st Qu.:1.627
Median :10.21	Median : 7.040	Median : 52.92	Median :1.975
Mean :16.85	Mean :15.613	Mean :119.65	Mean :2.031
3rd Qu.:21.03	3rd Qu.:15.883	3rd Qu.:124.75	3rd Qu.:2.107
Max. :49.15	Max. :55.570	Max. :404.54	Max. :3.300
	NA's :1	NA's :1	NA's :1
Vp	Vs	RVpVs	Poisson
Min. :2.827	Min. :1.606	Min. :1.590	Min. :0.1330
1st Qu.:3.563	1st Qu.:1.944	1st Qu.:1.745	1st Qu.:0.2060
Median :3.760	Median :2.102	Median :1.790	Median :0.2230
Mean :3.811	Mean :2.146	Mean :1.776	Mean :0.2146
3rd Qu.:4.090	3rd Qu.:2.284	3rd Qu.:1.840	3rd Qu.:0.2395
Max. :5.484	Max. :3.004	Max. :1.880	Max. :0.2540
Ed	PoA	DomSize	SSA
Min. :14.23	Min. : 52.89	Min. : 57.69	Min. : 6.52
1st Qu.:22.68	1st Qu.:130.49	1st Qu.:108.86	1st Qu.: 14.34
Median :25.55	Median :155.79	Median :119.43	Median : 21.40
Mean :27.74	Mean :220.37	Mean :130.09	Mean : 44.05
3rd Qu.:31.82	3rd Qu.:257.22	3rd Qu.:135.47	3rd Qu.: 36.52
Max. :60.05	Max. :669.07	Max. :384.50	Max. :224.35
ARm	VolmPhi	Gamma	k
Min. :0.3080	Min. : 3.160	Min. :1.730	Min. : 0.02
1st Qu.:0.5120	1st Qu.: 6.255	1st Qu.:2.145	1st Qu.: 9.54
Median :0.5290	Median : 9.420	Median :2.190	Median : 88.32
Mean :0.5064	Mean :15.476	Mean :2.169	Mean :144.02
3rd Qu.:0.5365	3rd Qu.:24.655	3rd Qu.:2.215	3rd Qu.:212.98
Max. :0.5580	Max. :50.470	Max. :2.420	Max. :627.35

```
#####
#          PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DOS MODELOS DE RLM PARA PREDIÇÃO DE UCS          #
#####
```

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ deng + log10(k), data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-6.8005	-1.1518	0.3161	2.1800	5.0105

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-458.2600	167.3995	-2.738	0.0146 *
deng	181.0920	62.3872	2.903	0.0104 *
log10(k)	-8.8255	0.5248	-16.818	1.36e-11 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.112 on 16 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9487, Adjusted R-squared: 0.9423

F-statistic: 147.9 on 2 and 16 DF, p-value: 4.82e-11

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ Poisson + deng + log10(k), data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-5.7940	-0.9007	0.2228	2.1371	3.6678

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-502.4917	174.3282	-2.882	0.01139 *
Poisson	-21.6618	22.8869	-0.946	0.35891
deng	199.2812	65.4753	3.044	0.00821 **
log10(k)	-8.8251	0.5265	-16.763	4.01e-11 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.122 on 15 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9516, Adjusted R-squared: 0.9419

F-statistic: 98.22 on 3 and 15 DF, p-value: 4.367e-10

Call: `lm(formula = UCS ~ deng + log10(k) + VolmPhi, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-6.767	-1.244	0.144	2.368	4.833

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-460.75469	172.57816	-2.670	0.0175	*
deng	182.31456	64.37199	2.832	0.0126	*
log10(k)	-9.06124	0.95567	-9.482	1e-07	***
VolmPhi	-0.03118	0.10427	-0.299	0.7690	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.204 on 15 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.949, Adjusted R-squared: 0.9388

F-statistic: 92.99 on 3 and 15 DF, p-value: 6.446e-10

Call: `lm(formula = UCS ~ deng + log10(k) + DomSize, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-6.7828	-1.1683	0.5288	2.1698	5.0729

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-4.632e+02	1.833e+02	-2.527	0.0233	*
deng	1.830e+02	6.852e+01	2.671	0.0175	*
log10(k)	-8.826e+00	5.418e-01	-16.288	6.03e-11	***
DomSize	-9.910e-04	1.219e-02	-0.081	0.9363	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.213 on 15 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9487, Adjusted R-squared: 0.9384

F-statistic: 92.45 on 3 and 15 DF, p-value: 6.717e-10

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ RVpVs + deng + log10(k), data = rml)
```

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-5.8484	-0.9473	0.2615	2.1018	3.8428

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-485.746	171.703	-2.829	0.01269	*
RVpVs	-8.139	9.412	-0.865	0.40082	
deng	196.702	65.425	3.007	0.00885	**
log10(k)	-8.832	0.529	-16.697	4.24e-11	***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.137 on 15 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9511, Adjusted R-squared: 0.9413

F-statistic: 97.26 on 3 and 15 DF, p-value: 4.684e-10

```
-----
```

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ DomSize, data = rml)
```

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-11.317	-8.125	-6.692	4.290	31.254

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	18.73106	6.82891	2.743	0.0139	*
DomSize	-0.01448	0.04697	-0.308	0.7616	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.29 on 17 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.005559, Adjusted R-squared: -0.05294

F-statistic: 0.09502 on 1 and 17 DF, p-value: 0.7616

```
-----
```

Call: `lm(formula = UCS ~ DomSize + PoA, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-11.026	-3.971	-1.092	2.028	20.093

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-12.45895	6.21999	-2.003	0.0624 .
DomSize	0.08906	0.03070	2.901	0.0104 *
PoA	0.08041	0.01275	6.305	1.05e-05 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 7.337 on 16 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.7146, Adjusted R-squared: 0.679

F-statistic: 20.03 on 2 and 16 DF, p-value: 4.398e-05

Call: `lm(formula = UCS ~ DomSize + PoA + Gamma, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-10.527	-3.430	-1.404	2.712	20.913

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	59.27760	38.89928	1.524	0.14834
DomSize	0.06351	0.03168	2.005	0.06340 .
PoA	0.06142	0.01564	3.928	0.00134 **
Gamma	-29.60490	15.87462	-1.865	0.08188 .

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 6.827 on 15 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.7683, Adjusted R-squared: 0.722

F-statistic: 16.58 on 3 and 15 DF, p-value: 4.982e-05

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi, data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-12.2298	-3.3371	0.5178	2.5398	16.5020

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	34.65905	43.62587	0.794	0.4402
DomSize	0.06796	0.03148	2.159	0.0487 *
PoA	0.03877	0.02454	1.580	0.1364
Gamma	-18.93049	18.06094	-1.048	0.3123
VolmPhi	0.37945	0.31969	1.187	0.2550

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 6.736 on 14 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.7895, Adjusted R-squared: 0.7294

F-statistic: 13.13 on 4 and 14 DF, p-value: 0.0001194

```
-----
```

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi + ARm, data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-12.2075	-3.0641	0.1082	3.7357	14.8493

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	64.53924	72.48853	0.890	0.389
DomSize	0.05059	0.04629	1.093	0.294
PoA	0.02321	0.03894	0.596	0.561
Gamma	-24.03952	20.95123	-1.147	0.272
VolmPhi	0.41514	0.33529	1.238	0.238
ARm	-26.97109	51.43802	-0.524	0.609

Residual standard error: 6.918 on 13 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.7939, Adjusted R-squared: 0.7146

F-statistic: 10.01 on 5 and 13 DF, p-value: 0.0004202

```
-----
```

```
-----
Call: lm(formula = UCS ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi + ARm + SSA, data =
rml)
```

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-8.3008	-2.7335	-0.6060	0.8993	11.2851

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-34.06098	75.43704	-0.452	0.6597
DomSize	0.04037	0.04018	1.005	0.3348
PoA	-0.21010	0.10531	-1.995	0.0693 .
Gamma	22.08465	26.76023	0.825	0.4253
VolmPhi	1.35322	0.49471	2.735	0.0181 *
ARm	-0.26798	45.82640	-0.006	0.9954
SSA	0.52759	0.22571	2.338	0.0376 *

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 5.968 on 12 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.8584, Adjusted R-squared: 0.7876

F-statistic: 12.12 on 6 and 12 DF, p-value: 0.0001745

```
-----
```

```
#####
#   PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DOS MODELOS DE RLM PARA PREDIÇÃO DE E_estatico   #
#####
```

```
-----
Call: lm(formula = Es ~ deng + log10(k), data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-0.8964	-0.2090	-0.1115	0.1829	1.0846

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-115.48935	31.79216	-3.633	0.00304	**
deng	44.67919	11.84955	3.771	0.00233	**
log10(k)	-1.11244	0.09947	-11.184	4.84e-08	***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.566 on 13 degrees of freedom
(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.9063, Adjusted R-squared: 0.8918

F-statistic: 62.84 on 2 and 13 DF, p-value: 2.078e-07

```
-----
Call: lm(formula = Es ~ Ed + deng + log10(k), data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-0.8867	-0.2369	-0.1223	0.2282	1.0288

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-101.98383	61.37444	-1.662	0.122460	
Ed	0.01039	0.03980	0.261	0.798535	
deng	39.51277	23.30562	1.695	0.115764	
log10(k)	-1.05570	0.24066	-4.387	0.000886	***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.5874 on 12 degrees of freedom
(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.9068, Adjusted R-squared: 0.8835

F-statistic: 38.91 on 3 and 12 DF, p-value: 1.845e-06

Call: `lm(formula = Es ~ Poisson + deng + logk, data = rml)`

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-0.94172	-0.21280	-0.09108	0.22241	1.05368

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-111.9933	34.8421	-3.214	0.00743	**
Poisson	1.4722	4.9743	0.296	0.77232	
deng	43.2596	13.1174	3.298	0.00637	**
logk	-1.1156	0.1039	-10.736	1.65e-07	***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.5879 on 12 degrees of freedom

(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.9066, Adjusted R-squared: 0.8833

F-statistic: 38.85 on 3 and 12 DF, p-value: 1.862e-06

Call: `lm(formula = Es ~ DomSize, data = rml)`

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-2.1875	-1.4087	-0.5041	1.3099	3.8527

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	3.116610	0.943084	3.305	0.00521	**
DomSize	0.001399	0.006304	0.222	0.82752	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.778 on 14 degrees of freedom

(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.003508, Adjusted R-squared: -0.06767

F-statistic: 0.04928 on 1 and 14 DF, p-value: 0.8275

Call: `lm(formula = Es ~ DomSize + PoA, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-1.9573	-0.5571	-0.1180	0.5433	1.7090

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.928580	1.022726	-0.908	0.380430
DomSize	0.014446	0.004759	3.036	0.009558 **
PoA	0.009835	0.002038	4.825	0.000331 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.105 on 13 degrees of freedom
(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.643, Adjusted R-squared: 0.588

F-statistic: 11.71 on 2 and 13 DF, p-value: 0.001238

Call: `lm(formula = Es ~ DomSize + PoA + Gamma, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-1.91041	-0.33578	-0.06993	0.44548	1.52835

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	11.399041	5.772414	1.975	0.0718 .
DomSize	0.009732	0.004734	2.056	0.0622 .
PoA	0.006353	0.002415	2.631	0.0220 *
Gamma	-5.029605	2.326119	-2.162	0.0515 .

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.9753 on 12 degrees of freedom
(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.7431, Adjusted R-squared: 0.6788

F-statistic: 11.57 on 3 and 12 DF, p-value: 0.0007448

Call: `lm(formula = Es ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-2.0069	-0.2476	-0.1035	0.5000	1.3504

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	9.689515	6.966581	1.391	0.1918
DomSize	0.010159	0.004976	2.042	0.0659 .
PoA	0.005059	0.003692	1.370	0.1979
Gamma	-4.307385	2.844114	-1.514	0.1581
VolmPhi	0.023458	0.049314	0.476	0.6436

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.008 on 11 degrees of freedom

(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.7482, Adjusted R-squared: 0.6567

F-statistic: 8.173 on 4 and 11 DF, p-value: 0.002596

Call: `lm(formula = Es ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi + ARm, data = rml)`

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-2.0061	-0.2849	-0.1104	0.4760	1.3978

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	6.624442	12.718451	0.521	0.614
DomSize	0.011948	0.008004	1.493	0.166
PoA	0.006524	0.006303	1.035	0.325
Gamma	-3.723622	3.573426	-1.042	0.322
VolmPhi	0.021661	0.051861	0.418	0.685
ARm	2.489735	8.473939	0.294	0.775

Residual standard error: 1.053 on 10 degrees of freedom

(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.7504, Adjusted R-squared: 0.6256

F-statistic: 6.013 on 5 and 10 DF, p-value: 0.008015

```
-----
Call:lm(formula = Es ~ DomSize + PoA + Gamma + VolmPhi + ARm + SSA,
      data = rml)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-1.2810	-0.3364	-0.1051	0.4820	1.7739

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-1.43730	13.80051	-0.104	0.919
DomSize	0.01016	0.00787	1.291	0.229
PoA	-0.01647	0.01880	-0.876	0.404
Gamma	0.35108	4.67947	0.075	0.942
VolmPhi	0.11012	0.08486	1.298	0.227
ARm	4.30585	8.32230	0.517	0.617
SSA	0.05096	0.03942	1.293	0.228

Residual standard error: 1.019 on 9 degrees of freedom

(3 observations deleted due to missingness)

Multiple R-squared: 0.7895, Adjusted R-squared: 0.6492

F-statistic: 5.626 on 6 and 9 DF, p-value: 0.01105

Apêndice D – Medidas de Velocidades Ultrassônicas

Este apêndice apresenta um detalhamento do experimento para determinação das velocidades ultrassônicas (alta frequência) e propriedades dinâmicas utilizando o (SFR), aplicado a amostras cilíndricas, utilizando a técnica de transmissão de pulso (ASTM D2845-08, 2008), sob uma dada força compressiva, respeitando o limite elástico. Este experimento objetivou a estimativa das velocidades a partir dos tempos de trânsito realizados com incremento da carga axial até 8 MPa.

D.1 Sistema de Física de Rochas

O SFR é composto por uma célula triaxial (Figura 60b) que permite a deformação axial das amostras através da aplicação de uma tensão por uma prensa hidráulica e a deformação lateral através da variação da pressão de confinamento/lateral. Os experimentos podem ser realizados utilizando somente a tensão axial ou em conjunto com a pressão de confinamento/lateral. A medida da tensão axial é feita utilizando-se uma célula de carga enquanto que a pressão de confinamento é medida por transdutores de pressão. A deformação axial é medida através de LVDT's (*Linear Variable Differential Transformer*), enquanto que a deformação lateral é medida utilizando-se um cantilever e LVDT's. O sistema utiliza 6 transdutores piezoelétricos, para determinação das velocidades elásticas (Figura 60d), 2 montados em platens para a determinação das velocidades axiais através da técnica de transmissão de pulsos e outros 4 montados ao redor da amostra para a determinação das velocidades laterais. Cada par de transdutores, juntamente com um pulsador (gerador de sinais) e um osciloscópio digital, é responsável pela transmissão e registro de ondas P e ondas S (Figura 60a), está última com 2 modos de polarização ortogonais, S_1 e S_2 (Figura 60c). A frequência utilizada no sinal transmitido é de 1,3 MHz, para onda-P, e 900 KHz, para ondas- $S_1 - S_2$.

D.2 Determinação do tempo de trânsito das ondas

Para interpretação das ondas- $P - S_1 - S_2$, utilizou-se o programa *PicoScope*, que auxilia na visualização e identificação dos tempos de trânsito das ondas, como exemplificado na Figura 61.

Primeiramente, foi avaliado o tempo zero do circuito para as ondas- $P - S_1 - S_2$, como transmissão entre os pares de transdutores. Os transdutores emissor e receptor foram colocados em contato direto um com outro (modo face-a-face), com o objetivo de medir diretamente os tempos de atraso das ondas P-S1- S2, chamado de tempo zero (t_0). Em geral, se as características do circuito não mudarem, o tempo t_0 se manterá constante para um determinado nível de tensão e será usado como fator de correção para a avaliação do tempo de percurso das amostras de rochas (Figura 61). A identificação da primeira chegada de onda- P transmitida é relativamente fácil. No entanto, as chegadas das ondas S_1 e S_2 podem ser mascaradas por vibrações dos transdutores e reflexões da onda- P (ASTM D2845-08, 2008; LIMA NETO, 2015).

As velocidades de propagação das ondas P e S (V_p e V_s , respectivamente, em km/s) são calculadas da seguinte forma:

$$V_p = \frac{L}{T_p} \quad (D.1)$$

$$V_s = \frac{L}{T_s} \quad (D.2)$$

em que, L é o comprimento vertical da amostra, em mm , e T_p e T_s são os tempos de trânsito efetivos (tempo medido menos tempo de correção t_0) das ondas P e S_1 e S_2 , em μs , respectivamente. V_s é calculado pela média entre os tempos de trânsito das ondas S_1 e S_2 .

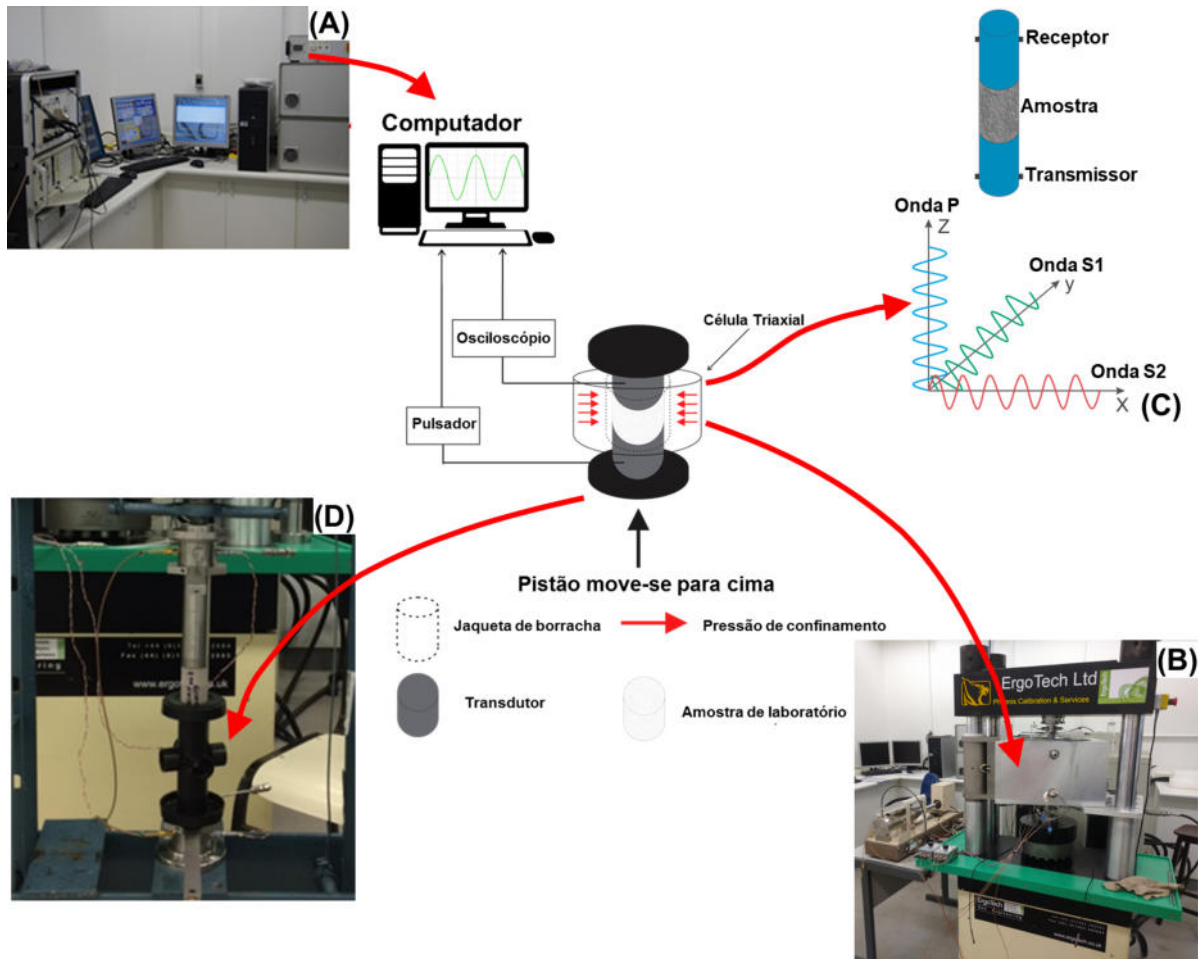


Figura 60 – Sistema de Física de Rochas do LENEP/UENF. (a) Computador como principal unidade de controle. (b) Vista frontal do sistema de células triaxiais. (c) Ilustração da propagação das ondas elásticas utilizadas no experimento. As ondas P acarretam perturbações na mesma direção de propagação da onda (eixo z). As ondas S provocam perturbações perpendiculares (eixos x e y) à direção de propagação. (d) Vista dos transdutores acústicos em contato com a amostra dentro da jaqueta de borracha.

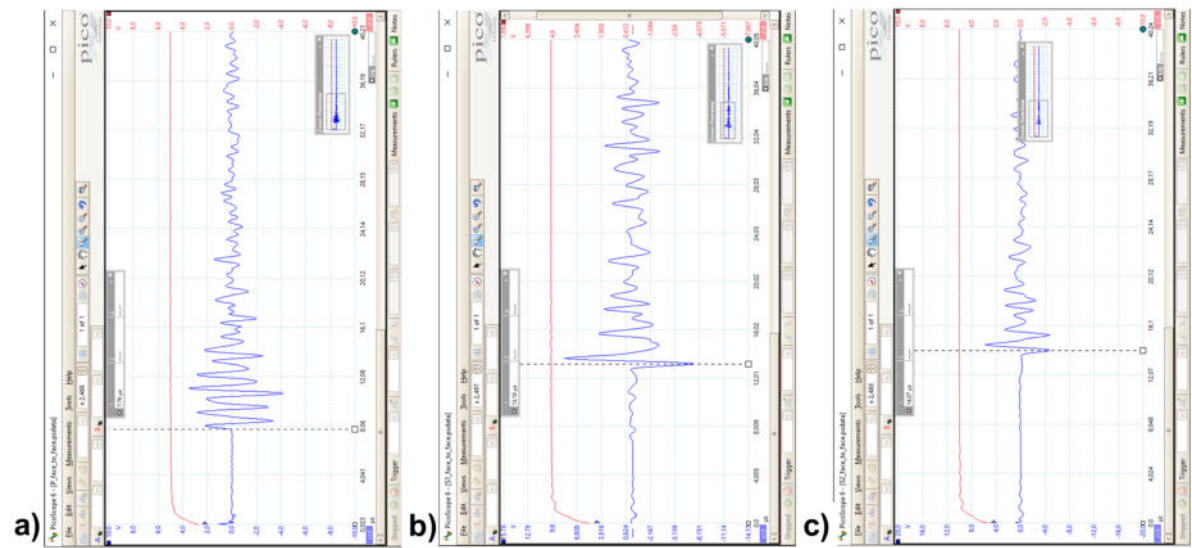


Figura 61 – Determinação do tempo zero do SFR, com os transdutores no modo face-a-face, para as ondas (a) P , (b) S_1 e (c) S_2 .

Apêndice E – Média de Voigt-Reuss-Hill

A média de Voigt-Reuss-Hill (MAVKO *et al.*, 2009) é usada para estimar o módulo elástico da rocha em termos de seus constituintes e espaço de poros, dado pela Equação E.1.

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (E.1)$$

Onde M é o módulo elástico e os subíndices V e R representam o limite de superior de Voigt e o limite inferior de Reuss.

Os métodos para cálculo dos limites baseiam-se na informação microestrutural, tal que para qualquer fração volumétrica dos constituintes, o módulo efetivo estará entre esses limites, mas o valor preciso deste dependerá dos detalhes geométricos. O limite superior de Voigt para os módulos elásticos efetivos, M_V , de n fases é dado por

$$M_V = \sum_{i=1}^n f_i M_i. \quad (E.2)$$

onde f_i é a fração volumétrica do i -ésimo meio e M_i é a propriedade elástica que se quer estimar do i -ésimo meio. Já o limite inferior de Reuss para os módulos elásticos efetivos, M_R , é dado por

$$M_R = \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{M_i}. \quad (E.3)$$

Matematicamente o M nas fórmulas acima pode ser representado por K (módulo de incompressibilidade), por μ (módulo de cisalhamento), V_p (velocidade da onda-P) ou outra propriedade elástica que se queira estimar.

Apêndice F – Tabelas de Testes de Hipóteses

A Tabela 8 apresenta o valores críticos do coeficiente de correlação de Pearson, calculados no Microsoft Excel para diferentes valores n e α . Em geral os valores de $R_{crítico}$ podem ser encontrados pela Equação F.1.

$$R_{crítico} = \frac{t}{\sqrt{t^2 + n - 2}}, \quad (F.1)$$

em que t é dado pela distribuição de t-Student para dois graus de liberdade, $n - 2$ (Tabela 9), utilizando a função `INV.T.BC(probabilidade;graus_liberdade)` do Excel, em conjunto com a Equação F.1 da seguinte forma:

$$R_{crítico}(EXCEL) = \frac{INV.T.BC(1 - Nível\ de\ confiança; n - 2)}{RAIZ((INV.T.BC(1 - Nível\ de\ confiança; n - 2))^2 + n - 2)}, \quad (F.2)$$

e construir a tabela da Figura 8.

Tabela 8 – Valores críticos para o coeficiente de correlação de Pearson ($R_{crítico}$). Valores calculados em Excel.

Valores críticos para o coeficiente de correlação R de Pearson.							
n	Nível de confiança						
	0,9	0,95	0,975	0,98	0,99	0,995	0,999
	Alpha (α)						
	0,1	0,05	0,025	0,02	0,01	0,005	0,001
4	0,900	0,950	0,975	0,980	0,990	0,995	0,999
5	0,805	0,878	0,924	0,934	0,959	0,974	0,991
6	0,729	0,811	0,868	0,882	0,917	0,942	0,974
7	0,669	0,754	0,817	0,833	0,875	0,906	0,951
8	0,621	0,707	0,771	0,789	0,834	0,870	0,925
9	0,582	0,666	0,732	0,750	0,798	0,836	0,898
10	0,549	0,632	0,697	0,715	0,765	0,805	0,872
11	0,521	0,602	0,667	0,685	0,735	0,776	0,847
12	0,497	0,576	0,640	0,658	0,708	0,750	0,823
13	0,476	0,553	0,616	0,634	0,684	0,726	0,801
14	0,458	0,532	0,594	0,612	0,661	0,703	0,780
15	0,441	0,514	0,575	0,592	0,641	0,683	0,760
16	0,426	0,497	0,557	0,574	0,623	0,664	0,742
17	0,412	0,482	0,541	0,558	0,606	0,647	0,725
18	0,400	0,468	0,526	0,543	0,590	0,631	0,708
19	0,389	0,456	0,512	0,529	0,575	0,616	0,693
20	0,378	0,444	0,499	0,516	0,561	0,602	0,679
21	0,369	0,433	0,487	0,503	0,549	0,589	0,665
22	0,360	0,423	0,476	0,492	0,537	0,576	0,652
23	0,352	0,413	0,466	0,482	0,526	0,565	0,640
24	0,344	0,404	0,456	0,472	0,515	0,554	0,629
25	0,337	0,396	0,447	0,462	0,505	0,543	0,618
26	0,330	0,388	0,439	0,453	0,496	0,534	0,607
27	0,323	0,381	0,430	0,445	0,487	0,524	0,597
28	0,317	0,374	0,423	0,437	0,479	0,515	0,588
29	0,311	0,367	0,415	0,430	0,471	0,507	0,579
30	0,306	0,361	0,409	0,423	0,463	0,499	0,570
35	0,283	0,334	0,378	0,392	0,430	0,464	0,532
40	0,264	0,312	0,354	0,367	0,403	0,435	0,501
45	0,248	0,294	0,334	0,346	0,380	0,411	0,474
50	0,235	0,279	0,317	0,328	0,361	0,391	0,451
55	0,224	0,266	0,302	0,313	0,345	0,373	0,432
60	0,214	0,254	0,289	0,300	0,330	0,358	0,414
65	0,206	0,244	0,278	0,288	0,317	0,344	0,399
70	0,198	0,235	0,268	0,278	0,306	0,332	0,385
75	0,191	0,227	0,259	0,268	0,296	0,321	0,372
80	0,185	0,220	0,251	0,260	0,286	0,311	0,361
85	0,180	0,213	0,243	0,252	0,278	0,302	0,351
90	0,174	0,207	0,236	0,245	0,270	0,293	0,341
95	0,170	0,202	0,230	0,238	0,263	0,286	0,332
100	0,165	0,197	0,224	0,232	0,256	0,279	0,324

*Os valores foram gerados usando Excel

Tabela 9 – Valores críticos para distribuição de Probabilidade do tipo t-Student, para $gl = n - 2$, calculados em Excel. Valores calculados em Excel.

Distribuição t: Valores t-críticos para $gl=n-2$								
n	gl (n-2)	Nível de confiança						
		0,9	0,95	0,975	0,98	0,99	0,995	0,999
		Alpha (α)						
		0,1	0,05	0,025	0,02	0,01	0,005	0,001
3,000	1,000	6,314	12,706	25,452	31,821	63,657	127,321	636,619
4,000	2,000	2,920	4,303	6,205	6,965	9,925	14,089	31,599
5,000	3,000	2,353	3,182	4,177	4,541	5,841	7,453	12,924
6,000	4,000	2,132	2,776	3,495	3,747	4,604	5,598	8,610
7,000	5,000	2,015	2,571	3,163	3,365	4,032	4,773	6,869
8,000	6,000	1,943	2,447	2,969	3,143	3,707	4,317	5,959
9,000	7,000	1,895	2,365	2,841	2,998	3,499	4,029	5,408
10,000	8,000	1,860	2,306	2,752	2,896	3,355	3,833	5,041
11,000	9,000	1,833	2,262	2,685	2,821	3,250	3,690	4,781
12,000	10,000	1,812	2,228	2,634	2,764	3,169	3,581	4,587
13,000	11,000	1,796	2,201	2,593	2,718	3,106	3,497	4,437
14,000	12,000	1,782	2,179	2,560	2,681	3,055	3,428	4,318
15,000	13,000	1,771	2,160	2,533	2,650	3,012	3,372	4,221
16,000	14,000	1,761	2,145	2,510	2,624	2,977	3,326	4,140
17,000	15,000	1,753	2,131	2,490	2,602	2,947	3,286	4,073
18,000	16,000	1,746	2,120	2,473	2,583	2,921	3,252	4,015
19,000	17,000	1,740	2,110	2,458	2,567	2,898	3,222	3,965
20,000	18,000	1,734	2,101	2,445	2,552	2,878	3,197	3,922
21,000	19,000	1,729	2,093	2,433	2,539	2,861	3,174	3,883
22,000	20,000	1,725	2,086	2,423	2,528	2,845	3,153	3,850
23,000	21,000	1,721	2,080	2,414	2,518	2,831	3,135	3,819
24,000	22,000	1,717	2,074	2,405	2,508	2,819	3,119	3,792
25,000	23,000	1,714	2,069	2,398	2,500	2,807	3,104	3,768
26,000	24,000	1,711	2,064	2,391	2,492	2,797	3,091	3,745
27,000	25,000	1,708	2,060	2,385	2,485	2,787	3,078	3,725
28,000	26,000	1,706	2,056	2,379	2,479	2,779	3,067	3,707
29,000	27,000	1,703	2,052	2,373	2,473	2,771	3,057	3,690
30,000	28,000	1,701	2,048	2,368	2,467	2,763	3,047	3,674
35,000	33,000	1,692	2,035	2,348	2,445	2,733	3,008	3,611
40,000	38,000	1,686	2,024	2,334	2,429	2,712	2,980	3,566
45,000	43,000	1,681	2,017	2,323	2,416	2,695	2,959	3,532
50,000	48,000	1,677	2,011	2,314	2,407	2,682	2,943	3,505
55,000	53,000	1,674	2,006	2,307	2,399	2,672	2,929	3,484
60,000	58,000	1,672	2,002	2,301	2,392	2,663	2,918	3,466
65,000	63,000	1,669	1,998	2,296	2,387	2,656	2,909	3,452
70,000	68,000	1,668	1,995	2,292	2,382	2,650	2,902	3,439
75,000	73,000	1,666	1,993	2,289	2,379	2,645	2,895	3,429
80,000	78,000	1,665	1,991	2,285	2,375	2,640	2,889	3,420
85,000	83,000	1,663	1,989	2,283	2,372	2,636	2,884	3,412
90,000	88,000	1,662	1,987	2,280	2,369	2,633	2,880	3,405
95,000	93,000	1,661	1,986	2,278	2,367	2,630	2,876	3,398
100,000	98,000	1,661	1,984	2,276	2,365	2,627	2,872	3,393

*Os valores foram gerados usando Excel

Apêndice G – Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities?

Abstract

Reservoir characterization has often utilized correlations between lithology and acoustic velocities. Due to giant oil discoveries at pre-salt carbonate rocks, a large effort was made to understand all the geological aspects related to these rocks, and at this point, Morro do Chaves coquinas has emerged as an essential analog with the Aptian bioclastic deposit at Campos and Santos Basin. Those rocks were analyzed in a series of studies, although few publications were made in association with acoustic properties. Coquinas have been described by the traditional classification of carbonates, but due to the intense diagenesis of the shells and the significant content of siliciclastic material, a new classification of carbonates has emerged. Due to the complexity of carbonate rocks, the application of a detailed description of coquina deposits was a critical aspect of velocity interpretation. This work aims to evaluate the correlations between acoustic properties and both carbonate classifications (the classic and the new one). Compared to the traditional classification, the new carbonate classification for the coquinas of the Morro do Chaves Formation showed a modest increase in the correlations of compressional wave velocities with other rock properties. Acoustic velocities were influenced more by pore type than mineralogy or total porosity.



Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities?

Natan Santarém¹, Rafaella Baggieri², Lucas Oliveira¹, Simonária Fidélis¹, Marco Ceia¹, Roseane Missagia¹, Victor Santos¹,
Entities ¹ - UENF/LENEP/MIR, ² - FACC

Copyright 2021, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 August 2021.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

Reservoir characterization has often utilized correlations between lithology and acoustic velocities. Due to giant oil discoveries at pre-salt carbonate rocks, a large effort was made to understand all the geological aspects related to these rocks, and at this point, Morro do Chaves coquinas has emerged as an essential analog with the Aptian bioclastic deposit at Campos and Santos Basin. Those rocks were analyzed in a series of studies, although few publications were made in association with acoustic properties. Coquinas have been described by the traditional classification of carbonates, but due to the intense diagenesis of the shells and the significant content of siliciclastic material, a new classification of carbonates has emerged. Due to the complexity of carbonate rocks, the application of a detailed description of coquina deposits was a critical aspect of velocity interpretation. This work aims to evaluate the correlations between acoustic properties and both carbonate classifications (the classic and the new one). Compared to the traditional classification, the new carbonate classification for the coquinas of the Morro do Chaves Formation showed a modest increase in the correlations of compressional wave velocities with other rock properties. Acoustic velocities were influenced more by pore type than mineralogy or total porosity.

Introduction

Understanding carbonate rocks only from a geological point of view sometimes can be a huge challenge by itself. The geological description at reservoir characterization, despite being particularly important, still needs to communicate with other areas to formulate interpretive models to be applied at exploration and development.

Acoustic velocities have been used to improve reservoir evaluation. The study of the physical properties of rocks is important for reservoir characterization and monitoring. Reservoir carbonate rocks might have a complex pore structure, depositional texture, and mineralogical composition, resulting in different parameters that directly affect the velocities of seismic waves. Correlations

between lithology and acoustic velocities are more evident in sandstones than carbonates (Eberli et al., 2003). Even carbonate rocks are dominated by calcite and sometimes dolomite, they commonly display heterogeneities due to diagenesis and show a variety of complex pore structures and laterally and horizontally texture variations that may cause a velocity deviation (Anselmetti and Eberli, 1993, 1999; Berryman and Blair, 1987; Mavko et al., 2009).

Generally, for the oil industry, carbonate rocks are classified as the propositions of Dunham (1962). This traditional classification was made for detrital carbonates based on the concept of textural maturity applied to terrigenous for carbonates, making it possible to recognize features of selection and factory. The denominations used are an attempt to reflect the energetic environment.

On the other hand, the terms adopted by Dunham (1962) do not classify hybrid coquinas compared to other carbonate rocks, because at certain times, the siliciclastic content is abundant (almost 1:1). Another critical issue is that the classic classification presents little flexibility in the classification of diagenetically altered rocks. Relationships between porosity and velocity in carbonate rocks can be exceedingly difficult to determine when types of cement formed at different diagenetic stages occur (Eberli et al., 2003).

Borghi (2020) proposes a new classification for the bioclastic deposits from Morro do Chaves Formation (Figure 1). The new classification proposes to cover doubtful points to past classifications (presence of siliciclastic) and has different nomenclatures for rocks with a sandy and muddy matrix. The degree of sphericity and packing (dispersed, loose, and dense) together with the matrix/cement quantification is used as modifiers, which provides greater detail for rocks where diagenetic features exist or predominate.

Can a new classification of coquina show better relationships with acoustic velocities?

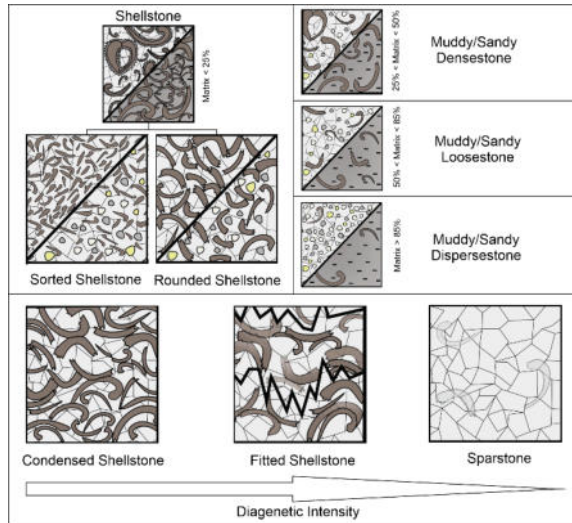


Figure 1: Classification of coquinas based on taphonomic, sedimentological and diagenetic aspects, modified from Borghi (2020).

This study focuses on the relationships between coquinas classification and acoustic properties. For this idea, we studied carbonate rock samples from Morro do Chaves Formation (Sergipe-Alagoas Basin), which have been used as an analog of pre-salt bioclastic deposits (Castro, 2011). Although Morro do Chaves's coquinas are known as carbonate rocks, Tavares et al. (2015) argue that coquinas could be considered hybrid rocks, i.e., not only composed of shells and their fragments, but siliciclastic material is commonly present. Twenty-four samples were classified using Dunham's (1962) and Borghi's (2020) classifications and correlated with acoustic properties at dry conditions. Other parameters of the samples (e.g., porosity, bulk density, mineralogical content, and pore type) were used to support the analysis.

Methodology

Petrographic analysis and classification of depositional texture

A transmitted light petrographic microscope coupled to an AxioCam HRC camera with AxioVision software was used to the rock classification, evaluate the pore types, and obtain petrographic images. The petrographic thin-sections images were analyzed to describe the internal structure of samples, aided by the classic and new textural classification (Figure 2) and the pore classifications of Choquette and Pray (1970).

Wave velocities determination

The international standard ASTM D2845-08 (2008) was applied to determine the seismic velocity waves (P- and S-waves). Therefore, P- and S-wave velocities were

measured under dry and ultrasonic conditions using effective pressure between 5-10 MPa. Based on measured values of V_p and V_s together with bulk density (ρ_{bulk}), it is usual to estimate the bulk modulus (K_{dry}), also called incompressibility, and P acoustic impedance (AI_p) for dry condition, as follows (MAVKO; MUKERJI; DVORKIN, 2009):

$$K_{dry} = \rho_{bulk} \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (1)$$

$$AI_p = \rho_{bulk} V_p \quad (2)$$

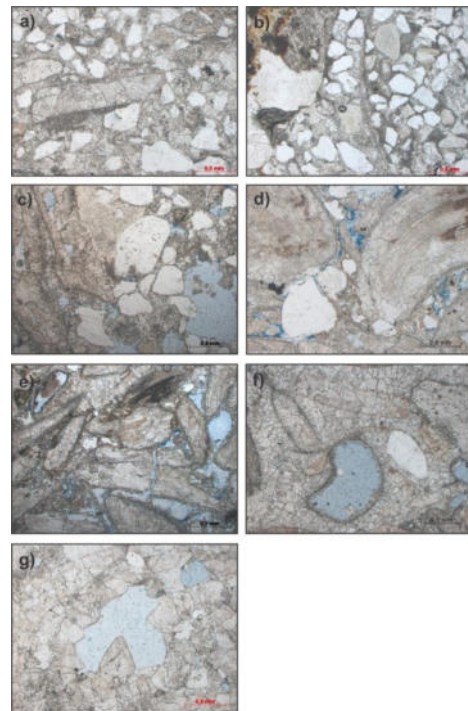


Figure 2: Thin-section photomicrographs of coquinas from Morro do Chaves Fm. by Borghi (2020); a) Sandy Dispersestone (PPL); b) Sandy Loosestone (PPL); c) Sandy Desestone (PPL); d) Sorted Shellstone (PPL); e) Condensed Shellstone (PPL); f) Fitted Shellstone (PPL); g) Sparstone (PPL).

Mineralogy and porosity estimation

The analysis of the mineral composition of the samples was determined by X-ray diffractometry (XRD). X-ray diffraction analysis to mineral composition quantification is based on the Rietveld method (Rietveld, 1969). This method enables adjusting different XRD patterns and obtains the best fit between the experimental measurement and the fitted equation (Archilla et al., 2016). From the mineral weights in combination with properties describes in the literature, it is possible to calculate mineral bulk modulus with the Voigt-Reuss-Hill average, as following:

$$K_{mV} = \sum_{i=1}^n f_i K_{mi}, \quad (3)$$

$$K_{mR} = \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{K_{mi}}, \quad (4)$$

$$K_m = K_{VRH} = \frac{K_{mV} + K_{mR}}{2}. \quad (5)$$

Total porosity (ϕ), grain, and bulk densities were measured by a helium gas porosimeter (Ultrapore 300). This equipment performs measurements of matrix volume of samples through gas expansion technique and Boyle's Law (Tiab and Donaldson, 2015), allowing to determine the porosity, bulk (Eq. 6), and mineral (grain) densities (ρ_{bulk} and K_m , respectively).

$$\rho_{bulk} = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_{fl}, \quad (6)$$

where ρ_{fl} is the pore fluid density, in this case, air.

Results

Rock Classification vs. Acoustic Properties

Twenty-four samples were analyzed, using microscopic petrography to describe each sample as proposed by the classifications of Borghi et al. (2020) and Dunham (1962). According to the classic classification, nineteen samples were classified as Rudstones, two as Grainstones, and three as Packstones. The new classification has presented more subdivisions compared to Dunham (1962). Of the total samples, three were identified as Spartones, five as Fitted Shellstones, four as Condensed Shellstone, two as Sorted Shellstone, seven as Sandy Densestone, two as Sandy Loosestone, and a single sample was classified as Sandy Dispersestone (Figure 2).

The mineral occurrence was stipulated for each rock sample from the analysis of XRD concomitantly with the petrographic interpretation. In the data set, it is possible to observe that calcite is the primary mineral occurrence (ranges from 45% to 99.5%), associated with bivalve clasts or as a product of diagenesis (sometimes, both). It is noteworthy that calcite is probably a product of the dissolution of primary aragonite. Silica is the mineral with the second-highest occurrence (ranges from 0.45% to 45%). Other minerals observed are Pyrite, Microcline, Iron oxides as cement, and lithoclasts. The occurrence of Dolomite was not observed in any sample.

Although the coquinas of the Morro do Chaves Formation are considered carbonate rocks, there is the occurrence of associated siliciclastic minerals. The variation in the calcite content at these rocks and the occurrence of other siliciclastic minerals can impact the acoustic measurements considering that different minerals present different densities and elastic modulus.

In carbonate rocks, it is known that a diversity of factors can modify the primary depositional conditions and that, consequently, they impact the interpretations and correlations with the acoustic velocities. Dunham's (1962) classification does not focus on describing diagenetic

characteristics, which can be problematic when correlating geological aspects with petrophysics and elastic waves. The traditional classification by itself does not give many answers. The only logical correlation observed is that in rocks with larger grains and with better textural selection (expected with grainstones and rudstones) we would presume more primary pore space, leading to little P and S velocities. In addition to focusing on the concentration of bioclasts and the relative proportion of associated terrigenous, Borghi's (2020) classification also considers diagenetic characteristics to establish a classification more compatible with the geological history in which the rock suffered (Figure 1).

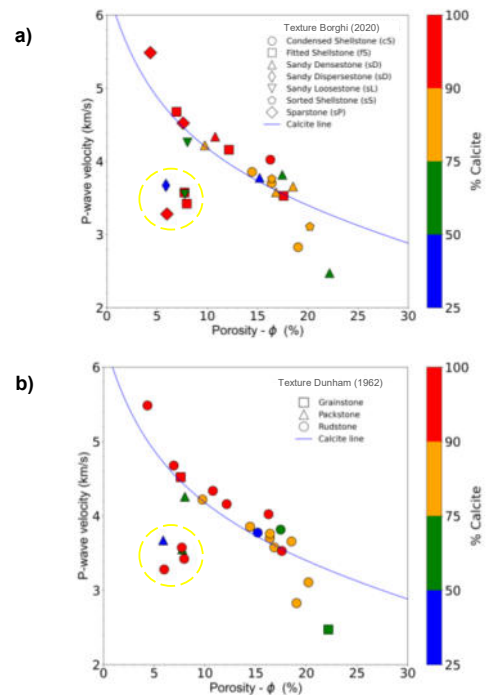


Figure 3: a) Vp-porosity-calcite correlations by Borghi (2020); b) Vp-porosity-calcite correlations by Dunham (1962). The symbols indicate porosity type. Yellow circle indicates anomalous samples and the solid line represents the time-average equation for calcite (Wyllie et al., 1956).

The measured velocities can be compared with a predicted line proposed by Wyllie et al. (1956) (Figure 3a and 3b). The samples of coquina with more than 90% calcite (pure limestones) present porosities between 5 and 18.5% and Vp between 3 and 5.5 km/s. Samples with calcite content between 90 and 50% (impure limestones) have porosities between 7.5 and 22.5% and Vp velocities between 2.5 and 4.3 km/s. Samples with less than 50% calcite have porosities between 5 and 15% and velocities around 3.8 km/s. From Vp and texture correlations, it is observed that Dunham's (1962) classification concentrates a large part of the rocks in a single lithotype, making it difficult to identify any pattern or correlation with

Can a new classification of coquina show better relationships with acoustic velocities?

Vp. It is possible to observe that Rudstone samples dominate the data set, with quite different Vp values from each other in the same porosity values, making difficult a correlation between possible geological processes and their associated responses and propagation of Vp (Figure 3).

The dataset differentiates itself more clearly from Borghi's (2020) classification since the authors subdivide their classification in different concentrations of terrigenous and bioclastic content. Among the lithotypes proposed by this new classification, it is noted that the samples with less porosity are Sparstones which was expected due to intense obliteration of the pore space by diagenetic cementation. The most cemented samples (Sparstone and Fitted Shellstone), which underwent high diagenetic intensity, are those that have the most considerable calcite content in the form of cement, and therefore, the highest velocities. Samples showing low porosity values (low primary porosity or high cementation), in theory, should have the highest Vp value in proportion to porosity. Even so, this lithotype (carbonate with high sparite concentration and less than 25% of terrigenous content) presents different values for Vp at the same porosity range.

Despite separating the data set more coherently concerning mineralogy, the new classification is still not able to clearly explain some points where there are ranges between 3 km/s to 6 km/s at the same porosity value and with the same mineralogical content and at the same lithotype. However, at Borghi's (2020) classification, those "outliers" are more noticeable than Dunham's (1962) classification, mainly because it is easier to determine if those samples have the same mineralogical content at the same porosity range.

However, due to the different types of porosity observed in these samples and the mineralogy content, the wide range of Vp values in the data set must be explained by differences in the pore type and possible correlations with mineralogy.

Porosity types with mineralogy

From the petrography analysis, five pore types were recognized. Vuggy porosity is the significant occurrence at the coquinas analyzed (twelve samples). Interparticle porosity was observed in five samples. One sample was classified as Intracrystalline porosity and one as Moldic. From the twenty-four samples, we are unable to identify any dominant pore type at petrographic description. At the helium gas porosimeter routines, were possible to identify porosity at those five samples, none of them with more than 8% porosity. For those samples, we assume the occurrence of micropores, which were impossible to see at thin sections.

There is an inverse porosity-velocity correlation; velocity decreases with increasing porosity from the microporosity to vuggy. However, some samples are not affected by the total porosity, because there is a spread of velocity (around 3.4 km/s to 4.5 km/s) at 8% porosity (Figure 4).

Most samples have more than one pore type, which may explain some velocity scattering in the same porosity, such as the anomalous samples (yellow circle) that in the same porosity, dominant pore type, and mineralogy show lower velocities. The pore geometry could explain that velocity scattering as well.

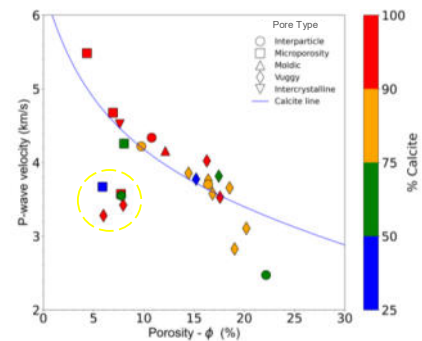
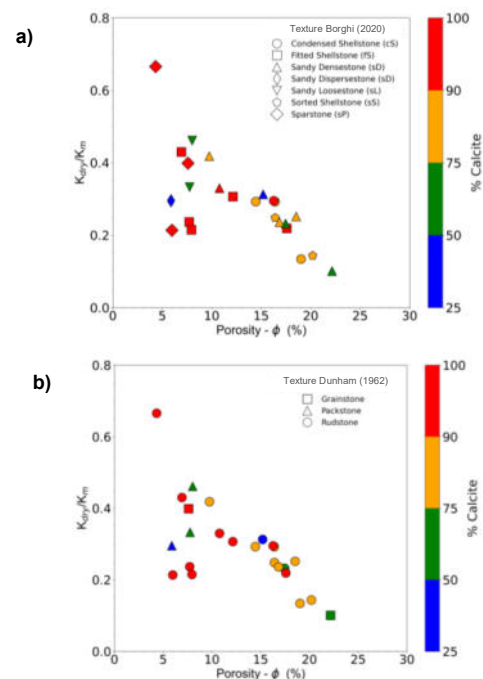


Figure 4: Vp-porosity-calcite correlations for pore type. The symbols indicate porosity type. Yellow circle indicates anomalous samples and the solid line represents the time-average equation for calcite (Wyllie et al., 1956).

Acoustic Impedance and Incompressibility

To better understand the impact of mineralogy and porosity with Vp values and their relationships between the author's classifications, Kdry/Km ratio (Figures 5 and 6), and acoustic impedance (AI_p) was calculated as shown in equations 1, 2, and 5, respectively. Correlations between the Kdry/Km ratio with porosity and Vp were made.



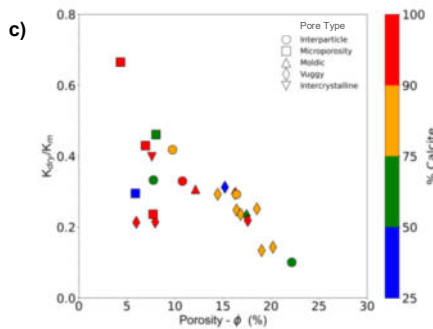


Figure 5: Crossplots of K_{dry}/K_m vs. porosity for coquinas from Morro do Chaves Formation; a) crossplot by Borghi (2020); b) crossplot by Dunham (1962); c) crossplot for pore types.

None of the rock classifications shows a better correlation with the K_{dry}/K_m ratio. K_{dry}/K_m vs. porosity plots demonstrate that in fact (Figure 5a and 5b), the higher the porosity, the lower the ratio, and consequently the lower the K_{dry} (Figure 5c). It is noticed that the samples with the highest relative K_{dry}/K_m values at the top are those that have less porosity, so a greater contribution of grains in the incompressibility value of the dry rock, associated with a contribution of the tighten pores. They are essentially composed of calcite, with higher and with microporosity and intercrystalline porosity (Figure 5c). The amount of pore space more impacts all samples showing the lowest relative values of K_{dry}/K_m (below 0.3) than grains (mineralogical content).

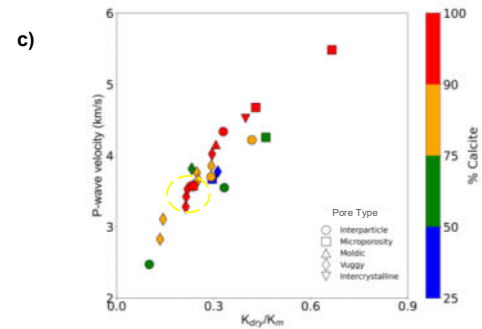
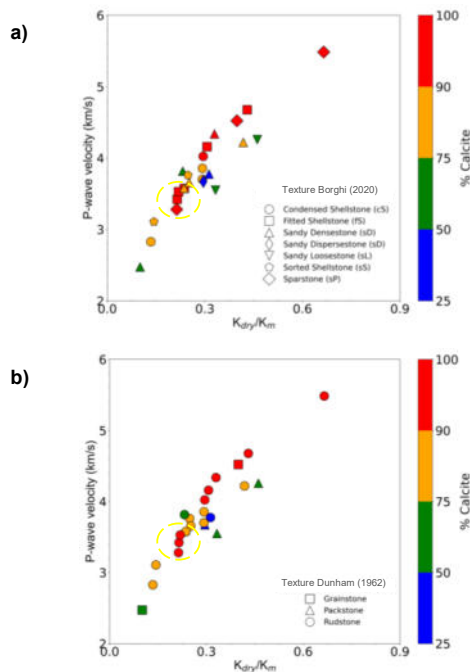
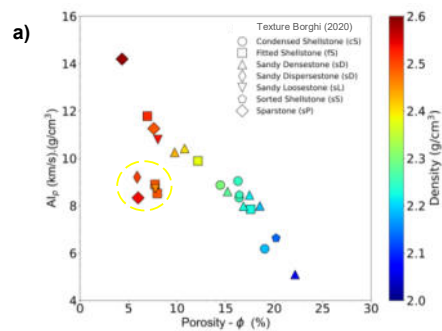


Figure 6: Crossplots of V_p vs. K_{dry}/K_m for coquinas from Morro do Chaves Formation; a) crossplot by Borghi (2020); b) crossplot by Dunham (1962); c) crossplot for pore types. The dashed yellow circle highlights the samples with calcite content above 90% at these low V_p and K_{dry}/K_m values.

At K_{dry}/K_m vs. V_p , a linear trend is observed as expected but at the same porosity ranges, the K_{dry}/K_m ratio values are influenced by the pore types (Figure 6). It is possible to recognize that Vug pores are associated with lower K_{dry} values and tend to attenuate V_p velocities and impact anisotropy. As the K_{dry} decreases, we should observe a reduction in V_p values. As V_p and K_{dry}/K_m crossplot, as V_p increases (velocities between 4 and 5.5 km/s), the K (dry and mineral) tends to be higher. We have higher P values for more closed pore types (micro and intercrystalline porosity) and higher calcite contents in ranges of values of equal K ratio. Samples with less than 90% of calcite content and velocities below 4 km/s are dominated by vuggy porosity, with only three samples with calcite content above 90% (dashed black circle) at this range (Figure 6c). Those three samples are another indication of the impact of pore geometry and vug porosity at V_p estimation. As noticed before, pore types are more prone to impact velocity measures at this data if in comparison with mineralogy content, which we can see at high calcite contents (>90%), where we have ranges from 0.3 to 0.6 for K_{dry}/K_m and 3.5 km/s to 5.5 km/s for V_p and different pore types.

The impedance-porosity-density correlation shows a trend of decreasing impedance with decreasing density and increasing porosity (Figures 7a and 7b).



Can a new classification of coquina show better relationships with acoustic velocities?

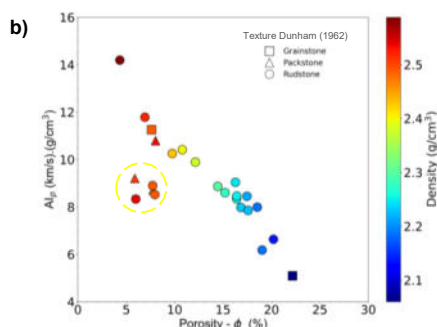


Figure 7: Crossplots of acoustic impedance vs. porosity; a) crossplot by Borghi (2020); b) crossplot by Dunham (1962). The yellow dashed circle highlights anomalous samples.

In regions with similar values of Al_p , V_p , and density, there is a discrepancy in the concentration of calcite. The rocks with vug pores possibly present more significant attenuation in the V_p as compared to samples with microporosity, impacting the acoustic impedance and V_p values.

The most cemented samples by Borghi (2020) classification, such as, Sparstone and Fitted Shellstone show the highest acoustic impedances and bulk densities, except for the five anomalous samples (yellow circle) that have specific characteristics. The blue color samples have the lowest bulk densities and acoustic impedances and are related with well sorted and with good maturity rocks (Condensed Shellstone, Sandy Densestone, and Sorted Shellstone), which are expected to have better primary porosity. It seems easier to understand the relationships between porosity and acoustic impedance as we interpreted the data with the new classification. We have the modifiers that indicate an increase in cement and/or diagenetic features that act to minimize the primary porosity. At Dunham's (1962) classification, we cannot deduce those aspects.

Conclusions

The carbonate classification of Borghi (2020) for the coquinas of Morro do Chaves Formation showed a slight improvement in the correlations of the compressional wave velocities with other properties compared to Dunham's (1962) classification. The pore type had a more notable impact on acoustic velocities than mineralogy and total porosity. Some samples showed anomalous velocity behaviors. The existence of minor pore types, in addition to the pore structure, may explain these anomalous behaviors. Studies on the pore geometry and a more extensive data set, may emphasize an improvement in the interpretation of velocities through this new classification of bioclastic rocks.

Acknowledgments

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brazil (CAPES) - Finance Code 001 and Petrobras (Process 2017/00067-9). MC and RM thank INCT/Geofísica for financial support, and CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation – DT II.

References

- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1999. The Velocity-Deviation Log: A Tool to Predict Pore Type and Permeability Trends in Carbonate Drill Holes from Sonic and Porosity or Density Logs. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 83 (1999). <https://doi.org/10.1306/00AA9BCE-1730-11D7-8645000102C1865D>
- Anselmetti, F.S., Eberli, G.P., 1993. Controls on sonic velocity in carbonates. *Pure Appl. Geophys. PAGEOPH* 141, 287–323. <https://doi.org/10.1007/BF00998333>
- Berryman, J.G., Blair, S.C., 1987. Kozeny–Carman relations and image processing methods for estimating Darcy's constant. *J. Appl. Phys.* 62, 2221–2228. <https://doi.org/10.1063/1.339497>
- Choquette, P.W., Pray, L.C., 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 54. <https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Borghi – Classificação, in Dal'Bó, P.F., Valle, B., Favoreto, J., Mendes, M., Rigueti, A.L., Borghi, L., Porto-Barros, J. P., 2020. Coquinas da Formação Morro do Chaves: Tafonomia, Diagênese, Porosidade e Classificação, 1st ed. Albatroz, Rio de Janeiro, Brasil.
- Dunham, R.J., 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures 38, 108–121.
- Eberli, G.P., Baechle, G.T., Anselmetti, F.S., Incze, M.L., 2003. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *Lead. Edge* 22, 654–660. <https://doi.org/10.1190/1.1599691>
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2009. The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media. Cambridge university press.
- TAVARES, A.C., BORGHI, L., CORBETT, P. Facies and depositional environments for the coquinas of the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin, defined by taphonomic and compositional criteria. *Brazilian Journal of Geology*, [S. l.], v. 45, n. 3, p. 415–429, 2015. Available at: <https://doi.org/10.1590/2317-488920150030211>
- TREIBER, L. E.; ARCHER, D. L.; OWENS, W. W. A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. In SPE Annual Fall Meeting, Oct/2-6, 1972, New Orleans. Conference. American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers.

Apêndice H – Integrate Analysis of Petroelastic, Texture, and Pore System Controlling Coquinas Rock Strength: A Brazilian Pre-Salt Analog

Abstract

The Brazilian Pre-Salt polygon is a primary O&G area and represents more than 60% of the national petroleum-producing. Pre-salt reservoirs are carbonate rocks with varied depositional textures and facies, such as the Coquinas, which comprise bioclastic debris in their framework. This work exhibits an integrated analysis between petrophysics, geological (depositional texture and dominant pore type) properties, and P-wave velocity affecting the rock strength in the Coquinas of Morro do Chaves Formation. This formation is assumed as an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Results indicate that rock strength is affected by porosity, permeability, depositional texture, dominant pore type, and seismic wave propagation.

DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202210524>

INTEGRATE ANALYSIS OF PETROELASTIC, TEXTURE, AND PORE SYSTEM CONTROLLING COQUINAS ROCK STRENGTH: A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG

L. Oliveira^{1,2}, R. Missagia^{1,2,3}, N. Santarem^{1,2}, M. Ceia^{1,2,3}, S. Fidelis^{1,2}, I. Lima Neto²

¹ State University of Northern Rio de Janeiro (UENF); ² Scientific Computing Supporting Foundation (FACC); ³ INCT-Geofísica do Petróleo

Summary

The Brazilian Pre-Salt polygon is a primary O&G area and represents more than 60% of the national petroleum-producing. Pre-salt reservoirs are carbonate rocks with varied depositional textures and facies, such as the Coquinas, which comprise bioclastic debris in their framework. This work exhibits an integrated analysis between petrophysics, geological (depositional texture and dominant pore type) properties, and P-wave velocity affecting the rock strength in the Coquinas of Morro do Chaves Formation. This formation is assumed as an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Results indicate that rock strength is affected by porosity, permeability, depositional texture, dominant pore type, and seismic wave propagation.

Carbonates, Brazilian Pre-Salt analog, Geomechanics Properties, Coquinas

Integrate Analysis of Petroelastic, Texture, and Pore System Controlling Coquinas Rock Strength: A Brazilian Pre-Salt Analog

Introduction

The mechanical rock properties are important for analyzing and developing of engineering projects involving rocks. For instance, uniaxial compressive strength (*UCS*) is a mechanical property representing the maximum load that a material solid can support before failing. This property is used in many design formulas and is sometimes used as an index property to select the appropriate drilling technique (ASTM D7012-14, 2014).

Carbonates are the primary reservoir rock type in the petroleum industry, representing more than 70% of the petroleum reserves worldwide, and emphasize the magnitude of this study on those rocks (Burchette, 2012). Likewise, reservoir carbonate rocks may have a complex pore structure, depositional texture, and mineralogical composition, resulting in different parameters that directly affecting the elastic and mechanical properties (Santarém et al., 2021). Hence, the relationship between carbonate reservoir rocks and elastic properties is essential to understanding and improving the practical rock physics models and correlate with real engineering problems (Lima Neto et al., 2014).

The mechanical properties of rocks can be determined from sonic logs or laboratory measurements by uniaxial, triaxial, or ultrasonic experiments. Ghafoori et al. (2018) established empirical relations between strength, static and dynamic properties of different carbonate types, which indicated an accurate relationship between mechanical (static), petrophysical and elastic properties. Ameen et al. (2009) analyzed 400 core plugs samples from Arab-D carbonate reservoir - Ghawar field, and studied the acoustic and mechanical properties at axial stress conditions. The works cited above showed that the mechanical rock properties are mainly affected by porosity, mineralogy, texture, and pore fabric.

This study concentrates on the relationships between carbonates classification (texture and pore type), petrophysical (porosity- ϕ , bulk density- ρ_{bulk} and permeability- κ), mechanical (*UCS*), and acoustic (P-wave velocities) properties. For this purpose, we studied carbonate rock samples from Morro do Chaves Fm. (Sergipe-Alagoas Basin), employed as an analog of pre-salt bioclastic deposits.

Data set

The rock samples set consists of 19 core plugs of Coquinas from Morro do Chaves Fm., Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. This formation symbolizes an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Coquinas from Morro do Chaves Fm. mainly comprise mollusk shells and calcite as a primary mineralogical component. However, ostracods, gastropods, and other bioclasts may also be present in the formation. The matrix contains micrite, clay, siliciclastic sand dominated by quartz (Santarém et al., 2021).

Method

Porosity and bulk density determinations were carried out using the Helium Gas Porosimeter UltraPore-300 and permeability a PERG-200 permeameter equipment, while the mechanical properties were measured in a uniaxial compression experiment using the INSTRON 5582 Universal Testing Machine. The load application rate was 1 mm/min until the final failure was reached. Compression tests were based on the ASTM D7012 standard (ASTM D7012-14, 2014) and UCS, assuming the maximum load that a rock can support without fracture when being stretched, divided by the original cross-sectional area of the material. UCS has dimensions of force per unit area and is expressed in MPa. The ultrasonic transmitter measurements were performed in uniaxial condition load and 8MPa, by a Triaxial deformation system at LENEP/UENF. This experiment determines the P-wave velocity (1.3 MHz) according to the ASTM2845 standard (ASTM D2845-08, 2008). Finally, the petrographic analysis employed a transmitted light petrographic microscope coupled to an AxioCam HRC camera with AxioVision software to evaluate the rock texture classification (Dunham,

1962; Embry and Klován, 1971), the dominant pore type (Choquette and Pray, 1970), and obtained petrographic images.

Results

The geomechanical tests were carried out to verify the resistance of Coquinas from the Morro do Chaves Fm., allowing assessing the impact of texture (Dunham, 1962; Embry and Klován, 1971), dominant pore type (Choquette and Pray, 1970), acoustic (V_p) velocity, and petrophysical properties (ϕ , ρ_{bulk} , κ) in mechanical properties (UCS).

Nineteen samples were analyzed by microscopic petrography, describing each one as proposed by the texture classification of Dunham (1962) and pore type proposed by Choquette and Pray (1970). According to Dunham, 2 samples were classified as Crystalline, 4 as Grainstones, 3 as Packstones, and 10 as Rudstone. The petrography analysis also recognized four dominant pore types: 2 samples with Intercrystalline, 6 with Interparticle, 3 with Moldic, and 8 with Vuggy porosity. Figure 1 shows the representative thin-section photomicrographs of Coquinas from Morro do Chaves Fm.

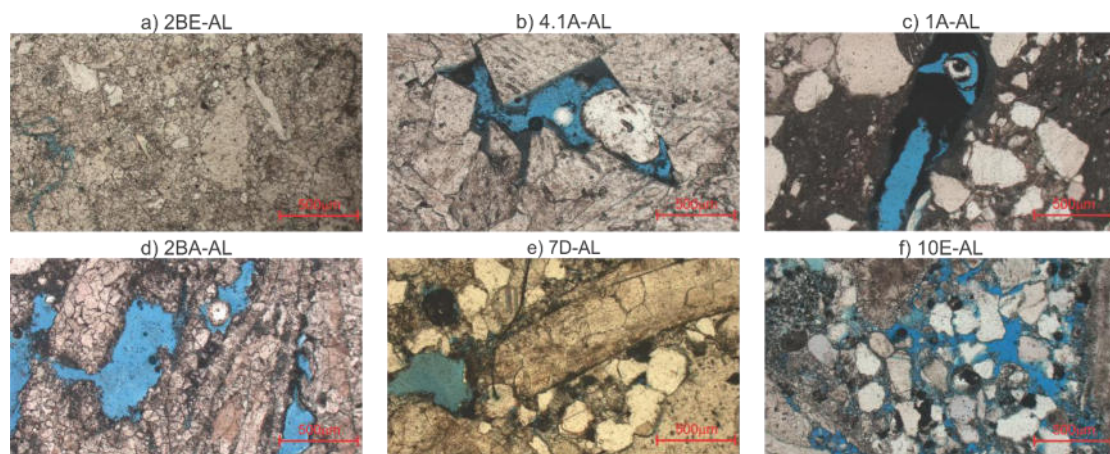


Figure 1: Thin-section photomicrographs of Coquinas from Morro do Chaves Fm. samples by Dunham (1962) and Choquette and Pray (1970): (a) 2BE-AL – texture: Crystalline, pore type: Intercrystalline; (b) 4.1A-AL – texture: Crystalline, pore type: Intercrystalline; (c) 1A-AL – texture: Packstone, pore type: Moldic; (d) 2BA-AL – texture: Rudstone, pore type: Vuggy; (e) 7D-AL – texture: Rudstone, pore type: Interparticle; (f) 10E-AL – texture: Grainstone, pore type: Interparticle.

Different factors affect the rock resistance and elastic properties, such as ϕ , κ , depositional texture, and dominant pore type and geometry. Figure 2 correlates the UCS versus ϕ - κ - V_p , assuming texture and dominant pore type by Dunham (1962) and Choquette and Pray (1970). The UCS- ϕ - V_p (Figure 2A-B) correlation indicates that UCS and V_p decrease with the porosity growth, delivering satisfactory $R^2=0.864$. However, in carbonates rocks, a diversity of factors can modify the primary depositional conditions, rendering crucial the inclusion of pore system properties in the analysis. Figure 2A shows the impact of texture and matrix content (indicated by the black arrow) on rock resistance. In some cases, the matrix fills the pore space, provides grains support, and increases the compression strength, which is explained by matrix composition when some components helps dissipate compression forces and raise the required load to failure rock. In addition to the matrix contents, the dominant pore type also affects the UCS, as emphasize in Figure 2B-D black arrows.

In crystalline porosity, the pore space is cementing with calcite crystals. The mineral calcite presents high elastic moduli values (Yong, Compressional, Shear), justifying the higher UCS (49.15 MPa) and lower ϕ (4.34%) value to the sample 2BE-AL. Coquinas are composed of bioclastic debris in their framework that contributes to moldic pore type formation. Moldic porosity presents a well-defined shape due to the dissolution of pre-existing forms (bioclasts), and contributes to a rise in compression strength. Samples with moldic porosity showed low ϕ (5.89-8.03 %) and moderated UCS (24.64-41.24

MPa). Vuggy and interparticle porosities are created from the diagenetic process. The first one is the dissolution result of matrix and grain and presents an irregular shape. Samples with vuggy porosity showed ϕ between 9.76-22.17% and moderated to low UCS (7.07-23.91 MPa). The second hypothesis is that meteoric water percolation, cementation, and other diagenetic processes that cause different pore geometries and shapes affect the primary porosity formed during grain deposition. Samples with interparticle porosity show high ϕ (15.21-20.21) and lower UCS values (6.06-12.95 MPa). As Weger et al. (2009) suggest, bigger pores tend to exhibit less complexity and, this statement can be associated with the mechanical behavior of Coquinas. Based on the petrographic analysis (Figure 1), samples with small pore sizes and lower ϕ display a complex pore system and higher UCS.

As mentioned, sample 2BE-AL presents a crystalline texture, intercrystalline dominant pore type, and a higher value of UCS-Vp and lower ϕ - κ . However, sample 4.1A-AL expresses less UCS, although it holds the same texture and pore type as 2BE-AL, which may be connected to the growth of the ϕ and pore shape. The other samples showed a consistent behavior with the texture and pore type.

Figure 2C-D shows a UCS-K- ϕ relation (ϕ superimposed in color), allowing observing a similar behavior as the UCS- ϕ -Vp. Samples with lower permeability and ϕ express high values of UCS, and excellent correlation ($R^2=0.922$). The matrix content also affects the κ because this accumulates on the pore space and obstructs the fluid flow following each type of depositional texture (Figure 2C). Hence, larger pores enclose greater fluid storage capacity, restating the importance of pore type (Figure 2D) and shape in the knowledge of fluid flow.

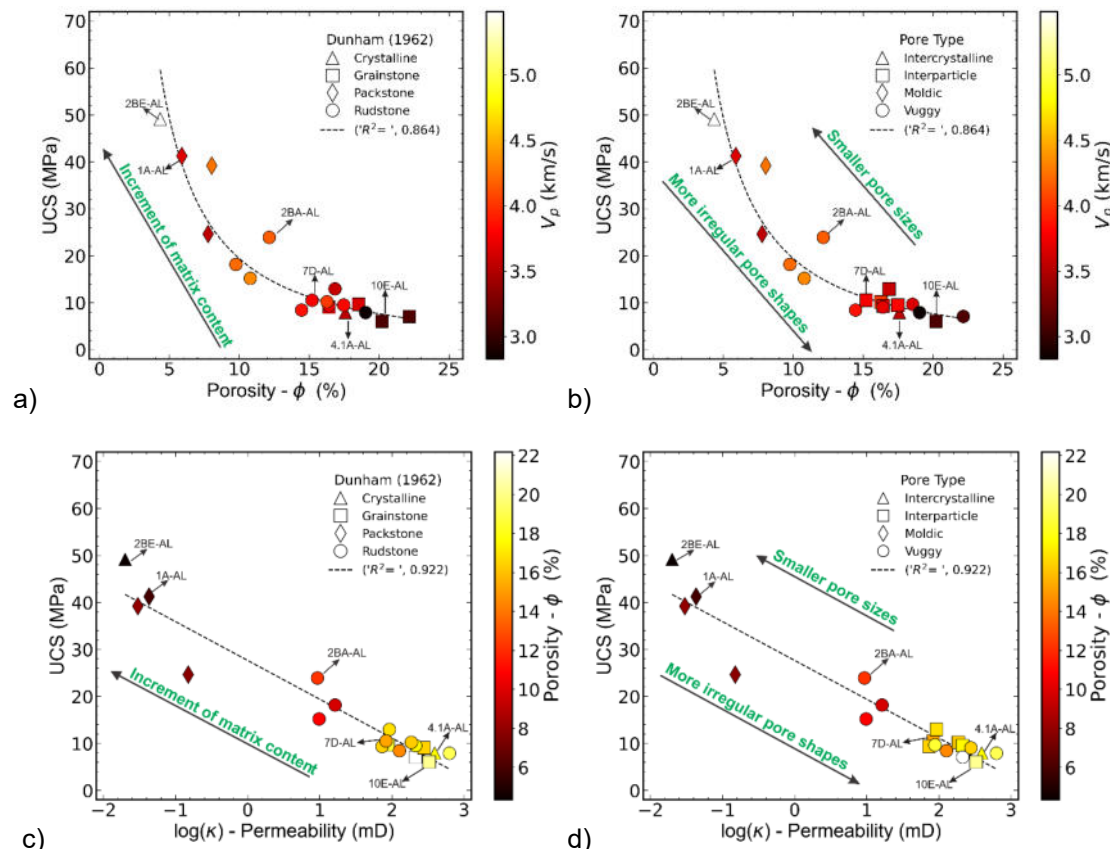


Figure 2: UCS- ϕ and impact evaluation of the (a) rock texture by Dunham classification and (b) dominant pore type; UCS- κ and impact evaluation of the (c) rock texture by Dunham and (d) dominant pore type. Correlation between UCS- ϕ : $UCS = 430.16\phi^{-1.346}$, and UCS- κ : $UCS = -3.588 \log(\kappa) + 27.644$.

Conclusions

This work examined the relationship between mechanical strength, ϕ , κ , texture, and pore system type in Coquinas core samples from Morro do Chaves Fm, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. The results indicated that rock strength is strongly affected by petrophysical properties (ϕ , κ) and, consequently, seismic wave propagation. Furthermore, the inclusion of depositional texture and pore system type in this analysis contributed significantly to understanding rock strength behavior. Likewise, the pore system types and shapes also affect the UCS, as larger and irregular pore shapes decrease the rock strength and facilitate rock failure due to less extensive grain contact.

Acknowledgments

Authors thanks UENF/LENEP for all environment and structure provided to the execution of this work. This study was financed in part by the CAPES/Brazil, Petrobras (Process 2017/00067-9), and PRH25-ANP/Finep. We also are very grateful to Prof. Eduardo Atem and Techn Rômulo Leite from UENF/LAMAV for the support and execution of the compression strength test. MC and RM thanks INCT/Geofísica for financial support; and CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation – DT II (313522/2019-7 and 313746/2019-2).

References

- Ameen, M. S., Smart, B. G. D., Somerville, J. M., Hammilton, S., and Naji, N. A. [2009]. Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia). *Marine and Petroleum Geology*, 26(4), 430–444. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.017>
- ASTM D2845-08. [2008]. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock (Withdrawn 2017). *ASTM International*. Retrieved from www.astm.org
- ASTM D7012-14. [2014]. Standard Test Method for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens Under Varying States of Stress and Temperatures, ASTM International, West Conshohocken, PA. *ASTM International*, West Conshohocken, PA. <https://doi.org/10.1520/D7012-14>
- Burchette, T. P. [2012]. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. *Geological Society, London, Special Publications*, 370(1), 17–37. <https://doi.org/10.1144/SP370.14>
- Choquette, P. W., and Pray, L. C. [1970]. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin*, 54.
- Dunham, R. J. [1962]. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. *AAPG Special Volumes*, 38, 108–121.
- Embry, A. F., and Klován, J. E. [1971]. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 19, 730–781.
- Ghafoori, M., Rastegarnia, A., and Lashkaripour, G. R. [2018]. Estimation of static parameters based on dynamical and physical properties in limestone rocks. *Journal of African Earth Sciences*, 137, 22–31. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2017.09.008>
- Lima Neto, I. A., Missagia, R. M., Ceia, M. A., Archilha, N. L., and Oliveira, L. C. [2014]. Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory. *Journal of Applied Geophysics*, 110, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2014.08.013>
- Santarém, N., Baggieri, R., Oliveira, L., Fidélis, S., Ceia, M., Missagia, R., and Santos, V. [2021]. Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities? *17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, Brazil.
- Weger, R. J., Eberli, G. P., Baechle, G. T., Massafferro, J. L., and Sun, Y.-F. [2009]. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates. *AAPG Bulletin*, 93(10), 1297–1317. <https://doi.org/10.1306/05270909001>

Apêndice I – Elastic Properties of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog.

Abstract

The Brazilian pre-salt plays have boomed in the country's production in recent years to the level of the top ten world producers. Those reservoirs are characterized by different carbonate facies. One of those is the Coquinas, which are composed mainly of fragments of shells or mollusks, trilobites, brachiopods and other invertebrates. This work brings results of elastic velocities obtained in the Coquinas of Morro do Chaves Fm., which is considered an analog rock to the Coquinas of the pre-salt plays in Santos and Campos Basins. Those results allowed the analysis of the elastic anisotropy of such rocks and indicated that porosity might influence such anisotropy in some cases. Due to the analogy of the rocks, it is most likely that the behavior observed in the Morro do Chaves rocks may be similar to the pre-salt Coquinas.

DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202210097>

ELASTIC PROPERTIES OF COQUINAS FROM MORRO DO CHAVES FM. – A BRAZILIAN PRE-SALT ANALOG.

M. Ceia^{1,2}, L. Oliveira^{1,3}, R. Missagia^{1,2}, S. Fidelis^{1,3}, R. Baggieri³, I. Lima Neto³, V. Santos¹

¹ State University of Northern Rio de Janeiro (UENF); ² INCT-Geofísica do Petróleo; ³ Scientific Computing Supporting Foundation (FACC)

Summary

The Brazilian pre-salt plays have boomed in the country's production in recent years to the level of the top ten world producers. Those reservoirs are characterized by different carbonate facies. One of those is the Coquinas, which are composed mainly of fragments of shells or mollusks, trilobites, brachiopods and other invertebrates. This work brings results of elastic velocities obtained in the Coquinas of Morro do Chaves Fm., which is considered an analog rock to the Coquinas of the pre-salt plays in Santos and Campos Basins. Those results allowed the analysis of the elastic anisotropy of such rocks and indicated that porosity might influence such anisotropy in some cases. Due to the analogy of the rocks, it is most likely that the behavior observed in the Morro do Chaves rocks may be similar to the pre-salt Coquinas.

Elastic Properties of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog.

Introduction

The pre-salt plays in Brazil comprise an area that spans over three sedimentary basins, Santos, Campos and Espírito Santo. Those reservoirs are Brazil's most productive petroleum system and placed that country among the world's top ten producers. The main microbialite facies of those pre-salt rocks consist of stromatolites, Coquinas and other rocks associated with hydrothermal origin (Mohriak, 2015). Pepin et al. (2014) reported that the Coquinas from Morro do Chaves Fm., which can be found in outcrops of Sergipe-Alagoas Basin, can be considered analogs of the pre-salt Coquinas.

This work aims to show a detailed characterization of the elastic properties of those analog rocks, providing insights into the velocities of P- and S-waves and the elastic anisotropy.

Method

Ultrasonic transmitted wave tests were performed in Coquinas core samples from Morro do Chaves formation, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. The experiments were performed using an advanced triaxial system that includes a Rock Mechanics straining frame, and P and S-wave piezoelectric transducers (in Rock Physics Laboratory at UENF/LENEP). Test methods are performed under the international standards: ASTM D2845-08 (2008) and ASTM D7012-14 (2014). Those triaxial tests aimed to determine P-S1-S2 wave travel time and velocity at the room drained condition. They were conducted using a thin layer of Shear Gel as a couplant between the platens and specimen of 1.5" in diameter, and an axial load of 5-8 MPa and a radial load of 4.5-7.5 on the X-, Y- and Z-axes, with an increase in 0.5 MPa. The apparatus is composed of a pulse generator unit (transducer Pulser - P-S1-S2 signal input), three pairs of piezoelectric transducers (transmitter-receiver): one P-wave (1.3 MHz) and two independent orthogonally polarized S-wave (900 KHz) at each vertical (Z-axis, coupled in steel platens) and lateral (X and Y-axes) positions, and an oscilloscope to detect the signal output. The purpose of the axial and radial pressure difference is for specimen deformation to be more uniform and minimize the occurrence of horizontal fractures.

Results

Ultrasonic P- and S-wave velocities (V_p and V_s respectively) were calculated by pulse travel-time measurements given by triaxial tests on X-, Y-, and Z-axes as treated in the methodology. Ten core samples were evaluated using the triaxial load. Figures 1-2 allow velocity analyses (in Z-axis) of each core sample with some properties as pressure, porosity, and bulk density trends. As expected, V_p and V_s are higher with increased hydrostatic confining pressure (mean between Axial and radial pressures) and lower porosity.

Dry bulk density (ρ_{bulk}) was calculated based on porosity (ϕ) and mineral density (ρ_m) according to Eq. 1:

$$\rho_{bulk} = (1 - \phi)\rho_m + \rho_{fl}\phi, \quad (1)$$

where ρ_{fl} is pore-fluid density; in this case: air. Air-density at dry conditions is 0.00119 g/cm³ (Mavko et al. 2009). Figure 2A presents a V_p - ρ_{bulk} crossplot and a comparison with Gardner et al. (1974) equation given by:

$$\rho_{bulk} = 1.741V_p^{0.25}, \quad (2)$$

where the same potential behavior ($\rho_{bulk} = aV_p^b$) is possible, but with different a and b coefficients indicating that these coefficients are local parameters and need adjustments for each sample group. Figure 2B shows a crossplot relating the elastic velocities and porosity. Linear regressions are likely to fit accurately either V_p as V_s curves.

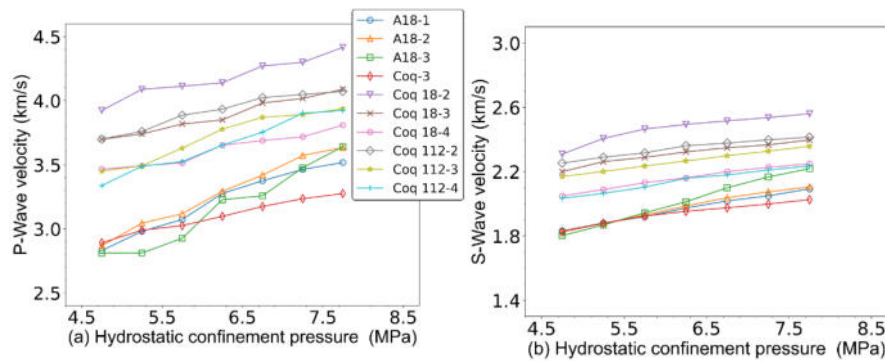


Figure 1 Velocity results of samples in Z-axis at 4.8-7.8 MPa of hydrostatic confining pressure.

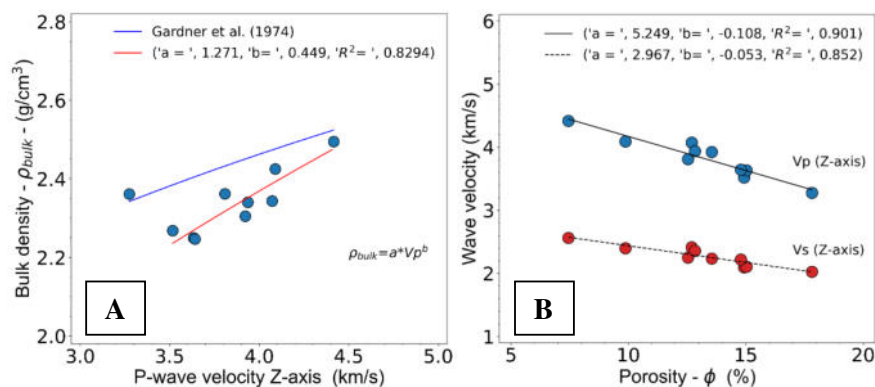


Figure 2 (A) Crossplot V_p - bulk density compared to Gardner et al (1974) equation (V_p measured at a hydrostatic confinement pressure of 7.75 MPa). (B) Crossplot comparing (a) V_p and (b) V_s as a linear function of ϕ ($V = a + b \cdot \phi$) for coquinas at a hydrostatic confinement pressure of 7.75 MPa.

The V_p -density ratio also allows analyzing the P- and S-impedance through the product between them ($V_p \cdot \rho_{bulk}$), as seen in Figure 3. Stiffer rocks present a higher density, usually due to lower ϕ , facilitating P- and S-waves propagation and consequently increasing P and S impedances.

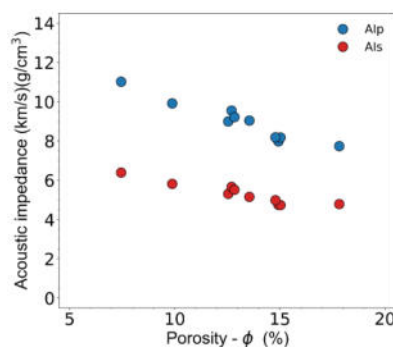


Figure 3 Crossplot acoustic impedance P and S in Z-axis versus ϕ at a hydrostatic confinement pressure of 7.75 MPa.

Homogeneous and isotropic materials present low variation in seismic wave velocities, i.e., the wave velocities are equal in different directions. However, most materials do not have this characteristic. In sedimentary rocks, for example, there are some sources of seismic anisotropy: aligned crystals and grains, direct stress-induced anisotropy, lithologic anisotropy, structural anisotropy (i.e., layering length) and stress aligned crack-induced anisotropy (Crampin and Lovell, 1991; Jones and Nur, 1984; Nur and Simmons, 1969). Koesoemadinata and McMechan (2004) studied the effects of diagenesis on

Vp anisotropy in Ferron sandstone (east-central Utah, USA) Ellenburger carbonate (central Texas, USA) dry core samples at ambient pressure. They suggest that seismic anisotropy is directly related to scale and presence of fractures, lithology, rock fabric, texture, and diagenesis. Laboratory measurements reported by Martínez and Schmitt (2011) indicate that those effects manifest by layering, preferred mineralogical alignment, or preferred orientation of cracks and pores.

According to Babuska (1981), the velocity anisotropy level is quantified by anisotropy coefficient or index (A), as follows:

$$A = \frac{|Vp_V - Vp_H|}{Vp_{mean}} \times 100 [\%], \quad (3)$$

where: Vp_V is the Vp in the vertical direction (or Z-axis); Vp_H is the Vp in the horizontal direction at X- or Y-axes; and Vp_{mean} is the average between Vp_V and Vp_H . Figure 4 is a crossplot between Vp in vertical (Z-axis) and horizontal (X- and Y-axes), and it shows that the horizontal velocities are higher than the vertical velocities. In addition, we observed the influence of porosity in velocity anisotropy of the Coquinas samples (Figure 5). The Z-X-axes showed higher index anisotropy, whereas the A in the X-Y-axes is low (< 5% - excluding the outlier point).

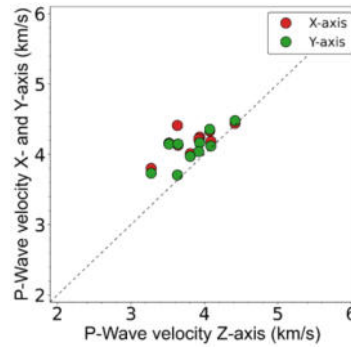


Figure 4 Crossplot for Vp in Z-axis (vertical direction) and X-Y-axes (horizontal directions).

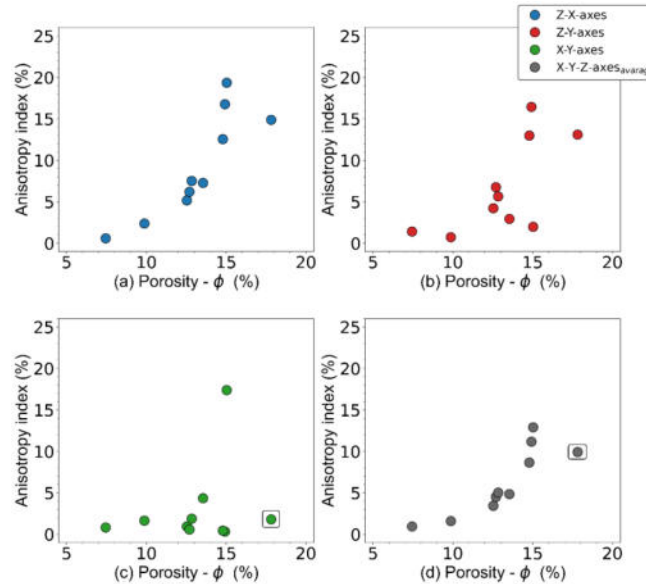


Figure 5 Crossplot for Vp in Z-axis (vertical direction) and X-Y-axes (horizontal directions). Crossplots for (a) A at Z- and X-axes versus ϕ , (b) A at Z- and Y-axes versus ϕ , (c) A at X- and Y-axes versus ϕ and (d) average of A at X-Y-Z-axes versus ϕ . The points limited with black squared and rectangle are the outliers.

Conclusions

This work analyzed the behavior of wave propagation in Coquinas core samples from Morro do Chaves formation, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. The results showed that wave velocities are affected according to direction due to the complexities of carbonates rocks. Furthermore, the results show that wave velocities are affected according to the direction of propagation (X-Y-Z-axes), expressing anisotropy caused by complexities in carbonate rocks. Those complexities may be related to variations in the mineral composition, porosity type, pore shape, and depositional layers and textures. Those features may vary along with the core plug and influence seismic wave propagation in specific directions.

Acknowledgments

Authors thank UENF / LENEP for all environment and structure provided to the execution of this work. We also are very grateful to Prof. Alexandre Vidal and Dr. Guilherme Chinelatto for providing the Rock Samples and the support given by ANP (Brazil's National Oil, Natural Gas and Biofuels Agency) through the R&D levy regulation. This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001 and Equinor and (Project No. 4600025270). MC and RM thank INCT/Geofísica for financial support; and also, CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation – DT II (313522/2019-7 and 313746/2019-2).

References

- ASTM D2845-08. 2008. Standard test method for laboratory determination of pulse velocities and ultrasonic elastic constants of rock. West Conshohocken, PA.
- ASTM D7012-14. 2014. Standard test methods for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. West Conshohocken, PA.
- BABUSKA, V. 1981. Anisotropy of V_p and V_s in rock-forming minerals. *J. Geophys.* 50, 1–6.
- CRAMPIN, S., LOVELL, J.H. 1991. A decade of shear wave-wave splitting in Earth's crust: what does it mean? what use can we make of it? and what should we do next? *Geophys. J. Int.* 107, 387 – 408.
- GARDNER, G. H. F., GARDNER, L. W., GREGORY, A. R., 1974. Formation velocity and density: The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, v. 39, n. 6, p. 770–780.
- JONES, T.D., NUR, A., 1984. The nature of seismic reflections from deep crustal fault zones. *J. Geophys. Res.* 89, 3153 – 3171.
- KOESOEMADINATA, A. P., MCMECHAN, G. A., 2004. Effects of diagenetic processes on seismic velocity anisotropy in near-surface sandstone and carbonate rocks. *Journal of applied geophysics*, 56.3: 165-176.
- MARTÍNES, J. M., SCHMITT, D. R., 2011. Investigating anisotropy in rocks by using pulse transmission method. *CSEG RECORDER Magazine*, 38-41.
- MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J., 2009. *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media*. Cambridge university press.
- MOHRIAK, W. 2015. Pre-salt Carbonate Reservoirs in the South Atlantic and World-wide Analogs. Search and Discovery Article #51086. AAPG Geoscience Technology Workshop, Carbonate Plays around the World. New Orleans, USA.
- NUR, A., SIMMONS, G., 1969. Stress-induced velocity anisotropy in rocks: an experimental study. *J. Geophys. Res.* 74, 6667 – 6674.
- PEPIN, A., BIZE-FOREST, N., MONTOYA PADILLA, S.J., ABAD, C., SCHLICHT, P., CASTRO MACHADO, A., PAIVA TELLES, A., TADEU LOPES, R. 2014. Pre-salt Carbonate Reservoir Analog Selection for Stimulation Optimization. International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. IPTC-18023-MS.

Apêndice J – Comparative analysis between laboratory measurement and numerical simulation to evaluate anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog

Abstract

The Brazilian Pre-Salt polygon is a primary petroleum area and represents more than 60% of the national petroleum producing; the reservoirs comprise carbonate rocks exhibiting various depositional textures and facies, such as the Coquinas, which emphasizes the magnitude of the study of those rocks. Reservoir carbonate rocks may have a complex pore structure, depositional texture, and mineralogical composition, resulting in different parameters directly affecting the elastic properties. With the development of technologies, it is possible to employ new techniques in reservoirs characterization, such as Digital Rock Physics, that attempt to supplement or replace the need for relatively slow and expensive laboratory-based measurements from consolidated rock physics models. Then, this work used estimates of elastic moduli and P- and S-waves integrating laboratory measurements and numerical simulations from the Digital Rock Physics technique to evaluate elastic anisotropy.

DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202210524>.

Comparative analysis between laboratory measurement and numerical simulation to evaluate anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm. – A Brazilian pre-salt analog

Lucas Oliveira, André Martins, Marco Ceia, Roseane Misságia, Herson Rocha, Natan Santarém, Jessica Moreira, Irineu Lima Neto. North Fluminense State University, Brazil (UENF/LENEP)

Summary

The Brazilian Pre-Salt polygon is a primary petroleum area and represents more than 60% of the national petroleum-producing; the reservoirs comprise carbonate rocks exhibiting various depositional textures and facies, such as the Coquinas, which emphasizes the magnitude of the study of those rocks. Reservoir carbonate rocks may have a complex pore structure, depositional texture, and mineralogical composition, resulting in different parameters directly affecting the elastic properties. With the development of technologies, it is possible to employ new techniques in reservoirs characterization, such as Digital Rock Physics, that attempt to supplement or replace the need for relatively slow and expensive laboratory-based measurements from consolidated rock physics models. Then, this work used estimates of elastic moduli and P- and S-waves integrating laboratory measurements and numerical simulations from the Digital Rock Physics technique to evaluate elastic anisotropy.

Introduction

The pre-salt plays in Brazil comprise an area that spans over three sedimentary basins: Santos, Campos, and Espírito Santo. Those reservoirs are Brazil's most productive petroleum system and placed that country among the world's top ten producers. The main microbialite facies of those pre-salt rocks consist of stromatolites, Coquinas and other rocks associated with hydrothermal origin (Mohriak, 2015). Pepin et al. (2014) reported that the coquinas from Morro do Chaves Fm., located in outcrops of Sergipe-Alagoas Basin, can be considered analogs of the pre-salt coquinas. An Example is the coquinas from Itapema Fm. in Santos Basin (Fournier et al., 2018) and Coqueiros Fm. in Campos Basin (Vasquez et al., 2019).

With the current developments in imaging/computational techniques and resources, Digital Rock Physics (DRP) has been emerging as a new computational field of study, investigating and computing porous rocks' physical and fluid flow properties. The DRP objective is to supplement the traditional laboratory measurements, which are time-consuming, with faster numerical simulations that allow the parameter space to be analyzed more exhaustively. These computational developments allowed visualization and compute effective properties on these large 3D micro-computed tomography (μ CT) images. Furthermore, using highly innovative, very fast, and memory-efficient

numerical methods based on the Fast Fourier Transform (FFT) approaches (Kabel et al., 2015); actually, several researchers and engineers are more interested in studying effective homogenized material properties such as stiffness, strain, stress, or elastic moduli.

This work aims to characterize the elastic properties of those analog rocks, combining laboratory measurements and Numerical simulations by DRP, providing insights into the velocities of P- and S-waves and the elastic anisotropy.

Data Set

The data set consists of Coquinas core plugs samples, 10 samples with 1.5" and 4 with 1" in diameter, from Morro do Chaves Fm., Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. This formation symbolizes an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Coquinas from Morro do Chaves Fm. mainly comprise mollusk shells and calcite as a primary mineralogical component. However, ostracods, gastropods, and other bioclasts may also be present in the formation. The matrix contains micrite, clay, siliciclastic sand dominated by quartz (Santarém et al., 2021).

Methodology

To develop this work, we applied two methods to determine elastic moduli (Bulk and Shear) and seismic waves. The first method, a conventional ultrasonic transmitted test to determine P- and S-wave established by the D2845-08 standard (ASTM D2845-08, 2008), using an advanced triaxial system that includes a Rock Mechanics straining frame and P- and S-wave piezoelectric transducers (in Rock Physics Laboratory at UENF/LENEP). The setup uses a thin layer of Shear Gel as a couplant between the platens and sample of 1.5" in diameter, with a confinement pressure load of 5-8 MPa on the X-, Y- and Z-axes. The results presented of 1.5" core samples were measured at 8MPa. After that, we use samples with a diameter less than 1.5" (2.54 cm). Moreover, because of the smaller diameter, not possible to use load pressure in these samples, using the transducers in contact with the sample on the X-, Y- and Z-direction. The apparatus is composed of a pulse generator unit (transducer Pulser - P-S1-S2 signal input), three pairs of piezoelectric transducers (transmitter-receiver): one P-wave (1.3 MHz) and two independent orthogonally polarized S-wave (900 kHz) at each vertical (Z-axis, coupled in steel platens) and lateral (X and Y-axes) positions, and an oscilloscope to detect the signal output.

Anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm.

The second method, a numerical simulation, was applied at the pore scale using the package ElastoDict of the GeoDict 2020 software. The data correspond to 3D digitized rock structures obtained from high-resolution computed tomography (μ CT) of coquina core samples of 1" in diameter. The simulation uses two solvers: AF (Analytical Formula based) and FFT (Fast Fourier Transformation based). The first solver, AF, is based on an analytical Voigt and Reuss approximation and bounds for the linear elastic properties of complex microstructures (Liu et al., 2009). The second solver, FFT, was based on a Fast Fourier Transform for voxel grid homogenization methods (Kabel et al., 2015) to compute the effective static elastic parameters (elastic tensor) and subsequently employed for anisotropy characterization as well as for compressional and shear velocity estimation. The results of the FFT solver include the local strains and stresses (including 3D visualizations), the complete stiffness tensor, and the information on the orthotropic, transversal isotropic or cubic symmetry class of the material, indicative of directionally dependent properties. Comparing with the anisotropic stiffness tensor, an appropriate symmetry class is chosen as the one that best fits the investigated case and this approximation is used for estimate elastic velocities.

Results

The μ CT digital rock image resulting from 1" core samples present large dimensions, resulting in a high computing cost for processing and needing a pre-treatment. Then, the data was cropped into smaller volumes using the central part of the sample as sub-volumes and assuming this small volume was representative of the entire sample. Likewise, the 2D images were visualized in the three-axis (X, Y, Z) to find qualitatively the most representative regions to crop in both axes. Figure 1 presents the Coquinas μ CT images cropped into their respective sub-volumes for numerical simulations.

The numerical simulation showed each sample's stiffness and deformation characteristics, allowing us to compute the elastic velocities and shear and bulk moduli. Table 1 presents the anisotropic stiffness tensor approximated for cubic symmetry class for sample A18 as an example of the result. This resulting tensor, shown in Table 1 and exemplified in Eq. 1, is used for computing elastic properties such as P- and S-waves velocities (V_p and V_s , respectively), Bulk (K) and Shear (G) moduli, as shown in Equations 1-4 (Schon, 2011).

Figure 2 compares the velocities measured in laboratory and those estimated with ElastoDict. The vertical velocities estimated with ElastoDict presented higher values compared with those measured in laboratory.

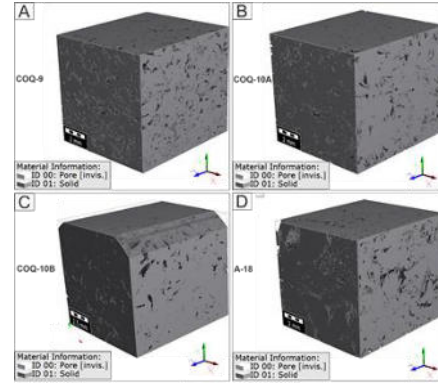


Figure 1: Coquinas μ CT images cropped into their sub-vol.: (a) COQ-9; (b) COQ-10A; (c) COQ-10B; (d) A-18.

----- Voigt Approximation -

Stiffness Formulation: Elasticity Tensor / (GPa)

20.047	5.6544	5.6544	0	0	0
5.6544	20.047	5.6544	0	0	0
5.6544	5.6544	20.047	0	0	0
0	0	0	7.1965	0	0
0	0	0	0	7.1965	0
0	0	0	0	0	7.1965

Table 1: Stiffness approximation tensor for cubic symmetry class of sample A18 used for velocity modeling.

$$C_{ij} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

$$V_{p(V,H)} = \frac{\sqrt{C_{33}}}{\sqrt{\rho_{bulk}}} = \frac{\sqrt{M}}{\sqrt{\rho_{bulk}}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho_{bulk}}}, \quad (2)$$

$$V_{s(V,H)} = \frac{\sqrt{C_{55}}}{\sqrt{\rho_{bulk}}} = \sqrt{\frac{G}{\rho_{bulk}}}, \quad (3)$$

$$\rho_{bulk} = (1 - \phi)\rho_{min} + \rho_f\phi, \quad (4)$$

where ρ_{bulk} is bulk density, ϕ is porosity, ρ_{min} is mineral density of rock frame and ρ_f is the pore fluid density.

Furthermore, the horizontal velocities presented high correlation for estimated and measured values. The

Anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm.

velocities obtained with numerical simulation are not considering the whole sample, but the cropped sub-volumes. Once the crop was made visually and qualitatively, it is possible that the part selected may represent a more massive portion of the sample, overestimating its velocities and stiffness. That fact points out to the need of developing most accurate methods to select representative elementary volumes (REVs) of the samples studied.

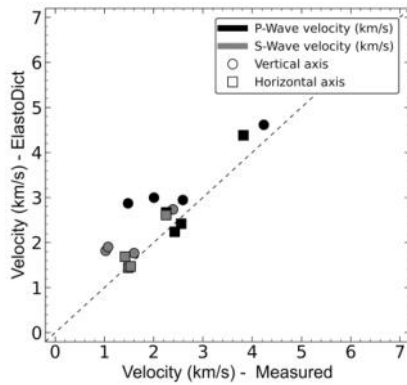


Figure 2: Velocities measured and estimated crossplot for the Coquinas samples.

Figure 3 shows sample A18 simulated FFT polar plot and 3D visualization for strain for the three normal load directions (XX, YY, ZZ) with their respective orthogonal deformed planes (XY, YZ and XZ) also displayed in the polar plot (top and right side).

A18 sample expresses intermediate values for stiffness and strain in which 3D deformation visualization allows seeing regions with a higher capacity of being deformed, corresponding to the vuggy in the sample.

Homogeneous and isotropic materials present low variation in elastic properties, i.e., these properties are equal in different directions. Sedimentary rocks, for example, do not have this characteristic. Consequently, there are some sources of seismic anisotropy: aligned crystals and grains, direct stress-induced anisotropy, lithologic anisotropy, structural anisotropy (i.e., layering length) and stress aligned crack-induced anisotropy (Crampin and Lovell, 1991; Jones and Nur, 1984; Nur and Simmons, 1969). Laboratory measurements reported by Martínez and Schmitt (2011) indicate that those effects manifest by layering, preferred mineralogical alignment, or preferred orientation of cracks and pores. According to Babuska (1981), the velocity anisotropy level is quantified by anisotropy coefficient or index (A), as Equation 5.

$$A = \frac{|V_{pV} - V_{pH}|}{V_{pmean}} \times 100 [\%]. \quad (5)$$

The V_{pV} is the P-wave velocity in vertical direction (Z-axis), V_{pH} is the P-wave velocity in the horizontal direction at X- or Y-axes, and V_{pmean} is the average between V_{pV} and V_{pH} used. Figure 5 present a bar chart with the mean anisotropy index (A) values, and it shows that the V_p anisotropy are higher than V_s . In addition, we observed the influence experimental setup; data acquired at load pressure present an index $A < 13\%$, while samples measured with transducers in contact express index A up to 45% for V_p and 34% for V_s . Index A for numerical simulations showed an intermediate index A value and was influenced by 1" samples results because they use their properties as input for simulation.

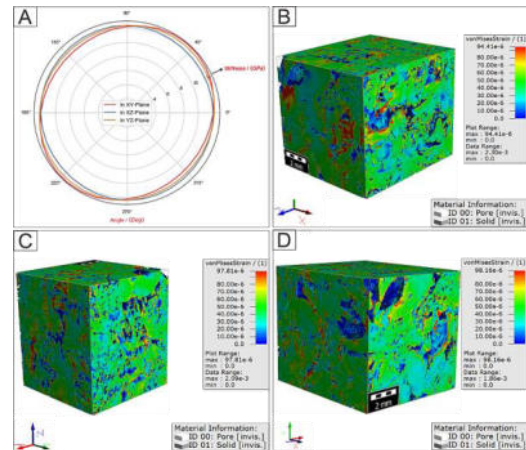


Figure 3: FFT simulation for A18 sample: (a) FFT polar plot of XY, XZ and YZ planes; 3D visualization of (b) XX, (c) YY and (d) ZZ normal planes.

Then, to compare and analyze the Coquinas dataset from Morro do Chaves Fm., we include other Coquinas' literature data from Itapema Fm., Santos Basin, (Fournier et al., 2018), measured in reservoir conditions, and Coqueiros Fm., Campos Basin, (Vasquez et al., 2019), measured in laboratory conditions at 27.6 MPa. Figure 6 allowed the analysis such of bulk as shear moduli through the crossplotting with porosity. The results show a scattering of our estimates regarding to the other datasets. This can be due to differences in the experimental setups of each dataset. However, a clustering is observed between the 1.5" sample sets and the ElastoDict set suggesting that numerical simulation performed relatively well. A greater dispersion for the 1" plug set is probably due to the pressure difference.

Anisotropy in Coquinas from Morro do Chaves Fm.

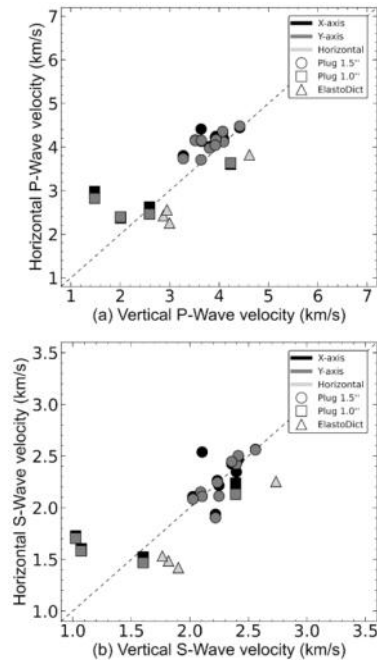


Figure 4 - Crossplot for V_p (a) and V_s (b) in vertical direction (Z-axis) and horizontal directions (X-Y-axes for 1.5'' and 1'' plugs). The ElastoDict horizontal velocities assume that velocities in the X-Y-axes are equal.

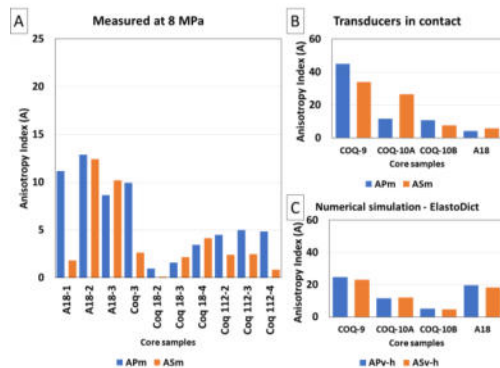


Figure 2: Bar chart for mean variation of Anisotropy Index (A): (a) samples measured at 8 MPa (1.5'' plug); (b) samples measured in contact (1'' plug); (c) numerical simulation – ElastoDict. APm and ASm= Index A for V_p and V_s mean to X-Y-Z-axes. APv-h and ASv-h = Index A for V_p and V_s to velocities in vertical a horizontal direction determined by ElastoDict.

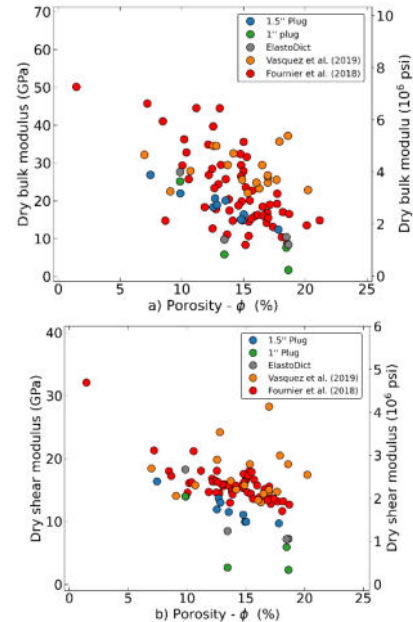


Figure 3: Crossplot (a) K_{dry} and (b) G_{dry} modulus at dry conditions versus porosity and comparison with other Coquinas datasets from Brazilian Pre-Salt.

Conclusions

This work analyzed the behavior of wave propagation in Coquina's core samples from Morro do Chaves formation, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil, measured in the laboratory and predicted by numerical simulation using ElastoDict module. The results showed that wave velocities are affected according to the propagation direction due to the carbonate's complexities and the load condition to which it is submitted, expressing anisotropy. Numerical simulation results for the 1'' plug set present good performance and depend on data input quality. Those features may vary along the core plug and influence seismic wave propagation in specific directions.

Acknowledgments

The authors thank UENF / LENEP for all structure provided to the execution of this work. This study was financed, in part, by CAPES/Brazil (code 001), PRH25-ANP/Finep and Equinor (Project No. 4600025270). RM and MC thank INCT-Geofísica for financial support; and CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation – DT II (313746/2019-2 and 313522/2019-7).

Apêndice K – Influence of Petrophysical, Elastic Properties, Texture, Pore System and Cement Types in Rock Strength of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – a Brazilian Pre-salt analogue

Abstract

The Brazilian Pre-Salt region is the most important O&G area of the country. Pre-salt reservoirs are carbonate rocks with varied depositional textures and facies, such as the Coquinas, which comprise bioclastic debris in their framework. This work displays an integrated analysis of petrophysics, geological (depositional texture and dominant pore type), pore geometry, and wave velocities affecting the rock strength in the Coquinas of Morro do Chaves Fm. This formation is assumed as an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Results indicate that rock strength is affected by porosity, permeability, density, depositional texture, pore type and geometry, and seismic wave propagation.



Influence of Petrophysical, Elastic Properties, Texture, Pore System and Cement Types in Rock Strength of Coquinas from Morro do Chaves Fm. – a Brazilian Pre-salt analogue

Lucas Oliveira¹, Natan Santarem¹, Roseane Missagia¹, Marco Ceia¹, Irineu Lima Neto², ¹LENEP-UENF, ²FAAC

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Abstract (Arial Bold, 9)

The Brazilian Pre-Salt region is the most important O&G area of the country. Pre-salt reservoirs are carbonate rocks with varied depositional textures and facies, such as the Coquinas, which comprise bioclastic debris in their framework. This work displays an integrated analysis of petrophysics, geological (depositional texture and dominant pore type), pore geometry, and wave velocities affecting the rock strength in the Coquinas of Morro do Chaves Fm. This formation is assumed as an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level at Campos and Santos Basin. Results indicate that rock strength is affected by porosity, permeability, density, depositional texture, pore type and geometry, and seismic wave propagation.

Introduction

The mechanical rock properties are important for analyzing and developing engineering projects involving rocks. For instance, uniaxial compressive strength (UCS) is a mechanical property representing the maximum load that a material solid can support before failing. This property is used in many design formulas and is sometimes used as an index property to select the appropriate drilling technique (ASTM D7012-14, 2014). Carbonates are the primary reservoir rock type in the Brazilian petroleum industry and emphasize the importance of this study on those rocks. Likewise, reservoir carbonate rocks may have a complex pore structure and depositional texture, resulting in different attributes directly affecting the elastic and mechanical properties. Hence, the relationship between carbonate reservoir rocks and elastic properties is essential to understanding and improving the practical rock physics models and correlate with real engineering problems. This study concentrates on the relationships between depositional carbonate characteristics (texture, pore and cement type), petrophysical (porosity- ϕ , bulk density- ρ_{bulk} and permeability- κ), mechanical (UCS), and acoustic (P- and S- wave velocities) properties. For this purpose, we studied carbonate rock samples from Morro do Chaves Fm. (Sergipe-Alagoas Basin), employed as an analog of pre-salt bioclastic deposits.

Data Set

The rock samples set consists of 19 core plugs of Coquinas from Morro do Chaves Fm., Sergipe-Alagoas Basin, Brazil (Figure 1). This formation symbolizes an analog of the Aptian bioclastic deposit at the Pre-salt level

at Campos and Santos Basin. Coquinas from Morro do Chaves Fm. mainly comprise mollusk shells and calcite as a primary mineralogical component. However, ostracods, gastropods, and other bioclasts may also be present in the formation (Santarém et al., 2021).

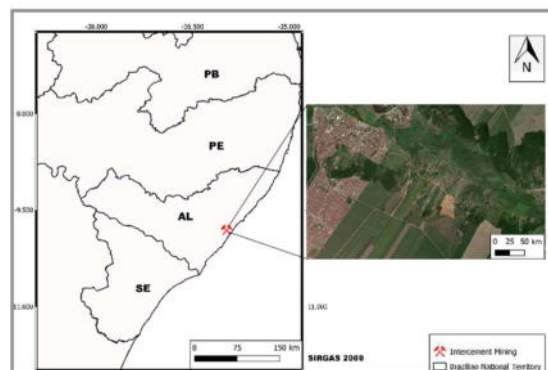


Figure 1 – Morro do Chaves Fm. outcrop location in Sergipe-Alagoas Basin, Alagoas state, Brazil.

Methodology (Arial Bold, 9)

Mineralogy and petrophysical properties

Porosity (ϕ) and bulk density (ρ_{bulk}) determinations were carried out using the Helium Gas Porosimeter UltraPore-300 and permeability (κ) a PERG-200 permeameter equipment. The analysis of the mineral composition of the samples was determined by X-ray diffractometry (XRD). X-ray diffraction analysis to mineral composition quantification is based on the Rietveld method (Rietveld, 1969). Calcite is the mineral with the most elevated occurrence.

Elastic and mechanical properties

The ultrasonic transmitter measurements were performed in uniaxial condition load and 8 MPa, by a Triaxial deformation system at LENEP/UENF. This experiment determines the V_p (1.3 MHz) and V_s (900 kHz) according to the ASTM2845 standard (ASTM D2845-08, 2008), given by Eq. 1 and 2. Then, the mechanical properties were measured in a uniaxial compression experiment using the INSTRON 5582 Universal Testing Machine. The load application rate was 1 mm/min until the final failure was failure reached. Compression tests were based on the ASTM D7012 standard (ASTM D7012-14, 2014) and UCS, assuming the maximum load that a rock can support without fracture when being stretched, divided by the original cross-sectional area of the material, dimensions of force per unit area and is expressed in MPa.

$$Vp = \sqrt{K + \frac{4}{3}G/\rho_{bulk}}, \quad (1)$$

$$Vs = \sqrt{G/\rho_{bulk}}, \quad (2)$$

Petrographic analysis and classification of depositional properties

A transmitted light petrographic microscope coupled to an AxioCam HRc camera with AxioVision software was used to the rock classification, evaluate the pore types, and obtain petrographic images. The petrographic thin-sections images were analyzed to describe the internal structure of samples, aided by the classic and textural classification by Dunham (1962), the pore classifications of Choquette and Pray (1970) and cement type as suggested by Dal'Bó et al. (2020), as shown in Figure 2.

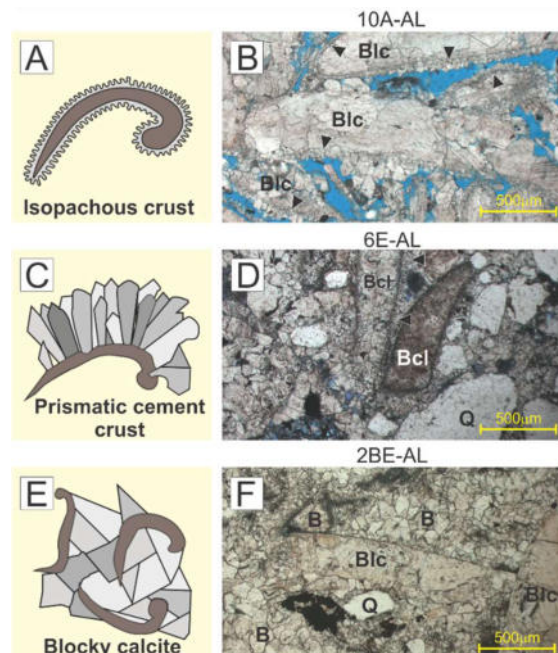


Figure 2 - Examples of depositional characteristics of carbonate rocks in data set: (a) Isopachous crust cementing illustration; (b) Texture Grainstone with dominant pore type vuggy and cement type isopachous crust indicated by black arrows; (c) Prismatic cement crust cementing illustration; (d) Texture Rudstone with dominant pore type interparticle and cement type prismatic cement crust indicated by black arrows; (e) Blocky calcite cementing illustration; (f) Texture Crystalline with dominant pore type intercrystalline and cement type blocky calcite indicated by letter B. Acronyms: Bic= bioclast; B= blocky calcite; Q= quartz grains.

Digital Image analysis

Digital Image Analysis (DIA) estimated the representative macro-mesopore properties from 2D thin sections. Textural parameters can be calculated from a DIA procedure

according to Weger (2006) and Lima Neto et al. (2014). The 2D images were acquired using a transmitted-light optical microscope with an objective lens of 5x, and the pore area resolution is 63,48 µm². The 2D DIA technique was used to describe the individual pores geometrically and produce local pore-shape parameters, such as mean pore aspect ratio (α) and gamma (γ), which, when summarized using various statistics, provide information about the entire porous space (Russ, 1998). In addition, such summary statistics can be used to estimate global and local parameters, such as perimeter over area (PoA), dominant pore size (DomSize), Specific Surface Area (SSA), roundness (γ), mean pore aspect ratio (α) and the amount of micropores (ϕ_{micro}).

The DomSize indicates a dominant pore size, defined as the upper boundary of pore sizes with 50% of the porosity in a thin section. The PoA is the ratio between the total pore-space area of a thin section and the total perimeter enclosing the pore space. A small PoA value generally indicates a simple pore system. Gamma describes the roundness of pores as the perimeter over an area of an individual pore normalized to a circle, as discussed by Anselmetti et al. (1998). A perfect round circle would have $\gamma \approx 1$. The aspect ratio (α) is the ratio between the major and minor axes of an ellipse enclosing the pore, and it describes the elongation of the pore-bounding ellipsoid. The aspect ratio can be estimated for macro-mesopore systems using the median of pores recognized by DIA (Weger, 2006).

Pearson correlation and Multiple Linear Regressions

Correlation is a technique used to study the relationship between continuous and quantitative variables. The data integrates a single set of X_i and Y_i value pairs. One can still quantify the correlation degree after observing a correlation between the data. One of the ways to verify this degree is through the Pearson Correlation Coefficient (R), following Eq. 3.

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{[\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2][\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2]}} \quad (3)$$

Where n is the number of variable pairs, X is the independent variable, Y is the dependent variable, $\bar{X}$ is the mean of the independent variables, and $\bar{Y}$ is the mean of the dependent variables. R values near +1 (positive correlation) and -1 (negative correlation) demonstrate a good relationship between variables.

It is possible to build a correlation matrix when working with multiple variables, as shown in Figure 3. This one is a square matrix with a main diagonal equal to 1. Each matrix element represents the coefficient R (Eq. 3) of an individually set of properties or tests of the same data set, enabling the visualization of correlation between each data variable.

Eq. 4 describes the MLR model, where P_m is the measured property and what we hope predicts, and X_n represents the other measured properties. Finally, β_n are the coefficients determined by the regression.

$$P_m = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \dots + \beta_n X_n \quad (4)$$

This study was developed with only 19 Morro do Chaves Fm. samples. Clearly, the low sample number is not enough to describe the whole outcrop, and, for this reason, all the results here reflect only the behavior of these collected samples.

Pearson Correlation Matrix

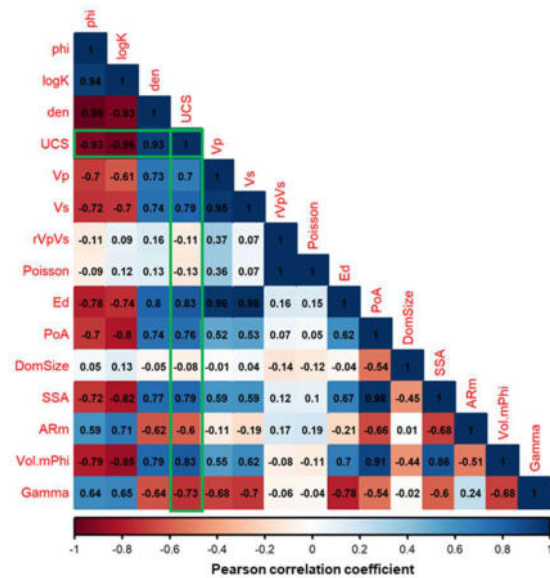


Figure 3 – Pearson correlation matrix

Results

The methodology suggested was applied in the dataset to verify the relationship between rock resistance (UCS) and depositional carbonate characteristics such as texture, dominant pore, cement type, acoustic velocity (V_p), petrophysics properties (ϕ , ρ_{bulk} , κ) and pore space attributes estimated by DIA (PoA, DomSize, SSA, alpha_mean, gamma and amount of ϕ_{micro}). Then, we analyzed the Pearson Correlation Coefficient (Eq. 3) between all properties to estimate the best attributes and find an empirical equation to predict UCS by MLR.

Influence of petrophysics properties in rock strength

Different factors affect the rock strength and elastic properties, such as ϕ , κ , ρ_{bulk} , depositional texture, and dominant pore type and geometry. For example, Figure 4 correlates the UCS versus ϕ with V_p , permeability, and bulk density superimposed in colors gradient, assuming texture and dominant pore type by Dunham (1962) and Choquette and Pray (1970). The UCS- ϕ - V_p - κ - ρ (Figure 4) correlation indicates that UCS, V_p , and ρ decrease with the porosity and permeability growth, delivering satisfactory $R^2=0.864$. However, in carbonates rocks, a diversity of factors can modify the primary depositional conditions, making the inclusion of pore system properties in the analysis crucial. Figure 4 shows the impact of texture and matrix content (indicated by the black arrow in the middle and base Figures) on rock resistance. In some cases, the

matrix fills the pore space, provides grains support, and increases the compression strength, which is explained by matrix composition when some components help dissipate compression forces and raise the required load to failure rock. In addition, the dominant pore type also affects the UCS, as Figure 4 (middle and base) black arrows emphasize.

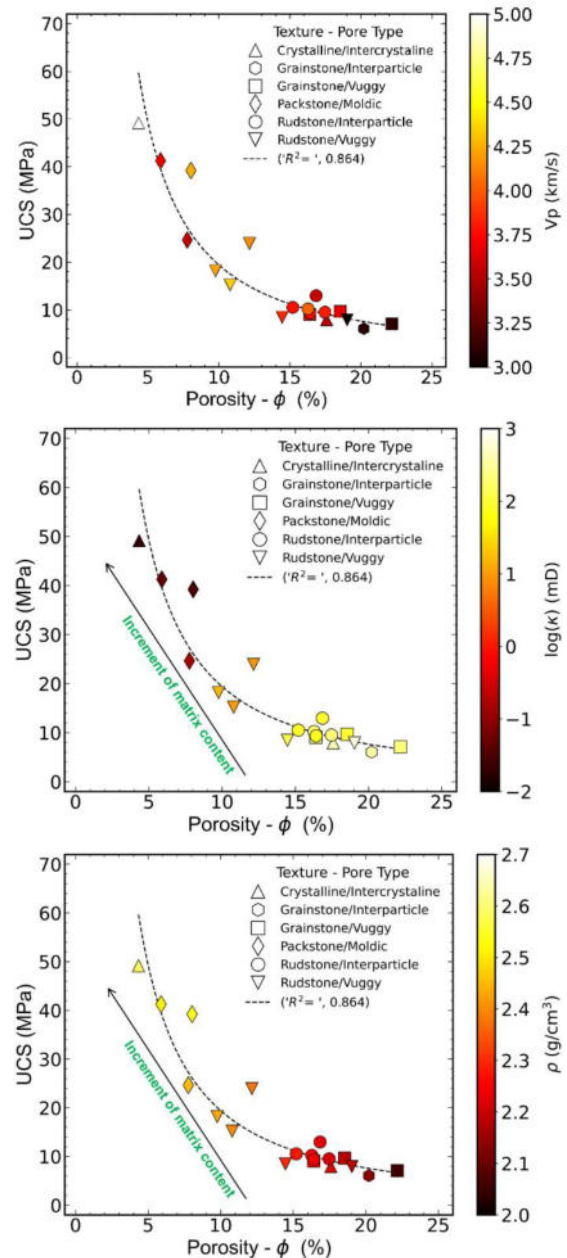


Figure 4 – UCS versus ϕ where the measured V_p , κ and ρ_{bulk} are superimposed in color gradient, highlighting by different symbols the rock texture and dominant pore type by Dunham (1962) and Choquette and Pray (1970).

Relationship between pore system properties and rock strength

The DIA procedure is applied to estimate the geometry properties of pore space and determines DomSize, PoA, SSA, γ , α and amount of ϕ_{micro} . In Figure 5, several images of different thin sections are placed next to a PoA-DomSize crossplot to evaluate the influence of pore geometry on rock strength. As Weger et al. (2009) suggest, bigger pores tend to exhibit less complexity and, this statement can be associated with the mechanical behavior of Coquinas. The samples with texture and dominant pore types as packstones/moldic, rudstones/vuggy porosity, and crystalline/intercrystalline porosity present more matrix content and lower effective porosity (4-12%), expressing so, high UCS. However, sample 2BA-AL showed an intermediate UCS value (23.91 MPa) and the highest DomSize (384.50 μm). This sample is a Rudstone, and their dominant pore type is vuggy, presents bigger pores with a low connection, has intermediate effective ϕ (12.15%), and low k (9.29mD), justifying the intermediary UCS value.

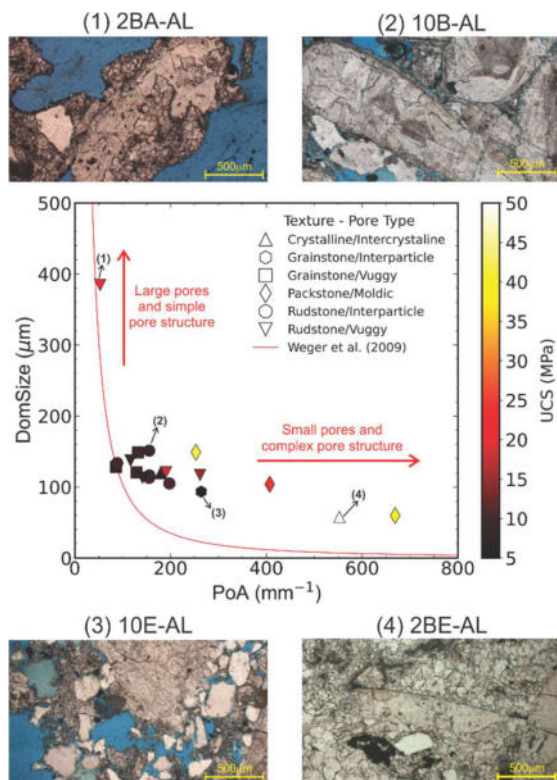


Figure 5 – Crossplot of Perimeter over Area (PoA) vs. Dominant Pore Size (DomSize) with UCS superimposed in color gradient for different Textures and Pore Types. Thin section images are shown to illustrate carbonate pore types and rock depositional texture corresponding.

Dal'Bó et al., (2020) studied several geological aspects of the Morro do Chaves Fm., including the diagenetic

processes, for example, the cement type, identifying three main types: blocky calcite; poikilolitic calcite (not identified in this data set); prismatic cement crust; isopachous crust; as illustrated in Figure 2 the cement types found in the data set. Figure 6 exhibits the relationship between DomSize-PoA and ϕ_{micro} , highlighted by the color bar and gradient and the connection with cement type, which also contributes to rock strength. Blocky calcite fills the space between bioclasts, provides grains support, and sometimes fills the pore space or dissolved bioclasts/grains, causing a rise in the required load to failure rock. Prismatic cement crust and isopachous crust occur on the boundaries of bioclasts and are differentiated by their size being the prismatic cement crust has larger crystals than the isopachous crust (Figure 2a-b). Sample with prismatic cement crust and isopachous crust delivered lower UCS values. When a rock is pressurized, microcracks and small pores begin closing at a certain rate. Since microcracks, micro and small pores are more compliant than larger pores, these close at relatively low pressures and affect the velocities more than rounded pores (Kuster & Toksoz, 1974). This behavior is also observed in rock strength. When microcracks and small pores close, grain-grain contact increases and the rock matrix absorbs the deformation energy, increasing rock strength.

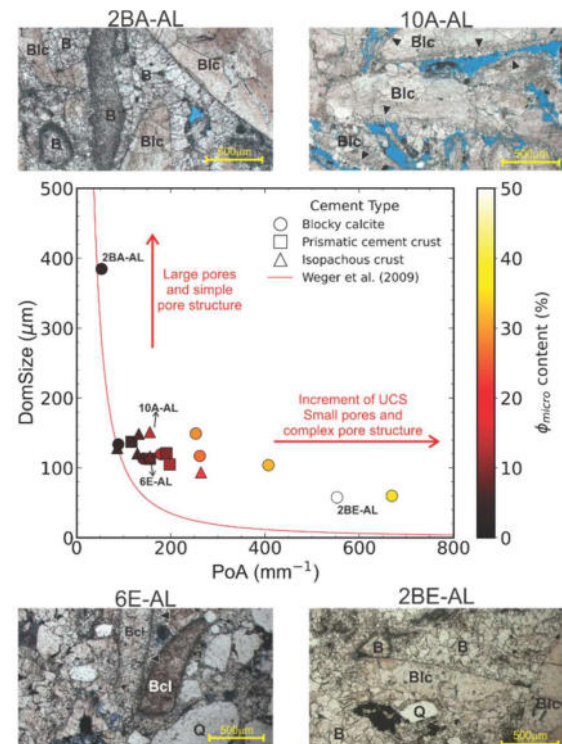


Figure 6 – Crossplot of Perimeter over Area (PoA) vs. Dominant Pore Size (DomSize) with UCS superimposed in color gradient for Cement Type. Black arrows indicate the prismatic cement crust in sample 6E-AL image and isopachous crust in Sample 10A-AL image. Acronyms: Blc= bioclast; B= blocky calcite; Q= quartz grains.

Empirical Relations and Multiple Linear Regressions

Based on the Pearson correlation matrix (Figure 3) between the properties of the presented methodology, we propose some fit equations through MLR to predict the UCS, displayed in Eqs. 5 to 8.

$$UCS = 0.654Vol.\phi_{micro} - 29.873\alpha_{mean} + 0.00977PoA + 0.0538DomSize - 16.853\gamma + 49.342 \quad (5)$$

$$UCS = 1.383\phi + 56.625\rho - 7.624\log_{10}(\kappa) - 123.519 \quad (6)$$

$$UCS = 2.640\phi + 103.259\rho - 8.724\log_{10}(\kappa) - 0.0382SSA - 245.515 \quad (7)$$

$$UCS = 3.332Vp + 74.704\rho - 112.060v - 144.256 \quad (8)$$

Figures 7 to 10 show the plots between measured versus predicted UCS through Eqs. 5-8.

Tab. 1 summarizes the multiple R^2 , adjusted R^2 , and F-statistic and P-value, statistical parameters commonly used to evaluate the significance of the empirical equation proposed.

Table 1 – Statistical parameters of the empirical relationships in equations 5 to 8.

Eq.	Multiple R^2	Adjusted R^2	F-statistic	P-value
5	0.8268	0.7481	10.5	6.7×10^{-4}
6	0.9297	0.9156	66.11	7.1×10^{-9}
7	0.9427	0.9236	49.36	2.3×10^{-7}
8	0.8779	0.8534	35.90	2.3×10^{-7}

From Eqs 5-8, it was possible to predict UCS and compare them with UCS measured and analyze the efficiency of these through the mean relative error (MRE) given by Eq. 9 and visualized in Figure 11.

$$MRE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|UCS_{Measured} - UCS_{Predict}|}{UCS_{Measured}} \quad (9)$$

Geometric parameters and pore system properties, although very important, performed poorly in UCS predicting. Nevertheless, they are of great value to understanding the effect of geometry and pore systems on rock strength.

Eq. 5 presented the largest MRE. Among the proposed equations is the relationship $UCS \sim \phi - \rho_{bulk} - \kappa$ (Eq.6) expresses the smallest relative error and good statistical parameters as F-statistic and P-value, being a better correlation to predict UCS. Revealing those properties that best describe/control the elastic behavior of rock.

The better geometric parameter adjusted with UCS was the SSA, observed in the correlation matrix, so we include this in $\phi - \rho_{bulk} - \kappa$ regression (Eq. 7). Note that the SSA inclusion improved the multiple and adjusted R^2 , but the MRE is greater than that of Eq.6.

Equation 8 exhibits the $Vp - \rho_{bulk} - v$; although the Poisson and Vp have a direct relationship with the rock strength, this equation presents the second level of relative error.

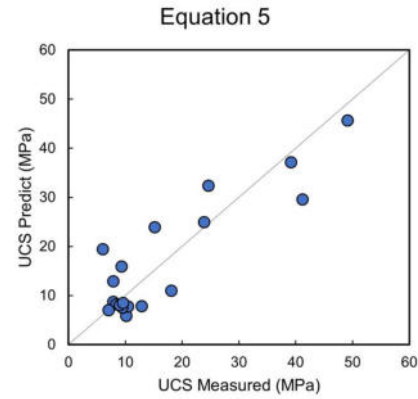


Figure 7 – Measured versus predicted UCS using Eq.5.

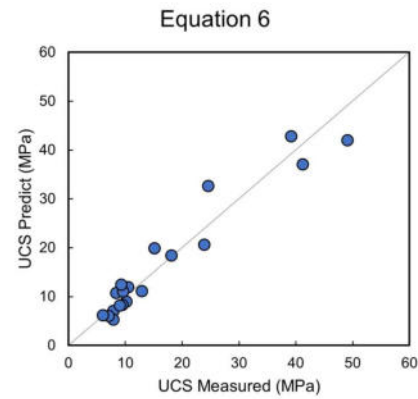


Figure 8 – Measured versus predicted UCS using Eq.6.

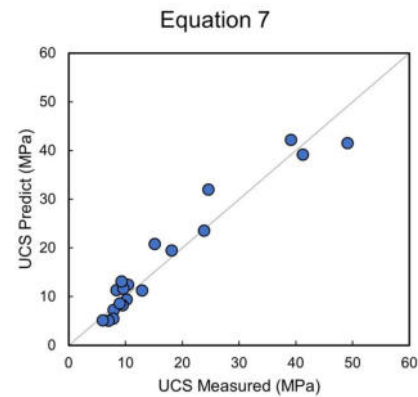


Figure 9 – Measured versus predicted UCS using Eq.7.

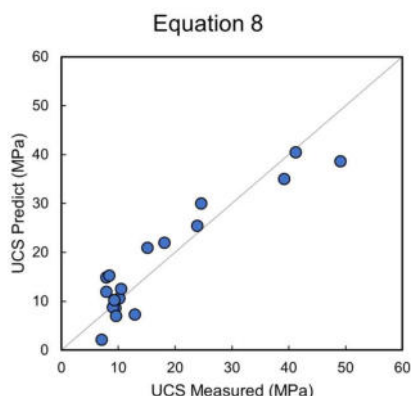


Figure 10 – Measured versus predicted UCS using Eq.8.

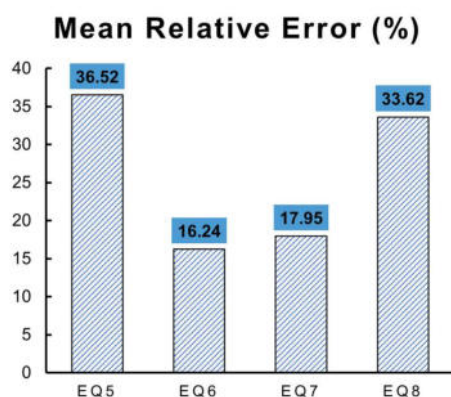


Figure 11 – Bar plot expressing the Mean Relative Error between UCS measured and predicted by Eqs. 5 to 8.

Conclusions

The results reveal that the rock strength is influenced by permeability, density, and porosity, showing good correlations and lower MRE. Furthermore, this analysis contributed to understanding rock strength behavior by including parameters such as depositional texture, pore type, and pore space properties. Likewise, the pore system types and shapes also affect the UCS, as larger and simple pore structures decrease the rock strength and facilitate rock failure due to less extensive grain contact. In contrast, small pores, micropores, and microcracks increase rock strength. When these pores close provide grain support, help dissipate compression forces, and raises the required load to failure rock. The porosity-density-permeability demonstrated to be the main properties that control the rock strength, and the empirical equation with these attributes expressed the smallest MRE.

Acknowledgments

Authors thanks UENF/LENEP for all environment and structure provided to the execution of this work. This study was financed in part by the CAPES/Brazil, Petrobras (Process 2017/00067-9), and PRH25-ANP/Finep. We also

are very grateful to Prof. Eduardo Atem and Techn Rômulo Leite from UENF/LAMAV for the support and execution of the compression strength test. Thanks to geologist Jessica Moreira for making the study area map. MC and RM thanks INCT/Geofísica for financial support; and CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation – DT II (313522/2019-7 and 313746/2019-2).

Referências

- Anselmetti, F. S., Luthi, S., & Eberli, G. P., 1998. Quantitative Characterization of Carbonate Pore Systems by Digital Image Analysis. AAPG Bulletin, vol.82, n.10: 1815–1836.
- ASTM D2845-08., 2008. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock (Withdrawn 2017). ASTM International-www.astm.org
- ASTM D7012-14., 2014. Standard Test Method for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens Under Varying States of Stress and Temperatures, ASTM International, West Conshohocken, PA. ASTM International, West Conshohocken, PA. Doi: 10.1520/D7012-14.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C., 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. AAPG Bulletin, vol. 54.
- Dal'Bó, P. F., Valle, B., Favoreto, J., Mendes, M., Rigueti, A. L., Borghi, L., Porto-Barros, J., & P., 2020. Coquinas da Formação Morro do Chaves: Tafonomia, Diagenese, Porosidade e Classificação, 1st ed. Albatroz.
- Dunham, R. J., 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. AAPG Special, Vol. 38: 108–121.
- Kuster, G. T., & Toksoz, M. N. (1974). Velocity and attenuation of seismic-waves in 2-phase medi: Part 1. Theoretical formulations. 39(5): 587–618.
- Lima Neto, I. A., Missagia, R. M., Ceia, M. A., Archilha, N. L., & Oliveira, L. C., 2014. Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory. Journal of Applied Geophysics, 110: 23–33. Doi: 10.1016/j.jappgeo.2014.08.013.
- Rietveld, H. M., 1969. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. Journal of Applied Crystallography, 2(2), 65–71.
- Santarém, N., Baggieri, R., Oliveira, L., Fidélis, S., Ceia, M., Missagia, R., & Santos, V., 2021. Can a new classification of coquinas show better relationships with acoustic velocities? 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society.
- Weger, R. J., 2006. Quantitative pore/rock type parameters in carbonates and their relationship to velocity deviations. Ph. D Thesis. University of Miami, Coral Glabes.
- Weger, R. J., Eberli, G. P., Baechle, G. T., Massaferrro, J. L., & Sun, Y.-F., 2009. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates. AAPG Bulletin, 93(10): 1297–1317. Doi: 10.1306/052709090001

Apêndice L – Petrophysical characterization of Lagoa Salgada' stromatolites – A Brazilian pre-salt analog

Abstract

Over the last decade, giant hydrocarbon reservoirs were discovered in lacustrine (Barremian-Aptian) and lagoonal (Aptian) carbonate reservoir systems, under Aptian evaporites, in the Santos and Campos basins. These pre-salt carbonate reservoirs contributed to placing Brazil among the world's top ten petroleum producers, and intense scientific interest has arisen to improve the characterization and understanding of these formations. The study of outcrop analogs is one of the most common techniques employed for such a goal. Several studies have pointed out that the Lagoa Salgada stromatolites are a potential analog of one of the important reservoir facies of pre-salt rocks. In this work, we used Mercury Intrusion Porosimetry (MIP) data obtained on these stromatolites for evaluating porosity, pore size distribution, surface area, tortuosity, permeability, and pore compressibility. These results provided insight into the pore system of these rocks and allowed a comparison to pre-salt reservoir data. This comparison highlighted that such permo-porosity and pore compressibility behaviors of two facies of these outcrop rocks are analogous to the Brazilian pre-salt stromatolites.

DOI:<https://doi.org/10.1016/j.petro.2022.111012>.



Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Petroleum Science and Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/petrol

Petrophysical characterization of Lagoa Salgada' stromatolites – A Brazilian pre-salt analog

Marco Ceia^{a,d,*}, Roseane Missagia^{a,d}, Nathaly Archilha^b, Rafaela Baggieri^c, Victor Santos^a, Simonaria Fidelis^{a,c}, Lucas Oliveira^{a,c}, Irineu Lima Neto^{a,c}

^a North Fluminense State University (UENF)/Petroleum Exploration and Engineering Laboratory (LENEP), Zip Code 27910-970, Macaé, Rio de Janeiro, Brazil

^b Brazilian Synchrotron Light Laboratory (LNLS), Brazilian Center for Research in Energy and Materials (CNPEM), Zip Code 13083-970, Campinas, São Paulo, Brazil

^c Scientific Computing Supporting Foundation (FACC), Zip Code 25651-075, Petrópolis, Rio de Janeiro, Brazil

^d INCT-Geofísica do Petróleo, Brazil

ARTICLE INFO

Keywords:

Stromatolites
Pre-salt analog
Petrophysics
MIP
Pore compressibility
Carbonates

ABSTRACT

Over the last decade, giant hydrocarbon reservoirs were discovered in lacustrine (Barremian-Aptian) and lagoonal (Aptian) carbonate reservoir systems, under Aptian evaporites, in the Santos and Campos basins. These pre-salt carbonate reservoirs contributed to placing Brazil among the world's top ten petroleum producers, and intense scientific interest has arisen to improve the characterization and understanding of these formations. The study of outcrop analogs is one of the most common techniques employed for such a goal. Several studies have pointed out that the Lagoa Salgada stromatolites are a potential analog of one of the important reservoir facies of pre-salt rocks. In this work, we used Mercury Intrusion Porosimetry (MIP) data obtained on these stromatolites for evaluating porosity, pore size distribution, surface area, tortuosity, permeability, and pore compressibility. These results provided insight into the pore system of these rocks and allowed a comparison to pre-salt reservoir data. This comparison highlighted that such permo-porosity and pore compressibility behaviors of two facies of these outcrop rocks are analogous to the Brazilian pre-salt stromatolites.

1. Introduction

Mohriak (2015) studied the origins of pre-salt microbialites of Brazil and suggested that these stromatolites were formed during periods of marine transgression in a desiccating basin, as a possible origin. In the same work, the author cited, as an example of an analog, the outcrops of Lagoa Salgada (Campos dos Goytacazes - Rio de Janeiro, Brazil) for such pre-salt rocks. Unfortunately, these Lagoa Salgada stromatolites are very brittle, which hampers adequate core plugging and testing under pressure. Thus, currently, most of the work with these rocks consist of using unconfined petrophysical techniques especially X-ray micro CT (Archilha, 2015; Machado et al., 2015; Silva et al., 2018). Although this technique is very useful for evaluating several physical properties, including porosity and permeability, its resolution may be a limiting factor, as sub-micron features may not be observed by this method.

Archilha et al. (2013) presented results of Mercury Injection Porosimetry experiments on Lagoa Salgada stromatolites, providing estimates of rock porosity as well as grain and pore size distribution. Unlike X-ray micro CT, MIP data could detect sub-micron pore-throats and account

for their contribution to various rock properties.

This work re-analyzed the mercury porosimetry data of Archilha et al. (2013) aiming to provide a detailed characterization of the physical properties of these rocks including permeability, surface area, tortuosity, and pore compressibility.

Similar stromatolitic rocks are found especially in the Barra Velha Fm. (Santos Basin), and Macabu Fm. (Campos Basin), which are important pre-salt plays in Brazil. Although the burial and depositional processes subsequent to the stromatolite formation may have impacted the physical properties of these reservoir rocks. Herlinger et al. (2017) investigated some pre-salt lacustrine carbonate reservoir rocks from the northern Campos Basin to characterize major primary and diagenetic aspects of these rocks, aiming to get insights into the evolution of their porosity and permeability. That investigation used well logs, petrography based on thin-section observations, and core measurements but focused only on the permo-porosity behavior of these Campos Basin carbonates. Different from Herlinger et al. (2017), in this work, the petrophysical characteristics of recent analog rocks, the Lagoa Salgada stromatolites, are compared to pre-salt reservoir rocks from the Barra

* Corresponding author.

E-mail address: marco@lenep.uenf.br (M. Ceia).

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111012>

Received 25 February 2022; Received in revised form 5 August 2022; Accepted 27 August 2022

Available online 2 September 2022

0920-4105/© 2022 Published by Elsevier B.V.

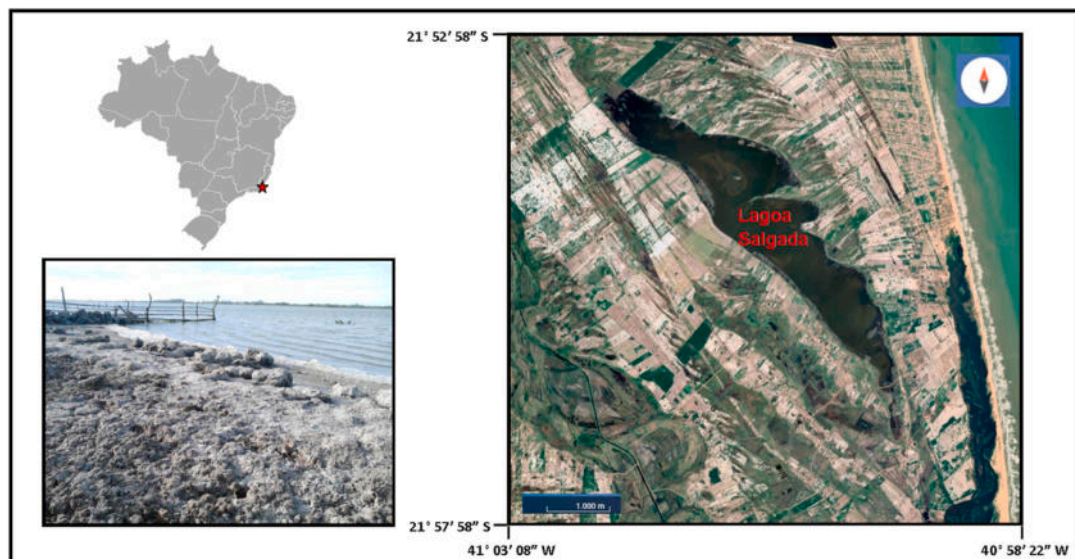


Fig. 1. Location of the Lagoa Salgada's stromatolite outcrops. Modified from Mohriak (2015) and Google Earth (2022).

Velha Fm. Such a comparison could be useful for evaluating the magnitude of the changes due to these diagenetic processes. Furthermore, such comparison could also help to understand if these rocks can be considered a petrophysical analog in terms of permo-porosity, and mechanical behavior.

2. Geological overview

The Lagoa Salgada (a highly saline lagoon) occupies an area of about 16 square kilometers, near the coastal town Cape of São Tomé of the municipality of Campos (Fig. 1), on the north coast of the state of Rio de Janeiro (Brazil), and contains the unique Brazilian and probably South American occurrence of Recent columnar carbonate stromatolites. The

geological history of the lagoon is intimately associated with the sea level fluctuations during the Late Quaternary, and the formation of the Paraíba do Sul River delta. The stromatolites occur in discontinuous patches, principally at the southwest and northwest borders of the lake, overlying the marine sands, and are usually covered by soil or water during high tides. The thickness of stromatolites, bioherms, and biostromes varies along the western border. The discrete columnar stromatolites present significant vertical variations (Srivastava et al., 1999).

2.1. Petrophysical facies

The permeability distribution in the carbonate reservoirs is extremely variable depending on the different lithological facies,

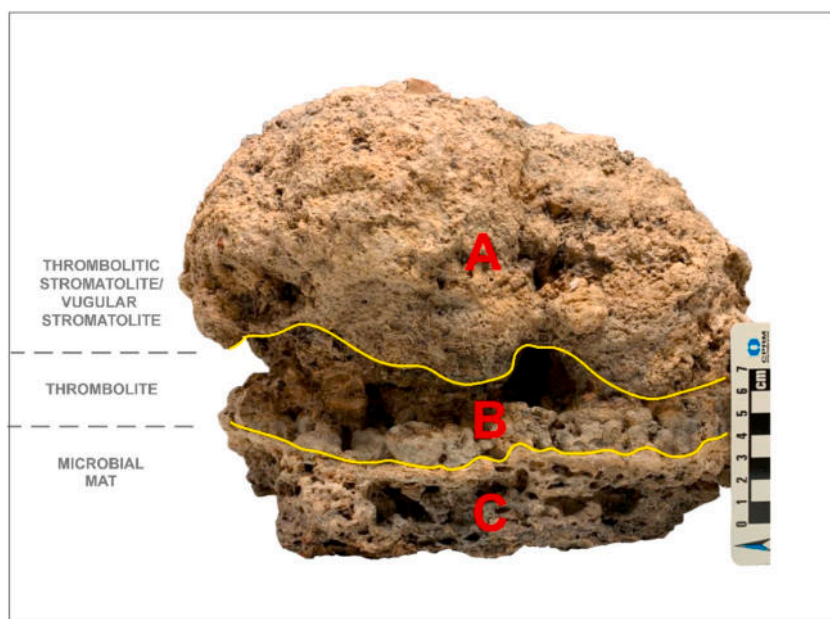


Fig. 2. Facies defined in the Lagoa Salgada stromatolite through textural and structure characteristics. The classification of facies was based in Gerdes et al. (1993), for microbial mat, and Riding (2011), for stromatolite and thrombolite.

including grainstones, boundstones, calcilutites, carbonate breccias, microbialites, and coquinas (Mohriak, 2015). Therefore, the petrophysical characterization of pre-salt carbonate reservoirs in the Santos and Campos basins and similar lithotypes is essential to the optimization of the best methods for enhancing primary and secondary recovery.

Pre-salt carbonate rock samples are rather difficult to obtain in exploratory wells and demand high costs due to specialized technology for drilling at such depths. Several companies and research groups are, therefore, using modern carbonate rock analogs obtained from field outcrops to investigate possible sedimentological, geomechanical, and petrophysical correlations with subsurface reservoir rocks (Howell et al., 2014; Corbett et al., 2015, 2018; Mohriak, 2015). Many researchers have indicated that carbonate rocks, such as stromatolites, travertines, and tufas, might be analogs of pre-salt microbialites from the Santos basin (Mohriak, 2015; Mohriak et al., 2015).

According to Bahniuk (2013), Holocene carbonates from Lagoa Salgada are modern analogs from past carbonate deposits and, as suggested by Azevedo (2009) (apud Mohriak, 2015), these carbonate analogs can be correlated with pre-salt deposits in the Santos Basin. The Lagoa Salgada carbonates occur in an onshore portion of the Campos Basin and the Paraíba do Sul Deltaic Complex River (Srivastava et al., 1999). Geological evolution is associated with variations in sea level during the Neogene.

In this hypersaline lagoon, a different sedimentary association occurs. Quartz grains, bivalves, gastropods, ostracods, and foraminifera occur on the surface of the lagoon, while stratiform and domal stromatolites, oncoids, thrombolites, and microbial mats occur on its margin and inside. Along the paleo-margin of the lagoon, stromatolites of the domal type and thrombolites (not laminated) are present. The mineralogical composition of stromatolites in Lagoa Salgada is not homogeneous, with a lot of compositional variation in a vertical direction, depending on the facies (Bahniuk, 2013). The main minerals correspond to magnesian calcite, calcium dolomite, quartz, and chalcocopyrite (in lesser amounts).

According to Brelaz et al. (2017), Proctor et al. (2015), Silva et al. (2018), and Rezende et al. (2013), the porosity and the permeability of Lagoa Salgada stromatolites vary from 5 to 41%, and, from 0.02 to 46,000 mD, respectively.

2.2. Macroscopic analysis

Considering the classification of microbialites in the literature, the three facies defined in this research are: microbial mat, thrombolite, and thrombotytic stromatolite/vugular stromatolite (Fig. 2). The criteria for distinguishing the three facies are textural characteristics, structure (presence or absence of macrolaminations), bioerosion, and pore types (vugular or fenestral). The top of stromatolite was analyzed through sampling, and three possible facies were defined.

The adopted classification was proposed by Gerdes et al. (1993), for microbial mat, and by Riding (2011), for stromatolites and thrombolites.

2.3. Facies A (Thrombotytic/vugular stromatolite)

Top of the sample, with a more rounded shape and color ranging from light brown to yellowish. The base is sandy while the top is silty. Its thickness is approximately 10 cm. The structure is diffuse, and, in its upper portion, there are microcolumns with incipient laminations. The predominant porosity is vugular, and, in some portions, there is also moldic porosity (microgastropods). The gradation from Facies A to Facies B is abrupt.

2.4. Facies B (Thrombolite)

The thickness of this facies is 3 cm. Its color is brown and, in some portions, reddish. The structure is formed by clots and the cavities are interconnected. This is the most porous portion of the sample, and

Table 1

Mineral content reported by Archilha et al. (2013).

Facies	Magnesian Calcite (Wt%)	Quartz (Wt%)	Aragonite (Wt%)
A	85.40	9.70	4.90
B	62.60	30.50	6.90
C	44.50	53.50	1.90

predominantly vuggy porosity. Microgastropods are also present. The gradation from Facies B to C is abrupt.

2.5. Facies C (Microbial mat)

This facies represents the base of the sample. It has a thickness of 4 cm, exhibiting an alternation of the color between gray to light brown lamination. The light laminations are composed of carbonate material, while the dark ones are composed of siliciclastic material (predominantly quartz). Facies with subplanar/wavy lamination that occurs as small-scale stratiform intercalations. Serpulidae tubes and microgastropods are present. Fenestral porosity is the dominant pore type, and in some portions, vugular porosity occurs.

2.6. Mineral content

Archilha et al. (2013) evaluated the mineral content of the Lagoa Salgada stromatolites using X-ray Diffractometry (XRD). These authors reported magnesian calcite and quartz as the major components (Table 1).

2.7. Microscopic features

Figs. 3 and 4 show thin-sections images of Facies A and B. These images reveal complex pore systems that comprise molds, channels, and fenestrae features. Brelaz et al. (2017) also reported other microscopic features as vugs and growth frameworks in these rocks.

Fig. 5 displays a SEM/EDS image of the sample of Facies A, which reinforces the high content of calcite.

3. Methodology

Mercury Intrusion Porosimetry (MIP) is a methodology often used to investigate pore properties. It is based on the concept that mercury is a non-wetting fluid and does not spontaneously fill the pores of the rock (Glover, 2000). Thus, a dry sample of any shape, previously weighed, is placed in a chamber to be filled with mercury at different pressure stages. Through the observation of a volume scale, one can infer the variation of the mercury level within the chamber. At very low confining pressure, mercury remains only in the surrounding of the sample and does not invade the pores. Hence, the increment in the mercury level refers to the sample bulk volume. As pressure increases, mercury starts to fill the pores, and a drop in the mercury level can be observed on the scale. Mercury enters smaller pores at each step, overcoming the capillary pressure operating against the non-wetting fluid (Glover, 2000). The relationship between the applied pressure and the minimum pore size into which mercury will be forced to enter is expressed by the Washburn Equation (Eq. (1)):

$$r = \frac{-4\gamma \cos(\theta)}{2P}, \quad (1)$$

where r is the minimum pore radius, P is the applied pressure, γ is the surface tension, and θ is the contact angle between mercury and the pore wall.

3.1. Porosity and density

As pressure increases, mercury fills the pore space. Usually, there is a

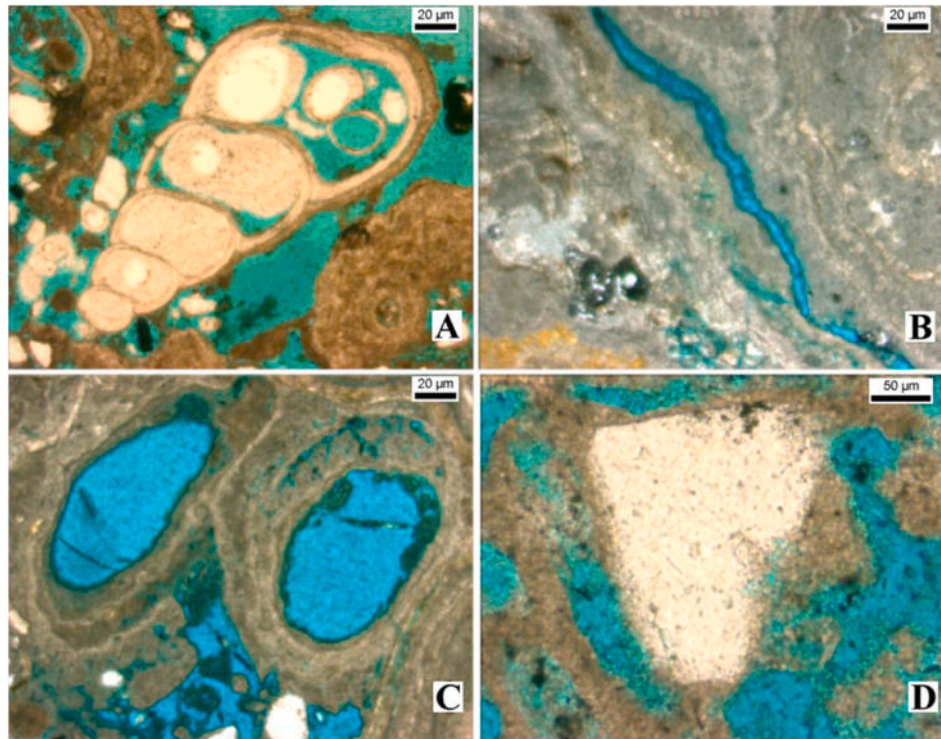


Fig. 3. Thin sections from sample of Facies A. It is possible to observe skeletal material (A), different pore types (B, C) and a quartz grain (D).

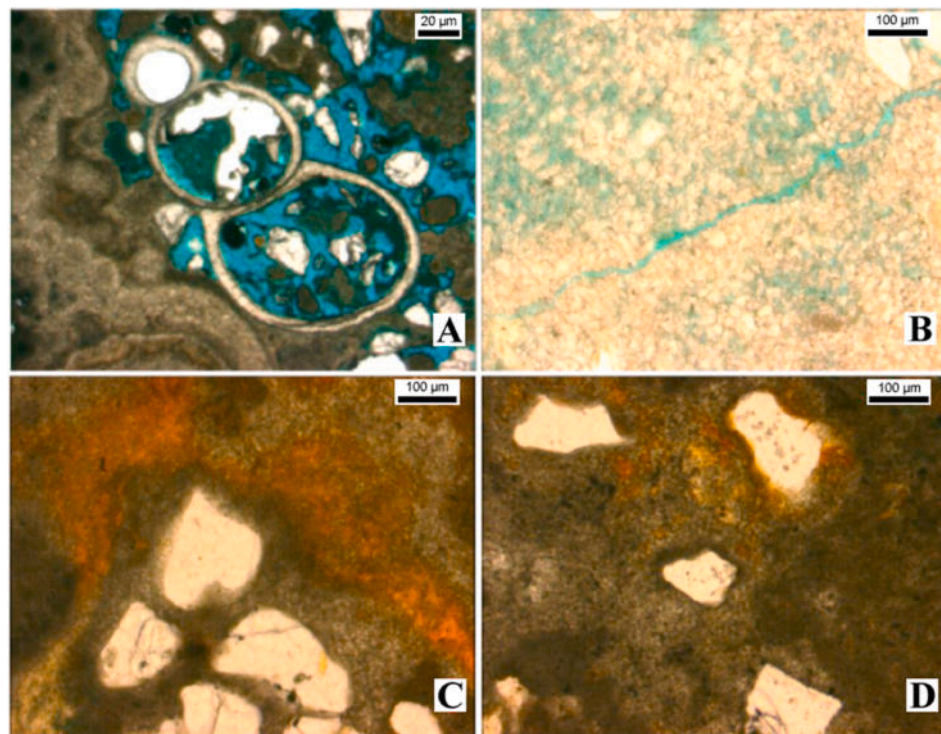


Fig. 4. Thin sections from sample of Facies B. It is possible to observe skeletal material (A), small pores and a channel (B), quartz grains (white – C, D) and recrystallization regions (C, D – golden regions). (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

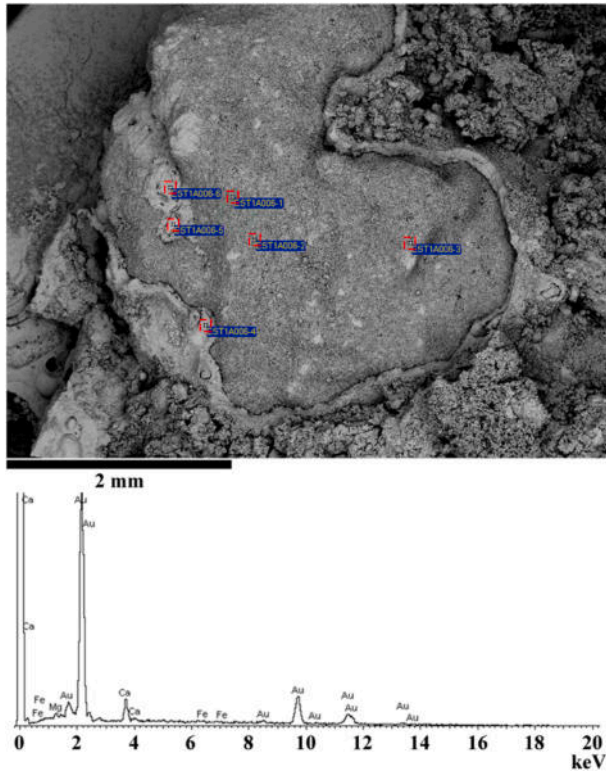


Fig. 5. SEM image of the stromatolites with 60 times magnification and EDS diffractogram for chemical characterization of the sample. EDS results aided to characterize the magnesium calcite and consequently improved the quantification of the mineral content through the Rietveld approach.

limit where no increase in the displaced volume can be observed, even with increasing the pressure. Such a limit indicates that all the pore space was fulfilled, so the mercury displaced volume, in this case, denotes the pore volume of the sample. Porosity could be estimated as the ratio between pore and bulk volume. The difference between these two volumes can also be used for estimating the matrix volume and henceforth the matrix (grain) density if the sample weight is known. Bulk density is calculated through the ratio between the weight and the bulk volume.

3.2. Pore size distribution, surface area, and Tortuosity

Webb (2001) describes the theory for MIP data analysis regarding pore size distribution, specific surface area, and tortuosity estimation. Those approaches are used by the Poremaster software (Quantachrome, 2004), which allowed us to evaluate such rock properties.

According to Quantachrome (2004), pore size distribution is calculated by using Eq. (2), which relates a pore size distribution function $D_v(r)$ to the pore radius (r), and variations of volume and pressure.

$$D_v(r) = \frac{P}{r} \frac{\partial V_{pp}}{\partial P}. \quad (2)$$

Surface area can be estimated by Eq. (3), which provides the cumulative area of pores filled by mercury up to radius r (Quantachrome, 2004; Webb, 2001).

$$S = \frac{1}{r |\cos \theta|} \int_0^{V_{pp}} P dV, \quad (3)$$

Tortuosity can be inferred using the approach described by Carniglia (1986), which is summarized by Eqs. (4) and (5).

$$\tau = (2.23 - 1.13 V_{CO} \rho_{HG}) (0.92y)^{1+E}, \quad (4)$$

$$y = \frac{4}{S} \sum \frac{\Delta V_i}{d_i}, \quad (5)$$

S = surface area; V_{CO} = total specific pore volume; ΔV_i = change in pore volume within a pore size interval i ; d_i = average diameter within a pore size interval i ; E = pore shape exponent (= 1 for cylinders); ρ_{HG} is the mercury density.

3.3. Permeability

Permeability was estimated using three different approaches. One of them uses Kozeny-Carman theory (Tiab and Donaldson, 2004), another approach was the Winland method (Kolodzie, 1980), and the last technique is an empirical regression presented by Saki et al. (2020). The Kozeny-Carman theory can be expressed by Eq. (6),

$$k = \frac{\phi d_p^2}{16\tau}, \quad (6)$$

where k is the absolute permeability, ϕ is the porosity, τ is the tortuosity, and d_p is the pores' average (mean volume) diameter. The Winland method is based on data fitting correlating the pore-throat radius, permeability and porosity, as shown in Eq. (7).

$$\log(r_{35}) = 0.732 + 0.588 \log k_{air} - 0.864 \log \phi, \quad (7)$$

where r_{35} stands for the radius of pore-throats filled by mercury at 35% mercury saturation in a MIP test in μm , k_{air} is the absolute permeability related to air flow, and ϕ is porosity (%).

Saki et al. (2020) used a similar approach to the Winland method, however, with a larger dataset. In the same way, their expression also relates r_{35} to permeability and porosity, as can be observed in Eq. (8).

$$\log k_{gas} = 0.0583 + 1.4660 \log(r_{35}) + 0.6993 \log \phi. \quad (8)$$

MIP measurements were performed using a Poremaster 33, which operates with a maximum pressure of 33,000 psi. Considering typical values of $\theta = 140^\circ$ and $\gamma = 0.487 \text{ N/m}$, such equipment can detect pore throat radii between 213.4 μm and 3.2 nm (Archilha, 2015). The samples consisted of three fragments of each stromatolite facies (A, B, and C), comprising nine samples. Those rocks were collected in Lagoa Salgada margins in 2012.

3.4. Pore volume compressibility

Once MIP provides pore volume measurements at different pressure stages, it is possible to correlate the variation of pore volume (V_{pp}) and the variation in the confining pressure (P) for estimating pore compressibility (C_p), as shown by Eq. (9) (Li et al., 2021),

$$C_p = \frac{1}{V_{pp0}} \frac{\partial V_{pp}}{\partial P}, \quad (9)$$

where: V_{pp0} is the total pore volume of the sample.

According to León (1998), mercury intrusion involves subjecting samples to hydrostatic stress equally applied in all directions. That means the walls of the pores penetrated by mercury at any given pressure are uniformly affected by similar stresses. Li et al. (1998) worked with MIP data to estimate the pore compressibility of coals. These authors reported that the mercury intruded volume measured in MIP experiments is a combination of the pore-filling fluid and pore compression. They suggested the observation of the linear behavior on pressure versus intruded volume curves, especially at the high-pressure stages. León (1998) said that the compressibility factor (C_p) could be estimated using the slope of that linear segment. In practice, C_p will be the ratio between that slope and the total intruded volume.

Table 2
Petrophysical properties of the Lagoa Salgada stromatolites estimated using MIP data.

Sample ID	Weight (g)	Bulk Sample Volume (cm ³)	Bulk Density (g/cm ³)	Total Porosity (%)	Tortuosity	Surface Area (m ² /g)
A1	0.5689	0.3412	1.667	32.2808	1.8652	7.6442
A2	0.7945	0.4613	1.722	31.0804	1.8788	9.5928
A3	0.4668	0.2738	1.705	31.641	1.8725	9.8706
B1	0.8663	0.4649	1.863	12.9851	2.0833	1.8896
B2	1.0361	0.4701	2.204	17.1219	2.0365	2.6890
B3	0.6918	0.3026	2.286	13.0439	2.0826	2.6454
C1	0.6914	0.3139	2.203	17.5365	2.0318	3.2175
C2	0.6512	0.2869	2.270	11.8454	2.0963	3.1372
C3	0.3762	0.1663	2.262	12.7081	2.0978	2.1046

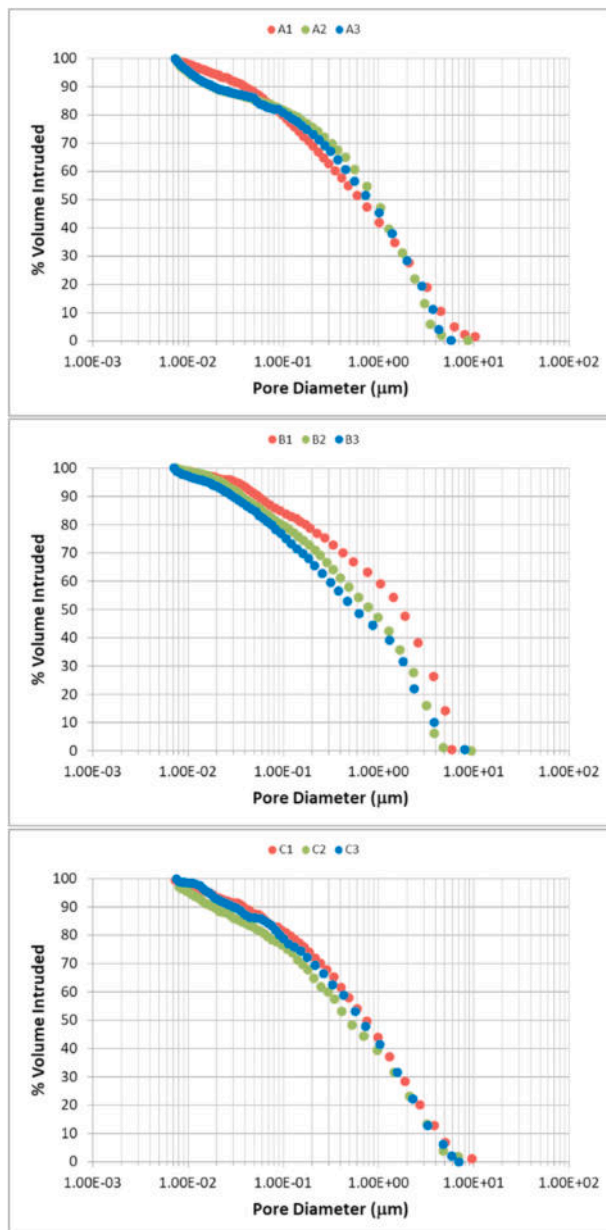


Fig. 6. Mercury saturation (% Volume Intruded) versus pore diameter for the studied samples.

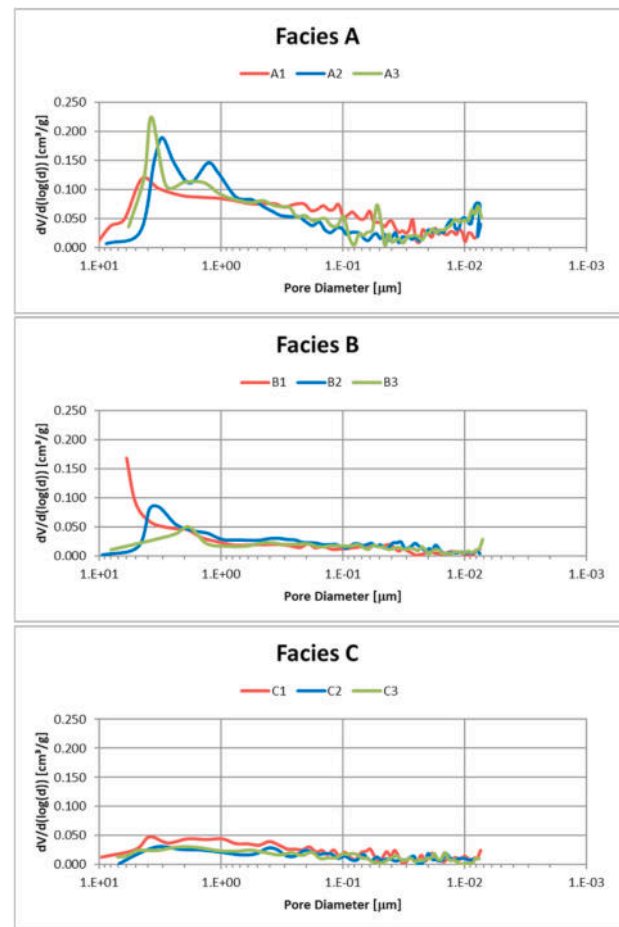


Fig. 7. Pore size distribution of the studied samples.

4. Results

Table 2 summarizes the results obtained on the nine samples. Facies A exhibited the lowest bulk density values of the studied facies, but it is also characterized as the most porous part of the rock. Facies B and C showed similar porosity values.

Fig. 6 shows graphics of mercury saturation (% volume intruded) versus the pore diameter evaluated using the Washburn Equation (Eq. (1)). These graphics allowed the inference of pore radius related to the mercury saturation values to be used for permeability estimation (50% for Kozeny-Carman and 35% for Winland and Saki approaches).

Pore size distribution for the studied samples is displayed in Fig. 7. For Facies A and B, it is easier to observe characteristic peaks related to

Table 3

Pore diameter and pore radius (corresponding to 50% (d₅₀, r₅₀) and 35% (d₃₅, r₃₅) mercury saturation) inferred using MIP data and permeability estimates using Kozeny-Carman, Winland and Saki approaches.

Sample ID	d ₅₀ (μm)	d ₃₅ (μm)	r ₅₀ (μm)	r ₃₅ (μm)	K _{KozenyCarman} (mD)	K _{Winland} (mD)	K _{Saki} (mD)
A1	0.60	1.48	0.30	0.74	3.86	5.62	8.35
A2	1.06	1.55	0.53	0.77	11.62	5.72	8.66
A3	0.74	1.39	0.37	0.70	5.75	4.91	7.51
B1	1.90	2.63	0.95	1.32	14.06	3.92	10.26
B2	0.78	1.69	0.39	0.85	3.19	2.78	6.51
B3	0.47	1.58	0.24	0.79	0.86	1.65	4.86
C1	0.76	1.32	0.38	0.66	3.14	1.89	4.61
C2	0.53	1.21	0.26	0.61	0.98	0.92	3.10
C3	0.65	1.31	0.33	0.65	1.61	1.16	3.62

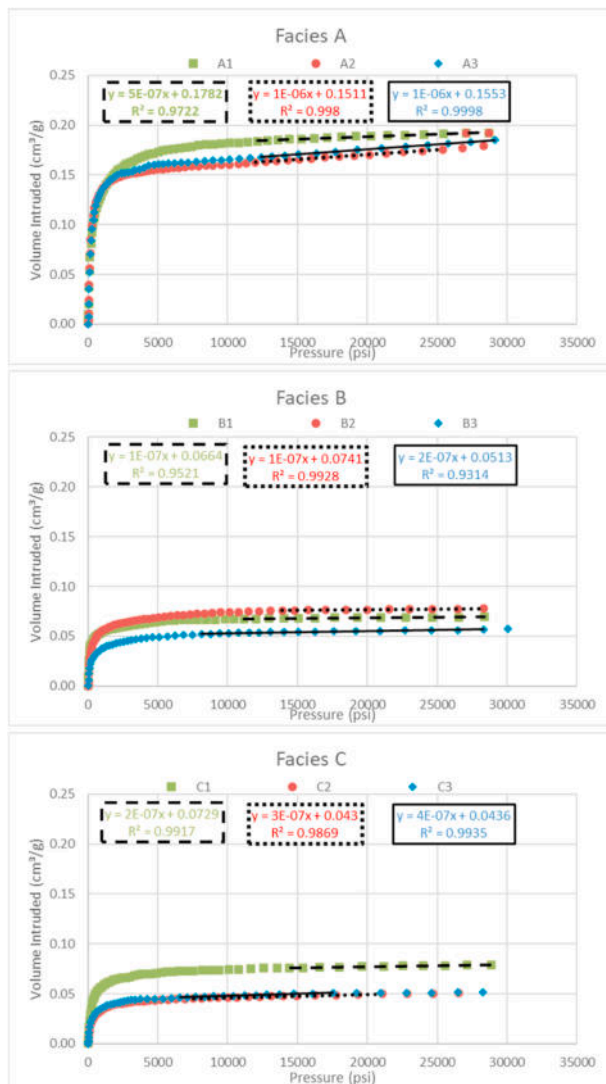


Fig. 8. Crossplots of the mercury intruded volume versus pressure. Linear regressions on the high-pressure stages are used for estimating pore compressibility.

dominant pore sizes, while Facies C exhibits a broader range of pore sizes with very subtle differences. Table 3 lists the pore diameters and the pore radius regarding 50% (d₅₀, r₅₀), and 35% (d₃₅, r₃₅) of mercury saturation, respectively. These are key parameters for permeability

Table 4

Maximum intruded volume, Slope of the linear regression of the high-pressure part showed at Fig. 5 and pore compressibility estimates.

Sample	Max Vol. Intruded (cm ³ /g)	slope	Cp (1/psi)
A1	0.1924	5.E-07	2.60E-06
A2	0.1924	1.E-06	5.20E-06
A3	0.1851	1.E-06	5.40E-06
B1	0.0694	1.E-07	1.44E-06
B2	0.0777	1.E-07	1.29E-06
B3	0.0571	2.E-07	3.50E-06
C1	0.0791	2.E-07	2.53E-06
C2	0.0506	3.E-07	5.93E-06
C3	0.0517	4.E-07	7.74E-06

estimation. r₅₀ is commonly used in Kozeny-Carman methodology, while r₃₅ is used in both Winland and Saki approaches. Although the approaches showed different results, all these estimates fall within the range between 0.86 and 14 mD.

Fig. 8 shows crossplots of the mercury intruded volume versus pressure for the studied samples. Linear regressions were performed on the high-pressure stages for estimating the slope to be used in pore compressibility estimates. Such properties are listed in Table 4.

5. Discussion

The Lagoa Salgada stromatolites exhibit a broad range of permeability. Fig. 9 shows our results added to a compilation of other results found in the literature for these rocks (Brelaz et al. (2017), Proctor et al. (2015), Silva et al. (2018), and Rezende et al. (2013)). There is no clear behavior that could be easily modeled. The complexity of the pore system of these rocks contributes to the scattering. Fig. 9 also exhibits data obtained from pre-salt stromatolites of the Santos Basin (Brazil). Such dataset comprises stromatolites of three wells, one reported by Luna (2020), and two, Wells A and B, were obtained from the Brazilian Petroleum Agency (ANP) and selected for comparison. The permo-porosity trend of these rocks is likely to cross regions I and II, which indicates the analog behavior of facies B and C of Lagoa Salgada stromatolites and those pre-salt rocks. Although both rocks are lithological analogs, the compaction and cementation that the pre-salts rocks were subjected to usually leads to reducing the original porosity and increasing rock stiffness. Such similarity in the permo-porosity behavior highlights a petrophysical analogy that could be used to understand how these depositional processes effectively contributed to the changes in the rock properties. Even though the number of samples was low, it is clear that facies A (region III), where pre-salt, was most affected by the burial and deposition.

The permeability estimates obtained by MIP for all of the Facies are much smaller than those reported by Archilha (2015) (198 D for Facies B and 431 D for Facies C). One possible reason is that the vugs related to such permeability increment were probably trimmed out during sample preparation for MIP but remained in the sample Archilha (2015) used in the microCT imaging. Vugs are easily observed in the stromatolite

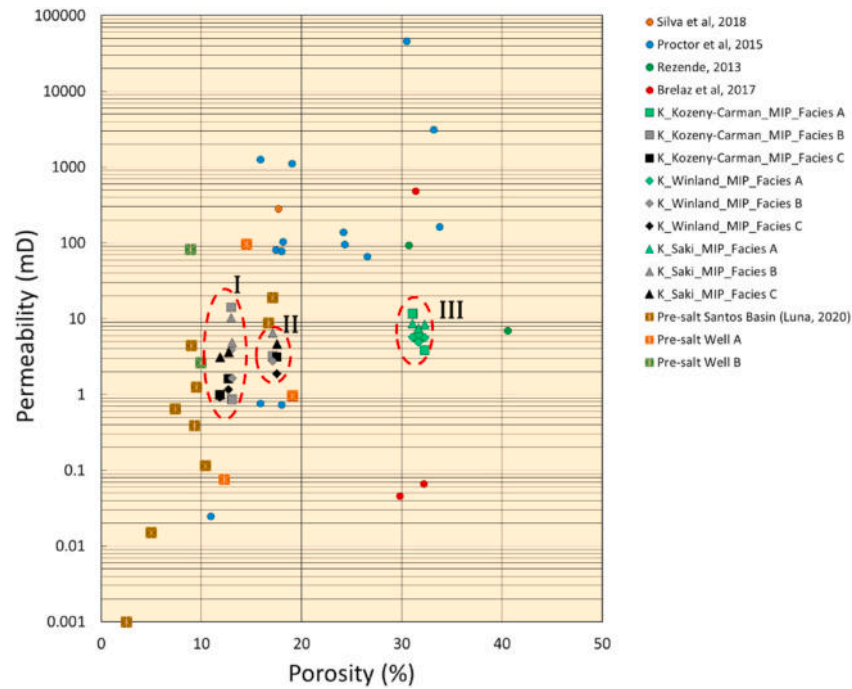


Fig. 9. Crossplot between porosity and permeability exhibiting the estimates based on the MIP and results obtained from literature. Data from Luna (2020), Pre-salt Wells A and B refer to pre-salt stromatolites of the Santos Basin. All other literature data refer to Lagoa Salgada stromatolites. Dashed ellipses depict three distinct regions exhibiting practically the same porosity but with a great variability in permeability.

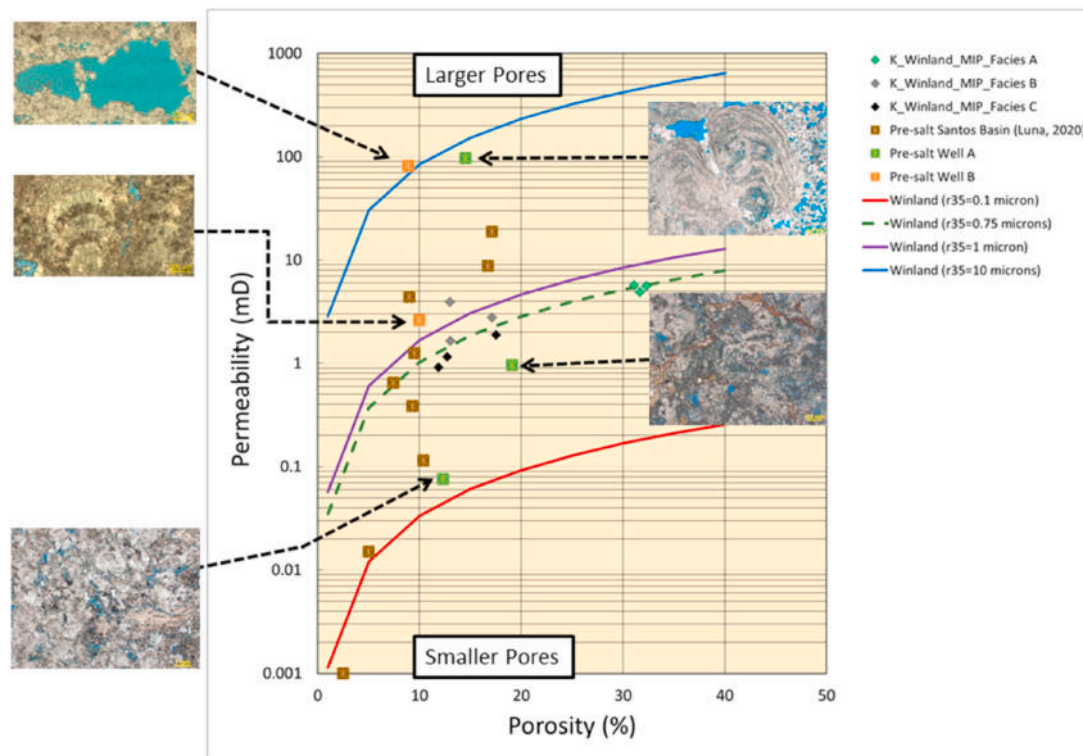


Fig. 10. Integrated analysis of the porosity-permeability crossplot, thin-section images, and reference curves simulated using the Winland approach for different r_{35} values. Diamonds refer to permeability of Lagoa Salgada samples calculated with the Winland method. Squares refer to pre-salt data from three wells in Santos Basin (Barra Velha Fm.).

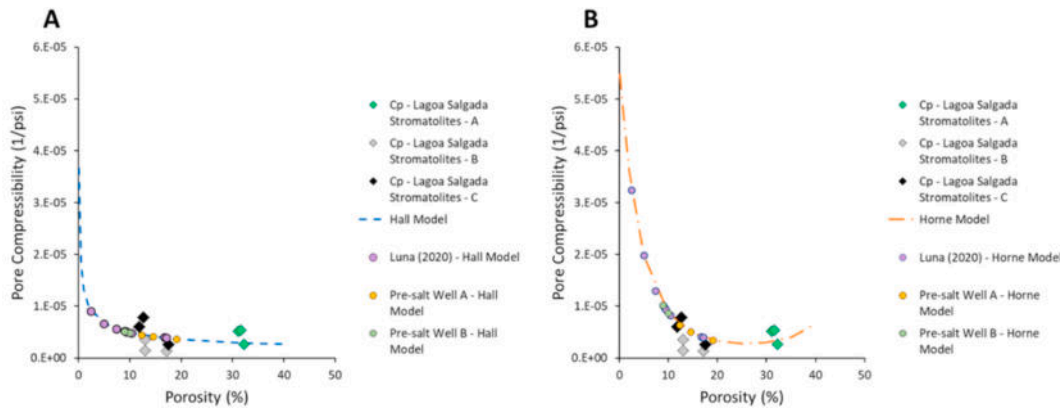


Fig. 11. Crossplots of the pore compressibility versus porosity. A – Comparison with Hall model predictions. B – Comparison with Horne model predictions.

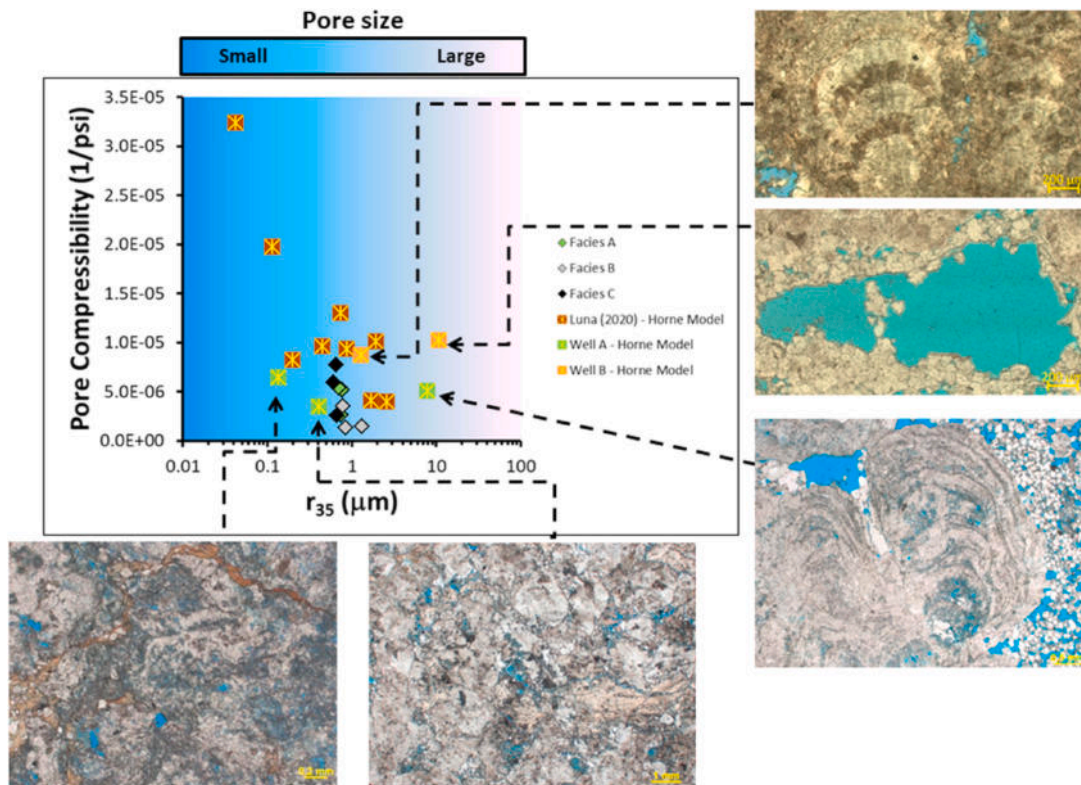


Fig. 12. Integrated analysis of the pore compressibility- r_{35} crossplot and thin-section images. Diamonds refer to Lagoa Salgada samples. Squares refer to pre-salt data from three wells in Santos Basin (Barra Velha Fm.). Pore compressibility of the pre-salt data was estimated using Horne Model, while r_{35} was calculated using the Winland approach.

outcrops, some with mm or even cm sizes (megaporosity).

An integrated analysis is shown in Fig. 10, which displays the porosity-permeability crossplot, thin-section images, and reference curves estimated using the Winland approach for different r_{35} values. An average value of $0.75 \mu\text{m}$ for r_{35} is likely to provide a reasonable estimate for most Lagoa Salgada samples. That means that, for those samples, 35% of the pore volume is related to pores larger than $0.75 \mu\text{m}$. Unlike the outcrop rocks, the pre-salt samples are likely to comprise a broader range of r_{35} values. The thin-section images also indicate the variation in the permo-porosity behavior due to the different pore sizes. Large connected vugs are related to the increment of the r_{35} , while

smaller pores lead to a reduction of these values. Possibly, the larger vugs were preserved from the original stromatolites, or dissolution events may have occurred. On the other hand, the smaller pores can be associated with pore-filling due to precipitation, cementation, and silicification.

Pore compressibility estimates range from 1.29 to 7.74×10^{-6} psi $^{-1}$. That range is compatible with values often reported in the literature for pore compressibility of carbonate rocks (Harari et al., 1995; Silva Jr. et al., 2015; Oliveira et al., 2016). Fig. 11 (A and B) displays a crossplot between pore compressibility and porosity. That figure also exhibits a comparison to popular compressibility models such as that of Hall

(1953) (Fig. 11 A) and Horne (1994) (Fig. 11 B). That comparison showed that the results are within the same magnitude range as the model estimates. Facies B shows the lowest pore compressibility values, while Facies C shows the highest. So far, there are no public results concerning the static evaluation of pore compressibility for the pre-salt stromatolites. Thus, both Hall and Horne models were used to provide pore compressibility estimates from the data reported by Luna (2020), and from Wells A and B. As shown in Fig. 11, the pore compressibility of many Lagoa Salgada samples is similar to the modeled values obtained from the pre-salt data, especially for Facies B and C.

In terms of the model performance, the results of Facies C are likely to be better predicted by the Horne model. Facies A and B exhibited a more intense deviation from both models' predictions. Those pore compressibility models do not account for pore geometry, leading to differences in the pore compressibility estimates for rocks exhibiting the same porosity.

Another integrated analysis is shown in Fig. 12, which gathers thin section images and a crossplot between pore compressibility and r_{35} . The Lagoa Salgada samples' properties were estimated from MIP data as explained in the Methodology section. Pore compressibility was estimated using the Horne model for the pre-salt data, while the r_{35} was calculated using the Winland approach based on the available core porosity and permeability data. That analysis could discriminate the different pore sizes. The results of pre-salt rocks that exhibited low r_{35} values (smaller pores) are similar to those of Lagoa Salgada samples. However, the model still predicts similar pore compressibility for the pre-salt rocks that showed high r_{35} . That is a limitation of the Horne model that does not consider pore geometry. The large vugs observed in the thin-sections probably have high aspect ratios and consequently are less compressible than other elongated pores.

6. Conclusions

The MIP technique was very useful for providing a petrophysical characterization of Lagoa Salgada stromatolites. Such rocks exhibit three facies with distinct features. Facies A is the most porous and permeable, with dominant macroporosity (pore diameter larger than 1 mm). These characteristics explain the highest values of surface area and lowest estimates of tortuosity. Facies B also exhibits a smaller macropore content, but porosity, tortuosity, and surface area values are more similar to Facies C than Facies A. Such macroporosity is likely to be even smaller in Facies C, and no dominance was observed. That may explain the lowest permeability values of this facies. Facies B is likely to exhibit the least compressible pores, while Facies C shows the most compressible ones. Such Facies (C) also presents the highest quartz content, contributing to pore space reduction and possibly decreasing the pore aspect ratio. Consequently, the pore compressibility for that facies tends to be higher.

Those Brazilian pre-salt analogs exhibit a complex pore structure, which certainly may influence the modeling of the petrophysical properties.

A comparison with a set of pre-salt data showed that Facies B and C of the Lagoa Salgada rocks could be analogous to Barra Velha Fm.'s pre-salt stromatolites in terms of the permo-porosity behavior.

The pore compressibility behavior of the Lagoa Salgada stromatolites was also compared to the pre-salt results obtained using two popular models. Hall and Horne. It also showed a similarity between Facies B and C with the pre-salt rocks of Barra Velha Fm. (Santos Basin).

The similarities between these stromatolites concerning the permo-porosity and pore compressibility trends indicate that original Facies (B and C) were preserved in the pre-salt stromatolites. However, the physical properties were scaled along with these trends due to the burial and depositional processes. The petrophysical behavior of Facies A was not observed in the pre-salt rocks. Probably, as it exhibits the highest values of porosity, surface area, and tortuosity, as well as it is on the top of rock, it was more affected by cementation and precipitation events.

Author statement

Marco Ceia: Conception and design of study, Data curation, Writing- Original draft preparation. Roseane Missagia: Conception and design of study, Writing- Reviewing and Editing. Nathaly Archilha: Conception and design of study, Lab Measurements, Data curation, Writing- Reviewing and Editing. Rafaella Baggieri: Data curation, Writing- Reviewing and Editing. Victor Santos: Data curation, Writing- Reviewing and Editing. Simonaria Fidelis: Data curation, Writing- Reviewing and Editing. Lucas Oliveira: Data curation, Writing- Reviewing and Editing. Irineu Lima Neto: Data curation, Writing- Reviewing and Editing.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Data availability

The authors do not have permission to share data.

Acknowledgements

Authors thank UENF/LENEX for all environment and structure provided to the execution of this work. This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001, Equinor Brasil (Project Nr. 4600025270), and ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás e Bio-Combustíveis). MC and RM thank INCT/Geofísica do Petróleo for financial support; and also, CNPq for their Research Grants of Productivity in Technological Development and Innovation - DT II. We also like to acknowledge Ms. Jessica Moreira for the assistance with pre-salt micrographs, the two reviewers and Editor Katz for their suggestions that helped to improve this work.

References

- Archilha, N.L., 2015. Quantification of Geometric Parameters of the Porous System by X-Ray Tomography and Analysis of the Influence on Physical Properties of Carbonate Rocks. Ph.D. thesis. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Brazil (In Portuguese).
- Archilha, N., Missagia, R., Ceia, M., Lima Neto, I., 2013. Petrophysical, mineralogical and elastic property characterization of Holocene carbonates from Salgada lagoon, Brazil. In: 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26-29 August 2013, 2013, Rio de Janeiro. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society; EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, August 2013, p. 1124.
- Azevedo, R.L.M., 2009. O pré-sal: oportunidades para o Brasil: Simpósio de Geologia do Sudeste. Estância de São Pedro, São Paulo, p. 56 (In Portuguese).
- Bahniuk, A.M.R., 2013. Coupling Organic and Inorganic Methods to Study Growth and Diagenesis of Modern Microbial Carbonates. Rio de Janeiro State, Brazil: implications for interpreting ancient microbialite facies development (PhD. thesis), ETHZ, Zürich, p. 161. <https://doi.org/10.3929/ethz-a-009785302>.
- Brelaz, L.C., Ribeiro, M.G.S., Borghi, L., 2017. Análise Petrográfica e Petrofísica de Calcários Análogos aos Reservatórios Microbiais do Pré-sal. In: 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF. Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil, p. 31. <https://doi.org/10.1190/sbgf2017-180>. July-3 August 2017 (pp. 921-926).
- Carniglia, S.C., 1986. Construction of the tortuosity factor from porosimetry. J. Catal. 102, 401-418, 1986.
- Corbett, P., Hayashi, F.Y., Alves, M.S., Jiang, Z., Wang, H., Demyanov, V., Machado, A., Borghi, L., Srivastava, N., 2015. Microbial carbonates: a sampling and measurement challenge for petrophysics addressed by capturing the bioarchitectural components. In: Bosence, D.W.J., Gibbons, K.A., Le Heron, D.P., Morgan, W.A., Pritchard & Vining, T. B.A. (Eds.), Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production, vol. 418. Geological Society, London, Special Publications, pp. 69-85. <https://doi.org/10.1144/SP418.9>.
- Corbett, P., Jiang, Z., Borghi, L., 2018. A Review of Petrophysical Challenges Pre-salt Carbonates Sympathy, Synergy and Synthesis. AAPG Annual Convention and Exhibition, Salt Lake City, USA. <https://doi.org/10.1306/70364Corbett2018>.

- Gerdes, G., Claes, M., Dunajtschik-Piewak, K., Riege, H., Krumbein, W.E., Reineck, H.E., 1993. Contribution of microbial mats to sedimentary surface structures. *Facies* 29 (1), 61–74.
- Glover, P., 2000. Petrophysics MSc. Course Notes. Université Laval, Quebec, Canada.
- Google Earth, 2022. <http://earth.google.com>. (Accessed 6 July 2022). Accessed at.
- Hall, H., 1953. Compressibility of reservoir rocks. *J. Petrol. Technol. Soc. Petrol. Eng.* 5 (1), 17–19.
- Harari, Z., Shuteh, W., Salih, S., 1995. Pore-compressibility study of Arabian carbonate reservoir rocks. *Soc. Pet. Eng.* 10 (4), 207–214.
- Herlinger, J.R., R. Zambonato, E.E., De Ros, L.F., 2017. Influence of diagenesis on the quality of lower cretaceous pre-salt lacustrine carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil. *J. Sediment. Res.* 87, 1285–1313. <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.70>.
- Horne, R., 1994. Advances in computer-aided well test interpretation. *J. Petrol. Technol. Soc. Petrol. Eng.* 46 (7), 599–606.
- Howell, A.W., Martinius, A.W., Good, T.R., 2014. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. In: Martinius, A. W., Howell, J.A., Good, T.R. (Eds.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*, vol. 387. Special Publications, London, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP387.12>. Geological Society.
- Kolodzie, S., 1980. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- León, C., 1998. New perspectives in mercury porosimetry. *Adv. Colloid Interface Sci.* 76–77, 341–372.
- Li, Y.-H., Lu, G.Q., Rudolph, V., 1998. Compressibility and fractal dimension of fine coal particles in relation to pore structure characterisation using mercury porosimetry. *Part. Part. Syst. Char.* 16, 25–31.
- Li, Y., Song, D., Liu, S., Ji, X., Hao, H., 2021. Evaluation of pore properties in coal through compressibility correction. *Fuel* 291, 120130.
- Luna, A.G.A., 2020. PERMEABILITY PREDICTION BY NON-LINEAR REGRESSION APPLYING HYDRAULIC FLOW UNITS (HFU) IN CORE AND LOG DATA IN A BRAZILIAN PRE-SALT CARBONATE, SANTOS BASIN. MSc. Dissertation. UENF/LENEP. Macaé-Brazil.
- Machado, A.S., Dal Bó, P.F.F., Lima, I., Borghi, L., Lopes, R., 2015. X-ray microtomography characterization of carbonate microbialites from a hypersaline coastal lagoon in the Rio de Janeiro State—Brazil. *Nucl. Instrum. Methods Phys. Res.* 784, 574–580. <https://doi.org/10.1016/j.nima.2014.12.107>.
- Mohriak, W., 2015. Pre-salt Carbonate Reservoirs in the South Atlantic and World-wide Analogs. Search and Discovery Article #51086. AAPG Geoscience Technology Workshop, Carbonate Plays around the World, New Orleans, USA.
- Mohriak, W.U., Perdomo, L.V., Plucenio, D.M., Saad, J.L., 2015. Challenges for petrophysical characterization of presalt carbonate reservoirs. In: 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3–6 August 2015. Brazilian Geophysical Society, pp. 623–627. <https://doi.org/10.1190/sbgf2015-123>.
- Oliveira, G.L.P., Ceia, M.A.R., Missagia, R.M., Archilha, N.L., Figueiredo, L., Santos, V.H., Lima Neto, I., 2016. Pore volume compressibilities of sandstones and carbonates from Helium porosimetry measurements. *J. Petrol. Sci. Eng.* 185–201. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.022>.
- Proctor, J., De Luca, P.H.V., Pimentel, G.A., Sisk, C., Oliveira, M., Huber, A., Sungkorn, R., Alonso, J.L.A., Jiménez, R.P., Silos, V., 2015. Porosity and permeability upscaling in a Lagoa Salgada stromatolite and Codó formation stromatolite. In: 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3–6 August 2015. Brazilian Geophysical Society, pp. 788–792. <https://doi.org/10.1190/sbgf2015-154>.
- Quantachrome, 2004. *Porometer User's Guide and Operating Manual*.
- Rezende, M.F., Tonietto, S.N., Pope, M.C., 2013. Three-dimensional pore connectivity evaluation in a Holocene and jurassic microbialite buildup three-dimensional pore connectivity evaluation in microbialite buildup. *AAPG Bull.* 97 (11), 2085–2101. <https://doi.org/10.1306/05141312171>.
- Riding, R., 2011. Microbialites, stromatolites, and thrombolites. In: Reitner, J., Thiel, V. (Eds.), *Encyclopedia of Geobiology*. Encyclopedia of Earth Science Series. Springer, Heidelberg, pp. 635–654.
- Saki, M., Siahpoush, S., Khaz'ali, A.R., 2020. A new generalized equation for estimation of sandstone and carbonate permeability from mercury intrusion porosimetry data. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 10, 2637–2644. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00900-w>.
- Silva, J.R., G P, Franco, D.R., Stael, G.C., Lima, M.C.O., Martins, R.S., França, O.M., Azeredo, R.B.V., 2015. Petrophysical studies of North American carbonate rock samples and evaluation of pore-volume compressibility models. *J. Appl. Geophys.* 123, 256–266. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2015.10.018>, 2015.
- Silva, W.G.A.L., Rios, E.H., Hoerle, F.O., Pontedeiro, E.M.B.D., Almeida, L.F.B., Alves, J. L.D., Couto, P., 2018. Representative Elementary Volume of a region of interest of a heterogeneous carbonate rock using X-ray computed microtomography and numerical simulation. *Rev. Bras. Geofis.* 36 (4), 1–8. <https://doi.org/10.22564/RBGF.V36I4.1975>, 2018.
- Srivastava, N.K., Schobbenhaus, C., Campos, D.A., Queiroz, E.T., Winge, M., Berbert-Born, M., 1999. Lagoa salgada (Rio de Janeiro): estromatólitos recentes. *Sítios geológicos e paleontológicos do Brasil. DNP/CPRM—Comissão Brasileira de Sítios Geológicos e Paleobiológicos (SIGEP)* 1, 203–209.
- Tiab, D., Donaldson, E., 2004. *Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier.
- Webb, P., 2001. *An Introduction to the Physical Characterization of Materials by Mercury Intrusion Porosimetry with Emphasis on Reduction and Presentation of Experimental Data*. Micromeritics Instrument Corporation.

Índice

A

ADI, 57
Análise Digital de Imagem (ADI), 41
Área de estudo, 45
Área de superfície específica (ASE), 44

B

Bacia de Sergipe-Alagoas, 45

C

Capa, 1
Cimentação, 48
Cimento blocoso, 51
Cimento isópaco, 48
Cimento poiquilotópico, 50
Cimento prismático, 49
Classificação de Dunham (1962), 24
Comissão Examinadora, 4
Conjunto de Dados, 45
Contexto geológico, 45
Coquinas, 48
Correlação, 34, 35
correlação, 37

D

Diagênese, 48
Discussões, 61

E

Erro, 34
Erro absoluto médio, 34
Erro médio relativo, 35
Erro quadrático médio, 34
Escopo do problema, 21
Esfericidade, 44

F

Formação Morro do Chaves, 47

G

gamma (γ), 44

Geomecânica, 40

I

Introdução, 21

L

Lâminas delgadas, 42

M

Matriz de correlação, 36
Média de Voigt-Reuss-Hill, 117
Medidas acústicas, 56
Metodologia, 53
Microporosidade, 43
Microscopia óptica, 42
Mineralogia, 53, 61
Módulo dinâmico, 64
Módulo estático, 64

O

Objetivos, 22
Organização do Documento, 22

P

Perímetro sobre área (PoA), 44
Permeabilidade, 30
Petrofísica Básica, 53
Petróleo, 40
Porosidade, 29
Propriedades acústicas, 61
Propriedades dinâmicas, 56, 61
Propriedades do espaço poroso, 29, 57
Propriedades elásticas, 27, 65
Propriedades elétricas, 30
Propriedades estáticas, 61
Propriedades estáticas e dinâmicas, 33, 39
Propriedades físicas das rochas e fluidos, 26
Propriedades geomecânicas, 55
Propriedades petrofísicas, 61

R

Resultados, 61

Revisão Conceitual, 24

Rochas carbonáticas, 24

S

Saturação de fluido, 30

significância do coeficiente de correlação, 37

Sistema de física de rochas, 114

T

Tabela R-crítico, 118

Tabela T-Student, 118

Tamanho dominante do poro (*DomSize*), 43

Teste de hipótese, 37

Teste resistência a compressão, 89