

Avaliação do potencial de um arenito português para ser rocha reservatório através da sua caracterização físico-mecânica

Sérgio Yanny Soares Ten Jua

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientadores:

Professor Doutor Gustavo André Paneiro Professora Doutora Maria Amélia Alves Rangel Dionísio

Júri

Presidente: Professor Doutor José Manuel Vaz Velho Barbosa Marques Orientador: Professor Doutor Gustavo André Paneiro Vogal: Professor Doutor Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Novembro de 2021

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

ii

Agradecimentos

Aos meus orientadores Professor Doutor Gustavo André Paneiro e a Professora Doutora Maria Amélia Alves Rangel Dionísio, o meu obrigado pelo apoio prestado, disponibilidade, paciência, orientação científica desde o colhimento dos blocos, sugestões e acompanhamento na execução de ensaios, ou seja, ao longo deste período.

Ao Laboratório de Geomecânica do IST (GeoLab) pela disponibilidade de equipamentos que permitiram a execução dos ensaios, bem como o Senhor Paulo Fernandes pela colaboração e apoio na realização dos ensaios laboratoriais e pela resolução dos problemas técnicos relacionados.

Ao Professor Manuel Francisco Pereira, que prestou uma ajuda destacada pela realização difração de raios X.

À geóloga Ângela Pereira a ajuda durante o estudo da Bacia.

Aos meus colegas de mestrado pela partilha de conhecimentos.

Aos amigos que me apoiaram.

À minha namorada pelo apoio incansável durante esta caminhada.

Aos meus irmãos que direta e indiretamente sempre me motivaram a dar o melhor de mim.

Por último, aos meu pais, o mais profundo agradecimento. Já agradeci e continuarei a agradecer toda a minha vida. Pelo carinho e apoio incondicional, pela motivação, encorajamento e força para superar os obstáculos. Aos meus heróis Eugénio Ten Jua e Maria Soares.

Resumo

O petróleo é um combustível fóssil essencial na sociedade atual. Este produto é uma combinação de hidrocarbonetos que pode se apresentar na forma de petróleo sólido, líquido ou gás. O petróleo pode ser encontrado em reservatórios subterrâneos.

Os reservatórios são rochas sedimentares que permitem o armazenamento e fluxo de hidrocarbonetos. Do ponto de vista comercial, é importante conhecer as características de uma rocha reservatório particularmente as propriedades físicas intrínsecas da rocha como também as propriedades mecânicas.

No presente trabalho são apresentadas as principais características da rocha necessárias para avaliar o seu potencial como rocha reservatório. Os ensaios laboratoriais foram realizados em amostras de arenito provenientes da Praia de Porto Novo (Santa Cruz, Torres Vedras) pertencentes à Formação da Lourinhã.

Em laboratório foram determinados os valores de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta. Adicionalmente, os provetes foram sujeitos aos ensaios de resistência à tração, à compressão uniaxial e triaxial que permitiram determinar propriedades mecânicas. Para complementar a caracterização da rocha foram utilizados: o teste do ácido clorídrico, a difração de raios X e a utilização de um colorímetro. A determinação da porosidade efetiva e da permeabilidade absoluta revela valores médios de 12,21% e 0,15 mD, respetivamente. Através dos ensaios de caracterização mecânica obtiveram-se os seguintes valores: módulo de Young de 4,96 GPa; coeficiente de Poisson de 0,24; coesão de 1,02 MPa; e ângulo de atrito de 46,59°. Com base nos resultados obtidos foi possível relacionar propriedades, e concluiu-se que o arenito estudado tem potencial para ser considerado rocha reservatório *tight*.

Palavras-chave: Rocha Reservatório, Arenito, Propriedades físico-mecânicas, Caracterização Mecânica.

Abstract

Oil is an essential fossil fuel in today's society. This product is a combination of hydrocarbons that can come in the form of liquid oil or gas. Oil can be found in underground reservoirs.

Reservoirs are sedimentary rocks that allow the storage and flow of hydrocarbons. From a commercial point of view, it is important to know the characteristics of a reservoir rock, particularly the physical properties of the rock as well as the mechanical properties.

In the present work are presented the main characteristics of the rock necessary to assess its potential as a reservoir rock. Laboratory tests were carried out on sandstone samples from Praia de Porto Novo (Santa Cruz, Torres Vedras) belonging to the Lourinhã Formation.

The values of effective porosity and absolute permeability were determined in laboratory. Additionally, the plugs were subjected to tests of tensile strength, uniaxial and triaxial compression which allowed the determination of mechanical properties. To complement the characterization of the rock, it was used: the hydrochloric acid test, X-ray diffraction and a colorimeter. The determination of the effective porosity and the absolute permeability reveals mean values of 12.2% and 0.15 mD, respectively. Through the mechanical characterization tests, the following values were obtained: Young's modulus of 4.96 GPa; Poisson's coefficient of 0.24; cohesion of 1.02 MPa; and friction angle of 46.59°. Based on the results obtained, it was possible to relate properties, and it was concluded that the studied sandstone has the potential to be considered a tight reservoir rock.

Keywords: Reservoir Rock, Sandstone, Physical-Mechanical Properties, Mechanical Characterization.

Índice

| Agradecim | nentos | iii |
|-------------|---|--------|
| Resumo | | v |
| Abstract | | vii |
| Índice de l | Figuras | xi |
| Índice de | Tabelas | xiv |
| Índice de A | Acrónimos | . xvii |
| 1. Introd | dução | 1 |
| 1.1. | Motivação | 2 |
| 1.2. | Objectivos | 2 |
| 1.3. | Estrutura do trabalho | 3 |
| 2. Revis | são Bibliográfica | 4 |
| 2.1. | Rocha reservatório | 4 |
| 2.2. | Propriedades físicas das rochas | 4 |
| 2.2.1 | . Porosidade | 4 |
| 2.2.2 | . Permeabilidade | 9 |
| 2.2.3 | . Relação entre porosidade e permeabilidade | 12 |
| 2.3. | Propriedades dos fluidos e da interação rocha-fluido | 13 |
| 2.3.1 | . Pressão Capilar | 13 |
| 2.3.2 | . Molhabilidade | 15 |
| 2.4. | Propriedades mecânicas | 17 |
| 2.4.1 | . Parâmetros de elasticidade | 17 |
| 2.4.2 | . Parâmetros de resistência | 18 |
| 2.4.3 | . Velocidade de propagação das ondas sísmicas | 19 |
| 2.4.4 | . Critério de Rotura de Mohr-Coloumb | 20 |
| 2.4.5 | . Tensão Efetiva e Compressibilidade | 22 |
| 2.5. | Caracterização de rochas reservatório | 24 |
| 2.6. | Trabalhos realizados nas formações portuguesas | 27 |
| 3. Mate | riais e Métodos | 30 |
| 3.1. | Enquadramento geográfico e geológico | 30 |
| 3.2. | Preparação das amostras | 33 |
| 3.2.1 | . Dessalinização | 35 |
| 3.3. | Caracterização minero-química | 36 |
| 3.4. | Caracterização física | 38 |
| 3.4.1 | . Porosidade efetiva | 38 |
| 3.4.2 | . Permeabilidade absoluta | 39 |
| 3.4.3 | . Velocidade de propagação das ondas elásticas P | 41 |
| 3.5. | Caracterização mecânica | 43 |
| 3.5.1 | . Ensaio de determinação da resistência à tração (brasileiro) | 43 |
| 3.5.2 | . Ensaio de determinação da resistência à compressão uniaxial | 44 |

| | 3.5.3 | 3. | Ensaio de resistência à compressão triaxial | 45 |
|----|-------------------|---------------|--|-------------|
| 4. | Res | ultado | os e Discussão | |
| Z | .1. | Des | salinização | |
| Z | .2. | Cara | acterização minero-química | |
| Z | .3. | Cara | acterização física | 54 |
| | 4.3.1 | 1. | Porosidade efectiva | 54 |
| | 4.3.2 | 2. | Permabilidade absoluta | 55 |
| | 4.3.3 | 3. | Relação entre porosidade efectiva e permeabilidade absoluta | |
| | 4.3.4 | 4. | Velocidade de propagação das ondas elásticas P | 57 |
| Z | .4. | Cara | acterização mecânica | 60 |
| | 4.4.1 | 1. | Resistência à tração (brasileiro) | 60 |
| | 4.4.2 | 2. | Resistência à compressão uniaxial | 61 |
| | 4.4.3 | 3. | Resistência à compressão triaxial | 64 |
| 5. | Con | clusã | o e trabalhos futuros | 67 |
| 6. | Bibli | ograf | ia | 69 |
| 7. | Ane | xos | | 77 |
| A | v - Val | ores | de porosidade efetiva nas diferentes amostras | 77 |
| E | 8 - Val proced | ores limen | de velocidade de propagação das ondas elásticas P em diferentes fas to experimental | es do 78 |
| (| C - Cu | rvas - | Tensão Vs Extensão Axial | 80 |
| [|) – De | etermi | inação de outlier - Ensaio de resistência à tração | |

Índice de Figuras

| Figura 1 – Esquema ilustrando a porosidade efetiva (Ganat, 2019)6 |
|---|
| Figura 2 - Porosidade efetiva com diferentes distribuições de cimento na rocha (modificado de |
| Ganat, 2019)6 |
| Figura 3 – Relação entre a porosidade e a profundidade onde se verifica o efeito da compactação |
| em diferentes grãos (Ganat, 2019)7 |
| Figura 4 – Curva de permeabilidade relativa em função da variação da saturação de duas fases |
| fluidas (água e óleo) num meio poroso onde kr representa permeabilidade relativa, ke representa |
| permeabilidade efetiva, Sw representa saturação (Archer et al., 1986)10 |
| Figura 5 - Relação entre a porosidade e da permeabilidade de uma rocha onde a) representa |
| uma rocha com porosidade reduzida e não permeável; b) representa uma rocha com porosidade |
| não conectada e não permeável; e c) representa uma rocha com porosidade conectada e |
| permeável (Ganat, 2019) |
| Figura 6 – Curva de pressão capilar durante os processos de embebição e drenagem onde: Pc |
| representa a pressão capilar; Sw representa a saturação da água; Sor representa a saturação |
| do óleo; e Swc representa a saturação da água conata (ou irredutível) (Dake, 1978) 14 |
| Figura 7 - Ângulos de contacto entre um fluido e a superfície de uma rocha (adaptado de |
| Moghadam et al., 2019) |
| Figura 8 - Representação do critério de rotura de Mohr-Coulomb onde: c representa a coesão; |
| $\sigma 3$ representa a tensão principal mínima, $\sigma 1$ representa a tensão principal máxima; ϕ representa |
| |
| o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado |
| o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; <i>σ</i> representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |
| o ângulo de atrito interno; <i>τ</i> representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012) |

Figura 18 – Equipamento Pressure Test utilizado para injetar água a uma determinada pressão. Figura 19 - Bomba hidráulica para injetar pressão de confinamento na célula Hoek durante o ensaio de determinação de permeabilidade absoluta......40 Figura 20 – Material utilizado durante o ensaio da permeabilidade a carga constante: equipamento Pressure Test, bureta, célula Hoek e bomba hidráulica que fornece a pressão de Figura 21 – Transdutores troncocónicos e o equipamento Ultrasonic Tester Steinkamp utilizados nos ensaios de determinação da velocidade de propagação das ondas elásticas P......41 Figura 22 – Pontos de medida do tempo de propagação das ondas P considerando a geometria Figura 23 - Amostra colocada na prensa durante o ensaio de resistência à tração (método brasileiro)......43 Figura 24 – Amostra AP_N Br antes (a)) e após (b)) o ensaio de resistência à tração...... 44 Figura 25 – Amostra AP_N RCU com extensómetros colocados na vertical e na horizontal onde a) representa a amostra antes do ensaio; e b) representa a amostra após realização do ensaio de compressão uniaxial......45 Figura 26 – Célula Hoek e prensa utilizadas durante o ensaio de resistência à compressão Figura 27 – Amostra AP N CT antes (a)) e após (b)) o ensaio de resistência à compressão Figura 28 – Esquematização da distribuição dos provetes para o procedimento experimental adotado e identificação dos ensaios realizados......47 Figura 29 – Valores de condutividade eléctrica durante o processo de dessalinização. a) Condutividade nas primeiras 71 horas; b) Condutividade entre 71h e 158h; c) Condutividade entre Figura 31 - Fragmentos de amostras observados ao estereomicroscópico onde é possível identificar alguns dos minerais constituintes da rocha: moscovite, quartzo e feldspato......50 Figura 32 – Grupos de amostras utilizados durante a análise colorimétrica onde a) representa a amostra com tonalidade mais acinzentada; e b) representa a amostra com tonalidade mais Figura 33 - Relação entre croma e luminosidade nas amostras estudadas onde os pontos cinzentos representam o grupo de amostras mais acinzentadas e os pontos amarelos representam o grupo de amostras mais amareladas......51 Figura 34 – Relação entre a componente cromática CIELAB a* (verde-vermelho) e b* (amareloazul) para as amostras estudadas, onde os pontos cinzentos representam o grupo de amostras mais acinzentadas e os pontos amarelos representam o grupo de amostras mais amareladas. Figura 35 – Espetro de DRX da amostra......52

| Figura 36 – (a) Fragmentos de amostras para ataque químico com HCl; (b) Durante o ensaio de |
|--|
| ataque químico com ácido clorídrico53 |
| Figura 37 – Relação entre porosidade efetiva e permeabilidade absoluta nas amostras AP_N CT. |
| |
| Figura 38 - Relação entre a porosidade efetiva e as velocidades de propagação das ondas |
| elásticas P de amostra onde a velocidade de propagação das ondas elásticas P foi medida |
| perpendicular e paralelamente á estratificação60 |
| Figura 39 – Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N |
| RCU 1 |
| Figura 40 – Relação entre porosidade efetiva e resistência à compressão uniaxial medidas nas |
| amostras AP_N RCU que apresenta uma correlação com R ² = 0,9396 |
| Figura 41 - Relação entre velocidade de propagação das ondas elásticas P e resistência à |
| compressão uniaxial medidas nas amostras AP_N RCU que apresenta uma correlação com |
| |
| R ² =0,8640 |

Índice de Tabelas

| Tabela 1 – Classificação da molhabilidade segundo Anderson (1986)16 |
|---|
| Tabela 2 – Valores típicos de constantes elásticas das rochas (adaptado de Vallejo et al. (2002)). 17 |
| Tabela 3 – Valores típicos da resistência à compressão uniaxial de rochas baseada na descrição |
| macroscopica da rocha (Barton, 1978) |
| Tabela 4 – Valores típicos de resistencia a compressao uniaxial e resistencia a tração para |
| diferentes tipos de rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002) |
| Tabela 5 – Valores típicos de velocidade de propagação das ondas elásticas P em diferentes |
| rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002) |
| Tabela 6 – Valores típicos de coesão e ângulo de atrito em diferentes rochas (adaptado de Vallejo |
| et al., 2002) |
| Tabela 7 – Classificação de rocha reservatório de acordo com a porosidade efetiva (SY/T 6285, 2011) |
| Tobolo 9 Classificação do recho reconvetório do coordo com o normachilidade absoluto |
| Tabela 8 – Classificação de focha reservatorio de acordo com a permeabilidade absoluta |
| (Koesoemadinata, 1980) |
| Tabela 9 – Classificação de rocha reservatorio de acordo com a permeabilidade absoluta e |
| porosidade efetiva (Khanin, 1965) |
| Tabela 10 – Valores típicos de porosidade absoluta, permeabilidade medida perpendicularmente |
| e paralelamente para rochas reservatório de gás (adaptado de Enab et al., 2014)26 |
| Tabela 11 – Denominação, dimensões e número de provetes preparados para os ensaios fiísico- mecânicos. |
| Tabela 12 – Valores de percentagem de fração carbonatada obtidos através do ataque químico |
| com HCI |
| Tabela 13 – Valores obtidos de porosidade efetiva das amostras estudadas 54 |
| Tabela 14 – Valores obtidos de permeabilidade absoluta das amostras estudadas 55 |
| Tabela 15 - Velocidades médias de propagação das ondas elásticas P e desvio padrão nos |
| rupos de amostras AP, N PCLL e AP, N CT secas com sal e secas sem sal |
| Tabela 16 Velocidado média do propagação das ordas elécticas P o desvio padrão pos grupos |
| de amostros AD N DCL o AD N CT acces o acturados |
| Tebela 17 Valence abtidad de registância à tração nos empetares estudados |
| Tabela 17 – Valores oblidos de resistência a tração has amostras estudadas |
| Tabela 18- Valores obtidos de resistencia a compressão uniaxial para as amostras estudadas. |
| |
| Tabela 19- valores obtidos de modulo de elasticidade e coeficiente de Poisson nas amostras |
| |
| Tabela 20 - valores obtidos no ensaio de resistencia a compressao triaxial com tensão de |
| continamento de 2 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação. |
| |

| Tabela 21 - Valores obtidos no ensaio de resistência à compressão triaxial com tensão de |
|--|
| confinamento de 4 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação. |
| |
| Tabela 22 - Valores obtidos no ensaio de resistência à compressão triaxial com tensão de |
| confinamento de 6 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação. |
| |

Índice de Acrónimos

Abreviaturas

- A Área transversal;
- Q Caudal;
- Δx Variação de comprimento;
- μ Viscosidade do fluido;
- ΔP Gradiente de pressão;
- K Permeabilidade;
- ϕ Porosidade;
- ho_o Massa específica do fluído;
- V Volume;
- v_P Velocidade de propagação da onda elástica P;
- d Distancia percorrida pela onda;
- t Tempo;
- σt-Resistência a tração;
- D Diâmetro;
- P Pressão até a falha;
- T Espessura;
- p Pressão;
- m_s Massa do provete saturado;
- m_d Massa do provete seco;
- Vt Volume total do provete;
- m_h Massa do provete imerso;
- v Coeficiente de Poisson;
- σn-Tensão normal;
- or Resistência à compressão uniaxial;
- σ1- Tensão principal máxima;
- σ₃ Tensão principal mínima;
- τ Tensão de corte;
- E Módulo de elasticidade ou módulo de Young;
- cp Centipoise;
- Pc-pressão de confinamento;
- L* Coordenada cromática CIELAB Luminosidade;

C* – Croma;

- a* Coordenada cromática CIELAB Verde-vermelho;
- b* Coordenada cromática CIELAB Amarelo-azul;
- Cf Compressibilidade efetiva;
- V_b Volume total da rocha;
- Vg Volume ocupado pela matéria sólida;
- V_p Volume total dos poros;
- φ_a Porosidade total;
- Vr Volume de referência;
- Pr Pressão de referência;
- V_{sin} Volume de entrada;
- Vout Volume de saída;
- dP/dI Gradiente de pressão;
- ko Permeabilidade efetiva do óleo;
- kro Permeabilidade relativa do óleo;
- kw Permeabilidade efetiva da água;
- krw Permeabilidade relativa da água;
- kg Permeabilidade efetiva do gás;
- krg Permeabilidade relativa do gás;
- k_v/k_h Coeficiente de anisotropia da permeabilidade;
- S Saturação;
- Vf Volume do fluído;
- Pc Pressão capilar;
- Po Pressão de óleo;
- Pw Pressão da água;
- r Raio;
- θ Ângulo de contacto;
- C-Coesão;
- σ' tensão efetiva;
- Pp Pressão dos poros;
- α coeficiente de Biot;
- Cs Compressibilidade da matéria sólida;
- Cmp Compressibilidade da matriz porosa;

1. Introdução

O petróleo foi descoberto por volta do século III a.C no Iraque tendo sido o asfalto utilizado para assentamento de tijolo e os betumes na calafetação das embarcações. No caso dos egípcios, este era utilizado nas pavimentações de estradas e na construção de pirâmides, enquanto os gregos e os romanos utilizavam para fins bélicos (Thomas et al., 2004).

Ao longo dos anos, o petróleo tem sido um importante produto no desenvolvimento económico mundial. A partir do petróleo é possível gerar outros produtos tais como: gasolina, solventes, lubrificantes, fertilizantes, entre outros. Os produtos como a gasolina ou gasóleo têm um papel fundamental na área de combustíveis de transporte, pois é difícil encontrar alternativas com custo e desempenho semelhantes (Vassiliou, 2018).

O petróleo é uma mistura complexa de diferentes substâncias entre as quais se destacam os hidrocarbonetos, os compostos nitrogenados, oxigenados e sulfurados que se podem apresentar nos estados sólido, líquido ou gasoso. Segundo o Decreto-Lei n.º 109/94, de 26 de abril, petróleo é: "toda a concentração ou mistura natural de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, incluindo todas as substâncias de qualquer outra natureza que, com eles, se encontrem em combinação, suspensão ou mistura, com exclusão dos hidrocarbonetos sólidos naturais e todas as concentrações cuja exploração só possa ser feita através da extração das próprias rochas", estando, portanto, incluída na definição, o gás natural.

Portanto, esses hidrocarbonetos podem se apresentar no estado sólido, como o asfalto que é usado para pavimentar estradas; líquidos, como o petróleo líquido convencional, e no estado gasoso, como no caso do gás natural (Fagan, 1991). O petróleo é gerado nas bacias sedimentares a partir de matéria orgânica acumulada, juntamente com sedimentos inorgânicos, em ambientes deficitários em oxigénio. A matéria orgânica sofre modificações como resultado de reações químicas e da ação de bactérias, resultando na geração de algum gás biogénico e na transformação da restante matéria orgânica em querogénio, um material rico em hidrocarbonetos sólidos muito pesados. As rochas ricas em querogénio, designam-se por rochas-mãe ou rochas geradoras, porque é nelas que ocorrerá a formação do petróleo. A bacia sedimentar, em que se deu a acumulação da matéria orgânica, é, gradualmente, sujeita a temperaturas e pressões mais elevadas, decorrente do próprio processo de subsidência e ocorre a transformação do querogénio, por decomposição e partição das suas moléculas em hidrocarbonetos mais simples, como o petróleo e o gás natural, em função do tipo de querogénio envolvido e do tempo decorrido (Tissot et al., 1984). Ao transformar o querogénio em petróleo, o aumento de volume tende a expulsar os hidrocarbonetos recém-criados da rocha geradora, provocando a expulsão ou migração primária do petróleo que, eventualmente, poderá levar a um local propício à sua acumulação ou, a migrar até à superfície terrestre.

As rochas reservatório são tipicamente arenitos e carbonatos (calcários e dolomites) com características que permitem o armazenamento e fluxo de grandes quantidades de fluídos,

nomeadamente porosidade e permeabilidade. Para além da rocha-mãe e da rocha reservatório, a rocha selante é fundamental para existir a acumulação de petróleo. A rocha selante constitui uma barreira impermeabilizante impossibilitando a migração dos hidrocarbonetos, formando assim acumulações do mesmo, que se denominam por armadilhas (Ganat, 2019). Um sistema petrolífero natural é assim formado pela rocha-mãe, pela rocha reservatório e pela rocha selante.

O estudo geológico das bacias é essencial para poder determinar se existem condições necessárias à formação de acumulações de hidrocarbonetos, com dimensão e localização que permitam a sua exploração de forma económica. No caso da rocha reservatório, a porosidade e a permeabilidade são importantes características pois a formação rochosa deverá ter a capacidade de armazenar hidrocarbonetos e possibilitar a transmissão de fluídos. As propriedades e parâmetros mecânicos de uma rocha (resistências à compressão e tração, módulo de Young, coeficiente de Poisson, coesão e ângulo de atrito) são de elevada importância no que respeita à previsão da rotura e na estabilidade do poço. O principal âmbito deste trabalho é avaliar o potencial de uma rocha como rocha reservatório considerando as propriedades determinadas por ensaios laboratoriais em amostras rochosas.

1.1. Motivação

O presente trabalho foi realizado no âmbito da dissertação do Mestrado em Engenharia de Petróleos. Em Portugal, foram realizados alguns estudos no âmbito da classificação de formações rochosas como rochas reservatório de hidrocarbonetos (e.g. Rodrigues et al., 2017; Ferreira, 2016; Custódio, 2018). No entanto, estes estudos apresentam um carácter qualitativo, sendo apenas quantificadas a porosidade e a permeabilidade da formação rochosa. Perante o exposto, considera-se uma mais valia a realização de uma caracterização física e mecânica da formação escolhida, de forma a complementar a caracterização de uma rocha reservatório. No âmbito da determinação das propriedades de uma rocha, nomeadamente a permeabilidade, os trabalhos prévios utilizaram metodologias diferentes da metodologia adotada no presente trabalho. Este trabalho torna-se assim um estudo sobre um arenito português onde é avaliado o seu potencial como rocha reservatório e adicionalmente é realizada uma caracterização físico-mecânica.

1.2. Objectivos

Este trabalho tem como principal objetivo avaliar o potencial de um arenito português como rocha reservatório através da caracterização de algumas propriedades relacionadas com o escoamento de fluídos (permeabilidade e porosidade), bem como determinar as respetivas propriedades físicas e mecânicas. Para analisar o potencial de uma rocha reservatório é fundamental conhecer os parâmetros mais importantes para a caracterização de materiais

rochosos associados a rochas reservatórios. Neste sentido, definiram-se os seguintes objetivos específicos:

- caracterizar os parâmetros relacionados com o escoamento de fluídos (porosidade efetiva e permeabilidade absoluta);
- determinar a velocidade de propagação das ondas sísmicas sob diferentes estados e saturação;
- caracterizar os parâmetros mecânicos (resistência à tração, resistência à compressão uniaxial e triaxial, módulo de Young, coeficiente de Poisson, ângulo de atrito e coesão).

1.3. Estrutura do trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco principais capítulos. No capítulo 1, é apresentado o contexto em que foi realizado o trabalho, bem como, a descrição dos objetivos e uma breve introdução aos conceitos de sistema petrolífero e caracterização dos reservatórios petrolíferos.

No capítulo seguinte (2. Revisão Bibliográfica), são descritos os principais conceitos para a caracterização de uma rocha reservatório, nomeadamente: (i) as propriedades físicas intrínsecas da rocha; (ii) propriedades dos fluidos e da interação rocha fluido; e (iii) as propriedades mecânicas da rocha. Neste capítulo, é ainda apresentado num subcapítulo, um levantamento bibliográfico do trabalho que tem vindo a ser realizado no âmbito da caracterização de rochas reservatório. Adicionalmente são apresentados os trabalhos realizados em formações rochosas portuguesas sobre o seu potencial enquanto rochas-reservatório.

O capítulo 3 (Materiais e Métodos) descreve a metodologia experimental que foi adotada, descrição do material geológico e os ensaios laboratoriais efectuados. Neste capítulo é também apresentado um enquadramento geográfico e geológico da região da qual provêm as amostras.

No capítulo 4 (Resultados e Discussão) são apresentados os resultados obtidos nos ensaios realizados e faz-se a sua análise e discussão.

O capítulo 5 (Conclusão e trabalhos futuros) apresenta as principais conclusões do estudo desenvolvido e são igualmente feitas sugestões para trabalhos futuros a serem desenvolvidos sobre este tema.

2. Revisão Bibliográfica

No presente capítulo são apresentados os principais conceitos das propriedades físicas relacionadas com a dinâmica de fluidos e as propriedades mecânicas de uma rocha reservatório. No fim deste capítulo, são apresentados trabalhos realizados no âmbito da caracterização de rochas reservatório. São ainda apresentados trabalhos realizados em formações rochosas portuguesas sobre o potencial enquanto rochas-reservatório.

2.1. Rocha reservatório

Uma rocha reservatório é uma rocha que apresenta valores de porosidade e permeabilidade suficientes para permitir o armazenamento e fluxo de hidrocarbonetos (Magoon, 2004) (Lapedes, 1978). Aproximadamente 60% dos hidrocarbonetos ocorrem em rochas reservatório de natureza clástica e 40% em rochas carbonatadas (Ganat, 2019). A acumulação de hidrocarbonetos pode ocorrer em diferentes estados (líquido, sólido, gasoso ou em combinações de gás, líquido e sólido) e ocupa os espaços vazios da rocha, também designados de poros (Ahmed, 2009). A capacidade que a rocha tem de armazenar e fluir os fluxos pode ser estimada através da forma e do tamanho dos poros interconectados. Portanto as propriedades físicas da rocha podem depender bastante da sua composição e textura (Ganat, 2019). Conhecidas as propriedades físicas das rochas reservatório, é possível estimar a reserva de hidrocarbonetos e determinar a melhor produção economicamente viável nas condições existentes (Ganat, 2019).

Nos sub-capítulos seguintes apresenta-se os conceitos relacionados com as características das rochas reservatórios, os métodos mais comuns de avaliação de cada propriedade/parâmetro (2.2), assim como as propriedades dos fluidos e da interação rocha-fluido (2.3).

2.2. Propriedades físicas das rochas

Numa rocha reservatório com interesse comercial existem duas propriedades com grande relevância: a porosidade e a permeabilidade. Estas duas características garantem a capacidade de armazenamento e fluxo de fluídos, respetivamente. O conhecimento das propriedades físicas intrínsecas da rocha e da interação existente entre o sistema de hidrocarbonetos e a formação é fundamental para avaliar o desempenho de um determinado reservatório. As propriedades da rocha são determinadas pela realização de ensaios laboratoriais em amostras do reservatório a ser avaliado (Ahmed, 2001).

2.2.1. Porosidade

A porosidade é a medida dos espaços vazios da rocha, ou seja, é a propriedade que relaciona o volume de espaços vazios e o volume total de uma rocha sendo habitualmente representado por

 ϕ (Ganat, 2019). Considerando que o volume total da rocha pode ser determinado pela soma do volume do espaço poroso e o volume ocupado pela fase sólida, a expressão seguinte permite determinar a porosidade (ϕ) com base nas sugestões da ISRM - *Part 1: Suggested methods for determining water content, porosity, density, absorption and related properties* (1977):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_g} \tag{Eq. 1}$$

Onde:

- ϕ representa a porosidade;
- V_b representa o volume total da rocha;
- V_a representa o volume ocupado pela fase sólida;
- V_p representa o volume dos poros.

No momento da deposição e quando as rochas foram sendo formadas, alguns espaços vazios que se desenvolveram ficaram isolados devido à cimentação excessiva. Por essa razão, muitos espaços vazios estão interconectados enquanto outros espaços vazios estão isolados. Este fenómeno permite definir dois tipos de porosidade: porosidade total e porosidade efetiva (Ahmed, 2001).

A porosidade total (ϕ_a) define a relação entre o espaço total dos poros e o volume total da rocha, não considerando se os espaços vazios estão ou não interconectados. A porosidade total é expressa através da seguinte equação:

$$\phi_a = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$$
(Eq. 2)

Em engenharia de reservatórios é importante distinguir os poros que estão interligados e os poros isolados. No caso dos arenitos, geralmente, o volume dos poros isolados é considerado insignificante (McPhee et al., 2015). Segundo Bear (1988), apenas os poros que estão interconectados são de interesse pois corresponde à fração do volume total da fase não sólida da rocha que permite o escoamento dos fluidos. Deste interesse pelos poros interconectados surge o conceito de porosidade efetiva (também conhecida como porosidade aberta no contexto da Mecânica das Rochas), que é definida pela razão entre o volume de poros interconectado e o volume total do meio poroso. A Figura 1 pretende ilustrar a porosidade efetiva.



Figura 1 – Esquema ilustrando a porosidade efetiva (Ganat, 2019).

Existem fatores que afetam a porosidade efetiva de uma rocha reservatório, incluindo o tamanho do grão, formato do grão, cimentação e compactação.

Se os grãos menores estiverem misturados entre os grãos maiores de uma rocha, a porosidade efetiva é reduzida pois os grãos menores ocuparão os espaços vazios entre eles. Geralmente, quando os grãos são quase esféricos, resulta em reservatórios com elevada porosidade, pois existem grandes espaços vazios entre os grãos (Tissot et al., 1984).

De acordo com Tiab et al. (1996), os arenitos altamente cimentados apresentam porosidades baixas. A porosidade efetiva pode ser influenciada pela presença de cimento e/ou minerais no espaço poroso das rochas reservatório. A Figura 2 pretende representar os vários tipos de distribuição de cimento numa rocha. Em (a), a rocha não apresenta qualquer tipo de cimento sendo apenas constituída por quartzo. Em (b), o cimento deposita-se em camadas finas criando uma barreira entre os grãos reduzindo a porosidade. Em (c), o cimento apresenta um tamanho similar ao tamanho dos grãos de quartzo não afetando significativamente o valor da porosidade. Por sua vez, em (d) o cimento cria um revestimento nos grãos de quartzo preenchendo os espaços dos poros, reduzindo assim a porosidade.



Figura 2 – Porosidade efetiva com diferentes distribuições de cimento na rocha (modificado de Ganat, 2019).

Krumbein et al. (1951) analisaram a influência da compactação na porosidade. A compactação é definida como sendo a redução de volume devido à pressão efetiva provocada por sedimentos de sobrecarga, drenagem de fluidos de poros e empacotamento de grãos. Concluíram que a porosidade diminui com o aumento da compactação e com a profundidade. Na Figura 3 está representada a relação entre a porosidade e a profundidade. Quanto maior a profundidade, maior é a compactação, o que resulta numa organização dos grãos. Ao se orientarem, os grãos irão ocupar os espaços vazios, reduzindo a porosidade.



Figura 3 – Relação entre a porosidade e a profundidade onde se verifica o efeito da compactação em diferentes grãos (Ganat, 2019).

Do ponto de vista geológico, a porosidade pode ser classificada de acordo com o tempo de formação como sendo primária ou secundária. A porosidade primária ou intergranular é originada no momento em que o sedimento é depositado sendo os poros constituídos principalmente pelos espaços entre os grãos individuais do sedimento. Este tipo de porosidade depende assim da uniformidade do tamanho dos grãos bem como o modo como os poros se ordenam. Posto isto, quanto melhor calibrados estiverem os grãos, melhor será a porosidade primária. A porosidade secundária é desenvolvida por processos geológicos após a deposição da rocha (Amyx, 1960).

Segundo Archer (1986), a porosidade total de rochas reservatórios representa entre 5% a 30% do volume total da rocha, sendo que apenas rochas que apresentem valores acima de 10% têm interesse comercial.

A determinação da porosidade pode ser realizada essencialmente através de dois procedimentos: medidas de laboratório em amostras de rocha e técnicas de *well logging*. As técnicas de *well loging* consistem em ensaios realizados *in situ*. Geralmente a porosidade é determinada através de ensaios laboratoriais. (Dandekar, 2013)

De acordo com a equação 1, o volume total da rocha (V_b), o volume dos poros (V_p) e o volume ocupado pela fase sólida (V_g) são necessários para determinar a porosidade. Para determinar o volume dos grãos é geralmente utilizado um picnómetro de hélio. Neste procedimento são utilizados os valores de volume de referência (V_r) pressão de referência (P_r) e é também utilizado um copo matriz com volume V_s. O gás é libertado através de válvulas onde o volume de referência é expandido até a uma pressão expandida final (P_x). Através destes valores, o volume do grão é determinado pela seguinte equação (McPhee et al., 2015):

$$V_g = \frac{P_x(V_r + V_s) - P_r V_r}{P_x}$$
(Eq. 3)

Segundo McPhee et al. (2015), o método do picnómetro de hélio é também utilizado para determinar o volume dos poros. Sendo que considera os mesmos valores da equação anterior e os volumes de referência de entrada (Vsin) e saída (Vsout). A equação 4 (*Eq. 4*) determina o volume dos poros:

$$V_{p} = \frac{P_{r}V_{r} - P_{x}(V_{r} + V_{s_{in}} + V_{s_{out}})}{P_{x}}$$
(Eq. 4)

Através do método de vácuo, é possível determinar a porosidade efetiva. Este método permite a obtenção da massa do provete imerso em água (m_h) e a massa do provete saturado (m_s). Com estes dois valores e a massa do provete seco, é possível obter o valor da porosidade efetiva (ϕ) através da seguinte expressão (ISRM - *Part 1: Suggested methods for determining water content, porosity, density, absorption and related properties* (1977)).

$$\boldsymbol{\phi} = \frac{\boldsymbol{m}_s - \boldsymbol{m}_d}{\boldsymbol{m}_s - \boldsymbol{m}_h} \ \boldsymbol{x} \ \mathbf{100} \tag{Eq. 5}$$

Em laboratório, a porosidade efetiva pode ser determinada de forma indireta através do ensaio de saturação seguindo o procedimento da norma EN 13755-2008. O ensaio consiste em saturar o provete num fluído com uma determinada densidade (ρ_0) e considerando a massa do provete

saturado (m_s) e a massa do provete seco (m_d) é possível obter o valor da porosidade efetiva (ϕ) através da seguinte expressão:

$$\boldsymbol{\phi} = \frac{\frac{\boldsymbol{m}_s - \boldsymbol{m}_d}{\boldsymbol{\rho}_o}}{V_t} \boldsymbol{x} \, \mathbf{100} \tag{Eq. 6}$$

Onde:

 ϕ representa a porosidade efetiva [%];

 m_s representa a massa do provete saturado [g];

 m_d representa a massa do provete seco [g];

 ρ_0 representa a massa específica do fluído [g/cm³];

 V_t representa o volume total do provete [cm³].

2.2.2. Permeabilidade

Para além da porosidade, uma das propriedades fundamentais que uma rocha reservatório deverá apresentar é a capacidade de permitir a circulação de fluídos através dos seus poros interconectados. Esta capacidade de circulação de fluídos é determinada pela permeabilidade. Esta propriedade pode ser definida através da aplicação da lei de Darcy (1856). Esta lei define que o caudal num meio poroso é diretamente proporcional à permeabilidade, a área transversal da amostra e ao gradiente de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade do fluído.

A equação seguinte representa a lei de Darcy:

$$Q = K \cdot \frac{A}{\mu} \cdot \frac{dp}{dl}$$
(Eq. 7)

Onde:

Q representa o volume de fluido que passa através da amostra na unidade do tempo $[m^3/s];$

K representa a permeabilidade absoluta [mD];

A representa a área transversal da amostra [m²];

 μ representa a viscosidade do fluído [Pa.s];

 $\frac{dp}{dl}$ representa o gradiente de pressão ao longo da linha de escoamento [Pa].

A permeabilidade pode ser classificada como: absoluta, efetiva e relativa. A permeabilidade absoluta é a capacidade de estabelecer um fluxo de fluidos onde ocorre a saturação de um único fluido dos poros interconectados (Ahmed, 2001). Por outro lado, a permeabilidade efetiva é a capacidade de se estabelecer um fluxo de fluidos quando a saturação dos poros é feita por dois

ou mais fluidos (Satter et al., 2016) (Monicard, 1980). A permeabilidade relativa é a capacidade de um fluido isolado fluir na presença de duas ou mais fases fluidas na rocha. Adaptando a lei de Darcy, este tipo de permeabilidade é dado pela razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta da rocha através das seguintes fórmulas:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}; \ K_{rw} = \frac{K_w}{K}; \ K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$
 (Eq. 8)

Onde:

K representa a permeabilidade absoluta; K_{ro} representa a permeabilidade relativa a óleo; K_o representa a permeabilidade efetiva a óleo [mD]; K_{rw} representa a permeabilidade relativa a água; K_w representa a permeabilidade efetiva a água [mD]; K_{rg} representa a permeabilidade relativa a gás; K_a representa a permeabilidade efetiva a gás [mD];

A permeabilidade pode ainda ser medida paralela ou perpendicularmente à estratificação da amostra rochosa. Segundo Clark (1969), a permeabilidade medida paralelamente à estratificação é geralmente maior do que a permeabilidade medida perpendicularmente. Na Figura 4 estão apresentadas as curvas de permeabilidade relativa que representam a relação entre a saturação e a variação das permeabilidades relativas das diferentes fases. A curva de permeabilidade é obtida através de ensaios em regime não-estacionário (o qual será definido mais à frente). A permeabilidade relativa de uma fase tem tendência para diminuir com o aumento da saturação da outra fase (Archer et al., 1986). Quando estão presentes dois ou mais fluidos, a permeabilidade relativa não atinge o valor de 1.



Figura 4 – Curva de permeabilidade relativa em função da variação da saturação de duas fases fluidas (água e óleo) num meio poroso onde kr representa permeabilidade relativa, ke representa permeabilidade efetiva, Sw representa saturação (Archer et al., 1986).

No entanto, num caso real a saturação da água não é distribuída de maneira uniforme devido às forças gravíticas e capilares (Honarpour, 1988). A saturação de um fluido define o volume relativo de um fluido num meio poroso. A saturação de um dado fluido é dada pela seguinte equação (Ganat, 2019):

$$S = \frac{V_f}{V_p} \tag{Eq. 9}$$

Onde:

S representa a saturação;

Vf representa o volume do fluido;

V_p representa o volume total dos poros.

Ao contrário da fase líquida, o gás não adere às paredes dos poros. Desta forma, o deslizamento de gás ao longo das paredes dos poros origina uma dependência aparente da permeabilidade em função da pressão. Este fenómeno é conhecido como efeito de Klinkenberg, sendo bastante importante especialmente em casos de rochas com baixa permeabilidade (Klinkenberg, 1941). O efeito de Klinkenberg provoca uma vazão maior e consequentemente aumenta a permeabilidade em regiões de baixa pressão, ou seja, quanto maior for a pressão do gás, menor será o efeito de Klinkenberg (Soprana et al., 2015).

Forchheimer (1901) correlacionou os dados para o fluxo de alta velocidade através de meios porosos, e descobriu que a relação entre o gradiente de pressão e a velocidade do fluido não era mais linear, conforme descrito pelo fluxo linear de Darcy. Esta correlação é dada pela equação:

$$-\frac{dP}{dL_{non-Darcy}} = \frac{\mu\nu}{k} + \beta\rho\nu^2$$
(Eq. 10)

Onde:

- β representa coeficiente de resistência inercial de Forchheimer [pés ⁻¹];
- ρ representa densidade do gás, [g/cm³];
- v representa velocidade do gás, [cm/s];
- P representa pressão, [psia];

L representa comprimento [cm];

 μ representa a viscosidade [cp];

k representa a permeabilidade [Darcy].

A permeabilidade pode ser obtida através do método não-estacionário (*unsteady-state*) ou do método estacionário (*steady-state*). Os ensaios da permeabilidade em estado não-estacionário consistem na simulação da injecção de um fluido imiscível (gás ou água) na amostra. A

determinação da permeabilidade relativa baseia-se na observação do volume deslocado, caudal de saída e diferencial de pressão (Richardson et al., 1952).

O método estacionário consiste em estimar a permeabilidade relativa, e uma vez que o estado estacionário é alcançado, é possível utilizar a lei de Darcy para determinar a permeabilidade efetiva para cada fase numa determinada saturação. Durante o procedimento experimental são injetados dois fluidos numa amostra a pressões constantes. Do ensaio experimental resulta uma curva de permeabilidade relativa. Apesar de ser um método altamente confiável, o estado de saturação pode demorar horas ou dias até ser atingido (McPhee et al., 2015). No método não-estacionário, apenas um fluido é injetado na amostra, sendo que o estado de saturação não é alcançado durante o ensaio laboratorial. O ensaio consiste em deslocar o fluido com recurso a um fluido de condução a uma pressão constante. Com base no escoamento é determinada a permeabilidade relativa (McPhee et al., 2015). A permeabilidade medida em amostras rochosas pode ser influenciada durante o procedimento de preparação das amostras. A presença de argilas na amostra pode reduzir o valor de permeabilidade (Ahmed, 2001).

2.2.3. Relação entre porosidade e permeabilidade

Como referido anteriormente, a permeabilidade depende dos espaços porosos de uma rocha. No entanto não existe uma relação linear entre a permeabilidade e a porosidade (Ma et al., 1996). Todavia esta relação não seja linear, no caso dos arenitos é possível concluir que o valor da permeabilidade aumenta com a porosidade (Schön, 2011). Esta conclusão não se pode aplicar a todo o tipo de rochas. Uma baixa porosidade implica uma baixa permeabilidade pois não existe espaço para os fluidos, no entanto uma rocha com alta porosidade não significa necessariamente possuir uma alta permeabilidade. Apesar dos seus espaços porosos, as rochas poderão conter outros sedimentos (como por exemplo, frações argilosas) e fluidos que dificultam o escoamento (Karmann, 2000). A Figura 5 procura mostrar a relação entre a porosidade e a permeabilidade.



Figura 5 – Relação entre a porosidade e da permeabilidade de uma rocha onde a) representa uma rocha com porosidade reduzida e não permeável; b) representa uma rocha com porosidade não conectada e não permeável; e c) representa uma rocha com porosidade conectada e permeável (Ganat, 2019).

Xiong et al. (2017) estudou a influência da compactação no mecanismo de variação das propriedades petrofísicas e da permeabilidade num arenito. Para analisar as características microestruturais da rocha, foram realizados ensaios experimentais de compressão triaxiais, injeção de mercúrio, entre outros. Para determinar a permeabilidade, foram realizados ensaios onde foi mantida uma taxa de fluxo constante alterando a pressão do fluido nos poros (pressão de poro). Através dos ensaios realizados concluiu-se que com o aumento da compactação, diminui a porosidade, permeabilidade e a distribuição da dimensão dos poros do arenito.

Estas variações nos valores da porosidade e permeabilidade influencia a capacidade de fluxo e por sua vez, a produtividade de óleo. Ensaios realizados por Han et al. (2015) com arenitos determinaram que também a presença de frações argilosas influência estas características.

2.3. Propriedades dos fluidos e da interação rocha-fluido

2.3.1. Pressão Capilar

Como referido anteriormente, para uma rocha reservatório é fundamental que esta possua a capacidade de reter fluidos. Esta capacidade depende de várias propriedades sendo importante a definição das tensões superficiais e interfaciais bem como a molhabilidade, permeabilidade relativa e pressão capilar (McPhee et al., 2015).

Quando existem dois fluidos imiscíveis numa rocha reservatório, e devido ás suas tensões superficiais e interfaciais são geradas forças capilares. Geralmente, são definidas duas fases: fase molhável e fase não-molhável. Hassker (2013) definiu que a pressão capilar é a diferença de pressão entre dois fluidos imiscíveis num tubo capilar. Em engenharia de reservatórios no âmbito de um sistema óleo-água, é encontrada uma tensão interfacial entre os fluidos.

O valor da pressão capilar pode ser obtido através da seguinte equação (Dimri et al., 2012):

$$\boldsymbol{P_c} = \boldsymbol{P_o} - \boldsymbol{P_w} \tag{Eq. 11}$$

Onde:

P_c representa a pressão capilar; P_o representa a pressão do óleo; P_w representa a pressão da água.

Segundo Amyx et al. (1960), a pressão capilar deve estar em equilíbrio com as forças gravitacionais caso os fluidos estejam em equilíbrio e não fluindo. A nível das forças de superfície, a pressão capilar é obtida através da seguinte expressão:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$
(Eq. 12)

Onde:

σ representa a tensão superficial;

r representa o raio efetivo da interface;

O representa o ângulo de contacto.

Através da equação de Laplace e considerando os dois principais raios de curvatura da interface (R₁ e R₂), a pressão capilar é dada pela seguinte expressão (Dake, 1978):

$$P_c = 2\sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right) \tag{Eq. 13}$$

As pressões capilares determinam a distribuição da saturação dos fluidos, sendo assim uma das principais propriedades a ser determinada para o estudo de uma rocha reservatório. A relação entre a saturação do fluido e da pressão capilar depende do tamanho dos poros, molhabilidade, histórico de saturação e tensão interfacial. Esta relação pode ser definida em laboratório, sendo os testes laboratoriais efetuados em sistemas de ar-água ou ar-mercúrio, convertendo posteriormente as pressões capilares para um sistema óleo-água. A relação entre as duas propriedades é representada através de uma curva (McPhee et al., 2015), apresentando a Figura 6 o caso de um sistema óleo-água:



Figura 6 – Curva de pressão capilar durante os processos de embebição e drenagem onde: Pc representa a pressão capilar; Sw representa a saturação da água; Sor representa a saturação do óleo; e Swc representa a saturação da água conata (ou irredutível) (Dake, 1978).

Na figura 6 é possível concluir que a drenagem é o processo onde a saturação decresce na fase molhável, enquanto que a embebição se refere ao aumento da saturação da fase molhável.

Segundo Vavra (1992), em laboratório existem três principais métodos de ensaio para a medição da pressão capilar: método de centrifugação de alta velocidade; método da placa porosa e injeção de mercúrio.

O método de centrifugação de alta velocidade permite obter dados que podem ser invertidos para derivar as curvas de pressão capilar. Esta técnica consiste na saturação de uma amostra cilíndrica num fluido, e de seguida é colocada numa centrífuga. Através da aplicação de pressão é provocada uma força gravitacional sobre a amostra fazendo com que esta rode a uma determinada velocidade. Este método permite expelir os fluidos da amostra de forma a dessaturá-la. Usando diversas velocidades é possível obter a curva de pressão capilar. Este método é bastante popular pela sua rapidez de execução (McPhee et al., 2015).

Assim como o método de centrifugação, para aplicar o método da placa porosa é necessário primeiramente saturar a amostra em água. Uma das faces da amostra é pressionada contra uma placa porosa e nas restantes faces é aplicado gás ou óleo sob pressão. A pressão aplicada provoca o deslocamento do fluido na amostra através da placa porosa. A amostra é dessaturada para medir a pressão capilar (McPhee et al., 2015).

O método de injeção de mercúrio consiste na injeção de mercúrio na amostra variando a pressão. Ao contrário dos dois métodos referidos anteriormente, este ensaio apenas é possível realizar em amostras secas. A cada pressão aplicada o volume de mercúrio é medido através de leituras volumétricas sendo possível calcular a proporção do espaço poroso preenchido. Com base nos dados obtidos, obtém-se a curva de drenagem (McPhee et al., 2015).

2.3.2. Molhabilidade

Segundo Shaw (1992), a molhabilidade é definida como sendo a tendência de um fluido se espalhar na superfície de uma rocha na presença de outros fluidos imiscíveis. Esta propriedade da rocha reservatório é bastante importante pois não só determina as distribuições iniciais dos fluidos como também desempenha um papel importante nos processos de fluxo. A molhabilidade está também relacionada com a pressão capilar e com a permeabilidade relativa (Anderson, 1986).

Segundo McPhee et al. (2015) para determinar a molhabilidade dos pontos de vista qualitativo e quantitativo do sistema rocha-fluido existem vários métodos, entre os mais comuns:

- Ângulo de contato;
- Método Amott;
- USBM (United States Bureau of Mines).
A molhabilidade depende do ângulo de contacto que o fluido faz com a superfície da rocha. A Figura 7 apresenta os diferentes ângulos de contacto entre um fluido e uma superfície:



Figura 7 – Ângulos de contacto entre um fluido e a superfície de uma rocha (adaptado de Moghadam et al., 2019).

Segundo Craig (1971) quando o ângulo de contacto é menor que 90°, considera-se que a rocha é molhável à água. Se o ângulo for maior que 90°, a rocha é molhável ao óleo, no entanto se o ângulo de contacto for de 90° é considerada molhabilidade neutra. O ângulo de contacto pode também depender da superfície da rocha, nomeadamente da rugosidade (Vijapurapu et al., 2002). Anderson (1986) também classificou a molhabilidade de acordo com o ângulo de contato (Tabela 1):

Tabela 1 – Classificação da molhabilidade segundo Anderson (1986).

| | Molhável à água | Molhabilidade neutra | Molhável ao óleo |
|------------------------------|-----------------|-------------------------|------------------|
| Ângulo de contacto mínimo | 0° | 60-75° | 105-120° |
| Ângulo de contacto máximo | 60-75° | 105-120° | 180° |

A técnica do ângulo de contacto é a mais utilizada em laboratório e a melhor medição da molhabilidade em condições ideais de superfícies e fluidos.

O método Amott combina a embebição e o deslocamento forçado para determinar a molhabilidade média de uma amostra. Este método é baseado no facto de que o fluido molhável é embebido espontaneamente na amostra, provocando o deslocamento do fluido não molhável. A relação entre a embebição espontânea e embebição forçada é denominada de índice de Amott (McPhee et al. 2015).

O método USBM é realizado com propósito de medir a molhabilidade média, comparando a energia necessária para um fluido empurrar o outro. Este método compara o trabalho necessário para um fluido deslocar outro num meio poroso. Devido à mudança favorável na energia livre, o trabalho exigido pelo fluido molhável para deslocar o fluido não molhável é menor do que o trabalho necessário para o deslocamento oposto. No entanto, este método tem dificuldade em reconhecer sistemas fortemente molháveis à água ou óleo (McPhee et al. 2015) (Ma et al. 1999).

2.4. Propriedades mecânicas

Na caracterização de uma rocha, as propriedades mecânicas das rochas reservatório desempalham um papel importante na previsão da rotura e na estabilidade do poço (Liu et al., 2021). Estas propriedades são determinadas através de ensaios laboratoriais sobre amostras rochosas previamente preparadas onde são aplicadas tensões de tração e compressão (uniaxial e triaxial) que permitem obter os parâmetros de resistência e de deformabilidade. Os resultados dos ensaios permitirão a obtenção dos valores da resistência à compressão uniaxial, resistência à compressão triaxial e resistência à tração. Por outro lado, no decurso dos ensaios de compressão uniaxial, será possível obter-se os parâmetros elásticos de deformabilidade módulo de Young e coeficiente de Poisson. Os restantes parâmetros de resistência (coesão e ângulo de atrito) serão obtidos através da aplicação do critério de rotura de Mohr-Coulomb.

2.4.1. Parâmetros de elasticidade

Segundo Vallejo et al. (2002), a deformabilidade é a propriedade que tem a capacidade de alterar a forma da rocha quando sujeita a forças exteriores. A deformação da rocha pode ser temporária (elástica) ou permanente (plástica) dependendo da intensidade da força aplicada ou das características mecânicas da rocha.

Os parâmetros elásticos mais importantes na caracterização de uma rocha são: módulo de elasticidade, ou também denominado módulo de Young (E) e o coeficiente de Poisson (v). Com base em valores de diversos autores, Vallejo et al. (2002) apresenta os valores dos parâmetros de elasticidade para os vários tipos de rocha (Tabela 2).

| Rocha | Módulo de elasticidade estático (E) [GPa] | Coeficiente de Poisson (v) |
|----------|---|-------------------------------|
| Arenito | 2,94 - 59,82 | 0,1 - 0,4 |
| Basalto | 31,38 – 98,07 | 0,19 – 0,38 |
| Calcário | 14,71 – 88,26 | 0,12 - 0,33 |
| Granito | 16,67 – 75,51 | 0,1 - 0,4 |
| Mármore | 27,46 – 70,61 | 0,1 - 0,4 |

Tabela 2 – Valores típicos de constantes elásticas das rochas (adaptado de Vallejo et al. (2002)).

Baseado na curva tensão-deformação obtida durante os ensaios de compressão uniaxial ou tração, pode-se calcular o módulo de elasticidade estático. A determinação deste parâmetro é importante pois é associado à resistência da rocha. O conceito de módulo de elasticidade dinâmico surge derivado ao comportamento não-linear da curva tensão-deformação. Este comportamento dificulta a determinação exata de um único valor do módulo de elasticidade estático, e por isso são utilizados métodos experimentais que aplicam carregamentos dinâmicos (Vallejo et al., 2002).

O módulo de Young e coeficiente de Poisson são obtidos através do ensaio de resistência à compressão uniaxial.

2.4.2. Parâmetros de resistência

Quando é aplicada uma força na rocha, esta quebra excedendo o seu pico de resistência. A determinação da resistência à compressão simples é importante na caracterização mecânica da rocha e é obtida através do ensaio laboratorial de compressão simples (Vallejo et al., 2002). De acordo com os valores obtidos no ensaio laboratorial é possível classificar a rocha segunda a sua resistência como descrito na Tabela 3.

| Grau de resistência | Descrição | Identificação de campo | Resistência à compressão uniaxial aproximada [MPa] |
|------------------------|------------------------------|---|--|
| R0 | Rocha extremamente branda | Pode ser riscada pela unha | 0,25 – 1,0 |
| R1 | Rocha muito branda | Esmaga-se sob golpes firmes com ponta de martelo geológico. Pode ser descascado com um canivete | 1,0 – 5,0 |
| R2 | Rocha branda | Pode ser descascado por um canivete com dificuldade. Pode ser riscada por golpe firme com ponta de martelo geológico | 5,0 – 25 |
| R3 | Rocha medianamente dura | Não pode ser raspado ou descascado com um canivete. A amostra pode ser fraturada com um único golpe firme de martelo geológico | 25 – 50 |
| R4 | Rocha dura | A amostra requer mais de um golpe de martelo geológico para fraturar | 50 – 100 |
| R5 | Rocha muito dura | A amostra requer muitos golpes de martelo geológico para fraturar | 100 - 250 |
| R6 | Rocha extremamente dura | A amostra só pode ser lascada com martelo geológico | > 250 |

Tabela 3 – Valores típicos da resistência à compressão uniaxial de rochas baseada na descrição macroscópica da rocha (Barton, 1978).

De acordo com Vallejo et al. (2002), os valores de resistência à compressão uniaxial e resistência à tração para os vários tipos de rocha estão apresentados na Tabela 4.

| Rocha | Resistência à compressão uniaxial [MPa] | Resistência à tração [MPa] |
|----------|--|-------------------------------|
| Arenito | 29,4 - 230,5 | 4,9 – 19,6 |
| Basalto | 58,8 – 343,2 | 4,9 – 24,5 |
| Calcário | 49,0 - 196,1 | 3,9 – 29,4 |
| Granito | 49,0 - 294,2 | 6,9 – 24,5 |
| Mármore | 58,8 – 245,2 | 6,4 – 19,6 |

Tabela 4 – Valores típicos de resistência à compressão uniaxial e resistência à tração para diferentes tipos de rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002).

Quando a tensão é aplicada perpendicularmente aos planos de estratificação, a resistência à compressão uniaxial é maior do que quando a tensão é aplicada paralelamente. A estratificação opera como uma barreira provocando uma maior resistência à compressão (Vallejo et al. 2002).

Este tipo de comportamento é ditado pela anisotropia e/ou descontinuidades. A anisotropia é uma condição que provoca a variação das propriedades físicas e mecânicas de rochas estratificadas segundo diferentes direções. As descontinuidades podem-se caracterizar por superfícies de estratificação ou falhas que provoca uma quebra da continuidade das propriedades mecânicas dos blocos rochosos (Vallejo et al., 2002).

2.4.3. Velocidade de propagação das ondas sísmicas

As ondas acústicas são também conhecidas como ondas sísmicas ou ultra-sónicas. Estas ondas são caracterizadas como sendo ondas de propagação elástica. Existem dois tipos de ondas: as ondas sísmicas longitunidais, de compressão ou primárias, também denominadas de ondas P; e as ondas transversais também denominadas de ondas secundárias ou ondas S. No âmbito deste projeto, as ondas de maior interesse são as ondas sísmicas P pois as ondas S apenas se propagam em material sólido, pois os fluidos não apresentam resistência ao corte (Kolsky, 1963).

De acordo com Vallejo et al. (2002), a velocidade de propagação das ondas elásticas P depende de diversos fatores: da densidade, tamanho e forma do grãos, anisotropia e porosidade. Como tal, a velocidade de propagação das ondas elásticas P variam para os diferentes tipos de rocha (Tabela 5).

| Rocha | Velocidade de propagação das ondas elásticas P [m/s] |
|---------|---|
| Arenito | 1400 – 4200 |
| Basalto | 4500 – 6500 |
| Granito | 4500 - 6000 |
| Xisto | 1400 - 3000 |
| Mármore | 3500 - 6000 |

Tabela 5 – Valores típicos de velocidade de propagação das ondas elásticas P em diferentes rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002).

Vários estudos relacionaram a velocidade de propagação das ondas elásticas P com a saturação das rochas e a porosidade. Lama et al. (1978) e Bourbie et al. (1987) concluíram que a saturação das amostras leva a um aumento das velocidades de propagação das ondas elásticas P. Os autores estudaram também a influência da porosidade e concluíram que a velocidade de propagação das ondas elásticas P em rochas saturadas mais porosas é menor do que em rochas menos porosas. Esta relação deve-se ao facto da velocidade de propagação das ondas elásticas P na água ser menor do que a velocidade de propagação das ondas elásticas P no esqueleto mineral. Também Kahraman (2019) concluiu que a velocidade de propagação das ondas elásticas P aumentam em cerca de 30% devido à saturação.

2.4.4. Critério de Rotura de Mohr-Coloumb

Coulomb (1773) propôs um critério de rotura que tem como base a aplicação de uma tensão de corte (τ) sobre uma rocha ao longo de um plano, provocando a rotura ao longo do mesmo. Ao longo do movimento são criadas forças de atrito cuja magnitude iguala a tensão normal (σ) que atua ao longo desse plano, multiplicado por um fator constante (μ). Neste modelo, é também considerada a força coesiva interna do material. Essa força demonstra que, na ausência de uma tensão normal, é necessária uma tensão tangencial finita (c) para iniciar a rotura (Coulomb, 1776). A fórmula que tem em consideração estas condições é a seguinte:

$$|\tau| = c + \mu \sigma \tag{Eq. 14}$$

Aproximadamente 100 anos depois da teoria desenvolvida por Coulomb, foram incrementadas novas condições por Mohr. A construção dos círculos de Mohr é caracterizada por uma reta no plano { σ , τ } que intersecta o eixo das coordenadas em c e com declive μ (Mohr, 1900). O ângulo (ϕ) formado pela reta com o eixo horizontal é dado por:

$$\boldsymbol{\mu} = \tan \boldsymbol{\varphi} \tag{Eq. 15}$$

A figura 8 representa o critério de rotura de Mohr-Coulomb.



Figura 8 – Representação do critério de rotura de Mohr-Coulomb onde: c representa a coesão; σ3 representa a tensão principal mínima, σ1 representa a tensão principal máxima; φ representa o ângulo de atrito interno; τ representa a tensão de corte; σ representa a tensão normal (adaptado de Labuz et al., 2012).

Através das considerações do diagrama, é possível relacionar os valores de σ_1 como σ_3 , pela expressão abaixo representada:

$$\frac{\sigma_3 + \frac{c}{tg\phi}}{\sigma_1 + \frac{c}{tg\phi}} = \frac{1 + sen\phi}{1 - sen\phi}$$
(Eq. 16)

No caso de materiais sem coesão (como por exemplo areias soltas), a origem do sistema será intersectada pelas retas de Coulomb (σ , r) e consequentemente a relação anterior se transformará em:

$$\frac{\sigma_3}{\sigma_1} = \frac{1 + sen\varphi}{1 - sen\varphi}$$
(Eq. 17)

Se o círculo representativo do estado das tensões estiver contido dentro da envolvente, considera-se que o material está estável. No entanto, irá ocorrer rotura se o círculo atingir o ponto tangencial da envolvente ou ultrapassar este ponto (McPhee et al. 2015).

Na teoria de Mohr-Coulomb é destacada a determinação da coesão (c) e do ângulo de atrito interno (φ). A envolvente de Mohr pode ser determinada com recurso ao ensaio de compressão

triaxial, sendo complementado com os ensaios de compressão uniaxial e de resistência à tração onde a tensão de confinamento é nula.

Com base em diversos autores, Vallejo et al. (2002) reuniu os intervalos de valores da coesão e ângulo de atrito para diferentes tipos de rocha, apresentados na Tabela 6.

| Rocha | Coesão (c) [MPa] | Ângulo de atrito φ (º) |
|----------|---------------------|---------------------------|
| Arenito | 7,85 – 34,32 | 30 - 50 |
| Basalto | 19,61 – 58,84 | 48 - 55 |
| Calcário | 4,90 – 39,23 | 35 - 50 |
| Granito | 14,71 – 49,03 | 45 - 58 |
| Mármore | 14,71 – 34,32 | 35 - 45 |

Tabela 6 – Valores típicos de coesão e ângulo de atrito em diferentes rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002).

Considerando que o critério de Mohr-Coulomb é um dos mais utilizados na área da engenharia, existem diversos métodos e programas que permitem determinar a envolvente de Mohr-Coulomb. A implementação do critério de Mohr-Coulomb no RocData pode ser usada para analisar dados dos ensaios. O RocData é um programa da RocScience que permite determinar a envolvente de Mohr com os dados obtidos nos ensaios. O programa RocData utiliza vários métodos: regressão linear, *Cuckoo* modificado, Levenberg-Marquardt, Simplex e *User Defined*. O método utilizado no presente trabalho é explicado mais detalhadamente no capítulo 3 (Materiais e Métodos).

2.4.5. Tensão Efetiva e Compressibilidade

Em 1923, Terzaghi desenvolveu o princípio das tensões efetivas, que relaciona a tensão normal total, a pressão nos poros e a tensão normal efetiva. O princípio é definido pela seguinte equação (Terzaghi, 1923):

$$\sigma' = \sigma - P_p \tag{Eq. 18}$$

Onde:

σ' representa a tensão efetiva;

σ representa a tensão total;

P_p representa a pressão nos poros.

Em 1941, Biot relacionou a equação de Terzaghi com a compressibilidade dos grãos da rocha e a compressibilidade da matriz porosa. A equação de Terzaghi foi reformulada (citado por Biot, 1941):

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \tag{Eq. 19}$$

Onde:

 α representa o coeficiente de Biot.

O coeficiente de Biot pode apresentar valores entre 0 e 1 e é determinado pela seguinte equação (Biot, 1941):

$$\alpha = 1 - \frac{c_s}{c_{mp}} \tag{Eq. 20}$$

Onde:

cs representa a compressibilidade dos grãos sólidos da rocha, cmp representa a compressibilidade da matriz porosa.

A compressibilidade (em condições isotérmicas) de uma formação é designada pela capacidade que uma rocha tem de reduzir o volume dos poros quando é sujeita a uma determinada variação de pressão do reservatório (Satter, 2015).

Nas rochas, existem três tipos de compressibilidade: compressibilidade da matriz sólida da rocha; compressibilidade total da rocha; e compressibilidade dos poros. A compressibilidade da matriz sólida da rocha é definida como sendo a variação fracional em volume da fase sólida da rocha, com a variação unitária da pressão. No entanto, a variação em volume total da rocha com a variação da pressão é considerada a compressibilidade total da rocha. A compressibilidade dos poros é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão (Geertsma, 1957).

A compressibilidade da rocha pode ser determinada utilizando testes hidrostáticos ou ensaios triaxiais. No teste hidrostático, a pressão aplicada na matriz da rocha é igual em todas as direções. No ensaio triaxial, a compressão controla a pressão do fluido nos poros, podendo a pressão ser diferente na direção radial e na direção axial. Os resultados dos dois tipos de ensaio são diferentes como referido em Baker et al. (2015).

Numa rocha reservatório, o escoamento de fluidos no espaço poroso provoca uma variação da pressão interna da rocha. A compressibilidade efetiva dos poros é dada pela seguinte equação (citado em McPhee et al., 2015):

$$c_f = \frac{\partial V_p}{V_p.\,\partial p} \tag{Eq. 21}$$

Onde:

c_f representa a compressibilidade efetiva; Vp representa o volume poroso da rocha; p representa a pressão interna.

Na produção de óleo e gás, a extração de fluidos provoca uma diminuição da pressão dos poros e uma transferência do diferencial gerado para a fase sólida, face à tensão total, o que se traduz por um aumento da tensão efetiva. Com o aumento do estado de tensão nos reservatórios, o volume dos poros é reduzido comprimindo assim os fluidos nos poros e consequentemente a produção de óleo aumenta.

Chao et al. (2018) analisaram a influência da porosidade no coeficiente de compressibilidade da rocha. Concluiram que o coeficiente de compressibilidade diminui com o aumento da pressão efetiva. Quando é atingido o ponto em que o espaço poroso não se deforma mais, o coeficiente de compressibilidade é considerado nulo. Além disso verificou-se que o coeficiente de compressibilidade aumentou com o aumento da porosidade da amostra.

2.5. Caracterização de rochas reservatório

Este capítulo pretende destacar os principais trabalhos realizados no âmbito da caracterização de rochas reservatório. As propriedades de uma rocha reservatório podem ser obtidas através de diferentes tipos de ensaios laboratoriais. Para avaliar o desempenho e/ou potencial de um determinado reservatório é essencial obter informações detalhadas sobre o tipo de rocha e as propriedades físicas (Dandekar, 2013).

Segundo Aminzadeh et al. (2013), para caracterizar um reservatório de forma precisa é fundamental analisar as propriedades estáticas e dinâmicas da rocha. As propriedades estáticas são a porosidade e a permeabilidade. Enquanto que a pressão, saturação de fluidos e temperatura são propriedades dinâmicas.

As rochas reservatório podem classificar-se como rochas reservatório convencionais e não convencionais. Num reservatório não convencional a acumulação de hidrocarbonetos é verificada em maciços rochosos com baixa permeabilidade (Schmoker, 1995).

Segundo a norma SY/T 6285 (2011), a porosidade efetiva de uma rocha reservatório de origem clástica pode ser classificada segundo a Tabela 7:

| Classificação | Porosidade [%] |
|----------------------|----------------|
| Extremamente elevada | > 30 |
| Elevada | 25 a 30 |
| Moderada | 15 a 24 |
| Baixa | 10 a 15 |
| Extremamente baixa | 5 a 10 |
| Ultra baixa | < 5 |

Tabela 7 – Classificação de rocha reservatório de acordo com a porosidade efetiva (SY/T 6285, 2011).

De acordo com Guo (2019), os arenitos que apresentam valores de porosidade absoluta entre 5% a 40% são considerados como rochas reservatório com condições adequadas à exploração de hidrocarbonetos fluídos. A Tabela 8 apresenta a classificação da rocha reservatório de hidrocarbonetos fluidos de acordo com a escala definida por Koesoemadinata (1980), onde é considerado apenas o valor da permeabilidade absoluta.

Tabela 8 – Classificação de rocha reservatório de acordo com a permeabilidade absoluta (Koesoemadinata, 1980).

| Classificação | Permeabilidade absoluta [mD] |
|---------------|------------------------------|
| Tight | < 5 |
| Razoável | 5 a 10 |
| Elevada | 10 a 100 |
| Muito elevada | 100 a 1000 |

Khanin (1965) apresentou uma classificação de rocha reservatório de acordo com os valores da permeabilidade absoluta e porosidade efetiva, como é apresentado na Tabela 9.

| Qualidade do reservatório | Permeabilidade absoluta [mD] | Porosidade efetiva [%] |
|---------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Muito elevada | ≥ 1000 | ≥ 20 |
| Elevada | 500 - 1000 | 18 – 20 |
| Média | 100 - 500 | 14 – 18 |
| Reduzida | 10 - 100 | 8 – 14 |
| Baixa | 1 - 10 | 2 – 8 |
| Muito baixa | < 1 | < 2 |

Tabela 9 – Classificação de rocha reservatório de acordo com a permeabilidade absoluta e porosidade efetiva (Khanin, 1965).

Os reservatórios *tight* são geralmente arenitos com baixa porosidade efetiva (cerca de 10%) e baixa permeabilidade (cerca de 0,1 mD). A permeabilidade reduzida impede que o gás migre da rocha reservatório. Para contrariar este comportamento, este tipo de reservatórios necessita ser fraturado de forma a obter um escoamento de gás economicamente rentáveis (Bahadori, 2014). A Tabela 10 apresenta os valores típicos de porosidade efetiva e de permeabilidade absoluta medida perpendicularmente e paralelamente à estratificação para rochas reservatórios *tight*.

Tabela 10 – Valores típicos de porosidade absoluta, permeabilidade medida perpendicularmente e paralelamente para rochas reservatório tight (adaptado de Enab et al., 2014).

| Propriedades | Valores típicos |
|---|-----------------|
| Porosidade efetiva | 6 – 25 % |
| Permeabilidade absoluta medida perpendicularmente | 0,0001 - 0,1 mD |
| Permeabilidade absoluta medida paralelamente | 0,001 – 1 mD |

Em 2018, Al-hasani et al. analisaram as características de arenitos da formação Kuhlan da bacia Sabatayn no lémen com a finalidade de determinar a qualidade da rocha reservatório. Foram realizadas análises petrofísicas e petrográficas dos arenitos para avaliar as propriedades da rocha. Com base nos dados de *well logs* e juntamente com as amostras de rocha, através do software Interactive Petrophysics (IPTM) da Schlumberger, conclui-se que as rochas apresentam valores de porosidade entre 6% a 12%, sendo que estes valores da porosidade são particularmente da porosidade primária intergranular e da porosidade secundária. A permeabilidade apresenta valores entre os 78 a 304 mD, tendo assim o arenito uma boa qualidade de reservatório (Al-hasani et al., 2018).

Eysa et al. (2016), para determinar as características petrofísicas de uma rocha, analisaram amostras de reservatórios no Deserto Noroeste no Egito. Foram utilizadas aproximadamente 275 amostras dos reservatórios do poço TUT-1X. Através das análises os três reservatórios apresentam valores de porosidade efetiva considerados bons, com valores entre 10% a 18%. Relativamente à permeabilidade foram medidos valores no intervalo de 59,28 mD a 835,5 mD.

Em 2011 (Petunin et al. 2011), foram realizados ensaios de laboratório para estudar o efeito da estrutura dos poros nas relações tensão-porosidade-permeabilidade. A porosidade efetiva e permeabilidade absoluta das amostras de carbonatos e arenitos foram medidas com recurso a um permeâmetro CMS-300 estando sujeitas a variações de tensões. Enquanto a diminuição da porosidade foi semelhante em relação aos dois tipos de rocha, a correlação tensão-permeabilidade varia significativamente com o tipo de rocha. Em amostras de arenito, o aumento da tensão provocou uma diminuição da porosidade cerca de 3%, enquanto a permeabilidade sofreu um maior decréscimo a rondar entre 10 a 20%. Em amostras de carbonatos, constatouse uma porpocionalidade entre a porosidade e a permeabilidade.

Datta et al. (2016) utilizaram técnicas de processamento de imagem para determinar a porosidade em amostras de arenito e calcário. Os valores obtidos para a porosidade das amostras de arenitos foram entre 12,82% a 17,25% e, para a amostra de calcário, foi de 8,32%.

Em 2015, foram realizados estudos sobre arenitos da Formação Deimena da Bacia do Báltico (Shogenov et al. 2015). Com base nos valores de permeabilidade, os arenitos foram divididos em quatro grupos: muito apropriado, apropriado, intermédio e não apropriado. Para a medição da porosidade foram utilizados picnómetros de alta precisão. Os arenitos do reservatório na estrutura Kandava do Sul apresentaram uma porosidade efetiva média de 21%, idêntica à porosidade das rochas na estrutura E6, e com valores de permeabilidade de 300 e 150 mD, respectivamente. A estimativa de boa qualidade do reservatório desses arenitos foi avaliada como apropriada. A qualidade do reservatório dos arenitos da estrutura offshore E7 foi avaliada como intermédia, apresentando porosidade média de 12% e permeabilidade 40 mD.

Para além do estudo da porosidade e permeabilidade, foram realizados alguns estudos do ponto de vista mecânico das rochas. Bucheli (2005) realizou um estudo do comportamento geomecânico de rochas-reservatório onde foram comparados os resultados de ensaios de amostras saturadas com água e com óleo. As propriedades foram determinadas através de ensaios de compressão uniaxial, compressão triaxial, compressão hidrostática, fluência e ensaio brasileiro para a determinação da resistência à tração. Com os resultados obtidos, foi possível concluir que os parâmetros (resistência à compressão uniaxial, a resistência à tração, módulo de Young e coeficiente de Poisson) de amostras saturadas com água são inferiores comparativamente a amostras saturadas com óleo. Bucheli (2005) concluiu então que o estado de saturação influencia nos parâmetros mecânicos.

2.6. Trabalhos realizados nas formações portuguesas

Segundo Pacheco (1999), a abertura do oceano Atlântico deu origem à formação de várias bacias em Portugal. Existem diversos estudos que comprovam que existiu geração de petróleo na bacia Lusitânica. Entre 1938 até 1969 foram feitas cerca de 100 sondagens de pesquisas na região de Torres Vedras – Abadia, tendo sido encontradas rochas impregnadas à superfície (citado por Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, 2018). Algumas sondagens produziram alguns barris por dia durante meses, no entanto, essas sondagens não eram rentáveis. A maioria do petróleo denso encontra-se em calcários fraturados com fracas condições de reservatório (Pacheco, 1999).

Os depósitos turbidíticos de granulação fina a grossa da Formação Abadia contêm abundantes camadas arenosas com potencial de reservatório. No entanto, a cimentação carbonática, especialmente onde partículas calciclásticas estão presentes, elimina parcialmente a porosidade intergranular (Garcia et al., 2011). A seguinte sequência fluvio-deltaica (Formação Lourinhã) é composicionalmente imatura, resultando em porosidades inter e intragranulares interessantes, com valores em torno de 10 a 15%. A cimentação de carbonato diagenético precoce foi incompleta, inibindo a compactação do preenchimento e preservando a maior parte da porosidade primária (Reis et al., 2010).

Reis et al. (2010) concluiu ainda que no Cretáceo Inferior, a sedimentação inclui depósitos fluviais e de transição para costeiros com algum potencial reservatório. Devido a presença de argila nas unidades fluviais e a cimentação irregular do carbonato nas unidades costeiras, houve uma redução da porosidade intergranular média de 5%.

Reis et al. (2014) sintetizaram informações referentes à bacia Lusitânica tendo sido caracterizados os vários elementos do sistema petrolífero: rochas geradoras paleozoicas e mesozoicas; reservatórios siliciclásticos e carbonáticos; e armadilhas mesozoicas e terciárias. Os depósitos basais da bacia Lusitânica pertencente ao Grupo Silves do Triássico Superior são siliciclásticos. De leque aluvial proximal a distal, os leques vermelhos apresentam porosidade intergranular, com valores entre 16% a 23% e são parcialmente preenchidos por cimentação carbonática (Reis et al., 2010). No Jurássico inferior, que inclui unidades carbonatadas espessas, compactas e dolomitizadas, surge a Formação Dagorda. Nesta formação estão incluídos os dolomitos cuja porosidade primária pode chegar a 20% sendo consideradas unidades carbonatadas como potenciais rochas reservatório (Uphoff, 2005).

Em 2015, foram analisadas centenas de amostras provenientes do Brasil e da bacia Lusitânica em Portugal. As amostras foram analisadas quanto à sua porosidade, massa específica total, permeabilidade e velocidade de propagação das ondas elásticas P e S. As amostras portuguesas analisadas eram calcários e foram obtidos valores de porosidade efetiva até 15%. Para o cálculo da permeabilidade ao gás, foi utilizado um permeâmetro de gás conectado a um *coreholder* de alta pressão, onde foram utilizadas pressão de confinamento de 2000 psi. Os valores de permeabilidade absoluta encontram-se entre 0,0001 mD a 0,1 mD (Soares et al., 2015).

Foi igualmente realizado, por Ferreira (2016), um estudo que teve como objetivo a construção de modelos adequados à previsão da distribuição e qualidade de reservatórios carbonatados. Neste estudo foram utilizados dados reais obtidos de afloramentos de calcários de fácies de barreira do Jurássico Médio da região de Vale Florido em Leiria. Nas amostras coligidas, foram calculados os valores de: porosidade efetiva através do método de saturação de água e pelo porosímetro de expansão de gás (hélio); e de permeabilidade absoluta através de um permeâmetro de gás digital em estado estacionário (*steady-state*). No ensaio para determinar a permeabilidade, foi aplicada a correção de Klinkenberg nas medições. Os valores de porosidade efetiva obtidos através do método da saturação em água variaram entre 0,86% e 11,75%, resultando numa média de 3,66% (porosidade considerada baixa). Pelo método do porosímetro de expansão de gás, os valores de porosidade variaram entre 0,96% e 6,33%, resultando numa média de 3,22%. Os valores obtidos de permeabilidade estavam compreendidos entre 0,01 mD a 160,34 mD. Concluiu-se assim que, os calcários em estudo correspondem a um reservatório de *tight gas*, ou seja, um reservatório com porosidade e permeabilidade muito reduzidas (Ferreira, 2016). Rodrigues et al. (2017) estudaram um afloramento de rochas carbonatadas pertencentes à Formação de Cabaços, localizado na bacia Lusitânica. Neste estudo, foram analisadas 43 amostras em termos de porosidade efetiva, permeabilidade absoluta, densidade e velocidade de propagação das ondas elásticas P. A porosidade total e a permeabilidade absoluta foram determinadas com recurso ao método da porosimetria por expansão gasosa e por um permeâmetro de gás, respetivamente. Os valores obtidos da permeabilidade na maioria das amostras foi de 0,0001 mD. Estes valores são muito baixos e variam pouco com o aumento da porosidade, o que indicia baixa conectividade entre os poros destes materiais. Porém a porosidade apresentou valores entre 0,2% e 15%, caracterizando um potencial reservatório carbonatado.

Custódio (2018) analisou 26 amostras de arenito recolhidas entre a praia de Paimogo e a praia de Areia Branca (membro de Porto Novo da Formação da Lourinhã). O método de trabalho baseou-se na análise petrográfica. A caracterização petrográfica analisou a constituição dos arenitos, diâmetro dos grãos, estudo mineralógico, porosidade efetiva e diâmetro dos poros. Custódio (2018) conclui que as unidades litológicas jurássicas com potencial de bom reservatório são os arenitos da praia de Vale dos Frades e Areia Branca. As unidades de arenito analisadas apresentam valores de porosidades efetiva entre 10% e 17%, e são extensas nas laterais, sem grandes descontinuidades ou mudanças na permeabilidade medida paralelamente à estratificação. A conectividade do reservatório é tipicamente boa a excelente devido aos bons valores de porosidade efetiva, onde as lentículas de argila podem funcionar como barreiras, concluindo assim que estes reservatórios podem ser perfurados com sucesso pois são propensos a gerar lucro.

Morgado (2018) teve como objetivo determinar as principais características das rochas reservatório do Cretácio Inferior da Bacia Lusitânica e avaliar se as mesmas possuiam boas características para a armazenamento de fluidos. As características foram determinadas através de estudos das propriedades petrofísicas de várias rochas reservatório amostradas em afloramentos onshore em sondagens de poços. A porosidade foi determinada com recurso a 19 amostras areníticas através do método do picnómetro, método da parafina, lâminas delgadas impregnadas e análise de imagem em ArcGIS. De forma a analisar as características (porosidade efetiva, permeabilidade, quantidade de argila, armadilhas) de cada reservatório foram correlacionados os estudos dos reservatórios, as diagrafias e os testemunhos de sondagens. As amostras estudadas apresentam uma porosidade considerada de boa a excelente (entre 13% a 18%) que variava consoante a granularidade. Apenas com base na análise da porosidade conclui-se que as amostras apresentam uma boa permeabilidade pois os seus poros encontramse bem interconectados. Foi descrito ainda que as rochas apresentavam elevadas percentagens de argila (15% a 20%), no entanto a argila não impedia os fluidos de circularem pelo espaço poroso destes materiais geológicos.

3. Materiais e Métodos

Com a finalidade de caracterizar uma rocha como potencial rocha reservatório, é necessária a realização de ensaios laboratoriais em amostras de rocha. A rocha a ser analisada é um arenito que pertence a uma formação da Praia da Amoreira – Porto Novo, da bacia Lusitânica.

O presente capítulo tem como objetivo descrever o procedimento experimental desde a recolha de amostras até aos ensaios realizados. Inicialmente, é apresentado um breve enquadramento geográfico e geológico da bacia Lusitânica e da formação da Praia da Amoreira-Porto Novo. Seguidamente, é descrito o processo de preparação das amostras assim como os materiais e métodos utilizados em cada ensaio.

3.1. Enquadramento geográfico e geológico

A Bacia Lusitânica é uma bacia maioritariamente onshore, que se situa na Margem Ocidental Ibérica. A evolução geológica da bacia ocorreu no Mesozóico, tendo-se desenvolvido como resultado do estiramento crustal, seguido de vários episódios de rift, associados à abertura do Atlântico Norte. A Bacia Lusitânica é uma bacia do tipo *rift* não vulcânica (Kullberg et al., 2006).

A bacia estende-se por cerca de 200 km na direção NNE-SSW e por cerca de 100 km na direção perpendicular. A bacia encontra-se delimitada: a Este pelo Maciço Hésperico, a Oeste pelos *horsts* das Berlengas, a Sul pela falha da Arrábida e a Norte o contacto com a bacia do Porto; é traduzido segundo Alves et al. (2003), pela falha de Aveiro (Kullberg et al., 2006).

Do ponto de vista tectónico, os limites geográficos podem ser interpretados como controlos estruturais da bacia: a Norte (a Falha de Aveiro), a Este (a falha de Porto-Tomar) a Sul (a falha da Arrábida) e a Oeste (por sistema de falhas normais que elevam o Soco Paleozóico) (Kullberg et al., 2006). A Figura 9 representa o enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitânica onde estão representas as falhas e as diversas bacias que a rodeiam.



Figura 9 - Enquadramento geográfico e tectónico da bacia Lusitaniana (Kullberg et al. 2006).

A bacia foi dividida em três sectores baseado nas variações de fácies, tectónica e espessura das unidades litostratigráficas (Kullberg et al., 2006). Os sectores são os seguintes: Setentrional; Central; e Meridional. O sector Setentrional é limitado a sul pela falha da Nazaré e possui uma grande espessura de sedimentos depositados durante os períodos Jurássico Inferior e Médio e o Cretácico Superior. Entre as falhas da Nazaré e de Torres Vedras-Montejunto-Arrife encontrase o sector Central. Este sector possui espessuras grandes e corresponde à área aflorante do Maciço Calcário Estremenho. O sector Meridional é limitado a norte pelas falhas de Torres Vedras-Montejunto-Arrife apresentado sedimentação do Jurássico Superior e Cretácico Inferior (Kullberg et al., 2006).

A Bacia Lusitânica possui um preenchimento sedimentar com espessuras muito variáveis podendo atingir cerca de 5 km nas suas áreas depocêntricas. A bacia apresenta um preenchimento sedimentar que vai desde o Triássico Superior até o Cretáceo Superior, com taxas sedimentares bastante variáveis e mais de 3km de sedimentos acumulados localmente no Jurássico Superior (Reis et al., 2011). As amostras para os ensaios laboratoriais foram extraídas da Praia de Porto Novo pertencente à formação da Lourinhã. Na Figura 10 está apresentado um excerto da carta geológica da folha 30-A da Lourinhã, onde se destaca a unidade da Amoreira-Porto Novo.



Figura 10 – Excertos da carta geológica da folha 30-A Lourinhã onde se situa a unidade Amoreira – Porto Novo (J³_{AP}) (adaptado da carta geológica da folha 30-A Lourinhã).

As amostras colhidas pertencem a uma formação do Jurássico Superior, e corresponde à unidade da Praia da Amoreira-Porto Novo (J³_{AP} - Grés, margas e arenitos da Praia da Amoreira-Porto Novo), um membro da formação da Lourinhã. Esta unidade tem cerca de 140 metros de espessura e é constituída por dois termos, respetivamente e de baixo para cima: Praia da Amoreira e Porto Novo. O termo da Praia da Amoreira é composto na sua essência por sedimentos continentais constituídos por arenitos grosseiros cauliníticos e por argilitos com solos calcários intercalados. Esta sedimentação alternante indica correntes de cheia, que transportam grandes volumes de sedimentos. A sedimentação era rápida e as estruturas sedimentares indicam que dominava o transporte de tipo turbulento. O membro Porto Novo é composto por arenitos e argilas (Manuppella et al., 1999).

3.2. Preparação das amostras

Com base na revisão bibliográfica apresentada no capítulo 2, foi determinado que, para avaliar o potencial de uma formação como rocha reservatório, é essencial conhecer algumas das suas propriedades, nomeadamente a porosidade e a permeabilidade. A porosidade e a permeabilidade são as duas características de maior relevância na caracterização de uma rocha reservatório. Para complementar a caracterização da rocha é igualmente importante realizar uma caracterização minero-química e mecânica.

Tendo por base uma análise prévia das formações geológicas da região em questão, procedeuse à recolha de dois blocos de rocha arenítica no topo do talude na zona norte da Praia de Porto Novo (Figura 11). A escolha dos blocos teve em consideração descontinuidades, estratificação e possíveis fraturas nos blocos existentes no local.

Os dois blocos coligidos apresentavam variação de coloração: um apresentava uma coloração acinzentada, enquanto que no outro bloco foi observada uma coloração variável entre os tons de amarelo a vermelho.



Figura 11 – Localização do maciço rochoso de onde foram coligidas as amostras.

Após a recolha dos blocos, os mesmos foram transportados para o GEOLAB- Laboratório de Geociências e Geotecnologias do Instituto Superior Técnico, onde foram cortados, 29 provetes de forma cilíndrica distribuidos por três geometrias distintas (Tabela 11 e Figura 13) de acordo com as exigências dos ensaios físico-mecânicos. Dos 29 provetes preparados, 5 provetes AP_N CT foram cortados perpendicularmente à estratificação (Figura 12 – b)) e os restantes foram cortados no sentido da estratificação (Figura 12 – a)). Os provetes preparados têm a finalidade de ser utilizados nos ensaios laboratoriais. Nesse sentido, as dimensões dos provetes foram determinadas segundo as normas da ISRM utiilizadas nos ensaios, garantindo um rácio entre o comprimento e o diâmetro entre 2 a 3.



Figura 12 – Representação do corte realizado no maciço rochoso onde: a) representa as amostras cortadas paralelamente ao sentido da estratificação; b) representa as amostras cortadas perpendicularmente ao sentido da estratificação.

Tabela 11 – Denominação, dimensões e número de provetes preparados para os ensaios fiísicomecânicos.

| Denominação | Quantidade de | Comprimento | Diâmetro | Orientação à |
|-------------|---------------|-------------|------------|----------------|
| | provetes | médio [mm] | médio [mm] | estratificação |
| AP_N RCU | 5 | 132,47 | 52,96 | Paralelo |
| AP_N CT | 8 | 85,67 | 41,69 | Paralelo |
| | 5 | 85,67 | 41,69 | Perpendicular |
| AP_N Br | 11 | 28,13 | 53,15 | Paralelo |

Os provetes foram identificados e numerados de acordo com os seus tamanhos e finalidade. Na Figura 13 apresenta-se os provetes preparados para este trabalho.



Figura 13 – Provetes cilíndricos para a realização dos ensaios laboratoriais: a) Amostra AP_N RCU; b) Amostra AP_N CT; c) AP_N Br.

Após preparar as amostras no formato requerido pelas normas dos respetivos ensaios, as mesmas foram medidas com recurso a um paquímetro e determinada a sua massa através de uma balança.

Antes de realizar os ensaios laboratoriais para determinar as propriedades, realiza-se o ensaio de velocidade de propagação das ondas elásticas P (ensaio ultrassónico) de forma a verificar a influência de sais nas amostras. Após este procedimento é necessário realizar o processo de dessalinização nas amostras preparadas pois permite remover os sais presentes nas amostras.

3.2.1. Dessalinização

A dessalinização tem como objetivo remover os sais solúveis presentes nas amostras, já que as mesmas se encontravam sujeitas a um ambiente marítimo. Os provetes foram colocados em água destilada e periodicamente foi controlada a condutividade elétrica da solução salina (com periodicidade horária), utilizando um condutivímetro portátil (Figura 14), da marca Thermo Fisher Scientific (modelo TDScan 40). Procedeu-se à troca de água sempre que se verificou estabilização dos valores de condutividade eletrica, por se considerar, nesta situação, a saturação da solução aquosa. Durante o processo de troca de água foram recolhidos os materiais finos que se depositaram no fundo do recipiente onde os provetes foram colocados. Os materiais finos foram utilizados para a caracterização mineralógica, utilizando a técnica de difração de raios X.



Figura 14 – Equipamento portátil utilizado para monitorização da condutividade eléctrica da solução salina onde estavam colocadas as amostras.

Após a dessalinização procedeu-se a novas medições da velocidade de propagação das ondas elásticas P, de forma a perceber a influência dos sais nas amostras. Após este procedimento, as amostras foram colocadas numa estufa com uma temperatura de ± 40°C, onde permaneceram

aproximadamente 120h. Durante as 120h, foram feitas sucessivas pesagens de hora em hora ou até de duas em duas horas até a diferença das massas ser menor que 0,1%.

3.3. Caracterização minero-química

A caracterização do material geológico tem uma elevada importância na caracterização de uma rocha pois permite conhecer alguns parâmetros físicos e mineralógicos. Esta caracterização consistiu: (i) na descrição do material geológico, com recurso a estereomicroscópio para melhor discriminação dos constituintes e com apoio de um colorímetro para caracterização da cor deste material geológico; (ii) na realização de análise mineralógica com recurso à tecnica laboratorial de difração de raios X; e (iii) determinação da percentagem de fração carbonatada. Nesta etapa, foram utilizados alguns fragmentos da rocha. Foi utilizado um estereomicroscópio da marca Insize, modelo ISM-PM200S.

De forma a caracterizar as amostras com base na sua cor, foi utilizado um colorímetro. O equipamento utilizado é um colorímetro portátil da marca Konica Minolta que permite avaliar a cor dos objetos em superfícies irregulares ou com muita variação de cor. O equipamento utilizado está apresentado na Figura 15.

Optou-se pela aquisição das coordenadas colorimétricas, no sistema de cor CIELAB com base na norma ASTM D2244 (2016), onde:

- L* representa a luminosidade (varia entre 0 e 100%);
- a* representa a componente cromática verde-vermelho;
- b* representa a componente cromática amarelo-azul.



Figura 15 - Colorímetro utilizado para quantificação da cor das amostras estudadas.

Com estes valores obtidos através do equipamento, é possível igualmente calcular o valor de croma (C_{ab}^{*}), através da seguinte expressão:

$$C *_{ab} = \sqrt{a^{*2} + b^{*2}}$$
 (Eq. 22)

A difração de raios X permite uma análise mineralógica das amostras de uma rocha. Esta técnica tem como base o facto de os raios X poderem ser difratados pela matéria cristalina. O resultado traduz-se num difractograma onde se verificam diversos picos que representam os componentes da rocha. Para esta análise, foi utilizado um diafractómetro de raios X (Panalytical X'Pert PRO, com radiação Cu-Kα (40 kV, 35 mA). A caraterização da amostra foi realizada utilizando o software High Score Plus 2.0 da Panalytical.

Para quantificação da fração carbonatada, foi realizado em pequenas amostras do material litológico (previamente secas), um ataque ácido com HCl concentrado a 20 % em água destilada, até finalização da reacção química e secagem do resíduo. O resíduo deste ataque químico foi posteriormente lavado para remoção de qualquer excesso de ácido e seco em estufa até massa constante. Procurou-se assim determinar de forma simplificada a razão (em peso) entre resíduo solúvel e insolúvel. A medida do resíduo seco deixado por uma amostra, após tratamento pelo ácido clorídrico, corresponderá à fração não carbonatada.

3.4. Caracterização física

A avaliação de uma rocha como potencial rocha reservatório implica o estudo das duas principais propriedades físicas: porosidade efetiva e permeabilidade absoluta. Neste sub-capítulo são apresentados os materiais e métodos adotados na determinação da porosidade efetiva, da permeabilidade absoluta e da velocidade de propagação das ondas elásticas P. A porosidade efetiva foi determinada através do método tradicional que relaciona as massas dos provetes secos e saturados. Para a determinação da permeabilidade absoluta foi utilizado o método de carga constante.

3.4.1. Porosidade efetiva

A porosidade efetiva foi determinada em todos os provetes preparados. Inicialmente foi necessário realizar o ensaio de saturação segundo a norma EN 13755-2008, onde cada grupo de provetes foram colocados em água até à metade da sua altura. Após uma hora, foi acrescentada mais $\frac{1}{3}$ de água destilada e ao fim de duas horas após o início do ensaio acrescentou-se mais água até ± 2,5 cm acima do topo dos provetes. Após 48 horas do ínicio do ensaio, foi retirado o excesso de água na superfície das amostras e as mesmas foram pesadas. Este procedimento foi repetido até que a massa das amostras fosse constante, isto é, até a diferença entre as massas ser menor que 0,1%. A Figura 16 apresenta o ensaio de saturação nas diferentes fases e amostras.



Figura 16 – Etapas durante o ensaio de saturação onde a) representa as amostras AP_N RCU com água até metade da sua altura; b) representa as amostras AP_N CT com água a ¾ da sua altura; e c) representa as amostras AP_N Br com água até ± 2,5 cm acima da sua altura.

Ao atingir a saturação das amostras, foi calculada a porosidade efetiva através de uma expressão matemática, em que se utiliza as diferenças das massas.

A porosidade efetiva é possível de calcular quando as amostras atingem a saturação. A expressão que permitiu calcular a porosidade é a equação (Eq. 6). As amostras foram mantidas imersas até ao ensaio seguinte para garantir que as mesmas se encontrariam saturadas durante os respetivos ensaios mecânicos.

3.4.2. Permeabilidade absoluta

Para o ensaio da permeabilidade absoluta, foram utilizadas as amostras AP_N CT. Neste ensaio foram utilizados os seguintes equipamentos:

- uma célula Hoek;
- um equipamento de injeção de água (a pressão de injeção aplicada foi de 0,50 MPa);
- uma bomba hidráulica aplica a pressão de confinamento (a pressão de confinamento aplicada foi de 2 MPa);
- uma bureta graduada com volume de 50 mL.

A célula Hoek é constituída por pistões de carga de aço inoxidável e uma manga impermeável plástica, e é apresentada na Figura 17. Esta célula apenas permite o ensaio em amostras com 42 mm de diâmetro. No ensaio de permeabilidade, os pistões permitem a entrada e saída de fluidos, onde o fluido é injetado num dos pistões através de um sistema de injeção de fluidos.



Figura 17 – Amostra AP_N CT 1 colocada na célula Hoek para ensaio de determinação da permeabilidade absoluta.

O equipamento Pressure Test 1700 da marca ELE permite a injeção de água na amostra com uma pressão constante até 1,70 MPa. O equipamento pode ser visualizado na Figura 18. Nos ensaios realizados foi utilizada uma pressão com o valor de 0,50 MPa.



Figura 18 – Equipamento Pressure Test utilizado para injetar água a uma determinada pressão.

Para introduzir a pressão de confinamento (2 MPa), foi utilizada uma bomba hidráulica manual com um manómetro digital apresentada na Figura 19.



Figura 19 – Bomba hidráulica para injetar pressão de confinamento na célula Hoek durante o ensaio de determinação de permeabilidade absoluta.

Todos os equipamentos acima descritos e conectados permitem realizar o ensaio da permeabilidade, como é possível visualizar na Figura 20. A cada 10 min após o início do ensaio, foram medidos os valores do caudal e mantida constante a pressão de injeção, que permitiu o cálculo da permeabilidade absoluta. A permeabilidade absoluta foi calculada com base na equação (Eq. 7).



Figura 20 – Material utilizado durante o ensaio da permeabilidade a carga constante: equipamento Pressure Test, bureta, célula Hoek e bomba hidráulica que fornece a pressão de confinamento.

3.4.3. Velocidade de propagação das ondas elásticas P

As velocidades de propagação das ondas elásticas P são medidas através de ensaios com recurso a um equipamento denominado Ultrasonic Tester Steinkamp modelo BP-7. Este ensaio utiliza transdutores troncocónicos com uma frequência de 45kHz, como é possível observar na Figura 21. Foi utilizado o método de transmissão direta, ou seja, os transdutores foram colocados em posições diametralmente opostas.



Figura 21 – Transdutores troncocónicos e o equipamento Ultrasonic Tester Steinkamp utilizados nos ensaios de determinação da velocidade de propagação das ondas elásticas P.

Este procedimento consiste em medir o tempo de propagação das ondas ultrassónicas através da amostra, e para isso é necessário efetuar várias leituras ao longo da amostra (Figura 22). Nas amostras denominadas de AP_N RCU as medições em 4 pontos distintos, enquanto que nas amostras AP_N CT e AP_N Br foram medidos em 3 e 2 pontos respetivamente.



Figura 22 – Pontos de medida do tempo de propagação das ondas P considerando a geometria dos provetes.

A velocidade de propagação das ondas elásticas P foi calculada com base na seguinte expressão matemática:

$$v_p = \frac{d}{\Delta t} \tag{Eq. 23}$$

Onde:

 v_p representa a velocidade de propagação das ondas elásticas P [m/s] d representa a distância percorrida pela onda P [m] Δ t representa o tempo de propagação da onda P [s]

Este ensaio pode ser aplicado na caracterização de uma rocha. Investigadores concluíram que a velocidade de propagação das ondas elásticas P está diretamente relacionada às propriedades físicas e mecânicas das rochas (Yassar et al., 2004; Gaviglio, 1989; Kahraman et al., 2005). Com base em relações já determinadas por vários autores, é possível determinar as propriedades mecâcnicas através da velocidade de propagação das ondas elásticas P. Este ensaio pode ser ainda usado para determinar a anisotropia do material geológico em estudo. No presente trabalho, este ensaio foi utilizado na determinação de correlações com propriedades mecânicas assim como para a determinação do coeficiente de anisotropia.

3.5. Caracterização mecânica

As propriedades mecânicas de uma rocha podem determinadas através de ensaios laboratoriais. Esses ensaios permitem conhecer diversos parâmetros tais como: (i) a resistência à compressão uniaxial e triaxial; (ii) a resistência à tração; e (iii) os parâmetros de deformabilidade (módulo de Young e coeficiente de Poisson). Para determinar estes parâmetros foram realizados os ensaios de resistência à tração, de compressão uniaxial e triaxial.

3.5.1. Ensaio de determinação da resistência à tração (brasileiro)

Iniciaram-se os ensaios de resistência a tração através do método do ensaio brasileiro nas amostras AP_N Br. Neste ensaio foram utilizados uma prensa e um suporte para as amostras, e com o auxílio de um computador foi possível fazer a leitura da carga máxima suportada pela amostra, como está apresentado na Figura 23. A Figura 24 apresenta a amostra antes do ensaio e após o ensaio.

Determinou-se a resistência a tração, pelo método do ensaio brasileiro em que se recorreu à expressão que permite calcular a resistência a tração da amostra, segundo as sugestões ISRM: *Suggested Methods for Determining Tensile Strength of Rock Material* (1978).

$$\sigma_t = \frac{0.636 \times P}{D \times T}$$
(Eq. 24)

Onde:

P representa carga [N]

D representa diâmetro da amostra [mm]

T representa espessura da amostra [mm]

σt representa resistência à tração [MPa]



Figura 23 – Amostra colocada na prensa durante o ensaio de resistência à tração (método brasileiro).



Figura 24 – Amostra AP_N Br antes (a)) e após (b)) o ensaio de resistência à tração.

3.5.2. Ensaio de determinação da resistência à compressão uniaxial

O ensaio de compressão uniaxial pretende obter a resistência à compressão e os parâmetros de deformabilidade (módulo de Young e coeficiente de Poisson). Para a realização deste ensaio são utilizados extensómetros e uma prensa ELE. O ensaio foi realizado segundo a norma EN 1926-2008 e são utilizadas as amostras denominadas AP_N RCU.

Após as amostras estarem completamente saturadas, são colocados 4 extensómetros em cada amostra: 2 paralelos ao eixo dos provetes e os outros 2 transversais ao eixo do provete. As amostras utilizadas neste ensaio apresentam a estratificação ao alto. Estes componentes têm como objetivo medir as extensões ao longo da aplicação das cargas. Os extensómetros utilizados são da marca Kyowa, modelo kFGS-20-120-C1-11 e com: *gage factor* de 2,11 (+/- 1,0%); comprimento de 20 mm; resistência elétrica de 119,8 Ω (+/- 0,2%).

Durante o ensaio foram aplicados inicialmente 3 ciclos de carga e descarga, com um máximo de 3,0 MPa (regime elástico) garantindo uma velocidade de aplicação de carga de 0,5 MPa/s. No último ciclo, a carga é aplicada até à rotura da amostra, a qual é registada. Na Figura 25 é possível visualizar a posição dos extensómetros na amostra assim como a rotura após o ensaio de compressão uniaxial.



Figura 25 – Amostra AP_N RCU com extensómetros colocados na vertical e na horizontal onde a) representa a amostra antes do ensaio; e b) representa a amostra após realização do ensaio de compressão uniaxial.

3.5.3. Ensaio de resistência à compressão triaxial

O ensaio triaxial foi realizado nas amostras AP_N CT num total de 13 amostras. De forma a realizar o ensaio triaxial é necessário a utilização da célula Hoek, onde a amostra é colocada numa membrana de látex para que o fluido de confinamento não contacte a amostra. O ensaio inicia-se com a aplicação de um estado de tensão hidrostático.

Foram seguidas as sugestões ISRM: *Suggest Methods for Determinig the Strength of Rock Materials in Triaxial Compression* (1978). Foram consideradas várias tensões de confinamento, especificamente de 2 MPa, 4 MPa e 6 MPa. Estas tensões são aplicadas através da bomba hidráulica. A tensão (axial) é aplicada por uma prensa Form+Test de 1500 kN sob os pistões que estão colocados nas extremidades da célula Hoek. Na Figura 26 é possível visualizar a amostra colocada na célula Hoek e na prensa.



Figura 26 – Célula Hoek e prensa utilizadas durante o ensaio de resistência à compressão triaxial.

Na Figura 27 está apresentada uma amostra antes e após o ensaio de resistência à compressão triaxial.



Figura 27 – Amostra AP_N CT antes (a)) e após (b)) o ensaio de resistência à compressão triaxial.

Após o ensaio de resistência de compressão triaxial, os resultados obtidos foram processados pelo programa RocData para a determinação dos parâmetros de resistência (coesão e ângulo de atrito) pela aplicação do algoritmo de Levenberg-Marquardt.

A metodologia adotada neste estudo está representada na Figura 28.



Figura 28 – Esquematização da distribuição dos provetes para o procedimento experimental adotado e identificação dos ensaios realizados.

4. Resultados e Discussão

O presente capítulo apresenta os principais resultados obtidos nos procedimentos laboratoriais realizados. O capítulo está dividido em três segmentos principais nomeadamente: a caracterização minero-química do material pétreo alvo de estudo; os ensaios de caracterização física; e os ensaios de caracterização mecânica.

4.1. Dessalinização

Resultantes das medições efetuadas durante o processo de dessalinização, foram obtidos valores de condutividade eléctrica nos diferentes grupos de amostras. Quando se verificava que a diferença entre valores da condutividade eléctrica não era grande, a água era trocada. A troca da água ocorreu duas vezes. Os valores da condutividade eléctrica ao longo do processo de dessalinização estão representados na Figura 29. Ao longo do processo verificou-se que os valores medidos diminuem, indicando que a quantidade de sais dissolvidos na água reduz substancialmente.



Figura 29 – Valores de condutividade eléctrica durante o processo de dessalinização. a) Condutividade nas primeiras 71 horas; b) Condutividade entre 71h e 158h; c) Condutividade entre 158h a 178h.

4.2. Caracterização minero-química

A caracterização macroscópica de rochas tem como base a observação das suas características visíveis como por exemplo a cor e homogeniedade. Através da Figura 30, verifica-se que a amostra apresenta uma cor cinzentada onde é possível visualizar os grãos uniformes. Com base nesta análise, conclui-se que a amostra é heterogénea.



Figura 30 – Amostra AP_N RCU 3 sob análise macroscópica.

De seguida, foi utilizado um estereomicroscópio que permite a visualização ampliada dos fragmentos em observação (Figura 31). Estes fragmentos resultantes do ataque ácido nas amostras. A identificação dos minerais foi efetuada com base nas propriedades físicas e mecânicas onde foi possível identificar o quartzo pois apresenta um brilho vítreo a gorduroso. A moscovite foi identificada pelo brilho nacarado e o feldspato devido à sua clivagem perfeita. A calcite foi identificada pois apresenta uma reação quando entra em contacto com ácido clorídrico.



Figura 31 – Fragmentos de amostras observados ao estereomicroscópico onde é possível identificar alguns dos minerais constituintes da rocha: moscovite, quartzo e feldspato.

Com base na Figura 31, verifica-se que os grãos na sua maioria apresentam baixa esfericidade e podem ser considerados angulosos, segundo a classificação proposta por Powers (1953). Os grãos apresentam um tamanho menor que 4 mm.

À vista desarmada, um grupo de amostras apresenta uma tonalidade mais creme acinzentada (Figura 32 – a)) e que em termos colorimétricos se caracterizam por valores médios de luminosidade (L*), da componente verde-vermelho (a*) e amarelo-azul (b*): L*= 54,09 ± 1,30; a* = 0,98 ± 0,14; b* = 7,13 ± 0,35.

O segundo grupo de amostras distingue-se do anterior por apresentar um tom mais amarelado (Figura 32 - b)) e que em termos cromáticos/colorimétricos tem coordenadas cromática L* = $52,64 \pm 1,67$; a* = $3,85 \pm 0,51$; b* = $16,97 \pm 1,90$.



Figura 32 – Grupos de amostras utilizados durante a análise colorimétrica onde a) representa a amostra com tonalidade mais acinzentada; e b) representa a amostra com tonalidade mais amarelada.

Apresenta-se igualmente nas Figura 33 e Figura 34, a repartição dos dois grupos em termos colorimétricos.



Figura 33 – Relação entre croma e luminosidade nas amostras estudadas onde os pontos cinzentos representam o grupo de amostras mais acinzentadas e os pontos amarelos representam o grupo de amostras mais amareladas.


Figura 34 – Relação entre a componente cromática CIELAB a* (verde-vermelho) e b* (amarelo-azul) para as amostras estudadas, onde os pontos cinzentos representam o grupo de amostras mais acinzentadas e os pontos amarelos representam o grupo de amostras mais amareladas.

A análise de Difração de Raios X (Figura 35), permitiu identificar os minerais presentes no arenito. A caraterização da amostra foi realizada utilizando o software High Score Plus 2.0 da Panalytical, através da comparação do difratogramas da amostra, com padrões de referência organizados em fichas, disponíveis no banco de dados ICDD PDF2. O arenito estudado é composto por uma fracção detrítica composta por quartzo, feldspatos (albite e microclina), micas e argilo-minerais (clinocloro).



Figura 35 – Espetro de DRX da amostra.

A partir da aplicação de ácido clorídrico nos fragmentos de amostras é possível obter a percentagem de fração carbonatada. A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos nas diferentes amostras analisadas. Verifica-se que a percentagem de fração carbonatada no material litológico alvo de estudo apresenta um valor médio de 21,90% \pm 2,23%.

Na Figura 36, a figura à esquerda apresenta o material fragmentado usado no ensaio, e a figura à direita apresenta o mesmo material aquando do ataque químico com ácido clorídrico.



Figura 36 – (a) Fragmentos de amostras para ataque químico com HCl; (b) Durante o ensaio de ataque químico com ácido clorídrico.

| Amostra | Massa da rocha seca [g] | Massa da rocha seca s/ carb. [g] | % carbonatada |
|---------|----------------------------|--|---------------|
| 1 | 13,2226 | 11,7304 | 24,7606 |
| 2 | 13,8020 | 12,8182 | 20,1058 |
| 3 | 11,9375 | 11,3297 | 20,1650 |
| 4 | 11,9497 | 11,0457 | 22,5779 |

Tabela 12 – Valores de percentagem de fração carbonatada obtidos através do ataque químico com HCl.

Segundo os estudos realizados por Lai et al. (2017) em arenitos, a percentagem de cimento carbonatado pode variar entre 1% a 24%, sendo que o cimento carbonatado pode impactar a heterogeneidade da rocha. A percentagem de cimento carbonatado presente nas amostras pode ter um impacto negativo nas propriedades físicas da rocha (Zhixue et al., 2010). Alguns autores sugeriram que o cimento carbonatado juntamente com a compactação, são os principais fatores que controlam o potencial de um reservatório (Anjos et al., 2000).

4.3. Caracterização física

Relativamente à caracterização física, foram analisadas duas das principais propriedades de uma potencial rocha reservatório (a porosidade e a permeabilidade) assim como foram discutidas as velocidades de propagação das ondas elásticas P. No presente capítulo são apresentados os respetivos resultados bem como a relação entre as duas propriedades.

4.3.1. Porosidade efectiva

Os valores de porosidade efetiva calculados para os vários conjuntos de amostras são apresentados na Tabela 13. Da análise da tabela verifica-se que a volumetria das amostras parece ter influência nos valores determinados. As amostras mais pequenas (a usar no ensaio de resistência à tração) apresentam os valores ligeiramente mais elevados (valor médio de 13.52%) ao passo que os restantes dois conjuntos o valor médio de porosidade efetiva é de 11.41%. O valor médio da porosidade é de 12,21%.

| Amostra | a | Porosidade [%] | Porosidade Média [%] |
|----------|----|----------------|----------------------|
| | 1 | 10,68 | |
| AP_N RCU | 2 | 9,22 | |
| | 3 | 10,50 | 10,50 |
| | 4 | 10,79 | |
| | 5 | 11,32 | |
| | 1 | 12,89 | |
| | 2 | 12,62 | |
| | 3 | 11,88 | |
| | 4 | 12,75 | |
| | 5 | 10,91 | |
| | 6 | 13,26 | |
| AP_N CT | 7 | 10,84 | 11,77 |
| | 8 | 13,51 | |
| | 9 | 10,27 | |
| | 10 | 12,50 | |
| | 11 | 11,40 | |
| | 12 | 8,35 | |
| | 13 | 11,76 | |
| | 1 | 16,11 | |
| | 2 | 16,30 | |
| | 3 | 12,75 | |
| | 4 | 8,56 | |
| | 5 | 11,87 | |
| AP_N Br | 6 | 12,80 | 13,52 |
| | 7 | 12,63 | |
| | 8 | 12,92 | |
| | 9 | 13,54 | |
| | 10 | 17,20 | |
| | 11 | 14,08 | |

Tabela 13 – Valores obtidos de porosidade efetiva das amostras estudadas.

Segundo a classificação sugerida pela a norma SY/T 6285 (2011), o valor de porosidade (12,21%) obtido é considerado baixo. Existem diversos fatores que podem influenciar a porosidade de uma rocha. Um dos fatores que influencia esta propriedade é a quantidade de cimento carbonatado na amostra rochosa. A distribuição do cimento carbonatado na amostra irá preencher os espaços vazios provocando uma redução da porosidade, e consequentemente reduzir a permeabilidade visto que o cimento forma barreiras que impedem o fluxo de fluidos (Zhixue et al., 2010). No sub-capítulo 4.2. verificou-se que os grãos constituintes da rocha apresentam uma forma equidimensional com baixa esfericidade. Visto a esferecidade dos grãos ser baixa, pode resultar numa rocha reservatório com uma porosidade reduzida (Tissot et al., 1984). No entanto a maioria dos grãos apresentam um tamanho similar ($\approx 2 \text{ mm}$) o que poderá indicar um valor de porosidade razoável, contrariamente a uma rocha que apresente grãos de diferentes tamanhos (Ganat, 2019).

4.3.2. Permabilidade absoluta

A permeabilidade absoluta foi medida apenas nas amostras denominadas AP_N CT. A permeabilidade foi medida em dois sentidos de orientação: paralela e perpendicular à estratificação das amostras.

Os valores de permeabilidade absoluta obtidos são inferiores a 0,40 mD, tendo sido registadas diferenças significativas entre os resultados paralelo e perpendicular à estratificação (Tabela 14).

| Amostras AP_N CT | Permeabilidade Absoluta [mD] | Média da permeabilidade absoluta [mD] | Sentido de orientação |
|---------------------|---------------------------------|---|--------------------------|
| 1 | 0,25 | _ | |
| 3 | 0,37 | _ | 5 |
| 4 | 0,34 | 0,24 | Paralela a |
| 11 | 0,13 | | containoação |
| 13 | 0,13 | - | |
| 6 | 0,11 | | |
| 7 | 0,04 | | Dorpondiquior à |
| 8 | 0,08 | 0,06 | estratificação |
| 9 | 0,03 | _ | |
| 10 | 0,03 | _ | |

Tabela 14 – Valores obtidos de permeabilidade absoluta das amostras estudadas.

Segundo Ganat (2019), o valor da permeabilidade paralela à estratificação é mais elevado que o valor na permeabilidade perpendicular à estratificação, o que vai de encontro aos resultados obtidos nos ensaios. A diferença de permeabilidade medida paralela e perpendicularmente ao plano de estratificação é uma consequência da origem dos sedimentos, pois os grãos depositaram-se em planos na posição horizontal (Hu et al., 2017). O rácio de anisotropia foi calculado através da razão entre os valores médios de permeabilidade medida perpendicular e paralelamente à estratificação (k_v/k_h). O rácio de anisotropia da permeabilidade absoluta é 0,25, o que segundo a classificação proposta por Ismael et al. (2017) é um valor que indica que o arenito apresenta anisotropia. Segundo esta classificação, o coeficiente de anisotropia maior que 0,7 é considerado um material quase isotrópico.

O facto de os grãos apresentarem uma baixa esferecidade provoca a redução da taxa de fluido que pode fluir através da rocha, ou seja, reduz a permeabilidade da rocha (Hu et al., 2017).

A permeabilidade medida paralelamente (0,24 mD) e perpendicularmente (0,06 mD) à estratificação obtida nos ensaios laboratoriais são valores considerados baixos segundo a classificação proposta por Koesoemadinata (1980) apresentada na Tabela 8. No entanto, segundo Enab et al. (2014) e Rajput et al. (2016), os valores obtidos neste ensaio podem indicar que o arenito pode apresentar potencial para rocha reservatório *tight*. Um reservatório *tight* é geralmente definido como tendo valores de permeabilidade medida paralelamente entre 0,001 mD e 1 mD, e permeabilidade medida perpendicularmente até 0,1 mD (Enab et al., 2014) (Tabel 10).

4.3.3. Relação entre porosidade efectiva e permeabilidade absoluta

A relação entre a porosidade e permeabilidade das amostras AP_N CT pode ser observada na Figura 37 onde se verifica que as amostras apresentam valores de porosidade aproximadamente entre 10% a 14% e valores de permeabilidade situados num intervalo de 0,03 mD a 0,37 mD. Através da Figura 37 verifica-se que não existe uma relação linar entre as propriedades.



Figura 37 – Relação entre porosidade efetiva e permeabilidade absoluta nas amostras AP_N CT.

O cimento carbonatado é um fator que afeta diretamente o valor de porosidade de uma rocha, e consequentemente o valor de permeabilidade. O cimento irá ocupar parte dos espaços porosos da rocha, reduzindo assim a porosidade. Sendo que os fluidos circulam no espaço poroso, a presença de cimento carbonatado reduz significativamente. Considerando o valor obtido de fração carbonatada, é possível concluir que a mesma pode reduzir a porosidade efetiva e a permeabilidade absoluta das amostras analisadas.

Considerando os valores médios de porosidade efetiva, permeabilidade absoluta medida em paralelo e perpendicularmente, 12,21%, 0,24 mD e 0,06 mD respetivamente, e com base nos valores apresentados na Tabela 9 por Khanin (1965), é possível concluir que o arenito estudado apresenta uma qualidade de reservatório convencional reduzida a muito baixa. Porém, os valores obtidos de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta enquadram-se nos valores típicos apresentados por Enab et al. (2014) para uma rocha reservatório *tight*. Este tipo de rocha reservatório é caracterizado por apresentar uma permeabilidade muito baixa.

4.3.4. Velocidade de propagação das ondas elásticas P

O ensaio de velocidade de propagação das ondas elásticas P foi realizado em diferentes fases do trabalho experimental. As velocidades das ondas P foram obtidas através do ensaio ultrassónico com recurso a transdutores troncocónicos. A Tabela 15 apresenta os valores médios de velocidade de propagação das ondas elásticas P e desvios padrão nas amostras secas com sal e secas sem sal, de forma a perceber a influência dos sais. As velocidades de propagação das ondas elásticas P de cada amostra encontram-se no Anexo B. A estratificação das amostras foi tida em conta nas medições das velocidades de propagação das ondas elásticas P. As amostras AP_N RCU e 5 amostras AP_N CT estão cortadas no sentido da estratificação, enquanto que outras 5 amostras AP_N CT estão cortadas perpendicularmente ao sentido da estratificação.

| | | Velocidade d das ondas elá com | e propagação isticas P (seca i sal) | Velocidade de propagação das ondas elásticas P (seca sem sal) | | |
|---|---------------|--|---|---|---------------|--|
| | | Sentido de medição da velocidade em relação à estratificação | | | | |
| Amostras Paralelo Perpendicular Paralelo Pe | | | | | | |
| AP_N | Média | 2475,74 | 2271,49 | 2643,97 | 2421,02 | |
| RCU | Desvio Padrão | ± 137,89 | ± 189,05 | ± 168,99 | ± 83,11 | |
| | | Paralelo | Perpendicular | Paralelo | Perpendicular | |
| | Média | 2524,12 | 2301,83 | 2729,10 | 2466,85 | |
| AP_N | Desvio Padrão | ± 172,43 | ± 67,39 | ± 166,80 | ± 43,67 | |
| СТ | | Perpendicular | Paralelo | Perpendicular | Paralelo | |
| | Média | 2203,50 | 2404,42 | 2360,69 | 2569,11 | |
| | Desvio Padrão | ± 187,28 | ± 47,41 | ± 181,59 | ± 51,28 | |

Tabela 15 - Velocidades médias de propagação das ondas elásticas P e desvio padrão nos grupos de amostras AP_N RCU e AP_N CT secas com sal e secas sem sal.

Através da Tabela 15, é possível verificar a diferença entre as velocidades das ondas P em amostras com e sem sal. Verifica-se que as velocidades das ondas P em amostras com sal são inferiores às velocidades em amostras sem sal. No entanto, se os desvios padrão forem considerados verifica-se que a diferença entre velocidades é insignificativa.

Na Tabela 15, verifica-se que as velocidades de propagação das ondas elásticas P medidas em paralelo com a estratificação apresentam valores mais elevados do que as velocidades das ondas P medidas perpendicularmente à estratificação. Esta situação ocorre, pois, a estratificação funciona como uma barreira à propagação das ondas P provocando uma diminuição na velocidade das ondas.

Com base no valor máximo, valor mínimo e valor intermédio das velocidades das ondas P foi possível calcular o coeficiente de Birch, que indica a anisotropia do material geológico. A equação utilizada para determinar o coeficiente foi a seguinte:

$$Coeficiente \ de \ Birch \ (\%) = \frac{V p_{max} - V p_{min}}{V p_{intermédio}}$$
(Eq. 25)

Tanto nas amostras AP_N RCU como nas amostras AP_N CT, foi determinado um coeficiente de Birch médio de 10,10%. Segundo a classificação da anisotropia, de acordo com as velocidades de ondas P, proposta por Tsidzi (1997) um coeficiente entre 6% a 20% indica que a rocha tem uma anisotropia moderada.

Na Tabela 16 são apresentados os valores médios de velocidade de propagação das ondas elásticas P nas amostras secas e saturadas.

| | | Velocidade de das ondas elá | e propagação sticas P (seca) | Velocidades de propagação das ondas elásticas P (saturado) | | |
|-------------|---|--------------------------------|---------------------------------|--|------------------|--|
| | | Sentido de me | dição da velocid | ade em relação | à estratificação | |
| Amostras | stras Paralelo Perpendicular Paralelo Perpendic | | | | | |
| AP_N RCU | Média | 2643,97 | 2421,02 | 2166,37 | 1988,59 | |
| | Desvio Padrão | ± 168,99 | ± 83,11 | ± 209,42 | ± 208,94 | |
| | | Paralelo | Perpendicular | Paralelo | Perpendicular | |
| | Média | 2729,10 | 2466,85 | 2184,26 | 2011,38 | |
| AP_N | Desvio Padrão | ± 166,80 | ± 43,67 | ± 252,34 | ± 170,33 | |
| СТ | | Perpendicular | Paralelo | Perpendicular | Paralelo | |
| | Média | 2360,69 | 2569,11 | 1918,81 | 2055,43 | |
| | Desvio Padrão | ± 181,59 | ± 51,28 | ± 301,50 | ± 263,67 | |

Tabela 16 - Velocidade média de propagação das ondas elásticas P e desvio padrão nos grupos de amostras AP_N RCU e AP_N CT secas e saturadas.

Tal como acontece nas amostras secas com e sem sal, nas amostras saturadas as velocidades das ondas P medidas em paralelo são superiores às velocidades medidas perpendicularmente à estratificação. Este resultado vai de acordo com o esperado pois a estratificação funciona como uma barreira à propagação das ondas P.

Com base na equação 25, foi determinado o coeficiente de Birch para os dois grupos de amostras saturadas. Nas amostras saturadas AP_N RCU foi determinado um coeficiente médio de 10%, enquanto que nas amostras saturadas AP_N CT o coeficiente de Birch é de 9%. Considerando a classificação proposta por Tsidzi, o arenito apresenta uma anisotropia moderada.

Um material rochoso é considerado anisotrópico se o valor dos parâmetros petrofísicos direcionais (permeabilidade e velocidade de propagação das ondas elásticas P) variam consoante a orientação das amostras (paralelo ou perpendicular ao plano da estratificação). Considerando os valores obtidos na permeabilidade absoluta e a velocidade de propagação das ondas elásticas P conclui-se que o arenito estudado apresenta anisotropia.

Com base nos valores apresentados na Tabela 16 verifica-se que as velocidades de propagação das ondas P são menores para as amostras saturadas do que para as amostras secas. Este comportamento não vai de acordo com o resultado expetado, pois segundo Kassab et al. (2015) as ondas P propagam-se mais rapidamente em amostras saturadas do que em amostras secas. A velocidade das ondas P pode ser influenciada por diversos factores entre os quais: porosidade, temperatura e profundidade. No entanto, a presença de argila nos poros pode reduzir a velocidade a que se propagam as ondas P. Com base nos resultados obtidos na difração de raios X (Figura 35), verifica-se que a quantidade de argila é considerada insignificativa. Todavia Mello (2011) afirma que mesmo uma baixa percentagem de argila na rocha, pode reduzir significativamente as velocidades das ondas P. Embora os grãos de argila serem bastante pequenos, este mineral apresenta uma grande área superficial o que causa a redução da tensão de contato entre os grãos da matriz.

A velocidade de propagação das ondas elásticas P pode ser influenciada pela porosidade. Como descrito por Lama et al. (1978) e Bourbie et al. (1987), velocidade de propagação das ondas elásticas P é menor em rochas mais porosas comparativamente às rochas menos porosas. Esta correlação foi comprovada ao relacionar os valores obtidos das velocidades de propagação das ondas elásticas P com os valores obtidos de porosidade efetiva. Na Figura 38 é possível verificar que a velocidade de propagação das ondas elásticas P tende a decrescer com o aumento da porosidade efetiva. Esta relação foi criada com os valores das amostras secas sem sal.



- Amostras onde a vel. de propagação das ondas P foi medida paralelamente à estratificação
- Amostras onde a vel. de propagação das ondas P foi medida perpendicularmente à estratificação

Figura 38 – Relação entre a porosidade efetiva e as velocidades de propagação das ondas elásticas P de amostra onde a velocidade de propagação das ondas elásticas P foi medida perpendicular e paralelamente á estratificação em amostras secas.

4.4. Caracterização mecânica

Os ensaios de resistência à tração (ensaio brasileiro), de resistência à compressão uniaxial e resistência triaxial têm como objetivo determinar as propriedades mecânicas que auxiliam na caracterização de uma rocha. Este capítulo pretende analisar e interpretar os resultados dos ensaios mecânicos.

Além dos ensaios para determinar as propriedades mecâcnicas, foi ainda realizado um ensaio no momento em que os blocos rochosos foram coligidos, em que a rocha ficou marcada por um canivete com alguma dificuldade. Segundo a sugestão de classificação proposta por Barton (1978) apresentada na Tabela 3, a marca feita pelo canivete pode indicar que a rocha é considerada branda com um grau de resistência R2.

4.4.1. Resistência à tração (brasileiro)

Os ensaios brasileiros foram realizados num total de 11 amostras denominadas de AP_N Br. A Tabela 17 apresenta os valores de resistência à tração obtidos através do ensaio brasileiro.

Verifica-se que o valor médio da resistência à tração é de 0,69 MPa. Durante este ensaio, a carga foi aplicada no sentido da estratificação.

Os valores obtidos encontram-se num intervalo entre 0,42 e 1,02 MPa, à exceção do valor de resistência à tração da amostra 4 (1,88 MPa). Por ser um valor que se diferencia dos outros dados obtidos, este é considerado um outlier, e por isso não foi contabilizado no cálculo do valor médio da resistência à tração. De forma a detetar os outliers foi aplicado os critérios: teste de Grubb, Z-score e método inter-quartil (com representação gráfica e Boxplot no Anexo D.

| Amostra AP_N Br | Carga (P) [kN] | Diâmetro (D) [mm] | Espessura (t) [mm] | Resistência à tração [MPa] |
|--------------------|-------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------------|
| 1 | 0,93 | 53,02 | 28,39 | 0,42 |
| 2 | 1,10 | 52,88 | 27,75 | 0,50 |
| 3 | 1,91 | 52,95 | 28,05 | 0,87 |
| 4 | 4,16 | 53,04 | 28,45 | 1,88 |
| 5 | 2,10 | 53,98 | 28,25 | 0,92 |
| 6 | 1,34 | 53,94 | 28,25 | 0,59 |
| 7 | 1,71 | 53,02 | 28,2 | 0,77 |
| 8 | 1,56 | 53,01 | 27,79 | 0,67 |
| 9 | 2,25 | 52,94 | 28,23 | 1,02 |
| 10 | 1,27 | 52,88 | 27,73 | 0,58 |
| 11 | 1,29 | 53,01 | 28,36 | 0,58 |
| | | | Valor médio | 0,69 |
| | | | Desvio Padrão | ± 0,20 |

Tabela 17 – Valores obtidos de resistência à tração nas amostras estudadas.

A análise da Tabela 17 permite concluir que os valores de resistência à tração obtidos são maioritariamente abaixo de 1 MPa, à exceção da amostra AP_N Br 4 que obteve um valor de resistência de 1,88 MPa. De acordo com a Tabela 4 (Vallejo et al., 2002), os valores obtidos no ensaio encontram-se abaixo do intervalo de valores associados a arenitos.

4.4.2. Resistência à compressão uniaxial

O ensaio de resistência à compressão uniaxial foi realizado num total de 5 amostras denominadas de AP_N RCU. O ensaio de resistência à compressão uniaxial permite determinar a resistência à compressão uniaxial e os parâmetros elásticos: coeficiente de Poisson e o módulo de elasticidade. Durante o ensaio, a tensão foi aplicada no sentido paralelo à estratificação. A Tabela 18 apresenta os valores obtidos no ensaio. Verifica-se que o valor médio da resistência à compressão uniaxial é de 13,74 MPa.

| Amostras AP_N RCU | σ₃ (MPa) |
|----------------------|-----------------|
| 1 | 13,58 |
| 2 | 18,42 |
| 3 | 12,68 |
| 4 | 12,53 |
| 5 | 11,50 |
| Valor médio | 13,74 |
| Desvio Padrão | ± 2,72 |

Tabela 18- Valores obtidos de resistência a compressão uniaxial para as amostras estudadas.

De acordo com a classificação apresentada na Tabela 3, as amostras analisadas no ensaio de compressão uniaxial pertencem a uma rocha que é considerada branda. De igual forma, o valor médio de 13,74 MPa é considerado baixo para uma rocha arenítica segundo a classificação de Vallejo et al. (2002) (Tabela 4).

A título exemplificativo, a Figura 39 apresenta o gráfico que relaciona a tensão e a extensão axial na amostra AP_N UCS 1. Os gráficos das restantes amostras encontram-se no Anexo C - Curvas Tensão Vs Extensão Axial.



Figura 39 – Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N RCU 1.

Através dos valores obtidos no ensaio de compressão uniaxial é possível relacionar com a porosidade efetiva. Diversos autores descrevem esta relação como sendo uma correlação linear entre as duas propriedades (Vernik et al., 1993; Li et al., 2003; Kahraman et al., 2005), o que se verifica nos valores obtidos nos ensaios. A correlação entre a porosidade efetiva e a resistência

à compressão uniaxial apresenta um valor de R² = 0,9396. A correlação é dada pela expressão: σ_3 =-3,3811 ϕ +49,251, onde se pode concluir que quanto maior é a porosidade, menor é a resistência à compressão uniaxial. Esta relação está representada na Figura 40.



Figura 40 – Relação entre porosidade efetiva e resistência à compressão uniaxial medidas nas amostras AP_N RCU que apresenta uma correlação com R² = 0,9396.

Segundo Sheorey (1997), o valor de resistência à compressão uniaxial deveria ser 10 vezes maior do que o valor da resistência à tração. No entanto, a resistência à tração apresenta um valor médio de 0,69 MPa, enquanto que a resistência à compressão uniaxial é de 13,74 MPa sendo aproximadamente 20 vezes maior.

De acordo com Kahraman (2001), a relação entre a resistência à compressão uniaxial e a velocidade de propagação das ondas elásticas P é geralmente não linear. Neste estudo, verificase que existe uma tendência de aumento da resistência à compressão uniaxial com o aumento da velocidade de propagação das ondas elásticas P, que apresenta uma correlação dada por $\sigma_1=0,0121v_p-12,3860$ com R²=0,8640, como se verifica na Figura 41.



Figura 41 - Relação entre velocidade de propagação das ondas elásticas P e resistência à compressão uniaxial medidas nas amostras AP_N RCU que apresenta uma correlação com R²=0,8640.

Com base nos valores obtidos da tensão no decorrer do ensaio, foram calculados o módulo de Young e o coeficiente de Poisson apresentados na Tabela 19.

| Amostras AP_N RCU | Módulo de Young E (GPa) | Coeficiente de Poisson (v) |
|----------------------|----------------------------|-------------------------------|
| 1 | 4,35 | 0,25 |
| 2 | 7,43 | 0,25 |
| 3 | 4,34 | 0,24 |
| 4 | 5,52 | 0,19 |
| 5 | 3,14 | 0,29 |
| Valor médio | 4,96 | 0,24 |
| Desvio Padrão | ± 1,62 | ± 0,04 |

Tabela 19- Valores obtidos de módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson nas amostras AP_N RCU;

De acordo com os valores apresentados por Vallejo et al. (2002) na Tabela 2, os valores dos parâmetros de elasticidade para um arenito encontram-se dentro do esperado.

4.4.3. Resistência à compressão triaxial

O ensaio de resistência à compressão triaxial foi realizado num total de 13 amostras denominadas de AP_N CT. Foram aplicadas três tensões distintas: 2 MPa, 4 MPa e 6 MPa. As Tabela 20, Tabela 21, Tabela 22 apresentam os valores de resistência à compressão triaxial com as tensões de confinamento de 2 MPa, 4 MPa e 6 MPa, respetivamente.

Tabela 20 - Valores obtidos no ensaio de resistência à compressão triaxial com tensão de confinamento de 2 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação.

| Orientação à estratificação | Amostra AP_N CT | σ1 (MPa) | σ ₃ (MPa) | Valor médio e desvio padrão |
|-----------------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------------------|
| | 1 | 29,22 | 2 | |
| Paralelo | 2 | 30,33 | 2 | 29,96 |
| | 3 | 30,33 | 2 | 0,04 |
| Perpendicular | 6 | 24,32 | 2 | 27,34 |
| | 7 | 30,35 | 2 | ± 3,02 |

Tabela 21 - Valores obtidos no ensaio de resistência à compressão triaxial com tensão de confinamento de 4 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação.

| Orientação à estratificação | Amostra AP_N CT | σ1 (MPa) | σ ₃ (MPa) | Valor médio e desvio padrão |
|-----------------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------------------|
| | 4 | 35,02 | 4 | 10.15 |
| Paralelo | 5 | 50,77 | 4 | 43,45 + 7 93 |
| | 11 | 44,56 | 4 | _ 1,00 |
| Porpondioulor | 8 | 35,52 | 4 | 41,08 |
| Perpendicular | 9 | 46,64 | 4 | ± 5,56 |

Tabela 22 - Valores obtidos no ensaio de resistência à compressão triaxial com tensão de confinamentode 6 MPa em amostras cortadas paralelo e perpendicularmente à estratificação.

| Orientação à estratificação | Amostra AP_N CT | σ ₁ (MPa) | σ ₃ (MPa) | Valor médio e desvio padrão |
|-----------------------------|--------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|
| Paralelo | 12 | 60,99 | 6 | 56,68 |
| | 13 | 52,36 | 6 | ± 6,10 |
| Perpendicular | 10 | 47,86 | 6 | 47,86 |

Na análise dos valores de resistência à compressão triaxial com diversas tensões de confinamento, verifica-se que a tensão principal máxima aumenta com o aumento da tensão de confinamento. No entanto, ao contrário do resultado esperado (Vallejo et al. 2002), as tensões principais máximas quando a tensão é aplicada perpendicularmente à estratificação deveriam apresentar valores mais elevados do que quando a tensão é aplicada no plano paralelo. Nas Tabela 20 e Tabela 21 verifica-se que as tensões principais máximas quando a carga é aplicada perpendicularmente à estratificação são inferiores às tensões com carga aplicada paralelamente, no entanto considerando os desvios padrões, esta diferença não é considerável. Na Tabela 22, apenas foi ensaiada uma amostra com a tensão aplicada perpendicularmente à estratificação.

Os ensaios de caracterização mecânica permitiram a determinação da envolvente de acordo com o critério de Mohr. A Figura 42 apresenta a envolvente e os círculos de Mohr segundo o critério de rotura de Mohr-Coulomb calculada através do programa RocData da RocScience.



Figura 42 – Envolvente e círculos de Mohr determinada para as amostras alvo de estudo.

De acordo com o critério de rotura de Mohr Coulomb foi possível obter o valor de coesão (c) e ângulo de atrito (ϕ). Obteve-se um valor de coesão de 1,02 MPa e de ângulo de atrito de 46,59°. De acordo com os valores apresentados na Tabela 6, o valor de ângulo de atrito obtido encontrase dentro do intervalo esperado para um arenito, no entanto a coesão é ligeiramente mais baixa do valor esperado (Vallejo et al., 2002).

5. Conclusão e trabalhos futuros

O trabalho realizado permitiu determinar algumas propriedades físicas e mecânicas de um arenito proveniente da Bacia Lusitânica de forma a avaliar se a rocha apresenta potencial para rocha reservatório.

As propriedades que foram estudadas neste trabalho foram: porosidade efetiva, permeabilidade absoluta, velocidade de propagação das ondas elásticas P, resistência à tração, resistência à compressão uniaxial, módulo de Young, coeficiente de Poisson, resistência à compressão triaxial, coesão e ângulo de atrito. Foi ainda realizada uma caracterização minero-química que incluiu a análise de algumas características da rocha tais como: cor, homogeneidade, minerais constituintes, esferecidade dos grãos e percentagem de fração carbonatada.

Como resultado do ensaio que permitiu calcular a percentagem de porosidade efetiva nas amostras obteve um valor médio de 12,21%, sendo que o valor mais baixo foi de 8,3% e o valor mais elevado foi de 17,2%. Estes valores encontram-se dentro do intervalo de valores esperado para uma rocha sedimentar como é o caso do arenito estudado. Relativamente à permeabilidade, os valores obtidos na permeabilidade medida paralela à estratificação são mais elevados do que os valores obtidos na permeabilidade perpendicular, devido à estratificação funcionar como uma barreira. O valor médio de permeabilidade absoluta medida em paralelo é de 0,24 mD enquanto que medida em perpendicular é de 0,06 mD.

Apesar da porosidade efetiva ser considerada razoável, a permeabilidade absoluta é considerada bastante reduzida. Esta relação entre as duas propriedades demonstra que este arenito não apresenta potencial para ser uma rocha reservatório de hidrocarbonetos líquidos. Geralmente, os reservatórios de hidrocarbonetos líquidos exigem valores de permeabilidade na ordem das centenas de milidarcy (Khanin, 1965). A permeabilidade baixa dificulta o escoamento de fluidos no reservatório, não sendo considerada economicamente viável a sua exploração. No entanto, o arenito estudado poderá ser considerado um potencial reservatório tight. Tipicamente os reservatórios tight apresentam valores de permeabilidade absoluta de cerca de 0,1 mD e porosidade efetiva na ordem dos 10%, sendo formações de arenito ou calcário que são atipicamente impermeáveis ou não porosas (Rajput et al. 2016). Tal como aconteceu na permeabilidade, a velocidade de propagação das ondas elásticas P é diferente caso seja medida em paralelo ou perpendicularmente à estratificação, sendo que esta última apresenta valores superiores. Com base nos valores de velocidade de propagação das ondas elásticas P foi calculado o coeficiente de Birch, indicando que o material geológico apresenta uma anisotropia moderada. Verificou-se também que a velocidade de propagação das ondas elásticas P é maior em amostras secas do que em amostras saturadas, o que pode ser justificado pela presença de argilas ainda que em pouca quantidade (Mello, 2011). Foi possível relacionar a porosidade efetiva com a velocidade de propagação das ondas elásticas P, onde se verifica que quanto maior é a porosidade, menor será a velocidade de propagação das ondas elásticas P.

A caracterização mecânica consistiu na realização dos ensaios de resistência à tração, de resistência à compressão uniaxial e triaxial. O ensaio brasileiro teve como objetivo determinar a resistência à tração e obteve-se um valor médio de 0,69 MPa. De seguida, foram realizados os ensaios de resistência uniaxial e triaxial. Os parâmetros obtidos nestes ensaios permitem obter o círculo de Mohr-Coloumb. Através do ensaio de resistência à compressão uniaxial verifica-se que o arenito estudado é considerado uma rocha branda. Esta característica geralmente está associada às rochas reservatório. Com base no ensaio de compressão uniaxial foi também possível determinar o módulo de Young e o coeficiente de Poisson, que se verificou que se encontram dentro dos intervalos de valores esperados. Com os valores obtidos de resistência à compressão uniaxial foi possível relacionar com a porosidade efetiva, sendo que quando maior é a porosidade, menor será a resistência à compressão uniaxial. Foi possível correlacionar a resistência de compressão uniaxial com a velocidade de propagação das ondas elásticas P, determinando que existe uma tendência de aumento da resistência à compressão uniaxial com o aumento da velocidade de propagação das ondas elásticas P. Ao contrário do que acontece nos ensaios de determinação de permeabilidade absoluta e velocidade de propagação das ondas elásticas P, a estratificação das amostras não influenciou os resultados obtidos no ensaio de compressão triaxial.

Reunindo todos os parâmetros analisados, conclui-se que o arenito proveniente da Formação da Lourinhã na região da Praia de Porto Novo tem potencial para reservatório *tight*.

De forma a melhorar e complementar o estudo realizado neste trabalho, sugere-se alguns desenvolvimentos futuros. Um dos desenvolvimentos importantes consistiria em realizar ensaios de caracterização mecânica com amostras saturadas em diversos fluidos de forma a verificar a influência dos mesmos nas rochas. Seria igualmente importante realizar um estudo mais completo do grau de seleção e forma dos grãos pois poderá influenciar os valores das propriedades intrínsecas da rocha.

6. Bibliografia

Ahmed, T. (2001) Reservoir Engineering Handbook (2nd Edition), Gulf Professional Publishing. ISBN 0-88415-770-9.

Ahmed, T. (2009) Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow. Gulf Professional Publishing. <u>https://doi.org/10.1016/C2009-0-30574-7.</u>

Al-hasani, A., Hakimi, M., Saaid, I., Salim, A., Mahat, S., Ahmed, A., Umar, A. (2018) Reservoir characteristics of the Kuhlan sandstones from Habban oilfield in the Sabatayn Basin, Yemen and their relevance to reservoir rock quality and petroleum accumulation. Journal of African Earth Sciences, Vol. 145, pp 131-147. <u>https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2018.05.013</u>.

Alves, T., Manuppella, G., Gawthorpe, R., Hunt, D., Monteiro, J. (2003) The depositional evolution of diapir-and fault-bounded rift basins: examples from the Lusitanian Basin of West Iberia. Sedimentary Geology. Vol. 162 (3-4), pp 273-303. <u>https://doi.org/10.1016/S0037-0738(03)00155-6</u>

Aminzadeh, F., Dasgupta, S. (2013) Geophysics for Petroleum Engineers. Developments in Petroleum Science. Vol. 60. Pp. 1-282. ISBN: 978-0-444-50662-7.

Amyx, J., Bass, D., Whiting, R. (1960) Petroleum Reservoir Engineering – Physical Properties. McGraw-Hill Book Company. ISBN 0070016003.

Anderson, W. G. (1986) Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. Society of Petroleum Engineers. https://doi.org/10.2118/13932-PA

Anjos, S., Ros, L., Souza, R., Silva, C., Sombra, C. (2000) Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencia sandstones, Potiguar rift basin, Brazil. AAPG Bulletin., Vol. 84 (11), pp 1719–1742. <u>https://doi.org/10.1306/8626C375-173B-11D7-8645000102C1865D</u>.

Archer, J., Wall, C. (1986) Petroleum Engineering – Principles and Practice. Cap. 5. Pp 72 -78. https://doi.org/10.1007/978-94-010-9601-0.

ASTM (2016) Standard Practice for Calculation of Color Tolerances and Color Differences from Instrumentally Measured Color Coordinates. ASTM International, ASTM D2244-16:2016. West Conshohocken, Pennsylvania, USA.

Bahadori, A. (2014) Natural Gas Processing. Gulf Professional Publishing. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099971-5.00001-5.

Baker, R., Yarranton, H., Jensen, J. (2015) Practical reservoir engineering and characterization. https://doi.org/10.1016/C2011-0-05566-7. Barton, N. (1978) Suggested methods for the quantitative description of discontinuities in rock masses. International Society for Rock Mechanics. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts.

Bear, J. (1988) Dynamics of Fluids in Porous Media. Dover Civil and Mechanical Engineering. ISBN 0486656756.

Biot, M. (1941) General Theory of Three-dimensional consolidation. Journal of Applied Physics, Vol.12 (2), pp 155-164. <u>https://doi.org/10.1063/1.1712886.</u>

Birch, F. (1961) The velocity of compressional waves in rocks to 10 kbars: Part 2. J. Geophysics. Res. Vol. 66. Pp. 2199-2224. <u>https://doi.org/10.1029/JZ066i007p02199</u>.

Bourbie, T., Coussy, O., Zinszner, B. (1987) Acoustics of porous media. Institut Français du Pétrole Publications. ISBN 2710805162.

Bucheli, A. Estudo de Propriedades e Comportamento Geomecânico de Rochas Reservatório. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Civil. Brasil. 2005.

Chao, Z., Chuanliang, Y., Yuwen, L., Yang, L., Yuanfang, C., Ji, T. (2018) Thermal effect on the compression coefficient of heavy oil reservoir rocks. Royal Society Open Science, 5, 180534. https://doi.org/10.1098/rsos.180534.

Clark, N. (1969) Elements of petroleum reservoirs. (revised ed). Society of Petroleum Engineers. Dallas, Henry L. Dohery series. ISBN 0895202093.

Coulomb, C. (1773) Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelquels problemes de statique relatifs a la architecture. Memoires d'Academie Roy. Div. Sav., Vol 7, pp 343-387.

Craig, F. (1971) The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monogaph, Vol. 3, Society of Petroleum Engineers of AIME. ISBN 0895202026.

Custódio, E. (2018) Caracterização petrográfica de Reservatórios siliciclásticos da Fm. Lourinhã (Jurássico Superior, Bacia Lusitânica). Dissertação de Mestrado em Geologia. Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa.

Dake, L. (1978) Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science. Vol 8. ISBN 0-444-41830-X.

Dandekar, A. (2013) Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. Second Edition. CRC Press. ISBN 1439876363.

Datta, D., Thakur, N., Ghosh, S., Poddar, R., Sengupta, S. (2016) Determination of Porosity of Rock Samples from Photomicrographs Using Image Analysis. IEEE 6th International Conference on Advanced Computing (IACC), Bhimavaram. pp. 320-325, https://doi.org/10.1109/IACC.2016.67.

Dimri, V., Srivastava, R., Vedanti, N. (2012) Fractal Models in Exploration Geophysics -Applications to Hydrocarbon Reservoirs. Handbook of Geophysical Exploration: Seismic Exploration. Vol. 41. ISBN 9780080451589.

EN 13755-2008. (2008) Métodos de ensaio para pedra natural. Determinação da resistência à compressão uniaxial.

Enab, K., Ertekin, T. (2014) Artificial neural network based design for dual lateral well applications. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 123. Pp. 84-95. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.004.

Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, E.P.E. (2018) Livro Verde sobre a prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos em território nacional. Assembleia da República n.º 120/2017, de 14 de junho.

Eysa, E., Nady, M., Ramadan, F., Said, N. (2016) Reservoir characterization using porosity– permeability relations and statistical analysis: a case study from North Western Desert, Egypt. Arabian Journal Geosciences. Vol. 9 (5). <u>https://doi.org/10.1007/s12517-016-2430-x</u>

Fagan, A. (1991) An Introduction to the Petroleum Industry. Government of Newfoundland and Labrador – Department of Mines and Energy.

Ferreira, J. (2016) Caracterização e modelação de reservatórios carbonatados: estudo de caso baseado em análogos do Jurássico Médio da região de Vale Florido, Maciço Calcário Estremenho (MCE). Dissertação de Mestrado em Geologia. Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa.

Forchheimer, P. (1901) Movimento da água pelo solo. 45^a Edição, Revista da Associação dos Engenheiros Alemães, Düsseldorf.

Ganat, T. (2019) Physical Properties of Reservoir Rocks. Fundamentals of Reservoir Rock Properties. Springer International Publishing. <u>https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3_1</u>.

Garcia, A., Armelenti, G., Reis, R., Pimentel, N., Rocha, L. (2011) Diagenetic Processes and Porosity Evolution Controls in Upper Jurassic Siliciclastic deposits of the Lusitanian Basin (Portugal): Ext. Abstr. II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference, Lisbon, Vol. III, pp. 121-124. ISBN 978-989-96923-1-2.

Gaviglio, P. (1989) Longitudinal wave propagation in a limestone: the relationship between velocity and density. Rock Mechanics and Rock Engineering. Vol. 22. Pp. 299-306. https://doi.org/10.1007/BF01262285.

Geertsma, J. (1957) The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks. Transactions of the AIME. Vol. 210 (01). Pp 331–340. <u>https://doi.org/10.2118/728-G</u>

Guo, B. (2019) Chapter 2 - Petroleum reservoir properties. Well Productivity Handbook (Second Edition). Gulf Professional Publishing. Pp 17-51. <u>https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818264-2.00002-6</u>.

Han, T., Best, A., Sothcott, J., North, L., MacGregor, L. (2015) Relationships among low frequency (2 Hz) electrical resistivity, porosity, clay content and permeability in reservoir sandstones. Journal of Applied Geophysics. Vol. 112. Pp 279–289. <u>https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2014.12.006</u>.

Hu, X., Huang, S. (2017) Physics of Petroleum Reservoirs. Pp. 7-164. Springer Mineralogy. https://doi.org/10.1007/978-3-662-53284-3_2.

Hassker, G., Brunner, E., Deahl, T. (2013) The Role of Capillarity in Oil Production. Transactions of the AIME. Vol. 155. Pp 155-174. <u>https://doi.org/10.2118/944155-G</u>.

Honarpour, M., Mahmood, S. (1988) Relative-Permeability Measurements: An Overview. Journal of Petroleum Technology. Vol. 40. Pp 963-966. <u>https://doi.org/10.2118/18565-PA</u>.

Ismael, M., Chang, L., Konietzky, H. (2017) Behavior of Anisotropic Rocks. In: Introduction into Geomechanics. Cap. 24. Geotechnical Institute TU Bergakademie Freiberg.

ISRM. (1977) Part 1: Suggested Methods for Determining Water Content, Porosity, Density, Absorption and Related Properties and Swelling and Slake Durability Index Properties. Test Standards by International Society for Rock Mechanics.

Kahraman, S. (2001) Evaluation of simple methods for assessing the uniaxial compressive strength of rock. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Vol. 38. Pp. 981–94. <u>https://doi.org/10.1016/S1365-1609(01)00039-9</u>.

Kahraman S., Gunaydin O., Fener M. (2005) The effect of porosity on the relation between uniaxial compressive strength and point load index. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Vol. 42. Pp 584–589. <u>https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2005.02.004</u>.

Kahraman, S. (2019) The effect of water saturation on the P-wave velocity of sedimentary rocks. 23rd International Congress on Acoustics. Germany.

Karmann, I. (2000) Ciclo da Água: Água subterrânea e sua ação geológica. In: Decifrando a Terra. Pp 113-138. São Paulo: Oficina de textos.

Kassab, M., Weller, A. (2015) Study on P-wave and S-wave velocity in dry and wet sandstones of Tushka region, Egypt. Egyptian Journal of Petroleum. Vol. 24(1), Pp 1– 11. https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.02.001

Khanin, A. (1965) Main Studies of Oil and Gas Reservoir Rocks. Publishing House Nedra, Moscow.

Klinkenberg, L. (1941) The permeability of porous media to liquids and gases. Drilling and Production Practice. American Petroleum Inst. Pp 200-213.

Koesoemadinata, R. (1980) Geology of Oil and Natural Gas. Bandung Institute of Technology. Pp. 296.

Kolsky, H. (1963). Stress Waves in Solids. Dover Publications, Inc. New York, E.U.A. https://doi.org/10.1016/0022-460X(64)90008-2.

Krumbein W., Sloss L. (1951) Stratigraphy and sedimentation. (2^a edição). W. H. Freeman, San Francisco and London. Pp 497. <u>https://doi.org/10.1002/gj.3350010110.</u>

Kullberg, J., Rocha, R., Soares, A., Rey, J., Terrinha, J., Callapez, P., Martins, L. (2006) A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. In Geologia de Portugal no contexto da Ibéria (R. Dias, A. Araújo, P. Terrinha & J. C. Kullberg, Eds.). Universidade de Évora. Pp. 317-368.

Labuz, J., Zang, A. (2012) Mohr-Coulomb Failure Criterion. Rock Mechanics and Rock Engineering. Vol. 45 (6). Pp 975-979. <u>https://doi.org/10.1007/s00603-012-0281-7</u>.

Lai, J., Wang, G., Chen, J., Wang, S., Zhou, Z., Fan, X. (2017) Origin and Distribution of Carbonate Cement in Tight Sandstones: The Upper Triassic Yanchang Formation Chang 8 Oil Layer in West Ordos Basin, China. Geofluids. Vol. 2017. https://doi.org/10.1155/2017/8681753.

Lama, R., Vutukuri, V., Saluja, S. (1974) Handbook on mechanical properties of rocks. Germany. ISBN 087849023X.

Lapedes, D. (1978) McGraw-Hill encyclopedia of the geological sciences (4^ª Edição). McGraw-Hill. ISBN 0070452652.

Li, L., Aubertin M. (2003) A general relationship between porosity and uniaxial strength of engineering materials. Canadian Journal of Civil Engineering. Vol. 30 (4). Pp 644–658. https://doi.org/10.1139/l03-012.

Liu, H., Cui, S., Meng, Y., Li, Z., Yu, X., Sun, H., Zhou, Y., Luo, Y. (2021) Rock mechanics and wellbore stability of deep shale during drilling and completion processes. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 205. <u>https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108882</u>.

Ma, S., Morrow, N. (1996) Relationships Between Porosity and Permeability for Porous Rocks. International Symposium of the Society of Core Analysts.

Ma, S., Zhang, X., Morrow, N., Zhou, X. (1999) Characterization of Wettability From Spontaneous Imbibition Measurements. Journal of Canadian Petroleum Technology 38. https://doi.org/10.2118/99-13-49.

Magoon, L. (2004) Petroleum System: Nature's Distribution System for Oil and Gas. Encyclopedia of Energy. Elsevier. Pp 823-836. <u>https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00251-5</u>.

Manuppella, G., Antunes, M.T., Pais, J., Ramalho, M.M. e Rey, J. (1999) Carta Geológica de Portugal na escala de 1/50.000. Notícia Explicativa da Folha 30-A Lourinhã. Instituto Geológico e Mineiro, Lisboa.

McPhee, C., Reed, J., Zubizarreta, I. (2015) Core Analysis: A Best Practice Guide. Developments in Petroleum Science, Vol. 64. Pp. 2-829. ISBN 978-0-444-63533-4.

Mello, V. (2011) Metodologia estruturada para correlação entre propriedades em física de rochas. Programa de graduação em Geofísica. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências, Departamento de Geologia.

Moghadam, A., Salehi, M. (2019) Enhancing hydrocarbon productivity via wettability alteration: A review on the application of nanoparticles. In Reviews in Chemical Engineering. Vol. 35 (4). Pp. 531–563. De Gruyter. <u>https://doi.org/10.1515/revce-2017-0105</u>.

Mohr, O. (1900) What circumstances determine the elastic limit and the breakage of a material? Journal of the Association of German Engineers. Vol. 44. Pp 1524–1530.

Monicard, R. (1980) Core Analysis and Interpretation of Results. Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis. Springer Netherlands. Pp 139-161. <u>https://doi.org/10.1007/978-94-017-5016-5_6</u>.

Morgado, C. (2018) Caracterização de Reservatórios Siliciclásticos do Cretácico inferior da Bacia Lusitânica. Dissertação de Mestrado em Geologia. Faculdade de Ciências – Universidade de Lisboa.

Pacheco, J. (1999) A formação dos jazigos de petróleo e a sua pesquisa. O caso português. Instituto Geológico e Mineiro. GeoFórum 1999/2000.

Petunin, V., Yin, X., Tutuncu, A. (2011) Porosity and Permeability Changes in Sandstones and Carbonates Under Stress and Their Correlation to Rock Texture. Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada. <u>https://doi.org/10.2118/147401-ms</u>.

Powers, M. (1953) A New Roundness Scale for Sedimentary Particles. SEPM Journal of Sedimentary Research. Journal Of Sedimentary petrology. Vol. 23. No. 2. Pp. 117 - 119. https://doi.org/10.1306/D4269567-2B26-11D7-8648000102C1865D.

Rajput, S., Thakur, N. (2016) Geological Controls for Gas Hydrate Formations and Unconventionals. Chapter 10 - The Road Ahead and Other Thoughts. Elsevier. Pp 327-357. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802020-3.00010-2.

Reis, R. Pimentel, N. Garcia, A. (2010) Atlantis - "Modelo Geológico Evolutivo para os Riftes Marinhos do Jurássico da Bacia Lusitânica (Portugal)".

Reis, R., Pimentel, N., Garcia, A. (2011) A Bacia Lusitânica (Portugal): Análise estratigráfica e evolução geodinâmica. Boletim de Geociencias - Petrobras. Vol. 19 (1/2). Pp. 23-53.

Reis, R., Pimentel, N. (2014) Analysis of the Petroleum Systems of the Lusitanian Basin (Western Iberian Margin)—A Tool for Deep Offshore Exploration. <u>https://doi.org/10.13140/2.1.4688.4809</u>.

Richardson, J., Kerver, J., Hafford, J., Osoba, J. (1952) Laboratory Determination of Relative Permeability. Journal of Petroleum Technology. Vol. 4 (08). Pp. 187–196. https://doi.org/10.2118/952187-G.

Rodrigues, I., Leal, F., Soares, J. (2017) Caracterização petrofísica de rochas carbonáticas da Formação Cabaços, Bacia Lusitânica – Portugal. 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro. Brasil.

Satter, A., Iqbal, G. (2015) Reservoir Engineering – The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. Cap. 3. Pp. 29-79. https://doi.org/10.1016/C2013-0-13485-X.

Schmoker, J. (1995) National Assessment Report of USA Oil and Gas Resources. USGS. Reston.

Schön, J. (2011) Physical Properties of Rocks - A Workbook. Handbook of Petroleum Exploration and Production. Vol. 8.

Shaw, D. (1992) The solid-liquid interface. In: (Ed.). Introduction to Colloid and Surface Chemistry. 4^a Edição. Grã-Bretanha: Reed Educational and Professional Publishing. Cap. 6. Pp 151-159. https://doi.org/10.1016/C2009-0-24070-0.

Sheorey, P. (1997) Empirical Rock Failure Criteria. A.A. Balkema. P.176. ISBN 9789054106715.

Shogenov, K., Shogenova, A., Vizika-Kavvadias, O., Nauroy, F. (2015) Reservoir quality and petrophysical properties of Cambrian sandstones and their changes during the experimental modelling of CO2 storage in the Baltic Basin. Estonian Journal of Earth Sciences. Vol. 64 (3). Pp 199–217. <u>https://doi.org/10.3176/earth.2015.27</u>.

Soares, J., Garcia, A., Bezerra, F., Friedrich, A., Cazarin, C., Tabosa, L., Coura, R. (2015) Petrophysics and Rock Physics of Carbonates from Brazil and Portugal. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1609.0326.

Soprana, A., Fischer, T., Dannenhauer, C., Manoel, E., Fasolin, K., Schveitzer, A., Dias, R., Souza, S., Azevedo, C. (2015) Desenvolvimento De Um Simulador De Reservatórios De Gás Para Poços Multifraturados Com A Inclusão De Efeitos Não-Darcy. VI Encontro Nacional de Hidráulica de Poços de Petróleo e Gás.

SY/T 6285-2011. (2011) Evaluating methods of oil and gas reservoirs. China Oil & Gas Industry Standards. China National Standards.

Tiab, D., Donaldson, E. (1996) Theory and Practice of Measuring Reservoir Rocks and Fluid Transport Properties. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. ISBN 0123838487.

Terzaghi, K. (1923) The calculation of the permeability coefficient of the clay from the course of the hydrodynamic stress phenomena. Headquarters. Academy of Sciences in Vienna, Mathematics and science class. Vol. 132. Pp 105–124.

Thomas, J. (2004) Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: ed. Interciência. ISBN 8571930996.

Tissot, B., Welte, D. (1984) Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag. Berlin, Germany. <u>https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8</u>.

Tsidzi, K. (1997) Propagation characteristics of ultrasonic waves in foliated rocks. Bull. Int. Association of Eng. Geology. Vol. 56. Pp.103-113.

Uphoff, T. (2005) Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal. Aapg Bulletin - AAPG BULL. Vol. 89. Pp. 699-714. https://doi.org/10.1306/02020504090.

Vallejo, L., Ferrer, M., Ortuño, L., Oteo, C. (2002) Ingeniería Geológica. Pearson Educación, Madrid. ISBN 8420531049.

Vassiliou, M. (2018) Historical Dictionary of the Petroleum Industry (2^ª edição). Rowman & Littlefield. ISBN 0810859939.

Vavra, C., Kaldi, J., Sneider, R. (1992) Geological applications of capillary pressure: A review. AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists).

Vernik, L., Bruno, M., Bovberg, C. (1993) Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks. Int J Rock Mech Min Sci Geomech. Vol. 30, pp 677–680. https://doi.org/10.1016/0148-9062(93)90004-W

Vijapurapu, C., Rao, D., Lian, K. (2002) The effect of rock surface characteristics on reservoir wettability. Society of Petroleum Engineers, Symposium on Improved Oil Recovery. https://doi.org/10.2118/75211-MS.

Xiong, Y. Xu, H., Wang, Y., Zhou, W., Wang, L., Feng, K. (2017) The variation mechanism of petrophysical properties and the effect of compaction on the relative permeability of an unconsolidated sandstone reservoir," Marine and Petroleum Geology. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.12.006.

Yassar, E., Erdogan, Y. (2004) Correlating sound velocity with density, compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Vol. 4. Pp. 871–875. <u>https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2004.01.012.</u>

Zhixue, S., Zhilei, S., Hongjiang, L., Xijie, Y. (2010) Characteristics of carbonate cements in sandstone reservoirs: A case from Yanchang Formation, middle and southern Ordos Basin, China. Petroleum Exploration and Development. Vol. 37(5). Pp. 543-551. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60054-7

7. Anexos

| | | | | Peso | Peso | Peso | Volume da | Poro | sidade |
|-------------|-----|---------------------|------------------|--------------------------------|------------------------|-----------------|-------------------------------|-------|--------|
| Amos | tra | Comprimento [mm] | Diâmetro [mm] | antes de tirar o sal [g] | após secagem [g] | saturado [g] | amostra [mm ³] | | % |
| | 1 | 132,33 | 52,97 | 675,59 | 672,59 | 703,72 | 291502,69 | 0,107 | 10,7 |
| | 2 | 132,57 | 52,96 | 691,17 | 687,25 | 714,17 | 291873,38 | 0,092 | 9,2 |
| AP_N RCU | 3 | 132,64 | 52,97 | 677,80 | 675,41 | 706,09 | 292106,53 | 0,105 | 10,5 |
| NCO | 4 | 132,37 | 52,99 | 669,88 | 667,10 | 698,59 | 291779,83 | 0,108 | 10,8 |
| | 5 | 132,43 | 52,95 | 672,43 | 670,08 | 703,07 | 291466,04 | 0,113 | 11,3 |
| | 1 | 85,88 | 41,69 | 258,09 | 256,82 | 271,93 | 117191,18 | 0,129 | 12,9 |
| | 2 | 85,66 | 41,61 | 260,91 | 259,88 | 274,58 | 116442,83 | 0,126 | 12,6 |
| | 3 | 85,73 | 41,70 | 261,68 | 260,70 | 274,61 | 117042,62 | 0,119 | 11,9 |
| | 4 | 85,6 | 41,72 | 257,43 | 255,16 | 270,07 | 116939,87 | 0,128 | 12,8 |
| AP_N | 5 | 85,7 | 41,74 | 269,75 | 268,63 | 281,42 | 117188,77 | 0,109 | 10,9 |
| СТ | 6 | 85,62 | 41,67 | 258,17 | 256,80 | 272,27 | 116705,65 | 0,133 | 13,3 |
| | 7 | 85,69 | 41,76 | 266,04 | 264,18 | 276,89 | 117287,42 | 0,108 | 10,8 |
| | 8 | 85,4 | 41,67 | 256,81 | 255,67 | 271,40 | 116424,40 | 0,135 | 13,5 |
| | 9 | 85,78 | 41,71 | 268,68 | 267,57 | 279,60 | 117167,05 | 0,103 | 10,3 |
| | 10 | 85,66 | 41,68 | 259,67 | 258,58 | 273,19 | 116834,90 | 0,125 | 12,5 |
| | 1 | 28,39 | 53,02 | 130,64 | 130,04 | 140,13 | 62649,05 | 0,161 | 16,1 |
| | 2 | 27,75 | 52,88 | 127,86 | 127,19 | 137,12 | 60913,78 | 0,163 | 16,3 |
| | 3 | 28,05 | 52,95 | 138,84 | 138,24 | 146,11 | 61735,43 | 0,127 | 12,7 |
| | 4 | 28,45 | 53 <i>,</i> 04 | 150,94 | 149,92 | 155,30 | 62828,83 | 0,086 | 8,6 |
| | 5 | 28,25 | 53 <i>,</i> 98 | 139,01 | 138,33 | 146,00 | 64618,05 | 0,119 | 11,9 |
| AP_N | 6 | 28,25 | 53 <i>,</i> 94 | 137,84 | 137,15 | 145,41 | 64522,32 | 0,128 | 12,8 |
| Ы | 7 | 28,2 | 53,02 | 139,78 | 139,16 | 147,02 | 62229,77 | 0,126 | 12,6 |
| | 8 | 27,79 | 53,01 | 137,34 | 136,64 | 144,56 | 61301,88 | 0,129 | 12,9 |
| | 9 | 28,23 | 52,94 | 137,28 | 136,65 | 145,06 | 62108,12 | 0,135 | 13,5 |
| | 10 | 27,73 | 52,88 | 125,42 | 124,63 | 135,10 | 60869,88 | 0,172 | 17,2 |
| | 11 | 28,36 | 53,01 | 135,26 | 134,67 | 143,48 | 62559,24 | 0,141 | 14,1 |

A - Valores de porosidade efetiva nas diferentes amostras

| | | Velocidades de pro | /elocidades de propagação das ondas elásticas P (em amostras secas antes de dessalinização) | | | | | | |
|----------|----|--------------------|--|---------|---------|---------|---------|---------|--|
| Amostras | | | Α | В | Α | В | Α | В | |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | | |
| AP_N | 1 | 2544,81 | 2475,39 | 2303,19 | 2077,39 | 2069,27 | 2179,97 | 2085,56 | |
| | 2 | 2651,30 | 2509,95 | 2583,41 | 2343,36 | 2583,41 | 2272,96 | 2546,15 | |
| | 3 | 2389,86 | 2188,71 | 2170,77 | 2273,25 | 2161,90 | 2161,90 | 2029,37 | |
| NOU | 4 | 2497,59 | 2154,07 | 2597,55 | 2386,94 | 2476,17 | 2344,69 | 2441,94 | |
| | 5 | 2295,15 | 2020,99 | 2170,08 | 2118,00 | 2215,48 | 2005,68 | 2197,10 | |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | | |
| | 1 | 2365,84 | 2303,50 | 2095,14 | - | - | 2229,59 | 2084,67 | |
| | 2 | 2461,49 | 2311,85 | 2070,32 | - | - | 2462,33 | 2213,48 | |
| | 3 | 2637,85 | 2622,85 | 2304,05 | - | - | 2512,25 | 2278,87 | |
| | 4 | 2424,93 | 2453,92 | 2085,83 | - | - | 2453,92 | 2106,90 | |
| | 5 | 2678,13 | 2658,39 | 2305,89 | - | - | 2727,89 | 2440,74 | |
| | 11 | 2265,87 | 1753,92 | 2232,26 | - | - | 1880,33 | 2268,66 | |
| AP_N | 12 | 2773,53 | 2438,60 | 2656,05 | - | - | 2369,32 | 2761,59 | |
| СТ | 13 | 2585,37 | 1946,42 | 2450,20 | - | - | 1714,13 | 2464,69 | |
| | | Perpendicular | Paralelo | | | | | | |
| | 6 | 2000,47 | 2654,14 | 2604,38 | - | - | 2216,49 | 2115,23 | |
| | 7 | 2347,67 | 2386,10 | 2269,38 | - | - | 2899,77 | 2659,66 | |
| | 8 | 2067,80 | 2159,24 | 2115,40 | - | - | 2315,19 | 2408,86 | |
| | 9 | 2443,87 | 2453,73 | 2468,24 | - | - | 2623,48 | 2640,08 | |
| | 10 | 2157,68 | 2290,29 | 2253,15 | - | - | 2277,78 | 2277,78 | |

B - Valores de velocidade de propagação das ondas elásticas P em diferentes fases do procedimento experimental

| | | Velocidades de propagação das ondas elásticas P (em amostras saturadas - | | | | | | | | | |
|----------|----|--|---------------|---------------|------------|---------|---------|---------|--|--|--|
| | | | - | dessa | inizaçao) | _ | _ | _ | | | |
| Amostras | | | Α | В | Α | В | Α | В | | | |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | | | | |
| | 1 | 2205,50 | 2323,39 | 2216,46 | 1871,85 | 1891,90 | 1852,21 | 1878,49 | | | |
| | 2 | 2594,23 | 2385,59 | 2396,38 | 2234,60 | 2343,36 | 1998,49 | 2374,89 | | | |
| | 3 | 2125,60 | 1845,53 | 1845,53 | 1998,74 | 1976,37 | 2006,31 | 1807,74 | | | |
| RCU | 4 | 2213,59 | 1899,28 | 2274,25 | 2154,07 | 2207,92 | 2162,86 | 2154,07 | | | |
| | 5 | 1988,44 | 1794,92 | 1939,56 | 1884,34 | 1953,87 | 1871,02 | 1953,87 | | | |
| | | Paralelo | | Perpendicular | | | | | | | |
| | 1 | 1929,89 | 1930,25 | 1828,65 | - | - | 1994,90 | 1797,13 | | | |
| | 2 | 2254,21 | 1972,20 | 1857,74 | - | - | 2299,08 | 2010,31 | | | |
| | 3 | 2361,71 | 2482,34 | 2034,31 | - | - | 2356,12 | 2004,97 | | | |
| AP_N | 4 | 2103,19 | 2330,54 | 1879,13 | - | - | 2184,12 | 1896,21 | | | |
| СТ | 5 | 2596,97 | 2514,26 | 2151,37 | - | - | 2624,95 | 2268,30 | | | |
| | 11 | 2212,76 | 1676,44 | 2129,76 | | | 1791,56 | 2197,02 | | | |
| | 12 | 2677,29 | 2303,87 | 2452,94 | | | 2303,87 | 2467,46 | | | |
| | 13 | 2443,80 | 1901,98 | 2227,45 | | | 1646,38 | 2251,53 | | | |

| | | Perpendicular | | | | | | |
|--|----|---------------|---------|---------|---|---|---------|---------|
| | 6 | 1630,86 | 2540,85 | 1894,09 | - | - | 2525,45 | 1827,63 |
| | 7 | 2225,71 | 2007,53 | 2027,02 | - | - | 2659,66 | 2413,68 |
| | 8 | 1704,59 | 1722,04 | 1780,91 | - | - | 2315,19 | 2252,61 |
| | 9 | 2369,61 | 2183,94 | 2150,17 | - | - | 2356,69 | 2543,50 |
| | 10 | 1858,13 | 2105,22 | 1788,98 | - | - | 2094,64 | 1984,92 |
| | | | | | | | | |

| | | Velocidades de | Velocidades de propagação das ondas elásticas P (em amostras secas) | | | | | | | |
|----------|----|----------------|---|---------|---------|---------|---------|---------|--|--|
| Amostras | | | Α | В | Α | В | Α | В | | |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | | | |
| AP_N | 1 | 2651,90 | 2596,73 | 2463,88 | 2179,97 | 2323,39 | 2254,18 | 2171,04 | | |
| | 2 | 2907,13 | 2533,97 | 2729,90 | 2596,08 | 2787,37 | 2451,85 | 2570,87 | | |
| | 3 | 2512,07 | 2312,95 | 2273,25 | 2429,66 | 2375,19 | 2283,05 | 2283,05 | | |
| RCU | 4 | 2668,80 | 2264,53 | 2818,62 | 2453,24 | 2636,32 | 2430,73 | 2559,90 | | |
| | 5 | 2479,96 | 2243,64 | 2428,90 | 2292,21 | 2374,44 | 2179,01 | 2332,60 | | |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | | | |
| | 1 | 2496,51 | 2438,21 | 2127,21 | - | - | 2511,65 | 2171,53 | | |
| | 2 | 2685,27 | 2522,02 | 2299,08 | - | - | 2633,76 | 2261,59 | | |
| | 3 | 2756,59 | 2639,45 | 2356,12 | - | - | 2639,45 | 2383,05 | | |
| | 4 | 2555,22 | 2559,30 | 2128,40 | - | - | 2528,28 | 2195,61 | | |
| | 5 | 2847,18 | 2641,56 | 2412,52 | - | - | 2878,39 | 2440,74 | | |
| | 11 | 2638,82 | 2108,25 | 2641,98 | - | - | 2185,51 | 2675,85 | | |
| | 12 | 2988,38 | 2574,07 | 2798,66 | - | - | 2574,07 | 2836,73 | | |
| | 13 | 2864,86 | 2263,77 | 2509,24 | - | - | 2169,44 | 2833,56 | | |
| | | Perpendicular | Paralelo | | | | | | | |
| | 6 | 2178,63 | 2778,00 | 2688,39 | - | - | 2367,61 | 2240,32 | | |
| | 7 | 2490,99 | 2500,40 | 2456,27 | - | - | 2879,77 | 2729,19 | | |
| | 8 | 2206,72 | 2354,43 | 2252,61 | - | - | 2556,65 | 2510,44 | | |
| | 9 | 2599,39 | 2691,18 | 2708,66 | - | - | 2818,47 | 2937,56 | | |
| | 10 | 2327,72 | 2466,47 | 2437,62 | - | - | 2541,67 | 2466,47 | | |

| | | Velocidades de pro | pagação | das ondas | elásticas | P (em am | ostras sa | turadas) |
|------------|----|--------------------|---------------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|
| Amostras | | | Α | В | Α | В | Α | В |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | |
| | 1 | 2093,83 | 2273,53 | 2144,67 | 1858,71 | 1878,49 | 1820,39 | 1795,71 |
| | 2 | 2501,23 | 2353,78 | 2374,89 | 2179,42 | 2322,81 | 1990,98 | 2263,25 |
| AP_N | 3 | 2088,78 | 1826,44 | 1783,39 | 1891,67 | 1807,74 | 1940,17 | 1765,56 |
| RCU | 4 | 2206,21 | 1859,30 | 2245,34 | 2145,34 | 2119,60 | 2111,16 | 1977,24 |
| | 5 | 1941,79 | 1770,90 | 1838,54 | 1838,54 | 1864,44 | 1770,90 | 1844,95 |
| | | Paralelo | Perpendicular | | | | | |
| | 1 | 1871,02 | 1844,84 | 1766,67 | - | - | 1912,54 | 1715,78 |
| | 2 | 2213,44 | 1908,87 | 1817,18 | - | - | 2156,13 | 1981,59 |
| | 3 | 2238,38 | 2266,49 | 1957,90 | - | - | 2116,92 | 1948,75 |
| | 4 | 2047,85 | 2161,49 | 1896,21 | - | - | 2065,18 | 1798,13 |
| AP_N CT | 5 | 2550,60 | 2293,22 | 1950,31 | - | - | 2484,33 | 2185,17 |
| | 11 | 2198,79 | 1882,24 | 1723,96 | - | - | 2109,58 | 1925,19 |
| | 12 | 2683,62 | 2339,75 | 2037,12 | - | - | 2576,48 | 2280,03 |
| | 13 | 2529,13 | 2276,68 | 1978,32 | - | - | 2415,35 | 2178,91 |
| | | Perpendicular | | | Para | alelo | | |
| | 6 | 1615.47 | 2422.67 | 2252.43 | - | - | 1843.81 | 1765.68 |

| 7 | 2121,04 | 1815,51 | 1880,93 | - | - | 2500,40 | 2345,88 |
|----|---------|---------|---------|---|---|---------|---------|
| 8 | 1684,42 | 1653,70 | 1694,04 | - | - | 2148,11 | 2104,71 |
| 9 | 2330,98 | 2172,57 | 2128,23 | - | - | 2279,42 | 2397,32 |
| 10 | 1842,15 | 1920,89 | 1912,08 | - | - | 1975,51 | 1894,70 |

C - Curvas Tensão Vs Extensão Axial



Figura 43 - Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N RCU 2.



Figura 44 - Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N RCU 3.



Figura 45 - Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N RCU 4.



Figura 46 - Curva tensão vs. Extensão axial do ensaio de compressão uniaxial da amostra AP_N RCU 5.



D – Determinação de outlier - Ensaio de resistência à tração

Figura 47 – Gráfico de verificação de outlier através do método interquartil.



Figura 48 – Boxsplot para verificação de outlier através do método interquartil.